

島根原子力発電所2号炉

重大事故等対策の有効性評価

令和元年10月

中国電力株式会社

目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗
＋HPCS失敗
 - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 LOCA時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
3. 運転中の原子炉における重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合
 - 3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合
 - 3.2 高圧溶融物放出／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 外部電源を考慮した解析結果について（高圧・低圧注水機能喪失）
 - 添付資料 2.1.2 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
 - 添付資料 2.1.3 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・低圧注水機能喪失）
 - 添付資料 2.1.4 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 2.1.5 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 2.1.6 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 2.1.7 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 外部電源を考慮した解析結果について（高圧注水・減圧機能喪失）
 - 添付資料 2.2.3 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
 - 添付資料 2.2.4 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（高圧注水・減圧機能喪失）
 - 添付資料 2.2.5 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

 - (2.3 全交流動力電源喪失)
 - (2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗)
 - 添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について
 - 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
 - 添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が可能であることの妥当性について
 - 添付資料 2.3.1.4 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
 - 添付資料 2.3.1.5 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）

- 添付資料 2.3.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.1.7 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.1.8 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.1.9 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

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

- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の8時間運転継続に期待することの妥当性について
- 添付資料 2.3.2.2 安定状態について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)
- 添付資料 2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)
- 添付資料 2.3.2.4 注水開始操作の時間余裕について

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

- 添付資料 2.3.4.1 安定状態について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.4.4 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.4.5 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)
- 添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

(2.4 崩壊熱除去機能喪失)

(2.4.1 取水機能が喪失した場合)

- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

(2.4.2 残留熱除去系が故障した場合)

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

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

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

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

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

(2.5 原子炉停止機能喪失)

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

添付資料 2.5.2 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 SLC 起動を手動起動としていることについての整理

添付資料 2.5.11 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 安定状態について(LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.4 減圧・注水操作の時間余裕について

添付資料 2.6.5 7日間における水源の対応について(LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.6 7日間における燃料の対応について(LOCA時注水機能喪失)

添付資料 2.6.7 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 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）)
- 添付資料 3.1.2.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.3 安定状態について（残留熱代替除去系を使用する場合）
- 添付資料 3.1.2.4 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.5 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 3.1.2.6 原子炉格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 3.1.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合））)
- 添付資料 3.1.2.8 大破断LOCAを上回る規模のLOCA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 3.1.2.9 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する場合）)
- 添付資料 3.1.2.10 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用する場合）)
- 添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（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Cs-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 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 3.1.3.9 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しない場合）

添付資料 3.1.3.10 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）

（3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」、 「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置づけ

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

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

添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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

（3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

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

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

添付資料 3.3.3 ペDESTALへの水張り実施の適切性

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

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

（3.4 水素燃焼）

添付資料 3.4.1 G値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響

添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について

添付資料 3.4.3 安定状態について（水素燃焼）

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

添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

（3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.1 安定状態について（溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合、ペDESTAL床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

(4. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故)

(4.1 想定事故1)

- 添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について (想定事故1)
- 添付資料 4.1.4 島根2号炉 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について(想定事故1)
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について(想定事故1)

(4.2 想定事故2)

- 添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 燃料プールのサイフォンブレイク配管について
- 添付資料 4.2.3 安定状態について (想定事故2)
- 添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応について(想定事故2)

(5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

(5.1 崩壊熱除去機能喪失)

- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について (運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について
- 添付資料 5.1.6 運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))
- 添付資料 5.1.8 7日間における燃料の対応について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))

(5.2 全交流動力電源喪失)

- 添付資料 5.2.1 安定状態について (運転停止中(全交流動力電源喪失))
- 添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
- 添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))
- 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中(全交流動力電源喪失))

(5.3 原子炉冷却材の流出)

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

(5.4 反応度の誤投入)

- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について（運転停止中（反応度の誤投入））
- 添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（反応度の誤投入））
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

(6. 必要な要員及び資源の評価)

- 添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について
- 添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について
- 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

下線は，今回の提出資料を示す。

2.6 LOCA時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，③「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもLOCAを起因とする事故シーケンスとして，⑤「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑥「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」が抽出された。

なお，大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが，重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系は蒸気駆動の設備であり，小破断LOCA又は中破断LOCAが発生している状況では，その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧原子炉代替注水系には期待せず，低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器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)図及び第 2.6.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.6.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.6.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 29 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 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、29 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、格納容器圧力高（13.7 kPa[gage]）で高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

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

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

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

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

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

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. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

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

格納容器圧力が427kPa[gage]に到達した場合、NGC N2トラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（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）及びドライウエル水位である。

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

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。なお、中破断LOCAは、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のLOCAと定義していることから、本評価では、原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器

における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R，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2.6.2-1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

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系，低压注水機能として低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水モード）の機能が喪失するものとする。また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は，給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

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

(c) 低压原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に 200m³/h（原子炉圧力 1.00MPa[gage]において）にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器フィルタベント系

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

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

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

(c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 427kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内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、サブプレッション・プール水位及び水温の推移を第 2.6.2-1(14)図から第 2.6.2-1(17)図に示す。

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

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）で高圧炉心スプレイ

系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の起動にも失敗する。また、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル1）での自動減圧系の動作は期待しない。

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

事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

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

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器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22時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊弁（約5m）及びベントライン（約9m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊弁の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.6.2-1(7)図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約779℃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2.6.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器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427kPa[gage]及び約154℃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 22 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 2.6.2）

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「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」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。なお、LOCA時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着による除去に期待できるため、サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数（5）に対して遜色ない効果が得られるものとする。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目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られられる操作として、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 2.6.3）

(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 2.6.2-1 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られ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 3.1cm²を設定している。なお、第 2.6.3-1(1) 図から第 2.6.3-1(4) 図に示すとおり、S A F E R 解析によれば、破断面積が約 4.2cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.6.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件

は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメ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「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約 3.1cm²を設定している。なお、第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図に示すとおり、SAFER解析によれば、破断面積が約 4.2cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 817℃となる。

破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(添付資料 2.6.1, 2.6.3)

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格納容器圧力 427kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの実施基準(格納容器圧力 427kPa[gage])に到達するのは、事象発生から約 22 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 2.6.3)

(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 427kPa[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 2.6.3)

(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 2.6.3-1(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「2.3.1.2(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 22 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 427kPa[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 73 時間後であり、約 51 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 2.6.3, 2.6.4）

(4) まとめ

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

2.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」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 29 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 42 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「L O C A 時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、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）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 4,100m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³の水を保有して

いる。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西）の水を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 2.6.5）

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約9m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料 2.6.6）

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 2.6.7）

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」

に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器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「LOCA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LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

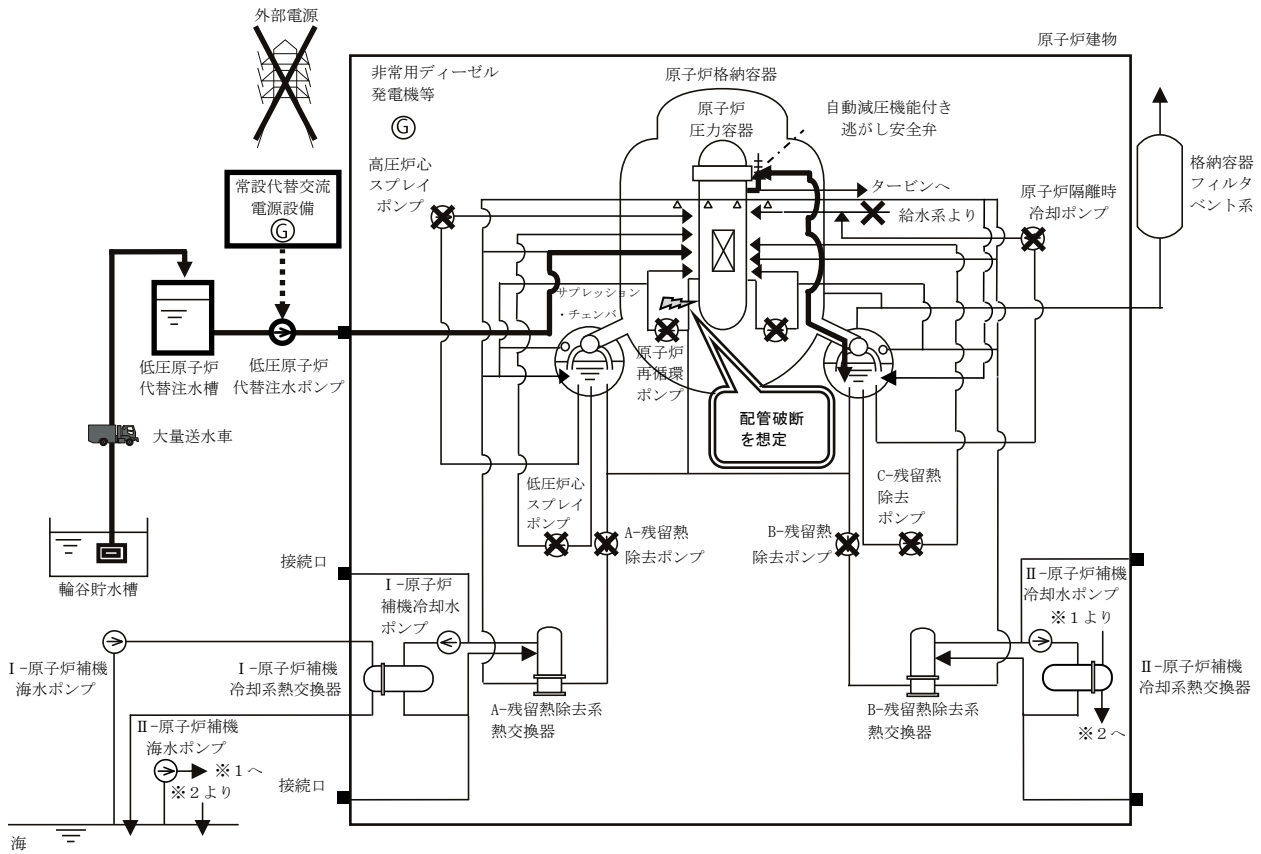
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

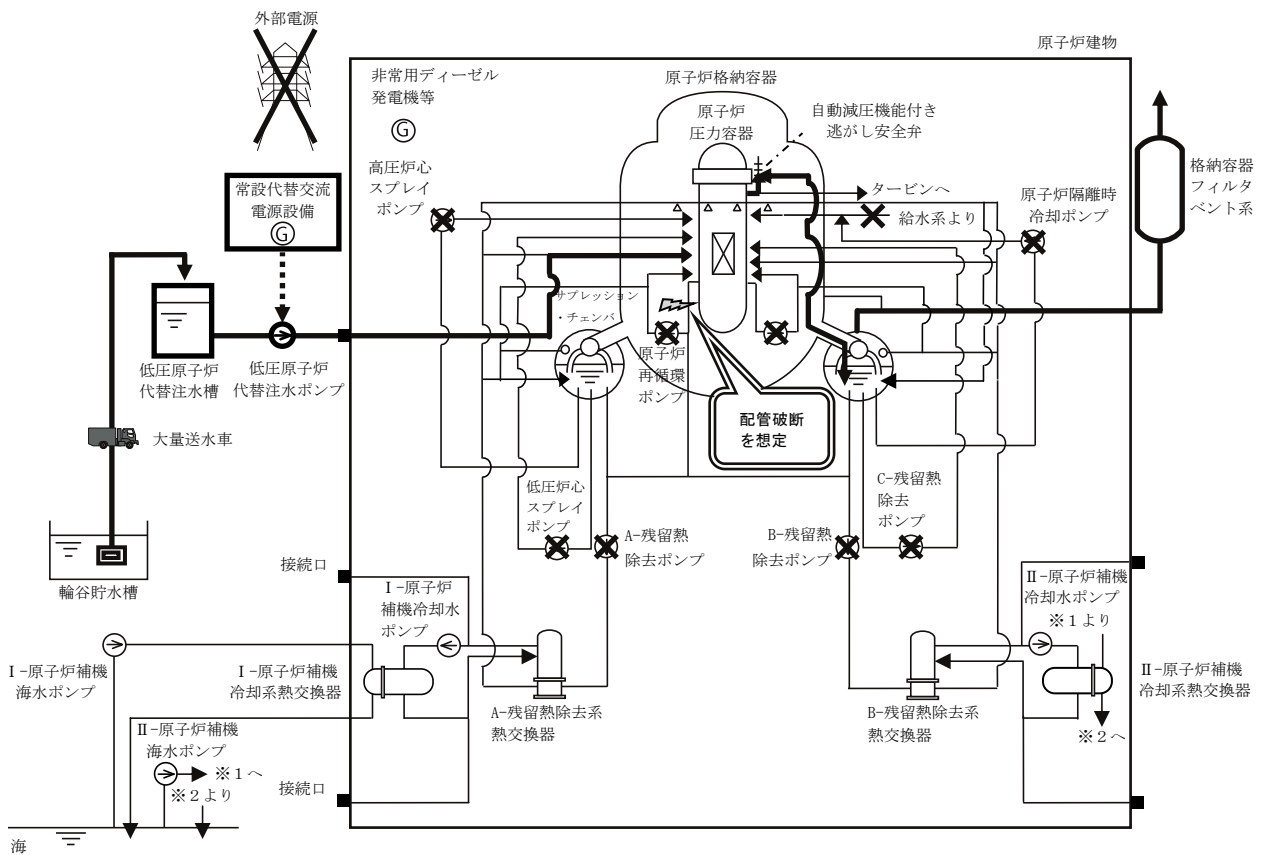
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

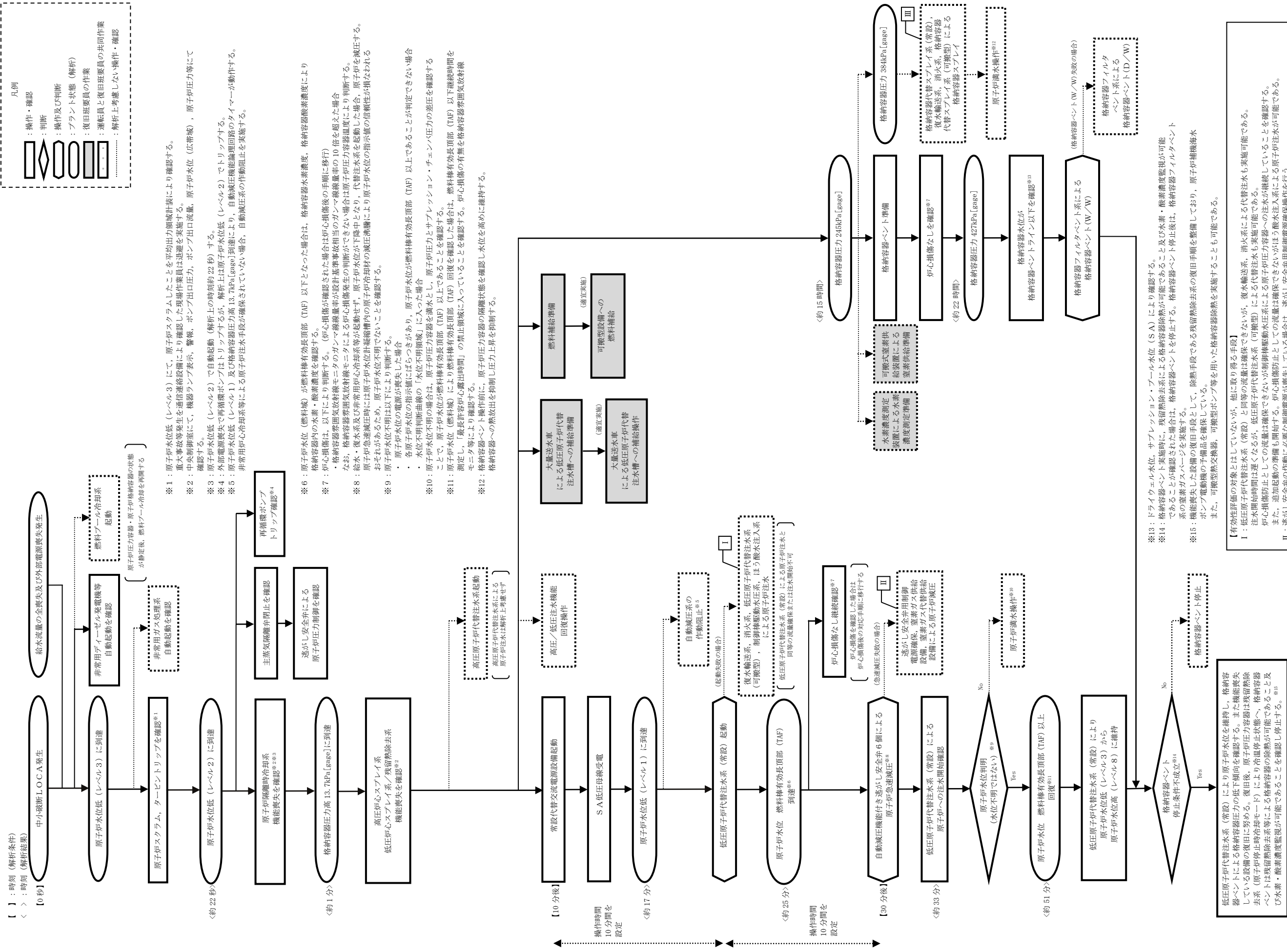
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。



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)

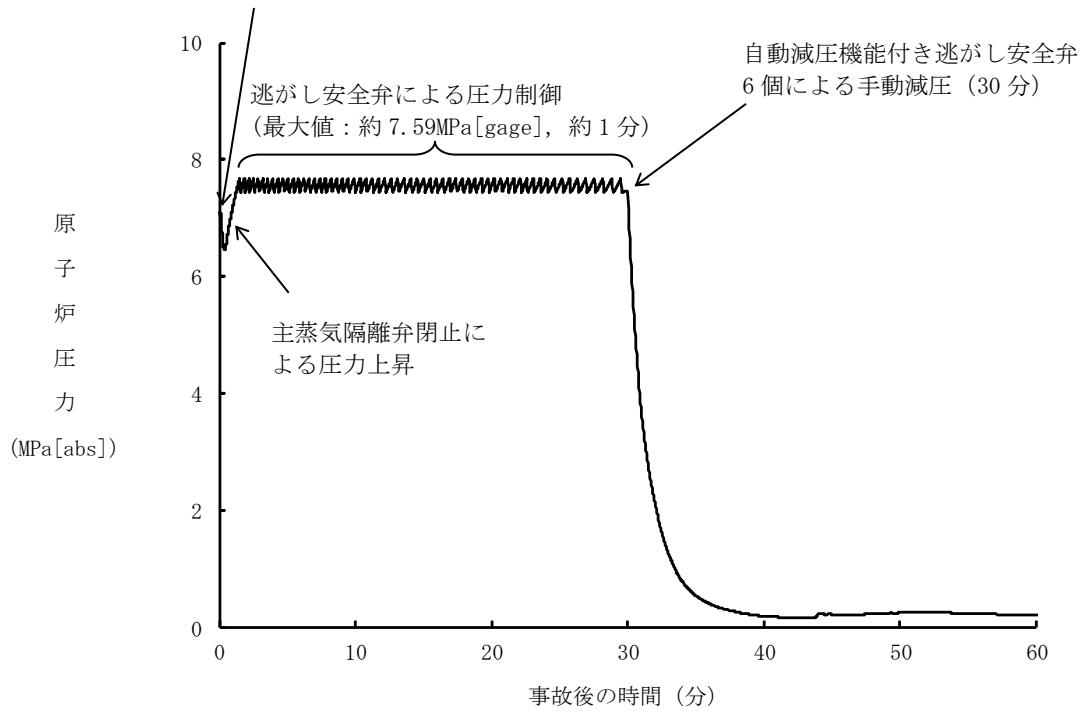


第 2.6.1-1(2) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

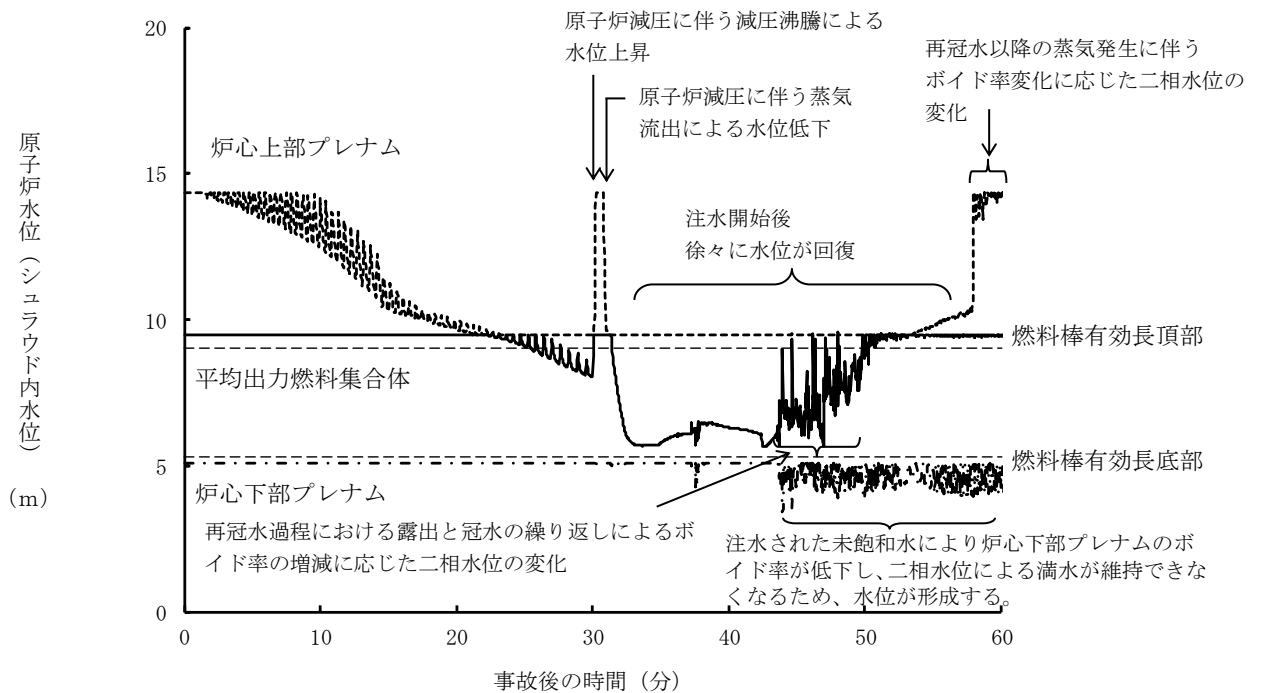


第 2.6.1-2 図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

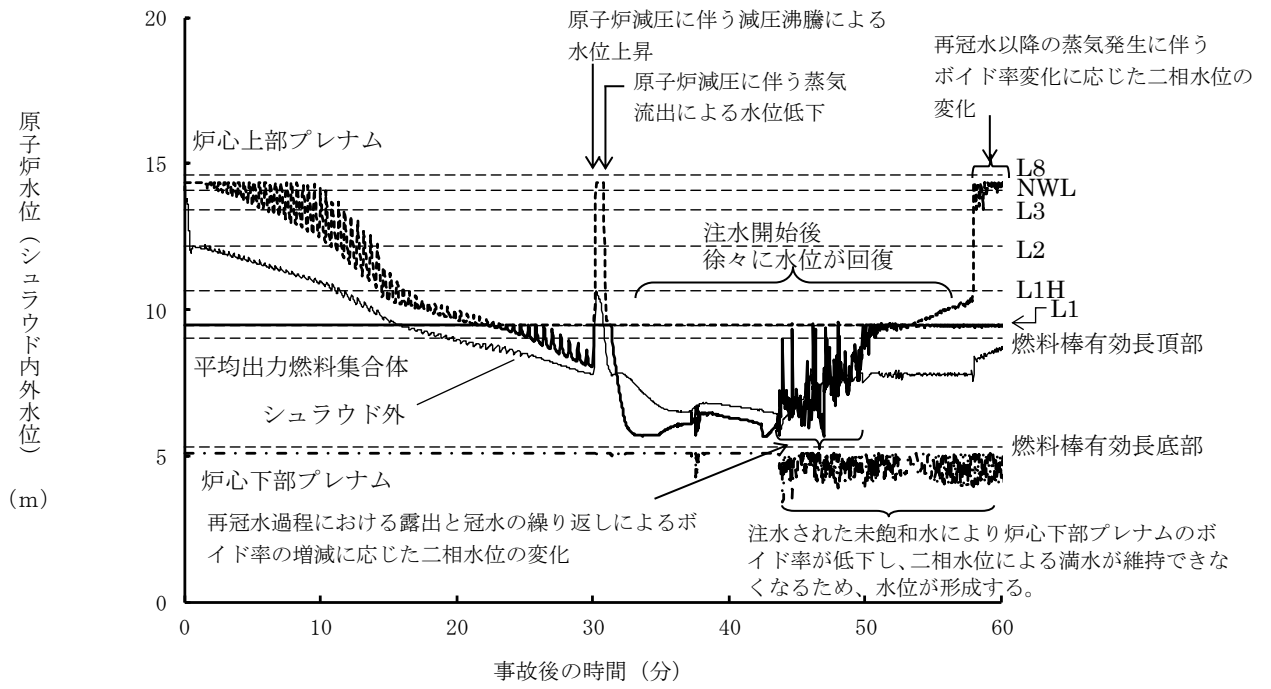
炉内からの蒸気流出による圧力低下



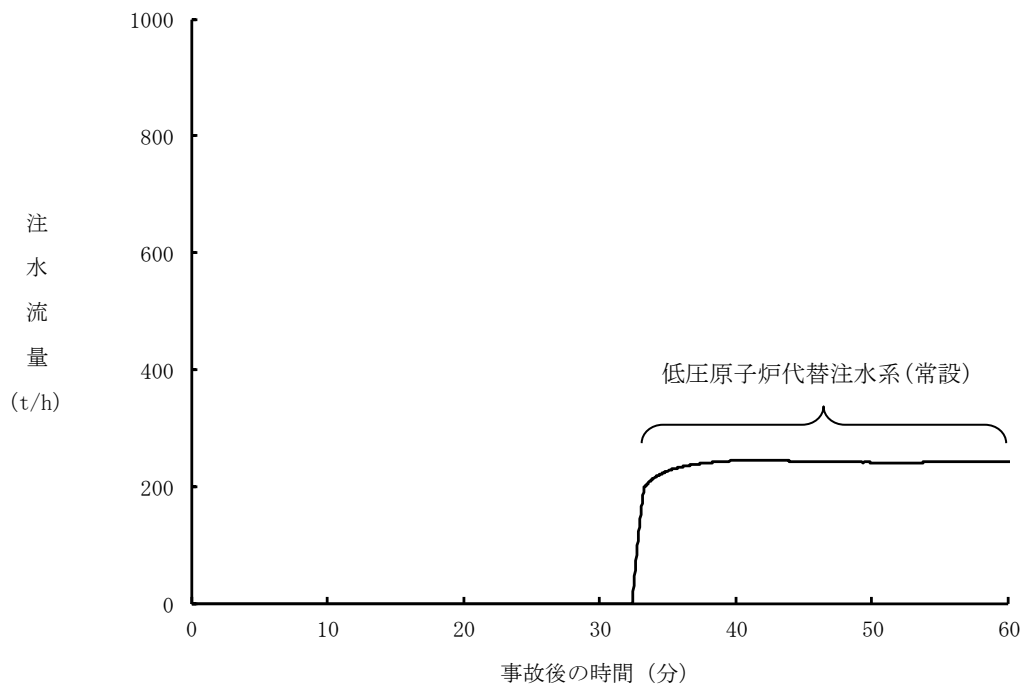
第 2.6.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



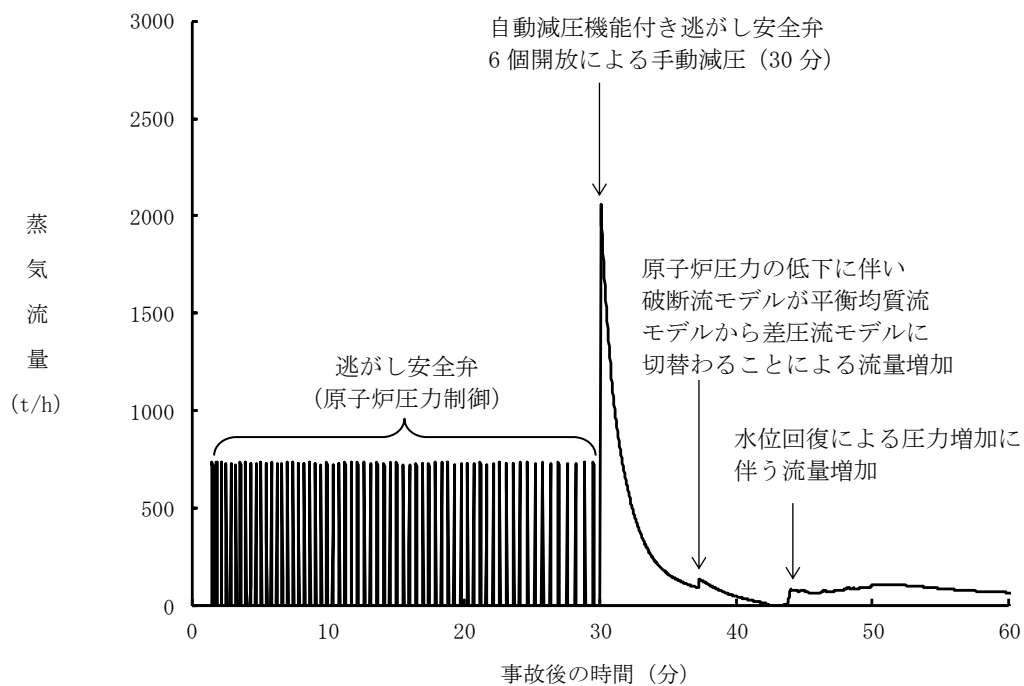
第 2.6.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



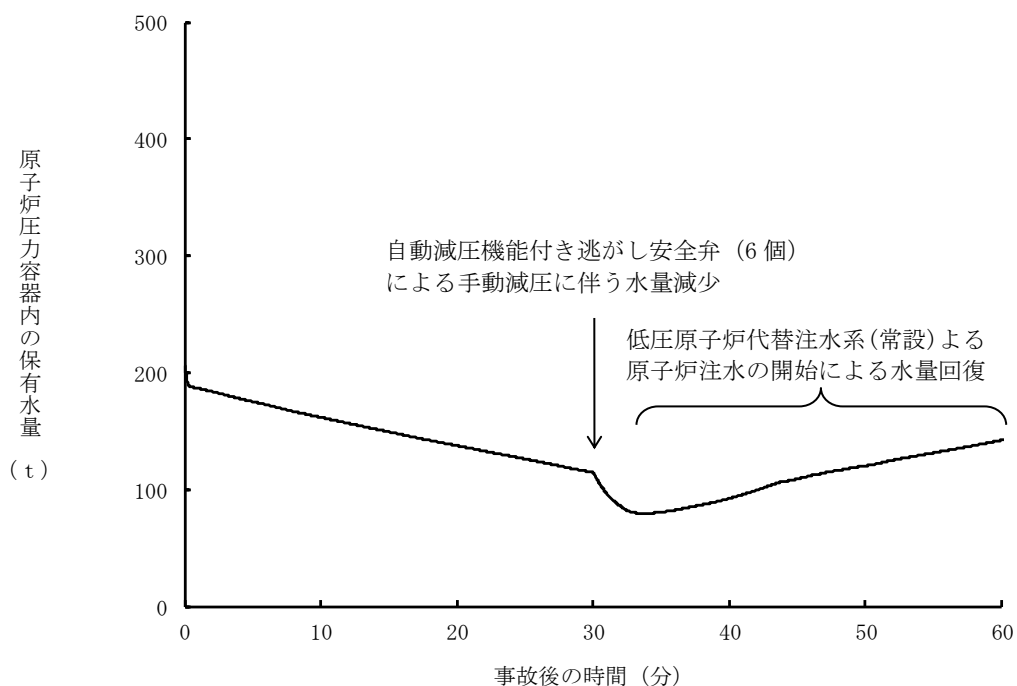
第 2.6.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



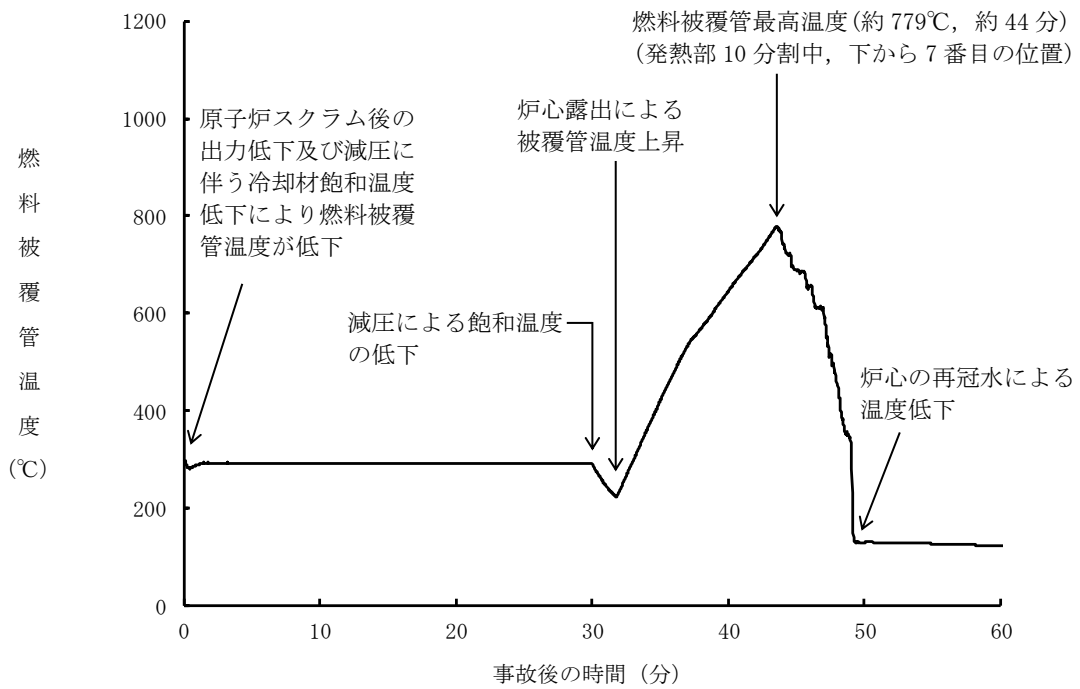
第 2.6.2-1(4) 図 注水流量の推移



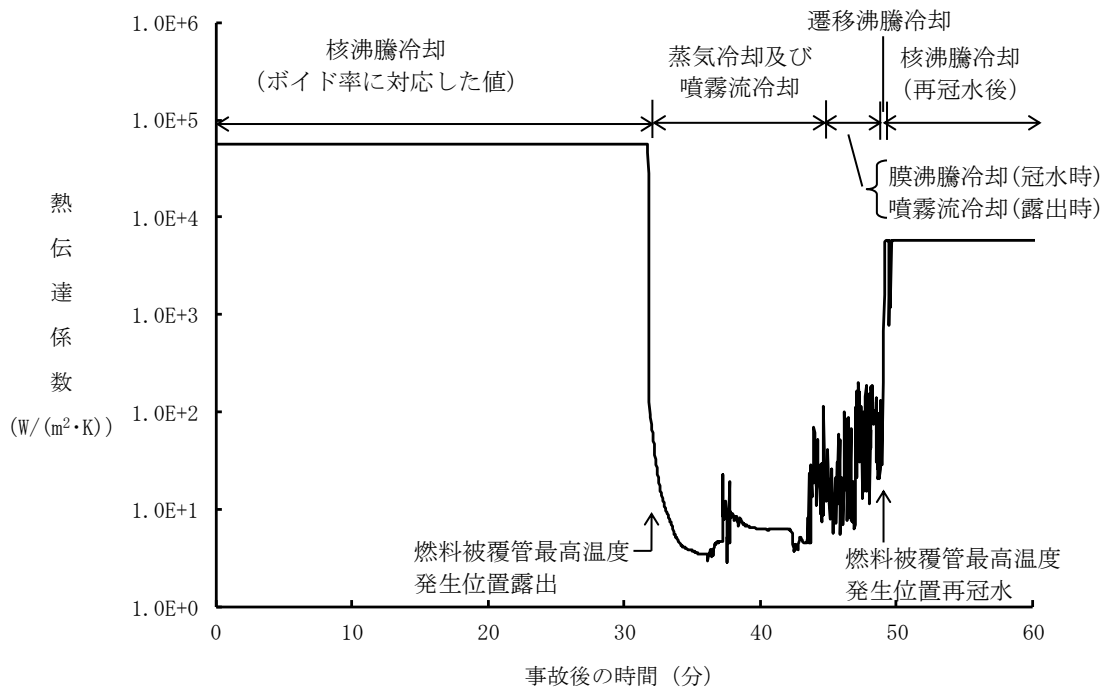
第 2.6.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



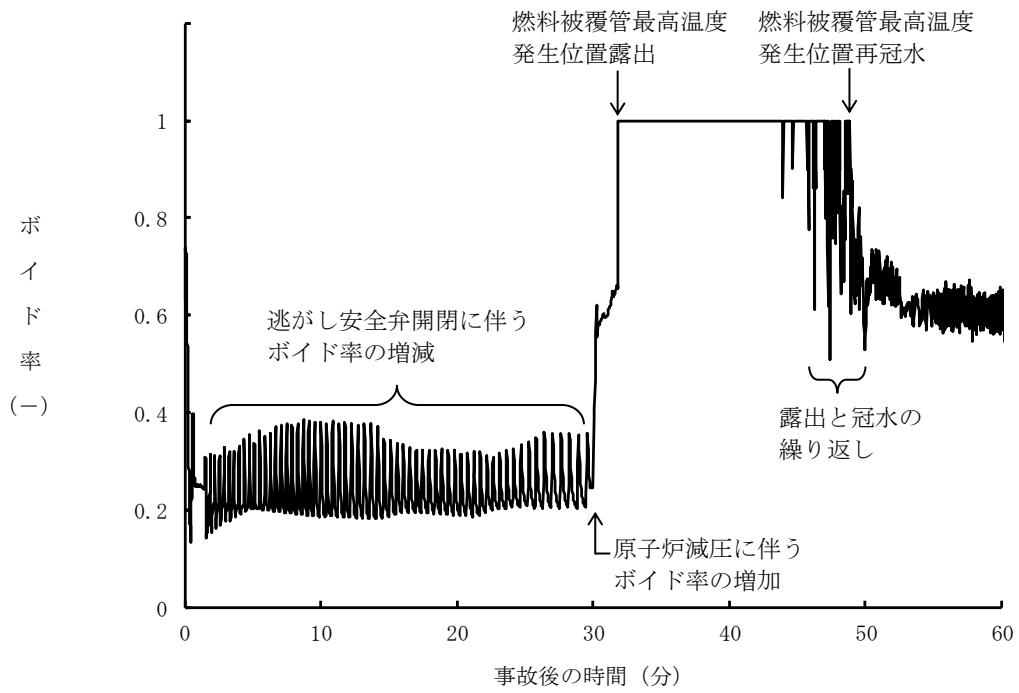
第 2.6.2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



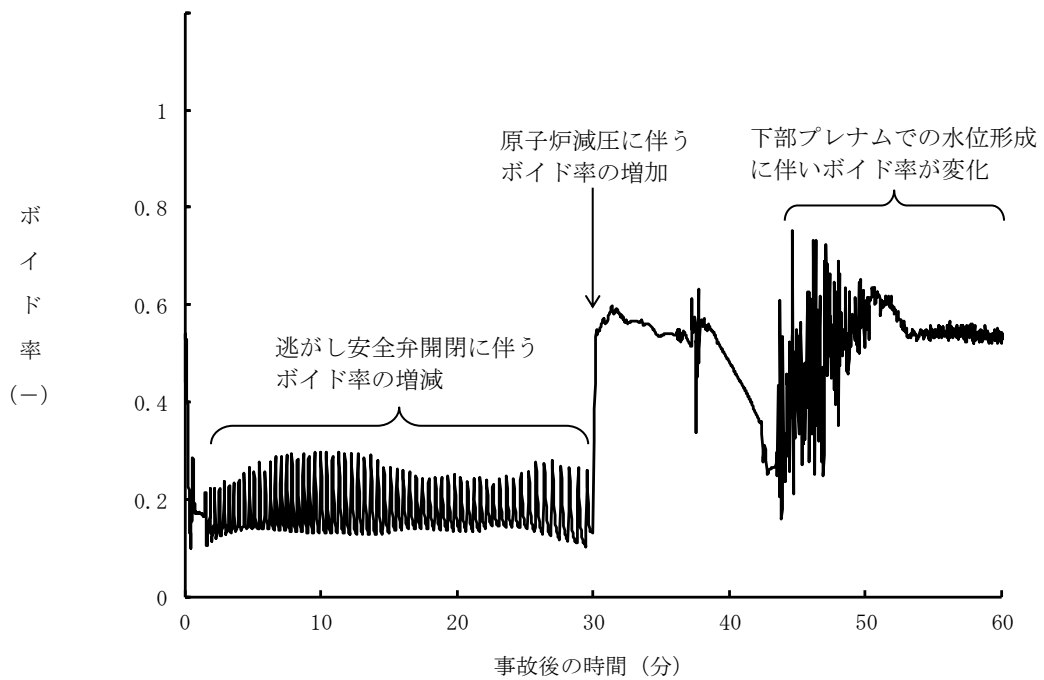
第 2.6.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



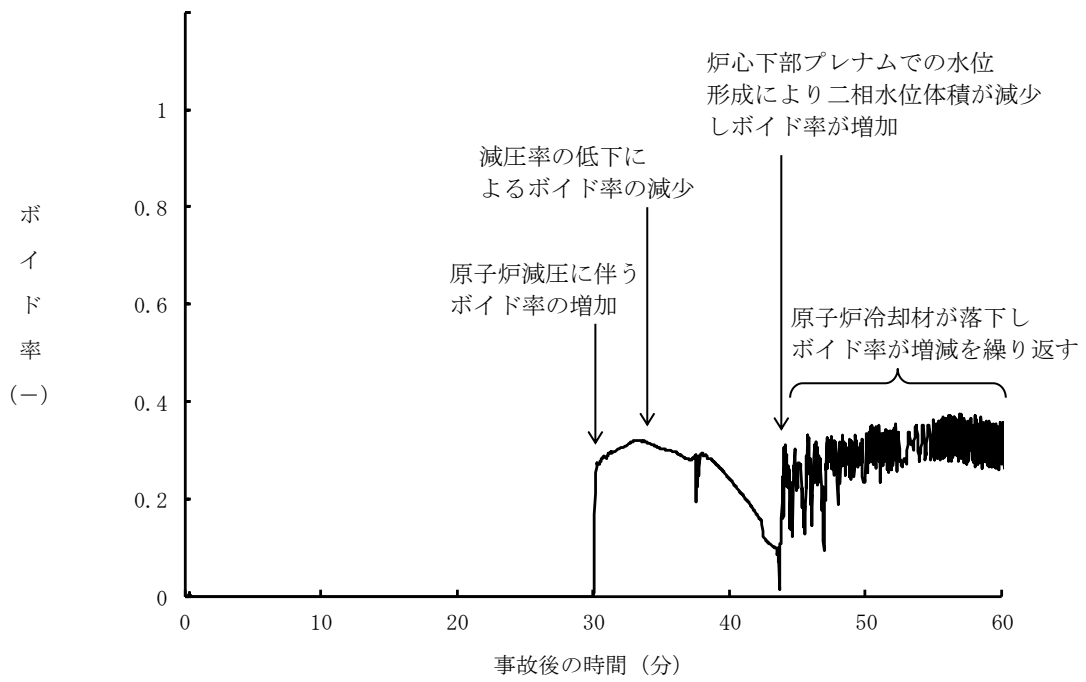
第 2.6.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



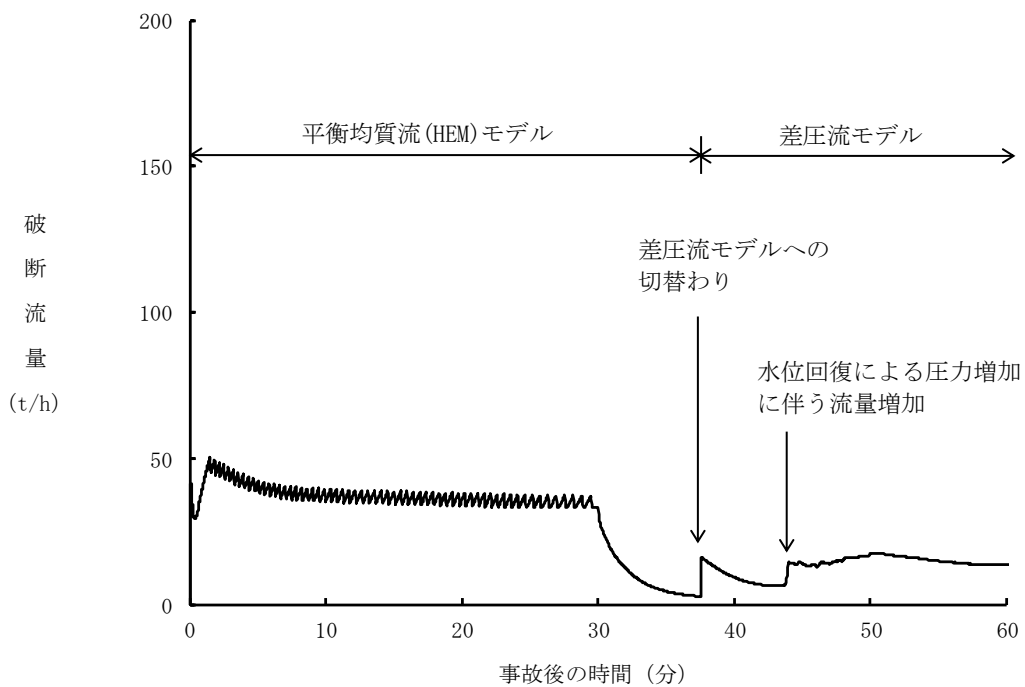
第 2.6.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



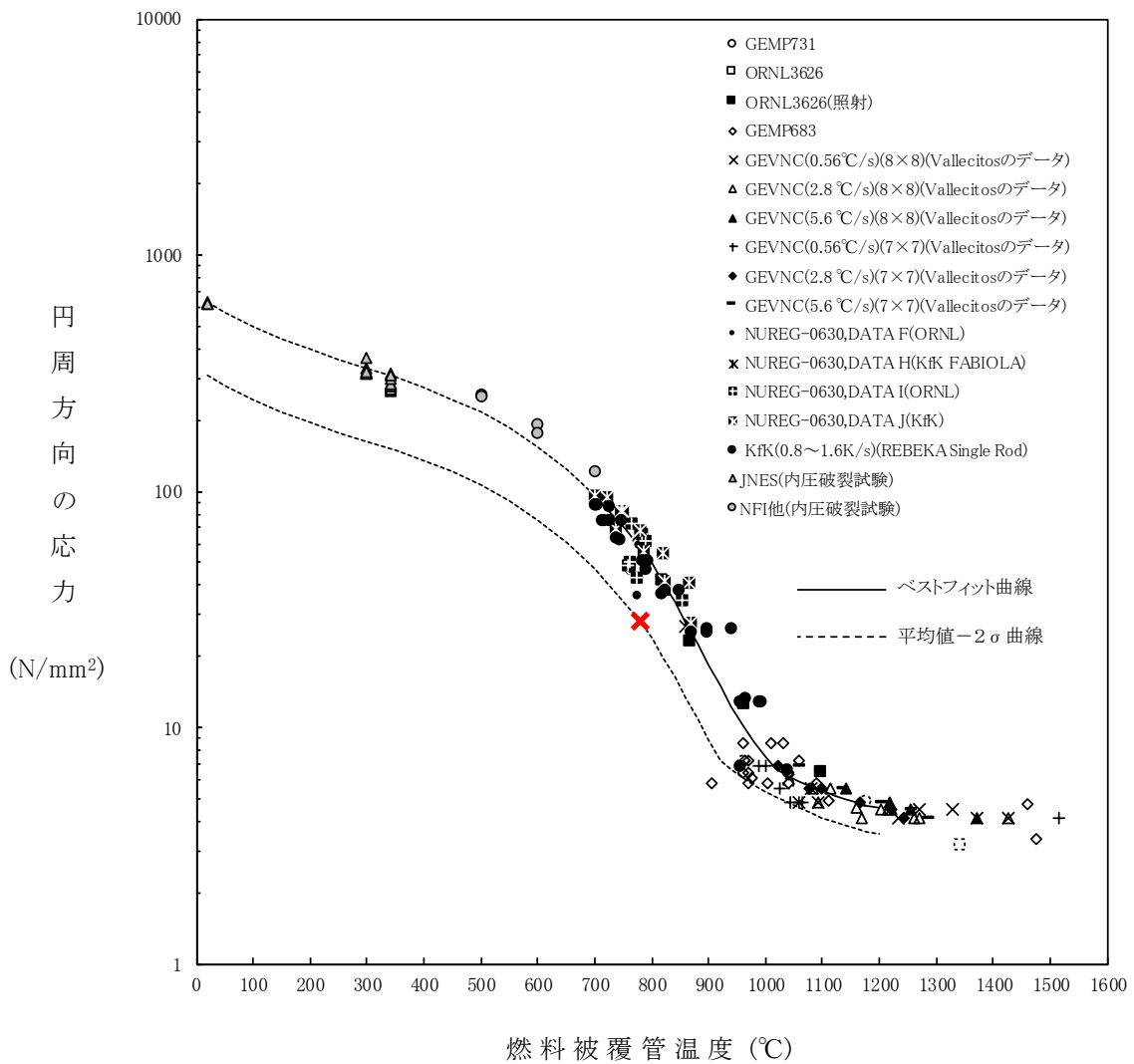
第 2.6.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



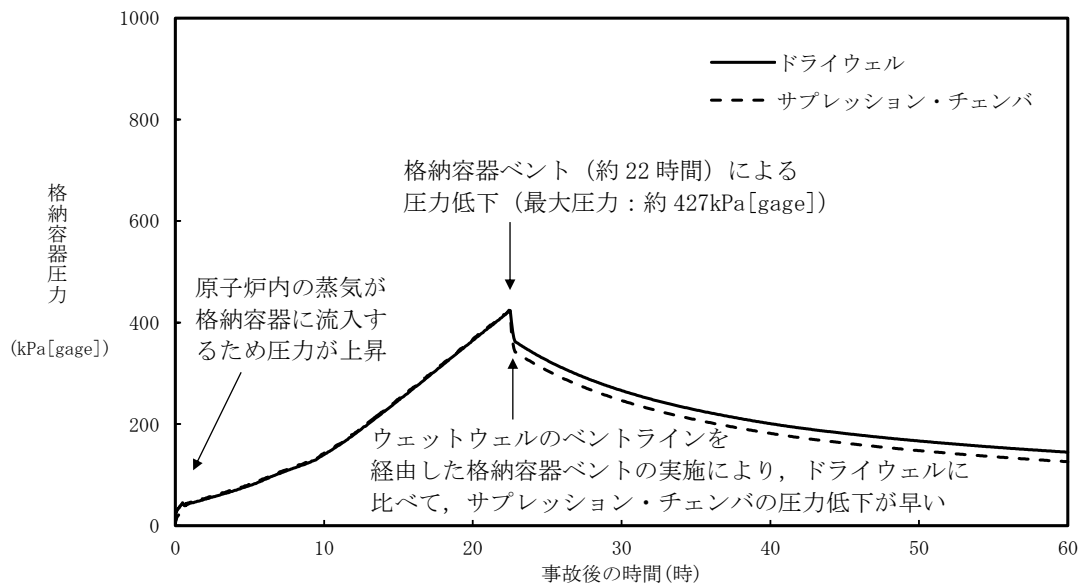
第 2.6.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



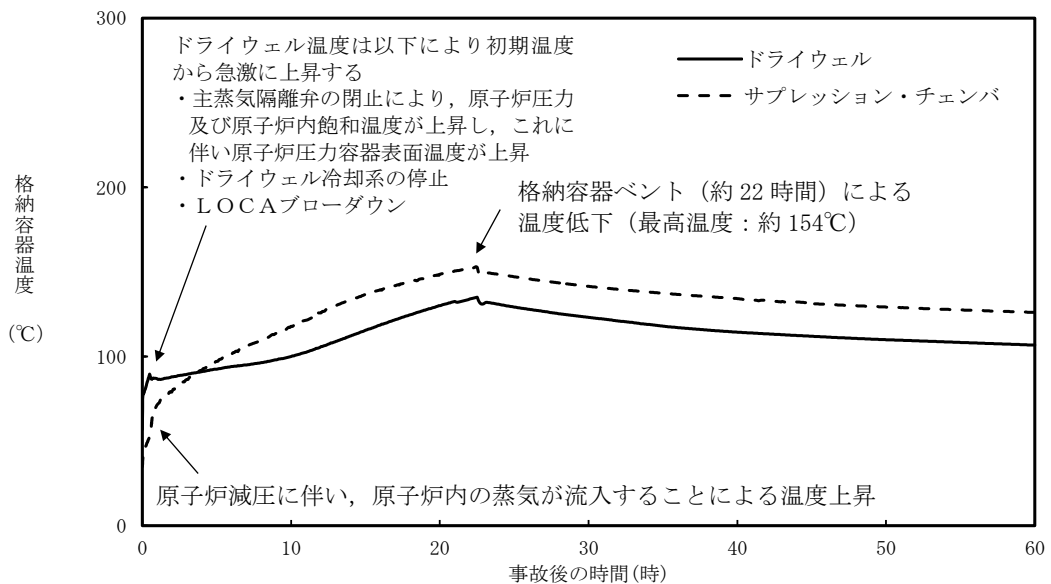
第 2.6.2-1(12) 図 破断流量の推移



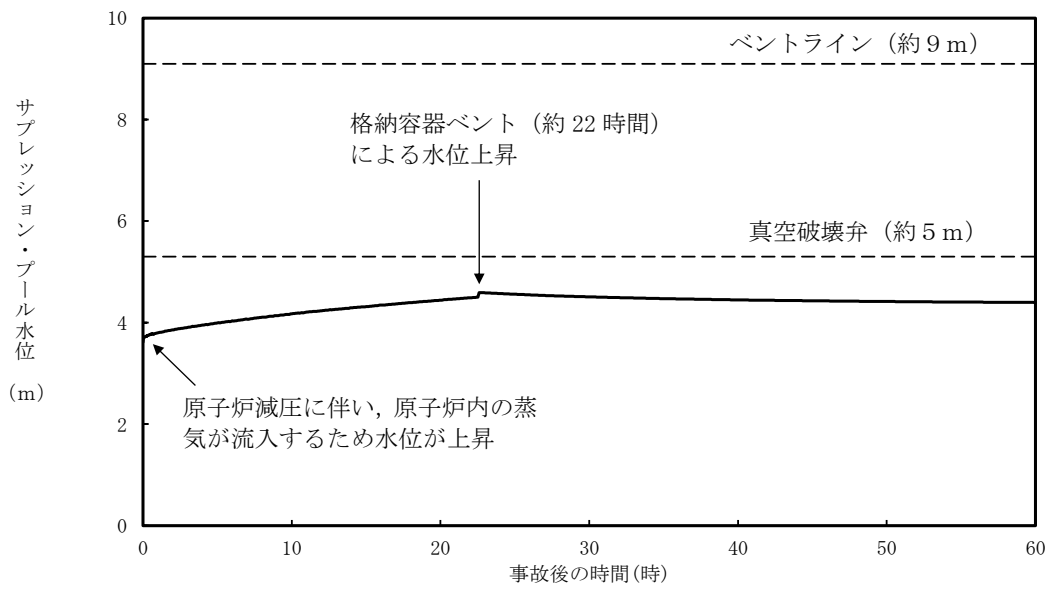
第 2.6.2-1(13) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



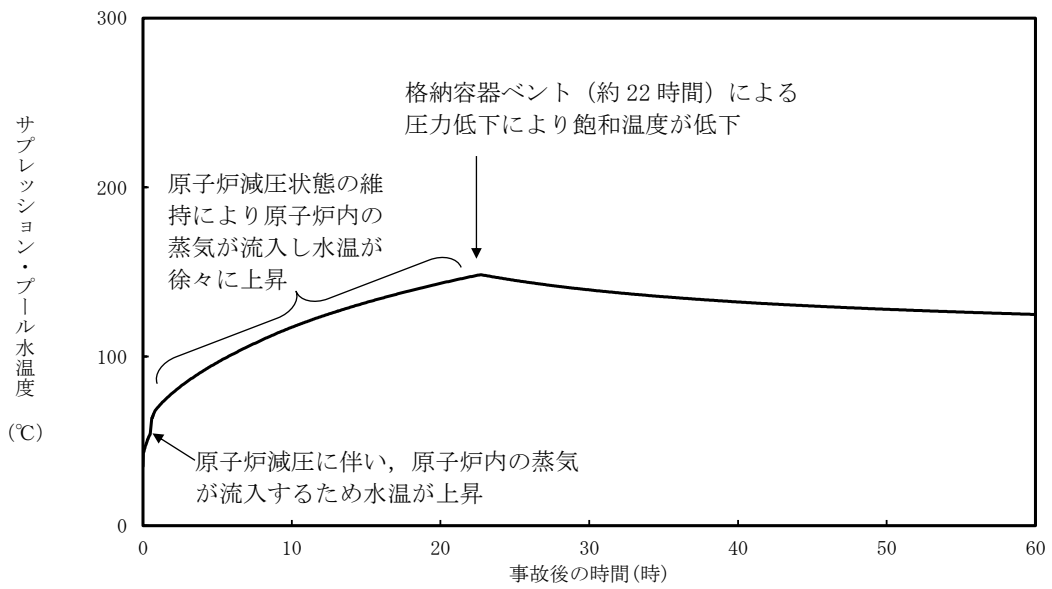
第 2.6.2-1(14) 図 格納容器圧力の推移



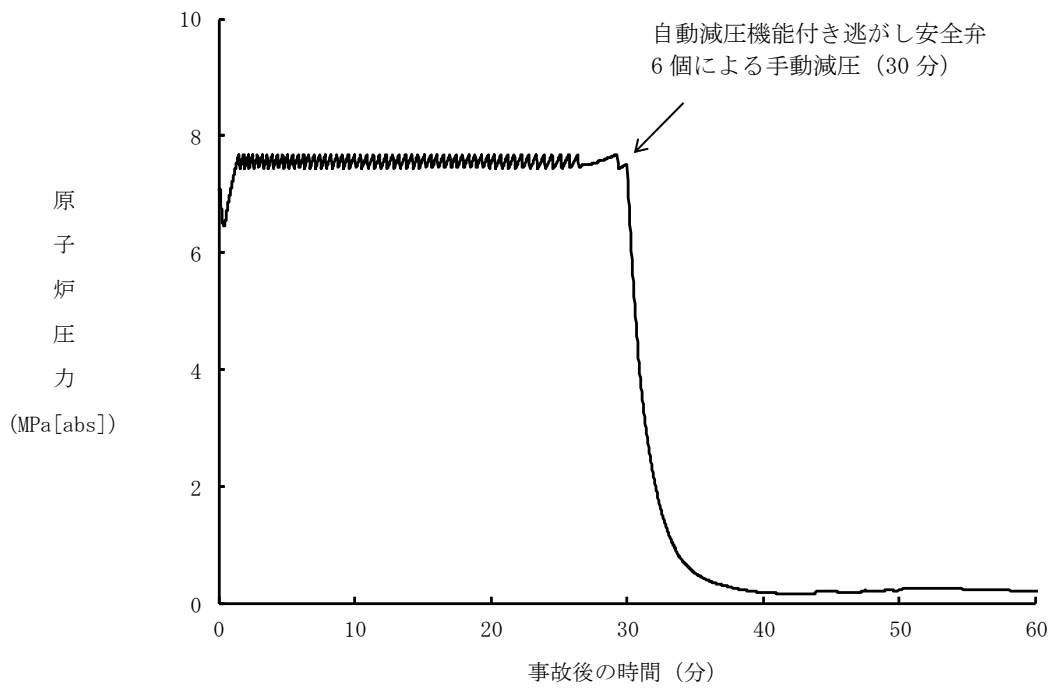
第 2.6.2-1(15) 図 格納容器温度の推移



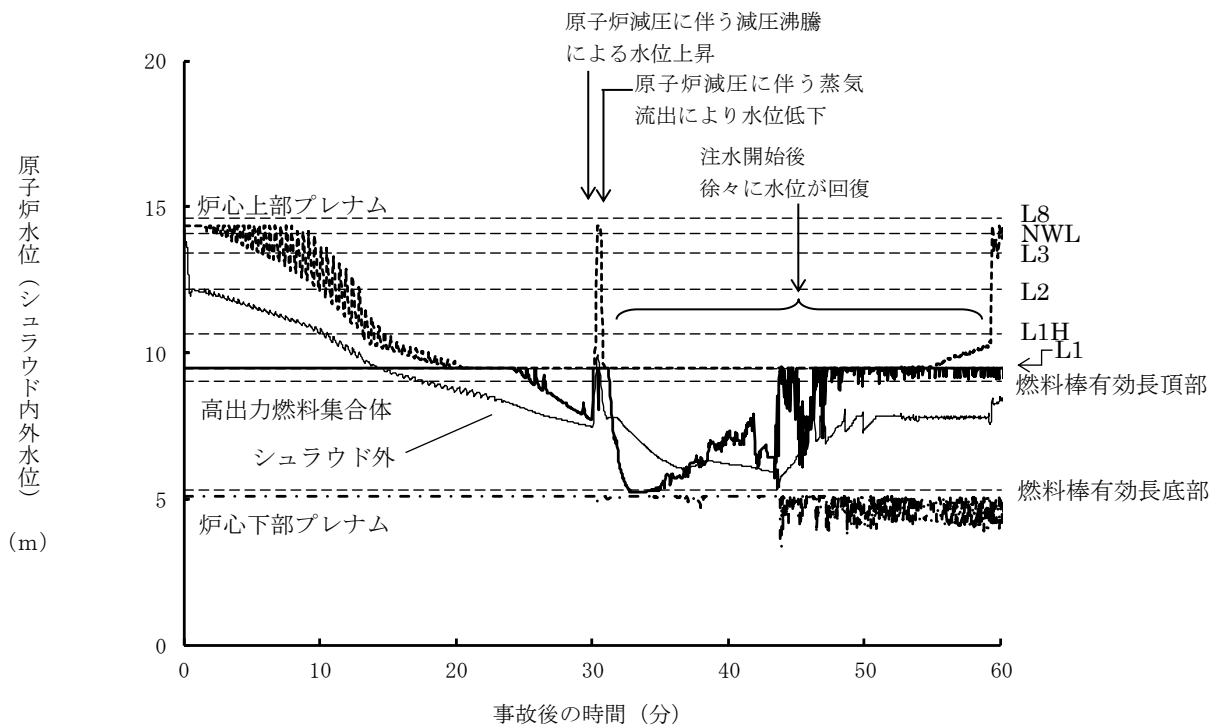
第 2.6.2-1(16) 図 サプレッション・プール水位の推移



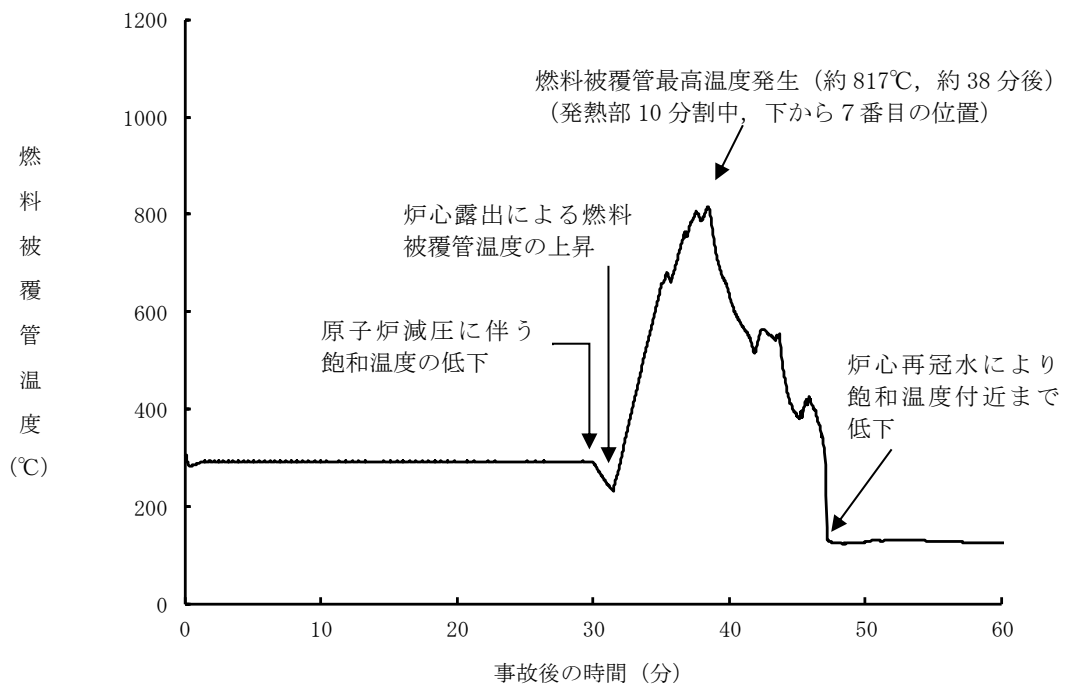
第 2.6.2-1(17) 図 サプレッション・プール水温度の推移



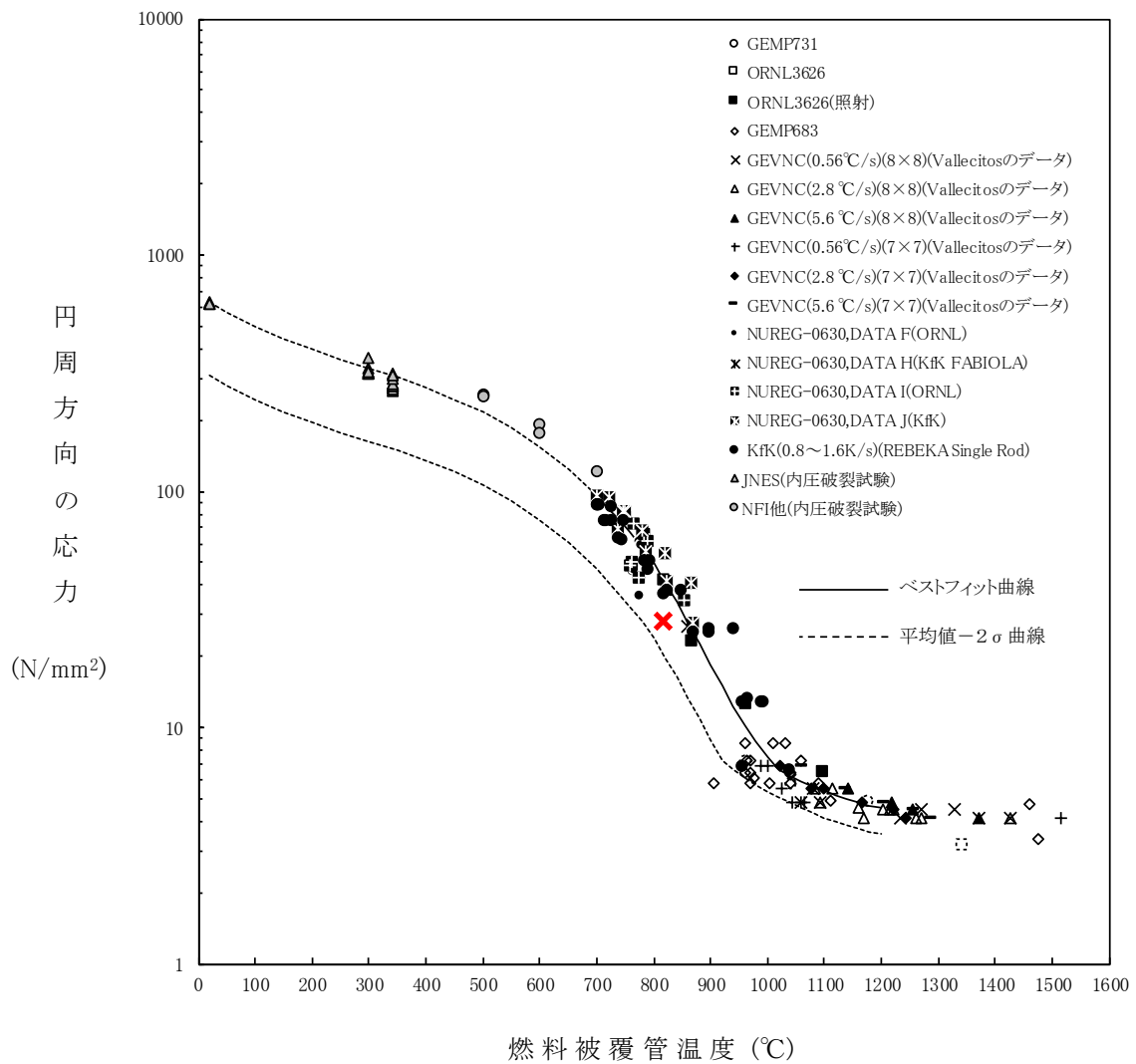
第 2.6.3-1(1) 図 原子炉圧力の推移 (約 4.2cm² の破断)



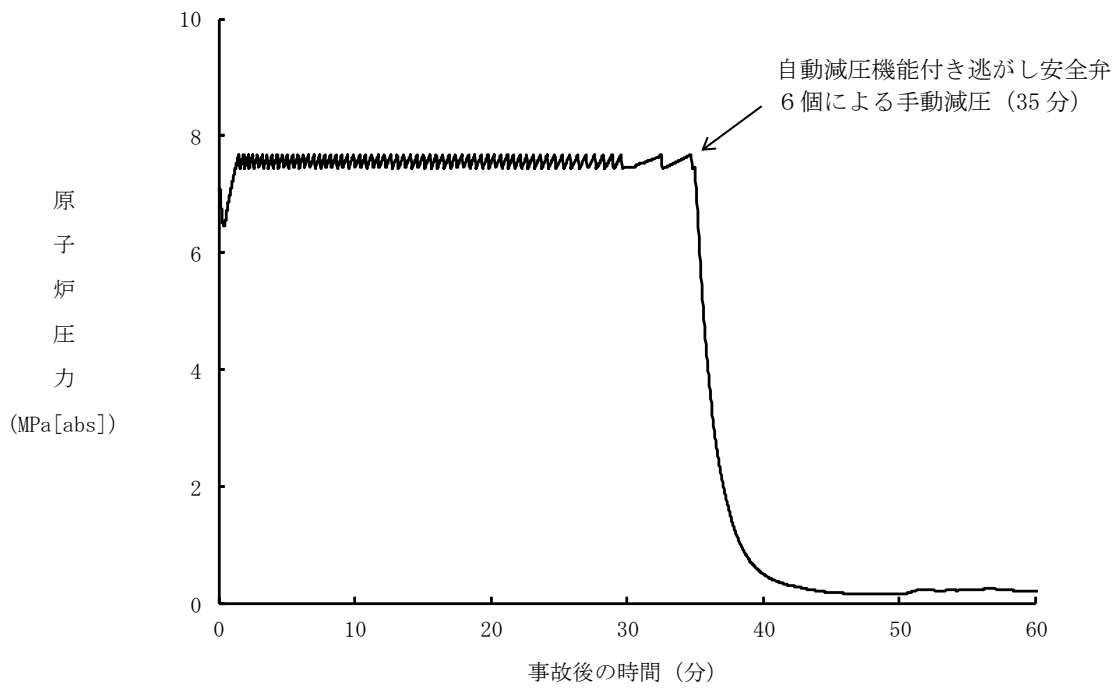
第 2.6.3-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) (約 4.2cm² の破断)



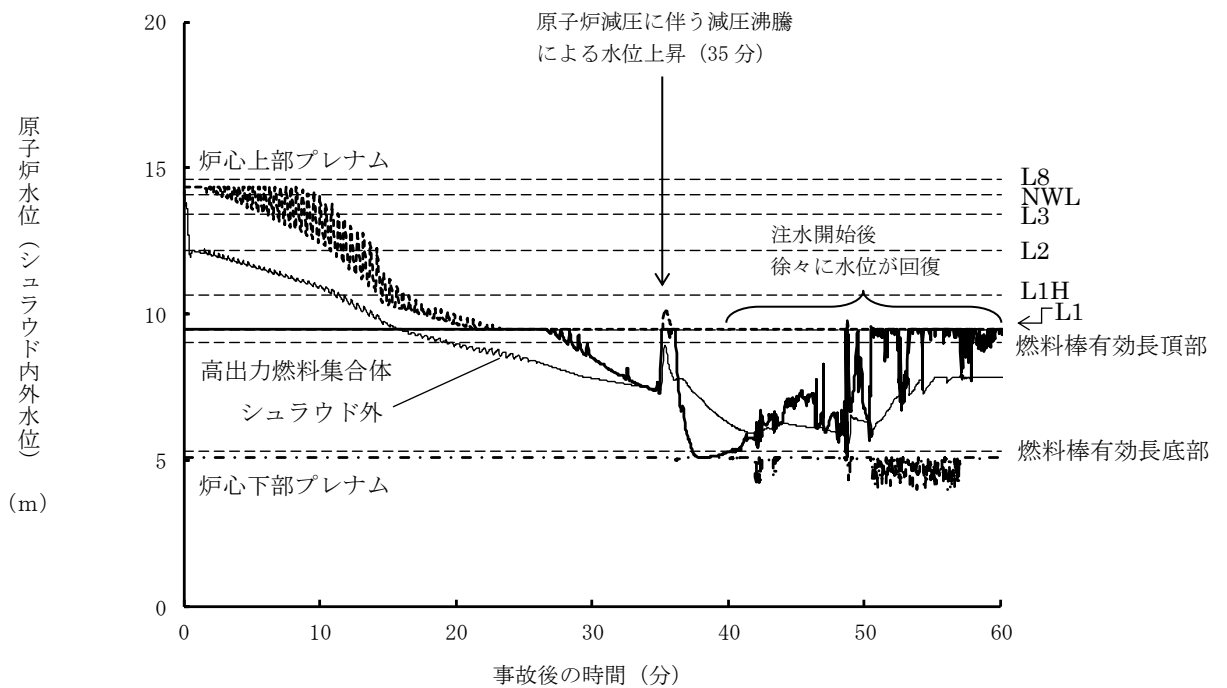
第 2. 6. 3-1 (3) 図 燃料被覆管温度の推移 (約 4. 2cm² の破断)



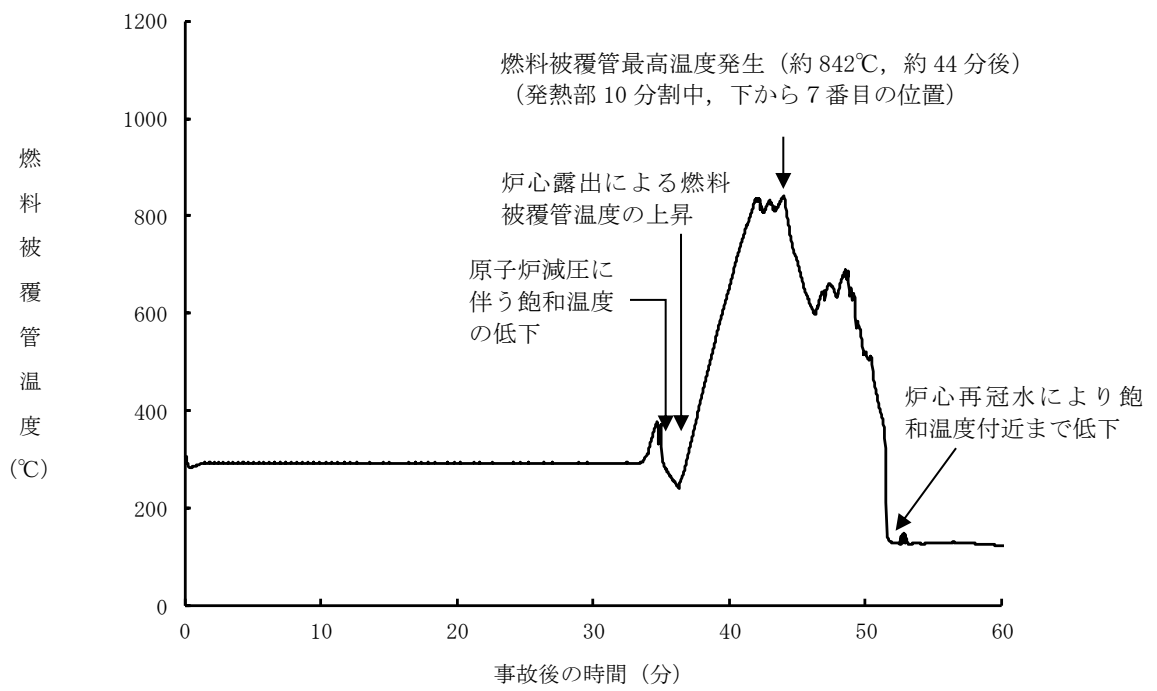
第 2.6.3-1(4) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 4.2cm² の破断)



第 2.6.3-1(5) 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5 分)



第 2.6.3-1(6) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5 分)



第 2.6.3-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5 分)

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	—	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 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 【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 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 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、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水</p>	<p>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。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水槽</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA) 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水槽水位</p>
<p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器圧力が427kPa[gage]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。</p>	<p>格納容器フィルタベント系</p>	<p>—</p>	<p>ドラウエル圧力(SA) サブレッション・チェンバ圧力(SA) ドラウエル水位 サブレッション・プール水位(SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ(ドラウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ(サブレッション・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)</p>

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

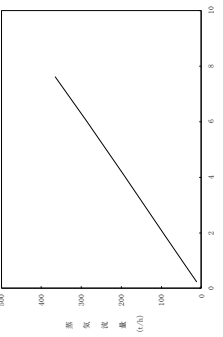
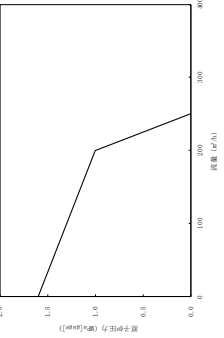
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (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
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器空間容積 (サブプレシジョン・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレシジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレシジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設計値を設定

初期条件

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常時のサブレーション・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は約 3.1cm ²	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.1cm²を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	<p>高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
	外部電源	外部電源なし	<p>外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定</p> <p>また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル3)、再循環ポンプトリップは原子炉水位低 (レベル2) にて発生するものとする</p>

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 (原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係) 	逃がし安全弁の設計値に基づ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 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa[gage]において)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に開始し, 操作時間は 20 分間として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 30 分後	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	格納容器圧力 427kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について

1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴

「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器除熱を実施する。

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

2. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目

「LOCA時注水機能喪失」は格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループであるため、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。

- ①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること
 - (a)燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること
 - (b)燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること
- ②格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと(発生事故当たりおおむね5mSv以下)

「LOCA時注水機能喪失」の評価では、燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため、炉心損傷防止として有効性を評価するに当たっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{*1}としている。

※1：炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて行う。ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

(1)破断位置の分類

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

a. 気相部配管

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

b. シュラウド外の液相部配管

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

c. シュラウド内の液相部配管

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

表1 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

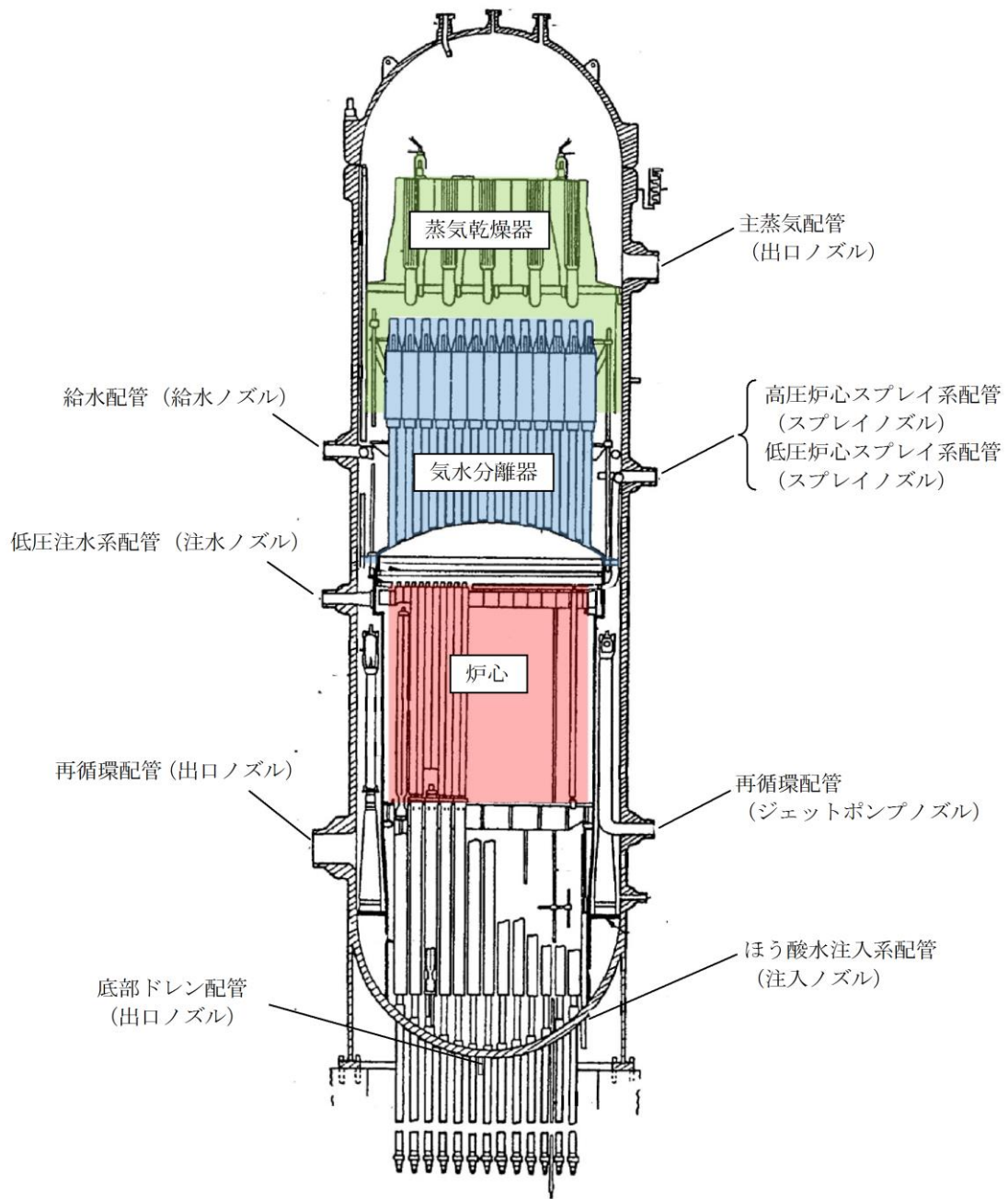


図1 代表的な原子炉圧力容器接続する配管

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ 3.1cm^2 の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図2に評価結果の比較を表2に示す。

この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。

表2 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
主蒸気配管 (気相部配管)	約 3.1cm^2	約 489°C
再循環配管 (出口ノズル) (シュラウド外の液相部配管)		約 779°C
底部ドレン配管 (シュラウド内の液相部配管)		約 782°C

3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環配管（出口ノズル）に対して約 4.2cm^2 の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約 3.1cm^2 ）と感度解析ケース（約 4.2cm^2 ）との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図3に、感度解析の結果を表3に示す。

図3に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧（原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作条件（事象発生後の30分後）は、10分間の状況判断の後に常設代替交流電源設備の準備操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。

表3 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管 (出口ノズル) (シュラウド外の液相部配管)	約 4.2cm^2	無
	約 4.3cm^2	有

(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧（原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）に対して評価上の操作余裕を確認している。

再循環配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である約 4.2cm^2 の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環配管（出口ノズル）に対して約 3.1cm^2 の破断を事故条件として設定する。

また、約 4.2cm^2 の破断を想定し、これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

なお、実際の L O C A が発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、L O C A 発生の確認（ドライウエル圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、L O C A 時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「L O C A 時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により小破断 L O C A から大破断 L O C A までの範囲を確認している。

(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表 4 並びに図 4 及び図 5 に示す。

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

- a. 主蒸気配管(気相部配管):約 120cm^2 以下
- b. 再循環配管（出口ノズル）(シュラウド外の液相部配管):約 4.2cm^2 以下
- c. 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管):約 4.0cm^2 以下

確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）では、N U R E G - 1150 の定義と同様に表 5 のとおり分類しており、5 inch（約 127cm^2 ）以上の配管破断は大破断 L O C A と定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断 L O C A 相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとして中破断 L O C A 相当となる。

表4 破断面積の感度解析結果

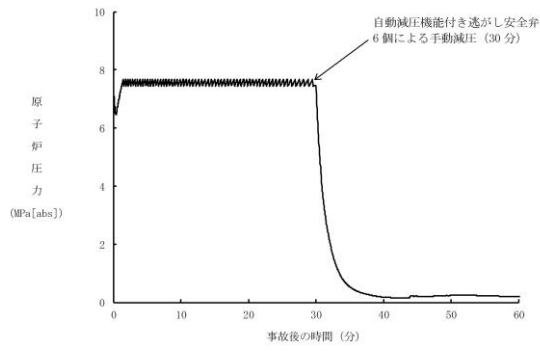
破断位置	破断面積	破裂の有無
主蒸気配管 (気相部配管)	約 120 cm ²	無
	約 121 cm ²	有
再循環配管 (出口ノズル) (シュラウド外の液相部配管)	約 4.2 cm ²	無
	約 4.3 cm ²	有
底部ドレン配管 (シュラウド内の液相部配管)	約 4.0 cm ²	無
	約 4.1 cm ²	有

表5 LOCA関連事象の分類定義

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

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

破断面積：約 3.1cm²



破断面積：約 4.2cm²

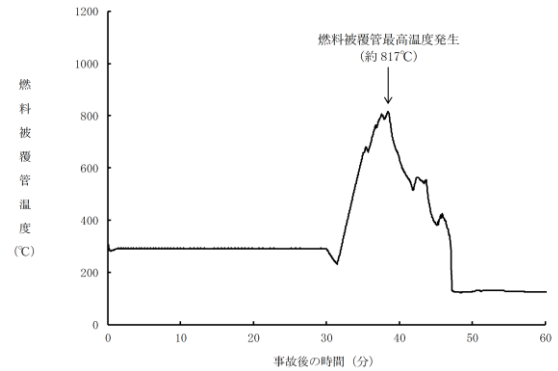
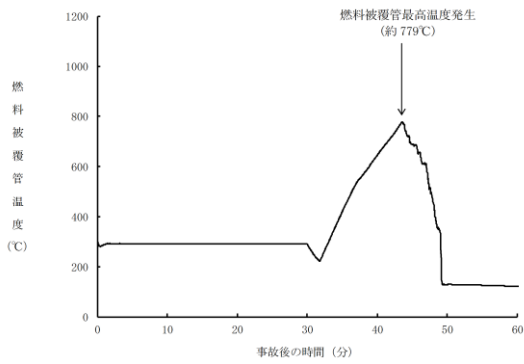
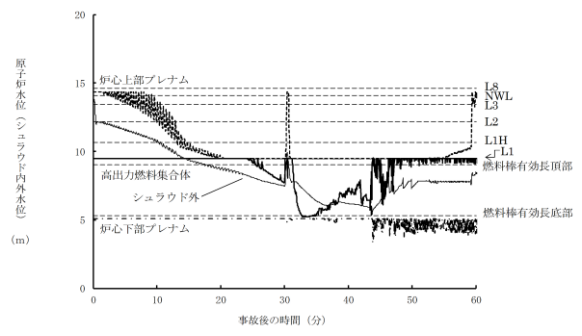
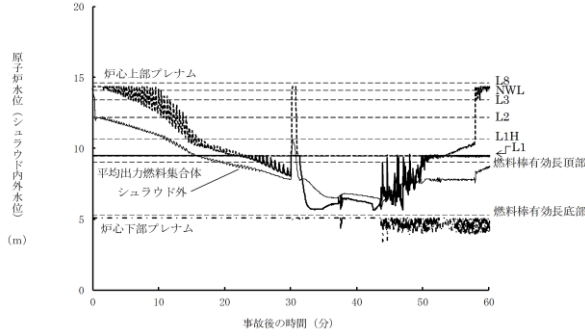
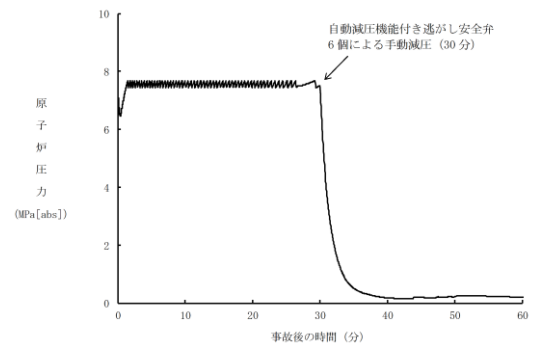


図3 破断面積約 3.1cm² と約 4.2cm² とのパラメータ推移の比較

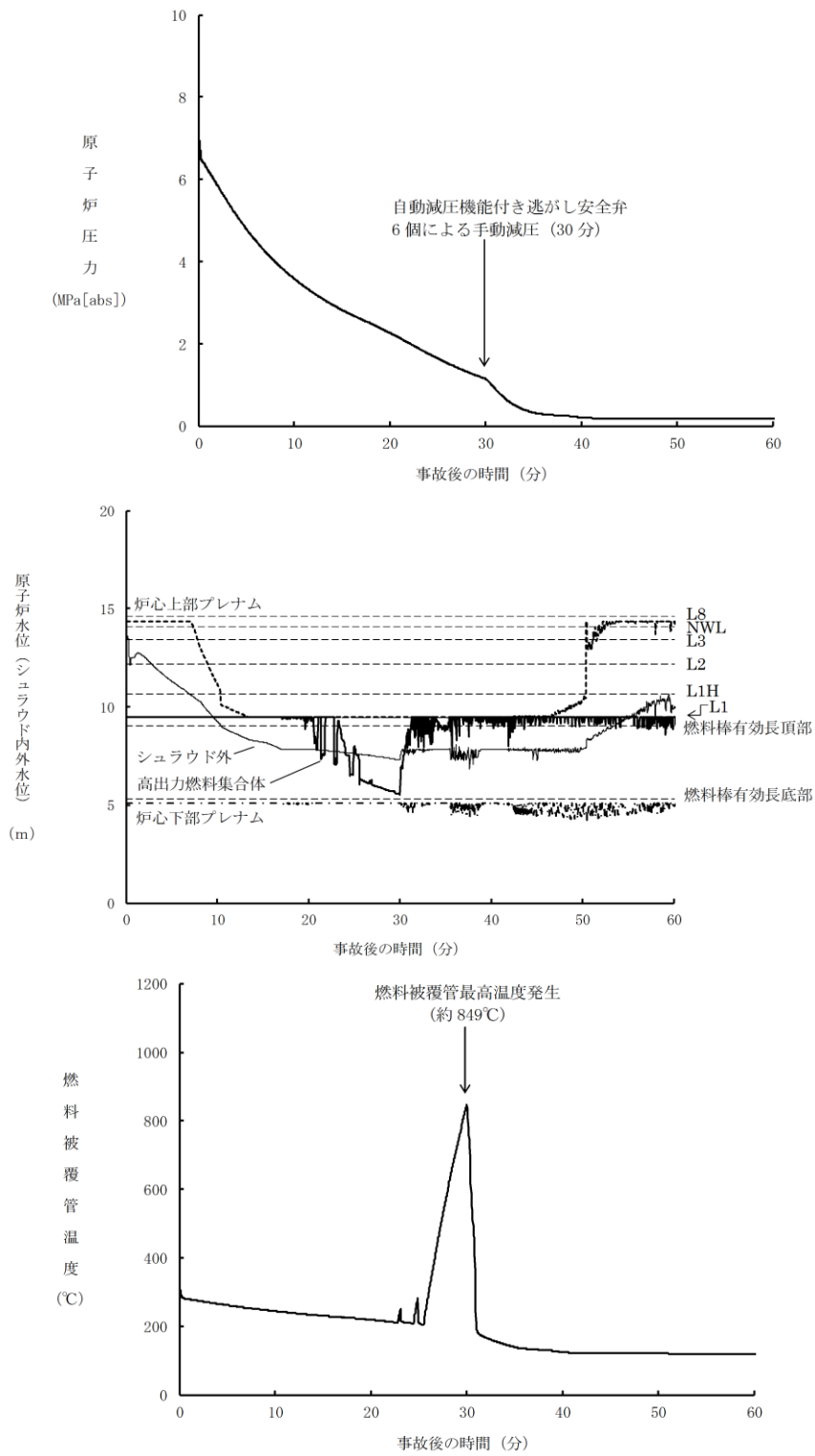


図4 主蒸気系配管に約 120cm²の破断面積を設定した場合

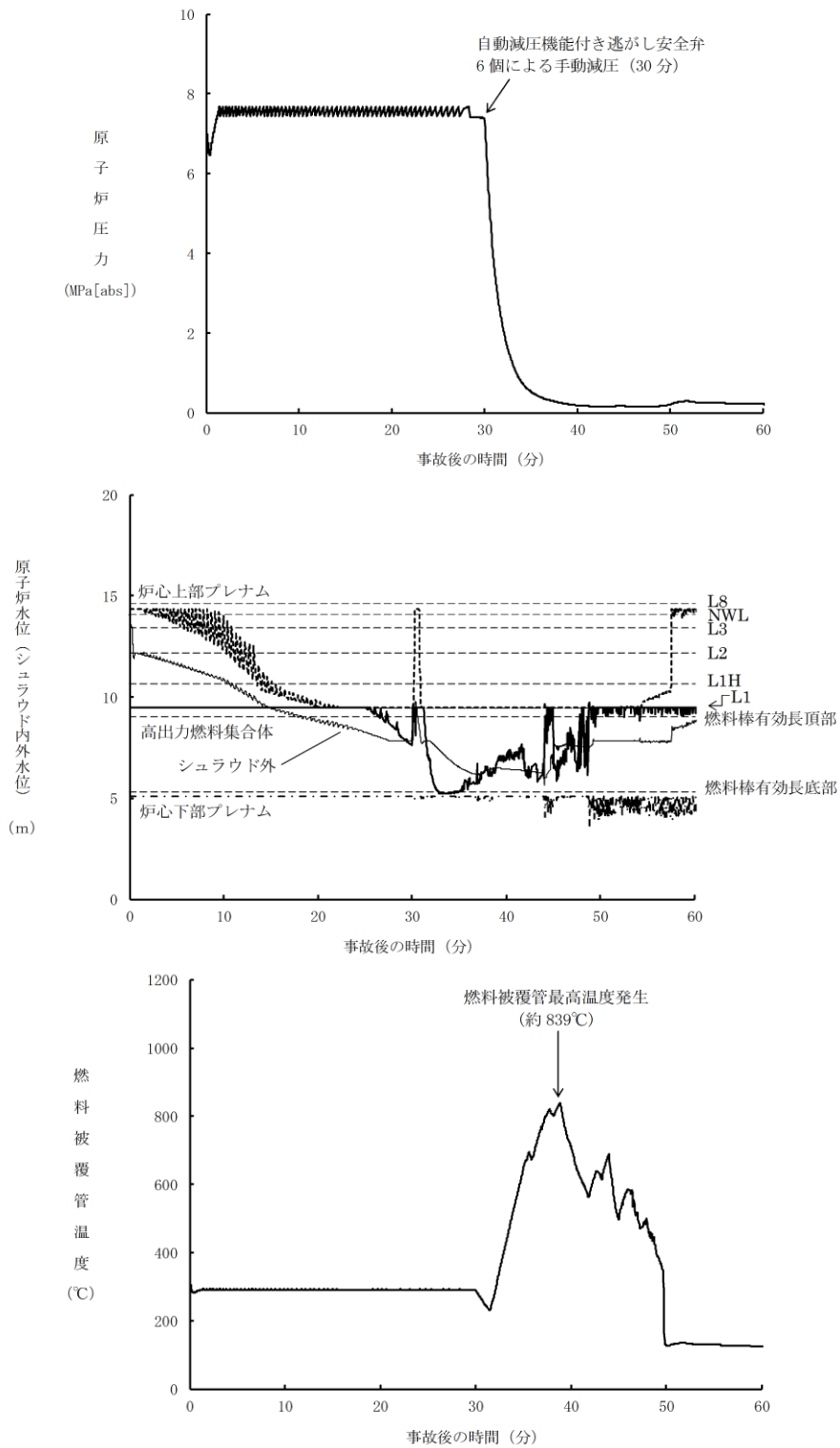


図5 底部ドレン配管に約 4.0cm²の破断面積を設定した場合

(3) 再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、全非常用炉心冷却系等によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系等機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表6に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。

再循環配管の破断によりLOCAが発生し、全非常用炉心冷却系等による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9} [/炉年]である。なお、破断面積約 3.1cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9} [/炉年]より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は 3.6×10^{-10} [/炉年]としている。なお、気相部配管の破断面積約 120cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 3.6×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。したがって、再循環配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \\ \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率} \dots\dots (式1)$$

表6 各系統における溶接線とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断LOCA				中破断LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [/炉年]	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [/炉年]
HPCS	5	3.6×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
RCIC	81 ^{※2}	5.8×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	81 ^{※2}	3.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (A)	9	6.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (B)	9	6.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (C)	7	5.0×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	7	3.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCS	5	3.6×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
CUW	68	4.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
PLR	107	7.7×10^{-5}	1.8×10^{-5}	1.4×10^{-9}	107	5.1×10^{-5}	1.8×10^{-5}	9.2×10^{-10}
SLC	40	2.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	40	1.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
RHR	20	1.4×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	20	9.5×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
その他の原子炉 圧力バウンダリ	68	4.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
合計	419	3.0×10^{-4}			419	2.0×10^{-4}		

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリB-F及びB-J等から抽出。

※2 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、原子炉隔離時冷却系の機能喪失に繋がる箇所を考慮。

※3 再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため、記載せず。

4. 国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCAに対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」（国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること）を確認する必要がある。

着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段が必要となる。

島根2号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表1に示す。

別表1に示すとおり、LOCA以外の事故シーケンスグループも含め、基本的には全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧原子炉代替注水系は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さな事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら、LOCAが生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段（インターロックを備えている等）及びLOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段については、確認されなかった。

表7 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源	
		電 動	蒸気駆動
原子炉の状態		SBOでは給電された後に機能する	大規模なLOCAを除き事象初期から機能する
原子炉が 高圧	大破断LOCAを除くと事象初期は高圧→時間余裕の小さい事象初期に重要	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧炉心スプレイ系×1 ・制御棒駆動系 ・給復水系 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系
原子炉が 低圧	大破断LOCAを除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧炉心注水系×3 ・低圧炉心スプレイ系×1 ・復水輸送系×2 ・低圧原子炉代替注水系（常設・可搬型） 	（蒸気駆動は不適）

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (1/5)

重大事故等対策にかかわる設備又は操作								
分類	事故シナリオグループ	想定する機能	島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系 (常設) ※ 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 高圧原子炉代替注水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ 高圧サービス水系 制御機駆動機構ポンプ 復水ポンプ 残留熱除去系サービス水系 可搬式ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (中圧ポンプ) 復水系 (給水ポンプ/バイパス) サービス水系 (河川水) 代替注水 制御機駆動水系ポンプ インターナルポンプ、シーリング水系ポンプ 可搬式消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ、ブースターポンプ 可搬式ポンプ 	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。</p> <p>当社においても、既設の代替ポンプや可搬式ポンプ、また常設の低圧原子炉代替注水系を使用した炉心冷却を行う手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧原子炉代替注水系を設置している。</p>
		格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント系 ※ 原子炉補機代替冷却系 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 残留熱代替除去系 	<ul style="list-style-type: none"> ウェットウェル、ベント 原子炉冷却材浄化系によるサブプレッション、プールの除熱 主蒸気隔離弁、タービンバイパス弁の再開放による主復水器のヒートシンク機能回復 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (専用ヒートシンク) フィルタメント 必須サービス水系 原子炉浄化系 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント 代替最終ヒートシンク導入 	<p>米国では、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベント設備を整備している。また欧州においては、河川や大気を最終ヒートシンクとする熱交換設備やポンプ等を含む独立非常用系、フィルタメント系を整備している。</p> <p>当社においても、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタメント系、海水を最終ヒートシンクとする原子炉補機代替冷却系、残留熱代替除去系を整備している。</p>
		交流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機) ※ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系電源 (ディーゼル発電機他) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 専用発電機 	<p>欧州では、独立非常用系の専用電源としてディーゼル発電機等を整備している。</p> <p>当社においても、独立性のある常設のガスタービン発電機を整備している。</p>
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水槽 ※ 低圧原子炉代替注水槽への水補給 ※ 貯水槽 海水 	<ul style="list-style-type: none"> 復水貯蔵タンクへの水補給 処理水の水源 脱塩水貯蔵タンク、復水器 ホットウェル、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク 非処理水の水源 消火水系、公共の消火系、水道系 燃料取替用水タンクからの補給 他ユニット復水貯蔵タンクからの補給 防水用火タンク 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> 復水タンクへの補給 消火水系からの補給 ボウ降溶液タンクへの補給 河川水 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 脱塩水系からの補給 消火系からの補給 純水系からの補給 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 消火系からの補給 原水池 	<p>欧米では、淡水タンク、河川、貯水池等の代替水源からの給水が可能である。</p> <p>当社においては、淡水タンクや貯水槽および海水の代替水源からの給水が可能である。</p>
		まとめ	<p>上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、ドイツの独立非常用系については、事故シナリオの特定が困難な航空機衝突、毒ガスの放出、テロリストの攻撃等の想定した系統であり、国内では特定重大事故等対応施設に相当する設備であり、重大事故等対応設備に相当するものではない。</p>					

※：有効性評価において有効性を評価した対策

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (2 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作					対策の概要
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	<p>【・低圧注水系】※</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能※ ・減圧機能信頼性向上策 — 予備の窒素ポンプ配備 — 可搬電源からの給電 — 直流電源車の配備 — 窒素供給圧の調整機能 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 — 追加電源(直流) — 追加の窒素供給系 — ケーブル性能確保(注) 	<ul style="list-style-type: none"> ・多様化炉容器減圧系(速がし安全弁駆動用電動弁) — 手動および原子炉保護系にて駆動 	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧機能の信頼性向上 — パックアップ用窒素ポンプ — 消火系からの水圧による開操作 	<p>吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、速がし安全弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。</p> <p>当社においても、代替の減圧自動化整備や、速がし安全弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては、速がし安全弁と同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認する。</p>	
		格納容器除熱	<p>【・残留熱除去系】※</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		直流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> ・既設蓄電池の容量増加 ・負荷切離しによる蓄電池容量保持 — 可搬型代替直流電源設備 — 直流給電車+高圧発電機車 — 速がし安全弁用蓄電池 	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池容量の増加 ・非安全関連蓄電池設置 ・可搬型充電器による蓄電池再充電 ・原子炉圧力容器減圧及び可搬式ポンプのための直流電源 ・蓄電池負荷切離し 	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池容量の増加 ・可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> ・不要負荷の切離しによる蓄電池容量保持 ・SA設備への給電蓄電池の確保 	<ul style="list-style-type: none"> ・受電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器 	<p>吹米では、既設の蓄電池容量の増加や負荷の切離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。また、可搬型発電機等による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においても、蓄電池の容量増加や負荷の切離し等の手段を整備し、給電の延命対策を整備している。</p>
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	<p>※ 有効性評価において有効性を評価した対策</p> <p>【 】：設計基準事故対応設備</p> <p>注) 本件は、米国においてNRCの要請によって実施された。内的事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して、NRCより出されたGeneric Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したものである。</p>					

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (3 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作					対策の概要
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 一現場での人力による弁操作 【・低圧炉心スプレイス系】 ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ※ ・高圧原子炉代替注水系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			交流電源設備	・常設代替交流電源設備(ガスタ ービン発電機)※ ・可搬型代替交流電源設備 (高圧発電機車) ・隣接号機からの電源融通	・独立非常用系ディーゼル発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・隣接ユニット間の非常用電源接続 ・第3送電線(地中埋設)	・ガスタタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・小型可搬ディーゼル発電機	・非常用ディーゼル信頼性向上 一起動用バッテリー追加 一燃料タンクの配備 一除熱系設置非常用ディー ゼル発電機更新に合わせ て、除熱系2系統(海水、 空冷)設置 ・非常用ディーゼル発電機追加 ・ガスタタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電	1と同様
直流電源設備	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	
まとめ			上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「全交流動力電源喪失+交流電源(DG-A、B)失敗」+高 圧炉心冷却失敗」、「全交流動力電源喪失+直流電源(区分1、2)失敗」+高圧炉心冷却(HPCS)失敗、「全交流動力電源喪失+交流電源(DG-A、B)失敗」+圧力 バランダンリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオに関する情報は無い。					

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対処設備

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (4/5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作						対策の概要	
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド			
4-1	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系】※ 【・低圧炉心スプレイ系】※ ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器 除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系 ※ ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		交流電源 設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(残留熱除去系の機能喪失)における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。							
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉隔離時冷却系】※ ・低圧原子炉代替注水系(常設) ※ ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器 除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		交流電源 設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。							

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対応設備

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (5 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとは設備又は操作					対策の概要	
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
5	LOCA時注水機能喪失	炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	
上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「大破断LOCAを上回るLOCA (Essive-LOCA (地震起因))」、「大破断LOCA：注水機能喪失 (内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。									
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 (RPT) ※ ほう酸水注入系 (SLC) ※ 代替制御棒挿入機能 (ARI) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入系回路 (ARI) SLCS ほう酸濃度の増加 CRD系、原子炉浄化系によるほう酸水注入 ATWS 再循環ポンプトリップ MSIV 閉後の ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリッププロセス追加 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (手動) 再循環ポンプ自動トリップ 再循環ポンプ自動トリップ 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (手動、自動) バックアップ・スクラム回路 (制御棒挿入、再循環ポンプ回転数減速) 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (自動) 	欧米においては、代替制御棒挿入回路や原子炉再循環ポンプトリップ系を導入し、また、ほう酸水注入系を配置している。 当社においても、欧米と同等の設備を配置している。 米国で確認されている、TAF 以下で原子炉の水位を制御する対応は、当社では採用していない。これは、原子炉停止機能喪失事象であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお、TAF より上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であっても PCT 等の判断基準を満たすことを確認している。	
7	インターフェイシステムLOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 既存設備で対応 ※ 	<ul style="list-style-type: none"> 既存設備で対応 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	米国においては、既存設備によって炉心冷却を実施することになっている。 当社においても米国同様、既存設備を用いて炉心冷却を実施することになっている。 米国においては、既存の計装等から兆候を早期に把握し、隔離する手配を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては、米国同様早期検出および隔離手順を整備している。また原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手配を整備している。
上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。									

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対策設備

安定状態について（LOCA時注水機能喪失）

LOCA時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

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

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 22 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」の実効線量約 2.2×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，さらに原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.2 別紙 1 参照）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できうる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードでは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料棒被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
炉心	燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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。バーストフイット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてバーストフイット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、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、外部水源からの総注水量が4,000m ³ に到達した時点となる。しかしながら、除熱操作までには本解析において約22時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料棒被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料棒被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、前述の判定を行うための燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものと考えられる。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2 MPaより低い炉圧力で系統的に炉圧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、実験で炉圧低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧原子炉代替注水系(常設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(常設)の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラード外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料棒被覆管温度に対して、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要はあるが、炉心の著しい損傷が発生せず、かつ、燃料棒被覆管の破裂を著しく増加させない燃料棒被覆管温度に対して、約90℃の余裕があることからその影響は小さい。 (添付資料2.1.4)

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、原子炉水位(シュラウド外水位)の低下開始を起点として、非常用炉心冷却系注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (LOCA時注水機能喪失)

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱		炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)		安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動		格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	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、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。また、非凝縮性ガス濃度の挙動については格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内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。また、非凝縮性ガス濃度の挙動については格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力操作に係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			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	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、格納容器圧力操作開始の起点としている格納容器フィルムベント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は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器ベント		格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて管路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータを与える影響 (L O C A 時注水機能喪失) (1 / 3)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実測値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	評価項目となるパラメータを与える影響 最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6. 93MPa [gage]	約 6. 77 ~ 6. 79MPa [gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により抑制されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により抑制されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から + 83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約 + 83 cm ~ 約 + 85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6 × 10 ³ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、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 (実測値)	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5. 1-1979 炉心平均燃焼度 30GWd/t (実測値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉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速くなるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉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ペントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドラウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドラウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器空間容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊弁	3.43kPa (ドラウエルサブプレッジョン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドラウエルサブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊弁の設定値	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約33.59m～約33.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さいことから、事象進展に与える影響は小さい。
サブプレッジョン・プール水温	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限值として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
格納容器圧力	5.0kPa [gage]	約5kPa [gage]～約7kPa [gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約15kPaであり、格納容器ベント時間が約8分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件より水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件で設定している水温より低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡する条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡する条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響はない。	—

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなるパラメータ (3 / 3)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は約3.1cm ²	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・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、液相部配管はシール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最も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、事故シークエンスグループ「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3.1cm ² を設定	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シークエンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm ² を設定している。破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変化することから、初期の原子炉水位低下率動に与える影響は小さい。破断面積が大きくなり、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。	破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変わることから、初期の原子炉水位低下率動に影響を与える。破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シークエンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm ² を設定している。破断面積が大きくなり、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。
	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ス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定 外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 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	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源がない場合、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源がない場合、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源がない場合、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源がない場合、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系(常設)	200m ³ /h (1.00MPa[gage]において)	低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427RPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

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

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ 解析上の操作開始時間	不確かさ 条件設定の考 え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器 システム系 による格納 容器除 熱操作 操作条件	格納容器圧 力427kPa [Gage]到達 時	格納容器最高 使用圧力を踏 まえて設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 427kPa [Gage]) に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器システム系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器システム系によるベント操作は、格納容器圧力 245kPa [Gage] 到達時に操作対象弁 (1 弁) の開操作を行い、格納容器ベント操作実施基準 (格納容器圧力 427kPa [Gage]) 到達時には隔離弁 1 弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することによりベントは開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御室での操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約 1 時間 40 分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の運転開始時間とはほぼ同等であることとなるパラメータに与える影響は小さい。逆に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作に与える影響は小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作に与える影響は小さい。また、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り、操作開始時間には解析上の設定時間とほぼ同等であることとなるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 22 時間後であり、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 427kPa [Gage] より上昇するが、上昇の傾向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)」においてても事象発生約 73 時間後であり、約 51 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等により、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 7 分の操作時間を要するが、運転員は約 3 分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作に転じて対応するが、運転員 (現場) の遠隔手動操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約 1 時間 8 分で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

減圧・注水操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能、低圧注水機能が喪失することから、逃がし安全弁を用いた急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作が遅れ、事象発生 35 分後（遅れ時間 5 分）に開始した場合の影響について評価した。なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱う S A F E R コードを使用している。

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 5 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。

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

図 1 に示すとおり、5 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 5 分程度の時間余裕は確保されている。

表 1 減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの 減圧操作からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の 酸化割合
5 分	約 842℃	1 %以下

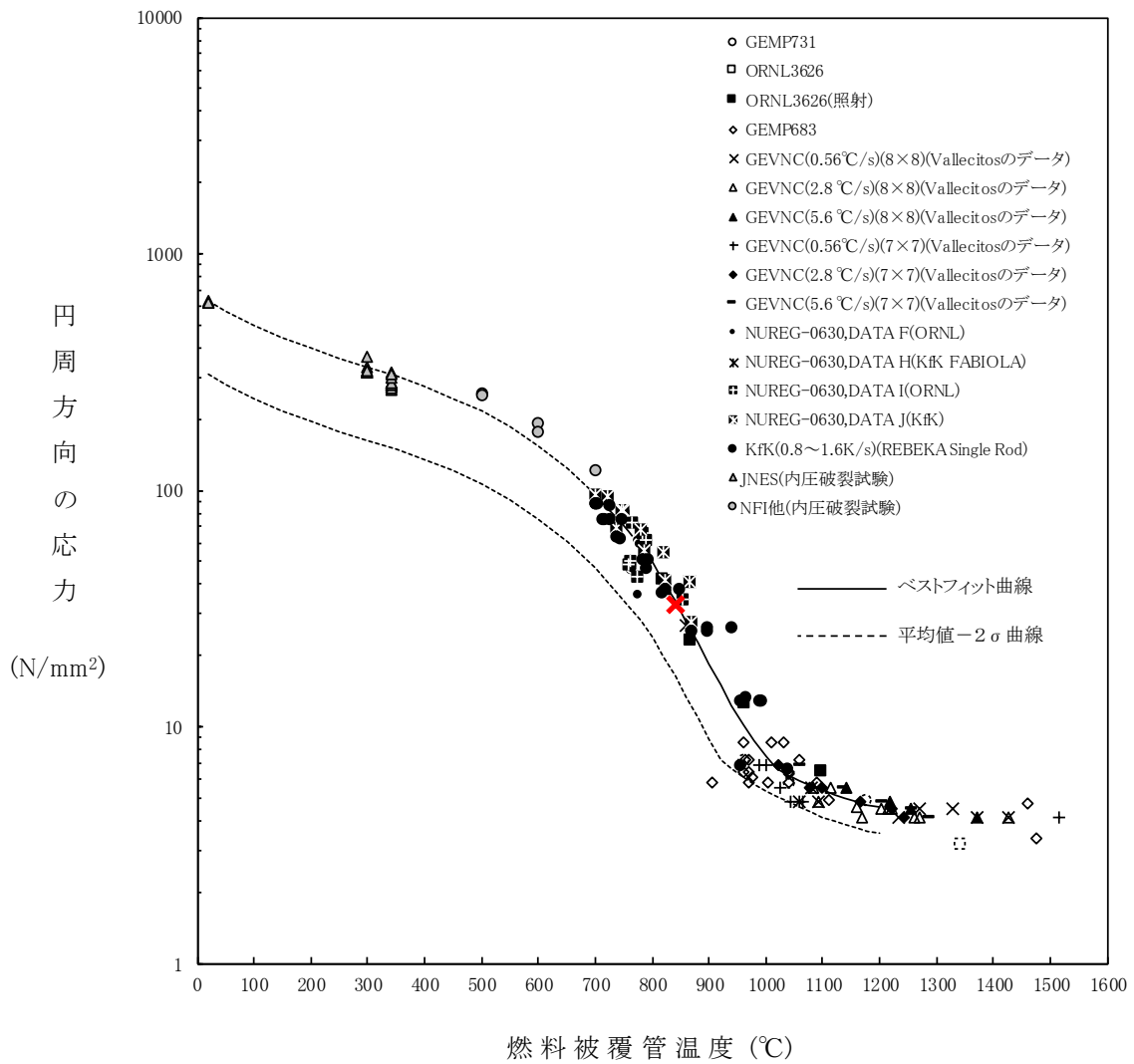


図1 燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

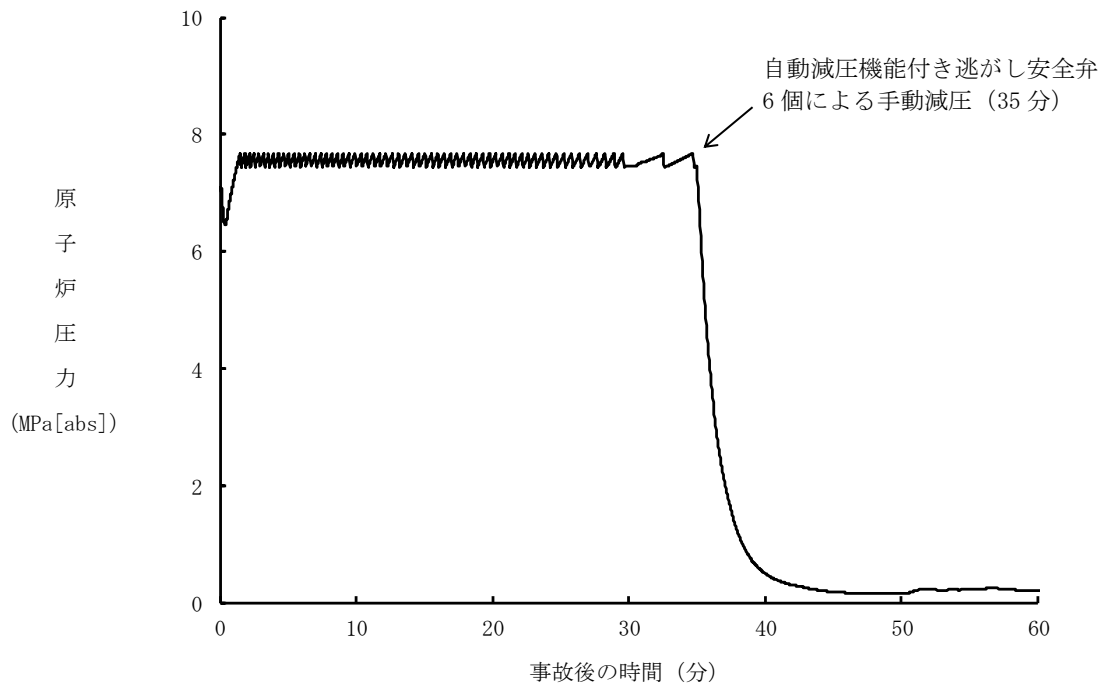


図2 原子炉圧力の推移 (遅れ時間5分)

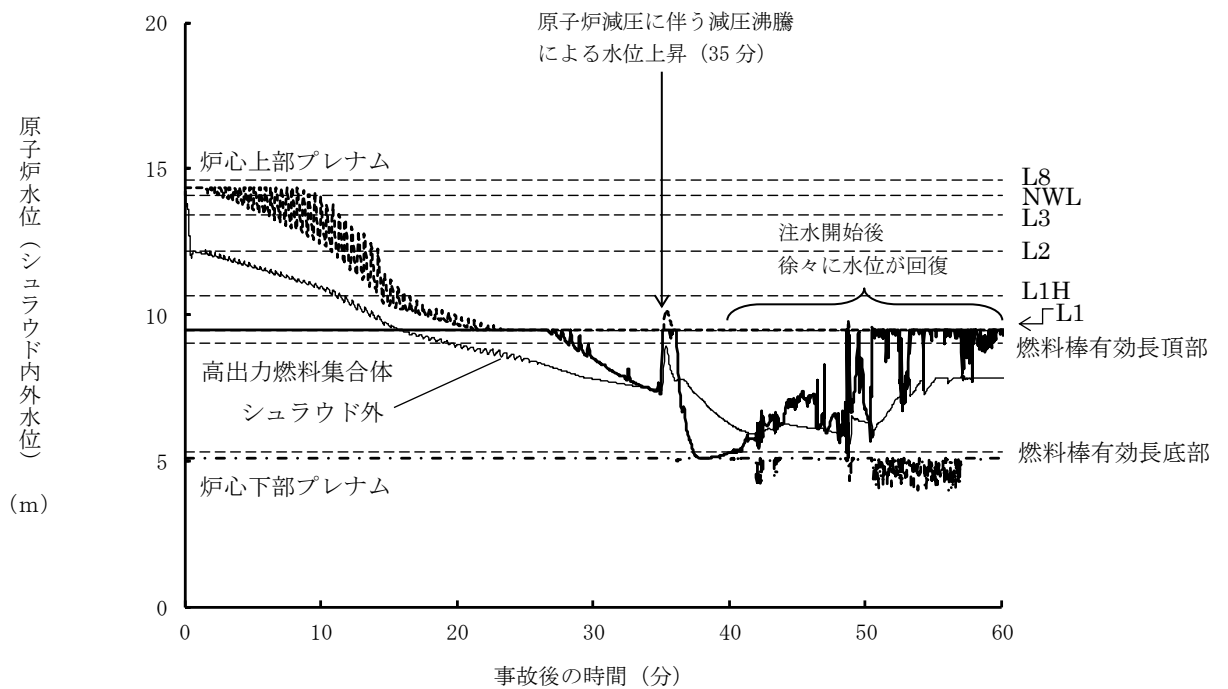


図3 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間5分)

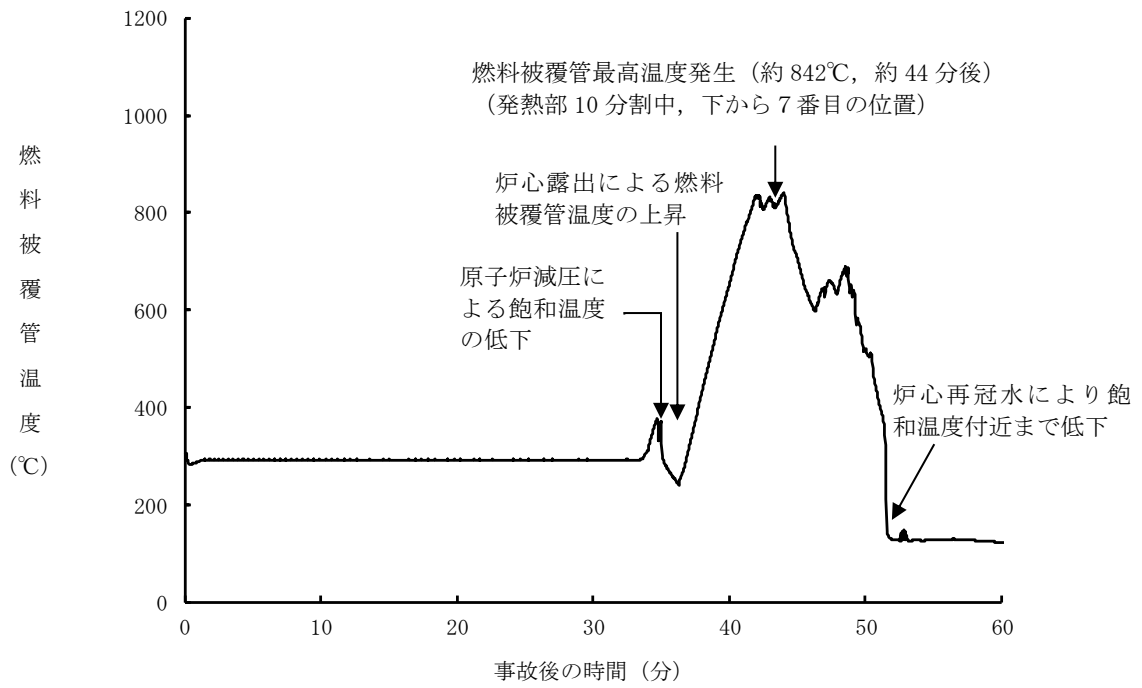


図4 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5分)

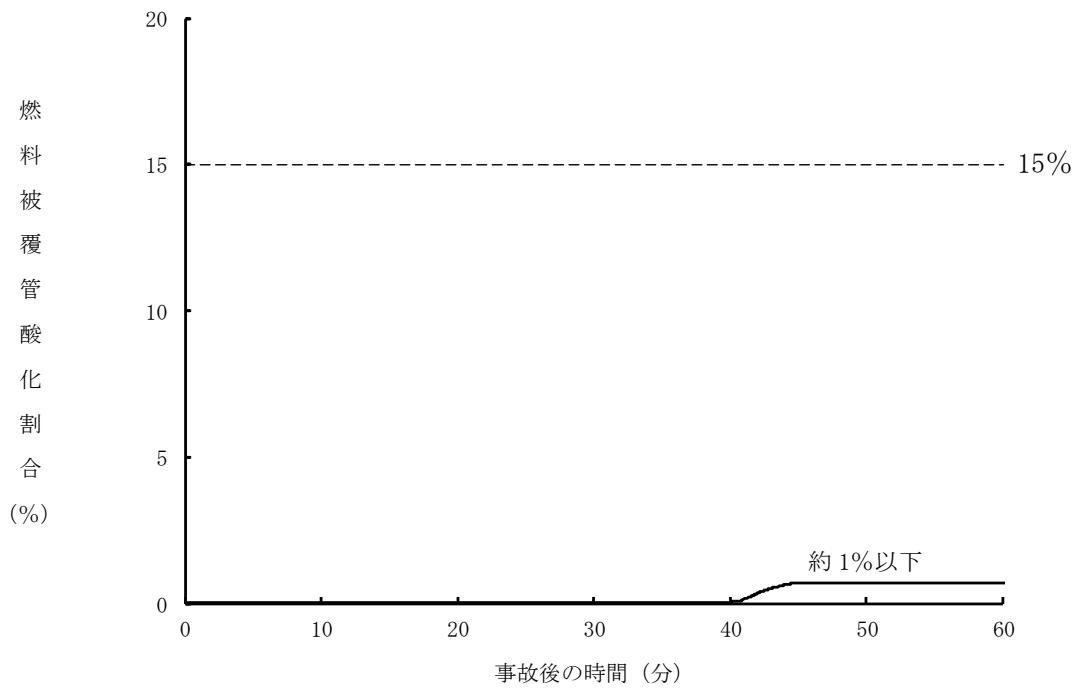


図5 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 5分)

7 日間における水源の対応について (LOCA時注水機能喪失)

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽 (西)：約 7,000m³

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水
 事象発生後、炉心冠水まで最大流量 (250m³/h) で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

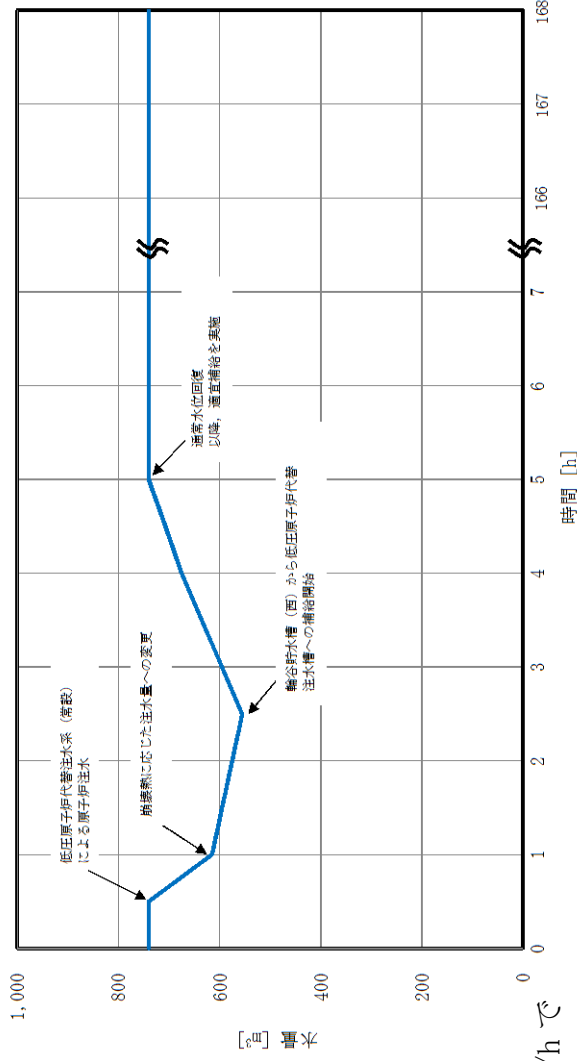
②輪谷貯水槽 (西) から低圧原子炉代替注水槽への移送
 事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で
 低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

○時間評価 (右上図)

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、4,100m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽 (西) に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（LOCA時注水機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 363m^3	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450m^3 であり、7 日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0493\text{ m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 8.2824\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 9m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

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

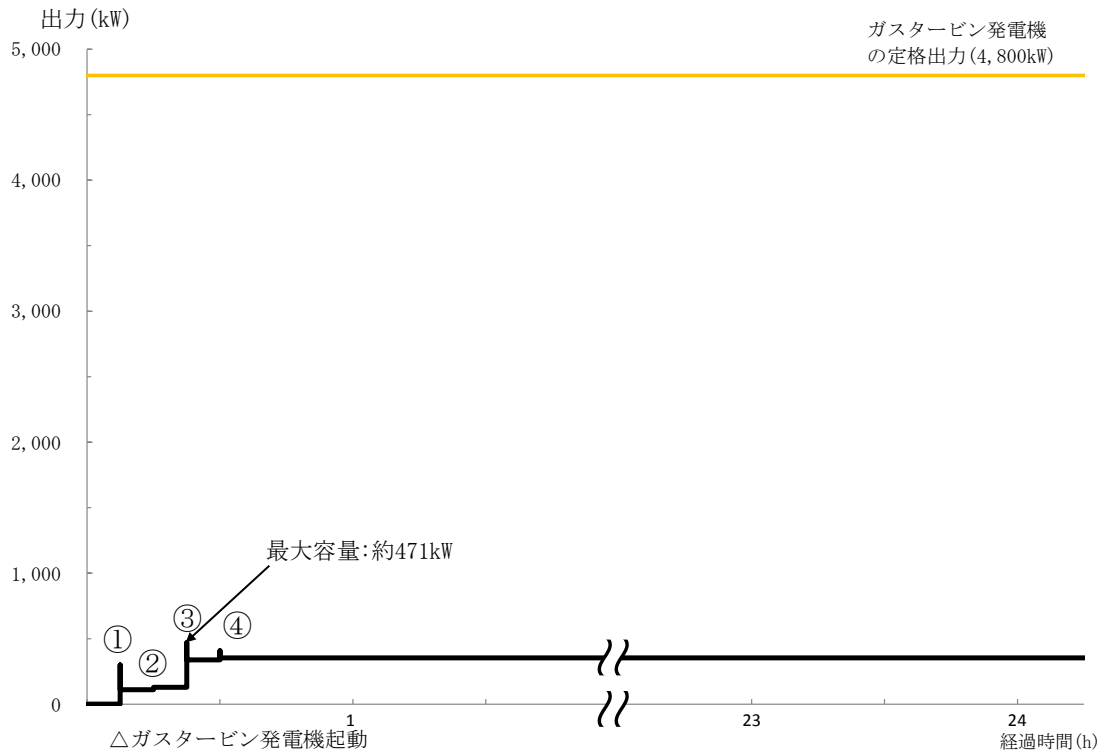
常設代替交流電源設備の負荷（LOCA時注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

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



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下、「ISLOCA」という。）」（ISLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

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

ここで、ISLOCAが生じた際の状況を想定すると、原子炉を減圧した後、低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが、本事故シーケンスグループにおいては、低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びISLOCAの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.7.1-1(1)図及び第2.7.1-1(3)図に、手順の概要を第2.7.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策

に必要な要員は、緊急時対策要員 10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.7.1-3 図に示す。

a. I S L O C A 発生

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

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 1 H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

d. I S L O C A 発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、ドライウェル圧力(S A)、残留熱除去ポンプ出口圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災警報等により原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での残留熱除去系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗する。

残留熱除去系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)及び原子炉圧力である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の隔離が失敗するため、破

断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

g. 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉急速減圧後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び高圧炉心スプレイポンプ出口流量である。

h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始する。

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

i. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、残留熱除去系をサブプレッション・プール水冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。

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

j. 現場操作での残留熱除去系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。

残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

k. 残留熱除去系隔離後の水位維持

残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び高圧炉心スプレイポンプ出口流量である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔

離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「I S L O C A」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果並びに原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E Rにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、I S L O C Aが発生する可能性が最も高い残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管とする（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレイ系注水ラインについても原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮した発生確率の観点から、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管に比べてI S L O C Aの発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、保守的に以下を設定する。

(i) 残留熱除去系熱交換器フランジ部（破断面積 16cm^2 ）

(ii) 残留熱除去系機器等（破断面積 1cm^2 ）

（添付資料2.7.2）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

I S L O C Aが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低（レベル1H）で自動起動し、 $318\sim 1,050\text{ m}^3/\text{h}$ （ $8.14\sim 1.38\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、ISLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から約9時間後に開始するものとし、現場移動、操作等に要する時間を考慮して事象発生から10時間後に完了するものとする。

（添付資料2.7.2）

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.7.2-1(1)図から第2.7.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第2.7.2-1(7)図から第2.7.2-1(10)図に示す。

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

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始する。

事象発生20分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、事象発生30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系による注水が再開し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生10時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

その後は、健全側の残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.7.2-1(7)図に示すとおり、初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.7.2-1(1)図に示すとおり、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、ISLOCAとは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約330kPa[gage]及び約145℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水を継続する

ことで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて残留熱除去系の破断箇所を隔離し、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料2.7.3)

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

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

格納容器バイパス (ISLOCA) では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び残留熱除去系の破断箇所隔離操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料2.7.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆

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

（添付資料 2.7.4）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉压力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.7.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした

場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309°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るが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.7.4)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から約 9 時間後に開始し 10 時間後の完了を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(添付資料 2.7.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の現場での残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.7.4)

(4) まとめ

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

2.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の42名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

I S L O C A発生後の隔離までの流出量は、約 600m³となる。高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の水源は、サプレッション・チェンバのプール水であり、約 2,800m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

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

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 9m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.7.5)

c. 電源

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

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」の重要事故シーケンス「I S L O C A」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

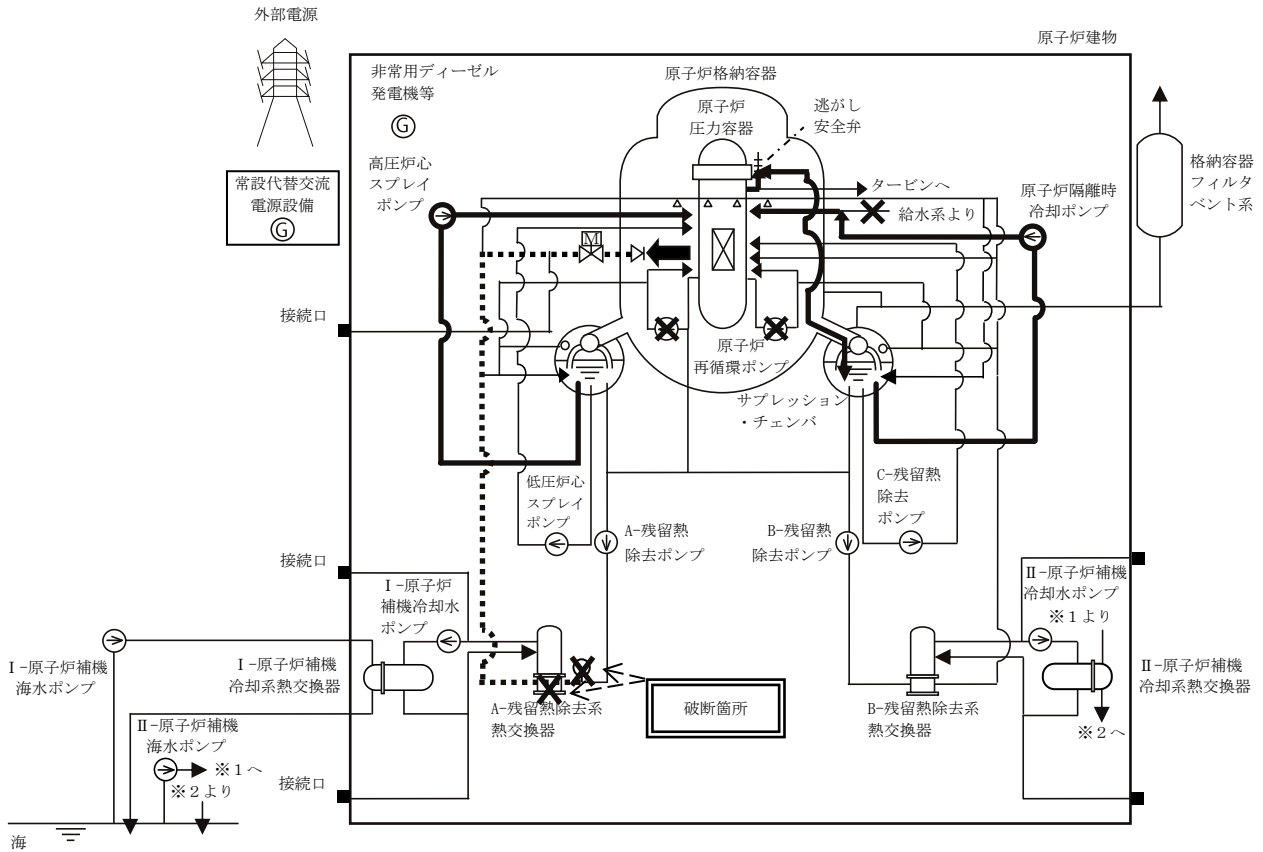
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる

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

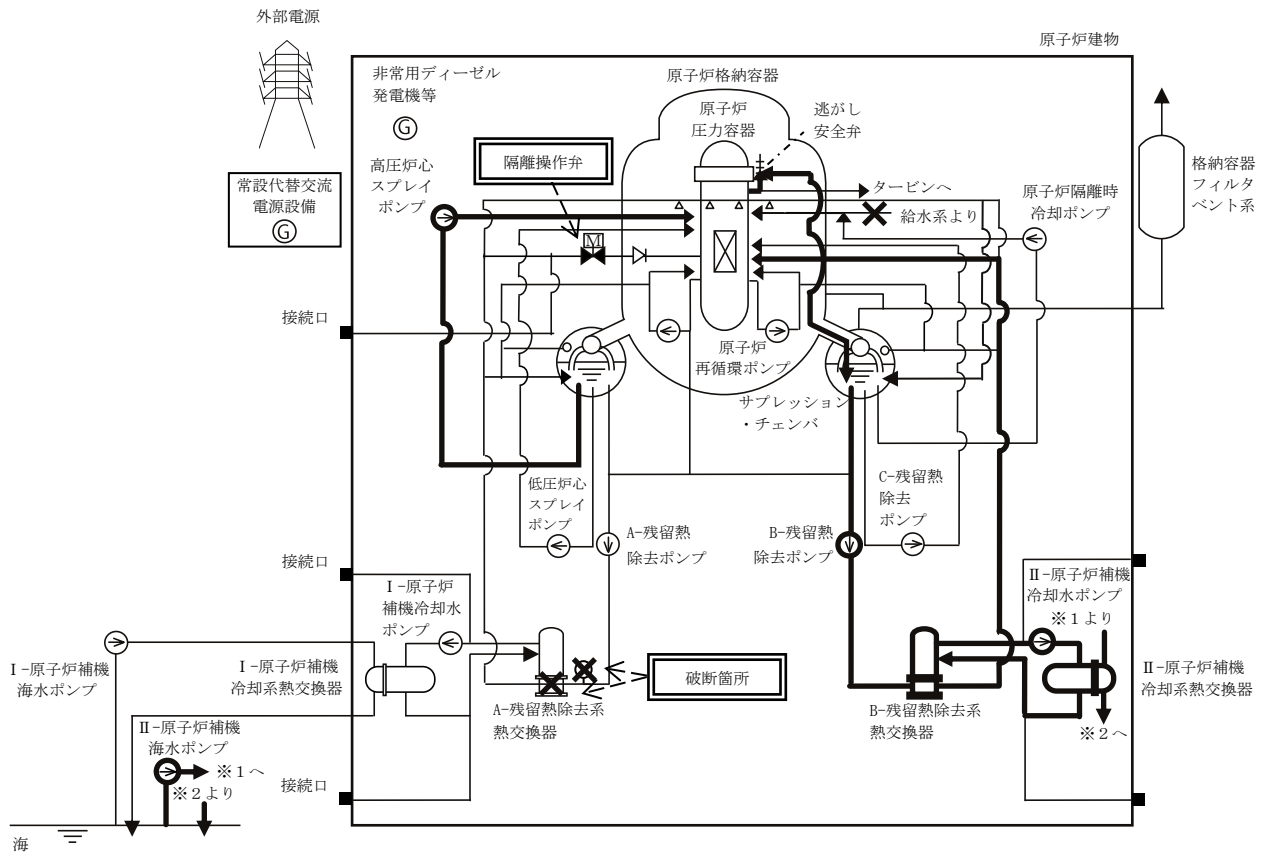
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

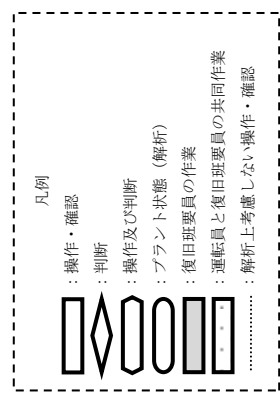
以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。



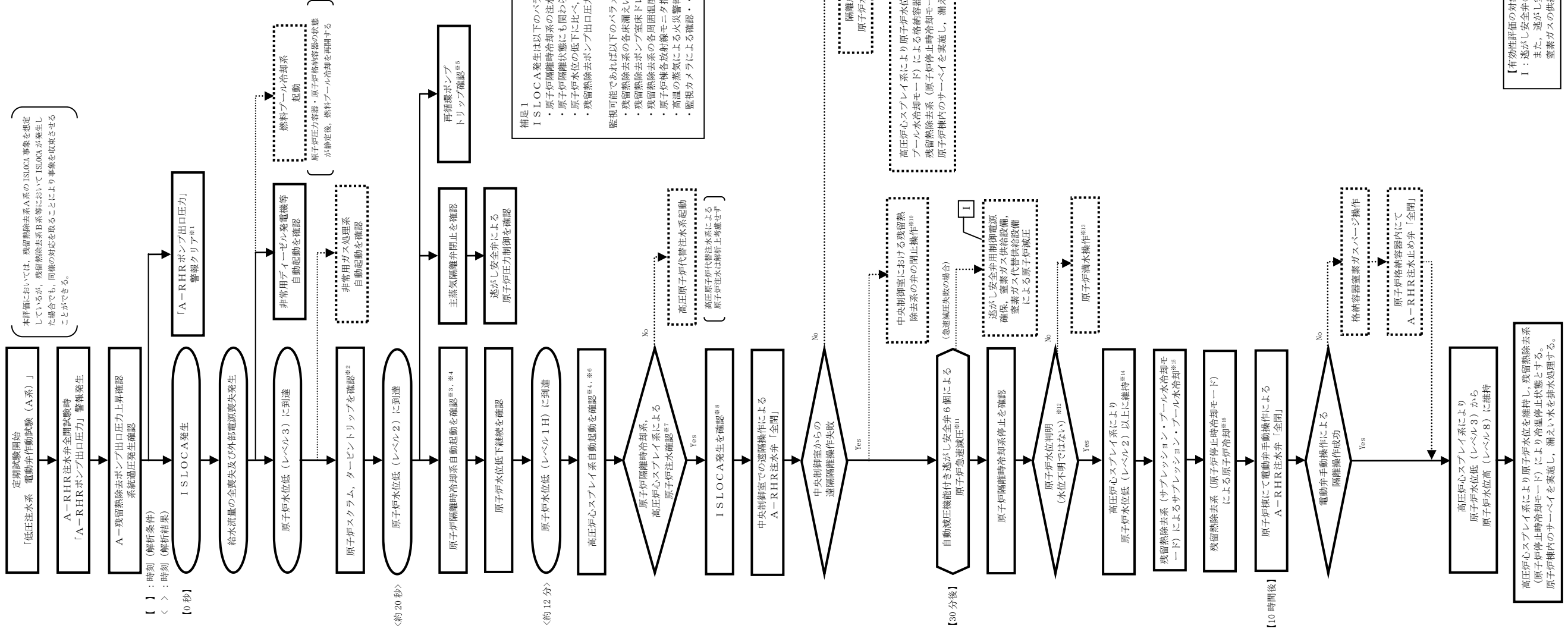
第 2.7.1-1(1) 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」 の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.7.1-1(3) 図 「格納容器バイパス (I S LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉冷却)



- ※1: ISLOCA事象発生により系統圧力が低下し、警報がクリアする。
 ※2: 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。
 ※3: 原子炉水位低(レベル2)で自動起動(解析上の時刻約20秒)する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※4: 復水貯蔵タンクを水源として使用できない場合は、ポンプ吸込ラインが自動でサブプレッショントリップする。
 ※5: 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低(レベル2)でトリップする。
 ※6: 原子炉水位低(レベル1H)で自動起動(解析上の時刻約12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、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※7: 解析上は高圧炉心スプレイス系により水位回復後、原子炉水位高(レベル8)信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
 ※8: 複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する。(補足1)



補足1
 ISLOCA発生は以下のパラメータにより確認する。
 ・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・LOCA事象と確認
 ・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・LOCA事象と確認
 ・原子炉水位の低下に比べ、格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・格納容器外での漏えいと確認
 ・残留熱除去系ポンプ出口圧力が上昇している・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉内での状況を確認する。
 ・残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・残留熱除去系ポンプ室床トレントランサンポンプ水位高警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・残留熱除去系の各周回温度高警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・原子炉棟各放熱モニタ指示値上昇・・・原子炉棟内の一次系の漏えいが考えられる
 ・高温の蒸気による火災警報の発報・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・監視カメラによる確認・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

補足2
 ISLOCA発生時は、原子炉水位低(レベル2)以上を維持しつつ、漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
 下記に炉心スプレイスバースジャー等の高さで原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(燃料域)の基準を示す。

・原子炉水位低(レベル2)	-112cm
・原子炉水位低(レベル1H)	-261cm
・高圧炉心スプレイス系配管	-368cm
・原子炉水位低(レベル1)	-381cm
・低圧炉心スプレイス系配管	-394cm
・残留熱除去系配管	-426cm
・燃料棒有効長頂部	-427cm

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】
 I: 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発ガスが喪失している場合は、蒸発ガス供給設備、蒸発ガス代替供給設備による蒸発ガスの供給を行う。

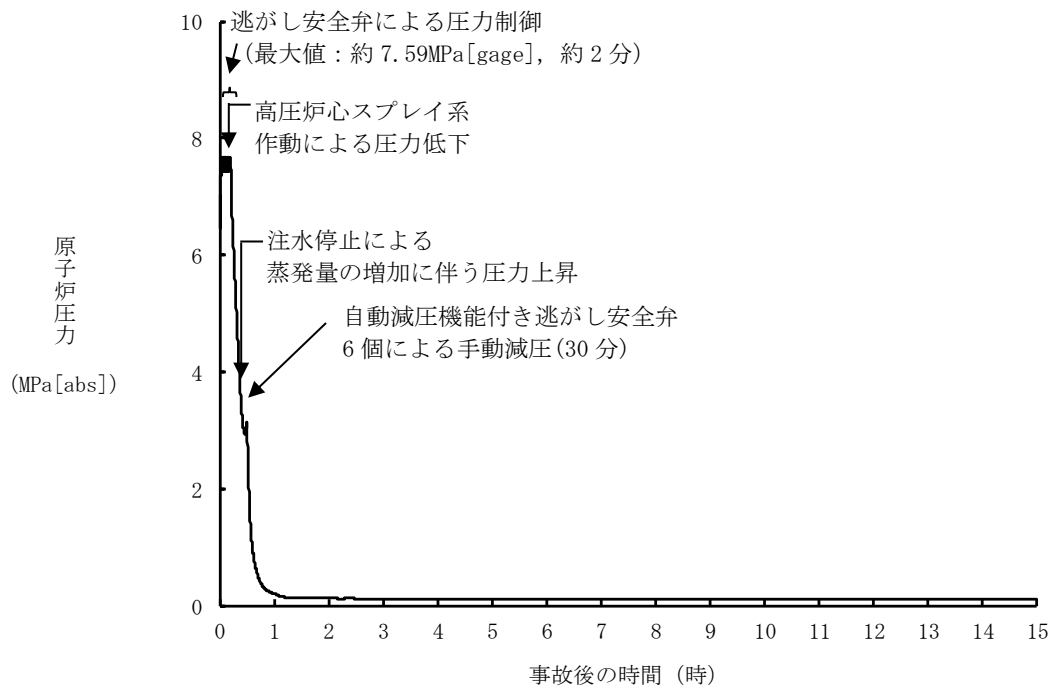
第2.7.1-2図 「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

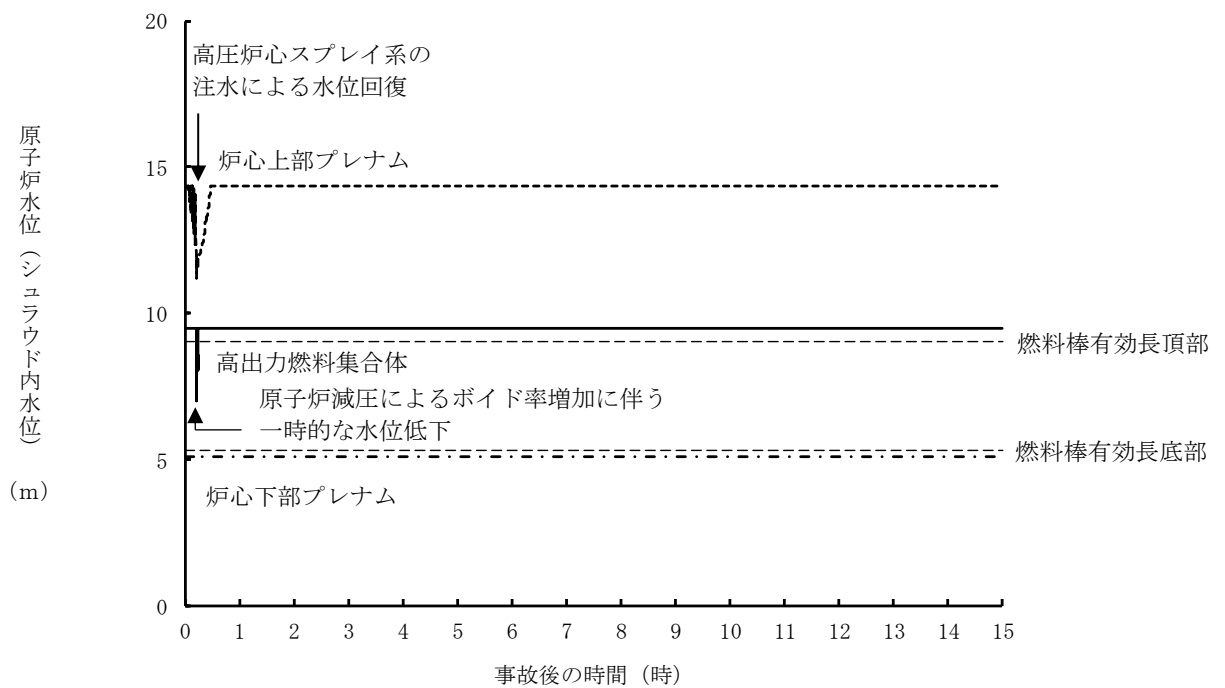
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間 (分)													経過時間 (時間)					備考				
					10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	8	9	10	11	12					
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 運転操作指揮 緊急時対策本部連絡	▽ 事象発生 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽ プラント状況判断 ▽ 約12分 原子炉水位低 (レベル1H) ▽ 30分 原子炉急速減圧																						
	補佐	当直副長	1人	運転操作指揮補佐																							
	通報連絡等を行う要員		指示者	1人	初動での指揮																						
			連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡																						
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)	復旧班要員																							
状況判断	1人 A	-	-	・ 外部電源喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 原子炉水位低下継続確認 ・ 高圧炉心スプレイ系自動起動確認 ・ ISLOCA発生を確認 ・ 非常用ガス処理系自動起動確認	10分																						解析上考慮せず
原子炉注水操作	(1人) A	-	-	・ 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認		適宜実施																					
原子炉水位調整操作	(1人) A	-	-	・ 高圧炉心スプレイ系 原子炉注水確認		適宜実施																					
原子炉水位調整操作	(1人) A	-	-	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作																							
原子炉水位調整操作	(1人) A	-	-	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作																							原子炉水位をレベル3 ~レベル8に維持
残留熱除去系の 漏えい停止操作 (中央制御室)	(1人) A	-	-	・ 残留熱除去系 注水弁隔離操作 (中央制御室)	10分																						解析上考慮せず
原子炉急速減圧操作	(1人) A	-	-	・ 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作				10分																			
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転	(1人) A	-	-	・ 残留熱除去系起動操作				10分																			
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) から残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替	(1人) A	-	-	・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) サブプレッション・プール水冷却弁操作												20分											
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	-	-	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 起動											10分												
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	-	-	・ 原子炉冷却材温度調整																							残留熱除去系 (原子炉停止時 冷却モード) 運転継続
残留熱除去系からの 漏えい停止準備操作	-	2人 B, C	-	・ 放射線防護具準備				10分																			
残留熱除去系からの 漏えい停止準備操作	-	2人 B, C	-	・ 残留熱除去系隔離準備 (電源ロック)							30分																
残留熱除去系からの 漏えい停止操作 (現場操作)	-	(2人) B, C	-	・ 保護具装着																							30分
燃料プール冷却 再開	(1人) A	-	-	・ 燃料プール冷却系再起動																							1時間 解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
燃料プール冷却 再開	(1人) A	-	-	・ 燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																							適宜実施
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	-																								

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

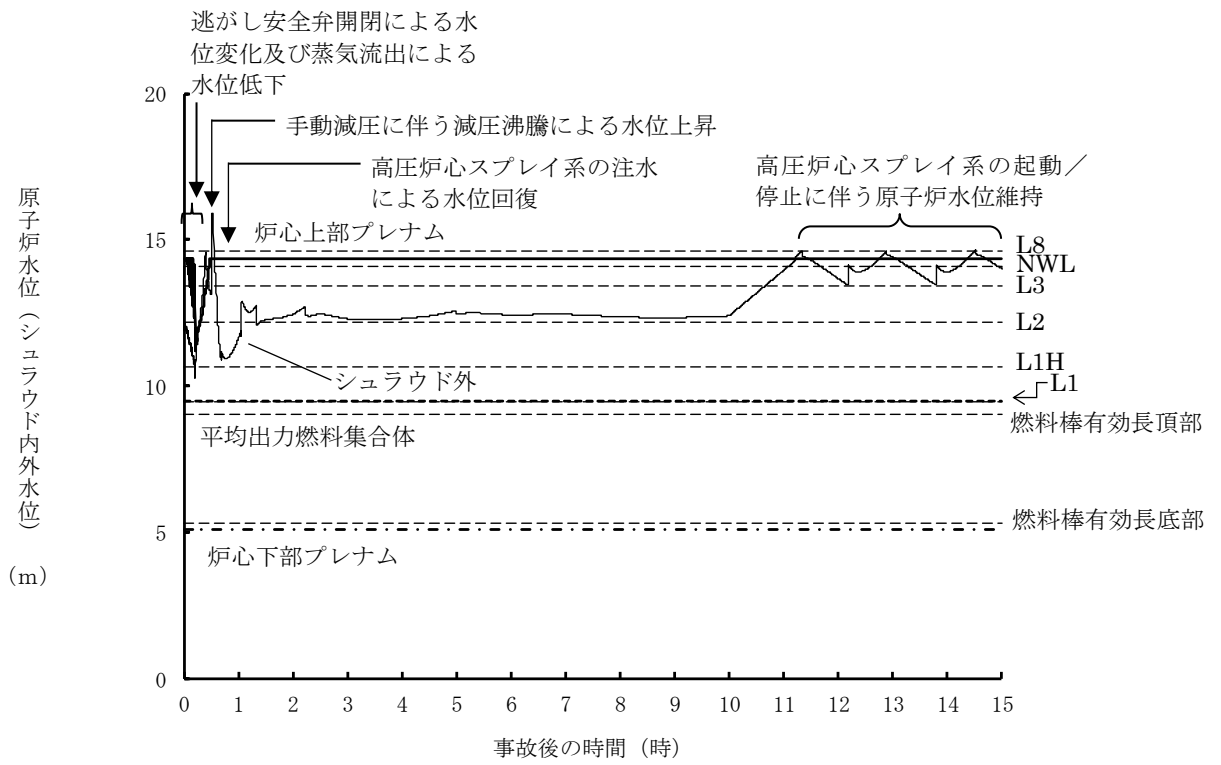
第 2.7.1-3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」 の作業と所要時間



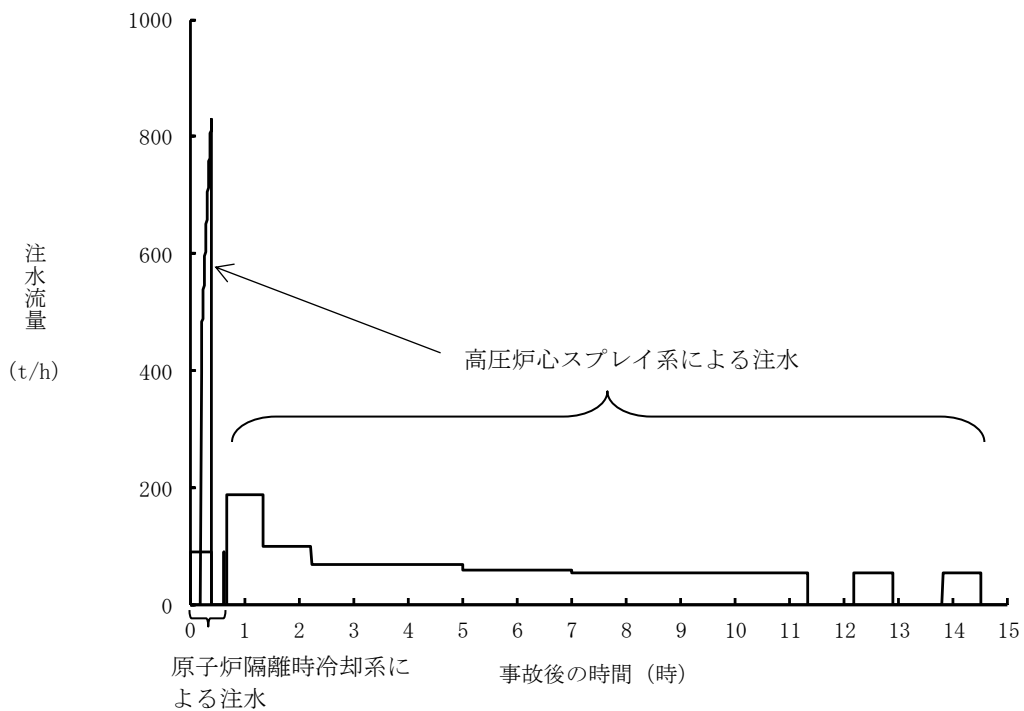
第 2.7.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



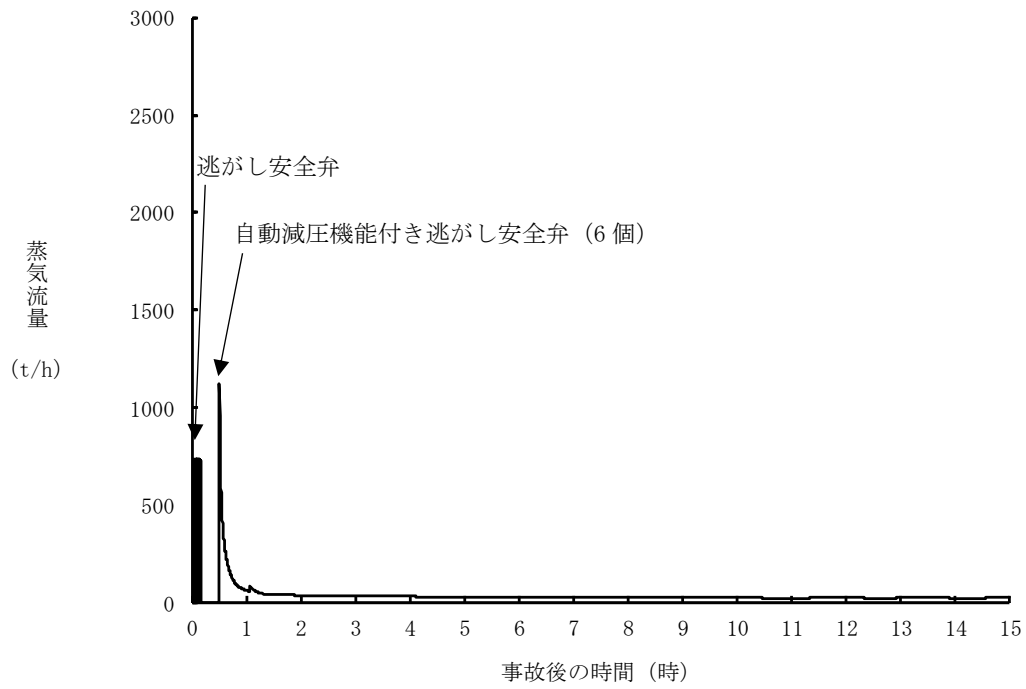
第 2.7.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



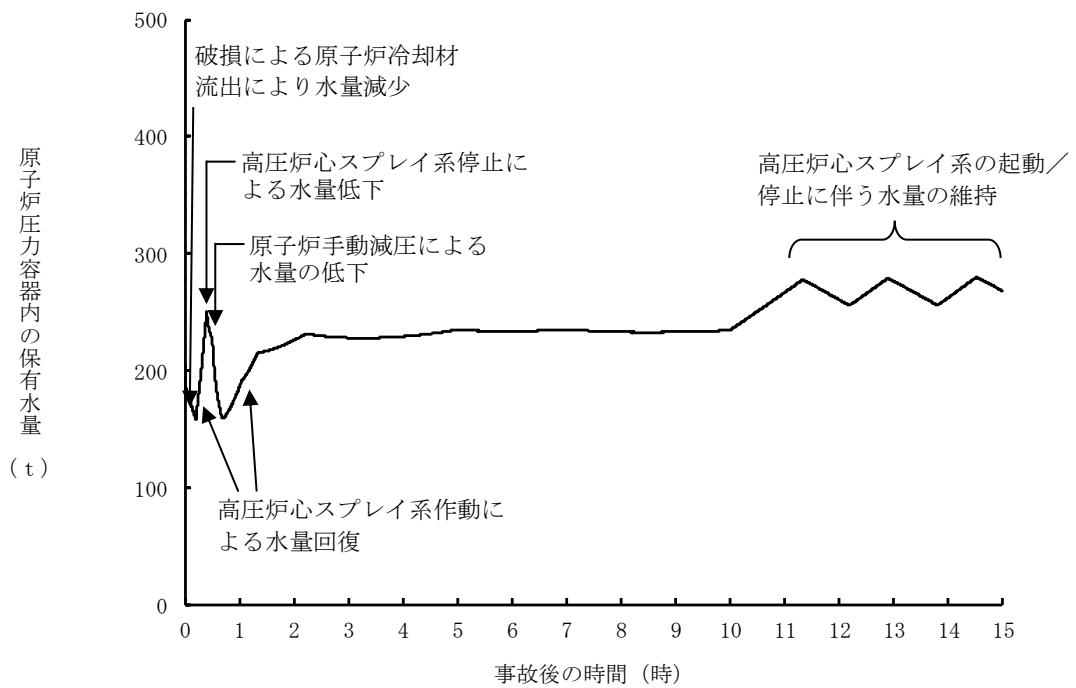
第 2.7.2-1(3) 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



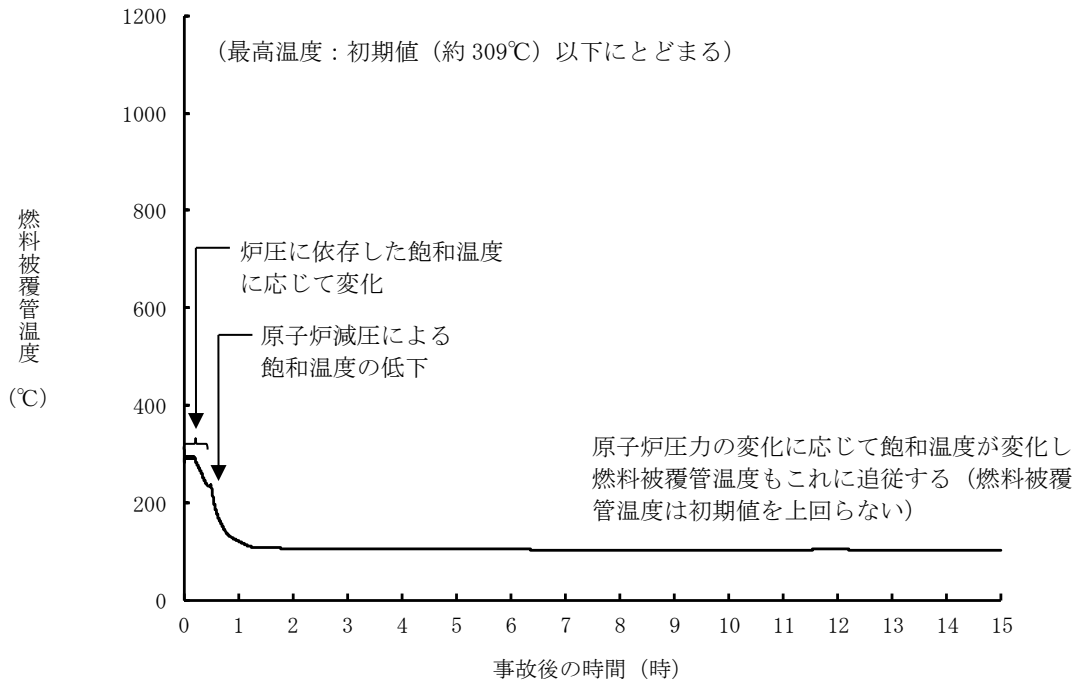
第 2.7.2-1(4) 図 注水流量の推移



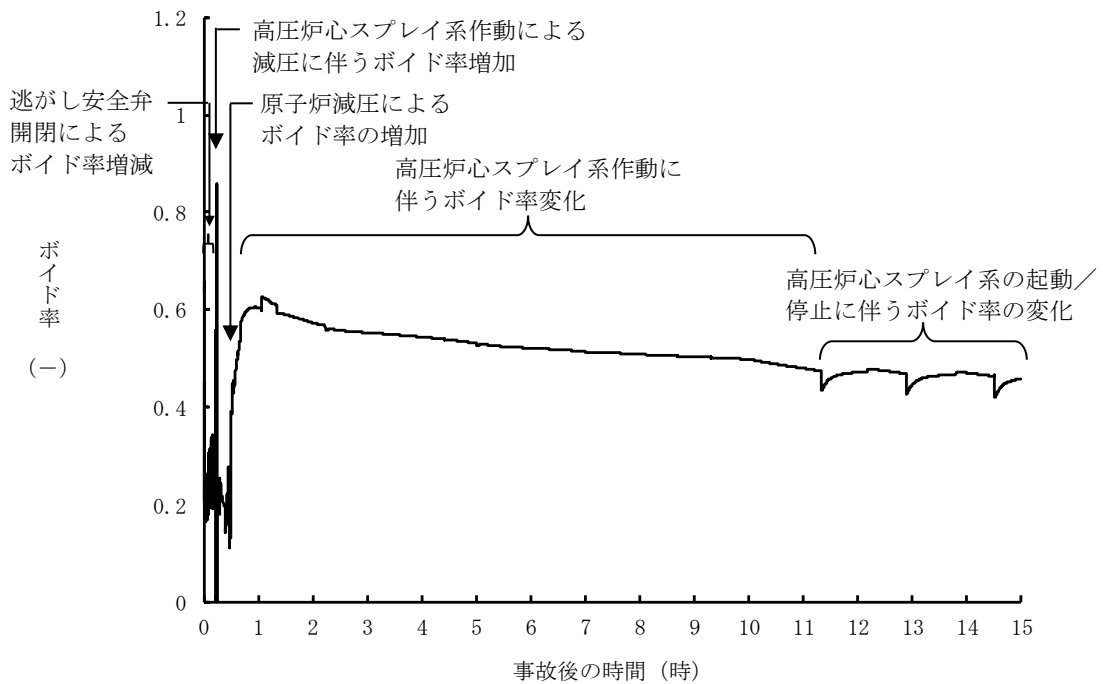
第 2.7.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



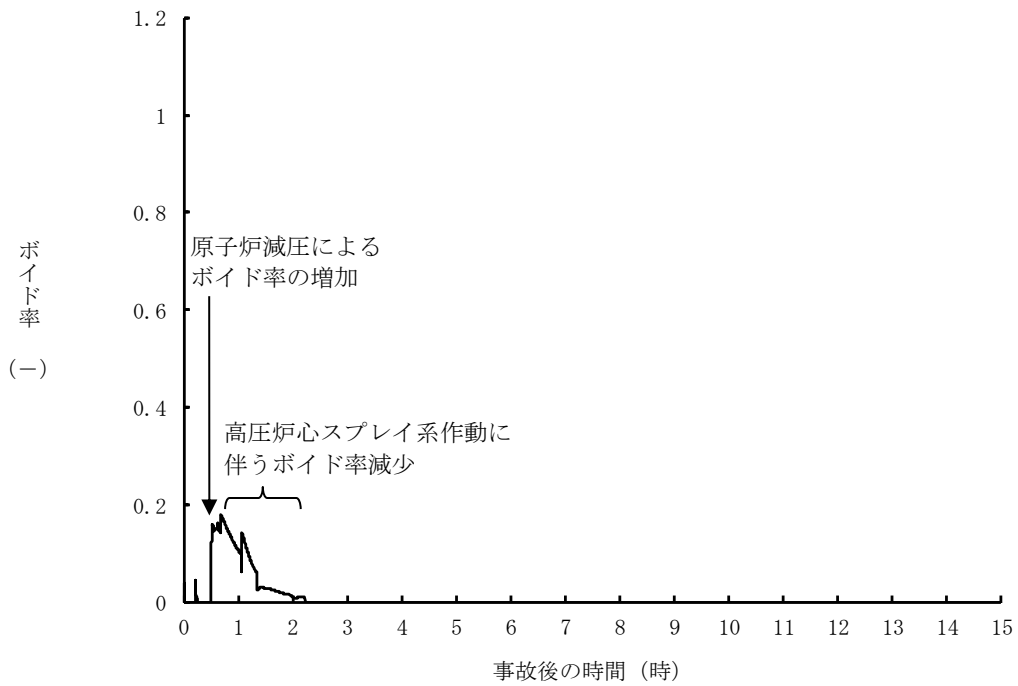
第 2.7.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



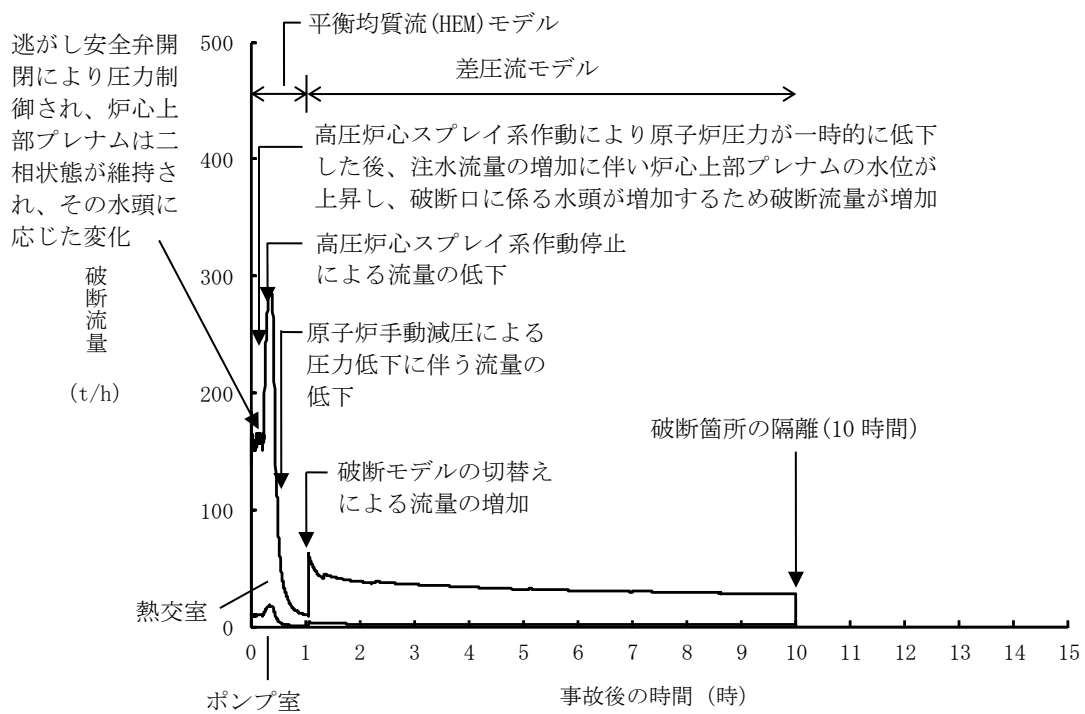
第 2.7.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.2-1(10) 図 破断流量の推移

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェェイシステムLOCA発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェェイシステムLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建物ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建物ブローアウトパネル	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	—	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル1H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心スプレイ系】 サブレーション・チェンバ	—	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 高圧原子炉代替注水流量

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェェイスシステムLOCA発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉圧力容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合)、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェェイスシステムLOCAが発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) ドラウイウエル圧力 (SA) ドラウイウエル温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口圧力】
中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位低 (レベル2) 以上で低めに維持する。	【高圧炉心スプレイ系】 サブレーション・チェンバ	—	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 高圧炉心スプレイポンプ出口流量
残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード) 運転	原子炉急速減圧によりサブレーション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)】	—	サブレーション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1-1表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、残留熱除去サブレーション・プール冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)】	-	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	【残留熱除去系注水弁】	-	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA)
残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイスにより、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	【高圧炉心スプレイス系】 サブレーション・チェンバ	-	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 高圧炉心スプレイスポンプ出口流量

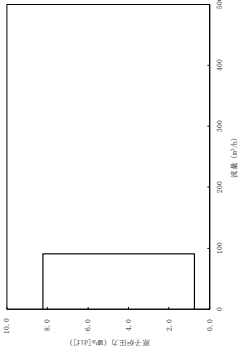
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (1/4)

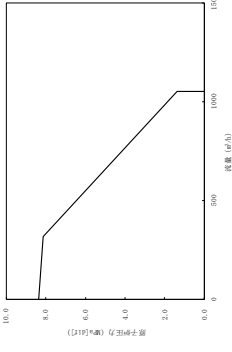
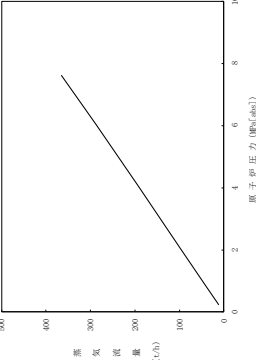
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9 × 9 燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
水源温度	49°C	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定

初期条件

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フランジ部: 16cm ² 残留熱除去系機器等: 1 cm ²	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち, 低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定
安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>高圧炉心スプレイ系</p>	<p>原子炉水位低 (レベル 1 H) にて自動起動 318~1,050 m³/h (8.14~1.38MPa[dif]において) にて注水</p>	<p>高圧炉心スプレイ系の設計値として設定</p> 
<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 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開ず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> <hr/> <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>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 30 分後	ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 30 分後を設定。
残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 10 時間後に隔離完了	破断面積合計 17cm ² の ISLOCA 発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定。

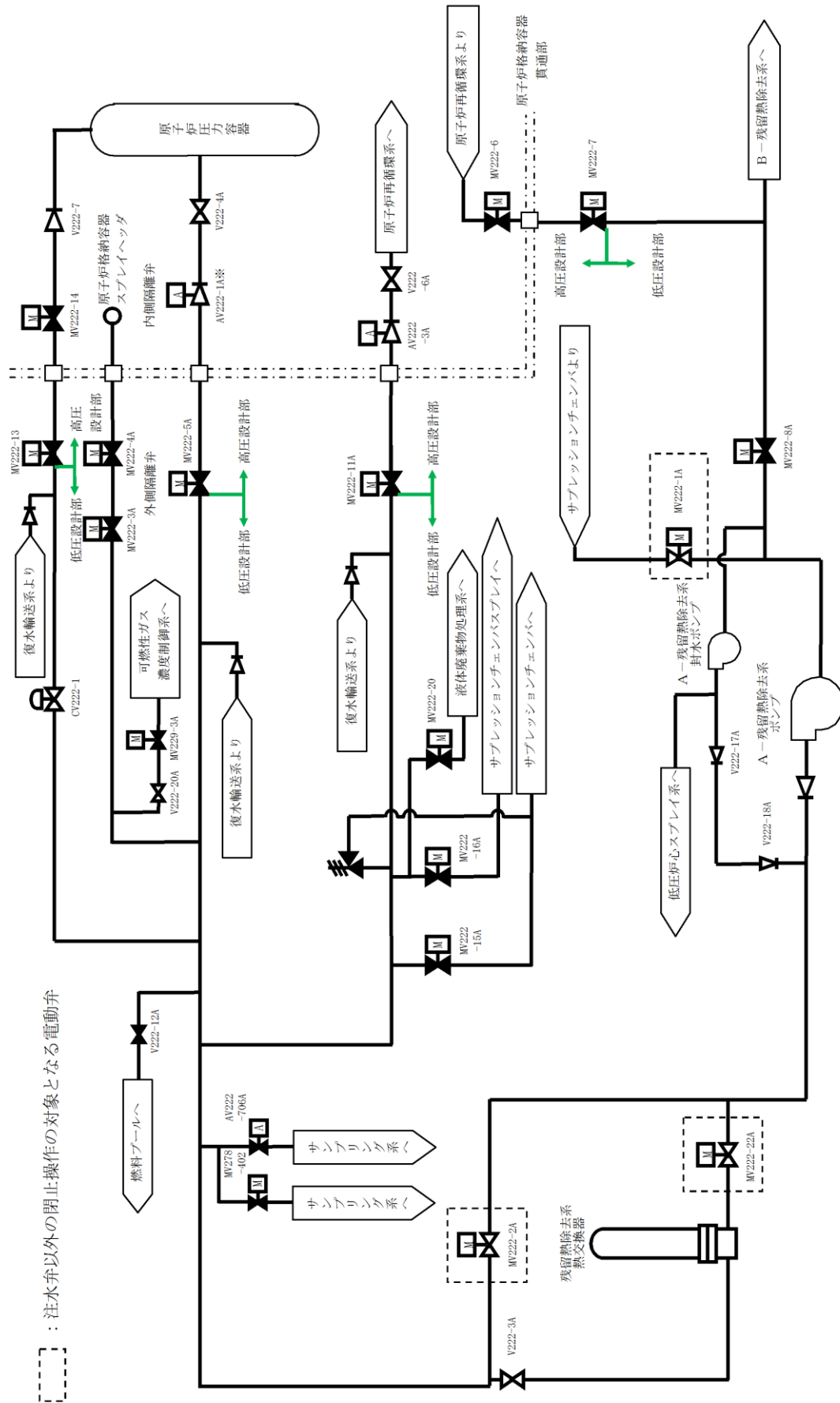
重大事故等対策に関連する操作条件

インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について

A-残留熱除去系にてインターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）が発生した場合の対応操作について、以下に示す。

ISLOCAの発生を確認した場合には、中央制御室からの遠隔操作によりA-残留熱除去系注水弁の閉止操作を実施することで低圧設計部への加圧を停止する。これに失敗した場合には、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧することで漏えい量を抑制するとともに、可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施するとともに、現場操作によりA-残留熱除去系注水弁を閉止する。

また、不要な系統加圧を防止する観点で、A-残留熱除去ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、A-残留熱除去系封水ポンプを停止する。



第1図 I S L O C A時に中央制御室からの遠隔操作により閉止する電動弁 (A-残留熱除去系の場合)

インターフェイスシステムLOCA発生時の 破断面積及び現場環境等について

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「ISLOCA」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を図1に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し、原子炉格納容器外に系統配管があるラインは下記の通りである。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン
- ・ 残留熱除去系炉頂部ライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気ライン
- ・ ほう酸水注入系注入ライン
- ・ 原子炉浄化系系統入口ライン
- ・ 制御棒駆動系挿入ライン
- ・ 制御棒駆動系引抜ライン
- ・ 主蒸気系ライン
- ・ 給水系注入ライン
- ・ 試料採取系サンプリングライン
- ・ 圧力容器計装系ライン

高圧バウンダリのみで構成されている圧力容器計装系ラインは、ISLOCAの対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい制御棒駆動系挿入ライン、制御棒駆動系引抜ラインおよび試料採取系サンプリングラインは、評価の対象としない。

さらに、ISLOCA発生頻度の観点から、高圧炉心スプレイ系注入ライン、残留熱除去系炉頂部ライン、原子炉隔離時冷却系蒸気ライン、ほう酸水注入系注入ライン、原子炉浄化系系統入口ライン、主蒸気系ライン及び給水系注入ラインは低圧設計部が3弁以上の弁で隔離等されていることから評価の対象とし

ない。

発生頻度の分析について、PRAにおいては、主に原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数及び定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCAの発生確率が高いと考えられる配管（残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン、低圧炉心スプレイ系注入ライン）について、各々の箇所でのISLOCA発生確率を算出している。（事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について参照）

表1の整理の通り、PRA上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定期試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのISLOCA発生確率が最も高い。各配管におけるISLOCAの発生頻度は、定期試験のある残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおいては 6.0×10^{-8} [/炉年]、低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては 2.0×10^{-8} [/炉年]、定期試験のない残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインにおいては 5.8×10^{-10} [/炉年]、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインにおいては 2.1×10^{-10} [/炉年]である。

以上により、ISLOCAの評価対象の配管は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCAが発生する可能性が最も高く、ISLOCAが発生した場合の影響が最も大きい残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインを選定する。

この評価対象に対して構造健全性評価を実施し、その結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

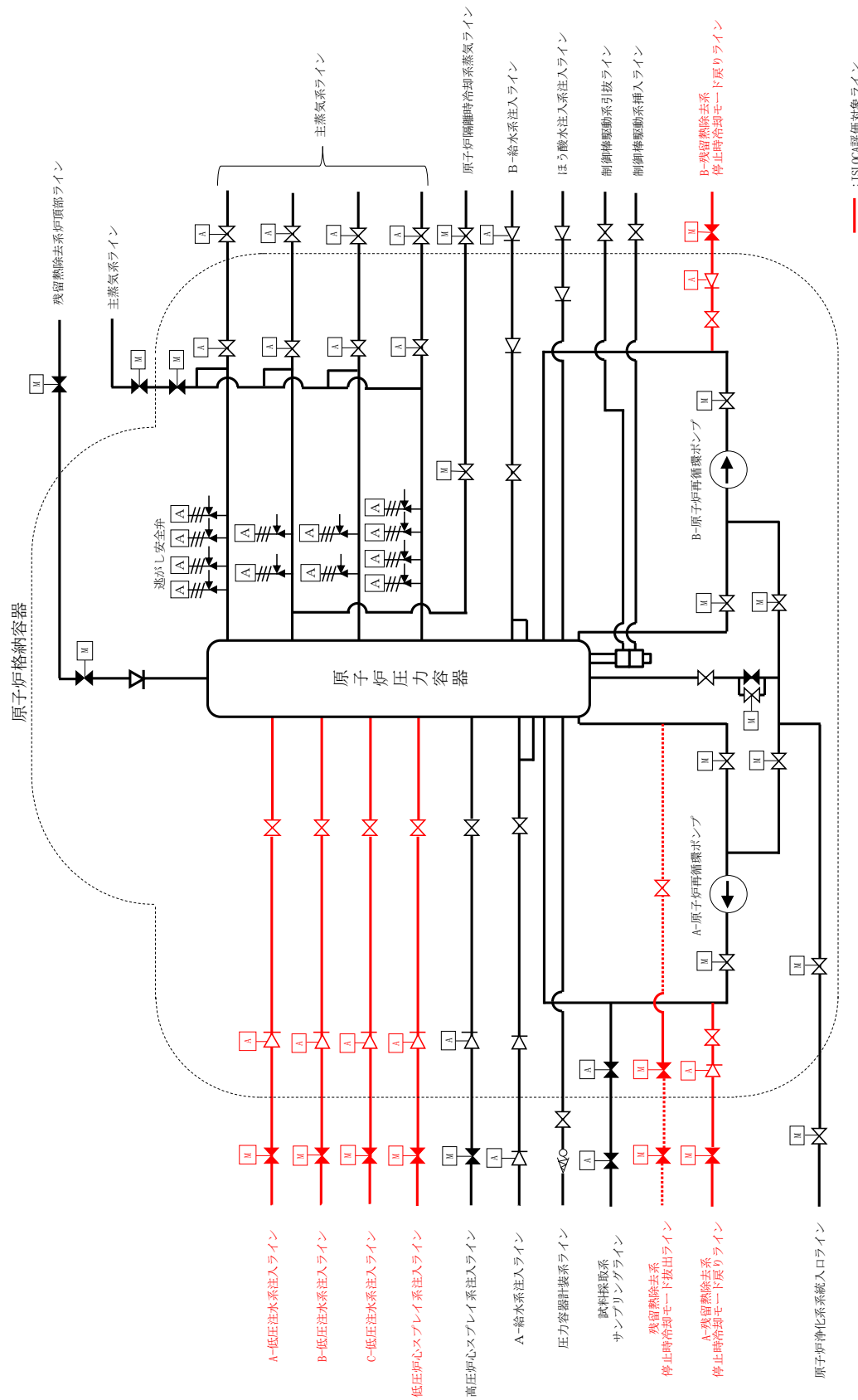


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

表1 低圧設計配管までの弁数，運転中定期試験の有無及び

I S L O C A発生頻度

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定期試験の有無	I S L O C A発生頻度[/炉年]
残留熱除去系(低圧注水モード) 注入ライン※1	2弁	有	6.0×10^{-8}
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	2弁	無	5.8×10^{-10}
残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン※3	2弁	無	2.1×10^{-10}
低圧炉心スプレイ系注入ライン	2弁	有	2.0×10^{-8}

※1：残留熱除去系（低圧注水モード）の注入ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されており，3弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いが，3弁目までは考慮の対象とせず，2弁目までを考慮の対象とした。

※2：残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（10.4MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されている。

※3：残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計（1.37MPa）の配管で構成されている。

2. ISLOCA発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定されたISLOCAの評価対象に対して、実機の系統構成、各機器の特徴を踏まえて隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価の内容について示す。なお、A-残留熱除去系（低圧注水モード）とB-残留熱除去系（低圧注水モード）の系統構成に大きな相違はないため、代表としてA-残留熱除去系（低圧注水モード）について評価を行った。

残留熱除去系（低圧注水モード）の系統概要図を図2に示す。残留熱除去系（低圧注水モード）は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部分と低圧設計部分とを内側隔離弁（逆止弁）及び外側隔離弁（電動仕切弁）の2弁により隔離されている。内側隔離弁（逆止弁）も運転中に弁の開閉試験を行うが、弁の前後に差圧がある場合には弁が開放しない構造であるため、外側隔離弁（電動仕切弁）が開放する事象を想定する。評価においては、厳しい想定として、内側隔離弁（逆止弁）が全開した状態で外側隔離弁（電動仕切弁）が全開とした。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約8秒（全ストローク217mm）となっており、電氣的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

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

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

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

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

ここで、 α は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管の配管長^{*2}を元に保守的に200m^{*3}とし、水の音速(α)を1,500m/s^{*4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間(μ)は約0.27秒となる。即ち、弁開放時間(T)を残留熱除去系（低圧注水モード）の電動仕切弁の約8秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、次項にて示す強度評価において、例えば配管で最も厳しいNo.23配管の最小厚さ(ts)13.21mmにおける許容圧力（1次一般膜応力0.6Su適用値）は10MPaを超えており、十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ(Su)までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

- *1 : 水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕第2編「水撃作用」（財）電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三
- *2 : 残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約150m
- *3 : 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。
- *4 : 圧力7.2 MPa[abs]、水温38°Cの場合、水の音速は約1540m/sとなる。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の外側隔離弁（電動仕切弁）が8秒で全閉から全開することにより、図3に示す低圧設計部の範囲が過圧された場合の圧力推移をTRACGコードにより評価した。

残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値を表2に、圧力推移図を図4に示す。

表2 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値

位置*	圧力最大値 (MPa[abs])
注水弁入口 (①)	7.7
逃し弁入口 (②)	7.4
残留熱除去系熱交換器 (③)	7.9
ポンプ出口逆止弁出口 (④)	8.0

※数字は図3における位置を表す。

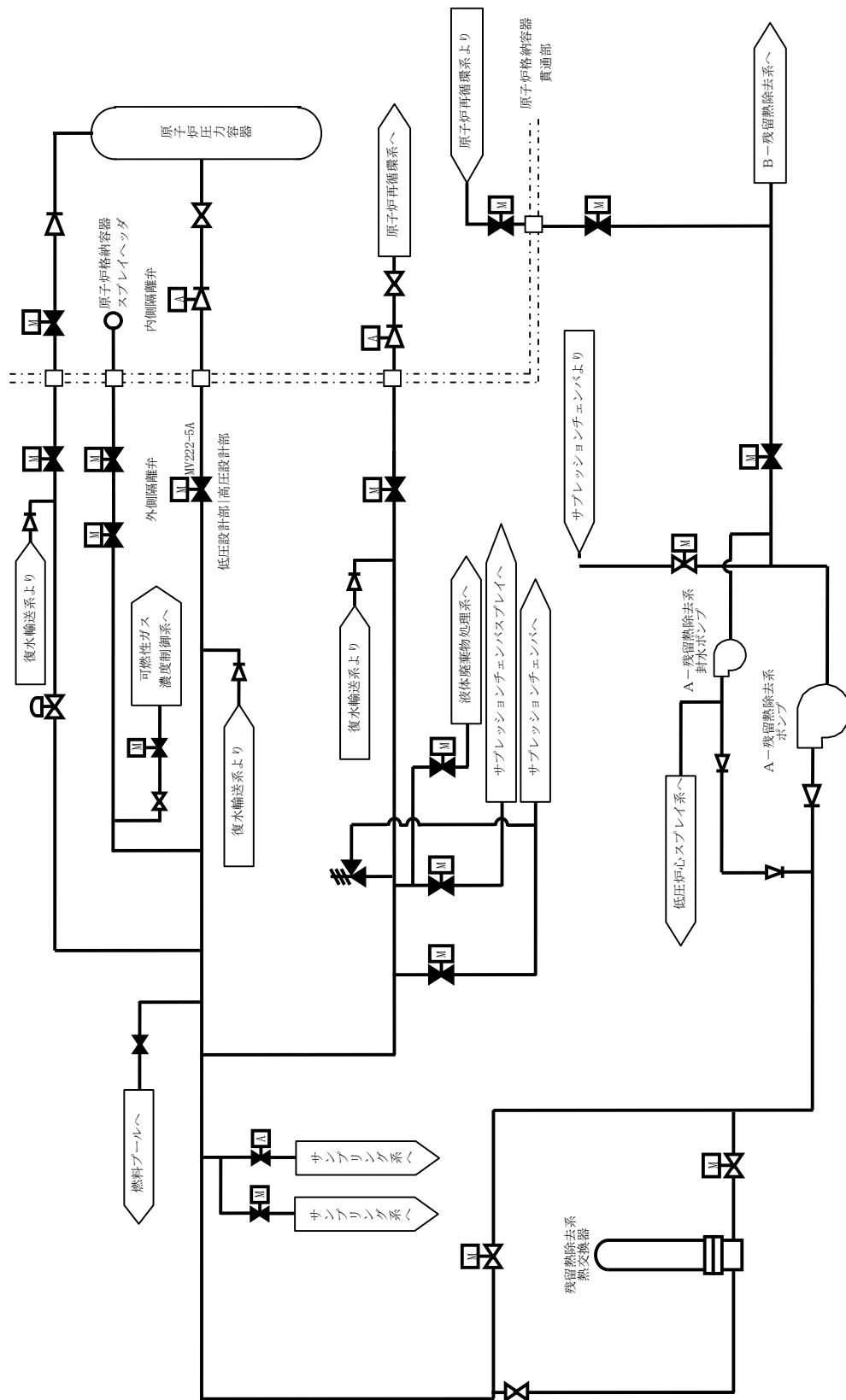


図2 A-残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ライン概要図

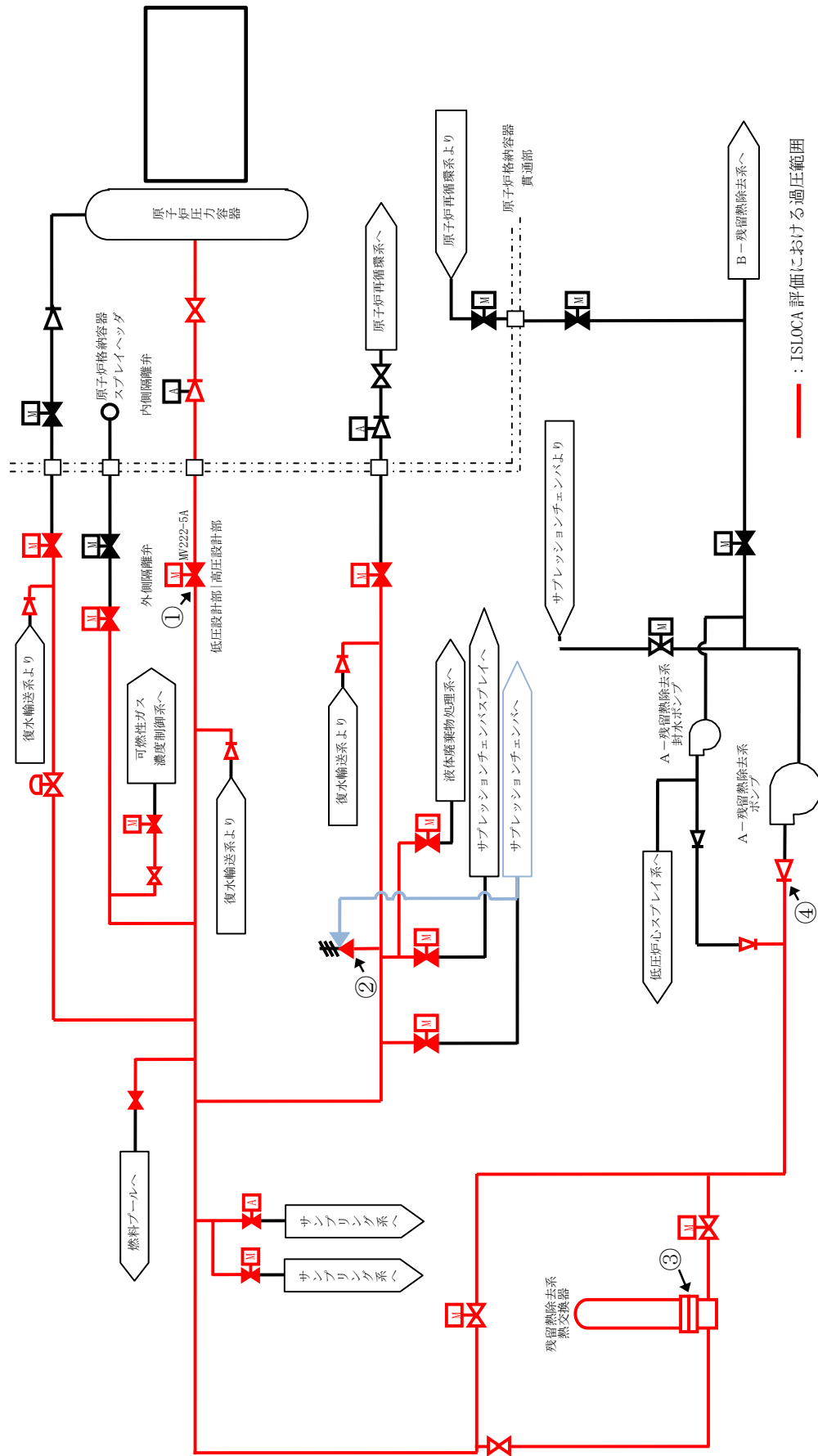


図3 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時評価概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

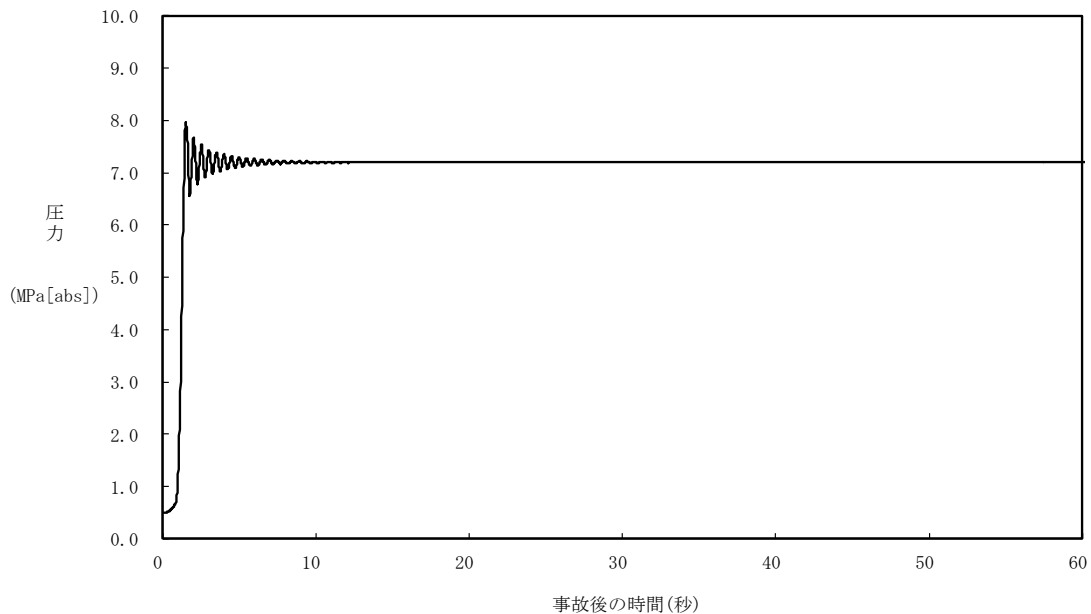


図4 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の圧力推移例
（ポンプ出口逆止弁出口位置）

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側）の圧力 に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力 まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に当たっては、TRACGの解析結果を踏まえ、隔離弁開放直後の最大圧力と系統待機水の温度（室温程度）との組み合わせ、隔離弁開放から 10 秒程度以降の静定圧力と静定温度（炉圧及び炉水温度相当）との組み合わせを考慮して評価圧力・温度を設定し、評価対象機器の構造健全性評価を実施した。

として評価を実施した。

また、破断面積の算出においては、隔離弁開放直後の最大圧力と漏えい発生後の静定温度を保守的に組み合わせることで評価を実施した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 構造健全性評価

3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力(7.4MPa [gage]), 温度(288°C)の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を図 5 及び表 3 に示す。

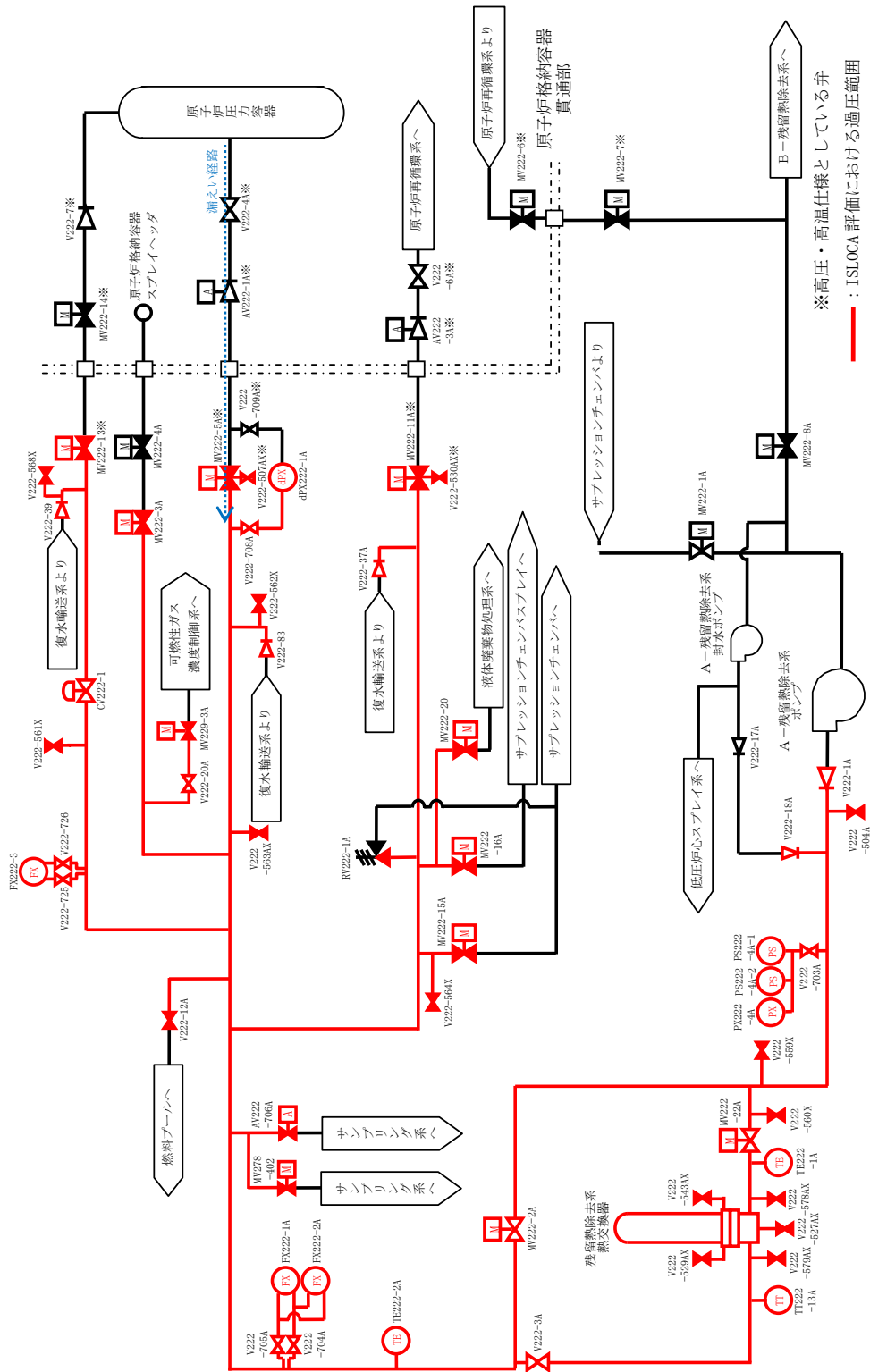


図 5 評価対象範囲系統図

表3 評価対象範囲に設置された機器

機器		弁番号, 個数等	
残留熱除去系熱交換器		1 個	
逃がし弁		1 台 RV222-1A	
弁	プロセス弁	19 台 V222-1A, V222-3A, V222-12A, V222-18A, V222-20A, V222-39, V222-37A, V222-83, MV222-2A, MV222-3A, MV222-5A, MV222-11A, MV222-13, MV222-15A, MV222-16A, MV222-20, MV222-22A, MV229-3A, CV222-1	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	15 台 V222-504A, V222-507AX, V222-527AX, V222-529AX, V222-530AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX
		計器 隔離弁	6 台 V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726
		サンプル 弁	2 台 AV222-706A, MV278-402
計器		10 個 PS222-4A-1, PS222-4A-2, PX222-4A, FX222-1A, FX222-2A, FX222-3, dPX222-1A, TE222-1A, TE222-2A, TT222-13A	
低圧注水系配管		1 式	

3.2 構造健全性評価の結果

(1) 熱交換器 (別紙2)

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「島根原子力発電所 工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。)を基に設計上の裕度を確認し、裕度が2以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板及び伝熱管について評価した。

a. 水室フランジ、水室フランジボルト

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の値	判定基準	判定※
水室フランジ	120MPa (発生応力)	438MPa (許容応力)	○
水室フランジボルト	64,029 (ボルトの総断面積)	26,161 (ボルトの必要な断面積)	○

※水室フランジについては、発生応力が許容応力以下であること、水室フランジボルトについては、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であること

b. 管板

設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さ規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
管板	SFVC2B		163	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c. 伝熱管

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
伝熱管	SUS304TB			○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 逃がし弁 (別紙3)

a. 弁座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さが必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定*
弁座	<input type="text"/>	0.8	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁体

弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa) が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判定*
弁体	41	88	○

※発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定*
弁本体の耐圧部	<input type="text"/>	0.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
ボンネットナット座面	68	632	○
ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面	52	438 (ボンネットフランジ) 392 (リフト制限板)	○

※発生応力が許容応力以下であること

(3) 弁 (別紙4)

a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
弁本体の耐圧部		0.2~3.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
ボンネットナット座面	36~280	524~865	○
ボンネットフランジと 弁箱フランジの合わせ面	45~92	438 (ボンネットフランジ) 407~438 (弁箱フランジ)	○

※発生応力が許容応力以下であること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

なお、以下の弁は加圧時の温度、圧力以上で設計していることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁		MV222-5A	8.62MPa	302℃
		MV222-11A	10.4MPa	302℃
		MV222-13	8.62MPa	302℃
その他の弁	ドレン弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
	ベント弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第I編 別表1にて温度300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa

(4) 計器 (別紙 5)

a. 圧力計, 差圧計

以下の圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1, PS222-4A-2 については, 漏えいが想定されるため, 株部のプロセス取合い (外径: 5mm) の断面積から, 破断面積を下表のとおり評価した。

以下の圧力計及び差圧計のうち, PS222-4A-1, PS222-4A-2 以外の計器は, 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており, 破損は発生しないことを確認した。なお, 構造材の温度上昇に伴う耐力低下 (温度 -30~40°C における設計引張強さに対する 288°C における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%) を考慮しても, 計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

計器番号	計器設備耐圧 (MPa)	判定	破断面積 (mm ²)
PS222-4A-1	5.4	×	19.63
PS222-4A-2	4.4	×	19.63
PX222-4A	14.7	○	—
FX222-1A	22.1	○	—
FX222-2A	22.1	○	—
FX222-3	22.1	○	—
dPX222-1A	15	○	—

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」(JSME S012-1998) を適用し, 同期振動発生回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果, 換算流速 V_r が 1 より小さく, 組合せ応力が許容値以下, かつ応力振幅が設計疲労限以下であることから, 評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(同期振動発生回避または抑制評価)

計器番号	流速 V (m/sec)	換算流速 V_r	換算減衰率 C_n	判定*
TE222-1A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)
TE222-2A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)
TE222-13A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)

* 「 $V_r < 1$ 」, 「 $C_n > 64$ 」又は「 $V_r < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$ 」のいずれかを満足すること

(流体振動に対する強度評価)

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の設計疲労限 σ_F (MPa)	判定*
TE222-1A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-2A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-13A	17.0	165	0.07	84	○

※組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること, かつ応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5) 配管 (別紙6)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは、必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判定※
管	7.53~16.63	1.04~3.24	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm)【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定※
フランジ部	-0.02				○
	-0.08				○

※伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの合計圧縮量が許容圧縮量以下であること

4. 破断面積の設定について（別紙7）

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

上記評価に基づき、有効性評価では、計器の破断面積として保守的に約 1cm²を想定する。

さらに、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力（7.9MPa[gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm ²)
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部の破断面積として保守的に約 16cm²を想定する。

なお、評価対象のうちA－残留熱除去系（低圧注水モード）及びB－残留熱除去系（低圧注水モード）以外の低圧炉心スプレイ系及びC－残留熱除去系（低圧注水モード）には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水モード）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉棟内に漏えいすることで、建物下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建物内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C AはA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生するものとする。

なお、I S L O C AがB-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生することを想定した場合、破断面積（約 17 cm²）及び破断箇所（残留熱除去系熱交換器フランジ部及び残留熱除去系機器等）はA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインの場合と同等であり、原子炉建物における雰囲気温度等は同程度上昇する。

C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインにて発生することを想定した場合、漏えい箇所が圧力スイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C Aより小規模となるため、原子炉建物における雰囲気温度等は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C Aに包絡される。

(1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおけるI S L O C A発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、B-残留熱除去系及び逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

系統の運転に必要な補機冷却系等を含めI S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり確認した。

a. 溢水による影響（別紙8）

I S L O C Aによる原子炉冷却材の漏えいのうち、A-残留熱除去系圧力スイッチからの溢水は、漏えい発生区画と隣接する原子炉隔離時冷却系のポンプ室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、原子炉隔離時冷却系のポンプ室は溢水の影響を受けない。また、A-残留熱除去系熱交換器からの溢水は、漏えい発生区画で滞留したのちに、隣接区画へ伝播し、最終滞留箇所であるトラス室に排出されるが、高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ室は、トラス室との境界に水密扉を設置し区画化されて

いるため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装設備も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ室等の溢水の流入がない区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇はないため、系統の運転に必要な補機冷却系等を含め、これらの系統機能は維持される。また、注水弁（MV222-5A）は、ISLOCA発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有していることから、機能維持される。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、ISLOCA発生時の雰囲気温度・湿度に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、東側PCVペネトレーション室における吸収線量率は最大でも約8.0mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.76kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時に必要な現場操作は、A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作である。

A-残留熱除去系の注水弁の操作場所及びアクセスルートを図6及び図7に示す。A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時は、原子炉棟内の環境を考慮して、漏えいが発生している階より上階を移動することとしている。

ISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙8）

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内における溢水状況概要を図6に、溢水範囲を図7に示す。図6及び図7に示すとおり、ISLOCAによる原子炉冷却材漏えいが発生する階より上階を移動することから、溢水によるアクセス性への影響はない。また、注水弁は原子炉棟内中1階に設置されており、この場所において注水弁の現場閉止操作を実施するが、事象発

生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している10時間までの原子炉冷却材の流出量は約600m³であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約0.8m以下であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内において、原子炉減圧後に原子炉棟内環境が静定する事象発生の約9時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している10時間後までの温度及び湿度は、最大で約44℃及び約100%である。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分^{*1}であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である^{*2}。なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、保護具（汚染防護服、耐熱服、個人線量計、作業用長靴、酸素呼吸器、綿手袋、ゴム手袋）を着用する。

※1 以下作業時間のうち、(2)及び(3)を足した時間が、原子炉棟内の滞在時間となる。

【A-RHR系隔離操作の場合：想定時間1時間、実績時間40分】

- (1) 移動：実績時間2分（移動経路：第2チェックポイントから原子炉棟地上2階（管理区域）東側エアロック）
- (2) 移動：実績時間7分（移動経路：原子炉棟地上2階（管理区域）東側エアロックからA-RHR注水弁の往復）
- (3) 現場隔離操作：実績時間31分（操作対象1弁：原子炉棟地上中1階（東側PCVペネトレーション室）

※2 想定している作業環境（最大約44℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3時間～4時間として知られている。（出典：消費者庁 News Release（平成25年2月27日））

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという、保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で約8.0mSv/hである。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分^{*1}であるため、作業時間を保守的に1時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約8.0mSvとなる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約9時間後における線量率は約1.3mSv/hであり、この場合に作業員の受ける実効線量は約1.3mSvとなる。

なお、事故時には原子炉建物原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一部は原子炉建物ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時においては原子炉建物放射能高の信号により中央制御室の換気系は再循環運転モードとなるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

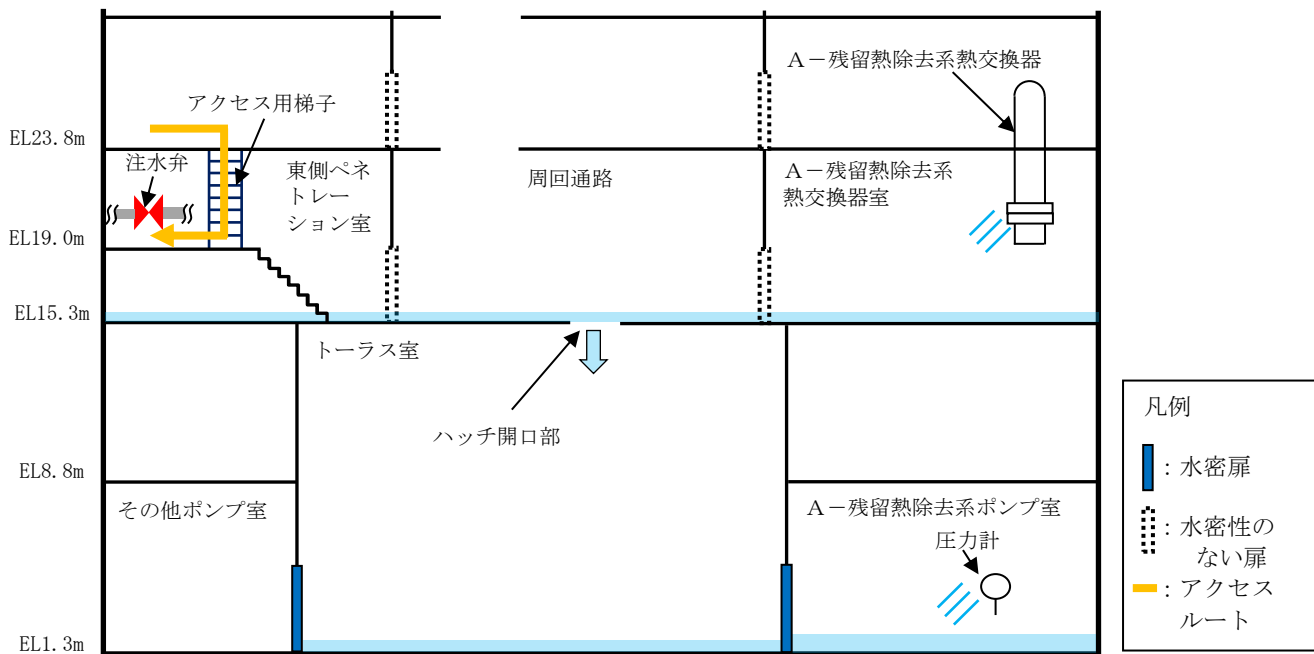


図6 溢水状況概要

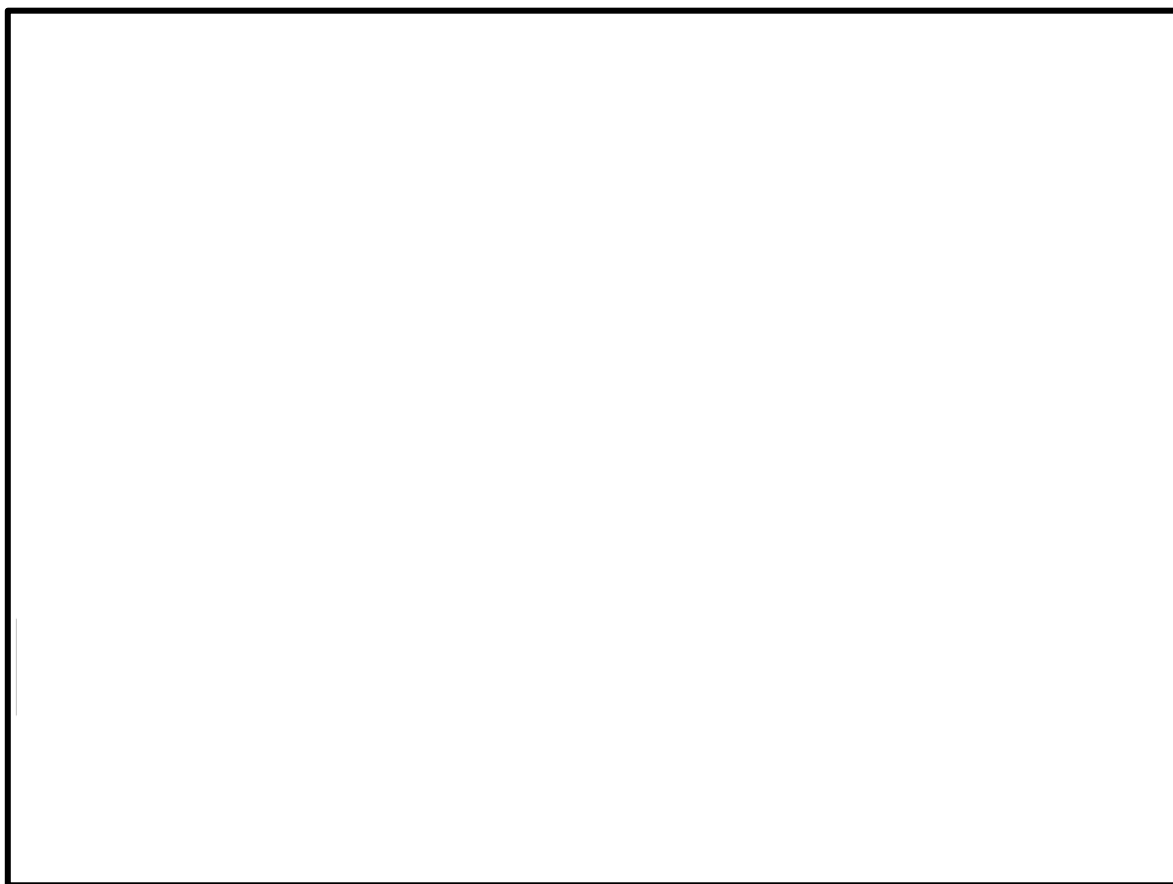


図7 溢水範囲 (1 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

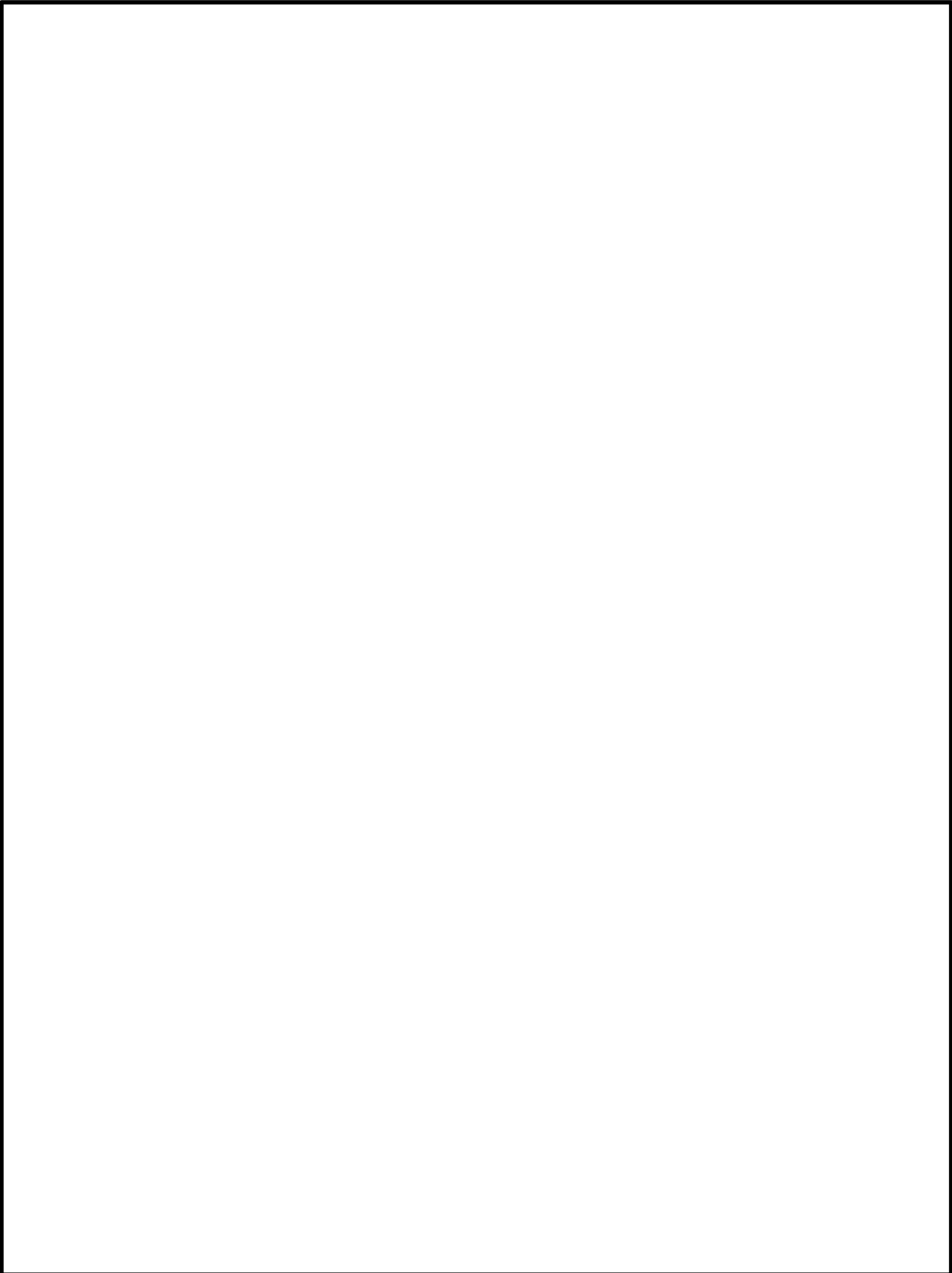


図 7 溢水範囲 (2 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の確認操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。

6. 敷地境界の実効線量評価について

I S L O C Aの発生後、原子炉棟が加圧され原子炉建物ブローアウトパネルが開放された場合、原子炉棟内に放出された核分裂生成物が原子炉建物ブローアウトパネルから大気中に放出されるため、この場合における敷地境界の実効線量を評価した。

その結果、敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となった。

A, B - 残留熱除去系電動弁作動試験について

この試験は、保安規定第 39 条に基づく試験であり、原子炉の状態が運転、起動又は高温停止において 1 箇月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第39条（抜粋）

低圧注水系（格納容器冷却系）の注水弁，ドライウェルスプレイ弁，トーラススプレイ弁，残留熱除去系テスト弁および試験可能逆止弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態および主要配管が満水であることを確認する。

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について、I S L O C A 発生時の圧力（7.4MPa[gage]*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

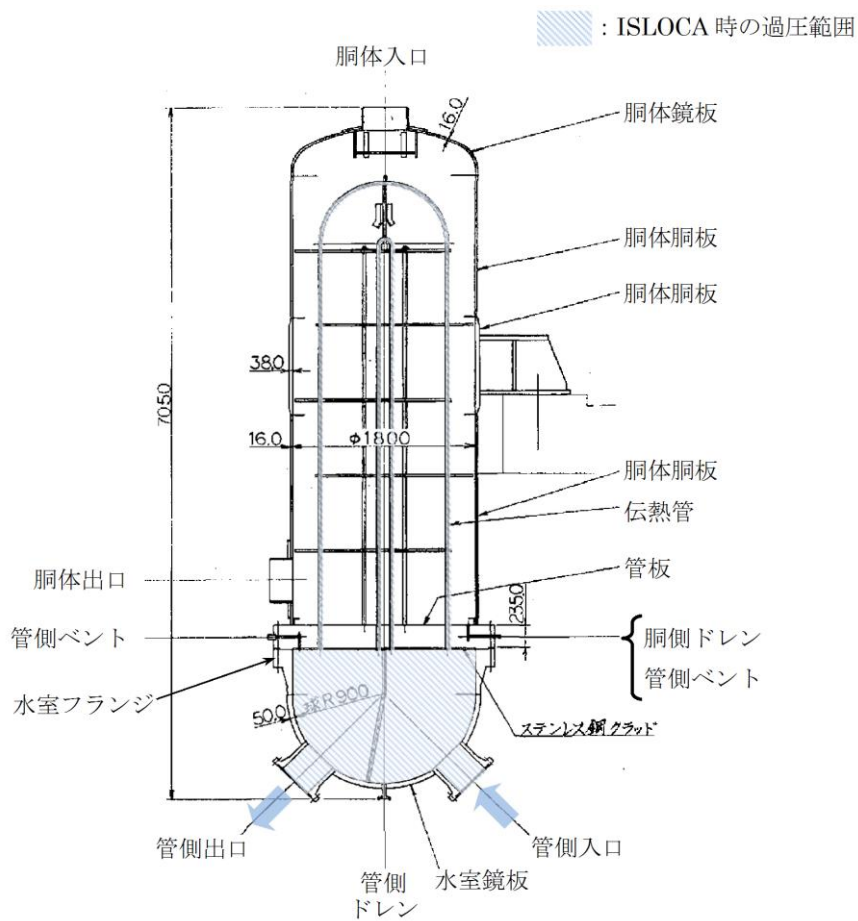
既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について評価した。別表 2-1 に既工認強度計算結果の設計裕度、別図 2-1 に残留熱除去系熱交換器構造図を示す。

別表 2-1 既工認強度計算結果の設計裕度 (40kg/cm², 185°C)

評価部位	実機の値	判定基準	裕度※	備考
水室鏡板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥14.80mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥6.47mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側ベント/ ドレン管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥1.70mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台 (補強計算)	12483mm ² (補強に有効な面積)	≥5038mm ² (補強に必要な面積)	2.47	
水室フランジ	6.5kg/mm ² (発生応力)	≤12.2kg/mm ² (許容応力)	1.87	
水室フランジ ボルト	64029mm ² (ボルト総断面積)	≥59796mm ² (ボルトの所要 総断面積)	1.07	
管側出入口管台 フランジ	6.1kg/mm ² (発生応力)	≤12.2kg/mm ² (許容応力)	2.00	
管側出入口管台 フランジボルト	13480mm ² (ボルト総断面積)	≥4401mm ² (ボルトの所要 総断面積)	3.06	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥226.02mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	最小裕 度部位
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥0.65mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	

※小数点第3位切り捨て

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 2 - 1 残留熱除去系熱交換器構造図

1.2 評価方法

(1) 水室フランジ (ボルト含む)

日本工業規格 JIS B8265 「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。

(2) 管板

管板は、JSME 設計・建設規格 PVC-3510 「管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、管板の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

$$t = \frac{FD}{2} \sqrt{\frac{P}{Su}} = 163(\text{mm}) < \text{実際の最小厚さ} (= \square \text{ (mm)})$$

t : 管板の必要な厚さ

F : 管板の支え方による係数 (=1.25)

D : パッキンの中心円の径 (=1997.18 (mm))

Su : 管板の設計引張強さ (=438 (MPa) 【SFVC2B (288°C)】)

(3) 伝熱管

伝熱管の評価は、JSME 設計・建設規格 PVC-3610 「管台の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、伝熱管の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

a. 内圧に圧力を受ける管台の必要厚さ t_1

$$t_1 = \frac{PD_0}{2 \times Su \times \eta + 0.8 \times P} = \square < \text{実機の最小厚さ} (= \square \text{ (mm)})$$

D_0 : 伝熱管の外径 (= \square (mm))

Su : 伝熱管の設計引張強さ (=392 (MPa) 【SUS304TB (288°C)】)

η : 継手効率 (=1.0)

1.3 評価結果

残留熱除去系熱交換器の各部位について評価した結果、別表 2-2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 2 - 2 評価結果

評価部位	実機の値	判定基準	備考
水室フランジ	120MPa (発生応力)	$\leq 438\text{MPa}$ (許容応力)	
水室フランジ ボルト	64029mm ² (ボルト総断面積)	$\geq 26161\text{mm}^2$ (ボルトの所要 総断面積)	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	$\geq 163\text{mm}$ (必要厚さ)	
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	<input type="text"/> (必要厚さ)	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

逃がし弁からの漏えいの可能性について

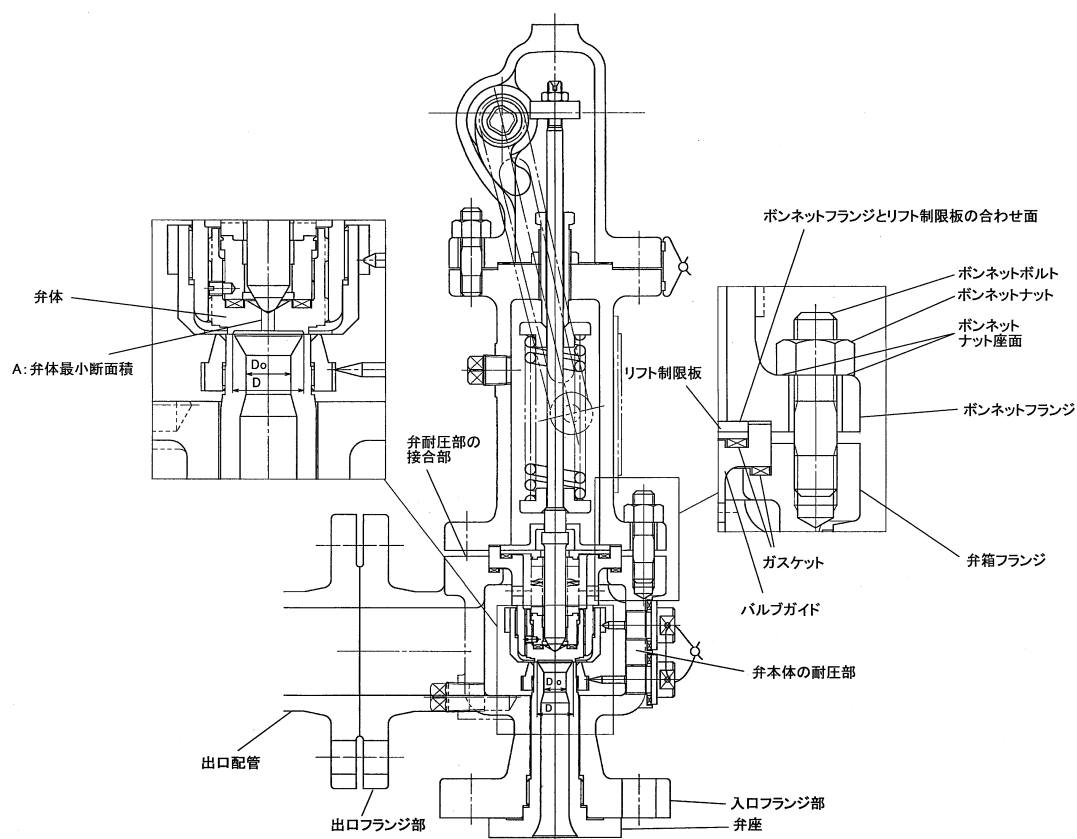
逃がし弁について、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。別図3-1に逃がし弁の構造を示す。



別図 3 - 1 逃がし弁構造図

1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 7.4MPa [gage] になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 7.4MPa [gage]、288℃になるものとして評価する。

(1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒型の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

D₀ : 管台の外径 (mm)

S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)

η : 継手効率*

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0 を使用

(2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部を弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa [gage]) が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認した。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times P$$

σ : せん断応力 (MPa)

F : せん断力 (N)

A : 弁体最小断面積 (mm²)

D : 弁座口の径 (mm)

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

(3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438 (MPa), at288°C,)

(4) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラス側の場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量*以下であることを確認した。

※ ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカー試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm²)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図3-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

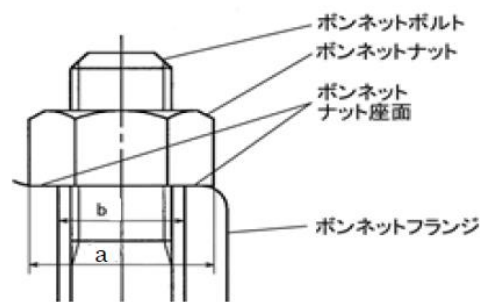
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)



別図3-2 ボンネットナット座面

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'を合わせ面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面を別図3-3に示す。

・ボンネットフランジ及びリフト制限面の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

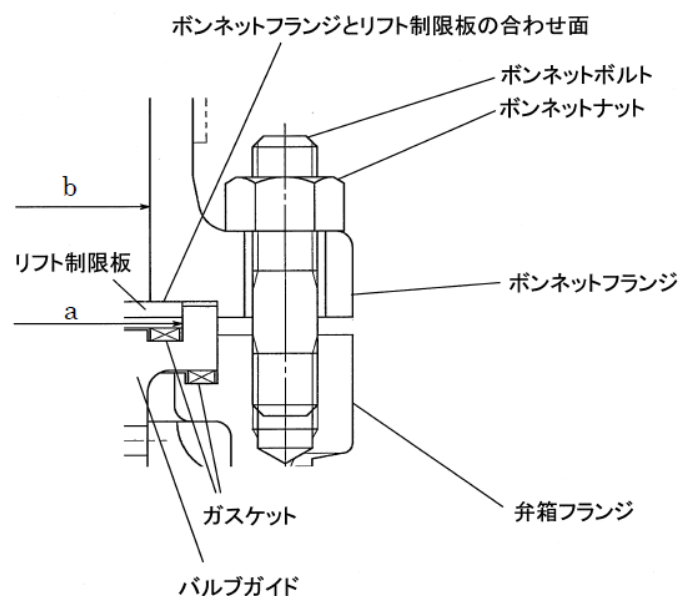
S : メタルタッチ部面積 (mm²)

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm²)



別図3-3 ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面

1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別表3-1から3-7に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、ISLOCA発生時の圧力(7.4MPa [gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別表3-1 評価結果 (弁座)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	D ₀ : 外径 (mm)	S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁座		7.4		110		0.8

別表3-2 評価結果 (弁体)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	A : 弁体最小断面積 (mm ²)	D : 弁座口の径 (mm)	許容せん断応力* (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
RV222-1A 弁体		7.4	60.04		88	41

* : ボイラー構造規格より設計の許容値として0.8Sを適用した。

別表3-3 評価結果 (弁本体の耐圧部)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	d : 内径 (mm)	S : 設計引張強さ (MPa)	実機最小厚さ (mm)	必要最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁本体の耐圧部		7.4		438		0.3

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表3-4 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

弁番号	①ボルトフランジの厚さ(ふた) (mm)	②弁箱フランジの厚さ (mm)	③縦弾性係数 (ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボルト) (mm/mm°C)	ボルトの材料	⑤線膨張係数 (ボルトフランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数 (弁箱フランジ) (mm)	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	⑦ボルトの内圧による伸び量 (mm)	⑧ボルトの熱による伸び量 (mm)	⑨ボルトフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)	⑩ボルトボルトの発生応力 (MPa)	伸び量 (mm)
RV222-1A			183960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.003	0.131	0.131	-16	-0.003

別表3-5 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの発生応力)

弁番号	①縮付トルク値 (N・m)	②ボルト本数 (本)	③ボルトボルト外径 (mm)	④ボルトボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ボルトの有効幅 (mm)	⑦ボルト係数	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨不足する荷重 (N)	⑩ボルトボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ボルトボルト径面積 (mm ²)	⑫ボルトボルトの発生応力 (MPa)
RV222-1A		6	12.0	62525				54531	7994	1332	84.30	-16

別表3-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧)

弁番号	ボルトナットの呼び径	ボルトナット座面の直径 (mm)	a ボルトナット座面の直径 (mm)	S ボルトナット座面の面積 (mm ²)	c ボルト本数 (本)	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボルトナット締付部の発生応力 (MPa)	ボルトナットの許容応力の許容応力 (MPa)
RV222-1A	M12			134.8	6	54531	68	632

別表3-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジとリフト制限板の合せ面の面圧)

弁番号	ボンネットフランジの材料	リフト制限板の材料	a 金属カッチ部の外径 (mm)	b 金属カッチ部の内径 (mm)	S 金属カッチ部の面積 (mm ²)	⑨7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボルトフランジとリフト制限板の合せ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	リフト制限板の許容応力 (MPa)
RV222-1A						54531	52	438	392

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

ここで、以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別表 4 - 1 弁の設計圧力・温度

機器等		弁番号	設計圧力	設計温度	
弁	プロセス弁	MV222-5A	8.62MPa	302℃	
		MV222-11A	10.4MPa	302℃	
		MV222-13	8.62MPa	302℃	
	その他の弁	ベント弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
		ドレン弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

別表 4-2 弁の許容圧力

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa

1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

(1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438, 407, 379, 420 及び 357 (MPa), at288°C,

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量^{※3}を下回ることを確認した。

※3 ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになり、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力を下回ることで、ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面がメタルタッチする弁については合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付トルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm²)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネットナット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図4-1, 4-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3}/16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

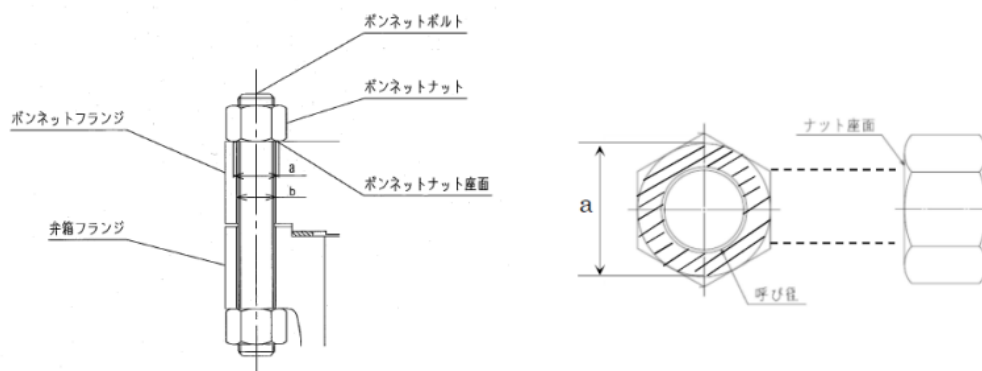
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

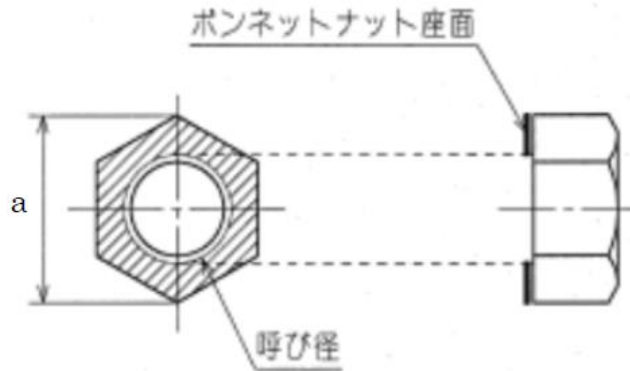
c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)



別図4-1 ボンネットナット座面<ナット座面丸面>



別図4-2 ボンネットナット座面<ナット座面平面>

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'を合わせ面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットボルト締付時のボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面を別図4-3, 別図4-4に示す。

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

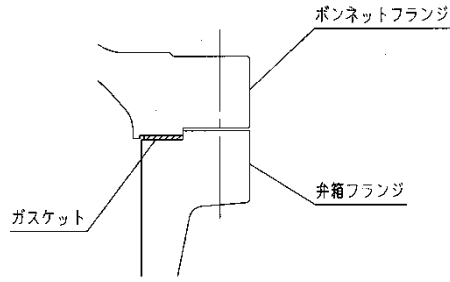
S : メタルタッチ部面積 (mm²)

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧

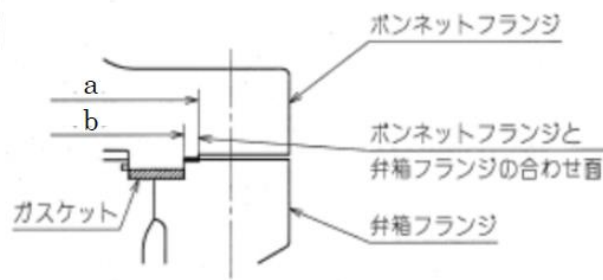
$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm²)



別図4-3 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン1>



別図4-4 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン2>

2. 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第4-3表から別第4-7表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別表 4-3 弁耐圧部の強度評価結果

【プロセス弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
V222-1A		7.4		407		2.9
V222-3A		7.4		407		3.0
V222-12A		7.4		407		1.8
V222-39		7.4		438		0.9
V222-37A		7.4		438		0.9
V222-83		7.4		438		0.9
V222-504A		7.4		438		0.9
MV222-2A		7.4		407		3.3
MV222-3A		7.4		407		3.0
MV222-15A		7.4		407		2.3
MV222-16A		7.4		438		0.9
MV222-20		7.4		438		0.9
MV222-22A		7.4		407		3.0
MV229-3A		7.4		379		0.4
CV222-1		7.4		438		0.8

【サンプル弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
AV222-706A		7.4		420		0.2
MV278-402		7.4		357		0.2

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-4 弁耐圧部の強度評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

【プロセス弁】

弁番号	①ボンネット フランジ 厚さ (ふた) (mm)	②弁箱 フランジ 厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネット ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネット ボルト) (mm/mm°C)	ボンネット ボルトの 材料	⑤線膨張係数 (ボンネット フランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁 箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネット フランジの 材料	弁箱 フランジの 材料	⑦ボンネット ボルトの内圧 による伸び 量 (mm)	⑧ボンネット ボルトの 熱による 伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジ と弁箱フランジの 熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
V222-1A			186960	1.291E-05		1.269E-05	1.291E-05			-0.062	0.404	0.400	-99	-0.058
V222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
V222-12A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.005	0.318	0.318	-11	-0.005
V222-39			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-37A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-83			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
MV222-504A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-2A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.014	0.304	0.304	-30	-0.014
MV222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV222-15A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.041	0.339	0.339	-79	-0.041
MV222-16A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-20			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.016	0.166	0.166	-61	-0.016
MV222-22A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV229-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.052	0.197	0.197	-172	-0.052
CV222-1			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.028	0.249	0.249	-72	-0.028

【サンプル弁】

弁番号	①ボンネット フランジ 厚さ (ふた) (mm)	②弁箱 フランジ 厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネット ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネット ボルト) (mm/mm°C)	ボンネット ボルトの 材料	⑤線膨張係数 (ボンネット フランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁 箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネット フランジの 材料	弁箱 フランジの 材料	⑦ボンネット ボルトの内圧 による 伸び量 (mm)	⑧ボンネット ボルトの 熱による 伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジ と弁箱フランジの 熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
AV222-706A			176480	1.171E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.027	0.151	0.220	-100	-0.096
MV278-402			186960	1.291E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.038	0.173	0.229	-142	-0.094

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-5 弁耐圧部の接合部評価結果 (ボルトの発生応力)

【プロセス弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボルト本数 (本)	③ ボルト外径 (mm)	④ ボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ ボルトの有効幅 (mm)	⑦ ボルト係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボルト径面積 (mm ²)	⑫ ボルトの発生応力 (MPa)
V222-1A		12	30.0	1938000				1270431	667569	55631	562.1	-99
V222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
V222-12A		12	23.8	814286				770592	43694	3641	331.7	-11
V222-39		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-37A		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-83		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-504A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-2A		20	29.75	2305882				1973260	332622	16631	551.6	-30
MV222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV222-15A		16	32.75	2274198				1413592	860606	53788	683.5	-79
MV222-16A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-20		8	19.85	394962				282693	112269	14034	230.8	-61
MV222-22A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV229-3A		8	15.85	247319				45897	201422	25178	146.5	-172
CV222-1		8	24.0	490333				287681	202652	25332	353.0	-72

【サンプル弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボルト本数 (本)	③ ボルト外径 (mm)	④ ボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ ボルトの有効幅 (mm)	⑦ ボルト係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボルト径面積 (mm ²)	⑫ ボルトの発生応力 (MPa)
AV222-706A		4	16.0	107875				45282	62593	15648	157.0	-100
MV278-402		4	15.85	123659				40172	83487	20872	146.5	-142

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表4-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧評価結果)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	a ボンネットナット面外径 (mm)	b ボンネット穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm ²)	c ボンネットナット本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
V222-1A	[Redacted]	M30	[Redacted]	[Redacted]	576.7	12	1270431	184	759
V222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
V222-12A		M24			377.0	12	770592	171	604
V222-39		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-37A		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-83		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-504A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-2A		M30			665.2	20	1973260	149	604
MV222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV222-15A		M33			791.7	16	1413592	112	604
MV222-16A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-20		M20			280.4	8	282693	127	604
MV222-22A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV229-3A		M16			161.0	8	45897	36	604
CV222-1		M24			551.4	8	287681	66	524

【サンプル弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	a ボンネットナット面外径 (mm)	b ボンネット穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm ²)	c ボンネットナット本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
AV222-706A	[Redacted]	M16	[Redacted]	[Redacted]	214.9	4	45282	53	865
MV278-402		M16			131.9	4	40172	77	604

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	a メタルパッチ部外径 (mm)	b メタルパッチ部内径 (mm)	S メタルパッチ部面積 (mm ²)	⑧' 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	弁箱フランジの許容応力 (MPa)
V222-1A					1.640E+04	1270431	78	438	407
V222-39					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-37A					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-83					4.850E+03	216228	45	438	438
CV222-1					3.148E+03	287681	92	438	438

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

計器からの漏えいの可能性について

計器について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 圧力計，差圧計

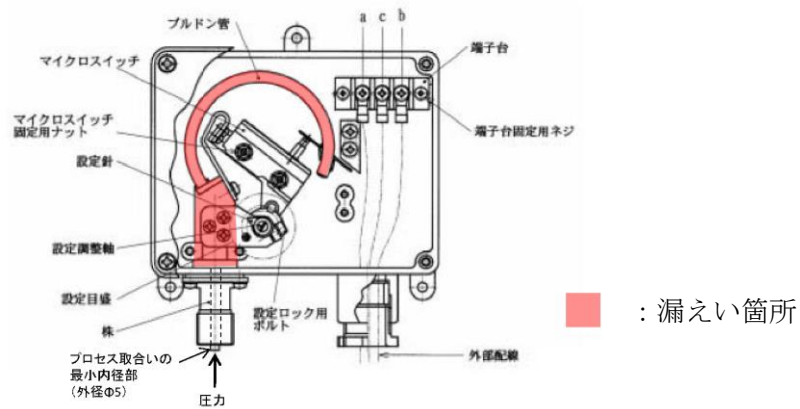
別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計が、I S L O C A時に過圧される範囲に設置されており、そのうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 については、計器耐圧値が I S L O C A時の圧力（7.4MPa [gage]）よりも低いため、漏えいするとした。別図 5 - 1 に示すように計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいすることが想定されるため、漏えい面積は株部のプロセス取合い（外径：5mm）の断面積とした。

別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 以外の計器については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度 - 30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

別表 5 - 1 計器健全性評価結果

計器番号	計器耐圧*	漏えい有無	漏えい想定箇所	漏えい面積
PS222-4A-1	5.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm ²
PS222-4A-2	4.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm ²
PX222-4A	14.7MPa	漏えいなし	—	—
FX222-1A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-2A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-3	22.1MPa	漏えいなし	—	—
dPX222-1A	15MPa	漏えいなし	—	—

* 計器耐圧は計器単品の耐圧試験で印加する圧力値。



別図 5 - 1 計器内部構造図 (例)

2. 温度計

2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウエルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 (JSME S 012-1998)」に従い、同期振動発生回避または抑制評価、一次応力評価並びに疲労評価を実施し、破損の有無を確認した。評価条件を別表 5 - 2 に示す。

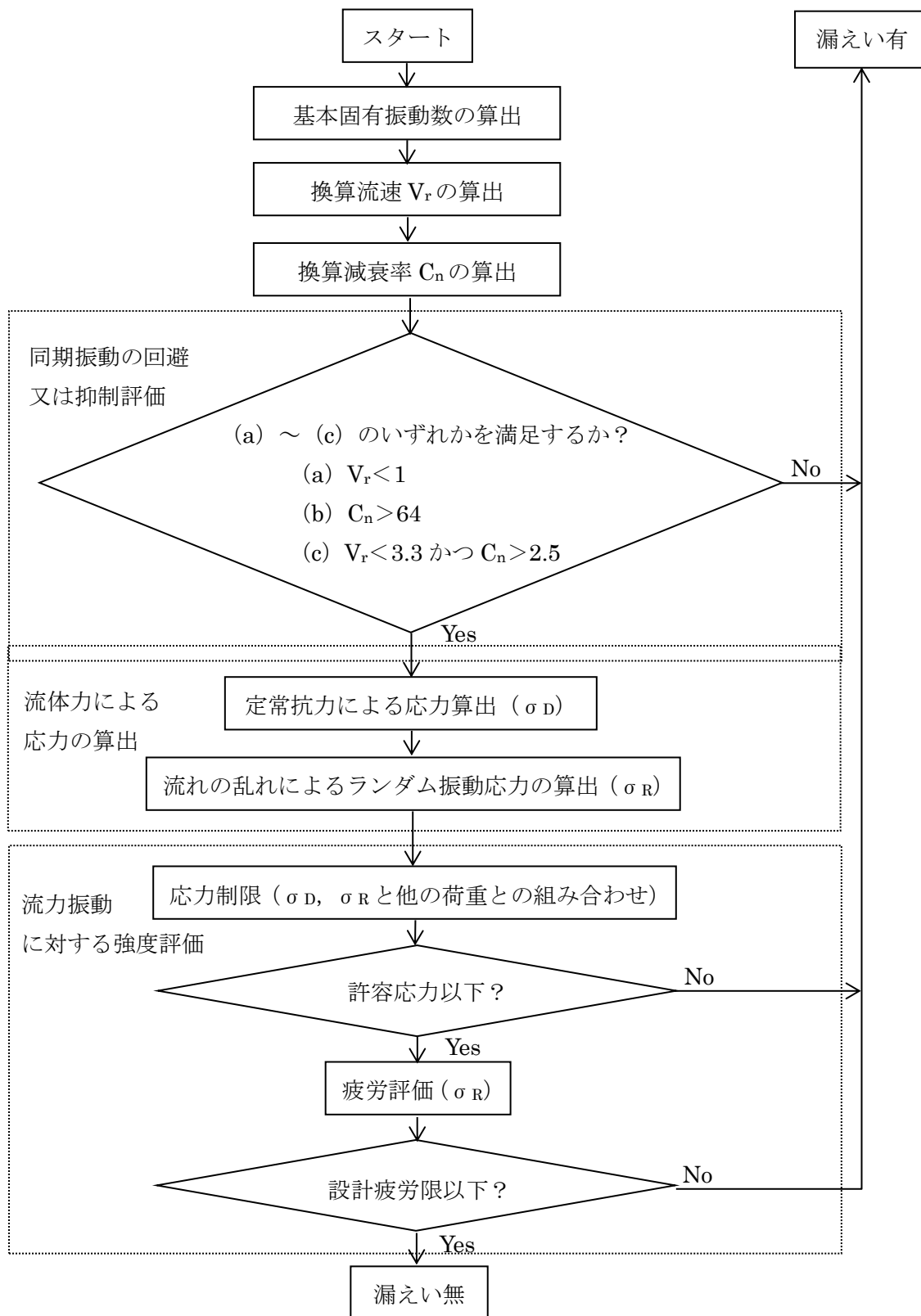
別表 5 - 2 温度計評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
7.4MPa	288℃	200m ³ /h	736kg/m ³	1.25×10 ⁻⁷ m ² /s

2.2 評価方法

(1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別図5-2に示す。



別図5-2 配管内円柱状構造物の流力振動評価フロー

(2) 評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別表5-3に示す。

別表5-3 評価式 (その1)

項目	評価式							
<p>1. 各種パラメータの算定</p>	<p>・基本固有振動数 f_0</p> $f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}} \dots\dots\dots (3.1)$ $I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_o^4 - d_i^4) \dots\dots\dots (3.2)$ $\lambda_0 = 1.875$ $m = \frac{\pi}{4} \cdot \{ \rho_s \cdot (d_o^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_o^2 \} \dots\dots\dots (3.3)$ <p>・換算流速 V_r</p> $V_r = \frac{V}{f_0 \cdot d_o} \dots\dots\dots (3.4)$ <p>流速 V には流速分布が非一様(通常、管中心部で管壁部よりも流速は大きい。)の場合は、構造物周辺平均流速 \bar{V} を用いる。</p> $\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left(\frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m \dots\dots\dots (3.5)$ <p>また、流速 V はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 \bar{V} に以下の割増係数を乗じた値とするが、今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数を「2」として計算する。</p> <table border="1" data-bbox="558 1608 1364 1758"> <tr> <td>割増係数</td> <td>—</td> <td rowspan="3">x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径</td> </tr> <tr> <td>1.5</td> <td>$x/D \leq 3$</td> </tr> <tr> <td>1.25</td> <td>$3 < x/D \leq 5$</td> </tr> </table> <p>・換算減衰率 C_n</p> $C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \delta}{\rho \cdot d_o^2} \dots\dots\dots (3.6)$ $\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi \dots\dots\dots (3.7)$ <p>$\xi = 0.002$ (ねじ接合), 0.0005 (溶接接合)</p>	割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径	1.5	$x/D \leq 3$	1.25	$3 < x/D \leq 5$
割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径						
1.5	$x/D \leq 3$							
1.25	$3 < x/D \leq 5$							

別表5-3 評価式(その2)

項目	評価式
2. 流体力による 応力の算出	<p>・ 定常抗力による応力 σ_D</p> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z} \dots\dots\dots (3.8)$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o \cdot C_D \dots\dots\dots (3.9)$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_o^4 - d_i^4)}{d_o} \dots\dots\dots (3.10)$ <p>・ ランダム振動応力振幅 σ_R</p> $\sigma_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2} \dots\dots\dots (3.11)$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}} \dots\dots (3.12)$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0 \dots\dots\dots (3.13)$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\} \dots\dots (3.14)$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L}) \dots\dots\dots (3.15)$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o)^2 \cdot \Phi(\bar{f}_0) \cdot \frac{d_o}{V} \dots\dots\dots (3.16)$ $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2} \dots\dots\dots (3.17)$ $\bar{f}_0 = \frac{f_0 \cdot d_o}{V} \dots\dots\dots (3.18)$ <p>・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 σ_G</p> <p>厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</p> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_o^2}{d_o^2 - d_i^2} \dots\dots\dots (3.19)$

(3) 記号説明

B_1, B_2	応力係数 (－)
C_0	二乗平均値からピーク値への換算係数 (－)
C_D	定常抗力係数 (－)
C_n	換算減衰率 (－)
C'	ランダム励振力係数 (－)
d_o	構造物の代表外径 (m)
d_i	構造物の代表内径 (m)
E	構造物の縦弾性係数 (Pa)
f_0	円柱状構造物の基本固有振動数 (Hz)
F_D	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
G	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ($N^2 \cdot s / m^2$)
I	構造物の断面二次モーメント (m^4)
K	応力集中係数 (－)
L	構造物の長さ (m)
L_e	流体中に突き出た構造物長さ (m)
m	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 (kg/m)
n	Re 数に基づく係数 (－)
P	配管の最高使用圧力 (MPa)
S_m	設計応力強さ (MPa)
V	流速 (m/s)
V_m	断面平均流速 (m/s)
\bar{V}	構造物周辺平均流速 (m/s)
V_r	換算流速 (－)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
Z	構造物の断面係数 (m^3)
β_0	基本振動モードの刺激係数 (－)
δ	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
ξ_f	流体減衰 (－)
ρ	流体の密度 (kg/m^3)
ρ_s	構造物の密度 (kg/m^3)
σ_D	定常抗力による応力 (MPa)
σ_F	設計疲労限 (MPa)
σ_R	ランダム振動応力振幅 (MPa)
σ_G	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
Φ	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)

(4) 判定基準

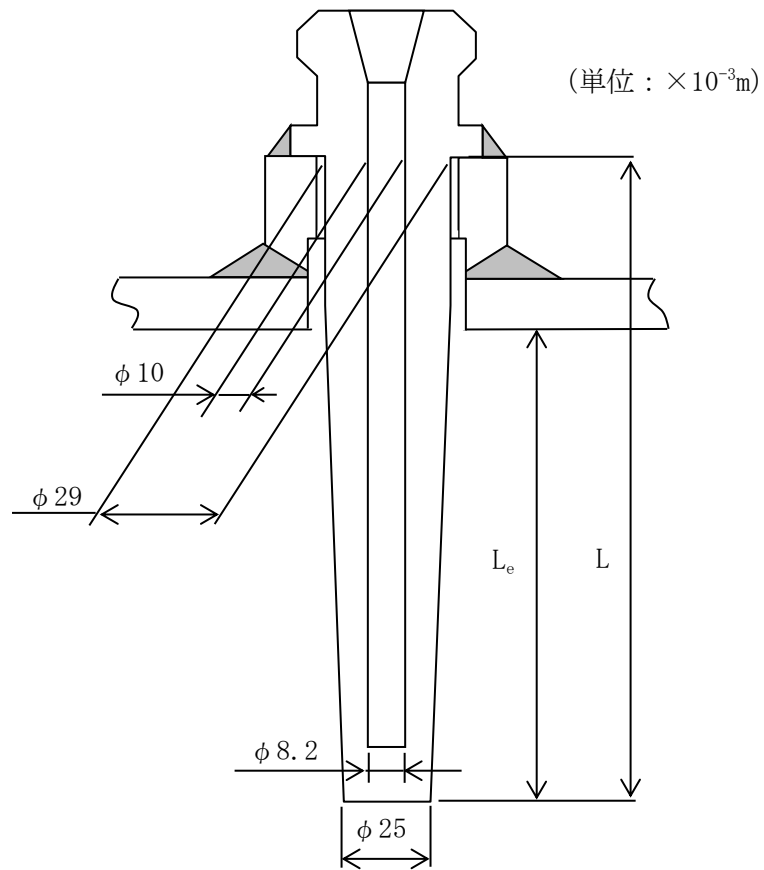
流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別表5-4に示す。

別表5-4 判定基準

項目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	<p>下記のいずれかを満足すること。</p> <p>(a) $V_r < 1$</p> <p>(b) $C_n > 64$</p> <p>(c) $V_r < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$</p>
2. 流力振動に対する強度評価	<p>・ 応力制限</p> <p>組合せ応力は、発電用原子力設備規格（設計・建設規格 J S M E S N C 1 - 2005）（日本機械学会 2005 年 8 月）（以下「設計・建設規格」という。）より PPB-3520（クラス1）を準用した以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;">(クラス1) $\dots\dots B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)$</p> <p style="text-align: center;">$B_1 = 1.0$（ねじ接合），0.75（溶接接合）</p> <p style="text-align: center;">$B_2 = 4.0$（ねじ接合），1.5（溶接接合）</p> <p>・ 疲労評価</p> <p>応力集中係数 K を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;">$K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F$</p> <p style="text-align: center;">$K = 4.0$（ねじ接合），4.2（溶接接合）</p>

(5) 構造図の形状

構造物の形状を別図 5 - 3 に示す。



材料 : SUS316L, SUS304

別図 5 - 3 温度計ウェル形状図

2.3 評価結果

計器について評価した結果, 別表 5 - 5 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し, I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず, 漏えいは発生しないことを確認した。

別表 5-5 評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	V (m/s)	ρ (kg/m ³)	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (°C)	タイプ	材料	d ₁ (×10 ⁻³ m)	d ₂ (×10 ⁻³ m)	L (×10 ⁻³ m)	L _c (×10 ⁻³ m)	σ_{max} (×10 ³ kg/m ²)	I (×10 ⁻³ m ⁴)	m (kg/m)	E*1 (×10 ¹¹ Pa)	f _n (Hz)
温度計ウエル	TE222-1A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TE222-2A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TT222-13A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS304	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09

構造物	番号	同期振動評価				応力耐限							疲労評価			総合評価		
		V _r	C _r	(a) V _r < 1	(b) C _r > 64	(c) V _r < 3.3 C _r > 2.5	評価	F ₀ (N/m)	Z (×10 ⁻⁶ m ³)	σ_0 (MPa)	γ_R (L) (×10 ⁻³ m)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ応力 (MPa)	σ_{F*3} (MPa)		評価	
温度計ウエル	TE222-1A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	145	0.07	84	○
	TE222-2A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	145	0.07	84	○
	TT222-13A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	165	0.07	84	○

注記*1：設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 におけるオーステナイト系ステンレス鋼の 288°C の値

*2：Sm は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 1 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

S は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

*3：設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 2 における C 線図の繰返しピーク応力強さを 288°C の縦弾性係数で補正した値

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管をつなぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。評価対象配管を別図 6-1 に示す。

1.2 評価方法

(1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P} \quad (\text{PPC-1.3 準用})$$

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

D₀ : 管の外径 (mm)

Su : 設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手効率

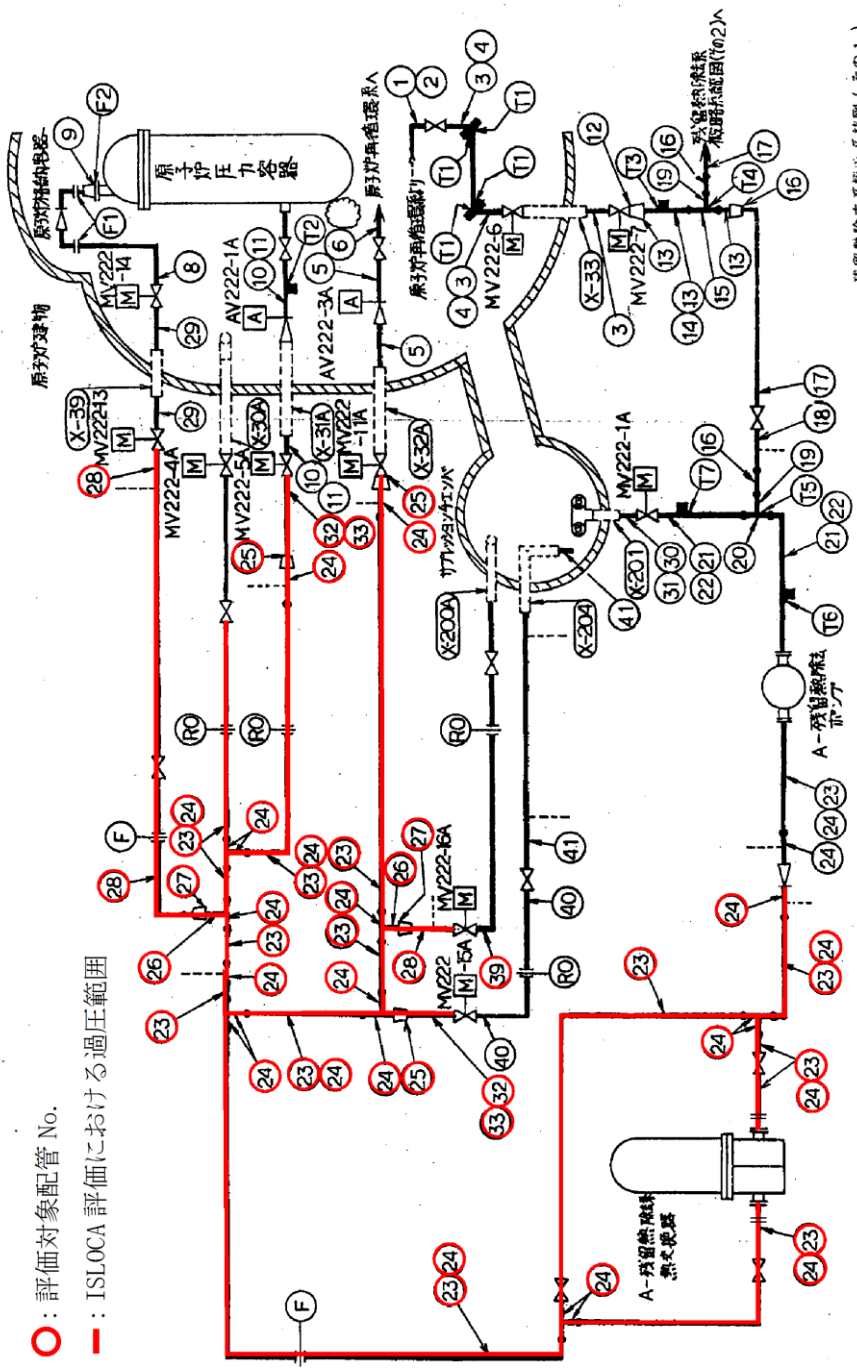
(2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」の手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケットの最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている (PPC-1.7) 式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

82 (3) N-2-1-4-2-1 R3

1. 配管系統図



残留熱除去系配管系統図(その1)

別図6-1 A-低圧注水系 必要板厚評価対象配管(既工認系統図)

別表6-1 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス区分	外径 (D ₀) (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (°C)	η	公差 (%)	最小厚さ (mm)	Su (MPa)	必要厚さ (t) (mm)
23	2	355.6	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	3.24
24	2	355.6	19.0	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	16.63	404	3.24
25	2	267.4	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
26	2	216.3	12.7	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
27	2	216.3	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
28	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
32	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44
33	2	267.4	15.1	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
39	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
40	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44

別表6-2 フランジ部評価結果

フランジ用途	S-3A	S-4A	FE-3	RV-1A	FE-1A	RHRK 分解フラグ	RHRK 蓄積トルク 分解フラグ	S-8A
フランジ口径	350A	350A	100A	25A	350A	350A	20A	200A
評価温度(°C)	288	288	288	288	288	288	288	288
評価圧力(MPa)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
ガスケット仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
ボルト仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
内圧(MPa)	30	30	22	16	30	30	16	24
フランジに作用する自重曲げモーメント ^{注1} M(N・mm)	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント ^{注2} M(N・mm)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント ^{注3} M(N・mm)	5.32E+05	1.86E+06	1.10E+05	1.75E+04	4.84E+06	1.57E+06	2.19E+03	1.98E+05
曲げモーメントによる等価圧力 ^{注4} P _{eq} (MPa)	2.98E+07	1.98E+07	4.48E+04	4.34E+05	5.96E+07	5.81E+07	2.26E+05	9.29E+06
内圧 ^{注5} による等価圧力 ^{注4} P _{eq} (MPa)	2.81	2.01	0.37	13.44	5.61	5.54	25.97	3.69
有効断面積 ^{注6} A ₀ (mm ²)	1021	941	777	20.84	13.01	12.94	33.37	11.09
発生荷重 ^{注7} F (N) = P × A ₀ *	380.1	380.1	128.5	55.5	380.1	380.1	35.5	235.7
ボルト1本あたりの荷重 ^{注8} F ₀ (N)	1.18E+06	1.07E+06	1.01E+05	2.42E+03	1.13E+05	1.13E+05	9.90E+02	4.36E+04
ボルト1本あたりの応力 ^{注9} F ₀ /A ₀ (MPa)	7.24E+04	6.67E+04	1.28E+04	1.26E+04	9.22E+04	9.17E+04	3.30E+04	4.84E+05
ボルト1本あたりの応力 ^{注9} F ₀ /A ₀ (MPa)	582.00	562.00	292.25	150.44	582.00	582.00	150.44	338.23
ボルト1本あたりの応力 ^{注9} F ₀ /A ₀ (MPa)	126.81	118.87	43.10	83.77	164.09	163.22	54.90	119.25
ボルト長さL1 (mm)	6.89E+04	6.35E+04	2.31E+04	4.48E+04	8.78E+04	8.78E+04	2.84E+04	6.38E+04
荷重によるボルト伸び量 ^{注10} ΔL1 (mm)	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
初期締付け荷重 ^{注11} N	0.09	0.08	0.03	0.02	0.11	0.10	0.01	0.07
初期締付けによる応力 ^{注12} (MPa)	89281	89281	50580	21943	97241	89281	12885	58513
ボルト伸び ^{注13} (mm)	158.9	158.9	173.1	145.9	173.0	158.9	85.6	173.0
ボルト伸び ^{注13} (mm)	0.11	0.11	0.10	0.04	0.12	0.09	0.02	0.11
ボルト熱膨張係数 ^{注14} α1 (mm/mm/°C)	1.28E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 ^{注15} α2 (mm/mm/°C)	1.28E-05	1.28E-05	1.29E-05	1.28E-05	1.28E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
ボルト熱膨張係数 ^{注16} α3 (mm/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.71E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
ガスケット内外熱膨張係数 ^{注17} α4 (mm/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
ボルト熱伸び対象長さL2 (mm)	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
フランジ熱伸び対象長さL3 (mm)	108.0	108.0	100.0	44.0	114.0	108.0	40.0	84.0
ボルト熱伸び対象長さL4 (mm)	15.0	12.0	3.0	5.0	5.0	5.0	5.0	25.0
ガスケット内外熱伸び対象長さL5 (mm)	6.0	6.0	6.0	3.00	6.0	3.00	3.00	6.0
ボルト熱伸び量 ^{注18} ΔL2 = α1 × L2 × ΔT (mm)	0.45	0.44	0.38	0.16	0.44	0.39	0.15	0.40
フランジ熱伸び量 ^{注19} ΔL3 = α2 × L3 × ΔT (mm)	0.37	0.37	0.35	0.15	0.39	0.37	0.14	0.29
ボルト熱伸び量 ^{注20} ΔL4 = α3 × L4 × ΔT (mm)	0.07	0.05	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.11
ガスケット内外熱伸び量 ^{注21} ΔL5 = α4 × L5 × ΔT (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03	0.03	0.01	0.03
ボルト伸び ^{注22} ΔL1 - ΔL2 - ΔL3 - ΔL4 - ΔL5 (mm)	-0.04	-0.04	-0.08	-0.02	-0.01	0.00	-0.01	-0.06
ガスケットの初期圧縮量 ^{注23} (mm)	ガスケットの初期圧縮量 (mm)							
ガスケットの許容圧縮量 ^{注24} (mm)	ガスケットの許容圧縮量 (mm)							

(注1) 該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し、算出した値にて評価。

(注2) 設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式 $P_{eq} = 16M / (\pi G^3)$ により算出。今回は、熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別表 6 - 1 及び別表 6 - 2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 2～別紙 6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

さらに、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (7.9MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重 ΔW

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \cdot (P_2 - P_1)$$

G : ガスケット反力円の直径 ($=D_0 - 2b = 2,000\text{mm}$)

$$b = 2.5 \sqrt{\frac{1}{2} \times \left(\frac{D_0 - D_i}{2} - 2 \right)}$$

D_0 : ガスケット接触面の外径 ($=2,017.5\text{mm}$)

D_i : ガスケット接触面の内径 ($=1,965\text{mm}$)

P_1 : 設計条件における圧力 (5.88MPa)

P_2 : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ($=7.9\text{MPa}$)

- ・内圧による伸び量 $\Delta L1$

$$\Delta L1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

H_b : ボルト長さ (ナット間) ($=415.4\text{mm}$)

N_b : ボルト本数 ($=76$)

A : ボルト有効径における断面積 ($=\pi/4 \times 34.051^2 = 911\text{mm}^2$)

E : ボルトのヤング率 ($=187,000\text{N/mm}^2$ at 288°C [SNB23-1])

b. 熱による伸び量

- ・ボルトの熱による伸び量 $\Delta L2$

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_1 : ボルトの熱膨張係数 ($=13.04 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°C [SNB23-1])

N_b : ボルト長さ ($=415.4\text{mm}$)

- ・管板及びフランジの熱による伸び量 $\Delta L3$

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h_1 + h_2) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_2 : 管板及び水室フランジの熱膨張係数 (= $12.91 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°C [SFVC2B])

h_1 : 水室フランジ厚さ (= 170mm)

h_2 : 管板厚さ (= 239mm)

- c. 破断面積 A

$$A = \pi \times D_i \times (\Delta L1 + \Delta L2 - \Delta L3)$$

D_i : ガスケット接触面の内径 (= 1,965mm)

2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別表 7-1 に示すとおり破断面積は約 14.88 cm^2 となる。

別表 7-1 破断面積の評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 ($^\circ\text{C}$)	伸び量			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm^2)
			+	+	-			
			$\Delta L1$	$\Delta L2$	$\Delta L3$			
フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

$\Delta L1$: ボルトの内圧による伸び量

$\Delta L2$: ボルトの熱による伸び量

$\Delta L3$: 管板及びフランジ部の熱による伸び量

ISLOCA発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建物原子炉棟内環境評価

1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり、残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度、湿度及び圧力）を評価した。

原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別表 8-1 に、環境評価のイメージ図及び原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-1 及び別図 8-2 に示す。

原子炉建物における環境評価については、A-残留熱除去系熱交換器（A-残留熱除去系熱交換器室）及びA-残留熱除去系圧力スイッチ（A-残留熱除去系ポンプ室）からの漏えいを考慮して、解析コードMAAPにより解析評価を実施した。

別図 8-1 のイメージに示すとおり、原子炉建物内構造を踏まえた現実的な漏えい水の伝播経路として、A-残留熱除去系熱交換器室の漏えい水は、原子炉建物 1FL の床面に伝播し、開口部を通じてトーラス室に流下することとし、A-残留熱除去系ポンプ室の漏えい水は他の区画に伝播しないと想定される。

また、蒸気は、A-残留熱除去系熱交換器室及びA-残留熱除去系ポンプ室から隣接する区画に移動するが、事象発生後早期にブローアウトパネルの開放圧力に到達し、開放後は環境に放出されるとともに、原子炉建物大物搬入口等の開口部を通じてガス流動が発生することで、原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になると想定される。

解析の評価モデルにおいては、これらの漏えい水の伝播及び蒸気の移動を考慮している。

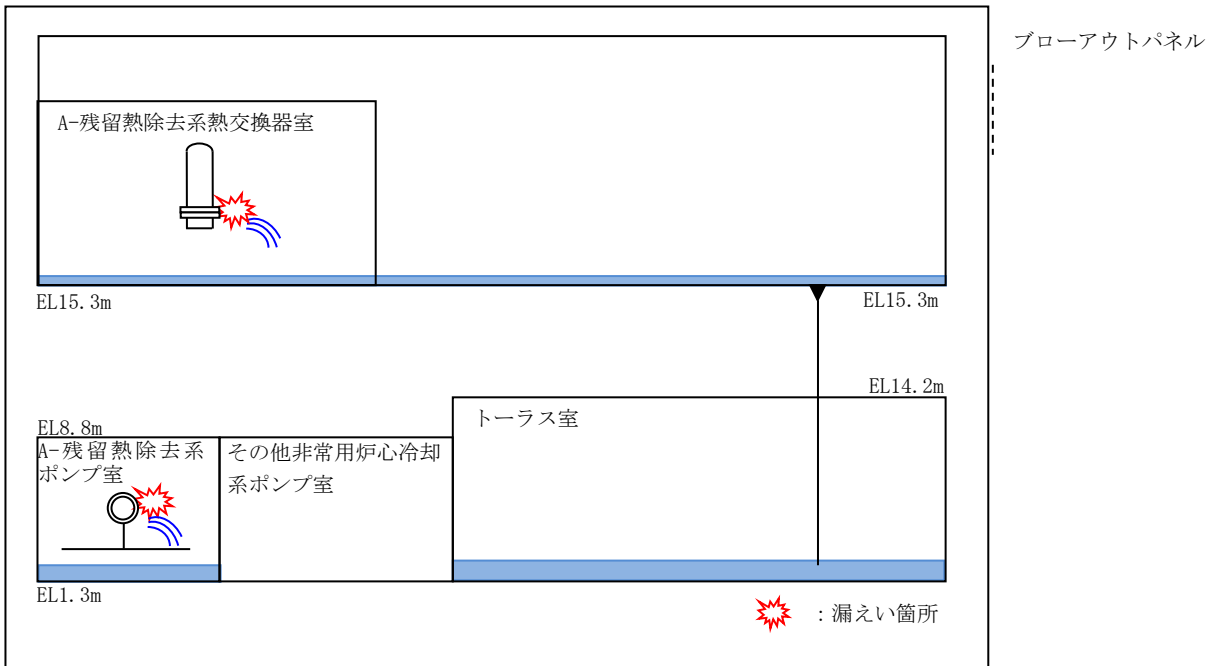
B-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCA発生時には、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAと同等であるため、原子炉建物における環境も同等となる。

C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインのISLOCA発生時には、漏えい箇所が圧力スイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAより小規模となるため、原子炉建物における環境は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのISLOCAに包絡される。

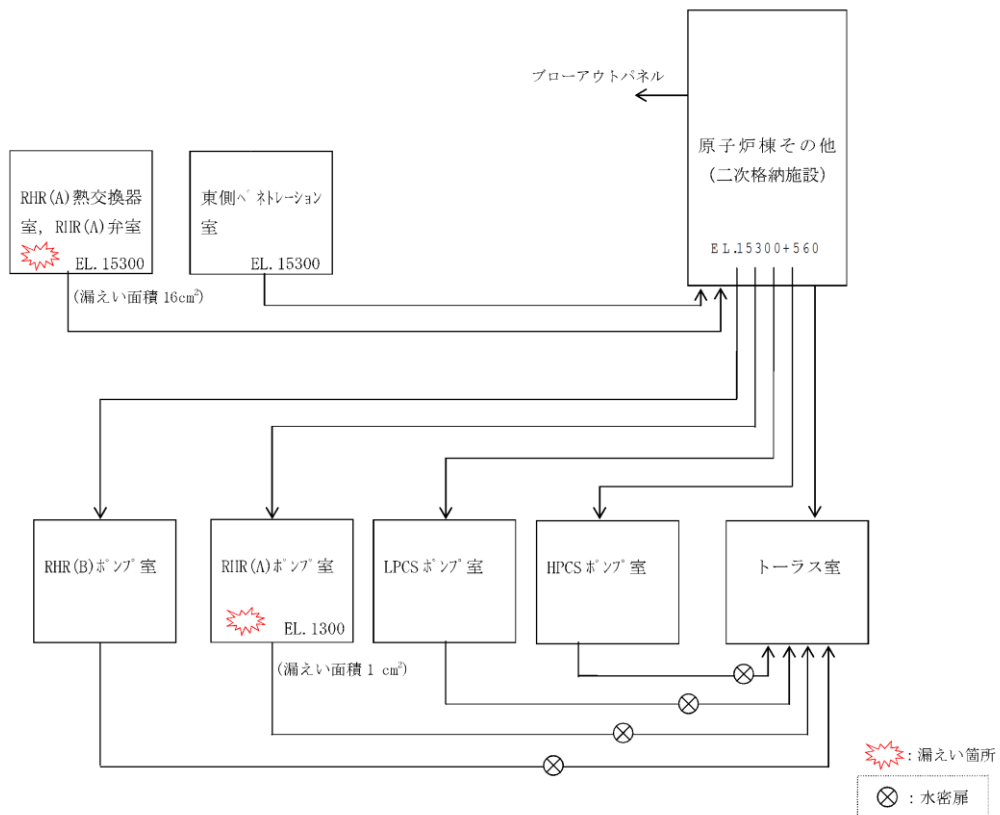
別表 8-1 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

項目	解析条件	条件設定の考え方
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去系ポンプ室: 1 cm ² A-残留熱除去系熱交換器室: 16 cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位低 (レベル3) で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定
	原子炉水位低 (レベル2) で原子炉隔離時冷却系, 原子炉水位低 (レベル1 H) で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値
	事象発生から 30 分後に逃がし安全弁6弁を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から 30 分後を設定
	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱は事象発生から 40 分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱から原子炉停止時冷却モードによる原子炉格納容器除熱への切替は事象発生から 120 分後に実施	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定。 なお、事象発生後の状況確認および原子炉減圧操作等に余裕を加味し、操作可能な時間として 120 分後を想定。
原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし。	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定
評価コード	MAAP4	—
原子炉建物モデル	分割モデル (別図 8-2 参照)	現実的な伝播経路を想定
原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3)	インターロック設定値
主蒸気隔離弁	原子炉水位低 (レベル2)	インターロック設定値
原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・チェンバ	—
サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定
ブローアウトパネル開放圧力	7.0 kPa [gage]	設計値

原子炉建物



別図 8-1 環境評価のイメージ



別図 8-2 原子炉建物ノード分割モデル

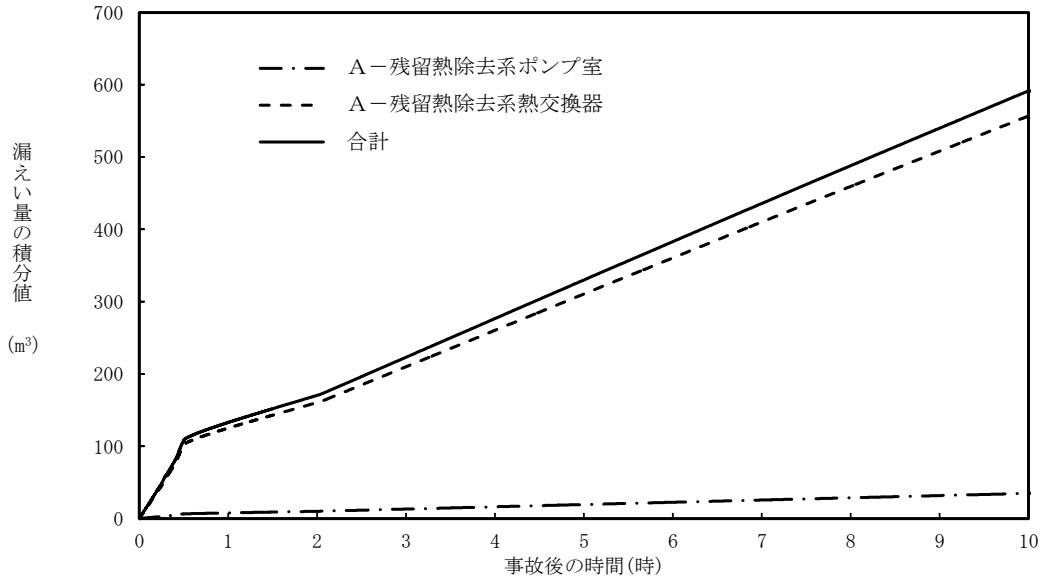
2. 評価結果

各区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-3 に、原子炉建物内の雰囲気温度、湿度及び圧力の推移を別図 8-4 から別図 8-6 に示す。

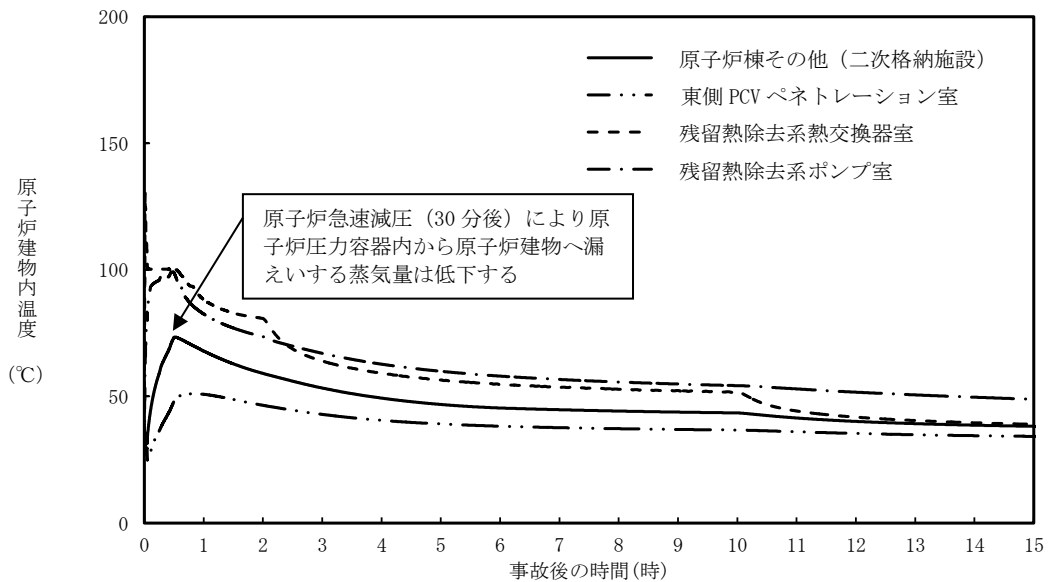
別図 8-3 に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m³である。解析において、「RHR(A)熱交換器室、RHR(A)弁室」で発生した漏えい水は、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」に伝播し、ハッチ等の床開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出されるが、これら漏えい水の滞留による溢水範囲は主に 1 階 (EL15.3m) の通路である。隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、中 1 階 (EL19.0m) の床面上に設置されており、隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。また、事象収束のために必要となる設備の設置されている区画（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系のポンプ室等）の境界には、水密扉を設置し区画化されているため、漏えい水の伝播はない。

また、「RHR(A)熱交換器室、RHR(A)弁室」及び「RHR(A)ポンプ室」からの蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて移動するが、ブローアウトパネルの開放後は、「原子炉棟その他（二次格納施設）」から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、「原子炉棟その他（二次格納施設）」から現場の隔離操作場所である「東側 PCV ペネトレーション室」やその他ポンプ室等への蒸気の移動はほぼない。

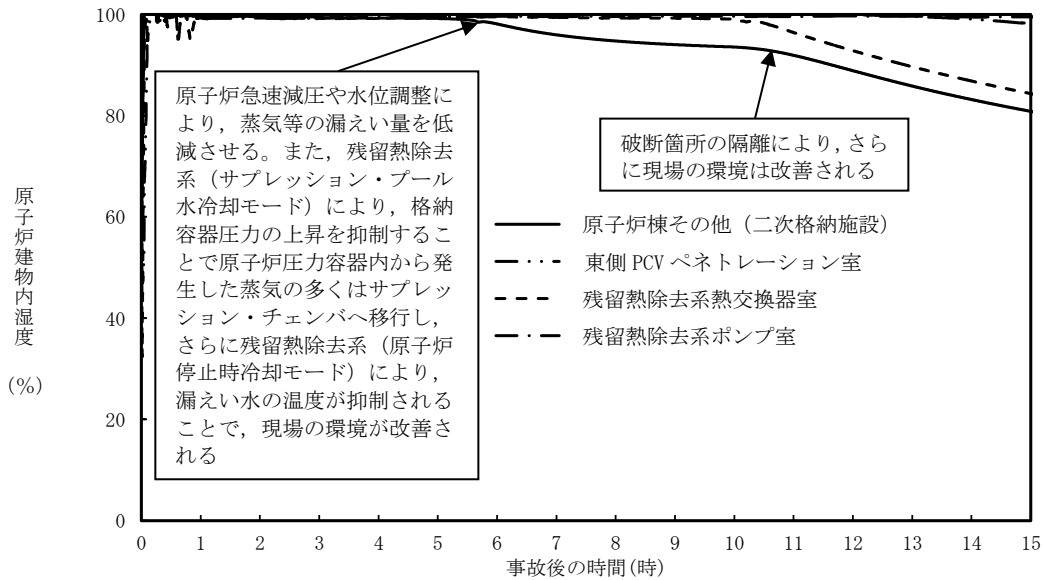
別図 8-4 に示すとおり、原子炉減圧操作後に建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までのアクセスルート及び操作場所（東側 PCV ペネトレーション室）の雰囲気温度の最大値は 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるもの、破断箇所隔離操作を実施することで、約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。



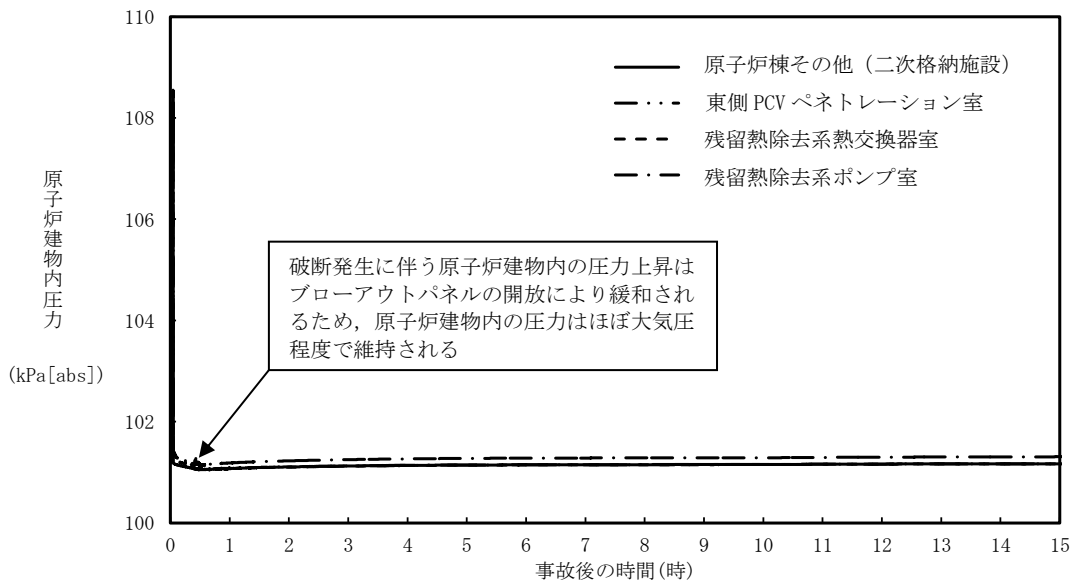
別図 8-3 各区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



別図 8-4 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-5 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-6 原子炉建物内の圧力の推移

I S L O C A発生時の原子炉棟内線量率評価及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建物内線量率について

(1) 評価の想定

破断口から原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質について原子炉棟から環境への漏えいを考慮せずに原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 8.1×10^7 Bq「平成元年1月18日(起動試験)」であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci (3.7×10^{12} Bq) と設定した。

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(セルフエアセット)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別表 9-1 評価条件 (追加放出量)

項目	評価値	実績値 (最大)
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	約 8.1×10^7 (平成元年1月18日 (起動試験))
希ガス及びハロゲン等の追加放出量 (γ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	—

(2) 評価の方法

原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別図 9-1 に示す。

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

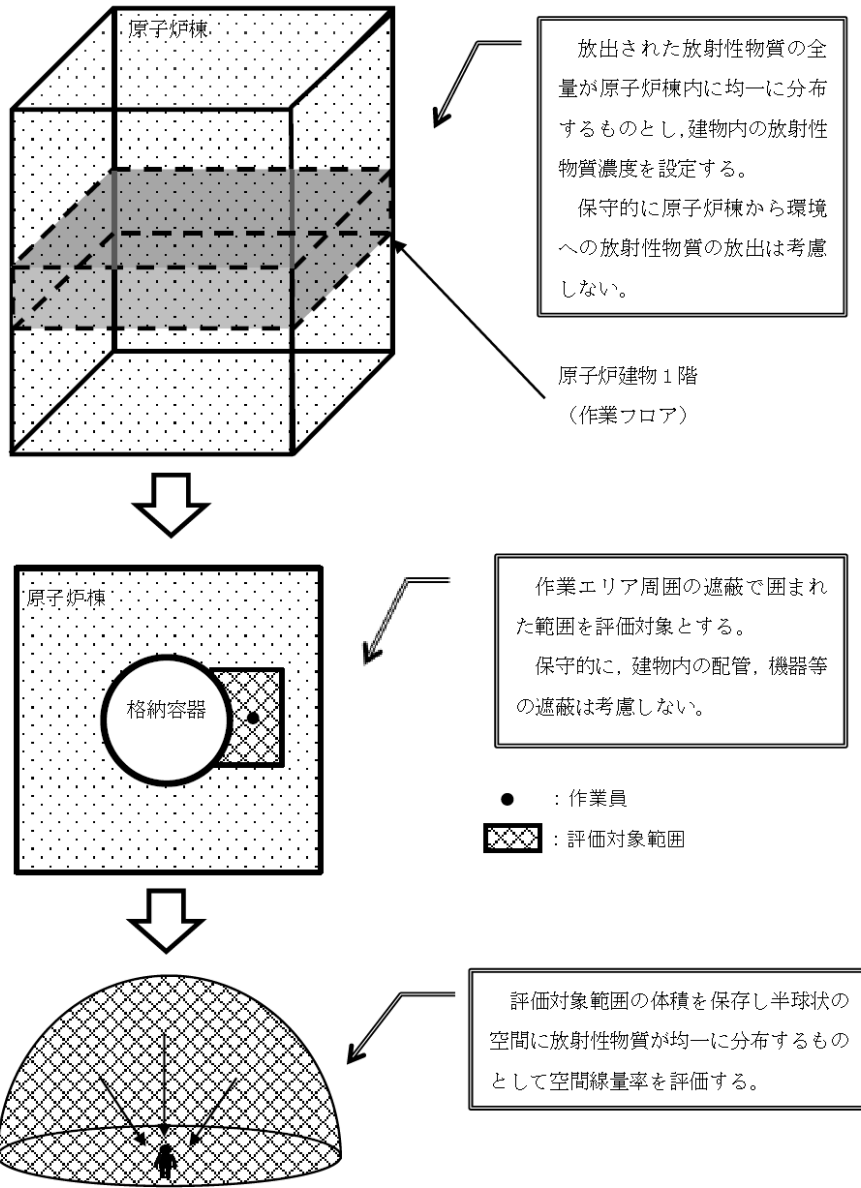
ここで、

- D : 放射線量率 (Gy/h)
6.2 × 10⁻¹⁴ : サブマージョンモデルによる換算係数
((dis・m³・Gy) / (MeV・Bq・s))
Q_γ : 原子炉棟内放射性物質質量
(Bq : γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)
V_{R/B} : 原子炉棟内空間体積
(m³)
E_γ : γ線エネルギー (0.5MeV/dis)
μ : 空気に対するγ線のエネルギー吸収係数
(3.9 × 10⁻³ /m)
R : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の空間体積と等価な半球の半径 (m)

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

- V : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の体積 (m³)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



サブマージョンモデル概要図

別図 9-1 サブマージョンモデルの概要

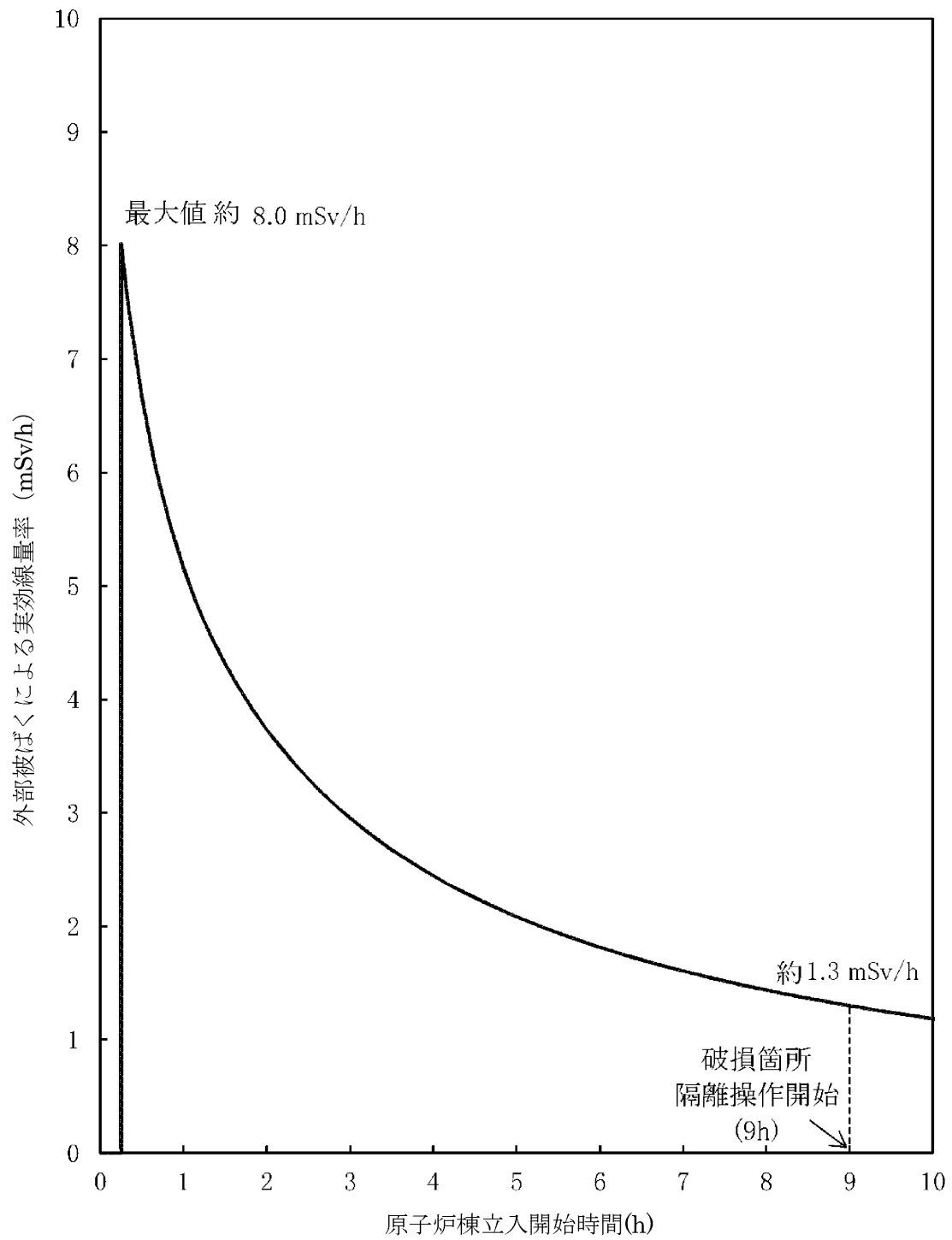
(3) 評価の結果

評価結果を別図 9-2 に示す。線量率の最大は約 8.0mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。

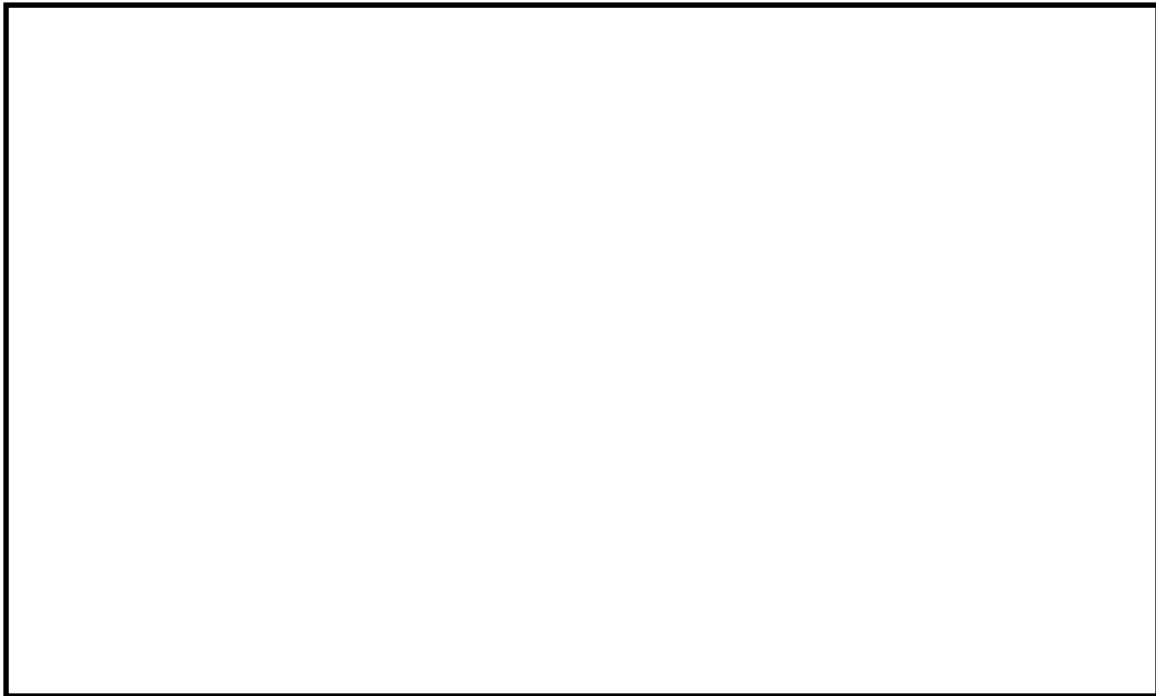
なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、中央制御室換気系の給気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる（別図 9-3）。さらに、これらの事故時においては原子炉棟放射線異常高又は換気系放射線異常高の信号により中央制御室換気系が系統隔離運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別表 9-2 I S L O C A 時の放出量

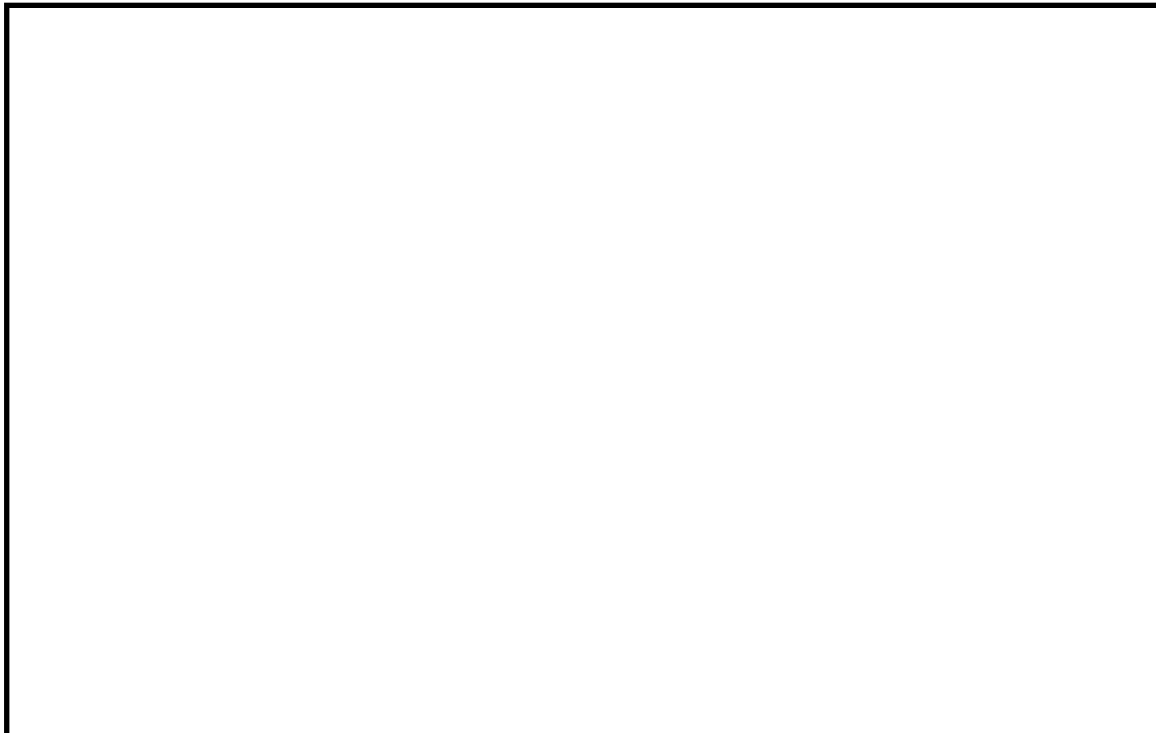
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d ⁻¹)	γ線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.750	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14



別図 9-2 原子炉棟立入開始時間と線量率の関係



(a) 平面概略図



(b) 断面概略図

別図 9-3 原子炉建物／中央制御室の配置と給気口・ブローアウトパネルの位置関係 (ISLOCA)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. 敷地境界の実効線量評価について

(1) 評価想定

敷地境界の実効線量評価では、ISLOCAにより原子炉棟内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、敷地境界の実効線量を評価した。評価条件は別表 9-1 から別表 9-5 に従うものとする。破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建物内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別図 9-4 参照)

その結果、放出量は別表 9-4 に示すとおりとなった。

(2) 評価結果

敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となり事故時線量限度の 5 mSv を下回った。

本事象は、放射性物質の放出に際し格納容器フィルタベント系や非常用ガス処理系による放射性物質の捕集効果及び高所放出による大気希釈に期待できないため、敷地境界における実効線量評価において、設計基準事故や他の炉心損傷防止シナリオにおける評価条件に比べて厳しい評価結果となっていると考えられる。また、ISLOCA 発生後、30 分後に急速減圧を実施する評価としているため、それまでの間に、高圧炉心スプレイ系の自動起動に伴う蒸気凝縮により原子炉圧力低下が起きており、この期間における燃料棒内ギャップ部の放射性物質の追加放出が大きくなっている。この期間は破断口からの冷却材漏洩量も大きいため、大気中への放射性物質の放出量が大きくなる結果となる。

なお、評価に使用した I-131 追加放出量の 100Ci (3.7×10^{12} Bq) は、運転開始からの I-131 追加放出量の実測値の最大値である約 8.1×10^7 Bq「平成元年 1 月 18 日(起動試験)」に対し保守性を有した設定となっている。

また、評価上は考慮していないものの、原子炉棟に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建物内壁への沈着による放出量の低減に期待できること、冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた

濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できること及び破断口から放出されるまでの時間減衰により、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別表 9-3 放出評価条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	1.4×10^2	全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96% 有機よう素 : 4%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 2 有機よう素 : 99.98	無機よう素, ハロゲン等については「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉棟への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.02	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が破断口から原子炉棟へ移行するものとして設定。 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
サプレッション・チェンバのプール水のスクラビング等による除去係数	5	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
冷却水から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	24	原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	12	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

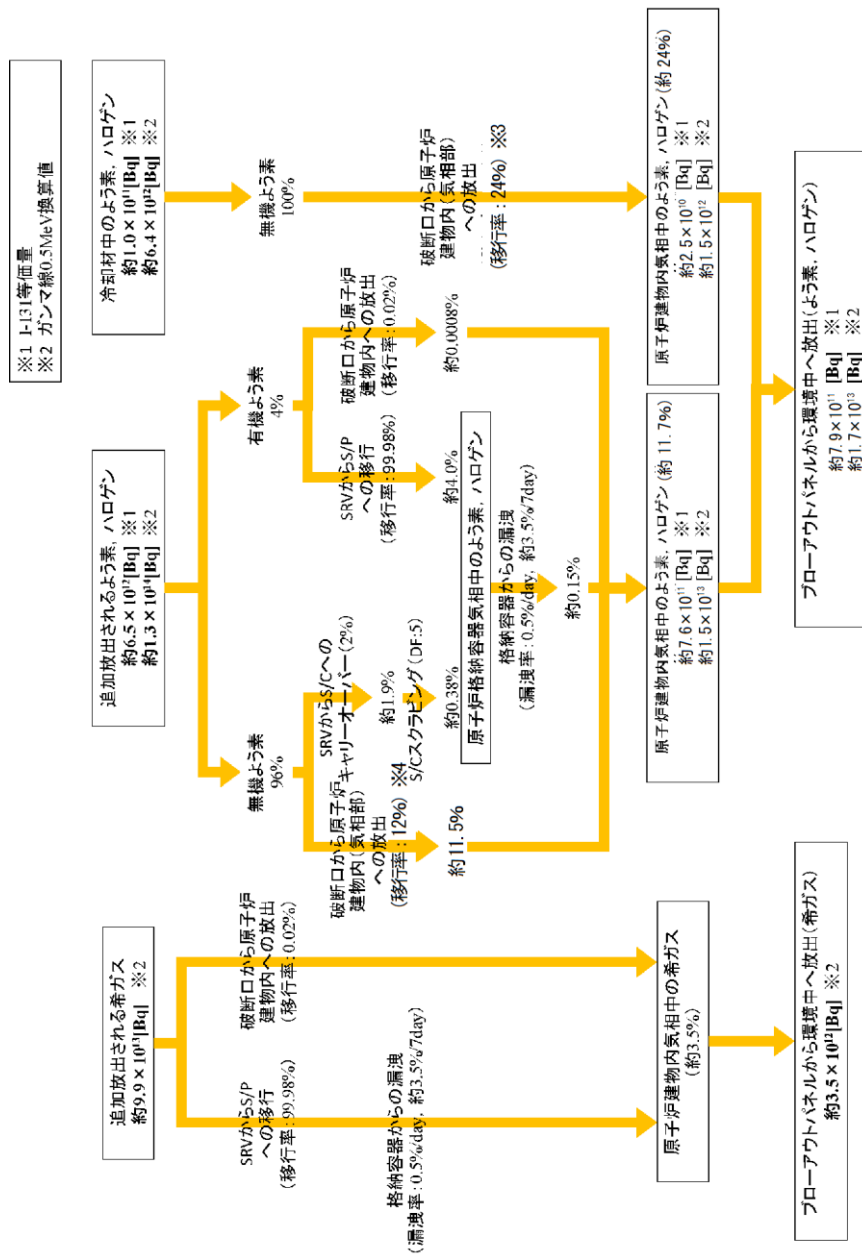
別表9-4 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	2.0×10^{13}
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	7.9×10^{11}

別表 9-5 大気拡散条件 (地上放出)

大気拡散条件	敷地境界
相対濃度 (χ / Q) (s / m^3)	3.5×10^{-4}
相対線量 (D / Q) (Gy / Bq)	2.1×10^{-18}

- ※1 I-131 等価量
- ※2 ガンマ線 0.5MeV 換算値
- ※3 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算出した。
- ※4 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。



別図 9-4 希ガス、よう素、ハロゲン等の環境への放出過程

I-131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

定検回数	停止年月日	増加量 (Bq)
<u>(起動試験)</u>	<u>H1. 1. 18</u>	<u>8. 10×10⁷</u>
第1回	H2. 2. 5	2. 22×10 ⁷
第2回	H3. 5. 7	7. 67×10 ⁶
第3回	H4. 9. 7	2. 0×10 ⁷
第4回	H6. 1. 12	1. 7×10 ⁷
第5回	H7. 4. 27	1. 9×10 ⁷
中間停止	H8. 5. 13	2. 3×10 ⁷
第6回	H8. 9. 6	2. 3×10 ⁷
第7回	H10. 1. 5	2. 4×10 ⁷
第8回	H11. 5. 11	2. 2×10 ⁷
第9回	H12. 9. 17	1. 4×10 ⁷
第10回	H14. 1. 8	2. 0×10 ⁷
第11回	H15. 4. 15	3. 6×10 ⁷
第12回	H16. 9. 7	2. 6×10 ⁷
第13回	H18. 2. 28	2. 9×10 ⁷
第14回	H19. 5. 8	3. 9×10 ⁷
第15回	H20. 9. 7	1. 9×10 ⁷
第16回	H22. 3. 18	2. 2×10 ⁷

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

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) 時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生 10 時間後に残留熱除去系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，高圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，健全側の残留熱除去系による炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による炉心の冷却を継続することで，冷温停止状態に移行することができ，格納容器圧力及び温度も安定又は低下傾向となり，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCCA））

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCCA））（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体としては、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場において、FIST-T-ABWRの実験解析において燃料棒覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料棒覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われ、燃料棒覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心	燃料棒覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Justice 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒覆管温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性はあるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料棒覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ (CAMS) を用いて、設計基準事故相当の線量率の10倍を超える大量の燃料棒覆管破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィルターパント系による格納容器除熱操作の起点が、外部系からの総注水量が4,000m ³ に到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）、対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位変動成分を除いて、実験結果と概ね同等の値が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシミュラウト外水位（原子炉水位計）に基づき操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミンク及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最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 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)) (1/2)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2, 436kW	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から +83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎの幅は小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイスにより炉心冠水を維持するため、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎの幅は小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイスにより炉心冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることとはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	35.6 × 10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料 (B型) について、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力 燃焼集合体)	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイスの自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間はなにかことから、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を下回ることなく、炉心は冠水を維持するため、燃料被覆管温度の最高温度は初期値 (約309°C) 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。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シナリオは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シナリオは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
水源温度	49°C	約19°C～約35°C (実績値)	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順 (炉心を冠水維持する操作) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1180m ³	1180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きく、また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きく、また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)) (2/2)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モータ) の破断	—	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、低圧設計部の耐圧バウナダリとなる箇所に對する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定	—	—
	安全機能の喪失に對する仮定	残留熱除去系熱交換器フラジ部: 16cm ² インターフェイスシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系の機能喪失	—	インターフェイスシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系が機能喪失するものと設定 外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給水・復水系による給水が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点から、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて發生し、再循環ポンプリップは、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて發生するものと設定	—
外部電源	外部電源なし	—	—	—	—
事故条件	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	—
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [dif]において) にて注水	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [dif]において) にて注水	—	—
機器条件	高圧炉心スプレイス	原子炉水位低 (レベル1 H) にて自動起動 318~1,050m ³ /h (8.14~1.38MPa [dif]において) にて注水	原子炉水位低 (レベル1 H) にて自動起動 318~1,050m ³ /h (8.14~1.38MPa [dif]において) にて注水	—	—
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	—
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6弁を開するこ とによる原子炉急減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6弁を開するこ とによる原子炉急減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	—	—

7日間における燃料の対応について
 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 であり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0493\text{ m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 8.2824\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 9m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

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