

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成 30 年 2 月

東北電力株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 1.1 概要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価に当たって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

本日まで提出範囲

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力

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

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
- 2.5 原子炉停止機能喪失
- 2.6 LOCA時注水機能喪失
- 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

3. 運転中の原子炉における重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.4 水素燃焼

3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

4.1 想定事故 1

4.2 想定事故 2

本日ご提出範囲

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1 崩壊熱除去機能喪失

5.2 全交流動力電源喪失

5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー

- 添付資料 2.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 2.1.4 7 日間における水源、燃料評価結果について（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について
- 添付資料 2.2.2 安定状態について
- 添付資料 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.4 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について
- 添付資料 2.2.5 7 日間における燃料評価結果について（高圧注水・減圧機能喪失）

- 添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
- 添付資料 2.3.1.4 安定状態について
- 添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋HPCS 失敗）
- 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流

動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）

- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失時における高圧代替注水系の24時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）
- 添付資料 2.3.3.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.3.2 7日間における燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.4.1 安定状態について
- 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＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始時間の時間余裕について
- 添付資料 2.3.4.4 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 添付資料 2.4.1.3 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 添付資料 2.4.2.3 7日間における水源，燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 安定状態について
- 添付資料 2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 2.5.4 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

- 添付資料 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析
- 添付資料 2.5.6 注水温度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.7 ほう酸水注入系のほう酸水濃度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.8 SLC 起動を手動起動としていることについての整理
- 添付資料 2.5.9 7 日間における水源, 燃料評価結果について (原子炉停止機能喪失)

- 添付資料 2.6.1 中小破断 L O C A の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界の実効線量評価について
- 添付資料 2.6.3 安定状態について
- 添付資料 2.6.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (L O C A 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.5 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について (L O C A 時注水機能喪失)

- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))
- 添付資料 2.7.4 7 日間における燃料評価結果について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

- 添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.2 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.3 格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料 3.1.2.7 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 3.1.2.8 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異につ

いて

- 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却系を使用できない場合における原子炉格納容器フィルタベント系からのCs-137放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.3.5 安定状態について(代替循環冷却系を使用できない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))
- 添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.3.8 7日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))

- 添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に関する知見の整理
- 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 格納容器下部への水張り実施の適切性
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧力スパイクへの影響

- 添付資料 3.4.1 G値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(水素燃焼)

- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(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並びに格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について

添付資料 4.1.3 安定状態について

添付資料 4.1.4 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

添付資料 4.1.6 7日間における水源，燃料評価結果について（想定事故1）

添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料 4.2.2 想定事故2における破断の想定について

添付資料 4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について

添付資料 4.2.4 安定状態について

添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

添付資料 4.2.6 7日間における水源，燃料評価結果について（想定事故2）

本日ご提出範囲

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

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

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

添付資料 5.1.4 安定状態について

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

添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について

添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料 5.1.8 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料 5.2.1 安定状態について

- 添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（運転停止中 全交流動力電源喪失）
- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
- 添付資料 5.3.5 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
- 添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
- 添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について
- 添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保について
- 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

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

目 次

はじめに

- 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出, 整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出, 整理
 - 2.1.2 内部事象運転時レベル1.5 PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果
 - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

4 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活用したPRAの実施プロセスについて

表

- 第1-1表 PRAの対象とした主な設備・系統
- 第1-2表 内部事象運転時レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第1-3表 地震レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第1-4表 津波高さ別の発生頻度
- 第1-5表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
- 第1-6表 PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第1-7表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象，地震，津波PRA）
- 第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について

- 第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義
- 第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について
- 第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

- 第3-1表 内部事象停止時レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第3-2表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について
- 第3-4表 炉心損傷までの余裕時間について

図

- 第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第1-2図 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー
- 第1-3図 地震レベル1PRA階層イベントツリー
- 第1-4図(1) 地震レベル1PRAイベントツリー（外部電源喪失）
- 第1-4図(2) 地震レベル1PRAイベントツリー（全交流動力電源喪失）
- 第1-5図(1) 津波レベル1PRA階層イベントツリー（O.P. 29m～35.2m）
- 第1-5図(2) 津波レベル1PRA階層イベントツリー（O.P. 35.2m～38.6m）
- 第1-5図(3) 津波レベル1PRA階層イベントツリー（O.P. 38.6m～）
- 第1-6図 津波レベル1PRAイベントツリー（全交流動力電源喪失）
- 第1-7図 プラント全体のCDF
- 第1-8図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

- 第 2-1 図 格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
- 第 2-3 図 格納容器イベントツリー
- 第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1. 5 P R A の定量化結果 (格納容器破損モード別の寄与割合)

- 第 3-1 図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 3-3 図 P O S の分類及び定期検査工程
- 第 3-4 図 内部事象停止時レベル 1 P R A イベントツリー
- 第 3-5 図 起因事象別の寄与割合
- 第 3-6 図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

別紙

- 1 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における外部事象の考慮について
- 2 外部事象に特有の事故シーケンスについて
- 3 諸外国の重大事故対策に係る設備例について
- 4 T B W シーケンスを重要事故シーケンスに選定しない考え方について
- 5 女川 2 号炉 P R A における主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故防止対策の対応状況
- 6 地震 P R A , 津波 P R A における主要な事故シーケンスの対策等について
- 7 水素燃焼および格納容器直接接触 (シエルアタック) の除外理由について
- 8 格納容器隔離の想定について
- 9 F C I の知見について
- 10 熔融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について
- 11 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について (補足)
- 12 女川 2 号炉 P R A ピアレビュー実施結果について
- 13 「P R A の説明における参照事項 (平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への女川原子力発電所 2 号炉 P R A の対応状況

別添

女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価 (P R A) について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下、「解釈」という。）に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（PRA）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー（PSR）等の機会に内部事象レベル 1 PRA（出力運転時、停止時）、レベル 1.5 PRA（出力運転時）の評価を実施しており、これらの PRA 手法を今回も適用した。また、外部事象としては現段階で PRA 手法を適用可能な事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 PRA 及び津波レベル 1 PRA を対象とし、これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

今回実施する PRA の目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下、「AM 策」という。）や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

なお、今回の PRA の実施に際しては、原子力規制庁配布資料「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月）」を参照した。

< 今回の PRA 評価対象 >

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準対象施設	対象	モデル化する ^{※1}
AM 策 （平成 4 年計画以前）	対象外	「設計基準事故対処設備の機能を作動させるためのバックアップ操作」、「常用系である給復水系（通常停止時）」 ^{※2} 、「外部電源復旧」 ^{※2} 等はモデル化する。
AM 策 （平成 4 年計画・整備）	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対処施設	現在申請中	モデル化しない

※1 地震及び津波の PRA については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。

※2 地震・津波 PRA では考慮しない。

1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第1-1図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象運転時レベル1 P R A，外部事象レベル1 P R A（適用可能なものとして地震，津波を選定）及びP R Aを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて，国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは，格納容器防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ毎に，「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（以下，「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通原因故障・系統間依存性，余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係わる事故シーケンスグループの、個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに示されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ L O C A 時注水機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（P R A）及び外部事象に関する P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 1-1 (a) の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記 1-1 (a) の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記 1-1 (b)①に関して、P R A の適用可能な外部事象については日本原子力学会における P R A 実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象運転時レベル 1 P R A、地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を実施し、事故シーケンスグループを評価した。実施した各 P R A の詳細は「女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価（P R A）について」に示す。

また、P R A の適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象運転時レベル1 P R Aでは、各起因事象の発生から、炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せを評価し、第1-2図のイベントツリーを用いて網羅的に分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。P R Aの対象とした女川原子力発電所2号炉の主な設備系統を第1-1表に示す。また、選定した起因事象及びその発生頻度を第1-2表に示す。

外部事象に関しては、P R Aが適用可能な事象として地震レベル1 P R Aや津波レベル1 P R Aを実施し、内部事象と同様にイベントツリーを用いた分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第1-3図に地震レベル1 P R Aの階層イベントツリーを、第1-4図に地震レベル1 P R Aのイベントツリーを、第1-5図に津波レベル1 P R Aの階層イベントツリーを、第1-6図に津波レベル1 P R Aのイベントツリーを示す。地震によって生じる起因事象及びその発生頻度を第1-3表に、津波高さとするシナリオの観点から整理した津波高さ別の発生頻度を第1-4表に示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、喪失する安全機能が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスは内部事象と同様である。また、地震レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aでは、内部事象運転時レベル1 P R Aでは想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

具体的には、地震レベル1 P R Aでは、建屋の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷、計測・制御系喪失によって原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等、緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており、これらは直接的に炉心損傷に至る事象として扱っている。

津波レベル1 P R Aでは、防潮堤機能喪失により敷地内及び建屋内へ津波が浸水し、外部電源、非常用電源、非常用炉心冷却系(以下、「E C C S」という。)等、広範な緩和設備が喪失するため、緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており、直接的に炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

各P R Aにより抽出した事故シーケンスを第1-5表に、評価結果を第1-7図及び第1-8図に示す。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

P R Aの適用が困難な地震・津波以外の外部事象(以下、「その他外部事象」という。)については、その他外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では、同一区画内に近接設置されている機器や制御

回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、外部電源喪失や全給水喪失等の起因事象の発生が想定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地すべり、火山の影響、生物学的事象、森林火災、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象運転時レベル1 P R Aで想定する起因事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は抽出されないと推定した。（別紙1）

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1 P R Aにより抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、解釈の1-1(a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈の1-2に示されている要件との関係等を第1-6表に整理した。また、整理の内容1.1.2.1～1.1.2.3に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1 P R Aにより抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）について、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため、各事故シーケンスのグループ化を行い、解釈で想定する7つの事故シーケンスグループとの関係について以下のとおり整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失（T Q U V）

事象発生後、高圧注水機能や低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては、「高圧・低圧注水機能喪失」に該当し、対策としては低圧代替注水系（常設）等が考えられる。

(b) 高圧注水・減圧機能喪失（T Q U X）

事象発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉の減圧に失敗した場合には、低圧注水機能が使用できないため、炉心への注水ができずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては、「高圧注水・減圧機能喪失」に該当し、対策としては代替自動減圧機能等が考えられる。

(c) 全交流動力電源喪失（長期T B，T B D，T B P，T B U）

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る。

なお、P R Aでは電源喪失のシーケンスを長期T B，T B D，T B P及びT B Uに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては常設代替交流電源設備等が考えられる。

(d) 崩壊熱除去機能喪失（T W）

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器熱除去機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し、その後、炉心損傷に至る。

事故シーケンスグループとしては、「崩壊熱除去機能喪失」に該当し、対策としては原子炉格納容器フィルタベント系等が考えられる。

(e) 原子炉停止機能喪失 (TC)

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る。

事故シーケンスグループとしては、「原子炉停止機能喪失」に該当し、対策としてはほう酸水注入系+代替原子炉再循環ポンプトリップ機能等が考えられる。

(f) LOCA時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

LOCA時注水機能喪失は、LOCAが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る。

LOCA時注水機能喪失は、破断口径の大きさに応じて、AE (大破断LOCA)、S1E (中破断LOCA) 及びS2E (小破断LOCA) に分類しており、炉心損傷回避可能な緩和系、原子炉の状態が異なる。

LOCA時注水機能喪失において炉心損傷回避が可能なLOCAの範囲は、原子炉隔離時冷却系による炉心損傷回避が可能な範囲であり、対策としては、高圧代替注水系、又は、原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が考えられる。

また、中破断LOCAの規模を超えるLOCAが発生した場合には、炉心損傷を回避するためにECCS系相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難である。このため、炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスとして、格納容器破損防止対策の有効性を確認することとしている。

(g) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) (ISLOCA)

冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) については、漏えい防止に失敗することで炉心損傷に至る。

事故シーケンスグループとしては、「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」に該当し、対策としては原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所の隔離、原子炉減圧による原子炉冷却材の漏えいの抑制等が考えられる。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

第1-5表に整理した各事故シーケンスのうち、外部事象である地震・津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして、以下に示す9つの事故シーケンスが抽出された。

○ECCS容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E-LOCA)

大規模な地震では、原子炉格納容器内の一次冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失（E-LOCA）が発生する可能性がある。具体的には、S/R弁の開失敗による原子炉圧力上昇または地震による直接的な荷重により、原子炉格納容器内配管、RPVノズル、核計装それぞれの地震耐力が最も小さいものが破断に至るシナリオを想定している。大規模な地震においてLOCAが発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCSの注水機能の全喪失や、使用可能なECCSの注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、使用可能な緩和設備の状況によっては、格納容器の除熱に失敗する等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため、保守的にE-LOCA相当のLOCAが発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお、後述するシーケンス選定の結果、大破断LOCAおよび中破断LOCAについて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を講じることが困難なシーケンスとして格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

○原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋が損傷することで、建屋内の格納容器、原子炉圧力容器等の全ての機器、配管が大規模な損傷を受ける可能性がある。大規模な地震において原子炉建屋の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉建屋の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○制御建屋損傷

大規模な地震では、制御建屋の損傷により非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷を受ける可能性がある。大規模な地震において制御建屋の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の制御建屋の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○格納容器損傷

大規模な地震では、格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において格納容器の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、格納容器の損傷に伴い、ECCSの注水配管が破断し、炉心冷却が困難になる等の理由により、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の格納容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和設備の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○圧力容器損傷

大規模な地震では、原子炉圧力容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において原子炉圧力容器の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉圧力容器の損傷に伴い、ECCSの注水配管が破断し、炉心冷却が困難になる等の理由により、炉心損傷に至る可能性も考えられる。また、原子炉圧力容器の損傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の除熱に失敗する等の原因により、格納容器破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉圧力容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和設備の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○計測・制御系喪失

大規模な地震の発生により、計測・制御機能が喪失することで、プラントの監視及び制御が不能な状態に陥る可能性がある。計測・制御機能を喪失した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCSが起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、RHRが起動不能になること等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震による計測・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく、計測・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○制御建屋空調系喪失

大規模な地震では、制御建屋空調系の損傷が発生し、直流電源および中央制御盤が機能喪失する可能性がある。制御建屋空調系を喪失した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCSが起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、RHRが起動不能になること等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震による制御建屋空調系の喪失の規模には不確かさが大きく、制御建屋空調系が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○格納容器バイパス（地震による配管の格納容器外での破損と隔離弁の閉失敗の重畳）

大規模な地震では、格納容器外で配管破断等が発生し、格納容器をバイパスした原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステムLOCAとバイパス破断に細分化され、バイパス破断は通常開等の隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。原子炉冷却材の流出や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、破断箇所の隔離に失敗したことで原子炉建屋内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

○防潮堤機能喪失

大規模な津波では、防潮堤機能喪失により敷地内及び建屋内が浸水し外部電源喪失が発生後、非常用電源、ECCS、RHR等の事故緩和設備が機能喪失する可能性がある。大規模な津波により防潮堤機能喪失が発生した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な津波発生後の防潮堤の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

ここで、「格納容器損傷」および「格納容器バイパス」については、炉心損傷後の格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認している解釈の記載1-2(b)に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「原子炉建屋損傷」、「制御建屋損傷」、「圧力容器損傷」、「計測・制御系喪失」、「制御建屋空調系喪失」、「防潮堤機能喪失」についても、炉心損傷後の格納容器の機能には必ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避、格納容器機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。一方、地震、津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を1つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。(別紙2)

(頻度の観点)

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度の確認を行った結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである「ECCS容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E-LOCA)」においては、炉心損傷頻度は 7.2×10^{-7} /炉年であり、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して0.9%程度であるため、本事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度に占める割合は小さいと考えられ、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

この他の外部事象に特有の事故シーケンスグループについても、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して1.0%以下の寄与であり、本事故シーケンスグループの全炉心損傷頻度に占める割合は小さいと考えられ、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

(影響の観点)

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量などの着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や

組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記の通り、頻度及び影響の観点から総合的に判断し、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないものと判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては、第1-6表に示す通りPRAで抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており、PRAの知見等を踏まえ、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

また、上記の検討及び別紙2のとおり、大規模な地震、津波を受けた場合であっても、炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくく、大規模な地震、津波を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みる事が可能であるものとする。

1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内的事象運転時レベル1PRA、PRAが適用可能な外部事象として地震及び津波レベル1PRAを実施し、地震、津波以外の外部事象についてはPRAに代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループは無いことを確認した。

従って、女川2号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈1-2の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

- 1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。
- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
 - (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、

格納容器バイパス等) にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等なものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈1-2(a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ LOCA時注水機能喪失

○解釈1-2(b)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を第1-7表に示す。

解釈1-2(a)に分類される事故シーケンスに対しては、「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」とされているが、第1-7表に整理した事故シーケンスには国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスとして、以下のシーケンスが抽出されている。

- ① 中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗*
- ② 中小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗*
- ③ 大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗
- ④ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+原子炉停止失敗

※中小破断LOCAのうち一定程度以上の破断面積のLOCAについては、炉心損傷防止対策を講ずることが困難である。

①, ②, ③においては、炉心損傷を回避するためには、ECCS相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり、国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスに該当する。

なお、国内外の先進的な対策と女川原子力発電所2号炉の対策の比較を別紙3に示す。

④の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、このシーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

④の事故シーケンスは地震レベル1 P R Aから抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果（別紙5）からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出される。今回の地震レベル1 P R Aでは、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷確率（5%損傷確率）であることが高い信頼度（95%信頼度）で推定できる地震加速度（以下、「HCLPF」という。）は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル1 P R Aでは機器の損傷を完全相関としていることから、例えば1本のみ制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙2に示す。

以上のとおり、④の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的な設定のもとに評価したものであるが、現実的に想定すると、本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから、本事故シーケンスは炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外している。

なお、P R Aの定量化結果（第1-6表及び第1-7表）から、全炉心損傷頻度の約95.8%占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器フィルタベント系によるベント等による格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお、これらの事故シーケンスに対しても、炉心への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制など影響を緩和できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

設置変更許可申請における重大事故等対処設備の有効性評価の実施に際しては事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンス選定にあたっては、審査ガイドに記載の4つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定にあたっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を第1-8表に示す。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障，系統間依存性の観点

共通原因故障についてはフォールトツリーのモデル化の際に考慮している。系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失（「外部電源喪失」）は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した（第1-8表中「高」で記載）。

また、「高圧・低圧注水機能喪失」，「高圧注水・減圧機能喪失」，「崩壊熱除去機能喪失」におけるサポート系喪失事象では、喪失したサポート系を必要とする安全機能が使えないものの、その他の安全機能は使用できることから、系統間依存性があるものの、系統間依存性は小さいと評価した（第1-8表中「中」で記載）。

⇒ 該当シーケンスを第1-8表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

サポート系喪失時には、喪失した系統をサポート系として必要とする機器（ECS系ポンプ）を使用できないものとして考慮。

b. 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第1-8表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(b) 高圧注水・減圧機能喪失】

事象進展が早い過渡事象は、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として原子炉減圧の際に必要な弁容量や冷却の際に必要な注水量といった設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第1-8表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(a) 高圧・低圧注水機能喪失】

事象進展が早い過渡事象は，炉心損傷防止のために要求される設備容量が大きくなる。

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて，当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして，炉心損傷頻度が大きく，事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第1-8表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

選定の着眼点を踏まえ，重要事故シーケンスの選定に当たっては，着眼点a，b，c，dについて，「高」と「中」の数が多いシーケンスを選定した。また，同等とみなせるシーケンスが複数ある場合には，その対応の厳しさを重視し，着眼点b及びcの評価が高いシーケンスを選定した。選定理由を第1-8表に示す。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失

①事故シーケンス

- ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ 手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・ サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗

②選定理由

着眼点a，b，c，dの評価結果より，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定し，過渡事象としては，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

③選定結果

- ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却

(b) 高圧注水・減圧機能喪失

①事故シーケンス

- ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗
- ・ 手動停止＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗
- ・ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗

②選定理由

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定し、過渡事象としては、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

③選定結果

- ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 代替自動減圧機能による原子炉減圧

(c) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なるシーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

4つの事故シーケンスは、PRAから抽出された電源喪失の事故シーケンスである、長期TB, TBD, TBPおよびTBUと一致することから、この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また、第1-4図から第1-6図に示すとおり、地震PRA及び津波PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出される。最終ヒートシンクの機能を有する設備も全交流動力電源喪失によって機能喪失に至るため、最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後には、最終ヒートシンクの機能を有する設備の損傷の有無が最終ヒートシンク復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられる。ただし、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタベント系による除熱が可能である。さらに、最終ヒートシンクの機能を有する設備が損傷していない場合には、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能であり、また、原子炉補機代替冷却水系も期待することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

a) 長期TB

①事故シーケンス

- ・ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋HPCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

- ・原子炉隔離時冷却系による原子炉冷却
- ・原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去
- ・所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

b) TBU

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗(RCIC本体の機能喪失)

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

- ・高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

c) TBP

①事故シーケンス

- ・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選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

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

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

- ・原子炉隔離時冷却系による原子炉冷却(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間)
- ・低圧代替注水系(可搬型)による原子炉冷却
- ・常設代替交流電源設備による電源供給

d) TBD

①事故シーケンス

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗

②選定理由

抽出されたシーケンスが1つであることからこれを選定した。

③選定結果

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

- ・ 高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・ 可搬型代替直流電源設備による電源供給
- ・ 常設代替交流電源設備による電源供給

(d) 崩壊熱除去機能喪失

①事故シーケンス

- ・ 過渡事象+崩壊熱除去失敗
- ・ 過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・ 手動停止+崩壊熱除去失敗
- ・ 手動停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・ サポート系喪失+崩壊熱除去失敗
- ・ サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗
- ・ 中小破断LOCA+崩壊熱除去失敗
- ・ 大破断LOCA+崩壊熱除去失敗

②選定理由

「中小破断LOCA」及び「大破断LOCA」については、LOCAを起因とする事故シーケンスグループにおいて評価するものとし、「SRV再閉失敗」については、中小破断LOCA相当の漏えい量を想定している。

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

なお、TBWシーケンスについてはTBWシーケンスに包絡されることから重要事故シーケンスとして選定しない。(別紙4)

崩壊熱除去機能喪失としては、審査ガイドに従い、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を選定する。

③選定結果

- ・ 過渡事象+崩壊熱除去失敗

④炉心損傷防止対策(有効性評価で考慮)

(取水機能が喪失した場合)

- ・ 原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去
- ・ 常設代替交流電源設備による電源供給

(残留熱除去系が故障した場合)

- ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去

(e) 原子炉停止機能喪失

①事故シーケンス

- ・過渡事象＋原子炉停止失敗
- ・中小破断LOCA＋原子炉停止失敗
- ・大破断LOCA＋原子炉停止失敗

②選定理由

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定し、事象の厳しさの観点から、反応度投入の点で最も厳しい事象である主蒸気隔離弁の誤閉止を起因事象として選定する。

③選定結果

- ・過渡事象＋原子炉停止失敗（重大事故対策である代替制御棒挿入機能については、保守的に作動しないものと仮定）

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による未臨界確保
- ・ほう酸水注入系による未臨界確保
- ・制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による自動減圧系作動阻止

(f) LOCA時注水機能喪失

①事故シーケンス

- ・中小破断LOCA＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
- ・中小破断LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉自動減圧失敗

②選定理由

中小破断LOCAのうち、炉心損傷防止が可能である小破断LOCAを対象とした。

着眼点a, b, c, dの評価結果より、「中小破断LOCA＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

審査ガイド記載の解析条件（「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」）、また、原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重畳を考慮し、有効性評価においては、「中小破断LOCA＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗＋原子炉自動減圧失敗＋崩壊熱除去機能喪失」について対策の有効性を確認する。（大破断LOCAについては、炉心損傷防止対策を有効に実施することはできないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。）

③選定結果

- ・ 中小破断 L O C A + 高圧注水失敗 + 低圧 E C C S 失敗
(破断面積約 6 cm^2 を想定)

④炉心損傷防止対策 (有効性評価で考慮)

- ・ 高圧代替注水系による原子炉冷却
- ・ 逃がし安全弁による手動減圧
- ・ 低圧代替注水系(常設)による原子炉冷却

(g) 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)

①事故シーケンス

- ・ インターフェイスシステム L O C A

②選定理由

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) に係る事故シーケンスは「インターフェイスシステム L O C A」のみである。

代表性の観点から、運転中に弁の開閉試験を実施する系統である高圧炉心スプレイ系の吸込配管の破断を起因事象として選定する。

③選定結果

- ・ インターフェイスシステム L O C A

④炉心損傷防止対策 (有効性評価で考慮)

- ・ 逃がし安全弁による手動減圧
- ・ 発生箇所の隔離

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を概ね確認している。(別紙5)

また、地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A においては、新規制基準でなされた外部事象に係る設計基準の大幅な引き上げに応じた設計基準対象施設を評価している。したがって、地震、津波の主要な事故シーケンスのうち、地震、津波特有の事象以外については、外部事象に対して大幅に強化されたプラントを評価対象としていること、及び、炉心損傷防止対策が地震及び津波に対して耐性を有し、内部事象と同様な炉心損傷防止対策が有効なことから、事故シーケンスは同等と評価することは妥当と考えている。(別紙6)

第1-1表 P R Aの対象とした主な設備・系統

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系 (RPS) 1 out of 2 × 2 制御棒 137本
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約320～1070m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量：約90m ³ /h/台
自動減圧系 (ADS)	弁数6弁
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約1070m ³ /h/台
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ3台，熱交換器2基 ポンプ容量：約1160m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	非常用発電機 2台 発電容量：約7600kVA/台 HPCS系発電機 1台 発電容量：約3750kVA/台
直流電源設備 (DC)	所内蓄電池 2組 容量 約4000Ah/組 HPCS系蓄電池 1組 容量 約400Ah/組
原子炉補機冷却水系 (RCW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系 (RSW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1900m ³ /h/台
HPCS補機冷却水系 (HPCW)	電動ポンプ1台 容量 約240m ³ /h/台
HPCS補機冷却海水系 (HPSW)	電動ポンプ1台 容量 約250m ³ /h/台
復水補給水系 (MUWC)	電動ポンプ3台 容量 約100m ³ /h/台

第1-2表 内部事象運転時レベル1 P R Aにおける起回事象と発生頻度

区分	起回事象グループ	発生頻度 (/炉年)	備考
過渡事象	非隔離事象	1.7×10^{-1}	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービンバイパス弁が正常に作動することから、事象初期から継続して給復水系が使用できる。
	隔離事象	2.7×10^{-2}	MSIV 閉等により、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象。主復水器のホットウェルが隔離されていることにより給復水系の運転に支障が生ずる。
	全給水喪失	1.0×10^{-2}	タービンからの給水流量が全喪失する事象。
	水位低下事象	2.7×10^{-2}	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することで原子炉スクラムに至る事象。給復水系の機能は低下するものの、事象初期から利用可能である。
	RPS 誤動作等	5.5×10^{-2}	原子炉保護系(RPS)の誤動作が起因となる事象及びプラント異常によるスクラム事象等。RPS が起因となることから ATWS 事象は対象外である。
	外部電源喪失	4.2×10^{-3}	外部電源が喪失し、所内の電源が喪失する事象。事象発生後、非常用電源の確保が必要となる。
	S/R 弁誤開放	1.0×10^{-3}	原子炉運転中に S/R 弁が誤開放する事象。原子炉冷却材の流出を伴う。S/R 弁が開放されているため、圧力制御は不要である。
LOCA	小破断 LOCA	3.0×10^{-4}	タービン駆動の RCIC で注水可能な範囲の冷却材流出である事象。
	中破断 LOCA	2.0×10^{-4}	小破断 LOCA と大破断 LOCA の中間範囲の冷却材流出である事象。流出量が大きいため、RCIC による注水には期待できない。
	大破断 LOCA	2.0×10^{-5}	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲の冷却材流出である事象。
従属性を有する起回事象	原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	7.2×10^{-4}	区分Ⅰの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	7.2×10^{-4}	区分Ⅱの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	交流電源故障(区分Ⅰ)	1.5×10^{-4}	区分Ⅰの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	交流電源故障(区分Ⅱ)	1.5×10^{-4}	区分Ⅱの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	直流電源故障(区分Ⅰ)	2.8×10^{-4}	区分Ⅰの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	直流電源故障(区分Ⅱ)	2.8×10^{-4}	区分Ⅱの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
	タービン・サポート系故障	7.2×10^{-4}	タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態での手動停止。
通常停止	通常停止	1.7×10^0	定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めた手動停止。
ISLOCA	ISLOCA	9.4×10^{-8}	原子炉冷却材圧力バウンダリ、及びそれと直結した格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の圧力が低圧系にはたらき発生する LOCA。

第 1-3 表 地震レベル 1 P R Aにおける起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度(/年)
外部電源喪失	1.5×10^{-2}
原子炉建屋損傷	2.1×10^{-8}
格納容器損傷	3.1×10^{-7}
圧力容器損傷	3.1×10^{-7}
E-LOCA	5.6×10^{-7}
隔離失敗	8.0×10^{-8}
制御建屋損傷	3.1×10^{-7}
計測・制御系喪失	3.1×10^{-7}
制御建屋空調系喪失	5.9×10^{-7}
直流電源喪失	6.0×10^{-7}
交流電源・原子炉補機冷却系喪失	7.7×10^{-6}

第 1-4 表 津波高さ別の発生頻度

津波分類	津波高さ	発生頻度(/年)
1	O. P. 29m~35.2m	4.1×10^{-6}
2	O. P. 35.2m~38.6m	3.3×10^{-7}
3	O. P. 38.6m~	1.1×10^{-7}

第1-5表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス(1/2)

起因事象	イベントツリーより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	過渡事象+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	○	—	(1)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	○	—	(2)
	過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗	○	○	—	(3)
	過渡事象+除熱失敗	○	○	—	(4)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	○	—	(5)
	過渡事象+原子炉停止失敗	○	○	○	(6)
外部電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗	○	○	○	(7)
	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	○	○	○	(8)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧注水失敗	○	○	○	(9)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失+HPCS 失敗	○	○	○	(10)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗+原子炉停止失敗	—	○	—	(11)
通常停止 ／サポート系喪失	手動停止+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(12)
	手動停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(13)
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(14)
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(15)
	手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗	○	—	—	(16)
	サポート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗	○	—	—	(17)
	手動停止+除熱失敗	○	—	—	(18)
	手動停止+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	—	—	(19)
	サポート系喪失+除熱失敗	○	—	—	(20)
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+除熱失敗	○	—	—	(21)

第 1-5 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス (2/2)

起回事象	イベントツリーより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
冷却材喪失 事象	中小破断 LOCA+除熱失敗	○	—	—	(22)
	大破断 LOCA+除熱失敗	○	—	—	(23)
	中小破断 LOCA+原子炉停止失敗	○	—	—	(24)
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	○	—	—	(25)
	中小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	—	(26)
	中小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減 圧失敗	○	—	—	(27)
	大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗	○	—	○	(28)
ISLOCA	ISLOCA	○	—	—	(29)
地震起回事象	原子炉建屋損傷	—	○	—	(30)
	制御建屋損傷	—	○	—	(31)
	格納容器損傷	—	○	—	(32)
	圧力容器損傷	—	○	—	(33)
	ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダ リ喪失(E-LOCA)	—	○	—	(34)
	計測・制御系喪失	—	○	—	(35)
	制御建屋空調系喪失	—	○	—	(36)
	格納容器バイパス	—	○	—	(37)
津波起回事象	防潮堤機能喪失	—	—	○	(38)

第1-6表 P R A結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンス No.	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合	炉心損傷に至る主要因	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合	解釈1-1(a)の事故シーケンスグループ	規則解釈	
		内部事象	地震	津波	合計							
1 過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 手動停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	(1)	1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08	<0.1%	原子炉注水に失敗	2.2E-08	<0.1%	高圧・低圧注水機能喪失	1-2(a)	
	(2)	5.4E-12		-								
	(12)	4.6E-13	-	-	4.6E-13							
	(13)	2.1E-13	-	-	2.1E-13							
	(14)	7.7E-12	-	-	7.7E-12							
	(15)	3.1E-13	-	-	3.1E-13							
2 過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗 手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗 サポート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗	(3)	1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	1.2%	原子炉減圧に失敗	9.8E-07	1.3%	高圧注水・減圧機能喪失	1-2(a)	
	(16)	8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%						
	(17)	1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%						
3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗	(7)	6.1E-11	6.9E-06	4.4E-06	1.1E-05	14.4%	サポート機能(電源機能)の喪失	1.2E-05	15.7%	全交流動力電源喪失	1-2(a)	
	(8)	9.3E-13	2.3E-08	1.2E-08	3.5E-08	<0.1%						
	(9)	1.3E-12	2.3E-07	1.5E-08	2.5E-07	0.3%						
	(10)	4.5E-12	6.0E-07	7.5E-13	6.0E-07	0.8%						
4 過渡事象+除熱失敗 過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗 手動停止+除熱失敗 手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗 サポート系喪失+除熱失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗 中小破断LOCA+除熱失敗 大破断LOCA+除熱失敗	(4)	5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	72.7%	格納容器からの除熱に失敗	6.1E-05	78.8%	崩壊熱除去機能喪失	1-2(b)	
	(5)	1.4E-07		-								
	(18)	2.7E-06	-	-	2.7E-06							3.4%
	(19)	7.2E-09	-	-	7.2E-09							<0.1%
	(20)	1.7E-06	-	-	1.7E-06							2.1%
	(21)	4.3E-09	-	-	4.3E-09							<0.1%
	(22)	8.6E-08	-	-	8.6E-08							0.1%
(23)	3.4E-09	-	-	3.4E-09	<0.1%							
5 過渡事象+原子炉停止失敗 中小破断LOCA+原子炉停止失敗 大破断LOCA+原子炉停止失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+原子炉停止失敗 ^{※1}	(6)	3.9E-09	4.5E-07	7.0E-14	4.5E-07	0.6%	反応度抑制に失敗	4.5E-07	0.6%	原子炉停止機能喪失	1-2(b)	
	(24)	8.3E-12	-	-	8.3E-12	<0.1%						
	(25)	3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%						
	(11)	-	5.0E-07	-	5.0E-07	0.6%						
6 中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗 中小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗 大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗 E-LOCA ^{※2}	(26)	4.3E-13	-	-	4.3E-13	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	7.2E-07	0.9%	LOCA時注水機能喪失	1-2(a)	
	(27)	2.9E-12	-	-	2.9E-12	<0.1%						
	(28)	4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%						
	(34)	-	7.2E-07	-	7.2E-07	0.9%						
7 インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	(29)	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%	格納容器貫通配管からの漏洩	2.4E-09	<0.1%	格納容器バイパス(ISLOCA)	1-2(b)	
8 原子炉建屋損傷 ^{※2} 制御建屋損傷 ^{※2} 格納容器損傷 ^{※2} 圧力容器損傷 ^{※2} 計測・制御系喪失 ^{※2} 制御建屋空調喪失 ^{※2} 格納容器バイパス ^{※2} 防潮堤機能喪失 ^{※2}	(30)	-	2.1E-08	-	2.1E-08	<0.1%	外部事象による大規模な損傷	2.1E-08	<0.1%	該当なし		
	(31)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%		3.1E-07	0.4%			
	(32)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%		3.1E-07	0.4%			
	(33)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%		3.1E-07	0.4%			
	(35)	-	3.1E-07	-	3.1E-07	0.4%		3.1E-07	0.4%			
	(36)	-	5.9E-07	-	5.9E-07	0.8%		5.9E-07	0.8%			
	(37)	-	8.0E-08	-	8.0E-08	0.1%		8.0E-08	0.1%			
	(38)	-	-	1.1E-07	1.1E-07	0.1%		1.1E-07	0.1%			
合計		5.5E-05	1.8E-05	4.5E-06	7.8E-05	-	-	7.7E-05	-	-		

ハッチング：地震、津波特有の事象で、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないもの

※1：地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベルIPRAの設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス

※2：解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス

第1-7表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波PRA）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合	備考	
			内部事象	地震	津波	合計					
1	高圧・低圧注水機能喪失	・低圧代替注水系(常設)	1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08	<0.1%	2.2E-08	<0.1%		
			5.4E-12		-						
			4.6E-13		-						4.6E-13
			2.1E-13		-						2.1E-13
			7.7E-12		-						7.7E-12
			3.1E-13		-						3.1E-13
2	高圧注水・減圧機能喪失	・代替自動減圧機能	1.8E-07	7.9E-07	-	9.7E-07	1.2%	9.8E-07	1.3%		
			8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%				
			1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%				
3	全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設) ・原子炉補機代替冷却水系 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・手動減圧 ・原子炉格納容器フィルタベント系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 	6.1E-11	6.9E-06	4.4E-06	1.1E-05	14.4%	1.2E-05	15.6%		
			9.3E-13	2.3E-08	1.2E-08	3.5E-08	<0.1%				
			1.3E-12	2.3E-07	1.5E-08	2.5E-07	0.3%				
			4.5E-12	6.0E-07	7.5E-13	6.0E-07	0.8%				
4	崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器フィルタベント系 	5.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05	72.7%	6.1E-05	78.3%		
			1.4E-07		-						
			2.7E-06		-						2.7E-06
			7.2E-09		-						7.2E-09
			1.7E-06		-						1.7E-06
			4.3E-09		-						4.3E-09
			8.6E-08		-						8.6E-08
			3.4E-09		-						3.4E-09
5	原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 	3.9E-09	4.5E-07	7.0E-14	4.5E-07	0.6%	9.5E-07	1.2%		
			8.3E-12	-	-	8.3E-12	<0.1%				
			3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%				
			-	5.0E-07	-	5.0E-07	0.6%				
6	LOCA時注水機能喪失	※4	4.3E-13	-	-	4.3E-13	<0.1%	7.2E-07	0.9%		
			2.9E-12	-	-	2.9E-12	<0.1%				
			4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%				
7	格納容器バイパス(ISLOCA)	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%	2.4E-09	<0.1%		
合計			5.5E-05	1.8E-05	4.5E-06	7.8E-05	100% ※5	7.8E-05	100% ※5		

※1：事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備

※2：地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベル IPRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス

※3：小破断LOCAについては、炉心損傷回避が可能であるが、中破断LOCAとして分類。

※4：格納容器破損防止対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器フィルタベント系等に期待できる。

※5：100%には第1-6表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

全炉心損傷頻度の約95.8%を炉心損傷防止対策でカバー

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (1/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
			a	b	c	d		
高圧・低圧注水機能喪失	◎ ① 過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 手動減圧 低圧代替注水系 (常設) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉格納容器フィルタベント系 	低	高	高	高	<p><aの観点> 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p><bの観点> 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低(レベル3)が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p><cの観点> SRV再開失敗を含む場合は、SRVにより一定程度減圧されるため、再開成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とした。</p> <p><dの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シーケンスはない。</p>
	② 過渡事象＋SRV再開失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	高	低	中		
	③ 手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	高	低		
	④ 手動停止＋SRV再開失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	低	低		
	⑤ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	高	低		
	⑥ サポート系喪失＋SRV再開失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	低	低		

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (2/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ① 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗	・ 高圧代替注水系 ・ 代替自動減圧機能	低	高	中	高	<p><aの観点> 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p><bの観点> 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低(レベル3)が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p><cの観点> 設備容量としては、いずれのシーケンスにおいても、新たな減圧手段を必要とするため「中」とした。</p> <p><dの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p> <p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シーケンスはない。</p>
	② 手動停止 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗		低	低	中	低	
	③ サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗		中	低	中	低	

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (3/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由		
			a	b	c	d			
全交流動力電源喪失	◎ ①全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 手動減圧 高压代替注水系 低压代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止) ※1を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが現れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタベント系による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて原子炉補機代替冷却水系の有効性を確認することができる。
	◎ ①全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+高压注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 高压代替注水系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 低压代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+高压注水失敗 (RCIC本体の機能喪失) ※1を重要事故シーケンスとして選定。	
	◎ ①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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 高压代替注水系 (動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) (所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 低压代替注水系 (可搬型) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗 ※1を重要事故シーケンスとして選定。	
	◎ ①全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高压代替注水系 可搬型代替直流電源設備 手動減圧 低压代替注水系 (常設) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 常設代替交流電源設備 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗 ※1を重要事故シーケンスとして選定。	

※1 : PRAの結果抽出した事故シーケンスの名称に対し、機器の表記の変更、機能喪失の状態の付記等を行い、重要事故シーケンスの名称とした。

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (4/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器代替 ・スプレイ冷却系 ・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器 ・フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備 	高	中	高	高	<p><aの観点> 「外部電源喪失」が発生した場合、安全機能のサポート機能が喪失し、それらを必要とする機器が使用できないため、「高」とした。「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「手動停止」及び「LOCA」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p><bの観点> 「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象よりも事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p><cの観点> 「手動停止」、「サポート系喪失」については、原子炉出力がある程度低下するまでの期間常用系で除熱ができるため、「低」とした。「過渡事象」及びLOCAについては、常用系による除熱ができず、必要な除熱量が大きくなるため「高」とした。</p> <p><dの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>
	②過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)		高	中	高	低	
	③手動停止+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	④手動停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	⑤サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑥サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑦中小破断LOCA+崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	
	⑧大LOCA+崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	

【重要事故シーケンスの選定】
着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、
①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」
を重要事故シーケンスとして選定した。

なお、崩壊熱除去機能喪失としては、審査ガイドに従い、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を想定することとした。

【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】
・②「過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗」については、①の事故シーケンスに「SRV再閉失敗」を加えている点が異なる。「SRV再閉失敗」については、①の事故シーケンスに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから、①の重要事故シーケンスに包絡されている。

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (5/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
原子炉 停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗		低	高	中	高	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから, ①「過渡事象+原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ・②の事故シーケンスについては, LOCAを起因事象としている点が, ①の事故シーケンスと異なる。LOCAを起因とするシーケンスについては, 「代替制御棒挿入機能」及び「代替原子炉再循環ポンプトリップ機能」による反応度制御により対応できる。本シーケンスは①のシーケンスにおいて「代替制御棒挿入機能」の有効性を確認することで①の重要事故シーケンスに包絡されている。なお, LOCAに伴う水位低下の影響については, 高圧ECCS注水及び低圧ECCSの機能喪失を含めて事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において評価する。</p>
	②中小破断LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による自動減圧系作動阻止 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系 ・代替制御棒挿入機能 	低	高	高	低	
	③大LOCA+原子炉停止失敗		低	高	低	低	

第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について (6/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
LOCA時 注水機能喪失	◎ ① 中小破断LOCA+高圧注水失敗 +低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (常設) 	低	高	高	中	<p>【重要事故シーケンスの選定】</p> <p>着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから,</p> <p>①「中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>なお, 以上に加え, 審査ガイド記載の解析条件(「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」), また, 原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重畳を考慮し, 有効性評価においては,</p> <p>①「中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」+原子炉自動減圧失敗+崩壊熱除去機能喪失について対策の有効性を確認する。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・②の事故シーケンスについては, 原子炉自動減圧に失敗している点が, ①の事故シーケンスと異なる。「原子炉自動減圧失敗」については, 重要事故シーケンスにおいて重畳を考慮しているため, 重要事故シーケンスに包絡されている。
	◎ ② 中小破断LOCA+高圧注水失敗 +原子炉自動減圧失敗						
格納容器 バイパス (ISLOCA)	◎ ① ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧による漏えい低減 ・隔離操作 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系 (低圧注水モード) ・低圧炉心スプレイ系 	-	-	-	-	<p>抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず, 全ての着眼点について「-」とした。</p> <p>①「ISLOCA」を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>格納容器バイパスに至る事故シーケンスは①のシーケンスのみであり, 対策により炉心損傷防止が期待できる。</p>

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈1-1(b)の事故シーケンスグループ)

<個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)>

- ・内部事象
- ・外部事象(適用可能なもの)
- ⇒ 地震, 津波

<PRAに代わる方法による評価>

その他の外部事象
⇒ 火災, 溢水, 洪水, 風(台風),
竜巻, 凍結, 降水, 積雪, 人為事象 等
⇒ これらの外部事象により誘発される起因事象
について検討することで概略評価を実施

<事故シーケンス抽出・炉心損傷頻度算出結果>

事故シーケンス	シーケンス No.	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(炉年)			
		内部事象	地震	津波	合計
過渡事象+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(1)	1.5E-11	2.2E-08	-	2.2E-08
過渡事象+SRV制御喪失+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(2)	3.4E-12	-	-	3.4E-12
起動停止+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(12)	4.6E-13	-	-	4.6E-13
起動停止+SRV制御喪失+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(13)	2.1E-13	-	-	2.1E-13
切ボート蒸気発生+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(14)	7.7E-12	-	-	7.7E-12
切ボート蒸気発生+SRV制御喪失+高圧注水喪失+低圧ECOS喪失	(15)	3.1E-13	-	-	3.1E-13
過渡事象+高圧注水喪失+手動遮断弁喪失	(3)	1.8E-07	7.6E-07	-	9.2E-07
起動停止+高圧注水喪失+手動遮断弁喪失	(16)	8.5E-09	-	-	8.5E-09
切ボート蒸気発生+高圧注水喪失+手動遮断弁喪失	(17)	1.7E-09	-	-	1.7E-09
全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+HPCS喪失	(7)	8.1E-11	8.9E-06	4.4E-06	1.1E-05
全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV制御喪失+HPCS喪失	(8)	9.3E-12	2.3E-06	1.1E-06	3.5E-06
全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+高圧注水喪失	(9)	1.5E-12	2.3E-07	1.5E-08	2.6E-07
全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+高圧注水喪失	(10)	4.5E-12	6.0E-07	7.5E-13	6.0E-07
過渡事象+除熱失敗	(4)	3.1E-05	5.6E-06	-	5.6E-05
過渡事象+SRV制御喪失+除熱失敗	(5)	1.4E-07	-	-	1.4E-07
起動停止+除熱失敗	(18)	2.7E-06	-	-	2.7E-06
起動停止+SRV制御喪失+除熱失敗	(19)	7.2E-09	-	-	7.2E-09
切ボート蒸気発生+除熱失敗	(20)	1.7E-06	-	-	1.7E-06
切ボート蒸気発生+SRV制御喪失+除熱失敗	(21)	4.3E-09	-	-	4.3E-09
切ボート蒸気発生+SRV制御喪失+除熱失敗	(22)	8.6E-09	-	-	8.6E-09
初期LOCA+除熱失敗	(23)	3.4E-09	-	-	3.4E-09

必ず想定する事故シーケンスグループ
(解釈1-1(a)の事故シーケンスグループ)

解釈1-2(a)を適用するもの

- ・高圧・低圧注水機能喪失
- ・高圧注水・減圧機能喪失
- ・全交流動力電源喪失
- ・LOCA時注水機能喪失

国内外の先進的な対策を考慮しても
炉心損傷防止が困難な事故シーケンス
・LOCA時注水機能喪失

解釈1-2(b)を適用するもの

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・格納容器バイパス
(インターフェイスシステムLOCA)

解釈1-1(a)以外の事故シーケンスグループ

- ・ECCS容量を超える原子炉冷却材圧力
バウンダリ喪失(E-LOCA)
- ・原子炉建屋損傷
- ・格納容器損傷
- ・計測・制御系喪失
- ・格納容器バイパス
- ・制御建屋損傷
- ・圧力容器損傷
- ・制御建屋空調系喪失
- ・防潮堤機能喪失

<重要事故シーケンス選定>
審査ガイドに従い, 事故シーケ
ンスグループ毎に重要事故シーケ
ンスを選定し, 炉心損傷防止対策の
有効性を確認

炉心損傷防止対策
の有効性評価へ

<格納容器破損防止を図るシーケ
ンスの確認>
国内外の先進的な対策を考慮して
も炉心損傷防止対策を講じること
が困難な事象であっても格納容器
破損防止対策に期待できることを
確認

格納容器破損防止対策
の有効性評価へ

大規模損壊発生時の対策も含め,
発電所内において使用可能な設
備・機器を活用して影響の緩和を
図る

<新たな事故シーケンスグループとして追加の要否確認>

「解釈1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断」

- ・評価を詳細化すれば必ずしも炉心損傷直結ではなく, 必ず想定する事故シーケンスグループに包絡される事故シーケンスともなり得る。
- ・損傷の程度によっては, 有効性評価で想定した影響緩和策に期待できる可能性, 或いは可搬型の機器等を用いて臨機応変に, 炉心損傷防止のための対応をとることができる可能性が考えられる。

以上の理由により, 新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断

第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

過渡事象	原子炉停止	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
							炉心損傷なし (d)	(4)
							炉心損傷なし (d)	(4)
							(a)	(1)
							(b)	(3)
							炉心損傷なし (d)	(5)
							炉心損傷なし (d)	(5)
							(a)	(2)
							(e)	(6)

外部電源 喪失	原子炉停止	直流電源 (区分Ⅰ, Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ, Ⅱ)	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 スプレイ系	原子炉 隔離時 冷却系	外部電源 復旧	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
									過渡事象へ	
									炉心損傷なし (d)	(4)
									炉心損傷なし (d)	(4)
									(c)	(7)
									(c)	(9)
									炉心損傷なし (d)	(5)
									(c)	(8)
									(d)	(4)
									(c)	(10)
									(e)	(6)

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー (1/3)

通常停止/ サポート系 喪失※	圧力 バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
						炉心損傷なし (d)	(18), (20)
						炉心損傷なし (d)	(18), (20)
						(a)	(12), (14)
						(b)	(16), (17)
						炉心損傷なし (d)	(19), (21)
						炉心損傷なし (d)	(19), (21)
						(a)	(13), (15)

(a) 高圧・低圧注水機能喪失

(b) 高圧注水・減圧機能喪失

(d) 崩壊熱除去機能喪失

※「通常停止」及び「サポート系喪失」の2つの起因事象を含む

第1-2図 内部事象運転時レベル1 P R A イベントツリー (2/3)

冷却材 喪失事象※	原子炉停止	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
						炉心損傷なし (d)	(22), (23)
						炉心損傷なし (d)	(22), (23)
						(f)	(26), (28)
						(f)	(27)
						(e)	(24), (25)

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
	(g)	(29)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA時注水機能喪失

(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

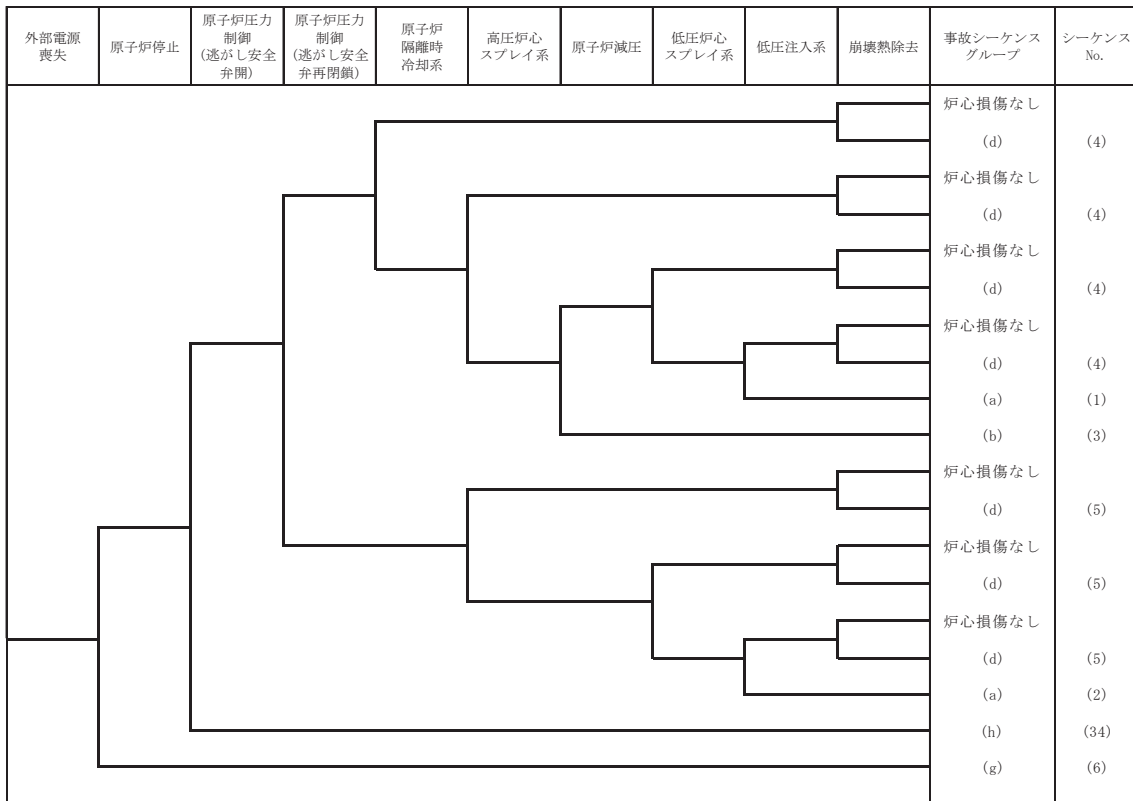
※「大破断LOCA」, 「中小破断LOCA」の2つの起因事象を含む

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー(3/3)

地震	外部電源	原子炉建屋	原子炉格納容器	原子炉圧力容器	原子炉冷却材圧力バウンダリ	隔離	制御建屋	計測・制御系	制御建屋空調系	直流電源(区分Ⅰ・Ⅱ)	交流電源・補機冷却系	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.	
												内部事象 PRAの範疇		
												外部電源 喪失へ		
												全交流動力 電源喪失へ		
												(c)		(10)
												(h)		(36)
												(h)		(35)
												(h)		(31)
												(h)		(37)
(h)	(34)													
(h)	(33)													
(h)	(32)													
(h)	(30)													

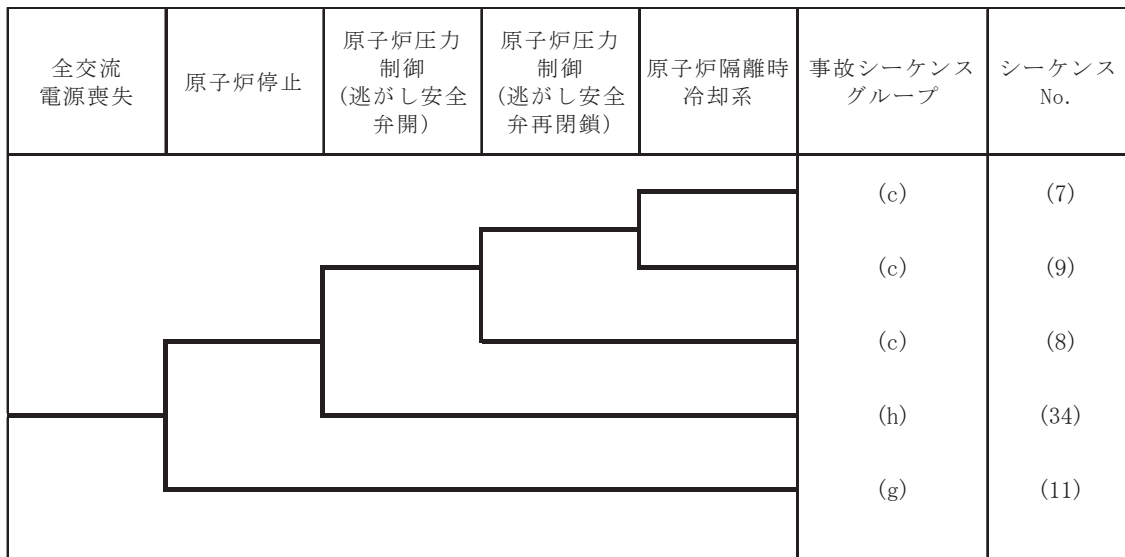
- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) LOCA時注水機能喪失 (f) 格納容器バイパス
(h) 炉心損傷直結シーケンス

第1-3図 地震レベル1 PRA階層イベントツリー



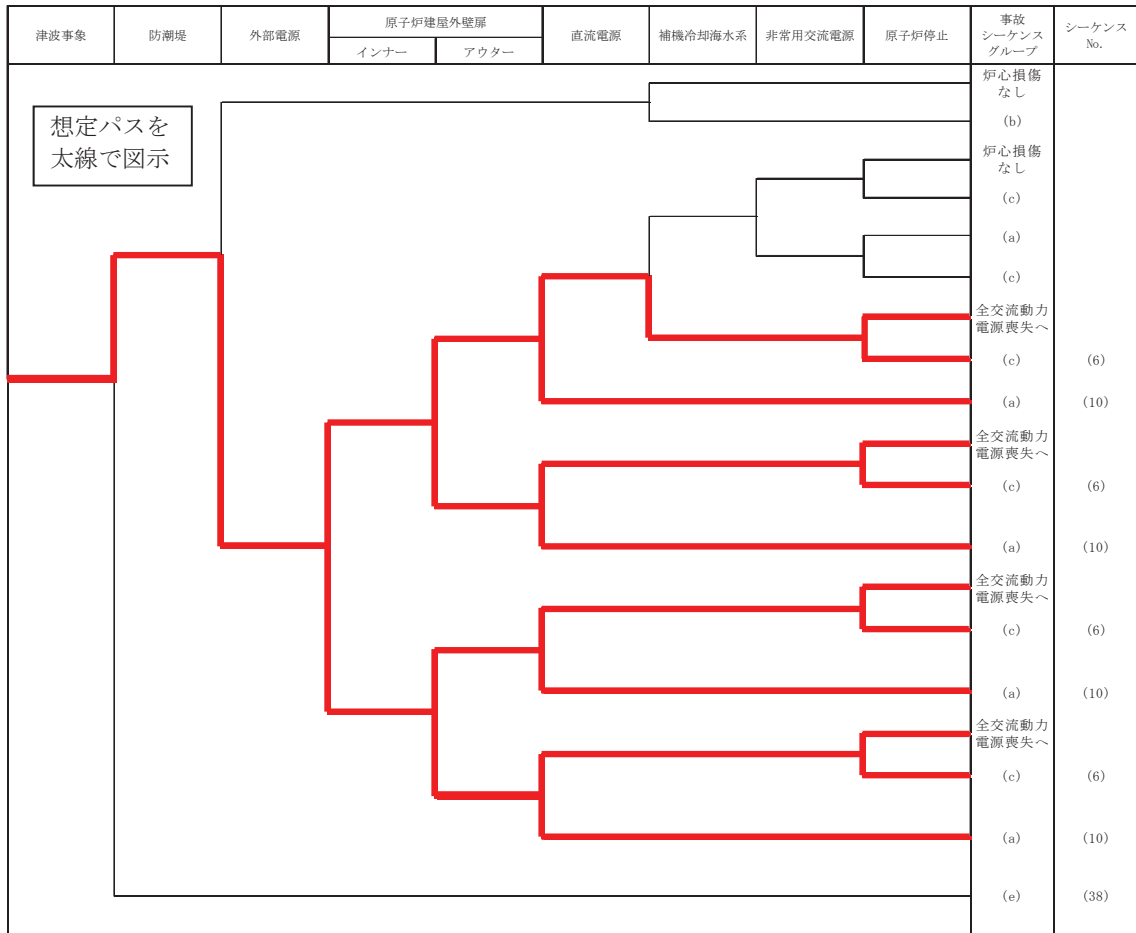
- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失
 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) LOCA時注水機能喪失
 (g) 原子炉停止機能喪失 (h) 炉心損傷直結シーケンス

第1-4図(1) 地震レベル1 PRAイベントツリー (外部電源喪失)



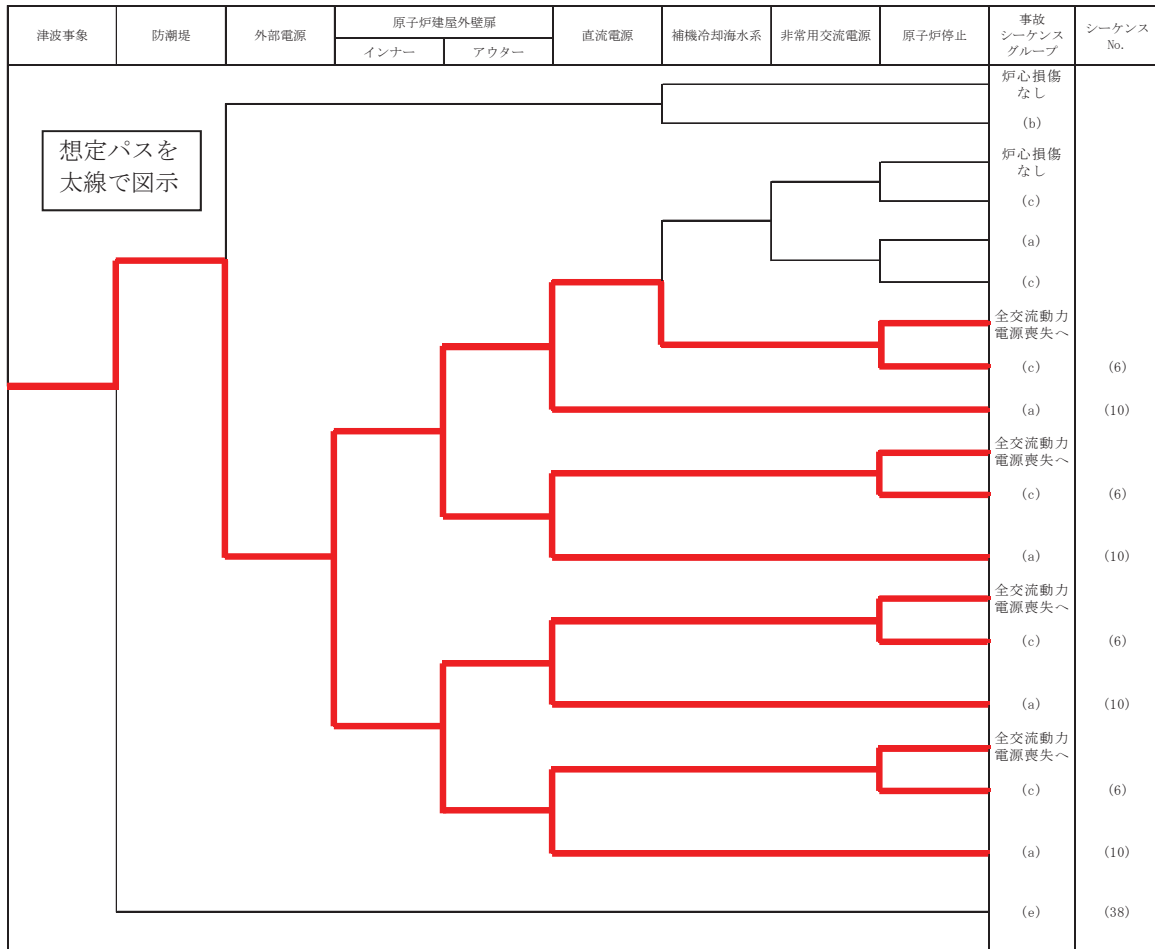
- (c) 全交流動力電源喪失 (g) 原子炉停止機能喪失 (h) 炉心損傷直結シーケンス

第1-4図(2) 地震レベル1 PRAイベントツリー (全交流動力電源喪失)



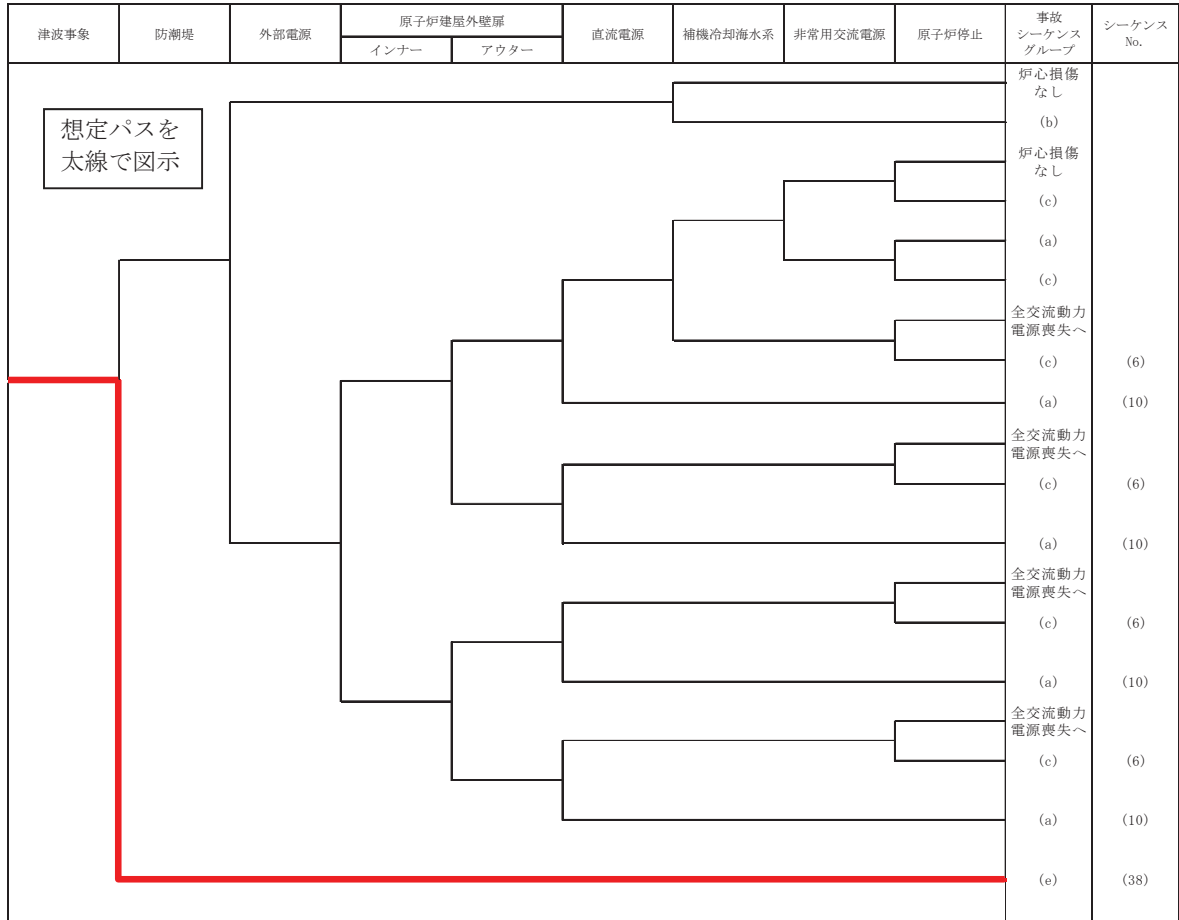
- (a) 全交流動力電源喪失
- (b) 崩壊熱除去機能喪失
- (c) 原子炉停止機能喪失
- (e) 炉心損傷直結シナリオ

第1-5図(1) 津波レベル1 P R A階層イベントツリー (0. P. 29m~35. 2m)



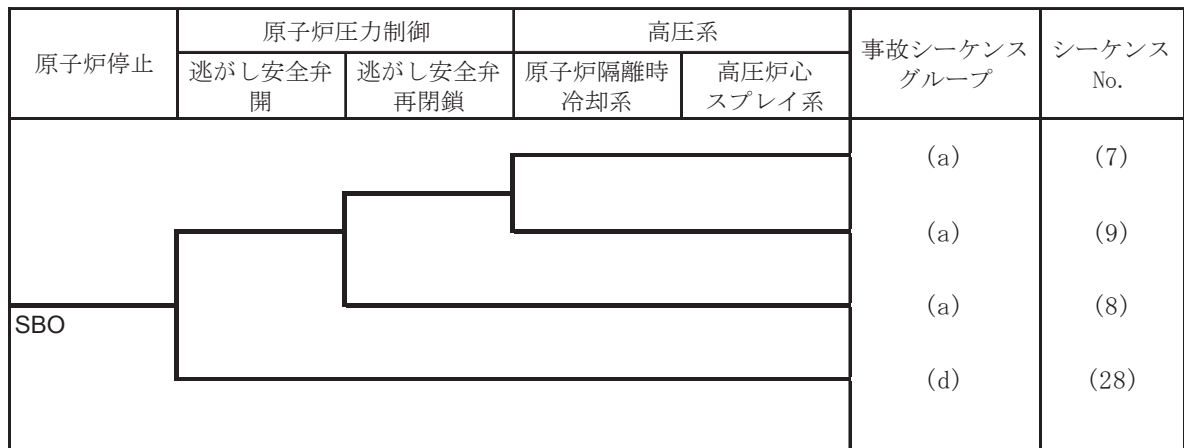
- (a) 全交流動力電源喪失 (b) 崩壊熱除去機能喪失
(c) 原子炉停止機能喪失 (e) 炉心損傷直結シーケンス

第1-5図(2) 津波レベル1 P R A階層イベントツリー (O. P. 35. 2m～38. 6m)



- (a) 全交流動力電源喪失 (b) 崩壊熱除去機能喪失
(c) 原子炉停止機能喪失 (e) 炉心損傷直結シークエンス

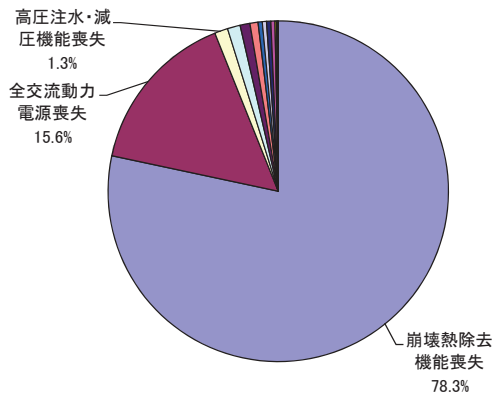
第1-5図(3) 津波レベル1 P R A階層イベントツリー (0. P. 38. 6m～)



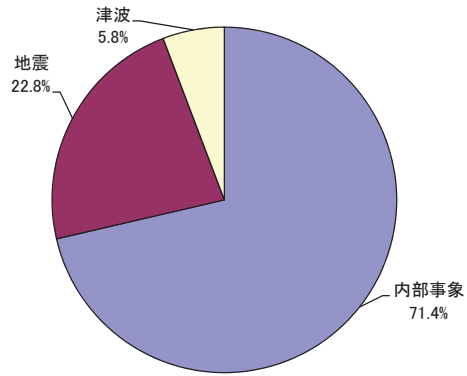
- (a) 全交流動力電源喪失 (d) L O C A時注水機能喪失

第1-6図 津波レベル1 P R Aイベントツリー (全交流動力電源喪失)

事故シーケンスグループ別



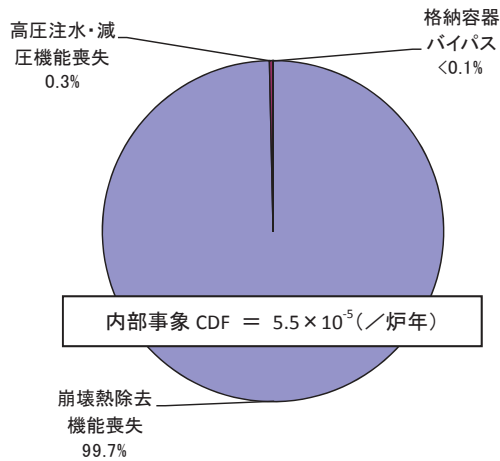
事象（内部／外部）別



全 CDF = 7.8×10^{-5} (／炉年)

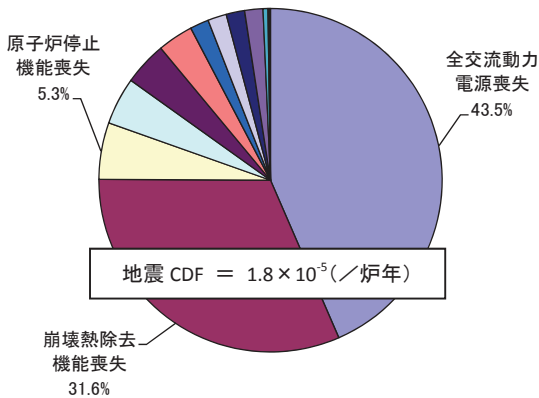
第1-7図 プラント全体のCDF

内部事象運転時レベル1 PRA



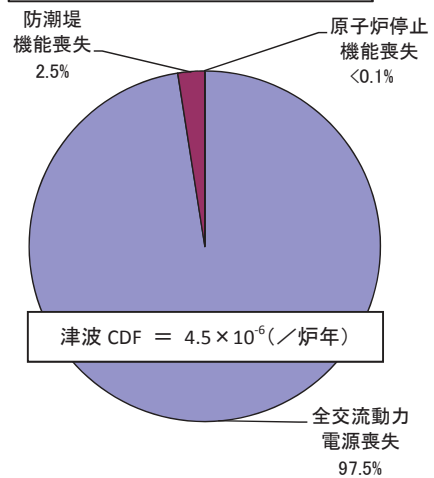
内部事象 CDF = 5.5×10^{-5} (／炉年)

地震レベル1 PRA



地震 CDF = 1.8×10^{-5} (／炉年)

津波レベル1 PRA



津波 CDF = 4.5×10^{-6} (／炉年)

第1-8図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは第2-1図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象運転時レベル1. 5 P R A及びP R Aを適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を行った。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈に基づき、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生観点で厳しいプラント損傷状態（P D S）を選定し、その中でさらに厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 熔融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関するP R A及び外部事象に関するP R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記2-1 (a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、女川2号炉を対象としたP R Aの知見等を活用して、格納容器破

損モードの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故対策設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対等を考慮しない仮想的な条件でプラント状態としてのPRAモデルで内部事象運転時レベル1.5 PRA評価を実施している。

また、外部事象については、地震レベル1.5 PRAは格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施することとした。

実施した内部事象運転時レベル1.5 PRAの詳細は「女川原子力発電所2号炉確率論的リスク評価（PRA）について」に示す。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) PRAに基づく整理

内部事象運転時レベル1.5 PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には、第2-2図のとおり炉心損傷前、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、原子炉圧力容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷の種類から格納容器破損モードを抽出し、また、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮した格納容器イベントツリーを作成し、第2-3図に示すとおり格納容器破損に至る格納容器破損モードを抽出し整理している。これらの各破損モードにおける内部事象運転時レベル1.5 PRAの定量化結果を第2-1表及び第2-4図に示す。

① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

格納容器内に高温デブリが存在する場合、格納容器雰囲気がゆっくりと加熱され、格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷する場合がある。これら過温破損によって格納容器破損に至る破損モードである。

② 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（長期冷却失敗））

炉心損傷後にデブリの冷却が達成される中で、損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によってサプレッションプール水温が上昇し、格納容器圧力が上昇する破損モードである。

③ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（崩壊熱除去失敗））

崩壊熱除去失敗のシーケンスにおいて、炉心冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的にサプレッションプールに放出され、格納容器の圧力が徐々に上昇していく。このとき、格納容器から除熱ができなければ、水蒸気によって格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態TWに対応する。

④ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損（未臨界確保失敗））

原子炉停止失敗のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、格納容器が過圧破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態TCに対応する。

⑤ 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、デブリが格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する可能性がある。このときの急激な加熱・加圧で格納容器破損に至る破損モードである。

⑥ 水蒸気爆発

溶融物が原子炉ペDESTALの冷却水中に落下した場合、また、格納容器内に放出されたデブリに対して、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却などによる注水を実施した場合に、水蒸気爆発が発生して格納容器破損に至る破損モードである。

⑦ 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後に、格納容器内に放出されたデブリが冷却できないと、デブリ・コンクリート相互作用（MCCI）によって、コンクリート侵食が継続し、ペDESTAL破損に伴い格納容器破損に至る破損モードである。

⑧ 水素燃焼

水-Zr反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の爆発により格納容器破損に至る破損モードである。

⑨ 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペDESTALへ落下した溶融デブリが、ペDESTAL床からドライウェル床に拡がった場合、高温のデブリがドライウェル壁に接触し、ドライウェル壁の一部が溶融貫通する破損モードである。

⑩ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

インターフェイスシステムLOCAから炉心損傷に至った場合には、放射性物質が格納容器をバイパスして放出される破損モードであり、プラント損傷状態ISLOCAに対応する。

⑪ 格納容器隔離失敗（隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗している破損モードである。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては、地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の格納容器破損への影響が想定されるが、これは地震レベル1 P R Aの知見からも損傷モードとして抽出されており、今回、内部事象運転時レベル1.5 P R Aから選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。

津波やその他の自然現象においても格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く、新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される。(別紙1)

2.1.2 内部事象運転時レベル1.5 P R Aの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第2-1表に示す格納容器破損モードについて、2.1.1項に示す内部事象運転時レベル1.5 P R Aから抽出された格納容器破損モードと解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触 (シェルアタック)
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

その結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため、これを新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触 (シェルアタック) については、格納容器下部床とドライウェル床とが同一レベルに構成されるBWRマークI型の格納容器に特有の事象とみなされている。マークI改良型格納容器においては、溶融炉心は原子炉格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから、格納容器破損モードとして考慮しない。(別紙7)

また、女川2号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、水素燃焼は内部事象運転時レベル1.5 P R Aの定量化において想定する格納容器破損モードからは除外した。一方、格納容器内の窒素置換が水素燃焼の発生防止対策であることを踏まえ、窒素置換対策の有効性として炉心の著しい損傷が起こるよ

うな重大事故時においても格納容器内雰囲気の水素の可燃限界以下(水素濃度がドライ条件に換算して4%以下又は酸素濃度5%以下)に維持できることを確認する必要があると考える。よって、水素燃焼については、有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。(別紙7)

(1) 過圧破損 (崩壊熱除去失敗)

本破損モードは内部事象運転時レベル1.5 PRA評価上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス, 格納容器バイパス等)にあっては, 炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており, 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

したがって, 当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損 (未臨界確保失敗)

本破損モードは内部事象運転時レベル1.5 PRA評価上の破損モードとして抽出されたが, 解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス, 格納容器バイパス等)にあっては, 炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており, 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお, 当該破損モードの格納容器破損頻度(以下「CFF」という。)(3.9×10^{-9} /炉年)の全CFFに対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって, 当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

本破損モードは内部事象運転時レベル1.5 PRA評価上の破損モードとして抽出されたが, 解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス, 格納容器バイパス等)にあっては, 炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており, 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

したがって, 当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(4) 格納容器隔離失敗 (隔離失敗)

本破損モードは事故後に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものである。格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗していることを示している。格納容器隔離失敗としては、アクセス部からの漏えい、格納容器バウンダリからの漏えい等の機械的な破損や、漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁・フランジの復旧忘れが考えられる。(別紙8)

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、BWRにおいては出力運転中に格納容器雰囲気窒素置換しており、格納容器からのリークが存在する場合は、窒素ガス圧力の低下等によって検知できると考えられる。

今回の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは、国内BWRプラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績に基づき、当該破損モードのCFF (9.4×10^{-10} /炉年、全CFFに対する寄与割合0.1%未満)を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードのCFFはさらに小さくなると推測される。

したがって、格納容器隔離失敗シーケンスについては、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(5) 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

本破損モードについては、国際的な専門家会議の工学的議論から、BWR体系の炉内FCIは格納容器破損の脅威にならないことが結論付けられている。(別紙9)

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より、PRAの知見等を踏まえ、解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが新たに追加されないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における重大事故等対処設備の有効性評価の実施に際しては格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスの選定を実施している。

評価事故シーケンス選定にあたっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件として、以下のとおり評価事故

シーケンスはP R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から当該破損モード発生の観点で厳しい評価事故シーケンスを選定することとされている。

(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）

事象進展が早く，過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。また，炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードの発生により格納容器破損に至る確率が極めて小さいことから，工学的な判断として格納容器破損頻度を0として扱っているが，評価事故シーケンスとしては当該の事象発生に至る可能性のある格納容器破損シーケンスのうち，原子炉圧力が高く維持され，原子炉減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損を生じさせるため原子炉注水に失敗するシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点から，厳しいシーケンスを選定する。BWRでは格納容器内を窒素置換しているため，酸素濃度を低く管理していることから，本事象が発生する可能性をほとんど無視できるものとして，内部事象運転時レベル1.5 P R Aの定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが，評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の格納容器内の酸素濃度が大きくなるように，水素発生量が少ないシーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損を生じさせるため原子炉注水に失敗するシーケンスを選定する。

これに基づき，内部事象運転時レベル1.5 P R Aの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法として，第一ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（P D S）を選定し，第二ステップにて選定されたP D Sの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。

2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定

内部事象運転時レベル1.5 PRAでは、内部事象運転時レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して格納容器破損に至る事故シーケンスについて定量評価を行うが、その際には格納容器内事象進展を把握するために以下に示す4種類の属性を用いて炉心損傷時のPDSを定義している。PDSの分類結果を第2-2表に示す。

- a. 格納容器破損時期
- b. 原子炉圧力
- c. 炉心損傷時期
- d. 電源有無

上記のPDSの分類に従い、格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度、PDSの占める割合を整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDSの検討を行い、評価対象とするPDSの選定を実施した。選定結果を第2-3表に示す。（別紙10）

なお、第2-2表において、格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されているTW, TC, ISLOCAについては、格納容器先行破損の事故シーケンスであることから、解釈の要求事項を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらのPDSは、第2-3表に示す評価対象とするPDSの選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果

前項で格納容器破損モードごとに選定した評価対象PDSに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い、以下の通り評価事故シーケンスの選定を実施した。結果を第2-4表及びその補足説明資料を別紙11に示す。

なお、重大事故対処設備により、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンスに至るシナリオは全て防止できるため、有効性評価においては重大事故対処設備に期待せず、「雰囲気圧力・温度による静的負荷」のシーケンスを除いた評価事故シーケンスにおいて炉心損傷に至る状況を仮定している。

また、格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの整理を実施し、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認している。（別紙5）

2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンス及び該当するPDSは以下のとおり。以下の事故シーケンスは、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。

(1.2項参照)

- ・大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗
- ・中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗*
- ・中小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗*

※これらの事故シーケンスのうち、小破断LOCAについては炉心損傷回避が可能であるが、中小破断LOCAに分類している。

2.2.1項のPDS選定では、上記のPDSを含めて格納容器破損モードごとに厳しいPDSを選定している。従って、炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等についても、今回整備した格納容器破損防止対策により、格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により格納容器破損の防止が可能な場合も考えられる。

格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場合は、可搬型設備(大容量送水ポンプ(タイプI)、電源車等)による対応や放射性物質の拡散を低減する対策(放水砲、シルトフェンス等)により敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い、事故の影響緩和を図る。

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

格納容器の状態	想定される破損モード	主に寄与するプラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	解釈で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器物理的破損	過温破損	TQUX	9.4×10^{-13}	<0.1 (<0.1)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	—
	過圧破損 (長期冷却失敗)	TQUX	1.3×10^{-9}	<0.1 (54.3)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	—
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	TW	5.5×10^{-5}	約100	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
	過圧破損 (未臨界確保失敗)	TC	3.9×10^{-9}	<0.1	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
	格納容器雰囲気気直接加熱 ^{*1}	—	—	—	高温溶融物/格納容器雰囲気直接加熱	本格納容器破損モードの発生により格納容器破損に至る確率が極めて小さいことから、工学的な判断として格納容器破損頻度を0として扱っている。
	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発 ^{*1}	—	—	—	なし	各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価 (別紙9)
	原子炉圧力容器外での水蒸気爆発	TQUX S1E	5.0×10^{-15}	<0.1 (<0.1)	原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	—
	溶融炉心・コンクリート相互作用	長期TB TQUV	1.1×10^{-10}	<0.1 (4.9)	溶融炉心・コンクリート相互作用	—
	水素燃焼 ^{*1}	—	—	—	水素燃焼	女川原子力発電所2号炉では、運転中、格納容器内を窒素ガスで置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素ガス置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。
	溶融物直接接触 ^{*1}	—	—	—	格納容器直接接触 (シエルアタック)	BWR MARK I 改良型格納容器である女川原子力発電所2号炉では構造的に発生する可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	ISLOCA	2.4×10^{-9}	<0.1	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」
格納容器隔離失敗	隔離失敗	TQUX	9.4×10^{-10}	<0.1 (40.7)	なし	格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること及び、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、本破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加不要と判断

ハッチング：内部事象運転時レベル1. 5 PRAで抽出された格納容器破損モードのうち、解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード

()：格納容器先行破損に至るシーケンスを除いた場合の寄与割合

※1：BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、女川原子力発電所2号炉では想定されないことから、定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義

PDS	PCV 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	プラント損傷時点での電源有無（電源確保）
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	直流／交流 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	直流／交流 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無 ^{※1} 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無 交流電源無
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
AE	炉心損傷後	低圧	早期	直流／交流 電源有
S1E	炉心損傷後	低圧	早期	直流／交流 電源有
S2E	炉心損傷後	高圧	早期	直流／交流 電源有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

※1：蓄電池枯渇により事象発生から8時間で原子炉隔離時冷却系が停止し、炉心損傷に至るため、プラント損傷状態では直流電源が機能喪失している。

注：ハッチングは格納容器先行破損に至る事故シーケンスであることから、解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とするPDSを示す。

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について(1/3)

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1.3E-09	TQUV	0.0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次系冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のブローダウンが起こるため、圧力上昇が厳しい。 ・また、炉心水位の低下・炉心露出が早いいため、早期のジルコニウム-水反応による大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX であり、寄与割合は約 100%であるが、LOCA と比較して圧力上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TQUX については、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) を加え、過圧への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SBO
		TQUX	100.0%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	<0.1%		
		TBP	<0.1%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	9.4E-13	TQUV	0.0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。 ・またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 【事象進展の厳しさの観点】 ・LOCA は炉心損傷に伴って発生する高温のガスが、破断口より直接格納容器に放出されるため、温度上昇が厳しい。 なお、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX、TBU 及び TBP である。TQUX の寄与割合が 97.7%と高いが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。 以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) を加え、過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SBO
		TQUX	97.7%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	1.1%		
		TBP	1.1%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について(2/3)

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	TQUV	0.0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至るシーケンスは、長期 TB, TBU, TBD, S2E 及び TQUX である。 事象初期において RCIC による冷却が有効な長期 TB と比べ、原子炉減圧までの時間余裕の観点で TBU, TBD, S2E 及び TQUX が厳しい。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU 及び S2E に PDS 選定上の有意な違いは無い。 <p>なお、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードについては、格納容器圧力と格納容器破損確率のフラジリティの設定、確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリング、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで評価している。評価の結果、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損確率は、極めて低いため、本評価においては、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」は発生しないものとしている。</p> <p>以上より、事象進展が早く、炉心損傷時の圧力が高く厳しい事故シーケンスである TQUX を代表として選定する。原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、原子炉減圧後の低圧注水機能喪失を考慮する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUX
		TQUX	0.0%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	0.0%		
		TBP	0.0%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
S2E	0.0%				
原子炉圧力容器外の溶融燃料／冷却材相互作用	5.0E-15	TQUV	0.0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI については、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペDESTALに落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI による発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きくなるが、溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きくなるのは、低圧シーケンス (TQUV, LOCA, TBP) となる。 LOCA は、一次冷却材流出を伴い発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧シーケンスより小さくなり、溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると考えられる。 また、FCI は低水温でより厳しくなるが、LOCA においては、破断水 (飽和水) がペDESTAL部に滞留することから事象は厳しくならないと考えられる。 TBP については、事象初期の RCIC による一時的な注水を考慮すると、TQUV に比べて水位低下が遅く、事象進展が遅い。 <p>なお、「原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX 及び S1E である。TQUX の寄与割合が 75.5%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。S1E の寄与割合が 22.1%と高いが、ペDESTAL部に破断水の滞留が生じると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。また、TQUV については RHR 格納容器スプレイ冷却モードによる注水ができないため、格納容器下部に冷却材がなく、冷却材中に溶融炉心が落下する事象が発生しないことから、FCI 破損モード内 CFF に対する割合は 0%となる。有効性評価においては、原子炉格納容器下部注水系 (常設) が機能し、格納容器下部に水張りを実施されることを前提とした上で、厳しい PDS として TQUV を考慮する。</p> <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	75.5%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	0.9%		
		TBP	0.9%		
		AE	0.3%		
		S1E	22.1%		
S2E	0.3%				

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について(3/3)

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しいPDS の考え方	評価対象と選定した PDS
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10	TQUV	25.7%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCIについては、過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 ・TQUVは、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がベDESTALに落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCIの観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。 ・この観点から、高圧の状態が維持されるTQUX及びTBD、TBU、長期TBは、厳しくならないことから選定対象から除外した。 ・原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象として、TQUV（TQUXにおける炉心損傷後の手動減圧を含む）、中破断LOCA（S1E）及び大破断LOCA（AE）が抽出される。 ・LOCAはベDESTALへの冷却材の流入の可能性があるため、MCCIの観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から外した。 <p>なお、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDSは、長期TB、TQUV及びTQUXである。長期TBの寄与割合が53.3%と高いが、事象進展が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。TQUXの寄与割合が13.1%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、TQUVが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	13.1%		
		長期TB	53.3%		
		TBD	4.0%		
		TBU	0.6%		
		TBP	0.4%		
		AE	<0.1%		
		S1E	2.8%		
		S2E	<0.1%		
水素燃焼	0.0E+00	—	—	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・審査ガイド3.2.3(4)b.(a)では「PRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、女川2号炉は格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮した。 <p>【事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。なお、「水素燃焼」発生の判断基準は、格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以上かつ酸素濃度が5vol%以上である。 ・酸素濃度を厳しく見積もる観点では、水素発生量が少ない（相対的に酸素濃度が大きくなる）シーケンスが厳しい。また、BWRの格納容器内における酸素の発生源は、水の放射線分解により発生する分のみであるため、これ以外の要因により酸素以外の気体が格納容器内に発生した場合、相対的に酸素濃度が低下することとなる。このため、RPV破損シーケンスにおいては、MCCIによる非凝縮性ガスの発生により酸素濃度が低下することとなる。 ・LOCAでは、炉内での蒸気の発生状況の差異から、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧シーケンスより小さく、水素発生量が小さい。 <p>以上より、AEに電源の復旧等、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくする観点から全交流動力電源喪失（SBO）を加えたPDSとする。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	AE+SBO

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について(1/2)

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シーケンス※		格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + (デブリ冷却成功) +長期冷却失敗	○	・低圧代替注水系（常設） ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 - 【事象進展の厳しさの観点】 - 【対策の有効性の観点】 格納容器過圧・過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、AEに全交流動力電源喪失を重量させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシーケンスを選定した。
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	AE+SBO	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +格納容器注水失敗	○		
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生	○	・逃がし安全弁を用いた手動操作による原子炉減圧	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 対応時間が厳しいシナリオとして、過渡事象を選定する。 【事象進展の厳しさの観点】 原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器が高圧で維持されるシーケンスを選定した。
		手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生	-		
		サポート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +DCH発生	-		
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQUV	過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	○	実ウランを用いた種々の実験から、水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至らないため、実機においても大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、解析により、圧力スパイクによる格納容器バウンダリの機能が喪失しないことを確認する。	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。 【事象進展の厳しさの観点】 SRV再閉失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による圧力上昇が厳しくなる場合においても、格納容器圧力バウンダリの健全性が維持されることを確認する観点から、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施せず、原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張が実施されていることにより、ベドスタル床面に水が存在する状態で圧力容器破損に至るシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	-		
		手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	-		
		手動停止+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	-		
		サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	-		
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> +FCI発生	-		

※○は選定した重要事故シーケンスを示す。また、各シーケンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について(2/2)

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シーケンス※		格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	○	・原子炉格納容器下部注水系(常設) (原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位の確保、かつ、溶融炉心の落下後に崩壊熱を上回る注水)	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。 【事象進展の厳しさの観点】 SRV再閉失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再閉失敗を含まないシーケンスを選定した。 【対策の有効性の観点】 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器下部注水系(常設)によるベDESTALへの水張の効果を確認するため、重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施しないものとして、ベDESTALへの水張により、ベDESTALの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至るシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	—		
		手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	—		
		手動停止+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	—		
		サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	—		
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+ <u>損傷炉心冷却失敗</u> + <u>(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗</u>	—		
水素燃焼	AE+SBO	—	—	・窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化	【事象進展の厳しさの観点】 — 【対策の有効性の観点】 水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点から、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化の効果を確認するため、水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなるシーケンスを選定した。また、原子炉格納容器フィルタベント系により酸素/水素混合ガスを原子炉格納容器外に排出し、事象収束することを想定したシーケンスを選定した。

※○は選定した重要事故シーケンスを示す。また、各シーケンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈2-1(b)の格納容器破損モード)

<個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)>

- ・内部事象
- ・外部事象(適用可能なもの)
→現段階で適用可能なものはないと判断

<格納容器破損モード及び破損モードごとの
格納容器破損頻度算出結果>

想定される破損モード	主に寄与する プラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
過温破損	TQUX	9.4×10^{-12}	<0.1 (<0.1)
過圧破損 (長期冷却失敗)	TQUX	1.3×10^{-9}	<0.1 (54.3)
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	TW	5.5×10^{-5}	約100
過圧破損 (未臨界確保失敗)	TC	3.9×10^{-9}	<0.1

※1 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、女川原子力発電所2号炉では、運転中、格納容器内を窒素ガスで置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素ガス置換及び原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器内の気体の環境中への排出の有効性を確認する視点で有効性評価の対象とする。

※2 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、女川原子力発電所2号炉では、格納容器の構造上発生する可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。

※3 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器破損に至る可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。

必ず想定する格納容器破損モード
(解釈2-1(a)の格納容器破損モード)

解釈2-1(a)を適用するもの

- ・雰囲気圧力・温度による静的負荷
(格納容器過圧・過温破損)
→過温破損, 過圧破損(長期冷却失敗)
- ・高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
→格納容器雰囲気直接加熱
- ・原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
- ・水素燃焼※1
→水素燃焼
- ・溶融炉心・コンクリート相互作用
→溶融炉心・コンクリート相互作用

解釈2-1(a)の適用を除外したもの

- ・格納容器直接接触(シェルアタック)
→溶融物直接接触※2

解釈2-1(a)以外の格納容器破損モード

- ・過圧破損(未臨界確保失敗)
- ・過圧破損(崩壊熱除去失敗)
- ・インターフェイスシステムLOCA
- ・原子炉圧力容器内での水蒸気爆発※3
- ・格納容器隔離失敗

事象の特徴、頻度等を考慮し、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスへの追加は不要と判断

<評価事故シーケンスの選定>

1. 格納容器破損モードの発生の観点で厳しいプラント損傷状態(PDS)を選定
2. 選定されたPDSに属する事故シーケンスから格納容器破損モードの発生の観点で厳しいシーケンスを評価事故シーケンスとして選定

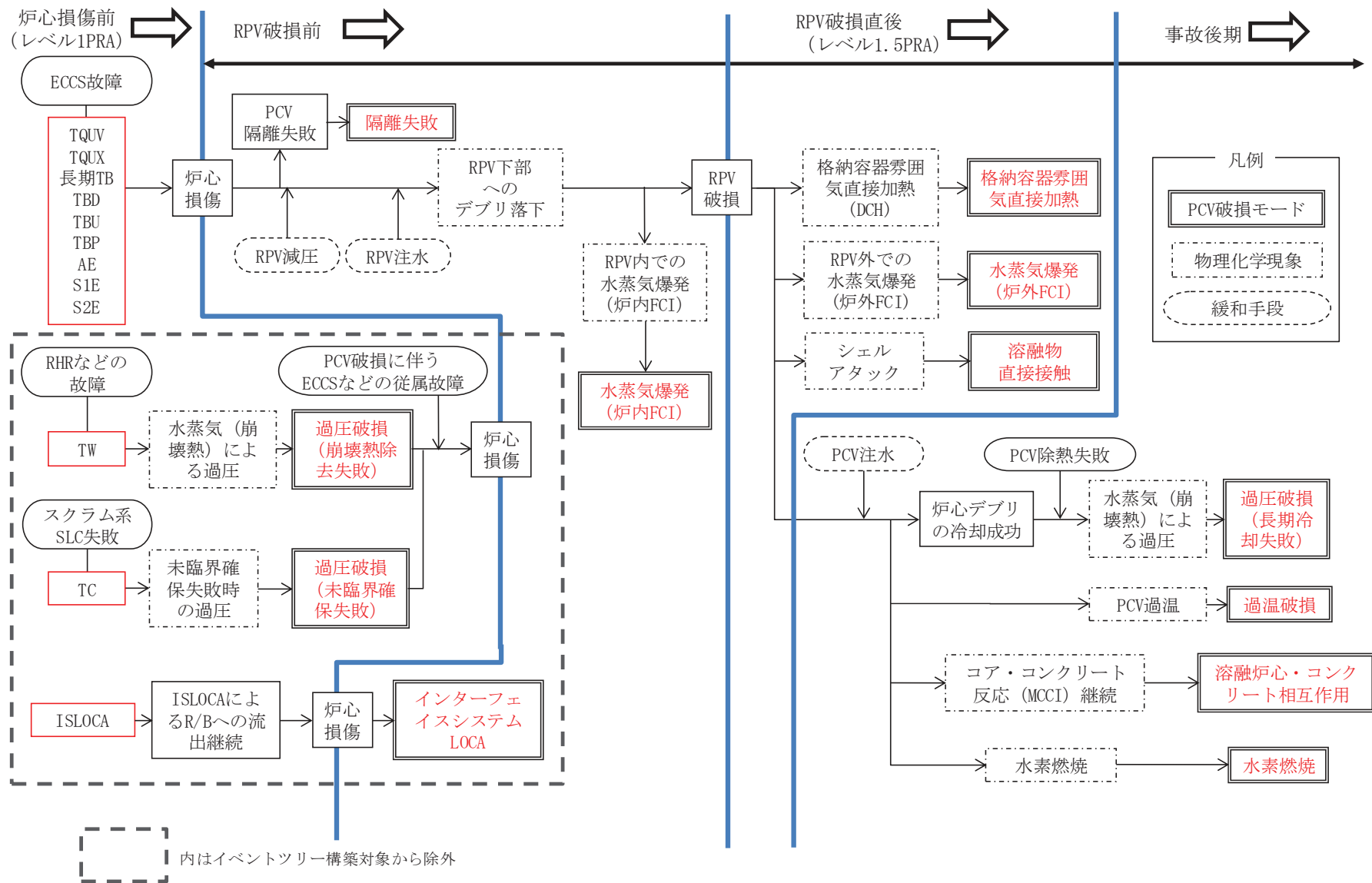
格納容器破損防止対策の
有効性評価へ

<炉心損傷防止対策を図るシーケンス
の確認>

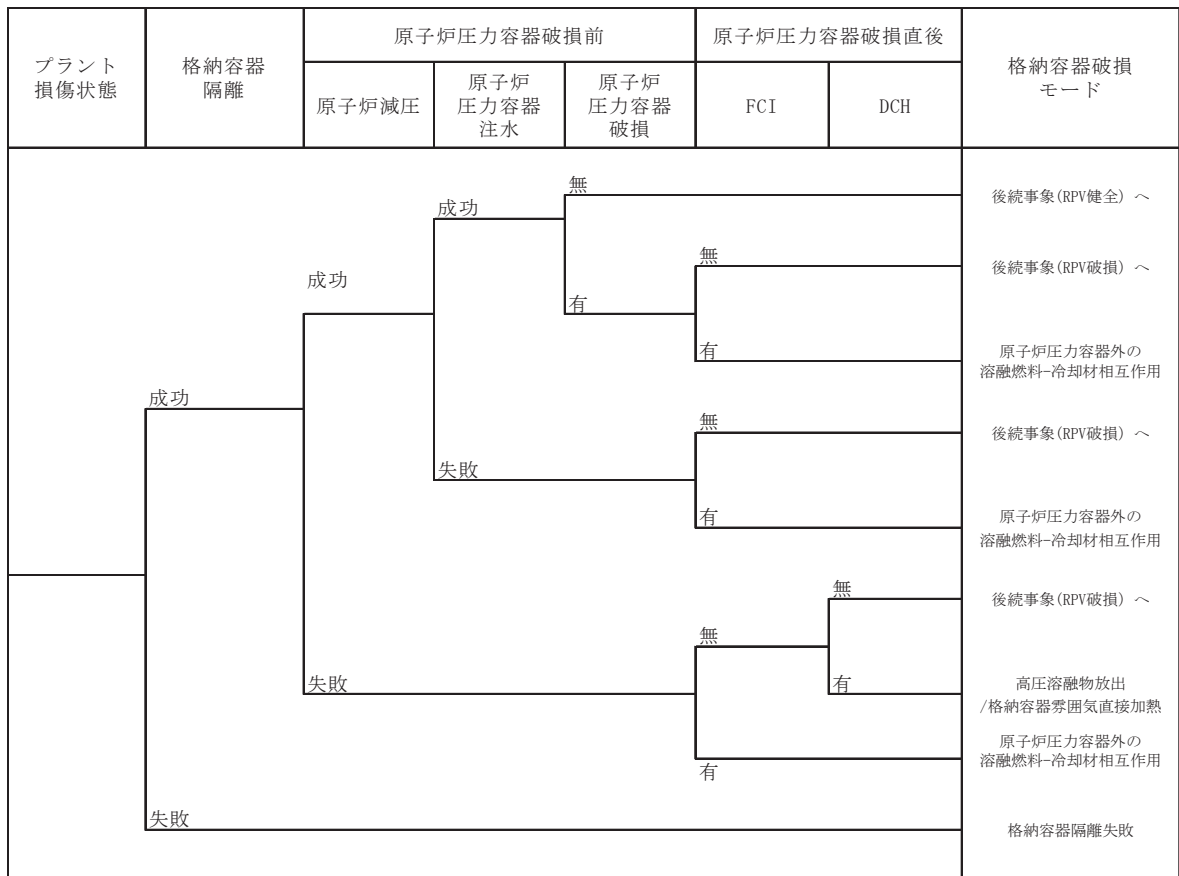
炉心損傷後の格納容器機能に期待できないため、解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認

炉心損傷防止対策の有効性評価へ

第2-1図 格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



第2-2図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



DCH：格納容器雰囲気直接加熱

FCI：原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

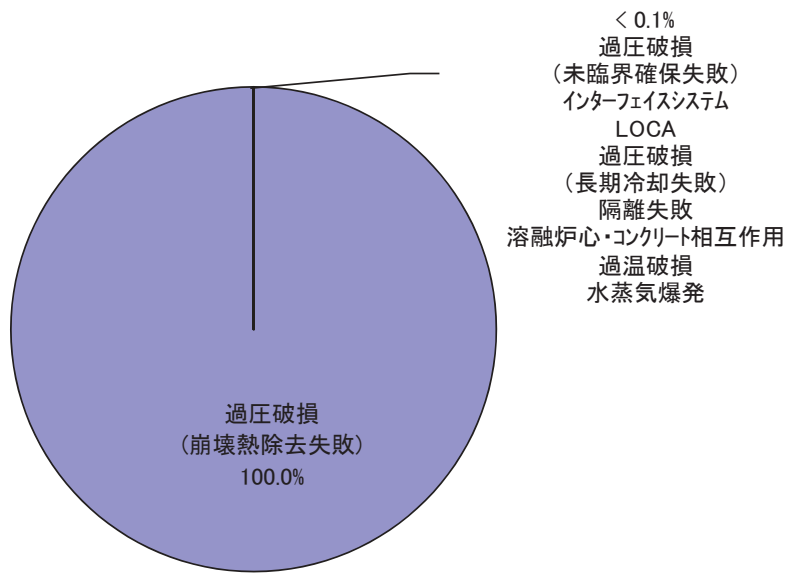
第2-3図 格納容器イベントツリー(1/2)

事故後期			格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器健全)	格納容器注水 (ドライウエル)	長期冷却	
	成功	成功	原子炉圧力容器内で事故収束 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
		失敗	
	失敗	成功	原子炉圧力容器内で事故収束 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
		失敗	

事故後期					格納容器破損モード
後続事象 (原子炉圧力容器破損)	格納容器注水 (ドライウエル)	F C I	デブリ冷却	長期冷却	
	成功	無	成功	成功	格納容器内で事故収束 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
			失敗	失敗	
	失敗	有	成功	成功	原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相互作用
			失敗	失敗	

FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第2-3図 格納容器イベントツリー(2/2)



格納容器破損頻度 : 5.5×10^{-5} / 炉年

第2-4図 内部事象運転時レベル1. 5 P R Aの定量化結果
(格納容器破損モード別の寄与割合)

3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第3-1図に示すとおりであり、本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象停止時レベル1 P R A及びP R Aを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスグループについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加は不要とした。
- ③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに、審査ガイドに記載の観点（余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの停止時に関するP R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

これを踏まえ、女川2号炉を対象に内部事象停止時レベル1 P R Aの知見等を活用して、運転停止中事故シーケンスグループの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同

様に、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の設置変更許可申請での位置付けを考慮し、従来より整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的な条件でP R Aモデルを構築し内部事象停止時レベル1 P R A評価を実施した。

3.1.1 炉心損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

- ・ 運転中の設備や待機・待機除外状態にある設備が工程とともに変化する。
- ・ 原子炉内の保有水量が工程とともに変化する。
- ・ 炉心の崩壊熱が時間の経過とともに減少する。

このため、プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー（水位）、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第3-2図に示す。また、P O Sごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第3-3図に示す。

内部事象停止時レベル1 P R Aにおいては、原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において炉心損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイアグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第3-4図のイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。抽出した起因事象と発生頻度を第3-1表に示す。

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理し、審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に、燃料損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3-2表に示す。起因事象別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3-5図に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3-6図に示す。

<選定した起因事象>

a. 崩壊熱除去機能喪失（RHRフロントライン系/サポート系機能喪失）

崩壊熱除去機能に関わる弁、ポンプ等の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象。

b. 外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内電源（非常用ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

c. 原子炉冷却材流出

配管破断又は運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

なお、反応度の誤投入については、以下の理由から起因事象から除外した。

- ・プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも1体ごとにしか行うことができない。
- ・万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至ることはない。
- ・近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生は防止されている。（同事象発生確率：約 /回）

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理するとともに、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行った（第3-1表参照）。

その結果、解釈で想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、3.1で抽出した3つの運転停止中事故シーケンスグループに、必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループである「反応度の誤投入」を追加した4つのグループについて重要事故シーケンスの選定を実施した。

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

重要事故シーケンス選定にあたっては、以下に示す審査ガイドに記載の3つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定にあたっての具体的な検討内容を以下に示す（第3-3表参照）。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。
- 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 余裕時間

崩壊熱が高く、余裕時間や必要な注水量の観点で厳しくなる事故シーケンスを

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

選定している（第3-4表参照）。なお、原子炉冷却材の流出量に対して、対策の余裕時間は比較的長いとした。

⇒該当シーケンスを第3-3表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

b. 設備容量

炉心損傷防止対策に必要となる設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒該当シーケンスを第3-2表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

c. 代表シーケンス

第3-1表の事故シーケンスの炉心損傷頻度を比較し、事故シーケンスグループ内で支配的となるものとそうでないものに分類した。

⇒該当シーケンスを第3-2表中に影響度の観点で「高」，「中」，「低」で整理

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

(1) 崩壊熱除去機能喪失

①事故シーケンス

- ・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

②選定理由

崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シーケンスについては、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、着眼点aおよび着眼点bは「中」とした。一方、代表性の観点から、事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンスである「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

なお、対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止1日後に、崩壊熱除去機能が喪失する事象を選定した。

③選定結果

- ・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・待機中RHR（LPCIモード）

(2) 全交流動力電源喪失

①事故シーケンス

- ・外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・外部電源喪失＋直流電源喪失

- ・外部電源喪失＋交流電源喪失

②選定理由

崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シーケンスについては、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、着眼点aおよび着眼点bは「中」とし、HPCS失敗を含まないシーケンスはPOS-Sを含まず、崩壊熱量は最大でもPOS-Sの約半分であるため「低」とした。

着眼点aおよび着眼点bの結果から「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」および「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について「中」が同数となったが、代表性の観点から炉心損傷頻度が高い「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却」を重要事故シーケンスとして選定した。

③選定結果

- ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・低圧代替注水系（常設）
- ・常設代替交流電源設備

(3) 原子炉冷却材の流出

①事故シーケンス

- ・原子炉冷却材の流出（RHR切替時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・原子炉冷却材の流出（CUWブロー時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・原子炉冷却材の流出（CRD交換時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ・原子炉冷却材の流出（LPRM交換時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

②選定理由

緩和措置の実施に必要な時間はいずれのシーケンスにおいても同程度であることから、「中」とした。原子炉冷却材の流出流量が大きい「CRD交換時の冷却材流出」は、約701m³/hの冷却材流出量であり、ECCSによる注水が必要であることから、設備容量の観点で、「中」とした。また、その他の事故シーケンスについては、「低」とした。事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンスの炉心損傷頻度に対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。

③選定結果

- ・原子炉冷却材の流出（RHR切替時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
- ④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）
 - ・待機中RHR（LPCIモード）

(4) 反応度の誤投入

①事故シーケンス

- ・制御棒の誤引き抜き

②選定理由

代表性の観点から、停止中に実施される複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故を想定する。

③選定結果

- ・制御棒の誤引き抜き

④炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・起動領域モニタの原子炉周期短信号によるスクラム

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、燃料損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している。（別紙5）

第3-1表 内部事象停止時レベル1 P R Aにおける起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度	説明
RHRフロントライン系 機能喪失	5.7×10^{-5} / 日	プラント停止時の主要な除熱設備であるRHR(SHCモードで運転中の系統)が故障した場合の除熱失敗を想定。
RHRサポート系 機能喪失	7.1×10^{-6} / 日	RHRを待機設備として代替除熱設備(FPC, CUW)にて除熱する場合もあるため、これら設備の故障による除熱失敗を想定。
外部電源喪失	2.6×10^{-5} / 日	送電系統のトラブルにより駆動電源を喪失を除熱設備が運転停止する場合を想定。
RHR切替時のLOCA	2.4×10^{-4} / 回	RHRの切替, CRDの交換, LPRMの交換の際に作業又は操作誤り等により、冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外に漏えいする可能性があるため、各々を起因事象として選定。POS-B1およびPOS-B2において生じる作業。
CRD交換時のLOCA	5.5×10^{-6} / 定期検査	
LPRM交換時のLOCA	3.3×10^{-6} / 定期検査	
CUWブロー時のLOCA	8.1×10^{-5} / 回	原子炉ウェル満水状態から通常水位へ水位を下げる際には、CUWによる原子炉圧力容器の冷却材のブローが実施され、冷却材が系外である液体廃棄物処理系のLCW収集槽に移送される。CUWブローを終了させることを忘れた場合、燃料が露出する可能性があるため、起因事象として選定。POS-C1およびPOS-Dにおいて生じる作業。

第3-2表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンス		シーケンス No.	シーケンス別 CDF (/定期検査)	炉心損傷に 至る主要因	グループ別 CDF (/定期検査)	全CDF への 寄与割合	運転停止中事 故シーケンス グループ	備考
1	崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(1)	9.0×10^{-7}	崩壊熱の 除去に失敗	9.3×10^{-7}	94.8%	崩壊熱除去 機能喪失	全炉心損 傷頻度の 100%を燃 料損傷防 止対策に てカバー
	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(2)	3.2×10^{-8}					
2	外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(3)	2.2×10^{-13}	サポート機能 (電源機能) の喪失	5.1×10^{-8}	5.1%	全交流動力 電源喪失	
	外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(4)	1.7×10^{-12}					
	外部電源喪失+直流電源喪失	(5)	3.5×10^{-8}					
	外部電源喪失+交流電源喪失	(6)	1.6×10^{-8}					
3	原子炉冷却材の流出(RHR切替時の冷却材流出)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(7)	1.7×10^{-10} (1.7×10^{-10} /回)	原子炉冷却材 の喪失	3.5×10^{-10}	<0.1%	原子炉冷却材 の流出	
	原子炉冷却材の流出(CUWブロー時の冷却材流出)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(8)	1.7×10^{-10} (5.7×10^{-11} /回)					
	原子炉冷却材の流出(CRD交換時の冷却材流出)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(9)	4.0×10^{-12} (4.0×10^{-12} /回)					
	原子炉冷却材の流出(LPRM交換時の冷却材流出)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	(10)	2.3×10^{-12} (2.3×10^{-12} /回)					
合計			9.8×10^{-7}	—	9.8×10^{-7}	100.0%	—	

第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について（1/3）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)		重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）			選定した重要事故シーケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	—※1	中	中	高	<p><a, bの観点> 崩壊熱の高いPOS-Sを含む可能性のある事故シーケンスについては、最大で約20.8MWtの崩壊熱を除去する必要があり、余裕時間や必要な注水量の観点で比較的厳しくなると考えられることから、「中」と設定した。</p> <p><cの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p> <p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】 ・②「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、対応する時間余裕については、①の事故シーケンスと同等である。外部電源喪失を起因とするシーケンスについては、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において評価する。</p>
		原子炉への注水機能	・待機中RHR(LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設)				
	◎ ②外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備				
		崩壊熱除去機能※1	—※1				
		原子炉への注水機能	・待機中RHR(LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設)				
		崩壊熱除去機能※1	—※1				

※1 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施する事で燃料損傷を防止できる。
(原子炉建屋（原子炉開放時）や格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃がすことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する）

第3-3表 重要事故シナシケンス（運轉停止中）の選定について（2/3）

事故シナシケンスグループ	事故シナシケンス (◎は選定した重要事故シナシケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)		重要事故シナシケンスの選定の考え方(審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シナシケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a	b	c	
全交流動力 電源喪失	①外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水, 崩壊熱除去に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	中	中	低	<p>【重要事故シナシケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より, ①と②の事故シナシケンスがともに「中」の数と同じであるが, cの観点から相対的に②の方が①より頻度が高いことから, ②「<u>外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」を重要事故シナシケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナシケンスの扱い】 ・①③については, 選定したシナシケンスにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで重要事故シナシケンスに包絡されると考えられる。</p>
		原子炉への注水, 崩壊熱除去に必要な直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・可搬型代替直流電源設備				
		崩壊熱除去機能 ^{※1}	・原子炉補機代替冷却水系				
		原子炉への注水機能	・ <u>低圧代替注水系(常設)</u> ・大容量送水ポンプ(タイプI)				
	◎ ②外部電源喪失 + 交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	中	中	低	
		崩壊熱除去機能 ^{※1}	・原子炉補機代替冷却水系				
		原子炉への注水機能	・ <u>低圧代替注水系(常設)</u> ・大容量送水ポンプ(タイプI)				
	③外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水, 崩壊熱除去に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	高	
		原子炉への注水, 崩壊熱除去に必要な直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・可搬型代替直流電源設備				
		崩壊熱除去機能 ^{※1}	・原子炉補機代替冷却水系				
		原子炉への注水機能	・ <u>低圧代替注水系(常設)</u> ・大容量送水ポンプ(タイプI)				
	④外部電源喪失 + 交流電源喪失	原子炉への注水, 崩壊熱除去に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	中	
		崩壊熱除去機能 ^{※1}	・原子炉補機代替冷却水系				
		原子炉への注水機能	・ <u>低圧代替注水系(常設)</u> ・大容量送水ポンプ(タイプI)				

※1 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても, 原子炉注水を実施する事で燃料損傷を防止できる。
(原子炉建屋(原子炉開放時)や格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃がすことで燃料損傷を防止し, その後長期的な安定状態の確保の為に残留熱除去系等を復旧する)

第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について（3/3）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)		重要事故シーケンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シーケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a	b	c	
原子炉冷却材の流出	◎ ①原子炉冷却材の流出 (RHR切替時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中RHR (LPCIモード)	中	低	高	<aの観点> 緩和措置の実施に必要な時間はいずれのシーケンスにおいても同程度であることから、「中」とした。
	②原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	低	中	<bの観点> 原子炉冷却材の流出流量が大きい「CRD交換時の冷却材流出」は、約701m ³ /hの冷却材流出量であり、ECCSによる注水が必要であることから、設備容量の観点で、「中」とした。また、その他の事故シーケンスについては、「低」とした。
	③原子炉冷却材の流出 (CRD交換時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	中	低	<cの観点 (1事象発生当たりの頻度)> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。
	④原子炉冷却材の流出 (LPRM交換時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	低	低	
反応度の誤投入	◎ ①制御棒の誤引き抜き	安全保護系及び原子炉停止機能	・起動領域モニタの原子炉周期短信号によるスクラム	-	-	-	<a, bの観点> 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり、「-」とした。 <cの観点> PRAにおいて選定していない起因事象による事故シーケンスであるため、「-」とした。

【重要事故シーケンスの選定】
着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」が多いことから、
①「原子炉冷却材の流出 (RHR切替時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」
を重要事故シーケンスとして選定した。

【重要性が高く評価されている事故シーケンスの扱い】
・②「原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、CDFが比較的大きいものの、冷却材流出発生時には、ブロー水の排水先のRW設備の運転員による異常の認知にも期待でき、認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。
・③「原子炉冷却材の流出 (CRD交換時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、必要な設備容量が大きいものの、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と流出発生個所が同一であるため認知は容易であると考えられるため、選定から除外した。

①「制御棒の誤引き抜き」を重要事故シーケンスとして選定

代表性の観点から、停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定した。

第3-4表 炉心損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間(h)
S	4
A1	6
A2	9
B1	81
B2	153
C1	35
C2	42
D	43

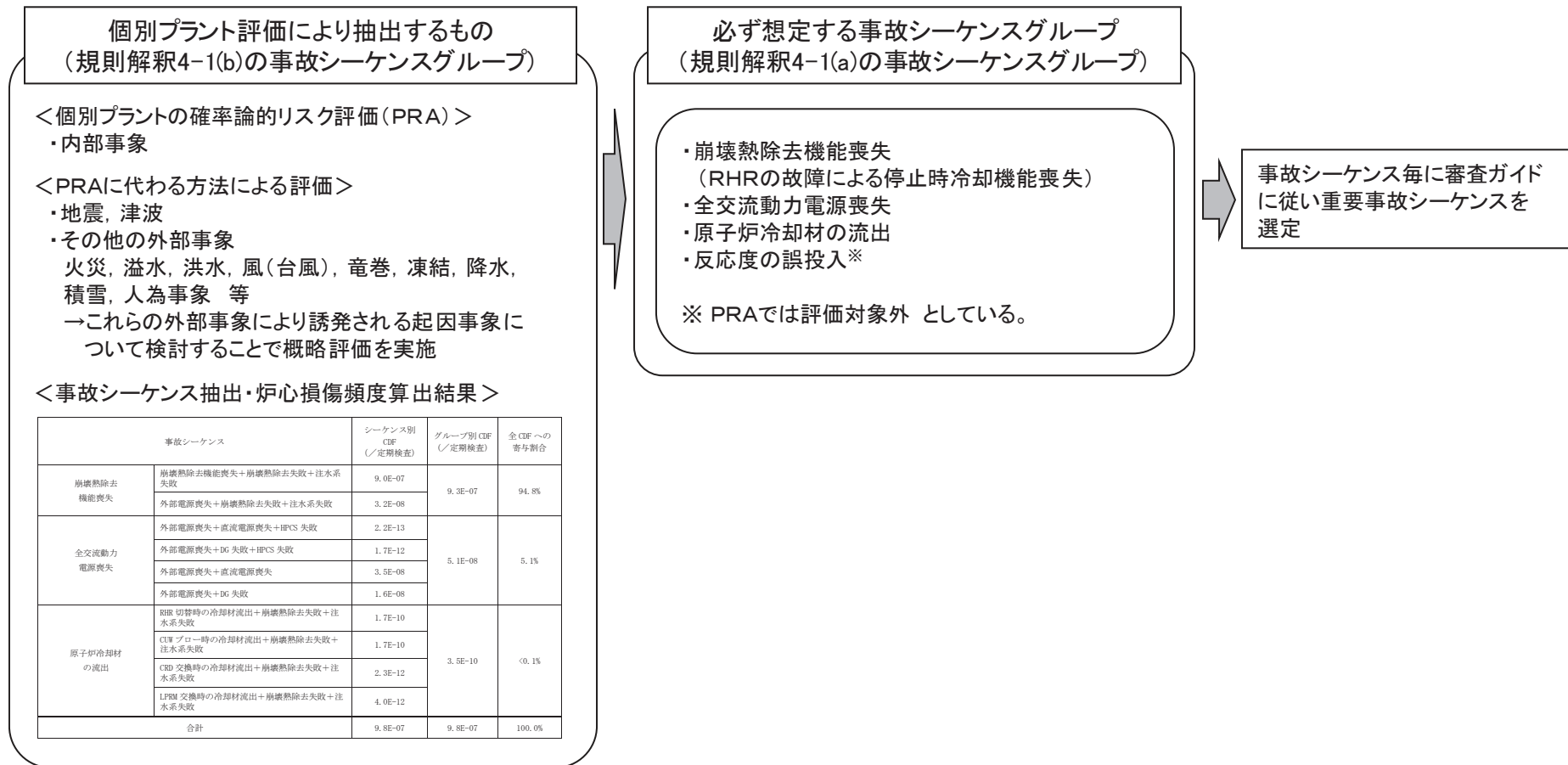
(b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

冷却材流出事象	CRD 点検	LPRM 点検	RHR 切替	CUW ブロー
POS	B1	B1	B2	C1, D
炉心損傷に至る 流出量(m ³)				
冷却材流出量 (m ³ /h)				
炉心損傷までの 余裕時間(h)				

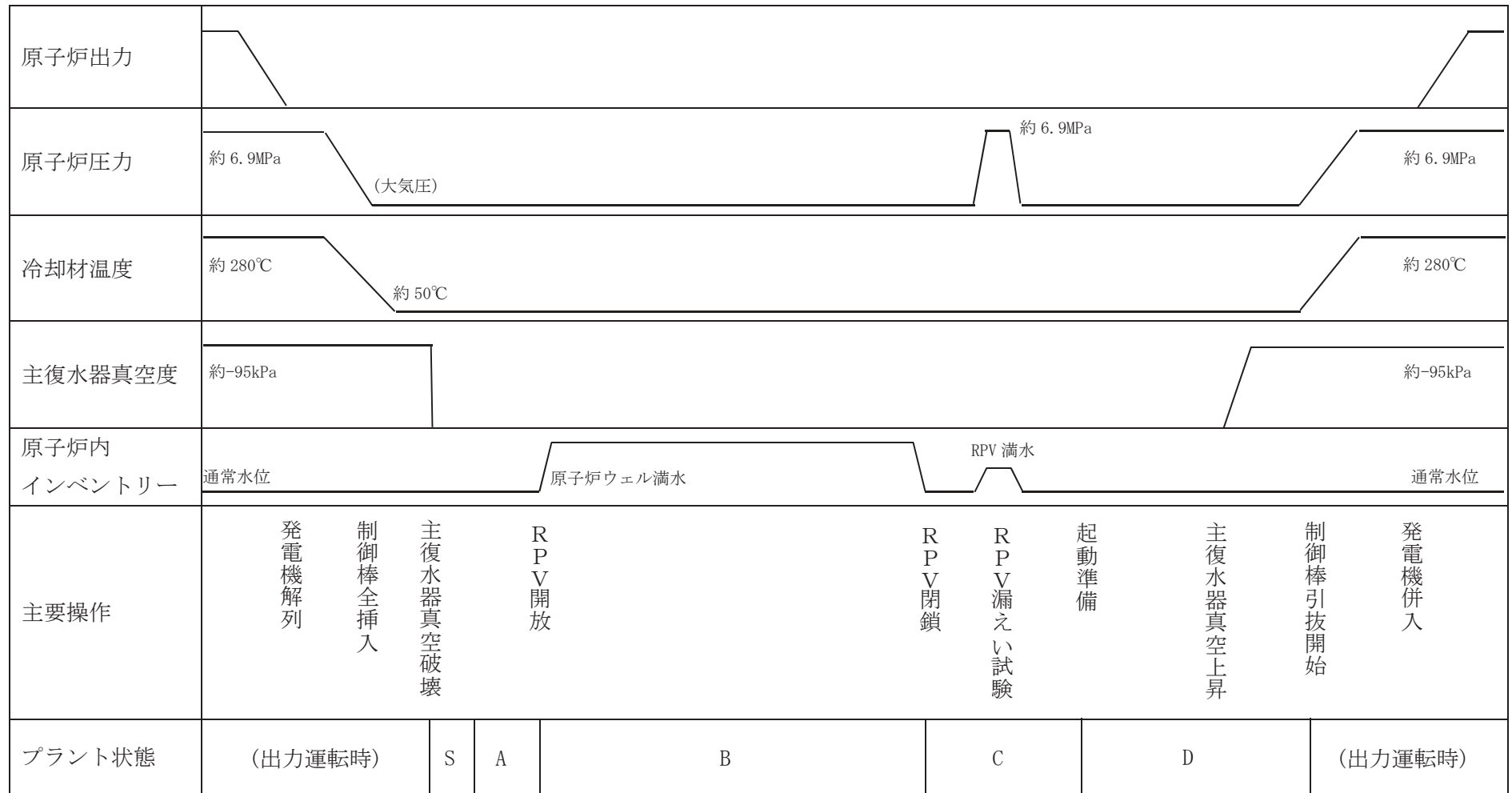
※1 CRD 口径(m)が破断した場合を想定

※2 LPRM口径(m)が破断した場合を想定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



第3-2図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

累積日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類		S	A1	A2	B1																B2					C1										C2		D										
日数		1	2	2	16																5					13										2		6										
定期検査主要工程		原子炉開放			燃料移動	LPRM取替			CRD点検			燃料装荷			炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧			RPV漏洩試験	PCV復旧			PCV漏洩試験	起動前試験			系統構成																	
代表水位		通常水位			原子炉ウエル満水																通常水位																											
崩壊熱除去	RHR-A	■																										■																				
	RHR-B	■																			■																											
炉心注水	RCIC																																															
	HPCS	■																													■																	
	LPCI-A	■																													■																	
	LPCI-B	■																			■																											
	LPCI-C	■																													■																	
	LPCS	■																													■																	
	MUWC(ポンプA)	■																													■																	
	MUWC(ポンプB)	■																			■																											
	MUWC(ポンプC)	■																			■																											
サポート系	RCW/RSW-A	■																										■																				
	RCW/RSW-B	■																			■																											
	HPCW/HPSW	■																													■																	
	DG-A	■			■																										■																	
	DG-B	■																			■										■																	
	DG(HPCS)	■																													■																	

■ : 運転中 □ : 待機状態

第3-3図 POSの分類及び定期検査工程

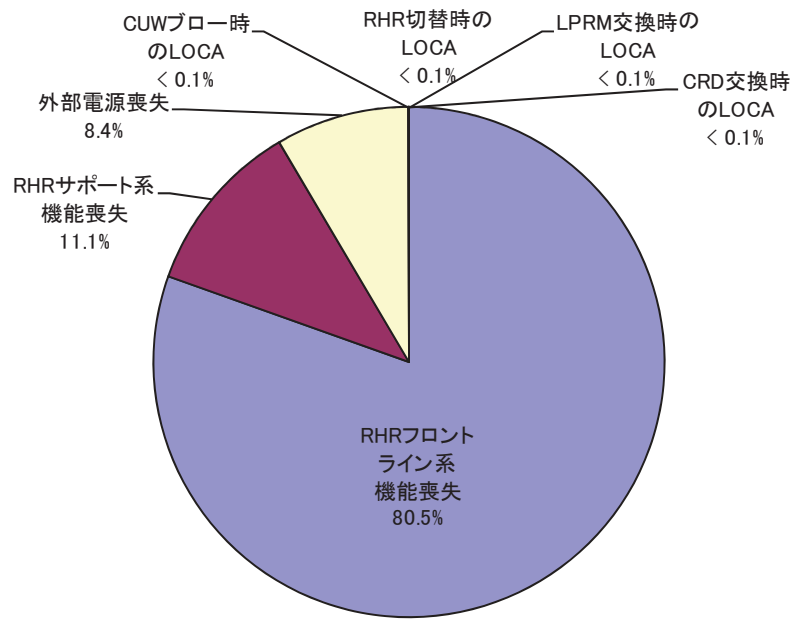
外部電源喪失	直流電源 (区分 I, II)	交流電源 ^{※1} (区分 I, II)	崩壊熱除去・ 炉心冷却 ^{※2,3}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
				炉心損傷なし	(2)
				崩壊熱除去機能喪失	
				炉心損傷なし	(4), (6) ^{※7}
				全交流動力電源喪失	
				炉心損傷なし	(3), (5) ^{※7}
				全交流動力電源喪失	

崩壊熱除去機能喪失 ^{※4}	崩壊熱除去・炉心冷却 ^{※2}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
		炉心損傷なし	(1)
		崩壊熱除去機能喪失	

原子炉冷却材の流出 ^{※5}	崩壊熱除去・炉心冷却 ^{※6}	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
		炉心損傷なし	(7), (8), (9), (10)
		原子炉冷却材の流出	

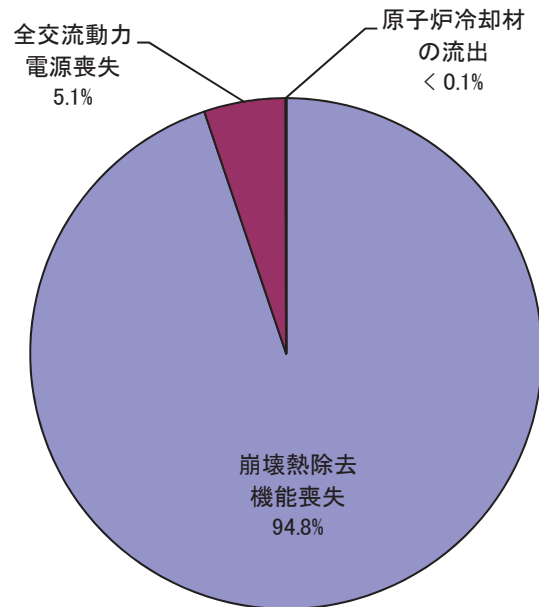
- ※1 D/G-A, Bが機能喪失し、かつ外部電源復旧等に失敗するかどうかを示すヘディング
 ※2 除熱機能(RHR)及び注水機能(HPCS, LPCS, LPCI, MUWC)の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
 ※3 直流電源喪失時または全交流動力電源喪失時において、RHR, LPCS, LPCIおよびMUWCの除熱・注水機能は期待できないが、HPCSは直流電源、交流電源ともに区分Ⅲであるため、その機能に期待できる。
 ※4 RHRフロントライン・サポート系機能喪失
 ※5 RHR切替時、CUWブロー時、CRD交換時、LPRM交換時の冷却材流出の4つの起因事象を含む
 ※6 事象を認知し、注水に成功するかどうかを示すヘディング(除熱機能(RHR)には期待しない)
 ※7 HPCS待機除外のシーケンス

第3-4図 内部事象停止時レベル1 P R A イベントツリー



第3-5図 起因事象別の寄与割合

全炉心損傷頻度 : 9.8×10^{-7} (／定期検査)



第3-6図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

4 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活用したPRAの実施プロセスについて

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際して適用可能としたPRAの実施に際しては、一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に評価を実施した。

今回のPRAについて、評価プロセスの確認及び更なる品質向上を目的とし、一般社団法人 日本原子力学会の実施基準への対応状況及びPRAの手法の妥当性について、海外のレビューを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお、本ピアレビューでは、第三者機関から発行されている「PSAピアレビューガイドライン」(平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会)を参考にした。その結果、今回実施したPRAにおいて、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結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。(別紙12)

また、各PRAについて、「PRAの説明における参照事項」(平成25年9月原子力規制庁)への対応状況を確認した。(別紙13)

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における
外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループ等の選定に際しては、「実用発電用原子炉およびその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（以下、「解釈」という。）に「個別プラントの内部事象に関する P R A および外部事象に関する P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

本設置変更許可申請においては，外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあるものとして地震，津波のレベル 1 P R A を対象に実施した。火災，溢水及びその他外部事象については，P R A 手法の確立に向けた検討を実施中であり，現時点では適用可能な段階ではないが，これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ選定への影響について検討及び整理した内容を以下に示す。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に係る検討（レベル 1 P R A）

1.1 内部火災，内部溢水の影響

外部事象のうち，内部火災，内部溢水のレベル 1 P R A については，日本原子力学会標準（以下，「学会標準」という）が発行され，これらの検討内容を踏まえて想定される代表的な起因事象を整理した結果を表 1-1 に示す。

表 1-1 内部火災，内部溢水により発生する代表的な起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
非隔離事象	内部火災・内部溢水によるタービン廻り設備の機能喪失
隔離事象	内部火災・内部溢水による循環水ポンプ等の機能喪失によって主復水器真空度低
全給水喪失	内部火災・内部溢水による給復水ポンプ等の機能喪失
外部電源喪失	内部火災・内部溢水による常用母線等の機能喪失
S/R 弁誤開放	内部火災によるケーブル内の短絡による S/R 弁制御回路の誤動作
手動停止	内部火災・内部溢水による待機系設備の機能喪失（プラント自動停止に至らないケース）

表 1-1 で抽出された起因事象は屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性を有するが，これらは同機器の故障・誤操作を想定する

内部事象運転時レベル1 P R Aから得られる起因事象に含まれている。

内部火災、内部溢水の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性もあるが、設計基準対象施設により波及拡大に起因する広範囲における重畳的な事象発生を防止できることを考えると、定量化に際しては別途評価が必要であるものの、これらは内部事象運転時レベル1 P R Aから得られる事故シーケンスと同様の事象になるものと推定される。

1.2 その他外部事象の影響

その他外部事象としては、解釈第6条第2項に自然現象として、第8項に人為事象として具体的に以下が記載されている。

<自然現象>

敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるもの。

<人為現象>

敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダム の崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等。

これらの外部事象に対して、原子力発電所における安全施設の大部分は、外殻となる建屋または構築物等により防護されると考えられるため、屋外に設置された設備への影響を主要な検討対象とする。検討結果を表1-2、表1-3及び添付資料-1に示す。

炉心損傷に至る可能性のある建屋外部の設備の機能喪失としては海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、これらはいずれも今回P R A実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

また、火山の影響では降下火砕物、森林火災ではばい煙の建屋開口部からの取り込みによる換気空調系機能への影響等は新たに考慮すべき可能性があるものと考えられるが、原子炉補機冷却機能喪失、全交流動力電源喪失発生時には同時に換気空調系機能喪失が想定されており、これらで想定される事故シーケンスと類似した事象になるものと推定される。

自然現象の重畳を考慮した場合でも、建屋外部に設置された設備への影響が個々の自然現象による影響に包絡されるか、又は、影響の程度が変わるのみであり、起因事象としては変わらないことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

人為事象についても、原子炉施設へ与える影響について評価した。評価対象事象のうち、飛来物（航空機落下）については、発生確率が十分に低いと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも大規模損壊対策による影響緩和が可能である。

その他の人為事象については、女川原子力発電所の敷地及び敷地周辺の地域特性を考慮すると発生のおそれはないと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも自然現象と同様に、建屋外部に設置された設備への影響を考慮すれば良いことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

なお、今回定性的な評価とした各PRAや地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたPRAについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

2. 格納容器破損モード選定に係る検討（レベル1.5 PRA）

外部事象レベル1.5 PRAについては、地震PRAのみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的なPRA手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないため、「それに代わる方法」として、以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震特有の影響としては建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の格納容器破損への影響が想定されるが、地震動により建物が大規模に損壊するような場合に考えられる格納容器破損モードは、直接的な格納容器の閉じ込め機能喪失と考えられることから、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと推定される（添付資料-2参照）。

2.2 津波の影響

津波特有の影響として建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、格納容器及び内部構造物が直接破損することは想定し難く、格納容器破損モードの追加は必要ないものとする。

2.3 内部火災・内部溢水の影響

1.1 に示したレベル1 PRAにおける発生可能性のある起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象運転時レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推定しており、格納容器及び内部構造物が直接破損することも想定し難いことから、炉心損傷後の格納容器内物理現象についても内部事象運転時レベル1.5 PRAで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないものとする。

2.4 その他外部事象の影響

1.2 に示したレベル1 PRAにおける検討からも、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象運転時レベル1 PRAに追加すべきものは発生しないものと推

定しており、炉心損傷後の格納容器内物理現象についても内部事象運転時レベル 1.5 PRA で想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないと考える。

3. 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に係る検討

停止時レベル 1 PRA については、地震、津波、内部火災、内部溢水及びその他外部事象に関するレベル 1 PRA の標準的な PRA 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況にない。このため、出力運転時の地震、津波レベル 1 PRA の評価結果、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象に関する整理、図 1-1 に示す内部事象停止時レベル 1 PRA のマスターロジックダイアグラムを参考に、地震、津波、内部火災、内部溢水及びその他外部事象によって発生する起因事象を以下の通り定性的に分析し、起因事象の抽出結果を表 1-4 にまとめた。

さらに、抽出した起因事象をもとに、内部事象停止時レベル 1 PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無を確認した。

3.1 出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異

運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては、出力運転時を対象に実施した整理を参考に評価を行ったが、評価に当たってはその前提として、出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異を把握することが重要と考え、その整理を行った。整理にあたり、一般的な出力運転時と運転停止中の違いとして以下の観点に着目し、それぞれについて事故シーケンスグループの抽出において、考慮が必要であるか確認した。

- ・崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力

運転停止中の崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力は出力運転時と比べ、小さくなるため、事象進展は緩やかになるが、事故シーケンスグループの抽出においては影響しない。

- ・燃料損傷防止に必要となる機能

運転停止中の燃料損傷防止に必要となる機能は、出力運転時と異なり、原子炉停止機能、高圧注水機能等が不要となる。そのため、事故シーケンスグループの抽出においてはこれらの差異について考慮する必要がある。

- ・原子炉水位，原子炉圧力容器・格納容器の状態

原子炉水位の変化は時間余裕へ影響するものの、事故シーケンスグループ抽出には影響しない。

運転停止中は原子炉压力容器・格納容器が開放されている状態も考えられるが、これらの状態に依らず、運転停止中の必要な機能は変化しないため、事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

- ・緩和設備・サポート系設備の状態

運転停止中において、一部の緩和設備及びサポート系設備の点検又は試験によりその機能に期待できない状態も想定される。ただし、期待できる設備は少なくなるものの、必要な機能は保安規定により担保されるものであり、また既に内部事象停止時レベル1 P R Aでこれら設備の点検又は試験により機能に期待できないことは考慮されている。そのため、本観点は事故シーケンスグループの抽出において考慮不要である。

- ・停止時特有の作業の影響

運転停止中において、出力運転時と異なり、点検作業等に伴う開口箇所の発生など現場の状態が異なることが考えられる。そのため、事故シーケンスグループの抽出においては、これらの差異について考慮する必要がある。

以上より、運転停止中における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの抽出においては、出力運転時を対象に実施した整理を参考にする際は「燃料損傷防止に必要となる機能」、「停止時特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

3.2 地震の影響

個々の機器が地震を受けた際に損傷する可能性は運転時と停止時で異なるものではないが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり、停止時には、燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり、フロント系としては残留熱除去系、サポート系としては原子炉補機冷却系及び外部電源が該当する。

地震により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し、また、碍子、所内電源設備等の送受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生する。これらの起因事象が発生した場合、屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て燃料損傷に至る可能性があるが、事故シーケンスは、同機器のランダム故障・誤操作を想定する内部事象運転停止時レベル1PRAにて抽出されたものに含まれる。

地震特有の事象として、原子炉建屋損傷、制御建屋損傷、格納容器損傷、压力容器損傷、E-L O C A、計測・制御系喪失、制御建屋空調系喪失、格納容器バイパスの発生が挙げられるが、これらについては出力運転中を対象とした炉心損

傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。一方、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

したがって、運転停止時の地震の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル1 P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものとする。

3.3 津波による影響

停止時には点検等に伴い、運転時には無い開口が生じている可能性が考えられるが、運転時の津波レベル1 P R Aにおいても、建屋外壁扉からの浸水を考慮していることから、浸水及びその伝播経路については運転時と停止時において相違はないものとする。各システムの機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり、停止時には、燃料の崩壊熱除去に関連するシステムが重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続しているシステムは崩壊熱除去に関するシステム及びそのサポート系であり、フロント系としては残留熱除去系、サポート系としては原子炉補機冷却系及び外部電源が該当する。外部電源について、運転時の津波レベル1 P R Aでは期待していないことから、停止時においても期待しないものとする。そのバックアップとなる非常用電源が重要となる。

津波の敷地内浸水により海水ポンプ室への浸水が発生し、R S Wポンプが没水して原子炉補機冷却海水系が機能喪失し、「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生する。また、主変圧器等の没水により外部電源喪失が発生するとともに、R S Wポンプが没水して補機冷却海水系が機能喪失するため、「全交流動力電源喪失」が発生すると考えられ、浸水高さに応じて発生する起因事象が異なるという考え方は、出力運転時を対象とした津波レベル1 P R Aと同様である。また、燃料損傷防止対策も出力運転時を対象とした津波レベル1 P R Aと同様、「防潮堤機能喪失」を除けば、重大事故等対処設備である。

津波特有の事象として「防潮堤機能喪失」の発生が挙げられるが、これについては出力運転中を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。一方、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

したがって、運転停止時の津波の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル1

P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお、プラント停止時において、必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しないなど、少なくとも 1 区分は機能維持可能な運用とする。

3.4 内部火災，内部溢水の影響

個々の機器が内部火災又は内部溢水の影響を受けた際に損傷する可能性は運転時と停止時で異なるものでは無いが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり、停止時には、燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱除去を継続している系統は崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり、フロント系としては残留熱除去系、サポート系としては原子炉補機冷却系及び外部電源が該当する。

内部火災，内部溢水により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し、外部電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが、これらを起因とする事故シーケンスは、同機器のランダム要因による同系統の機能喪失を想定する内部事象運転停止時レベル 1 P R Aにて抽出された事故シーケンスに含まれている。

したがって、運転停止時の内部火災又は内部溢水の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル 1 P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお、停止時においても必要な火災，溢水の影響拡大防止対策を講じ、異なる区画等，広範囲における重畳的な安全機器の同時機能喪失の発生を防止する。

3.5 その他外部事象の影響

地震，津波以外の自然現象及び人為事象について，出力運転時の整理（別紙 1（添付資料－1））を参考に起因事象が発生し得るかを確認した。確認の結果，出力運転時と運転停止中を比較し，プラント状態，必要な機能の違いが評価に影響しないことを確認した。

その他の自然現象の発生に伴う起因事象は，内部事象停止時レベル 1 P R Aにおいて抽出される起因事象に包絡されるため，内部事象停止時レベル 1 P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

4. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して，現段階で P R A 適用可能と判断した出力運転時地震レベル 1 P R A，出力運転時津波レベル 1 P R A 以外の外部

事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今回、定性的な分析とした各P R Aや地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたP R Aについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

表 1-2 自然現象が原子炉施設へ与える影響

事象	原子炉施設へ与える影響
洪水	安全施設が設置される敷地内には河川が存在しないことから、敷地が洪水による被害を受けることはない。
風 (台風)	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としている。なお、想定を超える強風による影響については竜巻の影響に包絡される。
竜巻	過大な風荷重、気圧差荷重、飛来物により構築物等が破損し、構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが、竜巻検討地域において過去に発生した竜巻の最大風速及び竜巻最大風速のハザード曲線により算定した結果から設定した風速による風荷重及び気圧差荷重を想定しても安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。また、屋外設備の海水ポンプ等が飛来物により損傷した場合、原子炉補機冷却水機能喪失及び全交流動力電源喪失が想定される。なお、海水ポンプについては、飛来物への防護対策を講じることとしている。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行い、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としている。ただし、軽油の凍結に伴う全交流動力電源喪失、着氷による送電線の相間短絡による外部電源喪失が想定される。
降水	発電所構内の降雨水は、構内排水路で集水し、海域へ排水することとし、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計としている。なお、想定を超える降水による影響については溢水又は津波の影響に包絡される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが、過去記録された最大積雪量を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない設計としている。ただし、着雪による送電線の相間短絡による外部電源喪失が想定される。
落雷	原子炉施設の雷害防止として避雷設備を設置するとともに、接地網の布設による接地抵抗の低減等の対策を行い、安全施設は安全機能を損なうおそれがない設計としている。ただし、送電線の損傷による外部電源喪失、海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却系機能喪失、海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失が想定される。
地すべり	原子炉施設の設置位置及びその付近の地盤は、地形、地質・地質構造等から、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすような地すべり等が生じることはない。
火山の 影響	降下火砕物による過大な積載荷重による構築物等の破損、降下火砕物による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降下火砕物の厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、送電網又は変圧器の相間短絡による外部電源喪失が想定される。
生物学的 事象	海生生物の襲来による海水ポンプの機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷が想定されるが、除塵装置及び小動物の進入防止対策により、安全施設の機能が損なわれることはない。
森林火災	森林火災については輻射熱による設備・建屋への影響が想定されるが、設計基準対象施設は、森林火災に対して、「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し、防火帯を設けていることから、安全性を損なうおそれはない。ただし、送変電設備の損傷による外部電源喪失が想定される。

表 1-3 人為事象が原子炉施設へ与える影響

事象	原子炉施設へ与える影響
飛来物 (航空機 落下)	航空機落下確率評価結果が防護設計の要否判断の基準である 10^{-7} 回/炉年を超えないため、航空機衝突による防護設計を必要としない。
ダムの崩壊	発電所周辺には、ダムの崩壊により発電所に影響を及ぼすような河川はないことから、ダムの崩壊を考慮する必要はない。
爆発	発電所周辺には、原子炉施設の安全性を損なうような爆発物の製造及び貯蔵設備はないことから、爆発を考慮する必要はない。
近隣工場等の 火災	発電所周辺には、石油コンビナート等の石油工業関連施設はないことから、近隣工場等の火災を考慮する必要はない。
有毒ガス	発電所周辺には、石油コンビナート等の大規模な有毒物質を貯蔵する固定施設はない。また、発電所は、主要な幹線道路や航路から十分な離隔距離が確保されているため、陸上輸送等の可動施設の事故により発生する有毒ガスの影響はない。発電所敷地内に貯蔵している化学物質の漏えいによる有毒ガスの発生を想定した場合でも、換気空調設備等により中央制御室及び緊急時対策所の居住性が損なわれることはない。
船舶の衝突	原子炉施設は、主要な航路から十分離れていることから、船舶の衝突を考慮する必要はない。
電磁的障害	電磁波を発生する機器が中央制御室の計測制御設備へ与える影響については、予め試験で影響がないことを確認する等の措置を行うため、安全性が損なわれることはない。

表1-4 運転停止中における各外部事象で発生する起因事象及び事故シーケンスの抽出結果

外部事象 起因事象	地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象	主な炉心損傷防止対策
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却系の損傷 残留熱除去系の損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 津波による敷地内浸水に伴い原子炉補機海水系ポンプが没水し原子炉補機冷却海水系が機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却系ポンプの機能喪失等 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却海水系の機能喪失（竜巻，落雷） 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 代替原子炉補機冷却系 低圧代替注水系（常設・可搬型）
外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源設備（送受電設備）の損傷^{※1} 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源設備（受電設備）の水没^{※1} 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源設備（送受電設備）の機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源設備（送受電設備）の機能喪失（竜巻，凍結，積雪，落雷，火山の影響，森林火災） 	
原子炉冷却材の流出	— ^{※2}	—	—	—	—
反応度の誤投入	—	—	—	—	—
直接炉心損傷に至る事象	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋損傷 制御建屋損傷 格納容器損傷 圧力容器損傷 E-LOCA 計測・制御系喪失 制御建屋空調系喪失 格納容器バイパス 	<ul style="list-style-type: none"> 防潮堤機能喪失 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 出力運転中の地震 PRA に基づき，直接炉心損傷に至る可能性のある起因事象を抽出しているが，別紙 2 に示すとおり，評価方法にはかなりの保守性を有し，かつ，大きな不確かさを有する。出力運転中の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備，及び炉心損傷防止対策を柔軟に活用し影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

※1：出力運転時 PRA では交流電源故障・直流電源故障を起因事象として取り扱っているが，停止時 PRA では緩和系として取り扱っているため起因事象の抽出の対象としない(事故シーケンスとしては全交流動力電源喪失を設定)。

※2：原子炉冷却材圧カバウンダリ喪失は「E-LOCA」として直接炉心損傷に至る事象に整理する。

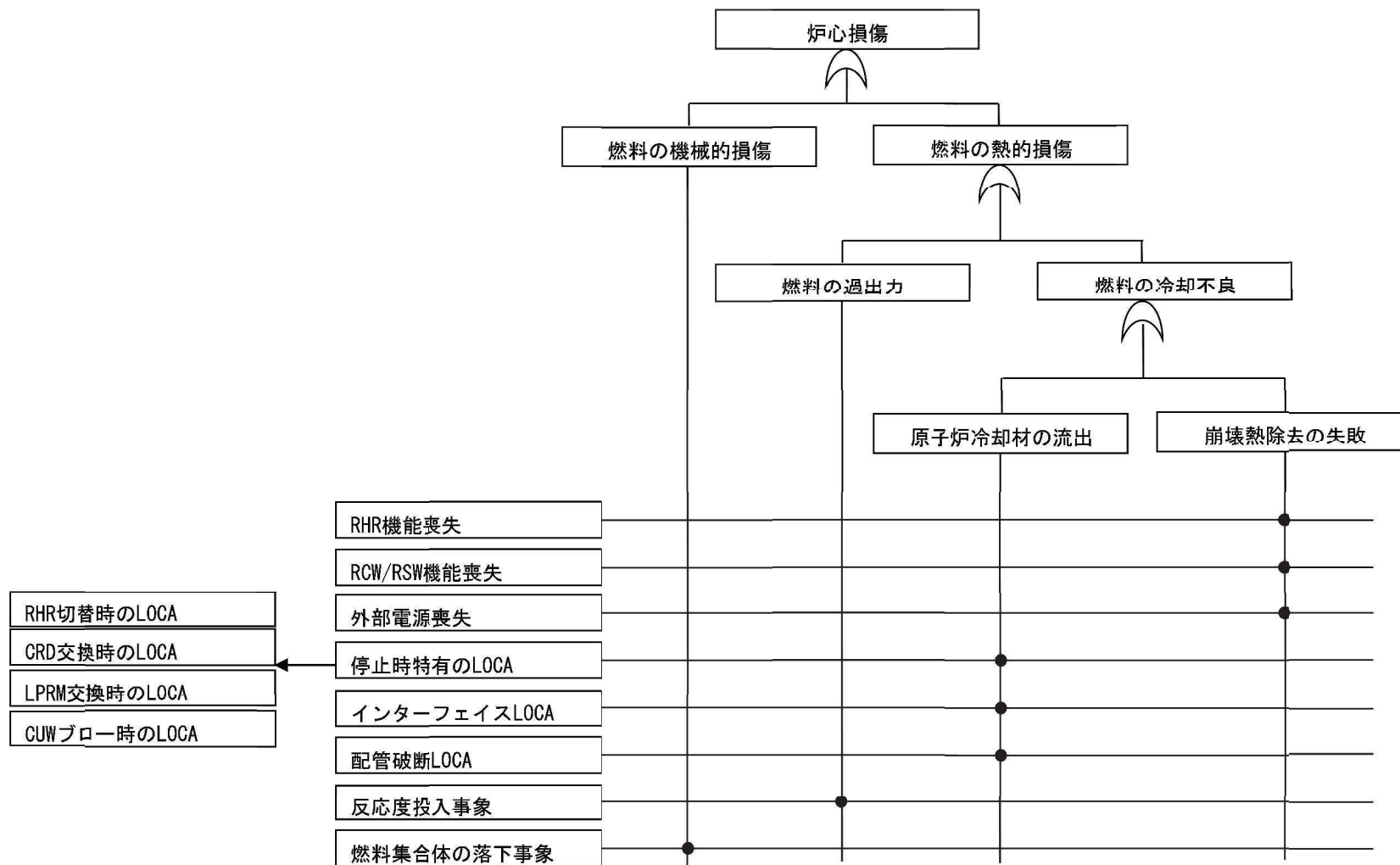


図 1-1 起因果象の抽出に用いたマスターロジックダイヤグラム

外部事象（地震，津波，火災及び溢水を除く）の影響評価について

解釈第 6 条 2 項に記載されている自然現象については，現段階での P R A の実施は困難であるため，「それに代わる方法」として事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 評価対象事象

設計基準において想定される外部事象（自然現象及び人為事象）について，添付- 1 のとおり抽出しているが，人為事象については，発生のおそれがないこと等から，ここでは，自然現象（地震，津波，火災及び溢水を除く）に着目した評価を行った。

なお，自然現象の評価に当たっては，以下の事象を選定した。

- ・洪水
- ・風（台風）
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・地すべり
- ・火山の影響
- ・生物学的事象
- ・森林火災

2. 想定範囲

事故シーケンスグループの抽出に当たっては，上記自然現象のそれぞれについて，過酷と考えられる条件を基にその影響について評価を行う。

3. まとめ

1. 項に示した各評価対象事象について，事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果（添付- 2 ～ 7 参照），内部事象運転時レベル 1 P R A や地震レベル 1 P R A ，津波レベル 1 P R A にて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

表 事象の選定結果

No.	事象	備考	詳細説明
1	洪水	安全施設が設置される敷地内には河川が存在しないことから、敷地が洪水による被害を受けることはない。	—
2	風（台風）	「竜巻」による影響評価に包絡される。	—
3	竜巻	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－2
4	凍結	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－3
5	降水	「津波」による影響評価に包絡される。	—
6	積雪	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－4
7	落雷	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－5
8	地すべり	原子炉施設の設置位置及びその付近の地盤は、地形、地質・地質構造等から、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすような地すべり等が生じることはない。	—
9	火山の影響	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－6
10	生物学的事象	海生生物の襲来による海水ポンプの機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷が想定されるが、除塵装置及び小動物の進入防止対策により、安全施設の機能が損なわれることはない。	—
11	森林火災	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－7

想定される自然現象及び発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となる
おそれがある事象であって人為によるものの選定について

想定される自然現象及び発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下、「想定される人為事象」という。）について選定を行った。

(1) 想定される自然現象及び想定される人為事象の抽出

設置許可基準規則の解釈第6条第2項及び8項において、「想定される自然現象（地震および津波を除く。）」と「安全性を損なわせる原因となる恐れがある事象」として、以下のとおり例示されている。

第6条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

2 第1項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然現象を基に、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象または森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

8 第3項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」としては、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

想定される自然現象及び想定される人為事象について網羅的に抽出するための基準等については、国外の基準として Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants (IAEA, April 2010)」を、また、人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI 12-06 August 2012)」, 日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年）」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した想定される自然現象を表 1-1 に、想定される人為事象を表 1-2 に示す。なお、その他にNRCの「NUREG/CR-2300 PRA Procedures Guide (NRC, January 1983)」等の基準も事象収集の対象としたが、これら追加した基準の事象により、「(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び人為事象の選定結果」において選定される事象が増加することはなかった。

表 1-1 考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

No	外部ハザード	外部ハザード抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○				○		○		○
1-5	砂嵐（or 塩を含んだ嵐）	○		○		○		○		○
1-6	静振	○				○		○		○
1-7	地震活動	○	○	○	○	○	○	○		○
1-8	積雪（暴風雪）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-9	土壌の収縮または膨張	○				○		○		○
1-10	高潮	○	○			○		○		○
1-11	津波	○	○	○	○	○	○	○		○
1-12	火山（火山活動・降灰）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-13	波浪・高波	○				○		○		○
1-14	雪崩	○	○	○		○		○		○
1-15	生物学的事象	○			○		○	○		○
1-16	海岸浸食	○		○		○		○		○
1-17	干ばつ	○	○	○		○		○		○
1-18	洪水（外部洪水）	○	○			○	○	○		○
1-19	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-20	竜巻	○	○	○	○	○	○	○		○
1-21	濃霧	○				○		○		○
1-22	森林火災	○	○	○	○	○	○	○		○
1-23	霜・白霜	○	○	○		○		○		○
1-24	草原火災	○								○
1-25	ひょう・あられ	○	○	○		○		○		○
1-26	極高温	○	○	○		○		○		○
1-27	満潮	○				○		○		○
1-28	ハリケーン	○				○		○		
1-29	氷結	○		○		○		○		○
1-30	氷晶			○						○
1-31	氷壁			○						○
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）		○							
1-33	落雷	○	○	○	○	○	○	○		○
1-34	湖または河川の水位低下	○		○		○		○		○

No	外部ハザード	外部ハザード抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-35	湖または河川の水位上昇			○		○				
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○							○
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○						○
1-38	もや			○						
1-39	塩害，塩雲			○						○
1-40	地面の隆起		○	○						○
1-41	動物			○						○
1-42	地すべり	○		○		○	○	○		○
1-43	カルスト			○						○
1-44	地下水による浸食			○						
1-45	海水面低			○						○
1-46	海水面高			○						○
1-47	地下水による地すべり			○						
1-48	水中の有機物			○						
1-49	太陽フレア，磁気嵐	○								○
1-50	高温水（海水温高）			○						○
1-51	低温水（海水温低）			○						○
1-52	泥湧出		○							
1-53	土石流		○							○
1-54	水蒸気		○							○
1-55	毒性ガス	○	○			○		○		○

表 1-2 考慮する外部ハザードの抽出 (想定される人為事象)

No	外部ハザード	外部ハザード抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	パイプライン事故(ガスなど), パイプライン事故によるサイト内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故 (化学物質流出含む)	○		○		○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		
2-6	飛来物 (航空機衝突)	○		○	○	○	○	○	○	○
2-7	工業施設または軍事施設事故	○				○		○		○
2-8	船舶の衝突 (船舶事故)	○		○	○		○			○
2-9	自動車または船舶の爆発	○		○						○
2-10	船舶から放出される固体液体不純物			○						○
2-11	水中の化学物質			○						
2-12	プラント外での爆発			○	○		○			○
2-13	プラント外での化学物質の流出			○						○
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	○		○		○		○		
2-15	軍事施設からのミサイル			○						
2-16	掘削工事			○						
2-17	他のユニットからの火災			○						
2-18	他のユニットからのミサイル			○						
2-19	他のユニットからの内部溢水			○						
2-20	電磁的障害			○	○		○			○
2-21	ダムの崩壊			○	○		○			○
2-22	内部溢水				○	○	○	○		
2-23	火災 (近隣工場等の火災)				○	○	○			○

- ① DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI12-06 August 2012)
- ② 「日本の自然災害」国会資料編集会 1998 年
- ③ Specific Safety Guide (SSG-3) "Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010
- ④ 「実用発電用原子炉およびその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」 (制定:平成 25 年 6 月 19 日)
- ⑤ NUREG/CR-2300 "PRA Procedures Guide", NRC, January 1983
- ⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置, 構造および設備の基準に関する規則の解釈」 (制定:平成 25 年 6 月 19 日)
- ⑦ ASME/ANS RA-Sa-2009" Addenda to ASME ANS RA-S-2008 Standard for level 1/Large Early Release Frequency probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications"

⑧ B.5.b Phase 2&3 Submittal Guideline (NEI 06-12 December 2006)- 2011.5 NRC 発表

⑨ 「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会
2014年12月

(2) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び人為事象の選定

(1) で網羅的に抽出した事象について、女川原子力発電所において設計上考慮すべき事象を選定するため、海外での評価手法^{*}を参考とした表 1-3 の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

表 1-3 除外基準 (参考 1 参照)

基準 A	プラントに影響を与えるほど近接した場所に発生しない。 (例：No. 1-5 砂嵐)
基準 B	ハザード進展・来襲が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。(例：No. 1-16 海岸浸食)
基準 C	プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、又はプラントの安全性が損なわれることはない。(例：No. 1-21 濃霧)
基準 D	影響が他の事象に包絡される。(例：No. 1-27 満潮)
基準 E	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。 (例：No. 1-2 隕石)
基準 F	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項 (例：No. 2-5 タービンミサイル)

^{*} ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications"

(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び想定される人為事象の選定結果
(2) で検討した除外基準に基づき、女川原子力発電所において設計上考慮すべき事象を選定した結果を表 1-4 及び表 1-5 に示す。

第 6 条に該当する「想定される自然現象」として、以下の 11 事象を選定した。

- ・洪水
- ・風(台風)
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・地すべり
- ・火山の影響
- ・生物学的事象
- ・森林火災

また、「想定される人為事象」として、以下の 7 事象を選定した。

- ・飛来物（航空機落下）
- ・ダムの崩壊
- ・爆発
- ・近隣工場等の火災
- ・有毒ガス
- ・船舶の衝突
- ・電磁的障害

表 1-4 設計上考慮すべき想定される自然現象の選定結果

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-1	極低温（凍結）	—	○	地域特性を踏まえ「凍結」としてプラントへの影響評価を行う。
1-2	隕石	E	×	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等が衝突する可能性は極めて低いことから考慮しない。
1-3	降水（豪雨（降雨））	—	○	地域特性を踏まえ「降水」としてプラントへの影響評価を行う。
1-4	河川の迂回	A	×	海水を冷却源としていること及び敷地内に河川は存在しないため考慮しない。
1-5	砂嵐（塩を含んだ嵐）	A	×	周辺に砂丘等が無いため考慮しない。 なお、黄砂については、換気空調系設備の外気取込み側に設置されたフィルタにより大部分を捕集可能であること、また、容易に取替が可能であることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。
1-6	静振	D	×	静振は気圧や風の変化により湖沼や湾内でみられる水の振動であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第四条 地震による損傷の防止」及び「第三条 設計基準対象施設の地盤」にて評価する。
1-8	積雪（暴風雪）	—	○	地域特性を踏まえ「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮または膨張	A	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤（第三条））による影響評価に包絡される。
1-10	高潮	D	×	高潮は気圧低下による海面の吸い上げ及び向岸風による海水の吹き寄せにより潮位が高くなる現象であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
1-11	津波	F	×	「第五条 津波による損傷の防止」にて評価する。
1-12	火山（火山活動・降灰）	—	○	地域特性を踏まえ「火山の影響」としてプラントへの影響評価を行う。
1-13	波浪・高波	D	×	波浪は風浪（風によってその場所に発生する波）とうねり（他の場所で発生した風浪の伝わり、風が静まったあとに残される波）の混在した現象であるが、その影響は「津波」による影響評価に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	豪雪地帯ではないため考慮しない。
1-15	生物学的事象	—	○	「生物学的事象」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-16	海岸浸食	B	×	基本的に取水に係る土木構築物はコンクリート製であり浸食はほとんど無く、仮に海底砂の流出等による海底勾配の変化が生じるような場合も、非常に緩やかに進行するものと考えられ、保守管理による不具合防止が可能であることから、安全施設の機能が損なわれることはないため考慮しない。
1-17	干ばつ	A	×	海水を取水源としていることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため考慮しない。
1-18	洪水（外部洪水）	—	○	地域特性を踏まえ「洪水」としてプラントへの影響評価を行う。

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-19	風(台風) (暴風(台風))	—	○	地域特性を踏まえ「風(台風)」としてプラントへの影響評価を行う。
1-20	竜巻	—	○	地域特性を踏まえ「竜巻」としてプラントへの影響評価を行う。
1-21	濃霧	C	×	霧は微小な水滴が空気中に浮遊している現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-22	森林火災	—	○	地域特性を踏まえ「森林火災(外部火災)」としてプラントへの影響評価を行う。
1-23	霜・白霜	C	×	霜は空気中の水蒸気が物体表面で微細な結晶(氷)になる現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-24	草原火災	D	×	植生調査を踏まえて森林火災による評価を実施しているため、「森林火災」による影響評価に包絡される。
1-25	ひょう・あられ	D	×	ひょう及びあられは飛来物であり、その衝突影響については「竜巻」による影響評価に包絡される。
1-26	極高温	C	×	過去最高気温(37.0℃:大船渡特別地域気象観測所)を踏まえると、空調設計条件を超過する可能性はあるものの、気温は1日の中で高低差があるため超過は一時的であることから室内の気温上昇の影響は著しくなく安全機能が損なわれることはないことから、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。また、各部屋の温度が長時間にわたり設計室温を上回る恐れがある場合には、必要に応じてプラントを停止する。 なお、温暖化による長期的な温度上昇は緩慢であり、風量調整、冷却設備の増強等、室内温度の上昇を抑制する処置を検討・実施する時間余裕がある。
1-27	満潮	D	×	津波評価において朔望平均満潮位を考慮しているため、「津波」(第五条)による影響評価に包絡される。
1-28	ハリケーン	D	×	台風と同一の気象現象であるため、「風(台風)」による影響評価に包絡される。
1-29	氷結	A	×	取水源(海水)が凍結することはないため、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-30	氷晶	A	×	取水源(海水)が凍結することはないため、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-31	氷壁	D	×	影響は極低温(凍結)と同じと考えられるため、「凍結」による影響評価に包絡される。
1-32	土砂崩れ(山崩れ、がけ崩れ)	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」(地盤(第三条))による影響評価に包絡される。
1-33	落雷	—	○	「落雷」としてプラントへの影響評価を行う。
1-34	湖または河川の水位低下	A	×	海水を冷却源としていること及び敷地内に河川、湖は存在しないため、考慮しない。
1-35	湖または河川の水位上昇	A	×	海水を冷却源としていること及び敷地内に河川、湖は存在しないため、考慮しない。
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」(地盤(第三条))による影響評価に包絡される。

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
1-37	極限的な圧力（気圧高低）	D	×	竜巻評価において気圧差による荷重を考慮しているため、「竜巻」による影響評価に包絡される。
1-38	もや	C	×	もやは、微小な水滴や湿った微粒子が空気中に浮遊している現象であり、設備に損傷を及ぼす要因とはならず、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-39	塩害、塩雲	B	×	腐食の事象進展は遅く、保守管理による不具合防止が可能であることに加え、防食塗装による発生防止措置も実施していることから、安全施設の機能に影響を及ぼすことはないため考慮しない。
1-40	地面の隆起	D	×	地面の隆起は地震に伴う随伴事象であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-41	動物	D	×	生物学的事象において小動物を考慮しているため、「生物学的事象」による影響評価に包絡される。
1-42	地すべり	—	○	「地すべり」としてプラントへの影響評価を行う。
1-43	カルスト	A	×	発電所の周囲にカルスト地形はないため考慮しない。
1-44	地下水による浸食	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-45	海水面低	D	×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」による影響評価に包絡される。
1-46	海水面高	D	×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」による影響評価に包絡される。
1-47	地下水による地すべり	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-48	水中の有機物	D	×	生物学的事象においてクラゲ等の海生生物を考慮しているため、「生物学的事象」による影響評価に包絡される。
1-49	太陽フレア、磁気嵐	C	×	太陽フレア、磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、影響が及んだとしても変圧器等の一部に限られることなどから、出力を絞る等の対応によって安全施設の機能を維持できるため考慮しない。
1-50	高温水（海水温高）	C	×	海水温の上昇に伴う取水温度の上昇により、復水器真空度が低下し定格出力維持が困難な場合が生じたとしても、出力低下またはプラント停止措置を講じることにより、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-51	低温水（海水温低）	C	×	海水温の低下により取水温度が低下するが、安全施設の機能に影響を及ぼすことは無いため考慮しない。
1-52	泥湧出	D	×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震活動」（地盤(第三条)）による影響評価に包絡される。
1-53	土石流	D	×	地すべりの評価において、土石流危険区域等を考慮しているため、「地すべり」による影響評価に包絡される。
1-54	水蒸気	D	×	火山事象により発生する事象であるため、「火山の影響」による影響評価に包絡される。なお、発電所周辺には影響を及ぼす範囲に火山がないため、水蒸気、熱湯による影響はない。
1-55	毒性ガス	D	×	火山及び森林火災により発生する事象であるため、「火山の影響」及び「森林火災」による影響評価に包絡される。

表 1-5 設計上考慮すべき想定される人為事象の選定結果

No	外部ハザード	除外基準	選定	備考
2-1	衛星の落下	E	×	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等が衝突する可能性は極めて低いことから考慮しない。
2-2	パイプライン事故（ガスなど）、パイプライン事故によるサイト内爆発等	A	×	周辺にパイプラインは無いため考慮しない。
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	D	×	影響は爆発または有毒ガスと同じと考えられるため、「爆発」又は「有毒ガス」による影響評価に包絡される。
2-4	有毒ガス	—	○	「有毒ガス」としてプラントへの影響評価を行う。
2-5	タービンミサイル	F	×	「第十八条 蒸気タービン」にて評価する。
2-6	飛来物（航空機衝突）	—	○	「航空機落下」としてプラントへの影響評価を行う。
2-7	工業施設または軍事施設事故	D	×	影響は爆発又は近隣工場等の火災と同じと考えられるため、「爆発」又は「近隣工場等の火災」による影響評価に包絡される。
2-8	船舶の衝突（船舶事故）	—	○	「船舶の衝突」としてプラントへの影響評価を行う。
2-9	自動車または船舶の爆発	D	×	影響は爆発と同じと考えられるため、「爆発」による影響評価に包絡される。
2-10	船舶から放出される固体液体不純物	D	×	船舶の衝突において重油流出を想定しているため、「船舶の衝突」による影響評価に包絡される。
2-11	水中への化学物質の流出	A	×	発電所周辺に化学プラントは立地していないため考慮しない。
2-12	プラント外での爆発	—	○	地域特性を踏まえて「爆発（外部火災）」としてプラントへの影響評価を行う。
2-13	プラント外での化学物質の流出	D	×	影響は有毒ガスと同じと考えられるため、「有毒ガス」による影響評価に包絡される。
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	C	×	化学薬品は適切に管理しており、流出した場合においても堰等により拡散防止が図られているため考慮しない。
2-15	軍事施設からのミサイル	A F	×	故意の人為事象であるため考慮しない。 なお、発電所から約 25km の地点に航空自衛隊松島基地があるが、対地及び対空訓練区域は設定されていないため考慮しない。
2-16	掘削工事	C	×	サイト内では、事前調査で埋設ケーブル・配管の位置を確認し、損傷は回避できるが、万一損傷させた場合でも、安全系は位置的分散が図られているため、複数の安全機能を同時に喪失することは無く、プラントの安全性が損なわれることはない判断。また、サイト外では、送電鉄塔付近での掘削による斜面崩壊が考えられるが、非常用所内電源があるため、プラントの安全性が損なわれることはない判断されるため、考慮しない。
2-17	他のユニットからの火災	F	×	「第八条 火災による損傷の防止」にて評価する。
2-18	他のユニットからのミサイル	F	×	「第十八条 蒸気タービン」にて評価する。
2-19	他のユニットからの内部溢水	F	×	「第九条 溢水による損傷の防止等」にて評価する。
2-20	電磁的障害	—	○	「電磁的障害」としてプラントへの影響評価を行う。
2-21	ダムの崩壊	—	○	「ダムの崩壊」としてプラントへの影響評価を行う。
2-22	内部溢水	F	×	「第九条 溢水による損傷の防止等」にて評価する。
2-23	火災（近隣工場等の火災）	—	○	「近隣工場等の火災（外部火災）」としてプラントへの影響評価を行う。

<参考1>

基準A：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一樣ではなく、発生する自然現象は地域性があるため、発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

基準B：ハザード進展・来襲が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

事象発生時の発電所への影響の進展が緩慢であって、影響の緩和又は排除の対策が容易に講じることができる事象は対象外とする。例えば、発電所の海岸の浸食の事象が発生しても、進展が遅いため補強工事等により浸食を食い止めることができる。

基準C：プラント設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、又はプラントの安全性が損なわれることがない。

事象が発生しても、プラントへの影響が極めて限定的で炉心損傷事故のような重大な事故にはつながらない事象は対象外とする。例えば、外気温が上昇しても、屋外設備でも故障に至る可能性は小さく、また、冷却海水の温度が直ちに上昇しないことから冷却は維持できるので、影響は限定的である。

基準D：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については、相対的に影響が大きいと判断される事象に包絡して合理的に検討する。

基準E：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

タービンミサイル、航空機落下の評価では発生頻度が低い事象（ 10^{-7} /年以下）は、考慮すべき事象からは対象外としており、同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準F：外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価を実施している。または故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項。

第四条 地震による損傷の防止、第五条 津波による損傷の防止、第九条 溢水による損傷の防止、第十八条 蒸気タービンにより評価を実施するもの、又は、故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては、対象外とする。

竜巻が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器（以下、「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①風荷重及び気圧差荷重による建屋，設備等の損傷
- ②飛来物の衝撃荷重による建屋，設備等の損傷
- ③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋，設備等の損傷
- ④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

① 風荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

- ・ 建屋倒壊

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋，制御建屋については，最大風速92m/sの竜巻による風荷重を想定しても頑健性は維持できるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。また，風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても，風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は，原子炉建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持されると考えられる。ただし，原子炉建屋のブローアウトパネルは建屋内外の差圧により開放する。

【屋外設備】

- ・ 海水ポンプ，復水貯蔵タンク損傷

屋外に設置されている安全上重要な機器については，最大風速92m/sの竜巻による風荷重を想定しても頑健性は維持できるため，考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・ 送電鉄塔倒壊

竜巻による風荷重により送電鉄塔の倒壊や送電線が切断された場合，外部電源が喪失する。

② 竜巻によってもたらされる飛来物による建屋・設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている原子炉建屋、制御建屋については、飛来物衝突に対して裕度をもった外壁を有するため、最大風速92m/sの竜巻による飛来物衝突を想定しても、建屋貫通による内包設備への影響はない。

【屋外設備】

屋外に設置されている安全上重要な機器については、竜巻防護ネットの設置、飛来物の固縛等の対策により、風速92m/sの竜巻による飛来物衝突を想定しても、貫通による設備への影響はないものの、各機器が損傷することを想定し、シナリオの選定を行った。

・海水ポンプ損傷

飛来物衝突によって海水ポンプ3系統すべてが損傷することにより、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し、同時に上記(2)①の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

・復水貯蔵タンク損傷

飛来物衝突によって復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・送電鉄塔倒壊

飛来物衝突により送電鉄塔の倒壊や送電線の切断された場合、外部電源が喪失する。

③風荷重、気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋、設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する組み合わせ荷重により発生する可能性のあるシナリオについては、①、②に包絡される。

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材、車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合、海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク喪失に至るシナリオが考えられるが、取水口を閉塞させる程の資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

(3) 起因事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、最大風速92m/sに対する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 風荷重及び気圧差荷重による建屋・設備等の損傷

【建屋】

・ 建屋倒壊

原子炉建屋、制御建屋については最大風速92m/sの風荷重を想定しても、また、風荷重に加えて気圧差荷重が作用することを想定しても健全であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

・ 海水ポンプ、復水貯蔵タンク損傷

海水ポンプ、復水貯蔵タンク損傷については、最大風速92m/sを想定しても健全であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

・ 送電鉄塔倒壊

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、風荷重による倒壊や送電線の切断の発生は否定できないため、倒壊や送電線の切断等による外部電源喪失については、考慮すべき起因事象として選定する。

② 飛来物の衝撃荷重による建屋、設備等の損傷

【建屋】

・ 建屋貫通

原子炉建屋、制御建屋については、最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定しても貫通は生じず、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

・ 送電鉄塔倒壊

竜巻によりもたらされる飛来物による損傷を否定できないことから、倒壊や送電線の切断による外部電源喪失については、考慮すべき起因事象として選定する。

・ 海水ポンプ損傷

海水ポンプ損傷については、最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定した場合、対象設備は損傷する可能性がある。海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し、同時に外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

- ・復水貯蔵タンク損傷

復水貯蔵タンクについては、最大風速92m/sによる飛来物衝突を想定した場合、対象設備は損傷する可能性がある。

復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・送電鉄塔倒壊による外部電源喪失
- ・海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1 P R A，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、竜巻事象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断される。

凍結が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
凍結事象により設備等に発生する可能性のある影響について，以下のとおり，
損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①屋外タンク及び配管内流体の「凍結」
- ②ヒートシンク（海水）の「凍結」
- ③「着氷」による送電線の相間短絡

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

- ・軽油タンク内及び燃料移送ポンプの軽油凍結

低温によって軽油タンク内及び燃料移送ポンプの軽油が凍結した場合，燃料が枯渇し非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失する。同時に以下③の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

- ・復水貯蔵タンクの保有水凍結

低温によって復水貯蔵タンクの保有水が凍結し復水貯蔵タンクが損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

- ・海水の凍結による海水ポンプの損傷

海水が凍結することはないと判断されるため，本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

女川原子力発電所においては，河川／湖を冷却水源としておらず，また，海水が凍結することはないと判断されるため，本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③ 「着氷」による送電線の相間短絡

送電線や碍子への着氷によって相間短絡を起こした場合，外部電源が喪失する。

(3) 起因事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える凍結事象に対する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

・軽油タンク内の軽油凍結

軽油タンク内の軽油が凍結に至る温度は十分低く、また、凍結事象については事前の予測が十分に可能であるが、低温によって軽油タンク内及び燃料移送ポンプの軽油が凍結した場合において、同時に外部電源喪失が発生を想定した場合、非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により全交流動力電源喪失となる。

・復水貯蔵タンクの保有水凍結

復水貯蔵タンクの保有水凍結により復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

・海水の凍結による海水ポンプの損傷

1. (2) ②に記載のとおり、海水が凍結することはないことから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

1. (2) ②に記載のとおり、海水が凍結することはないことから、有意な頻度または影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③ 「着氷」による送電線の相間短絡

想定を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、考慮すべき起因事象として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・軽油の凍結に伴う全交流動力電源喪失
- ・送電線の相間短絡による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1 P R A，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、凍結事

象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シーケンスは生じないと判断する。

積雪が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について，以下のとおり，
損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 「雪の多量吸い込み」による空調給気口，冷却口の閉塞
- ② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ③ 「着雪」による送電線の相間短絡

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

① 「雪の多量吸い込み」による空調給気口，冷却口の閉塞

- ・中央制御室換気空調系及び原子炉補機室換気空調系の給気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給気口が閉塞した場合，空調設備が機能喪失に至る。ただし，中央制御室換気空調については，外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給気口が閉塞した場合，非常用ディーゼル発電設備が機能喪失し，同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る。

- ・海水ポンプモータの冷却口閉塞

積雪により海水ポンプモータの冷却口が閉塞した場合，ポンプトリップし原子炉補機冷却機能が喪失する。

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

- ・復水貯蔵タンク損傷

積雪荷重により復水貯蔵タンクが座屈し損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

- ・海水ポンプ損傷

積雪荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し，同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると，全交流

動力電源喪失となる。

- ・ 建屋崩落

- 原子炉建屋

- 原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に機能喪失し、原子炉補機冷却系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。

- 制御建屋

- 制御建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）により機能喪失し、計測・制御系喪失に至る。その後、中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ雪解け水による溢水が伝播し機能喪失に至る可能性がある。

- ③ 「着雪」による送電線の相間短絡

- 送電線や碍子への着雪によって相間短絡を起こした場合、外部電源が喪失する。

(3) 起因事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える積雪事象に対する事故シーケンスグループ抽出に当たって、考慮すべき起因事象の特定を行った。

- ① 「雪の多量吸い込み」による空調給気口の閉塞

- ・ 原子炉補機室換気空調系の給気口の閉塞

- 原子炉補機室換気空調系の給気口の閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至り、かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合、全交流動力電源喪失に至ることになる。

- なお、積雪事象は事前の予測が十分に可能であることから、給気口への付着、堆積についても除雪管理が可能であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

- ・ 海水ポンプモータの吸気口閉塞

- 海水ポンプモータの吸気口閉塞により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失する。非常用ディーゼル発電設備が機能喪失した場合、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

なお、積雪は事前の予測が十分に可能であることから、除雪管理が可能であり、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

②「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

・復水貯蔵タンク損傷

積雪荷重により復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

なお、積雪は事前の予測が十分に可能であることから、除雪管理が可能であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

・海水ポンプ損傷

積雪荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合、従属的に非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

なお、積雪は事前の予測が十分に可能であることから、除雪管理が可能であり、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

・建屋崩落

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(2)項で選定したシナリオが発生するが、積雪事象は事前の予測が十分に可能であることから、建屋屋上の除雪管理が可能であり、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③「着雪」による送電線の相間短絡

着雪に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、考慮すべき起因事象として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・送電線の相間短絡による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1PRA、地震レベル1PRA、津波レベル1PRAにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断する。

落雷が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について，以下のとおり，
損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①直撃雷による設備損傷
- ②誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

- ① 直撃雷による設備損傷
 - ・ 屋外設備（送電線，海水ポンプモータ）への直撃雷により，当該設備の機能喪失に至る。
- ② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷
 - ・ 建屋避雷針から誘導雷サージが建屋内に侵入し，電気盤内の電子回路が損傷する。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて，想定を超える落雷事象に対する事故シーケンスグループ抽出に当たって，考慮すべき起回事象の特定を行った。

- ① 直撃雷による設備損傷
 - ・ 送電線，海水ポンプモータへの直撃雷による当該設備損傷
送電線は架空地線で直撃雷の確率低減対策を実施しているが，受雷した場合は送電線損傷により外部電源喪失となる。
建屋避雷針の効果を期待できるが，海水ポンプモータ部に想定を超える雷撃を受けて海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。
- ② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷
落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことが出来ない場合には，

電気盤内の絶縁耐力が低い電子回路が損傷し、原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。ただし、安全保護系の電子回路に使用するケーブルはシールドケーブルを使用し、シールドを接地しかつ、検出器から制御設備までのケーブルは、基本的に建屋内に設置されているため、有意なサージの侵入はないと考えられる。

また、屋外との取合いがあるその他制御設備の電子回路についても、保安器や絶縁トランスによるサージ対策が講じられていることから、電子回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないため、有意な頻度または影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・送電線の損傷による外部電源喪失
- ・海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・海水ポンプ等の損傷による全交流動力電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1 P R A，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、落雷事象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断する。

火山活動が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
火山活動事象により設備等に発生する可能性のある影響について，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ①降下火砕物の堆積荷重による建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞
- ③降下火砕物による換気空調設備，非常用ディーゼル発電機給気系の閉塞
- ④降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響
- ⑤送電網又は変圧器の絶縁影響

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

①降下火砕物の堆積荷重による静的負荷

・建屋崩落

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合，建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に損傷，機能喪失し，最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。

○制御建屋

制御建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合，建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し，計測・制御系喪失に至る可能性がある。

・復水貯蔵タンク損傷

降下火砕物堆積荷重により復水貯蔵タンクが座屈し損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

・海水ポンプ損傷

降下火砕物堆積荷重により海水ポンプ3系統すべてが損傷することにより，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失し，同時に下記⑤の外部電源喪失の発生を想定

すると、全交流動力電源喪失となる。

② 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞により冷却口が閉塞するため、海水ポンプトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

③ 降下火砕物による換気空調系フィルタの閉塞

- ・中央制御室換気空調系及び原子炉補機室換気空調系の給気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給気口が閉塞した場合、空調設備が機能喪失に至る。ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給気口が閉塞した場合、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失し、同時に下記⑤の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失に至る。

④ 降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響

屋外設備については、海塩粒子等の腐食性有害物質が付着しやすく、厳しい腐食環境にさらされるため、エポキシ系やウレタン系の塗料が複数層で塗布されている。当該塗料は耐薬品性が強く、酸性物質を帯びた降下火砕物の抑制効果が考えられ、また、腐食の進展速度が遅いことを考慮し、適切な保全管理によって降下火砕物による化学的腐食により直ちに機能への影響を及ぼすことがないと判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

また、海水ポンプ、取水設備、海水管等の海水が直接接触する部分についても、エポキシ系等の耐食性塗料（含むライニング）が施工されており、降下火砕物が混入した海水を取水しても、腐食の進展には十分な時間があると判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤ 送電網又は変圧器の絶縁影響

降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着した場合、霧や降雨の水分を吸収することによって相間短絡を起こし、外部電源喪失に至る。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を越える火山事象に対する事故シーケンスグループ抽出にあたって、考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 降下火砕物の堆積荷重による静的負荷

- ・建屋崩落

降下火砕物の荷重による建屋への影響については、設計基準において考慮

している降下火砕物による荷重と各建屋の許容堆積荷重を比較して十分に裕度があるが、想定を超える火山事象により建屋の許容堆積荷重を上回った場合には(2)項で選定したシナリオが発生する可能性がある。

ただし、降下火砕物が堆積した場合は屋上での除去作業が可能であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

・復水貯蔵タンク、海水ポンプ損傷

降下火砕物の荷重による屋外設備への影響については、設計基準において考慮している降下火砕物による荷重と比較して十分に余裕があるが、想定を超える火山事象により設備の許容応力を上回った場合には(2)項で選定したシナリオが発生する可能性がある。

ただし、降下火砕物が堆積しても除去作業が可能であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

② 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、海水ストレーナ等の流路の閉塞が考えられるが、降下火砕物粒径は閉塞を考慮する箇所のサイズに比べて十分に小さく、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③ 降下火砕物による換気空調系フィルタの閉塞

原子炉補機室換気空調系の給気フィルタの閉塞の影響については、フィルタの清掃、交換が可能であり、フィルタ閉塞による影響を防止することができることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

④ 降下火砕物に含まれている腐食成分による化学的影響

1. (2) ④に記載のとおり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

⑤送電網又は変圧器の絶縁影響

送変電設備は発電所内外の広範囲にわたるため、全域における管理が困難なことを踏まえると、降下火砕物の付着による相間短絡に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・送電網又は変圧器の相間短絡による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1 P R A，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aにて考慮しているものであり，新たに追加すべきものはない。

よって，事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては，火山事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新たに生じないと判断する。

森林火災が原子炉施設へ与える影響について

1. 起回事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，「設備等」という。）の損傷・機能喪失の抽出
森林火災事象により設備等に発生する可能性のある影響について，以下のとおり，損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 輻射熱による建屋，屋外設備への影響
- ② ばい煙による空調給気口の閉塞
- ③ 火災による送変電設備の機能喪失

(2) 評価対象施設，シナリオの選定

(1) 項で抽出した影響を考慮し，プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備，シナリオは以下に示すとおりである。

① 輻射熱による建屋，屋外設備への影響

・ 建屋の損傷

森林火災の輻射熱により，原子炉建屋，制御建屋のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し許容温度を超えた場合，建屋の損傷に至る。

・ 復水貯蔵タンクの損傷

森林火災の輻射熱により，復水貯蔵タンクが損傷した場合，復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが，S/Cを水源とした注水は可能である。

・ 海水ポンプ損傷

森林火災の輻射熱により，海水ポンプモータの冷却空気温度が限界値を超えて海水ポンプ3系統すべてが損傷した場合，従属的に非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失する。非常用ディーゼル発電設備が機能喪失した場合，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失となる。

② ばい煙による空調給気口の閉塞

中央制御室換気空調系の給気口が閉塞した場合，空調設備が機能喪失に至る。ただし，中央制御室換気空調については，外気遮断による再循環運転が可能な設計となっているため，考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

原子炉補機室換気空調系の給気口が閉塞した場合，非常用ディーゼル発電機の機能が喪失し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電

源喪失に至る。

③ 火災による送変電設備の損傷

森林火災により送変電設備が損傷した場合、外部電源が喪失する。

(3) 起回事象の特定

(2) 項で選定した各シナリオについて、想定を超える森林火災事象に対しての裕度評価を実施し、事故シーケンスグループ抽出にあたって考慮すべき起回事象の特定を行った。

① 輻射熱による建屋，屋外設備への影響

・建屋の損傷

森林火災の輻射熱による建屋影響については、設計基準での非常に保守的な火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、各建屋が損傷することはない。なお、森林火災の輻射熱による建屋影響に対しては、24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。

・海水ポンプの損傷

森林火災の輻射熱による海水ポンプへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

・復水貯蔵タンクの損傷

森林火災の輻射熱による復水貯蔵タンクへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

なお、森林火災の輻射熱により復水貯蔵タンクが損傷した場合、復水貯蔵タンクを水源とした原子炉への注水ができなくなる可能性があるが、S/Cを水源とした注水は可能である。

② ばい煙による空調給気口の閉塞

森林火災で発生するばい煙の多くは、大規模な火災で発生する強い上昇気流によってプラントの遥か上空に運ばれるため、基本的に高濃度のばい煙が空調給気口に直接到達する確率は非常に低いものと考えられる。

また、原子炉補機室換気空調系の給気口までばい煙が到達したとしても、給気口にある給気フィルタにより粒径の大きいばい煙は捕捉される。粒径が小さくフィルタを通過したばい煙粒子は、非常用ディーゼル発電設備の過給機等に進入するものの、機器の間隙は一般的にばい煙粒子より大きいと考え

られるため、非常用ディーゼル発電設備の機能に影響を及ぼすことはない
と判断し、本評価の対象外とした。

③ 火災による送変電設備の機能喪失

送変電設備は発電所内外の広範囲にわたることから、森林火災により損傷
する可能性は否定できないため、考慮すべき起因事象として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- ・海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失
- ・送変電設備の損傷による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象運転時レベル1 P R A，地震レベル1 P R A，津波
レベル1 P R Aにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象としては、外部
(森林) 火災事象を要因として発生しうる有意な頻度または影響のある事故シー
ケンスは新たに生じないと判断する。

自然現象の組合せについて

設計上の考慮を要する自然現象の組合せについては、設置許可基準規則の解釈第6条第3項及び5項において、以下のとおり設計上の考慮を要する自然現象の組合せについて記載されている。

第6条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 3 第1項に規定する「想定される自然現象（地震及び津波を除く。）が発生した場合においても安全機能を損なわないもの」とは、設計上の考慮を要する自然現象又はその組み合わせに遭遇した場合において、自然事象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件において、その設備が有する安全機能が達成されることをいう。

（中略）

- 5 第2項に規定する「大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象」とは、対象となる自然現象に対応して、最新の科学的技術的知見を踏まえて適切に予想されるものをいう。なお、過去の記録、現地調査の結果及び最新知見等を参考にして、必要のある場合には、異種の自然現象を重畳させるものとする。

図1に自然現象の組合せ事象の評価フローを示す。

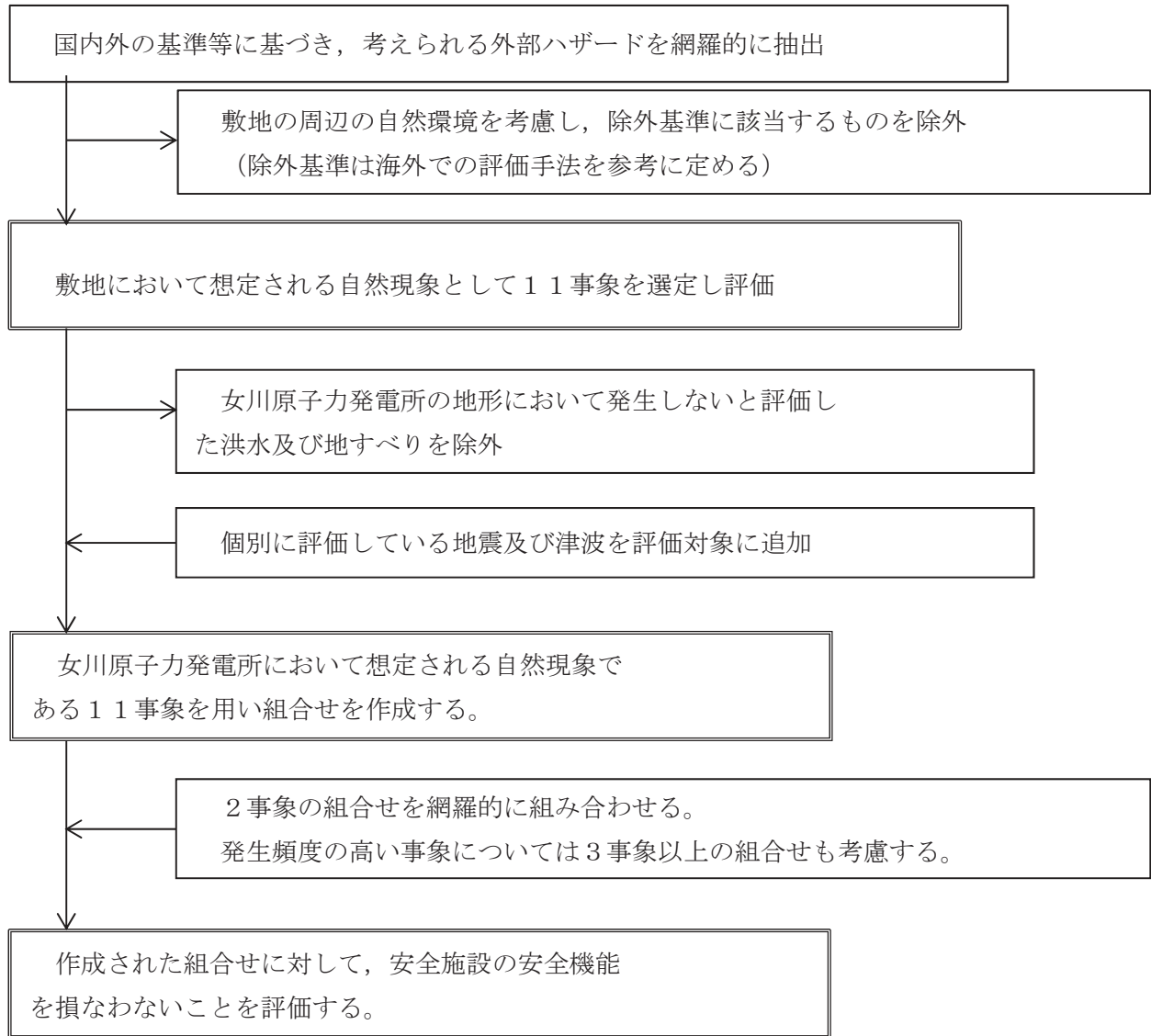


図1 自然現象の組合せの評価フロー

1. 組合せを検討する自然現象

自然現象の組合せについては、発電所敷地で想定される自然現象（地震、津波を除く。）として抽出された 11 事象から、洪水及び地すべりを除いた 9 事象に、地震及び津波を加えた 11 事象で網羅的に組合せの検討を実施する。

組合せを検討する女川原子力発電所で想定される自然現象は以下に示すとおりである。

- ・風(台風)
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・火山の影響
- ・生物学的事象
- ・森林火災
- ・地震
- ・津波

組合せに当たっては、発生頻度が比較的高いと考えられる風(台風)、凍結、降水または積雪について、その他の自然現象と組合せる前に同時に発生するものとして取り扱う。

ただし、凍結と降水、降水と積雪の組合せは同時に発生することは考えられない、または与える影響が自然現象を重ね合わせることで個々の自然現象が与える影響より緩和されることを考慮し、11 事象のうち、風(台風)、凍結、降水、積雪以外の自然現象との組合せは、風(台風)+降水及び風(台風)+凍結+積雪の 2 つをあらかじめ想定する。

以上を踏まえた自然現象の組合せを表 1 に示す。

表1 自然現象の組合せ

		A	B	C	D	E	F	G	H	I
		※1	※2	竜巻	落雷	火山の 影響	生物学 的事象	森林火災	地震	津波
A	※1									
B	※2	1								
C	竜巻	2	9							
D	落雷	3	10	16						
E	火山の影響	4	11	17	22					
F	生物学的事象	5	12	18	23	27				
G	森林火災	6	13	19	24	28	31			
H	地震	7	14	20	25	29	32	34		
I	津波	8	15	21	26	30	33	35	36	

※1：風(台風)+降水

※2：風(台風)+凍結+積雪

2. 組合せの評価

表1に示すA, B及び1から36までの自然現象の組合せについて, プラントに及ぼす影響ごとに評価する。評価においては, 施設に直接与える影響だけではなく, アクセシビリティや視認性といった間接的影響を加味した上で実施する。

評価に当たっては, 組合せた事象によるプラントに及ぼす影響が,

- ① 個々の自然現象 (関連して発生する可能性がある自然現象も含む) の設計に包絡されるか
- ② 原子炉施設に与える影響が自然現象を組合せることにより, 個々の自然現象がそれに与える影響よりも小さくなるか
- ③ 同時に発生するとは考えられないか

という3つの観点から検討する。

女川原子力発電所において想定される自然現象とプラントに及ぼす影響を表2に示す。

表2 女川原子力発電所において想定される自然現象とプラントに及ぼす影響

	プラントに及ぼす影響								
	荷重	温度	閉塞	浸水	電氣的影響	腐食	磨耗	アクセシビリティ	視認性
風 (台風)	○	—	—	—	—	—	—	○	—
竜巻	○	—	—	—	—	—	—	○	—
凍結	—	○	○	—	—	—	—	○	—
降水	—	—	—	○	—	—	—	—	○
積雪	○	—	—	—	—	—	—	○	○
落雷	—	—	—	—	○	—	—	—	—
火山の影響	○	—	○	—	○	○	○	○	○
生物学的事象	—	—	○	—	○	—	—	—	—
森林火災	—	○	○	—	○	—	○	○	○
地震	○	—	—	—	—	—	—	○	○
津波	○	—	—	○	—	—	—	○	—

3. 評価結果

女川原子力発電所において想定される自然現象を網羅的に抽出した上で、設計上考慮する必要がある事象を選定し、さらにそれらの事象の重畳の要否について検討を行った。

組合せた事象がプラントに及ぼす影響について評価を行った結果、個別の事象の設計に包絡される、事象の組合せが起こり得ない、または、それぞれの事象の影響が打ち消し合うことから、安全施設は自然現象の組み合わせによって安全機能を損なわないことを確認した。

ただし、荷重の組み合わせによる影響は、「第四条 地震による損傷の防止」又は「第五条 津波による損傷の防止」の条項において、地震又は津波と組み合わせる大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により作用する衝撃は、風又は積雪による荷重を考慮する。組み合わせに当たっては、地震又は津波の荷重の大きさ、最大荷重の継続時間、発生頻度の関係を踏まえた荷重とし、施設の構造等を考慮する。なお、具体的には、風荷重については、屋外の直接風を受ける場所に設置されている施設のうち、風荷重の影響が地震荷重又は津波荷重に対して大きい構造、形状及び仕様の施設において、組み合わせを考慮する。積雪荷重については、積雪による受圧面積が小さい施設又は積雪荷重の影響が常時作用している荷重に対して小さい施設を除き、組み合わせを考慮する。

上記の自然現象の重畳を考慮した場合でも、建屋外部に設置された設備への影響が個々の自然現象による影響に包絡されるか、又は、影響の程度が変わるのみであり、起因事象としては変わらないことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものとする。

地震レベル 1. 5 P R A について

1. はじめに

実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている原子炉格納容器の破損の防止に関する有効性評価に関し、必ず想定すべき格納容器破損モード以外の破損モードの有無について、内部事象についてはレベル 1. 5 P R A により確認を実施済みであるが、地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の原子炉格納容器破損モードについて

炉心損傷後の原子炉格納容器の健全性に影響を与える物理現象による事象進展に関し内部事象と地震事象の差はなく、地震事象特有の影響としては、地震動により直接的に原子炉格納容器が損傷する場合、原子炉格納容器の隔離機能又は圧力抑制機能に係る設備が損傷することで格納容器破損に至る場合が考えられる。

(1) 原子炉格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建屋の損傷影響により原子炉格納容器が破損に至る、または原子炉格納容器本体が直接的に破損に至るケースは、地震事象特有の格納容器破損モードであり、一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」では、原子炉建屋破損の χ モードとして分類されている。

このケースの場合、炉心損傷時に原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は既に喪失しており、内部事象レベル 1. 5 P R A では、格納容器隔離失敗として考慮している。

(2) 原子炉格納容器隔離機能喪失

地震動により原子炉格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで、炉心損傷により発生した放射性物質が原子炉格納容器外へ直接放出される可能性がある。このケースについては、原子炉格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり、内部事象レベル 1. 5 P R A では格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 原子炉格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）や格納容器ベント管、サプレッションチェンバの損傷により原子炉格納容器圧力が抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては、内部事象レベル 1. 5 P R A において、水蒸気（崩壊熱）蓄積等による加圧によ

って格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮されている。

以上を踏まえると、地震事象特有の影響として原子炉格納容器本体や隔離弁等の破損が考えられるものの、地震事象特有の格納容器破損モードは無く、内部事象レベル1.5PRAと同様であるといえる。

3. 原子炉格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述の通り、地震事象特有の影響として原子炉格納容器や隔離機能等の地震動による損傷が考えられるものの、格納容器破損モードとしては内部事象レベル1.5PRAと同様である。

また、地震動による直接的な原子炉格納容器や隔離機能等の損傷については、重大事故の事象進展により格納容器へ圧力荷重、熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込め機能が喪失に至るものではない。そのため、原子炉格納容器破損防止対策の有効性評価の判断基準に照らすと、重大事故対策の有効性評価の観点としてではなく、対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて原子炉格納容器本体の損傷については、内部事象運転時レベル1.5PRAでも想定していない機器の損傷モードであるが、原子炉格納容器が損傷に至るような大規模地震を想定した場合、その損傷の程度や緩和系設備使用可否の評価、事故シナリオを特定することは非常に困難である。従って、そのような状況下においては、地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて、様々な格納容器破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。

4. 地震レベル1.5PRAについて

内的事象運転時PRAでは、レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようプラント損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損、水蒸気爆発など)を抽出しているが、地震レベル1.5PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至るシナリオを考慮する必要がある。

具体的には、地震レベル1PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷やE-LOCAといった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定を行うことは困難かつ不確実さが大きく、これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展(炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全

性など)を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに、実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を実施した結果、必ず想定する事故シーケンス以外に以下の外部事象特有の事故シーケンスを抽出した。

1. 原子炉建屋損傷
2. 制御建屋損傷
3. 格納容器損傷
4. 圧力容器損傷
5. E C C S 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E-L O C A)
6. 計測・制御系喪失
7. 制御建屋空調系喪失
8. 格納容器バイパス
9. 原子炉停止機能喪失 (全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗)
10. 防潮堤機能喪失

これら事故シーケンスのうち、「5. E-L O C A」については、格納容器の機能に期待できる事故シーケンスであり、その他の 9 つの事故シーケンスについては、外部事象等による建屋、格納容器等の大規模な損傷を想定しており、損傷の程度に不確かさが大きく、格納容器の機能に期待できない場合もある事故シーケンスと考えられる。

これらに対しては、大規模損壊対策として可搬型設備を活用した電源確保、炉心冷却、格納容器除熱、敷地外への放射性物質の拡散防止等により影響緩和を図る。

1. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生し、ECCSによる注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、E-LOCAには至らない可能性があるものの、外部電源喪失等の過渡事象が発生しており、一部のフロアの損傷においても原子炉注水機能喪失などにより炉心損傷に至る可能性は存在する。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内のECCS注入配管が構造損傷して、緩和できない大規模なLOCA（E-LOCA）が発生すると同時に、ECCS注入機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋内の配管が建屋損傷の二次的被害により損傷する場合、格納容器内への接続配管が損傷することで、格納容器損傷に至る可能性がある。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、地震時の原子炉建屋の損傷状態として、一定規模以上の地震に対しては大規模な損傷の可能性が高いと想定されるため、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 2.1×10^{-8} ／炉年であり、全炉心損傷頻度（ 7.8×10^{-5} ／炉年）に対して0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の程度によっては原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイにより格納容器機能への影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

2. 制御建屋損傷

制御建屋の損傷により非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により緩和設備の制御機能が喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による制御建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、全交流動力電源喪失等に対する炉心損傷防止対策が有効な範囲の事故となる可能性もあるが、複数の監視機能・制御機能の機能喪失の組合せが発生することにより炉心損傷に至る可能性もある。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に建屋内に設置されている主要な設備の全てが同時に損傷することを想定した場合には、非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失もしくは、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能及び除熱機能が喪失し炉心損傷に至る。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.8×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4%程度と小さい寄与であることを確認している。また、損傷の規模によっては全交流動力電源喪失に対する炉心損傷防止対策を継続することにより影響を緩和できる可能性があることから有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

3. 格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全ての機器、配管が損傷して大規模な L O C A が発生し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、併せて格納容器先行破損が発生することを想定した事故シーケンスである。(添付資料 1)

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で L O C A が発生しない可能性があり、この場合には、外部電源喪失等の過渡事象が発生するものの、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。(格納容器損傷の程度によっては原子炉注水機能等に期待できない可能性がある。この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待できないため、格納容器バイパスに至る。)

<大規模な損傷の場合>

原子炉格納容器内の配管及びECCS注入配管が同時に構造損傷して、制御できない大規模なLOCA（E-LOCA）が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.1×10^{-7} ／炉年であり、全炉心損傷頻度（ 7.8×10^{-5} ／炉年）に対して0.4%程度と小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷発生時には同時に格納容器機能に期待できない状況となるが、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

4. 圧力容器損傷

地震により原子炉圧力容器が損傷し、大規模なLOCAが発生し、ECCS注入機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。（添付資料2）

実際には地震による原子炉圧力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉圧力容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、E-LOCAには至らない可能性があり、この場合には、原子炉注水機能等が健全ならば炉心損傷を防止できる。

<大規模な損傷の場合>

大破断LOCAを上回る規模のLOCAが発生した場合には、「大破断LOCA＋低圧ECCS失敗」事故シーケンスと同様に、冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心損傷に至る。

一方、格納容器が健全である場合は、炉心損傷後も「大破断LOCA＋低圧ECCS失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

このように損傷の程度に応じて影響が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉圧力容器損傷状態を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.1×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.8×10^{-5} / 炉年) に対して 0.4% 程度と小さい寄与であることを確認している。また、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

5. ECCS容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

地震により格納容器内配管、ノズル等が損傷、またはS/R弁の開に失敗し、大破断LOCAを上回る規模のLOCA (E-LOCA) が発生し、ECCS注入機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。なお、本評価では事象発生時の漏洩量の特定が困難であるため、大、中、小破断LOCAを含む事象として本事象を整理している。(添付資料3)

この事故シーケンスはLOCA時に原子炉注水機能が喪失した場合と類似の状況となることから「LOCA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループとして整理した。

大破断LOCAを上回る規模のLOCAが発生した場合には、「大破断LOCA+低圧ECCS失敗」事故シーケンスと同様に、冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至り、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難である。

一方、炉心損傷後の格納容器健全性については、以下のとおり「大破断LOCA+低圧ECCS失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

事象初期：原子炉格納容器圧力

大破断LOCAとE-LOCAの双方とも短期間に原子炉圧力容器バウンダリのエネルギーが格納容器内に放出される点で類似である。破断規模の影響でE-LOCAの方が初期圧力上昇幅が大きくなることが考えられるが、大破断LOCAの解析の事象初期では格納容器限界圧力/温度に対し十分な余裕があることを確認している(格納容器最高圧力約 330kPa[gage]) ことから、E-LOCA発生時にも格納容器の健全性に期待出来る。再循環配管2本分相当の破断面積のE-LOCAを想定したSAFERによる解析で得られた流出量及びエネルギーを格納容器応答解析コードに与えて圧力を評価した結果、格納容器最高圧力は約 kPa[gage]であり、格納容器最高使用圧力未満となることを確認した。

事象後期：原子炉圧力容器破損時間

大破断LOCAとE-LOCA (RPV破損除く) の双方でブローダウン過程にて原子炉圧力容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり、原子炉への注水がない場合に原子炉圧力容器破損までの時間に大きな差は生じない。MAAP解

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

析によると、PLR配管2本分相当の破断面積のE-LOCAを想定した場合、大破断LOCAとRPV破損時間にほぼ差がなく、約□時間となった。

6. 計測・制御系喪失

地震による計測・制御系機器の同時機能喪失により、非常用電源、ECCS、RHR等の緩和設備が制御不能になり炉心損傷に至る事故シーケンスである。(添付資料4)

実際には地震による計測・制御系機器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

計測・制御系機器が同時機能喪失した場合、原子炉スクラムに至り過渡事象が発生する。信号系の盤やケーブルトレイの部分的な損傷を想定した場合、一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの、原子炉注水機能など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を防止することに期待することができる。

<大規模な損傷の場合>

大規模な地震により信号系損傷として完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて原子炉注水機能等が喪失することで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による計測・制御系機器の同時機能喪失の損傷程度を特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価で 3.1×10^{-7} /炉年であり、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して0.4%程度と小さい寄与であることを確認している。また、損傷の規模によってはECCS系など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

7. 制御建屋空調系喪失

地震による制御建屋空調系喪失により、直流電源及び中央制御盤が機能喪失し炉心損傷に至る事故シーケンスである。(添付資料5)

実際には地震による直流電源及び中央制御盤の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

中央制御室の空調機器が機能喪失し、それに伴い中央制御盤が同時機能喪失した場合、原子炉スクラムに至り過渡事象が発生する。中央制御盤の部分的な損傷を想定した場合、一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの、原子炉注水機能など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を防止することに期待することができる。

<大規模な損傷の場合>

大規模な地震により空調設備が完全に機能喪失し、結果的に直流電源及び中央制御盤の完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて原子炉注水機能等が喪失することで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による制御建屋の空調機器が機能喪失した場合のプラントへの影響の大きさを特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価で 5.9×10^{-7} ／炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.8×10^{-5} ／炉年) に対して 0.8%程度と小さい寄与であることを確認している。また、損傷の規模によってはECCS系など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

8. 格納容器バイパス

格納容器の隔離失敗は、主蒸気隔離弁、給水隔離弁、原子炉冷却材浄化系の隔離弁の閉失敗と、接続している格納容器外配管の破損が同時に発生し、冷却材が格納容器外へ流出し、ECCS注入機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。

実際には地震による隔離弁及び配管の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な機能喪失の場合>

地震による格納容器バイパスとして、配管損傷が小規模な場合には、損傷の程度や位置により建屋内で影響の及ぶ機器は限定的なものとなり、原子炉注水機能など炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を防止することができる。

<大規模な損傷の場合>

地震により、配管の大規模な破断が発生し、破損箇所の隔離に失敗した場合には、高温・高圧の蒸気や冷却材が格納容器外に流出することにより、他の機器（電気品、

計装品等)への悪影響が避けられず、主要な緩和系の広範な機能喪失が発生することで炉心損傷に至る。

このように損傷の発生規模に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器バイパスが発生した場合のプラントへの影響の大きさを特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価で 8.0×10^{-8} /炉年であり、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して0.1%未満と小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷発生時には同時に格納容器機能に期待できない状況となるが、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

9. 原子炉停止機能喪失(全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗)

原子炉停止機能喪失事象(TC)は、スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし、本シナリオについては炉心損傷直結事象には分類されるものではない。

PRA評価ではヘディング「スクラム系」において、以下の設備の地震要因損傷により制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- ・炉内支持構造物
- ・CRD
- ・燃料集合体(過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定)

原子炉停止機能喪失は内的事象において既に抽出された事故シーケンスグループではあるものの、地震PRAにおいては「全交流動力電源喪失+原子炉停止失敗」といったシナリオも評価上抽出される。

ただし、上記で挙げた設備(炉内支持構造物、CRD、燃料集合体)については地震要因による損傷は否定できないものの、地震発生から損傷に至るまでには時間差があると考えられる。そのため、その間に地震加速度大(R/B下部水平 200gal, R/B下部鉛直 100gal)によるスクラム信号発信及び制御棒挿入(75%挿入で平均1.196秒(平成23年制御棒駆動水圧系機能検査))は余裕をもって完了している可能性が高い。

例えば設計基準地震動ではP波によりスクラム信号が発信し、4~10秒程度で最大加速度に達する。また、東北地方太平洋沖地震では、震源が発電所から近い場所にあり厳しい地震であったが、その場合も最大相対変位が生じる前に、制御棒の挿入は完了していた。

また、制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは、必ずしも臨界とはなら

ないが、地震によるCRDの損傷は同種系統間で完全相関を想定しているため、1本の制御棒でも挿入失敗した場合は、保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。

本事故シーケンスグループの発生頻度は保守的な評価で 5.0×10^{-7} /炉年であり、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して0.6%程度と、小さい寄与であることを確認している。

以上より、現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、地震PRAとしては改めて有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱う必要はないものとした。

10. 防潮堤機能喪失

防潮堤機能喪失により敷地内及び建屋内へ津波が浸水し、外部電源、非常用電源、ECCS等、広範な緩和設備が喪失するため炉心損傷に至る事故シーケンスである。

実際には津波による防潮堤機能喪失の程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

<小規模な機能喪失の場合>

防潮堤が一部損傷することにより津波が敷地内に浸水し、外部電源・補機冷却海水系が機能喪失するが、初期段階ではRCICによる注水が可能であり、蓄電池枯渇等による運転停止後までに、手動による原子炉減圧及び常設代替交流電源設備による電源供給かつ低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、もしくは大容量送水ポンプ(タイプI)による原子炉注水、並びに原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去に成功すれば炉心損傷を防止することができる。

<大規模な機能喪失の場合>

防潮堤が倒壊する等の大規模な損傷が発生し、津波が敷地内及び建屋内に大量に浸水することにより、全ての緩和設備が喪失して炉心損傷に至ると考えられる。

このように損傷の程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、津波による損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止/格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた保守的な評価で 1.1×10^{-7} /炉年であり、全炉心損傷頻度(7.8×10^{-5} /炉年)に対して0.1%程度と、小さい寄与であることを確認している。

また、損傷の規模によっては、RCICなど炉心損傷の防止に必要な監視機能や操作機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判

断した。

格納容器損傷の評価について

本評価においては、格納容器損傷に対して影響をもつ格納容器スタビライザやボックスサポート等の構造損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい格納容器スタビライザのシヤラグについてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉格納容器スタビライザは、図1のように、原子炉圧力容器からの水平方向荷重を建屋に伝達するために原子炉しゃへい壁と原子炉格納容器を結ぶ構造物で、原子炉しゃへい壁の最頂部位置へトラス状に設置される。また、原子炉格納容器は原子炉格納容器スタビライザと同じ高さでシヤラグにより原子炉建屋に支持される構造となっている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

シヤラグの構造強度評価においては、建屋と連成した地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、地震荷重（最大荷重）を交番荷重として評価することが考えられる^{*1}。今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、シヤラグの支持機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

また、原子炉格納容器スタビライザのシヤラグは、円周状に8箇所設置することで地震荷重が分配される構造となっており、揺れ方向に対して直交方向に位置する支点（シヤラグ）が最大荷重を負荷されるが、その位置のシヤラグが損傷したとしても、全箇所のシヤラグの支持機能が同時に喪失する可能性は低いと考えられる。

なお、シヤラグが支持機能を損傷した場合でも、原子炉格納容器はコンクリート壁（シェルウォール）に囲まれていることから大きく傾くなどして、支持状況

に大きな変化が発生することは考え難く、この時の影響としては原子炉格納容器内部の配管の一部損傷に留まるものと考えられる。この場合、LOCA の発生が想定されるが、これによる多くの場合の事故進展は既存の LOCA シナリオと同様の進展になることが考えられる。

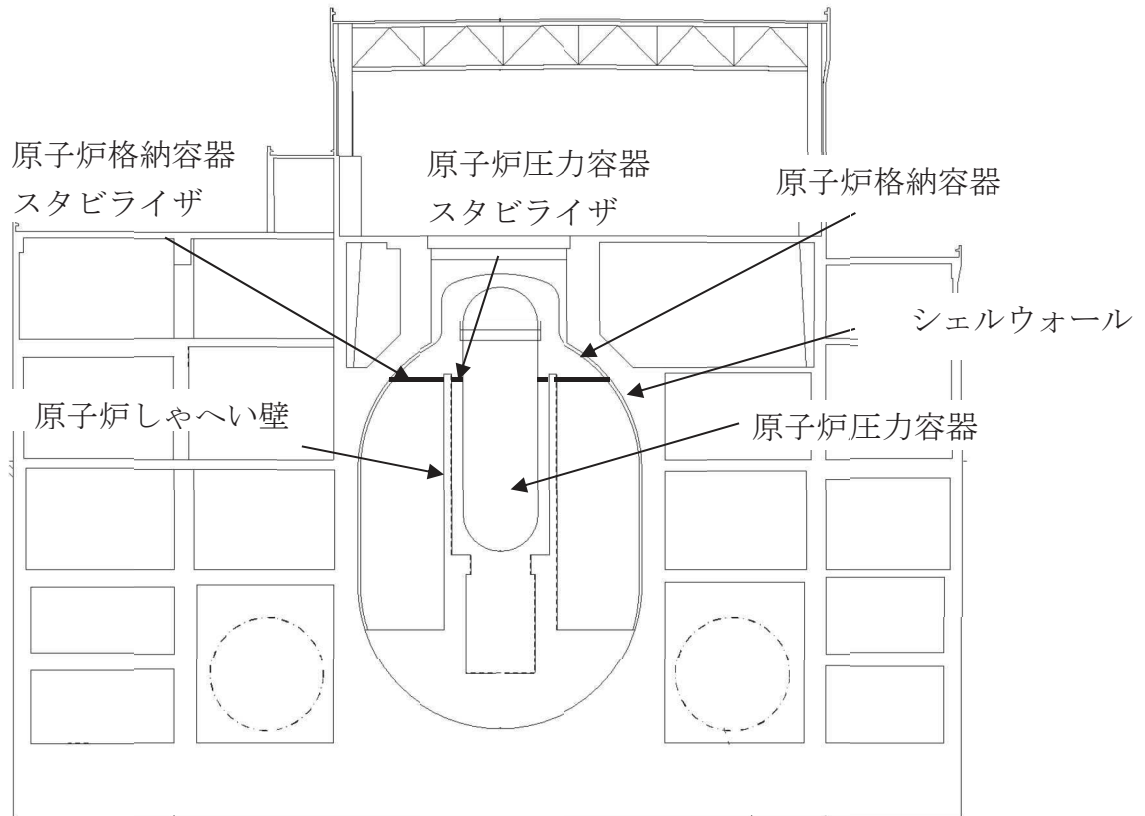


図1 原子炉格納容器スタビライザの概要図 (1 / 3)

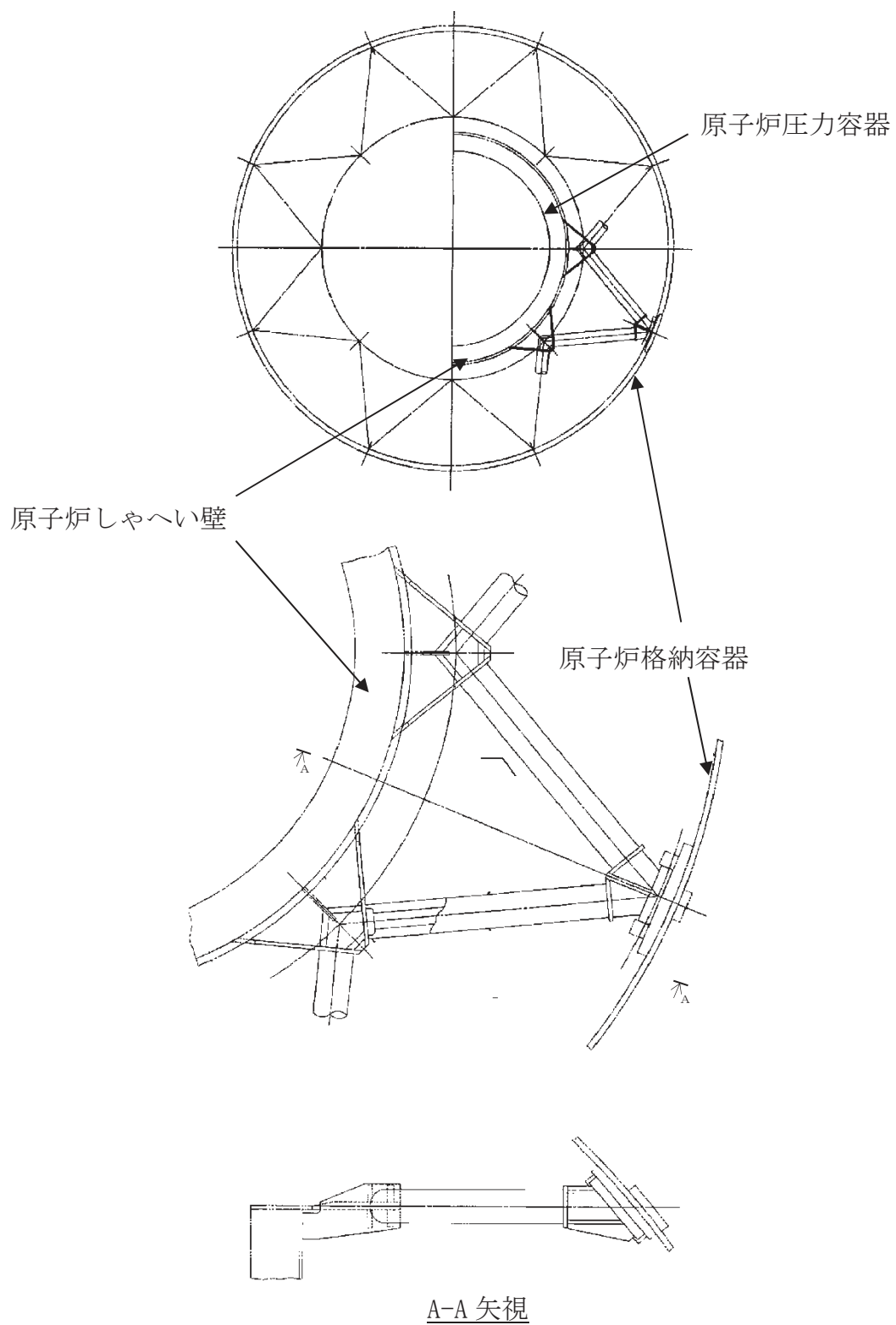


図1 原子炉格納容器スタビライザの概要図 (2 / 3)

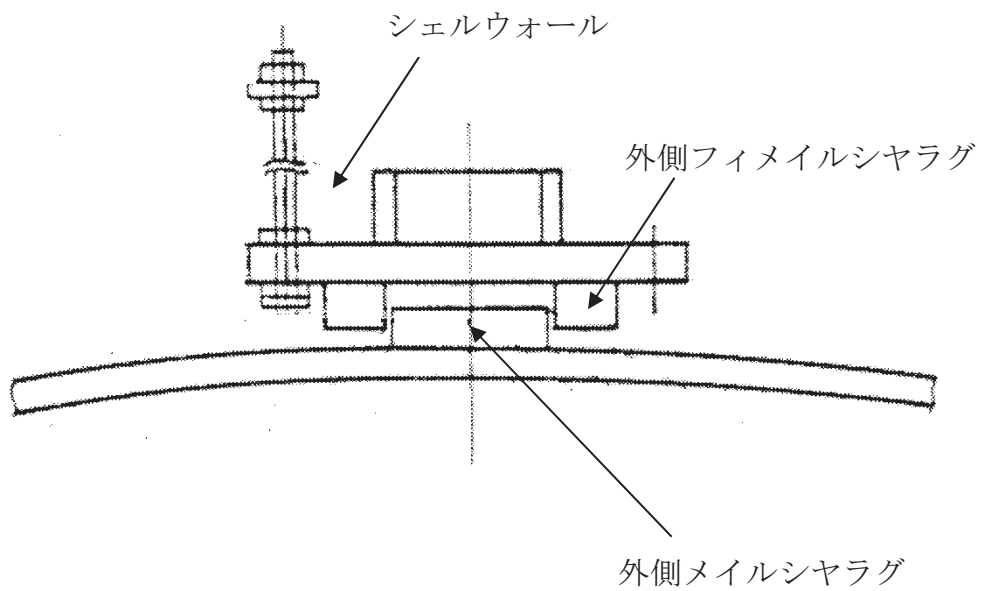
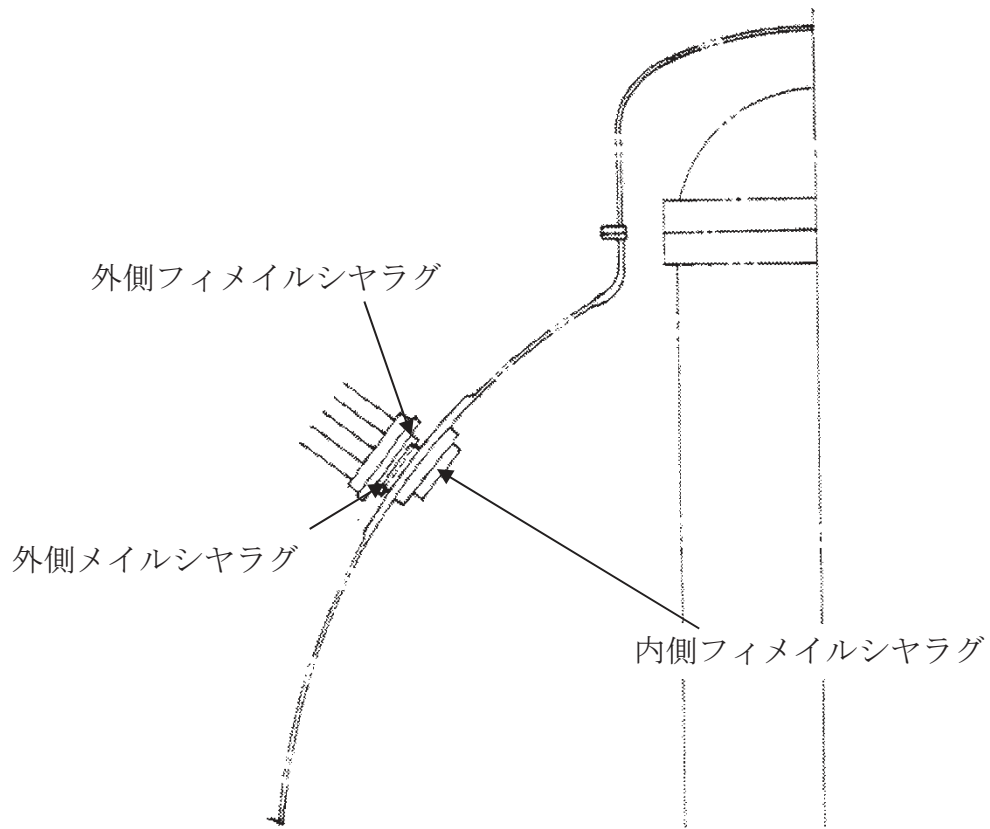
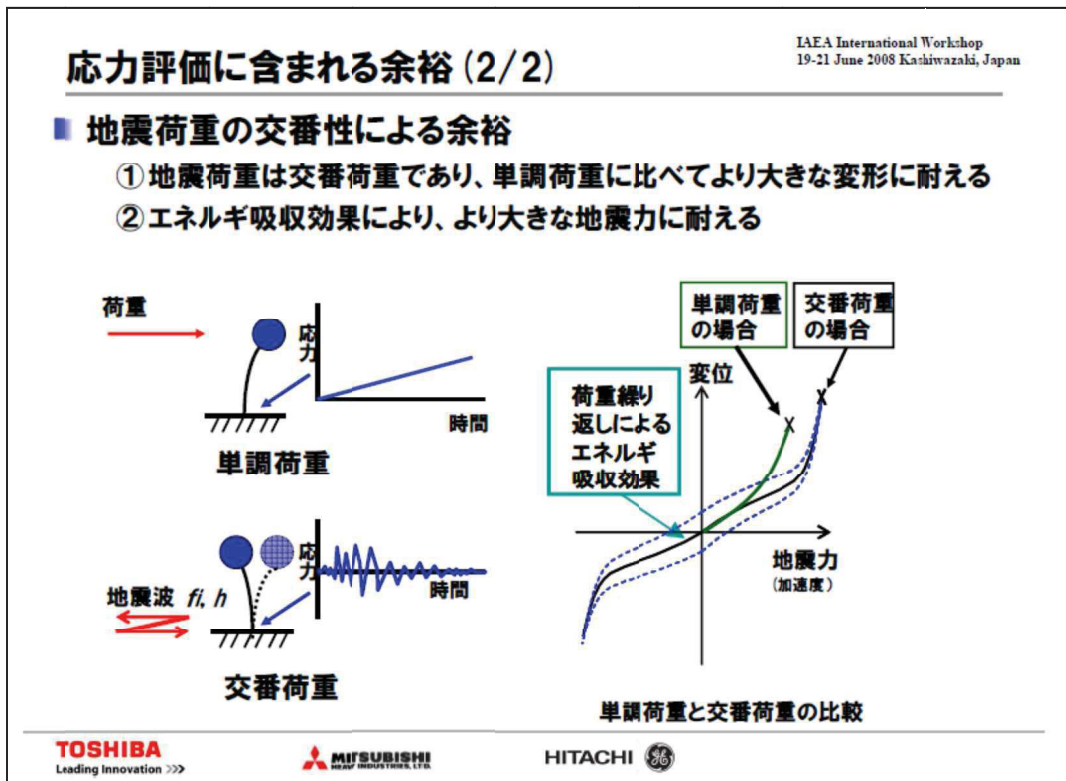


図1 原子炉格納容器スタビライザの概要図 (3 / 3)

※1 地震荷重を交番荷重ではなく静的に負荷して評価することは耐震設計上一定の余裕を有する。以下、参考文献参照。



(出典) 東芝電力システム社, 三菱重工業, 日立 GE ニュークリア・エナジー,

「Seismic Design Approach in Japanese NPPs」, IAEA International Workshop 19-21
June 2008 Kashiwazaki, Japan

圧力容器損傷の評価について

本評価においては、圧力容器損傷に対して影響をもつ原子炉本体基礎、原子炉圧力容器胴板等の構造損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい原子炉本体基礎のCRD開口部についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉本体基礎は、図2のように、内外にある2枚の円筒鋼板（内筒，外筒）から構成されており、これらの鋼板は縦リブ鋼板（隔壁）により一体化され、鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。なお、CRD開口部は、原子炉本体基礎の円筒上部に位置するCRD配管が貫通するための開口である。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

原子炉本体基礎のCRD開口部の構造強度評価においては、建屋と連成した地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、等分布荷重を受ける単純梁として評価を行っている。

CRD開口部評価断面は、図3のように上下2枚の水平部材及び3枚の鉛直部材により構成されており、これらに囲まれた領域にコンクリートが充填された構造となっているが、保守的な評価となるよう水平部材及びコンクリートは考慮せず、RPVや原子炉しゃへい壁等からの鉛直荷重が鉛直部材のみに負荷すると仮定し評価を行っている。これに加え、地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、断面算定上除外した水平部材とモルタルを考慮すること、梁のスパンを現実的な長さにすること等が考えられる。今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価しており、原子炉本体基礎の支持性能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

また、CRD開口部の損傷が発生し原子炉圧力容器の支持機能を損失した場合でも、原子炉圧力容器は原子炉しゃへい壁に周囲を囲まれており大きく傾くこと

は考え難く，この時の影響としては原子炉圧力容器に接続している配管の一部損傷に留まるものと考えられる。この場合，LOCAの発生が想定されるが，これによる多くの場合の事故進展は既存のLOCAシナリオと同様の進展になることが考えられる。

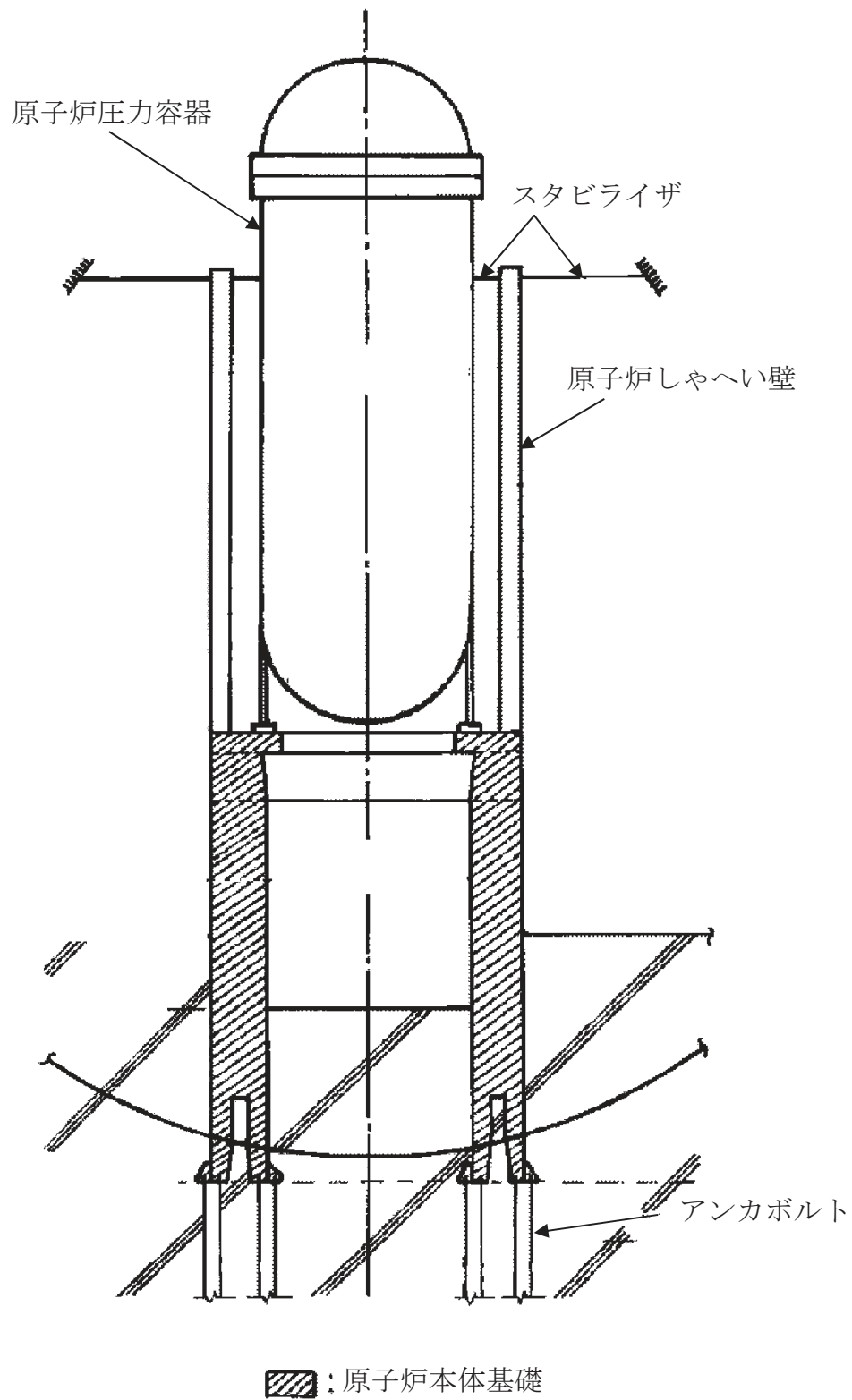
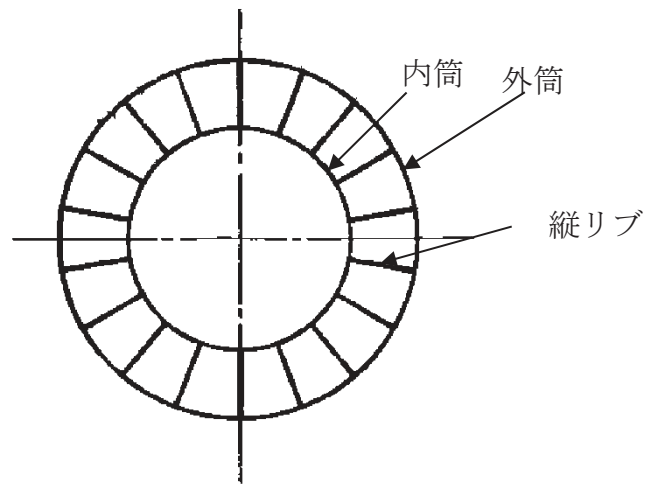
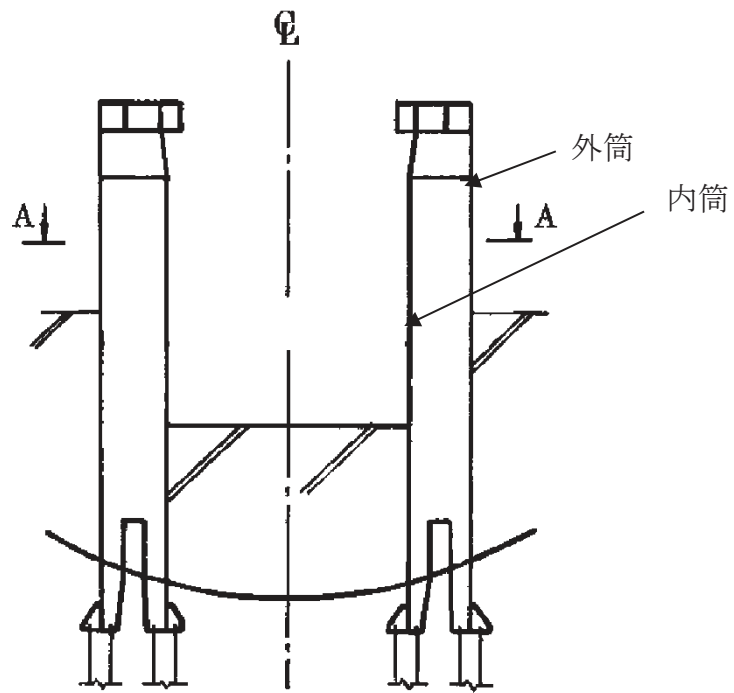


図2 原子炉本体基礎の概要図 (1 / 2)



A-A 断面

図2 原子炉本体基礎の概要図 (2 / 2)

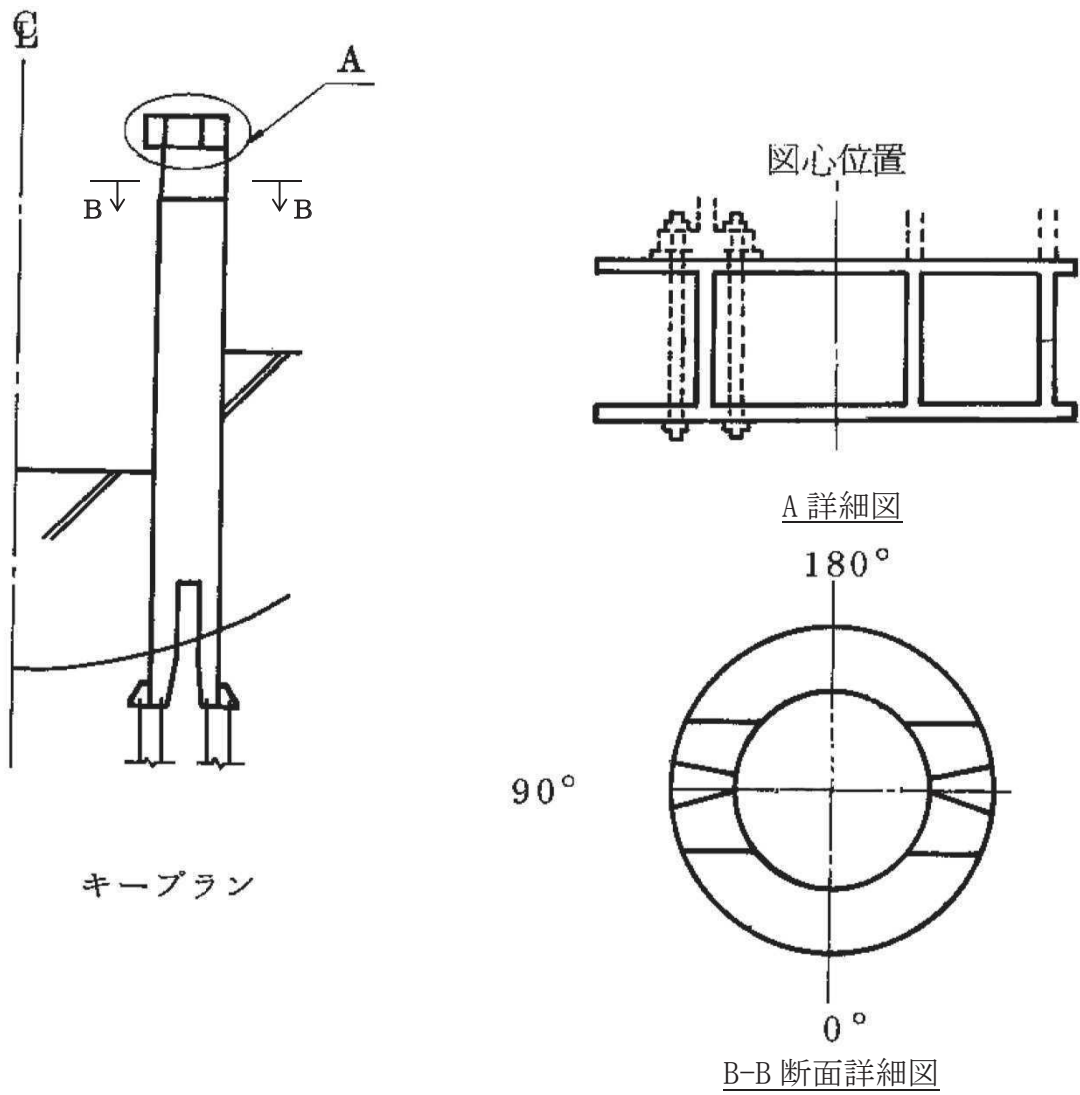


図3 原子炉本体基礎 CRD開口部

ECCS容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（E-LOCA）の 評価について

本評価においては、E-LOCAに対して影響をもつ格納容器内配管、圧力容器ノズル、炉内核計装装置等の構造損傷評価、S/R弁の機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい局部出力領域モニタ検出器集合体（以下「LPRM」という。）についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

LPRMは、図4、5に示すように、原子炉圧力容器下部から鏡板を貫通して原子炉圧力容器内に設置された中性子束計測案内管の内部に設置される。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

LPRMの構造強度評価においては、LPRMが燃料集合体に囲まれているため、地震による燃料集合体とLPRMの挙動を考慮し、LPRMに負荷される撓み及び加速度を組み合わせる評価を実施している。

なお、実際のLPRMの地震応答においては撓みと加速度の最大値が発生するタイミングは異なるが、保守的にそれぞれの最大応答を重ね合わせて評価を行っている。さらに、地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。

2. 現実的評価

現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、地震荷重（最大荷重）を交番荷重として評価することが考えられる。また、燃料集合体とLPRMそれぞれの最大地震応答を組み合わせるのではなく、燃料集合体とLPRMの地震応答の時刻歴から、最大応力が発生するタイミングに対する評価を行うことが考えられる。

今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、LPRMのバウンダリ機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

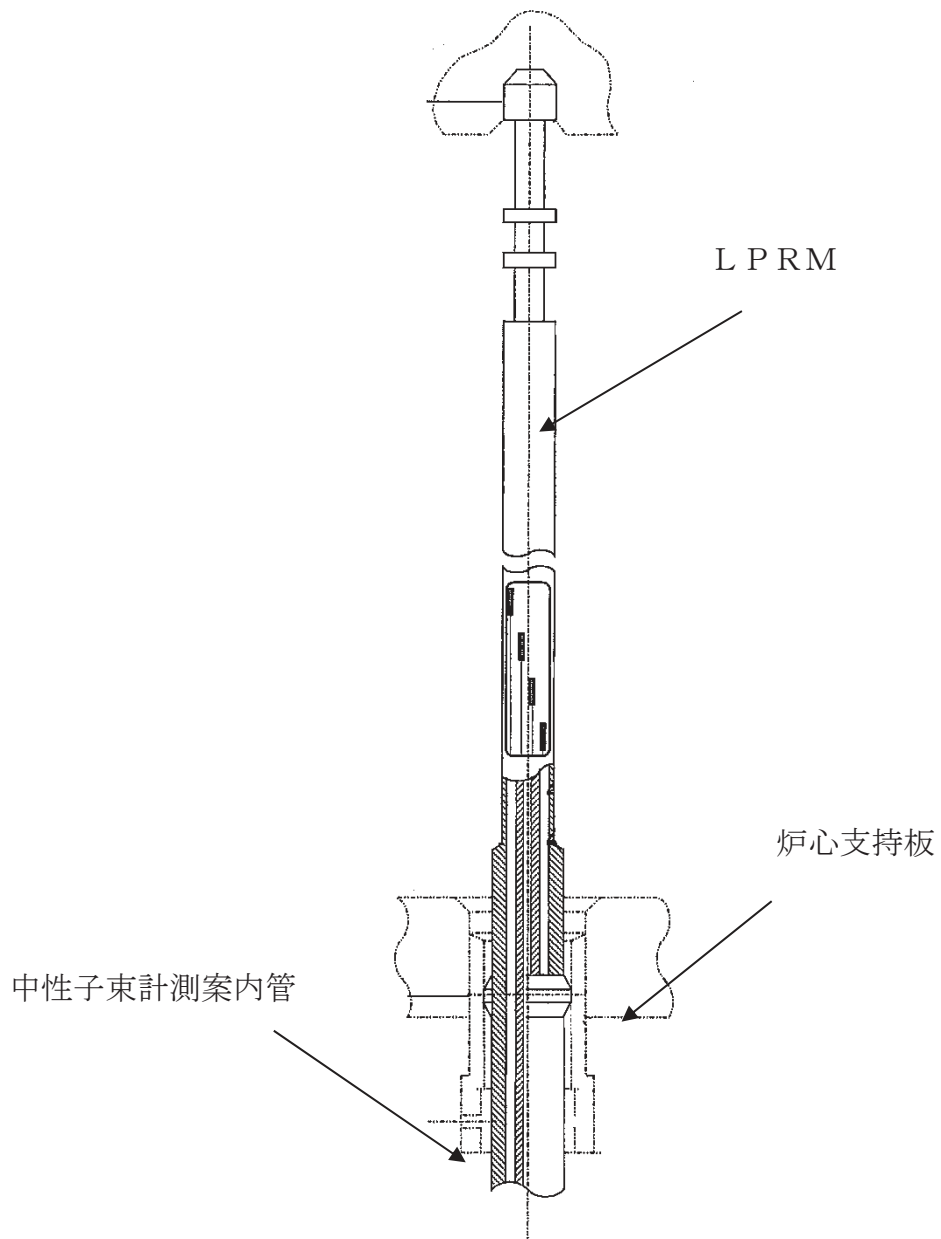


図4 LPRMの概要図

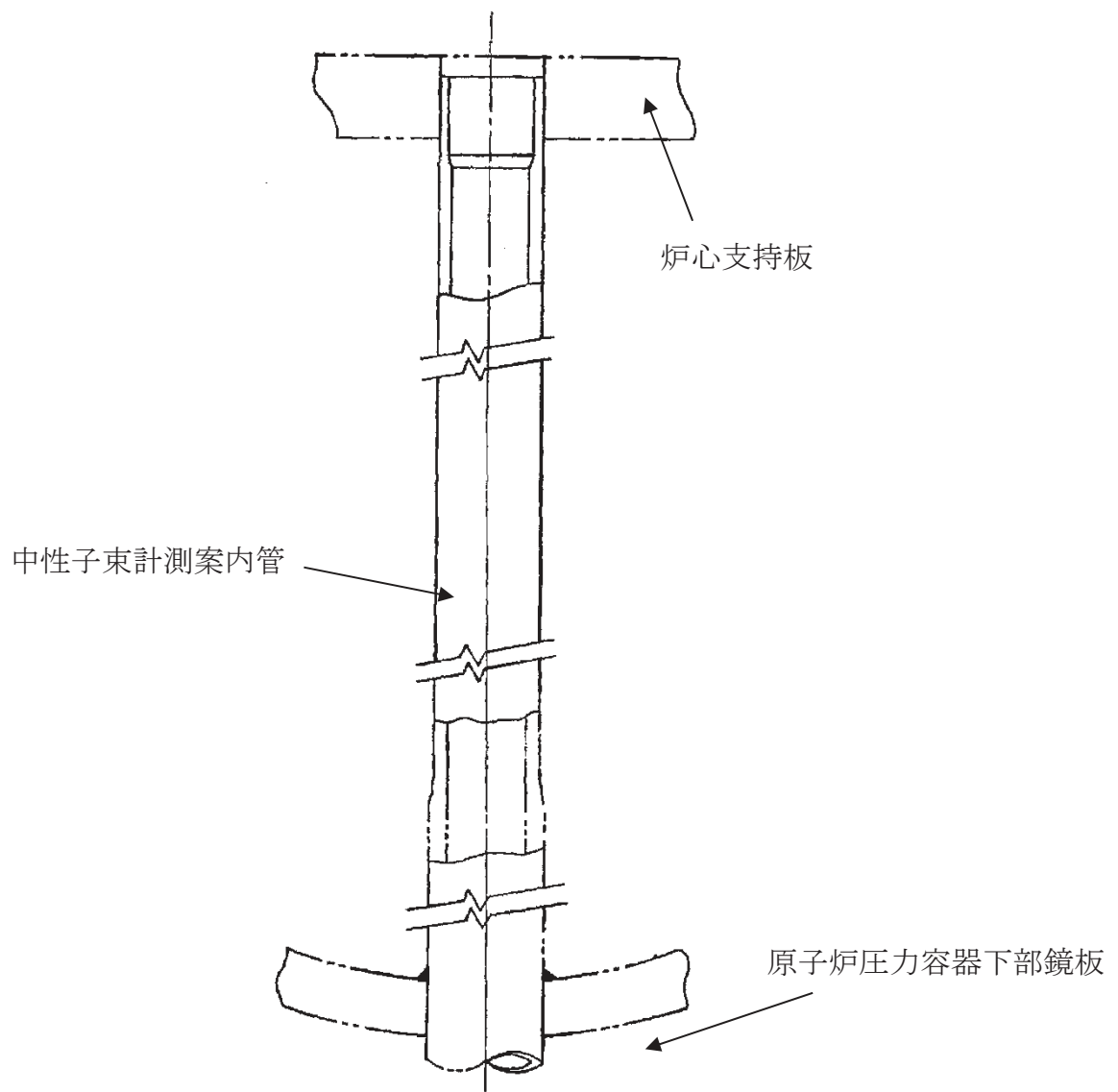


図5 中性子束計測案内管の概要図

計測・制御系喪失の評価について

本評価においては、計測・制御系喪失に対して影響をもつ制御盤、計装ラック等の構造損傷評価及び機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい制御盤の機能損傷についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

制御盤の中で設置位置での応答加速度が最大となる、制御建屋に設置された中央制御盤を評価対象としている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

既往の試験で取得された機能維持確認済加速度は、盤の機能が健全な状況で試験を終了しており、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態までを検証した結果でないことから、機能損傷レベルに対して余裕がある。

2. 現実的評価（フラジリティ/シナリオ）

上記のように、今回の制御盤の評価に適用した機能確認済加速度値は、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態までを検証した結果でないことから、仮に地震動が機能確認済加速度値を超過した場合においても機能を喪失しないか、もしくは一時的な故障にとどまる可能性が高く、地震収束後に機能回復の可能性があると考えられる。従って、今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、制御盤機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

制御建屋空調系喪失の評価について

本評価においては、制御建屋空調系喪失に対して影響をもつ中央制御室送・排風機、空調系ダクト等の構造損傷評価及び機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい中央制御室送風機の機能損傷についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

制御建屋に設置された中央制御室送風機を評価対象としている。

b. 評価方法

決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

既往の研究で取得された機能維持確認済加速度は、型式が同じ送風機の動的機能を構成する部品ごとに強度評価をした結果から、十分な裕度を持たせて加速度を設定しているものであるため、中央制御室送風機の機能損傷レベルに対して余裕がある。

2. 現実的評価

上記のように、今回の送風機の評価に適用した機能確認済加速度は、送風機の使用困難な損傷レベルに対して設定したものではなく、余裕を持たせて設定していることから、仮に地震動が機能確認済加速度を超過した場合においても機能喪失に繋がる可能性は低いものと考えられる。従って、今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、送風機能が実際に失われる地震動の大きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

格納容器バイパスの評価について

本評価においては、格納容器バイパスに対して影響をもつ主蒸気隔離弁、給水隔離弁、耐震Bクラス配管等の構造損傷評価および機能損傷評価を実施している。このうち、本事故シーケンスに対して影響が最も大きい耐震Bクラス配管の構造損傷についてフラジリティ評価の保守性を示す。

1. フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉格納容器の外側に設置されている、主蒸気系配管や給水系配管等の格納容器バイパス事象に係わる耐震Bクラス配管全体を評価対象としている。

b. 評価方法

格納容器バイパス事象に係わる耐震Bクラス配管については、東北地方太平洋沖地震（3.11地震）時に損傷していないことを踏まえて、3.11地震で観測された加速度をHCLPFと設定した。また、耐震Sクラス配管のフラジリティ曲線を参考に損傷加速度中央値Amを設定し耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティ評価を実施している。

c. 決定論的耐震評価における保守性

耐震Bクラス配管については、3.11地震での観測記録をもとにフラジリティ評価を行っているが、実際には3.11地震で当該配管に損傷が発生することはなかった。このことから、当該配管の耐力については現状のフラジリティ評価に対して余裕があるものと考えられる。

また、原子炉建屋内に設置されているCUW配管については、内部溢水の対策の一環で、3.11地震よりも大きな基準地震動Ssに対して機能維持することを確認している。しかし、フラジリティ評価を実施する際には評価の簡便性などを考慮し、他の耐震Bクラスと同様に3.11地震を用いて保守的な評価を適用している。そのため、今回の地震PRA評価で用いている耐震評価結果には大きな余裕を有しているものである。

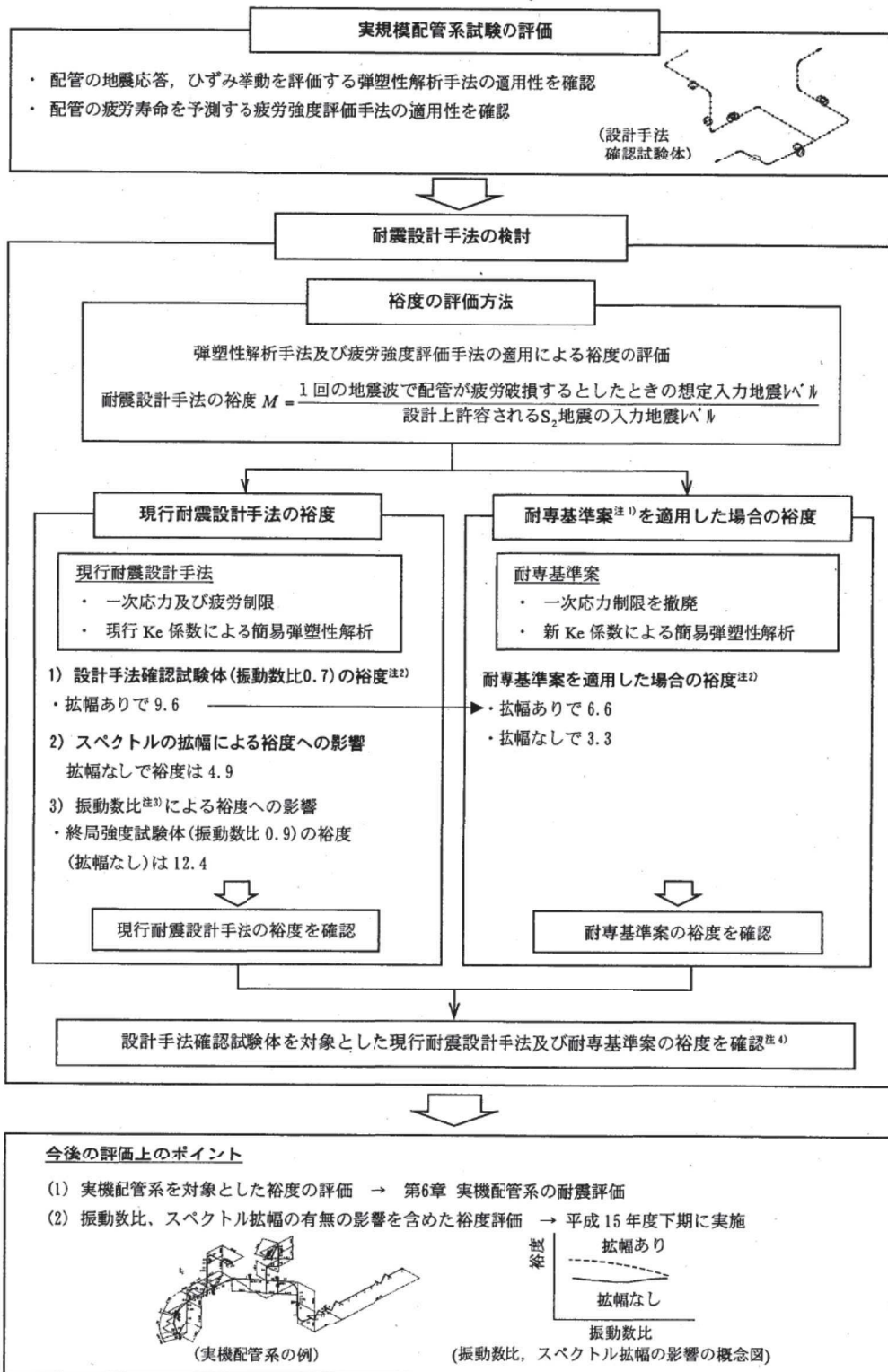
2. 現実的評価

今回の耐震Bクラス配管の評価には3.11地震の記録を適用しているもののこれは、実際の耐震Bクラス配管の現実的な評価に対して一定の保守性が含まれているものである。現実的な損傷に対して現実的な評価を行う場合、格納容器バイパス事象に係わる耐震Bクラス配管について、設計状況を勘案し詳細に評価を実施することが考えられる。

今回のフラジリティ評価においては、保守的な決定論的耐震評価に基づいて評価をしており、耐震Bクラス配管のバウンダリ機能が実際に失われる地震動の大

きさは、現状の耐震評価から求まる地震動の大きさよりも大きいと考えられる。

また、配管本体については既往研究結果等から、設計レベルを上回る大きな地震力に対して健全性が維持出来ることが確認されている。既往研究のうち平成15年度に原子力安全基盤機構で実施された「配管系終局強度試験」において、配管バウンダリ機能は設計条件に比べて約12倍もの余裕を有していることが確認されている。このような知見からも現行の配管評価は大きな保守性を含んだ評価であると考えられる。



注 1) 前記 5.2 節で記載した耐専基準案
 注 2) 地震等価繰返し回数を 60 回として評価
 注 3) 振動数比=入力波の卓越振動数/試験体の 1 次固有振動数
 注 4) 累積疲労損傷係数 1.0 でラチェット変形を含む低サイクル疲労により破損するとした場合

(出展) 独立行政法人 原子力安全基盤機構, 「平成 15 年度 原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書その 1 配管系終局強度」

諸外国の重大事故対策に関する設備例について

1. 調査方法

諸外国（米国及び欧州）の既設プラントにおいて整備している先進的な炉心損傷防止対策について、以下の書類等から調査を実施した。

- ・原子力規制機関（米国NRC，ドイツBMU等）の規制要求文書
- ・米国における最終安全解析書（FSAR）の事業者文書
- ・欧州におけるストレステスト報告書 等

また，原子力規制関係の調査委託会社の提携先であるコンサルティング機関から得られる情報，諸外国の原子力関係者を招いたセミナーでの情報，諸外国原子力プラントの視察情報等についても調査を実施した。（図1参照）

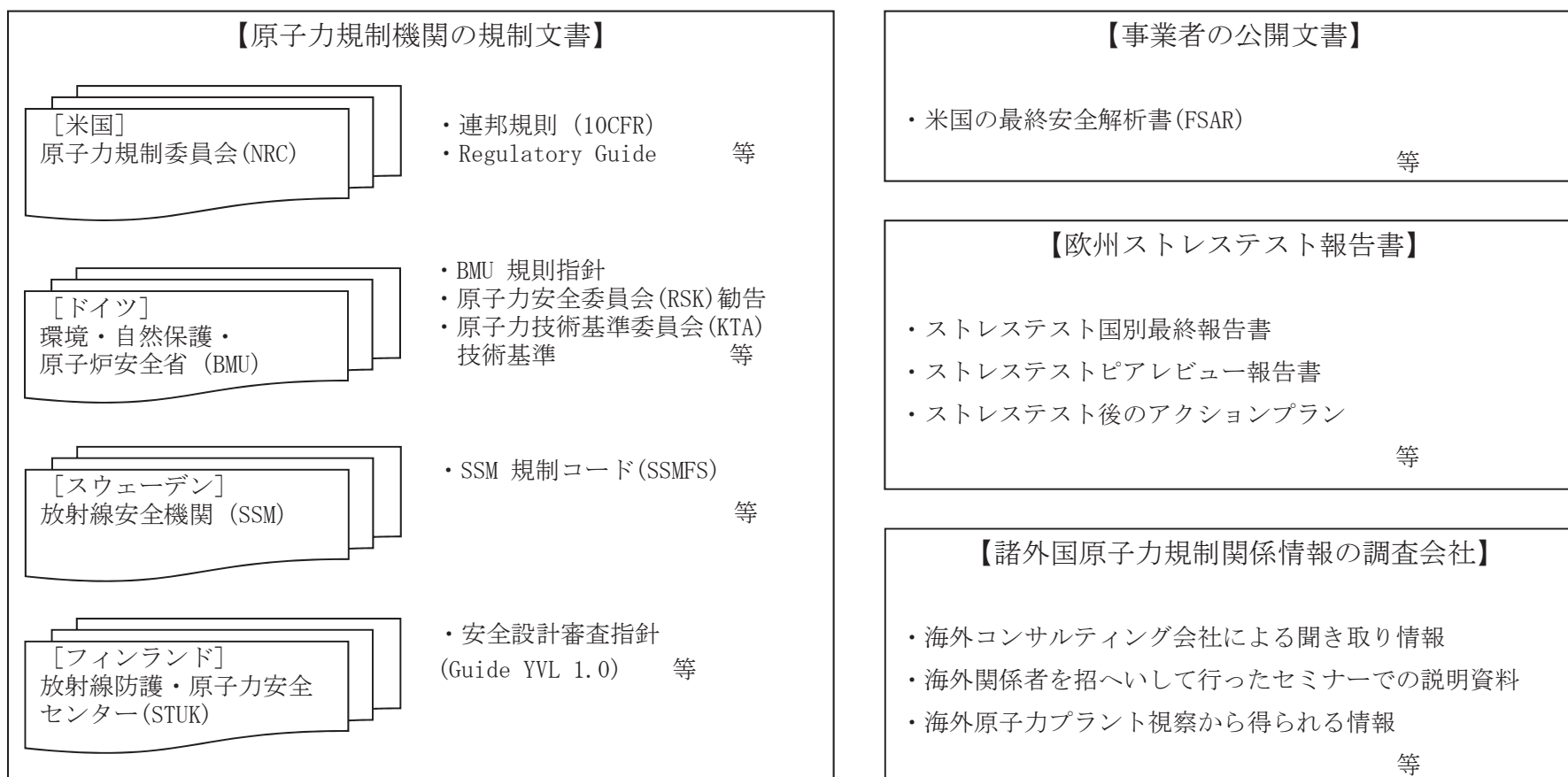
2. 調査結果

調査可能な範囲内で得られた国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策について，女川2号炉で整備している対策と比較した結果を表1に示す。

全ての事故シーケンスグループにおいて，国外の既設プラントで整備されている各機能の対策が，女川2号炉においても整備されていることを確認した。

また，事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる「LOCA時注水機能喪失」については，炉心損傷を回避するためには，ECCS相当の容量の注水設備がシーケンシャルに動作することが必要であり，調査可能な範囲内において関連する情報の調査を実施したが，事象発生確率が低い等の理由により諸外国においても設備面の対策がとられていないことを確認した。

以 上



【情報入手先】

- 原子力安全推進協会 (JANSI)
- 国外原子力規制関係情報の調査委託会社

図 1 諸外国で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (1/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) ※ ろ過水系 制御棒駆動水系による進展抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ (燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系) 高圧サベス水系 (RHR 経由) (水源：池、非常用冷却塔) CRD ポンプ 復水ポンプ RHRSW (RHR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ (専用電源・専用ヒートシンク有) サベス水系 (水源：河川) 復水系 (給水ポンプパイプスライド追設) インナーポンプ・シール水系 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ+ブースターポンプ (専用電源有) 	<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>女川2号炉においては、原子炉隔離時冷却系とは別の蒸気駆動による高圧注水手段として高圧代替注水系による炉心冷却手段を整備する。また、低圧代替注水系 (常設) として復水補給水系による炉心冷却手段を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ (タイプ I) 緊急送水ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬ポンプ導入 	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。</p> <p>女川2号炉においても同様に大容量送水ポンプ (タイプ I) 及び緊急送水ポンプによる低圧代替注水系 (可搬型) を用いた炉心冷却手段を整備する。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器フィルタベント系※ 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> W/Wベント 原子炉冷却材浄化系による S/P 除熱 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の専用ヒートシンク フィルタベント 必須サベス水系による除熱 (ヒートシンク：川、地下水、冷却塔) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント 代替最終ヒートシンクの導入 	<p>米国においては、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を整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。</p> <p>女川2号炉においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする原子炉格納容器フィルタベント系、耐圧強化ベント系及び海を最終ヒートシンクとする代替循環冷却系を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却水系 	—	—	—	—	<p>女川2号炉においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の原子炉補機代替冷却水系及び接続口を整備する。</p>
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> 復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイ 大容量送水ポンプ (タイプ I) ※ 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ 可搬型ポンプ (大規模損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> サベス水系 (D/W, W/W スプレイ可) 可搬式消火ポンプ (S/P 注水) 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動バックアップポンプ 消防車 	<ul style="list-style-type: none"> 火災防護系によるスプレイ (専用電源有、外部水源使用可) 	<p>欧米では、注水ポンプの追設または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、大容量送水ポンプ (タイプ I) を用いた格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器注水手段を整備する。</p>
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> CST への水の補給 淡水貯水槽※ 海水 ろ過水タンク 純水タンク 原水タンク 	<ul style="list-style-type: none"> CST への水の補給-処理水：脱塩水貯蔵タンク、復水器 H/W、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク 非処理水：消火用水系、公共の消火水、水道水等 RWST からの補給 他ユニット CST からの補給 防火用水タンク 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> CST への補給 消火水系からの補給 	<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 消火系への補給 純水系からの補給 (重力による移送) 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンク (既設設備の水源) への補給 消火系からの補給 Korvensuo 原水池 (火災系の水源) 	<p>欧米においては、淡水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。</p> <p>女川2号炉においては、淡水貯水槽、海水、ろ過水タンク、純水タンク及び原水タンクからの復水貯蔵タンクへの水補給が可能である。</p>
まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川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ような破滅的事象を想定した系統であり、国内では特定重大事故対処施設に相当する設備であり、重大事故等対処設備に相当するものではない。</p>							

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（2/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川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	<ul style="list-style-type: none"> 【・低圧注水系※】 【・低圧炉心スプレイ系※】 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・ろ過水系 	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> ・大容量送水ポンプ（タイプ1） ・緊急送水ポンプ 					
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能※ ・減圧機能の信頼性向上 <ul style="list-style-type: none"> —高圧窒素ガス供給系（非常用） —窒素供給圧の調整機能 —電源車からの給電 —SA環境を考慮したケーブル性能の確保 	<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 <ul style="list-style-type: none"> —ADS作動のための追加電源（DC）の設置 —ADS作動のための窒素ポンプの設置 —ADS作動のためのケーブル性能の確保（注） 	<ul style="list-style-type: none"> ・多重化炉容器減圧系（S/R弁11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置） 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡時の減圧自動ロジック 	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧機能の信頼性向上 <ul style="list-style-type: none"> —SRVへのバックアップ用窒素ポンプ —消火系からの水圧による開 	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、S/R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>女川2号炉においても、過渡事象時の代替自動減圧回路の設置や、S/R弁駆動用の高圧窒素ガス供給系（非常用）や電源の整備、SA環境におけるケーブル性能の確保等による減圧機能の信頼性向上手段を整備する。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系※】 ・原子炉格納容器フィルタベント系 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機代替冷却水系 	—	—	—	—	—
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	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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。							

注）本件は、米国においてNRCの要請により実施された、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。

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（3／7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※（手動起動含む） 低圧代替注水系（常設）※ 高圧代替注水系（手動起動含む） ろ過水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ（燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系） SBOの影響を受けないポンプによるサビ水系から給水系を通っての注水（水源：河川、湖、貯水池、海など） 原子炉隔離時冷却系の手動起動（大規模損壊） 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有） 	1と同様	1と同様	全交流動力電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。 女川2号炉においては、電源に依存しない蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系、常設代替交流電源装置による復水補給水系への給電手段を整備する。また、電源対策が達成できない場合に備えて、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の手動起動手順を整備する。
			<ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプI） 緊急送水ポンプ 	1と同様	1と同様	—	1と同様	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 <ul style="list-style-type: none"> 高圧窒素ガス供給系（非常用） 窒素供給圧の調整機能 可搬型代替直流電源設備からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 <ul style="list-style-type: none"> ADS作動のための追加電源（DC）の設置 ADS作動のための窒素ポンプの設置 ADS作動のためのケーブル性能の確保 	2と同様	—	2と同様	欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR弁駆動用の予備窒素ボンベ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。 女川2号炉においても、全交流動力電源喪失を想定して、S/R弁駆動用の高圧窒素ガス供給系（非常用）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する。
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系※】 原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 	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

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（4 / 7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要	
			女川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	代替電源設備（交流電源）	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備※ 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の追加設置 ガスタービン発電機の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系のディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機（4日分の燃料有） 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 起動用バッテリー追設 燃料タンクの購入 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の新設（独立建屋に設置） ガスタービン発電機（100%×2台、9日分の燃料有） 	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化（水冷、空冷）を実施している。</p> <p>女川2号炉においては、常設の代替交流電源として、常設代替交流電源装置を高台に設置する。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> SA用可搬型ディーゼル発電機（FP系→PCV注水への弁換作用） 		<p>欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。</p> <p>女川2号炉においては、同等の機能を有する可搬型代替交流電源設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 号炉間電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 水力発電ユニットの使用 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線（地中埋設） 余熱除去系1系統と外部電源を結線 	<ul style="list-style-type: none"> 小型可搬DG×3台（付外保管） 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電 地域電力会社からの受電（容量が限定的） 		
		代替電源設備（直流電源）	<ul style="list-style-type: none"> 所内常設蓄電池式直流電源設備（負荷切り離しによる容量保持）※ 蓄電池の容量増強 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量増加 非安全関連バッテリーの設置（安全系バッテリーの負荷軽減のため） 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増強 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 	<p>—</p>	<p>欧米においては、既設蓄電池容量の増加、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても同等の手段を整備している。</p> <p>米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても可搬型代替直流電源設備による蓄電池充電手段を整備する。</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替直流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 充電用可搬型発電機 充電用可搬型整流器 				
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川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（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）」、「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」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なかったことを確認した。</p>						

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（5/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川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）（SBO重量想定）	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※ 低圧代替注水系（常設）※ 高圧代替注水系 ろ過水系 	3と同様	3と同様	1と同様	1と同様	3と同様
			<ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプ1） 緊急送水ポンプ 	1と同様	1と同様	—	1と同様	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 <ul style="list-style-type: none"> — 高圧窒素ガス供給系（非常用） — 窒素供給圧の調整機能 — 可搬型代替直流電源設備からの給電 	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系※】 原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却水系※ 	—	—	—	—	—
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	<ul style="list-style-type: none"> 復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 	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
代替電源設備（交流電源）	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備※ 可搬型代替交流電源設備 号炉間電源融通 	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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。							

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（6/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・高圧炉心スプレー系※】 ・原子炉隔離時冷却系※ ・高圧代替注水系 【・低圧炉心スプレー系】 ・低圧代替注水系（常設） ・ろ過水系 	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> ・大容量送水ポンプ(タイプI) ・緊急送水ポンプ 					
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧機能の信頼性向上 —高圧窒素ガス供給系(非常用) —窒素供給圧の調整機能 —可搬型代替直流電源設備からの給電 	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器フィルタベント系※ ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水(格納容器スプレー)	<ul style="list-style-type: none"> ・復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレー ・原子炉格納容器代替スプレー冷却系※ 	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
		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、女川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ことを確認した。					
5	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※ ・自動減圧系作動阻止機能※ ・ほう酸水注入系※ ・代替制御棒挿入機能 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替制御棒挿入回路 ・SLCSのほう酸濃度の増加 ・SLCSの自動起動 ・CRD系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・ATWS-RPTの設置 ・MSIV閉後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加 	<ul style="list-style-type: none"> ・SLC(手動起動) ・スクラムで再循環ポンプトリップ ・信号/ロジック多様化 	<ul style="list-style-type: none"> ・バックアップ・スクラム回路(制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速) ・SLC手動起動 ・SLC自動起動 	<ul style="list-style-type: none"> ・SLC 	欧米においては、代替制御棒挿入回路及び代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。 女川2号炉においても、欧米と同等の設備を整備している。 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、ATWS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。
		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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。 なお、欧米の一部既設プラントにおいてSLCの自動起動を整備しているが、女川2号炉では、手順書等においてSLCの手動起動の基準を明記することにより、SLCが必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており、自動起動と同等の手段が整備されていると言える。					

表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（7/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

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設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
6	LOCA時注水機能喪失（外部電源喪失重量）	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系※ ・低圧代替注水系（常設）※ ・ろ過水系 	1と同様	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"> ・減圧機能の信頼性向上 —高圧窒素ガス供給系（非常用） —窒素供給圧の調整機能 —可搬型代替直流電源設備からの給電 	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器フィルタベント系※ ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	<ul style="list-style-type: none"> ・復水移送ポンプによる原子炉格納容器代替スプレイ 	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
		代替電源設備（交流電源）	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備※ 	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「ECCS容量を超える原子炉圧力容器バウンダリ喪失（E-LOCA）（地震起因）」及び「大・中破断LOCA+注水機能喪失（内部事象）」における欧米の対策状況について、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ことを確認した。					
7	インターフェイスシステムLOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系※ 【・低圧注水系※】 【・低圧炉心スプレイ系※】 ・ろ過水系 	既存設備で対応	— （情報なし）	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 女川2号炉においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器バイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> ・インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉減圧・水位制御の手順整備 	<ul style="list-style-type: none"> ・ISLOCAの早期検出・隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉の減圧 	<ul style="list-style-type: none"> ・隔離弁あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保 	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。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。 女川2号炉においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備する。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順を整備する。
		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、女川2号炉においても整備されていることを確認した。					

T B Wシーケンスを重要事故シーケンスに選定しない考え方について

1. T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

内部事象運転時レベル1 P R Aにおいては、T B WシーケンスはT Wシーケンスの1つとして整理している。事故シーケンスグループT W(崩壊熱除去機能喪失)のうち、T B W(電源喪失による崩壊熱除去機能喪失)の炉心損傷頻度について以下に示す。

表 1 T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

		炉心損傷頻度 (/炉年)	全C D F への 寄与割合	事故シーケンス への寄与割合
T W		5.5×10^{-5}	99.7%	100%
	T B W	1.0×10^{-8}	<0.1%	<0.1% ^{※1}
	T B W (S R V再閉失敗)	2.7×10^{-11}	<0.1%	<0.1% ^{※2}

※1: 「過渡事象+除熱失敗」(5.1×10^{-5})への寄与割合

※2: 「過渡事象+S R V再閉失敗+除熱失敗」(1.4×10^{-7})への寄与割合

表 1 に示すとおり、T B Wによる全炉心損傷への寄与及び事故シーケンスグループに占める寄与割合は、いずれも0.1%未満でありその寄与は小さい。

2. 審査ガイドに記載の着眼点への対応

T W(過渡事象+崩壊熱除去失敗)およびT B W(外部電源喪失+D G失敗+崩壊熱除去失敗)の審査ガイドに対する評価を表2に示す。また、T B Wに対する着眼点は以下のとおり。

a. 共通原因故障，系統間依存性の観点

過渡事象の起因事象として、「外部電源喪失」が発生することを想定しているため、安全機能のサポート系が喪失し、それらを必要とする機器が使用できなくなることから、系統間依存性は大きい「高」と設定した。

b. 余裕時間の観点

崩壊熱除去までの余裕時間が比較的長い(8時間以上)ことから、「中」とした。

c. 設備容量の観点

常用系による除熱ができず、必要な除熱量が大きくなるため、「高」とした。

なお、「SRV再閉失敗」については、原子炉減圧後の低圧状態においてもHPC Sによる注水継続をすることになるため、設備容量の観点から差は生じない。
d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

TBWシーケンスについては、炉心損傷頻度が 1.0×10^{-8} (/炉年)程度であり、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度 5.5×10^{-5} (/炉年)に対して、寄与割合が小さいため、「低」と設定できる。

以上より、審査ガイドに記載の着眼点の観点から、TWを重要事故シーケンスとして選定することについては妥当であると考えている。

表2 着眼点に対する評価

事故シーケンス		対応する主要な炉心損傷防止対策	a	b	c	d	備考
崩壊熱除去機能喪失	TW	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	中	中	高	高	「重要事故シーケンス選定」記載のとおり
	TBW		高	中	高	低	起回事象「外部電源喪失」から、a, b, c は、記載のとおりとなる。

3. TBWに対する炉心損傷防止対策

TBWの対策としては、以下の2つの対策が考えられる。

- ①「ガスタービン発電機等による電源の復旧+RHRによる除熱」
- ②「HPC Sの水源切替等の注水維持操作の実施（崩壊熱除去機能復旧までの時間余裕確保）+原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱」

このうち、②の対策についてはTWの対策と同等である。

4. 重要事故シーケンスについて

TWにおいては、「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出しており、(1)取水機能が喪失した場合と(2)残留熱除去系が故障した場合それぞれに外部電源喪失事象を重畳させ、事故シーケンスを選定している。

このうち、(2)残留熱除去系が故障した場合においては、表3に示す安全機能を仮定した事故シーケンスとしており、TBW相当のシーケンスを選定している。

有効性評価においては、本シーケンスについて、「HPC Sによる注水継続(S/CからCSTへの水源切替)、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱」(3. ②の対策)により、対策が有効であることを確認している。

また、TBWの対策の1つである、「ガスタービン発電機による給電及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱」(3. ①の対策)については、

(1) 取水機能が喪失した場合において、対策の有効性を確認している。
 従って、TW全体として、TBWの対策の有効性を確認している。

表3 有効性評価におけるTW（残留熱除去系故障）の仮定

安全機能	有効性評価における TW（残留熱除去系故障）の仮定
原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCSによる注水
崩壊熱除去	<ul style="list-style-type: none"> ・ RHRの機能喪失 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源の喪失 ・ HPCS D/Gによる給電

女川2号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に
照らした重大事故防止対策の対応状況

1. 内部事象運転時レベル1 PRA

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 主要なカットセットの抽出

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が 1.0×10^{-7} (／炉年) 以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1-1表～第1-7表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1-1表～第1-7表に示した通り、一部に「大破断LOCA+低圧ECCS失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止することが可能となることを確認した。

一方、PRAでは様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、そのシーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて1つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在しうる。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「LOCA時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。ただし、このようなカットセットは発生頻度が低く、リスクへの寄与が小さいことを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスグ

ループそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約5～95%の幅が生じた。また、全炉心損傷頻度から見ると、除熱機能の喪失によって格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約99.9%を占めている。「崩壊熱除去機能喪失」については、その炉心損傷頻度の約89%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても約89%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

さらに、「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては、残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり、遠隔操作のほか手動による開放も可能である等、残留熱除去系と異なる動作原理を持ち、残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行う系統である格納容器フィルタベント系を設け、除熱機能を多様化している。この格納容器フィルタベント系の持つ独立性及び多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「LOCA時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(手動減圧操作失敗)と計測制御系の故障(計器や自動信号故障)の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるように訓練等による対応能力の向上に努めていく。

上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約99%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器フィルタ

ベント系が設けられていることから、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧・低圧注水機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	1. 5E-11	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 9E-13	1.9%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設）	○
		非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 8E-13	1.8%		○
		S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 2E-13	1.4%		○
過渡事象 + SRV再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	5. 4E-12	非隔離事象+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	1. 3E-13	2.4%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設）	○
		非隔離事象+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 9E-14	1.8%		○
		非隔離事象+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	8. 4E-14	1.5%		○
手動停止 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 6E-13	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2. 5E-14	5.3%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+直流母線(2A)機能喪失	9. 8E-15	2.1%		○
		通常停止 +HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗 +復水補給操作失敗+RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 7E-15	2.1%		○
手動停止 + SRV再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	2. 1E-13	通常停止+SRV再閉失敗 +HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 8E-14	8.4%	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却水系	○
		通常停止+SRV再閉失敗 +HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 2E-14	5.9%		○
		通常停止+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	5. 8E-15	2.7%		○
サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	7. 7E-12	直流A母線喪失 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7. 0E-13	9.2%	・高圧代替注水系 ・大容量送水ポンプ（タイプI） ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		直流A母線喪失 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2. 9E-13	3.8%		○
		直流A母線喪失 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2. 2E-13	2.9%		○
サポート系喪失 + SRV再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	3. 1E-13	補機冷却系A系喪失+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	4. 9E-15	1.6%	・低圧代替注水系（常設） ・原子炉補機代替冷却水系	○
		直流B母線喪失+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1.1%		○
		直流B母線喪失+SRV再閉失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1.1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 8% のカットセットを確認した。なお，「高圧・低圧注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1% 未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 「過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」，「過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，高圧注水と低圧ECCSに関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障，原子炉補機冷却系であるRCWポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」，「手動停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する

要因として、HPCSに関連する人的過誤や区分Ⅰ直流電源，区分Ⅱ交流電源に関する機器の故障，原子炉補機冷却系であるRCW/R SWポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。

- 「サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については，起因事象により片区分の緩和設備が期待できなくなり，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，HPCSに関連する人的過誤や期待できる区分の電源に関する機器が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，HPCSに関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障の他に，期待できる区分の交流電源に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては，高圧代替注水系，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。ただし，一部のカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しているものがあり，原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系が，RHRが機能喪失した場合は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が必要となる。

第1-2表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧注水・減圧機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
過渡事象 +高圧注水失敗 +手動減圧失敗	1.8E-07	非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	1.4E-08	7.6%	・代替自動減圧機能	○
		非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +保守作業によるRCIC待機除外 +手動減圧操作失敗	8.6E-09	4.8%		○
		非隔離事象+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	5.5E-09	3.1%		○
手動停止 +高圧注水失敗 +手動減圧失敗	8.5E-09	通常停止+RSWポンプD起動失敗 +HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	2.3E-10	2.7%		○
		通常停止+RSWポンプD起動失敗 +HPCS計画外停止+保守作業によるRCIC待機除外 +手動減圧操作失敗	1.5E-10	1.7%		○
		通常停止+RSWポンプD起動失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	8.8E-11	1.0%		○
サポート系喪失 +高圧注水失敗 +手動減圧失敗	1.7E-09	補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ +RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%		○
		タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ +RCICポンプ起動失敗 +手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%		○
		補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ +保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%		○
		タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ +保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第1-2表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約5%のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.3%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスについては、高圧注水・減圧機能が喪失する要因として、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが主要なカットセットとして挙げられている。
 いずれの主要な事故シーケンスからも手動減圧失敗の人的過誤が抽出されている。このカットセットに対して、代替自動減圧機能による低圧状態への移行により、注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。
- 全炉心損傷頻度から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されているヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
長期TB 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗	6.1E-11	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	16.0%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
TBP 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	9.3E-13	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.4E-13	14.7%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G起動失敗	9.2E-14	10.0%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9.2E-14	10.0%		○
TBU 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +高圧注水失敗	1.3E-12	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	7.4E-14	5.5%	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
TBD 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +直流電源喪失 +HPCS失敗	4.5E-12	外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.6E-12	34.6%	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	1.1E-12	23.5%		○
		外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5.9E-13	13.1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-3 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については、炉心損傷頻度の約 39%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」(長期TB)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用D/Gの共通原因故障や外電復旧失敗が、HPCS失敗の要因としてHPCS-D/G故障が主要なカットセットとして挙げられている。炉心損傷防止対策としては、所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給の他、高圧代替注水系による注水、常設代替交流電源設備により電源復旧したうえでの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「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」(TBP)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用D/Gの共通原因故障や外電復旧失敗が、HPCS失敗の要因としてHPCS-D/G故障が主要なカットセットとして挙

がっている。S/R弁再閉失敗のため、長時間のRCICや高圧代替注水系による注水には期待できない。このため、RCICや高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系(可搬型)による注水に期待でき、炉心損傷防止が可能である。

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗」(TBU)では、全交流動力電源が喪失する要因として非常用D/Gの共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧注水失敗の要因としてHPCS-D/G故障やRCICポンプ起動失敗が主要なカットセットとして挙げられている。このカットセットに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による交流電源復旧後の低圧代替注水系(常設)による注水が炉心損傷防止対策として有効である。

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗」(TBD)では、外部電源喪失後、直流電源喪失の要因として蓄電池の共通原因故障が、HPCS失敗の要因としてHPCS-D/Gの機能喪失が主要なカットセットとして挙げられている。可搬型代替直流電源設備の蓄電池による直流電源供給が炉心損傷防止対策として有効である。

第 1-4 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 + 除熱失敗	5.1E-05	非隔離事象 + RHR 手動操作失敗	2.8E-05	56.0%	・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS 誤動作等 + RHR 手動操作失敗	9.2E-06	18.1%		○
		隔離事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
		水位低下事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
過渡事象 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	1.4E-07	非隔離事象 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	7.7E-08	56.2%	・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS 誤動作等 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	2.5E-08	18.2%		○
		隔離事象 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
		水位低下事象 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
手動停止 + 除熱失敗	2.7E-06	通常停止 + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	9.1E-07	34.2%	・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + RSW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	6.4E-07	24.0%		○
		通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗	1.6E-07	5.9%		○
手動停止 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	7.2E-09	通常停止 + SR 弁再閉失敗 + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	2.5E-09	34.1%	・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + SR 弁再閉失敗 + RSW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	1.7E-09	23.9%		○
		通常停止 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗	4.2E-10	5.9%		○
サポート系喪失 + 除熱失敗	1.7E-06	補機冷却系 B 系喪失 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	2.2E-07	13.5%	・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系 B 系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
		タービン・サポート系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
サポート系喪失 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	4.3E-09	補機冷却系 B 系喪失 + SR 弁再閉失敗 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	6.0E-10	14.1%	・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系 B 系喪失 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
		タービン・サポート系喪失 + SR 弁再閉失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
中小破断 LOCA + 除熱失敗	8.6E-08	小破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	5.0E-08	58.2%	・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		中破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-08	38.8%		○
		小破断 LOCA + RHR ポンプ 起動失敗 共通原因故障	2.8E-10	0.3%		○
大破断 LOCA + 除熱失敗	3.4E-09	大破断 LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-09	97.1%	・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		大破断 LOCA + RHR ポンプ 起動失敗 共通原因故障	1.9E-11	0.6%		○
		大破断 LOCA + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	1.1E-11	0.3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-4 表より，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については，炉心損傷頻度の約 89% のカットセットを確認した。なお，「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約 99.7% であり，全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，崩壊熱除去機能の喪失により S/P 水温が上昇する等の要因により注水機能が喪失し，格納容器破損に至るシーケン

スである。崩壊熱除去機能が喪失する要因としては、RHR手動操作失敗や補機冷却系であるRCW/RSWポンプの共通原因故障によるRHR機能喪失が支配的となっている。

これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- 主要な事故シーケンスのうち、RHR手動操作失敗による炉心損傷に対しては、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、RCW/RSWポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる原子炉格納容器フィルタベント系は、RHR、RCW及びRSWに対して独立なシステムであり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全CDFの約99.7%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-5 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
過渡事象 + 原子炉停止失敗	3.9E-09	非隔離事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	・ 代替制御棒挿入機能 ・ 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	○
中小破断LOCA + 原子炉停止失敗	8.3E-12	小破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%		○
大破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約 95%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める割合が 0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化又はLOCAが発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが，原子炉トリップに失敗するカットセットとして，トリップアクチュエータリレーの共通原因故障による原子炉保護系の機能喪失が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，代替制御棒挿入機能，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が有効である。さらに，過渡事象においては，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能，ほう酸水注入系，制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-6 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（LOCA時注水機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
中小破断LOCA + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗	4.3E-13	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-14	10.1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-14	7.1%	-	×※
		中破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	-	×※
中小破断LOCA + 高圧注水失敗 + 原子炉自動減圧 失敗	2.9E-12	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	9.1E-14	3.1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	8.5E-14	2.9%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	5.7E-14	2.0%	-	×※
大破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4.2E-14	大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-15	10.3%	-	×※
		大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-15	7.2%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%	-	×※

※中破断LOCA, 大破断LOCAでは高圧代替注水系, 低圧代替注水系(常設)ともに注水容量が不足するため。

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-6 表より, 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 11%のカットセットを確認した。なお, 「LOCA時注水機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が 0.1%未満であり, 全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは, 「中小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗」が支配的となっている。このシーケンスにおいて, 主要なカットセットは中破断LOCAを起因事象とするもので占められている。高圧注水失敗の要因としては, HPCSに関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。減圧失敗の要因としては, 水位または圧力トランスミッタの共通原因故障が支配的であり, また, 自動減圧失敗時のバックアップ操作に失敗する人的過誤である手動減圧操作失敗が挙げられている。この場合, 原子炉を減圧できない一方で, 中破断LOCAの場合, 高圧代替注水系にも期待できないことから, 炉心損傷を防止できない。

- 「中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」についても、主要なカットセットは中破断LOCAを起因事象とするもので占められている。高圧注水失敗の要因としては、HPCSに関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられ、低圧ECCS失敗の要因としては低圧ECCSの原子炉補機冷却系であるRCW/RSWポンプの共通原因故障が支配的である。原子炉補機冷却系の喪失時にも注水可能な設備として低圧代替注水系(常設)があるものの、中破断LOCA時には容量不足のために炉心損傷を防止することができない。
- 「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗」については、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。
- 人的過誤については、LOCAが発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも係らずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、手動減圧操作の失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。

第 1-7 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA（低圧配管_隔離失敗）	2.2E-09	90.5%	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	○
		ISLOCA（高圧配管_隔離失敗）	2.3E-10	9.5%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，格納容器バイパス事象としてインターフェイスシステムLOCAが発生するものである。

炉心損傷防止対策としては，原子炉減圧による漏えいの低減，漏えい箇所の隔離操作が有効である。

1. 2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、F V重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価したF V重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でP R Aを実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1 P R Aのみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別にF V重要度を分析し、その値が 10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。F V重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-3} を基準とすることとし、 10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

F V重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧注水・低圧注水機能喪失(T Q U V)」、「高圧注水・減圧機能喪失(T Q U X)」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失(T W)」、「原子炉停止機能喪失(T C)」、「インターフェイスシステムLOCA(I S L O C A)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA時注水機能喪失(S 1 E, S 2 E)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル1 P R Aでは、T Wがその炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており、T Wに対してはF V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には原子炉格納容器フィルタベント系による除熱機能の確保)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度は 10^{-3} 程度低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失(T Q U V)

F V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、H P C Sの注入元弁開け忘れや低圧注水系の不動作につながる信号系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系や低圧代替注水系による原子炉注水によって対応することが可能である。

○高圧注水・減圧機能喪失 (T Q U X)

F V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、手動減圧操作失敗が抽出された。これに対して、代替自動減圧系により、D/W圧力高を伴わない過渡事象時においても原子炉減圧され、その後の低圧注水に期待できるため、炉心損傷を防止することが可能である。

○崩壊熱除去機能喪失 (T W)

F V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系の操作失敗や原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、独立した系統である原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失 (長期T B, T B U, T B P, T B D)

F V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、長期T B及びT B Pでは非常用D/Gの喪失及びH P C Sの機器故障が抽出された。また、T B Uではこれに加えてR C I Cの機器故障が、T B Dでは蓄電池の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による電源復旧により、原子炉注水機能を確保することが可能である。

○L O C A時注水機能喪失 (S 1 E, S 2 E)

小破断L O C A (S 2 E) について、F V重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象について重大事故等防止対策が有効であることを確認した。支配的な基事象として高圧注水の機能喪失や減圧失敗が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系による原子炉注水により対応することが可能である。

中破断L O C A (S 1 E) については、小破断L O C Aと同様にH P C Sの機能喪失や減圧失敗に関連する基事象が抽出された。ただし、中破断L O C Aの場合、高圧代替注水系は有効とならず、重大事故等対処設備による炉心損傷の防止

が困難である。

○原子炉停止機能喪失（TC）

FV重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障や制御棒挿入失敗が抽出された。これらに対して、代替制御棒挿入機能や代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系により原子炉停止が可能である。

○インターフェイスシステムLOCA（ISLOCA）

FV重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

起因事象である破断箇所の隔離失敗によるISLOCA発生が支配的であった。これに対しては、原子炉減圧による漏えい低減や発生個所の隔離による対応が可能である。

2. レベル1. 5 P R A

各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

(1) 選定条件

レベル1. 5 P R Aでは炉心損傷時のプラント損傷状態（P D S）により、事故シーケンスをグループ化し、各P D Sから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に上位5位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等の対比について整理した。（第2-1表参照）

なお、発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるP D Sと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した重大事故防止対策により格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第2-1表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎のCFR (／炉年)	PDS	主要なカットセット	CFR (／炉年)	寄与割合	主要なカットセット上位5つの割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1.3E-09	TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	9.0E-11	7.2%	19.4%	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水系 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
		TQUX	非隔離事象 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗 +保守作業によるRCIC待機除外	5.7E-11	4.6%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.7E-11	3.0%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗	2.9E-11	2.3%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.9E-11	2.3%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	9.4E-13	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	2.2E-14	2.4%	6.5%	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水系 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	1.4E-14	1.5%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	9.0E-15	1.0%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗	8.3E-15	0.9%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	7.1E-15	0.8%			○
高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00*	—	—	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 逃し安全弁による手動減圧 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用	5.0E-15	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCL発生	9.4E-17	1.9%	5.3%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCL発生	6.0E-17	1.2%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCL発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.8E-17	0.8%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCL発生	3.5E-17	0.7%			○
		S1E	中破断LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCL発生	3.1E-17	0.6%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10	長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	8.6%	27.5%	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器下部注水系 (常設) 	○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	4.5E-12	4.0%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	3.7E-12	3.2%			○
水素燃焼	0.0E+00*	—	—	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化 	○

※発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

第2-2表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	CFE (/炉年)	寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗 + 長期冷却失敗	1.2E-09	94.6%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系 	○
非隔離事象 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗 + 保守作業によるRCIC待機除外					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
RPS誤動作等 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + HPCSポンプ室空調機能喪失					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時、RPS誤動作等といった過渡事象時の手動減圧操作失敗、HPCSやRCICに関する人的過誤である。（第2-2表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

第 2-3 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (/炉年)	寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗 + 格納容器注水失敗	8.7E-13	92.4%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗					
RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタ関連の共通原因故障や手動減圧操作失敗，HPCSやRCICに関する人的過誤である。（第 2-3 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却により，格納容器過温破損の防止が可能である。

○高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、ゼロと評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSはTQUX，長期TB，TBD，TBU，S2Eが挙げられ，炉心損傷頻度の割合では約100%をTQUXが占める。第1-2表より，TQUXにおける主要カットセットとして，ポンプ故障や人的過誤，手動減圧失敗などが挙げられている。

これらに対し，原子炉圧力容器破損までの逃がし安全弁の手動操作及び原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器減圧により，本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFF (/炉年)	寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	過渡事象 +高圧注水失敗 +手動減圧失敗 +FCI発生	3.5E-15	71.4%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生					
中破断LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	中小破断LOCA +高圧注水失敗 +原子炉自動減圧失敗 +FCI発生	9.7E-16	19.6%		

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタやD/W圧力トランスミッタの共通原因故障、手動減圧操作失敗、HPCSやRCICに関する人的過誤である。(第 2-4 表参照)

しかしながら、解析により、原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による発生エネルギーが小さく格納容器圧力バウンダリの機能は喪失しないことが確認されている。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	CFP (/炉年)	寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	外部電源喪失 +DG失敗+HPCS失敗 +デブリ冷却失敗	6.0E-11	52.4%	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設） 	○
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、外部電源喪失時の非常用D/Gの共通原因故障や継続運転，及び起動の失敗，外電復旧の失敗である。(第 2-5 表参照)

これらに対し，常設代替交流電源設備による電源供給の対策に加え，原子炉格納容器下部注水系（常設）により，溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保，且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより，本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○水素燃焼

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、ゼロと評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSはTQUX, TBU, TBPが挙げられ、CDFの割合では約100%をTQUXが占める。第1-2表より、TQUXにおける主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが挙げられている。

これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。

3. 停止時レベル1 PRA

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第3-1表～第3-3表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第3-1表～第3-3表に示した通り全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能となることを確認した。

第3-1表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
崩壊熱除去機能喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.0E-07	RHR機能喪失(POS-B1) +MUWC操作失敗	3.2E-7	35.3%	・大容量送水ポンプ (タイプI)	○
		RHR機能喪失(POS-C1) +MUWC操作失敗	2.6E-7	28.6%		○
		RHR機能喪失(POS-B2) +MUWC操作失敗	9.9E-8	11.0%		○
外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.2E-08	外部電源喪失(POS-B1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	5.6E-9	17.3%	・大容量送水ポンプ (タイプI)	○
		外部電源喪失(POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	4.6E-9	14.3%		
		外部電源喪失(POS-B1) +パワーセンタ動力変圧器C 機能喪失	2.6E-9	7.9%		

【主要なカットセットに対する検討】

- 「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、POS-B1、POS-B2、POS-C1のように待機除外となっているシステムが多いPOSにおける崩壊熱除去機能喪失が主要な起因事象として挙げられている。これらのPOSにおいては、緩和設備としてMUWCにのみ期待していることから、MUWC操作失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウエル満水状態であるPOS-B1、POS-B2においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による炉心損傷防止も可能である。

- 「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、除熱や注水に対する診断の失敗による崩壊熱除去、炉心冷却失敗、パワーセンタ動力変圧器の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）により、炉心損傷防止が可能である。

第3-2表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	CDF (／炉年)	主要なカットセット	CDF (／炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.2E-13	外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	5.6E-14	26.0%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗	3.8E-14	17.7%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	1.9E-14	9.0%		○
外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.7E-12	外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.5E-13	9.0%	・低圧代替注水系 (常設) ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 起動失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%		○
外部電源喪失 + 直流電源喪失	3.5E-8	外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池 A 機能喪失	8.3E-9	23.9%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池遮断器 A 誤開	6.9E-9	19.9%		○
		外部電源喪失 (POS-C1) + 蓄電池 B 機能喪失	6.9E-9	19.8%		○
外部電源喪失 + 交流電源喪失	1.6E-8	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	4.4E-9	27.6%	・低圧代替注水系 (常設) ・常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	3.0E-9	18.7%		○
		外部電源喪失 POS-A2 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	2.3E-9	14.4%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」では、全交流動力電源が喪失する要因として、蓄電池の共通原因故障やHPCS-D/Gの故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）による原子炉注水が有効である。
- 「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、非常用D/Gの共通原因故障やHPCS-D/Gの故障、外部電源復旧失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。
- 「外部電源喪失＋直流電源喪失」については、POS-B1やPOS-C1等の片区分の電源が待機除外となっているPOSにおいて、使用可能な区分の蓄電池等の直流電源機器における故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態であるPOS-B1においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による原子炉注水が有効である。
- 「外部電源喪失＋交流電源喪失」についても上記と同様に、POS-A2やPOS-C1等片区分の電源が待機除外となっているPOSにおいて、使用可能な区分の非常用D/Gの故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	CDF (/炉 年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
原子炉冷却材の流出 +崩壊熱除去・炉心 冷却失敗	3.5E-10	RHR 切替時の LOCA (POS-B2) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.7E-10	48.7%	【認知成功の場合】 待機中 RHR (低圧注水モード) 等	—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-C1) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.1E-10	32.5%		—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-D) +LOCA 時の運転員認知失敗	5.7E-11	16.4%	【認知失敗の場合】 教育等による発生頻 度の低減	—

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出が発生する事象である。LOCAの認知失敗による事象緩和失敗が支配的である。

炉心損傷防止対策としては、運転員認知に成功した場合には、待機中のRHR（低圧注水モード）等による原子炉注水が有効である。

○「LOCA時の運転員認知失敗」については、RHRの起動時やCUWによるブロー時には、手順書にて原子炉水位の確認を確認事項として定めていることから、PRA上の想定よりも水位低下時の運転員の認知は容易になると考えられる。

○認知失敗に対する対策として、教育等によりその発生可能性の低減に努めていく。

3. 2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

F V重要度が $1.0 \times 10^{-4※1}$ を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の多様化や運転員への注意喚起等の継続的实施によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWCによる原子炉注水が有効とならない基事象

内部事象停止時レベル1 P R Aにおいては、重大事故対処設備であるMUWCによる原子炉等への注水に期待している。そのため、この機能が喪失する基事象が有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第3-4表に抽出される。

これらの基事象のF V重要度が高い原因は、P O S - B 1, P O S - B 2, P O S - C 1の崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは、待機除外となっているシステムが多いため、MUWC以外の注水設備がないことによるものである。ただし、これらのP O Sにおいては余裕時間が長く、待機中R H R (低圧注水モード)やMUWC以外の対策として低圧代替注水系(可搬型)を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において待機中R H R (低圧注水モード)、MUWCの原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は、考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る(第3-5表)。

対策として、運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している。具体的には、R H R切替時のL O C Aについて、R H Rの切替による停止時冷却モード起動の際には、原子炉水位に注意することを手順書にて定めている。R H R切替時のL O C Aに次いで寄与割合の高いC U Wブロー時のL O C Aについては、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための余裕時間があること、ブロー水の排水先であるR W設備の運転員による異常の検知にも期待できる。これらのことから、P R A上の想定より、運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

※1 内部事象停止時P R AにおけるF V重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、内部事象運転時レベル1 P R Aよりも一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。

第3-4表 MUWCによる原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
MUWC 操作失敗	7.8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象
MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象

第3-5表 冷却材流出事象において待機中RHR（低圧注水モード）、MUWCの原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-B2)	1.7E-04	冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-C1)	1.2E-04	同上

地震PRA，津波PRAにおける主要な事故シーケンスの対策等について

内部事象運転時レベル1 P R Aから抽出される事故シーケンスには，一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象運転時レベル1 P R Aでは，機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが，外部事象P R Aでは，外部事象によっても機器の故障等が発生するため，例えば同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが表れる。このため，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aから抽出される事故シーケンスについても，支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し，炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

1. 地震レベル1 PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが膨大な数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1表に示した通り、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、事故シーケンスグループのうち、「原子炉停止機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また、「E-LOCA」、「格納容器バイパス」、「計測・制御系喪失」、「制御建屋空調系喪失」、「圧力容器損傷」、「格納容器損傷」、「原子炉建屋損傷」及び「制御建屋損傷」の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

第1表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/3)

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1	カットセットの分析結果		主な対策	対策有効性	
		主要なカットセット※2	炉心損傷頻度 [/ <u>炉年</u>]			寄与割合※3 [%]
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (2.2×10^{-8} /炉年)	外部電源喪失 +高圧注水失敗 +低圧 ECCS 失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS 系ディーゼル発電機機能喪失+LPCS 系弁機能喪失+RHR 系弁機能喪失	2.3E-10	1.1	・高圧代替注水系 ・原子炉格納容器 フィルタベント系	○
		外部電源設備機能喪失+RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS 系ディーゼル機関機能喪失(鉛直)+LPCS 系弁機能喪失+RHR 系弁機能喪失	2.3E-10	1.1		○
		外部電源設備機能喪失+RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS 系ディーゼル機関機能喪失(水平)+LPCS 系弁機能喪失+RHR 系弁機能喪失	2.0E-10	0.9		○
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源喪失 +高圧注水失敗 +減圧失敗 (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RCIC ランダム機能喪失+HPCS ランダム機能喪失+減圧ランダム失敗	6.6E-07	82.7	・高圧代替注水系 ・代替自動減圧機能	○
		外部電源設備機能喪失+RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS 系ディーゼル発電機機能喪失+S/R 弁機能喪失	3.7E-09	0.5		○
		外部電源設備機能喪失+RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失+HPCS 系ディーゼル機関機能喪失+S/R 弁機能喪失	3.6E-09	0.5		○
TW (崩壊熱除去機能喪失) (5.6×10^{-6} /炉年)	外部電源喪失 +RCIC 注水成功 +崩壊熱除去失敗 (5.5×10^{-6} /炉年)	外部電源設備機能喪失+RHR ランダム機能喪失	5.4E-06	99.0	・原子炉格納容器 フィルタベント系	○
		外部電源設備機能喪失+RHR 系弁機能喪失	2.8E-08	0.5		○
		外部電源設備機能喪失+RHR 配管損傷	2.0E-08	0.4		○
TC (原子炉停止機能喪失) (9.5×10^{-7} /炉年)	全交流動力 電源喪失 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+非常用ディーゼル機関機能喪失+水圧制御ユニット機能喪失	2.4E-08	4.8	—※4	—
		外部電源設備機能喪失+非常用 MCC 機能喪失+水圧制御ユニット機能喪失	2.2E-08	4.4		—
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+水圧制御ユニット機能喪失	2.0E-08	4.0	・代替原子炉再循環 ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系 作動阻止機能	○※5

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シーケンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※4 地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス

※4 ほう酸水の注入により原子炉停止に成功した場合は、その後の対応は長期 TB シーケンスと同じとなる。

第1表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	カットセットの分析結果			主な対策	対策 有効性
		主要なカットセット※2	炉心損傷頻度			
			[/炉年]	寄与割合※3 [%]		
長期 TB (6.9×10^{-6})	全交流動力電源喪失 +蓄電池枯渇による RCIC 機能喪失 (6.9×10^{-6} /炉年)	交流電源・補機冷却系ランダム故障+RCIC 注水成功	2.6E-06	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉補機代替冷却水系 原子炉隔離時冷却系 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
		軽油タンク損傷+RCIC 注水成功	7.8E-07	11.4		○
		非常用 MCC 機能喪失+RCIC 注水成功	7.4E-07	10.7		○
TBP (2.3×10^{-8})	全交流動力電源喪失 +SRV 再閉失敗 (2.3×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	8.9E-09	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2.7E-09	11.4		○
		外部電源設備機能喪失+非常用 MCC 機能喪失+S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2.5E-09	10.7		○
TBU (2.3×10^{-7})	全交流動力電源喪失 +RCIC 失敗 (2.3×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失+RCIC ランダム機能喪失	5.4E-08	23.3	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+軽油タンク損傷+RCIC ランダム機能喪失	1.6E-08	7.0		○
		外部電源設備機能喪失+非常用 MCC 機能喪失+RCIC ランダム機能喪失	1.5E-08	6.6		○
TBD (6.0×10^{-7})	直流電源喪失 (6.0×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+直流主母線盤機能喪失	4.8E-07	80.0	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
		外部電源設備機能喪失+ケーブルトレイ損傷	1.2E-07	19.6		○
		外部電源設備機能喪失+直流電源ランダム機能喪失	2.1E-09	0.3		○

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シーケンスの CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

第1表 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(3/3)

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	カットセットの分析結果			主な対策	対策 有効性
		主要なカットセット※2	炉心損傷頻度			
			[/炉年]	寄与割合※3 [%]		
E-LOCA (ECCS 容量を 超える LOCA) (7.2×10^{-7} /炉年)	E-LOCA (5.6×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+核計装損傷	2.1E-07	38.3	—	—
		外部電源設備機能喪失+RPV ノズル損傷(制御棒ハウジング)	1.2E-07	21.9		—
		外部電源設備機能喪失+RPV ノズル損傷(N2)	9.1E-08	16.4		—
格納容器バイパス (ISLOCA) (8.0×10^{-8} /炉年)	隔離失敗 (8.0×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+CUW 入口ライン隔離弁機能喪失+ PCV 外 B クラス配管	4.5E-08	55.7	—	—
		外部電源設備機能喪失+隔離ランダム失敗+PCV 外 B クラス配管	1.8E-08	22.8		—
		外部電源設備機能喪失+給水隔離弁機能喪失+PCV 外 B クラス配管	1.7E-08	21.5		—
計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御盤機能喪失	1.8E-07	59.6	—	—
		外部電源設備機能喪失+計装ラック損傷	1.2E-07	40.4		—
		外部電源設備機能喪失+静止形無停電電源装置機能喪失	4.9E-14	0.0		—
制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御室送風機機能喪失	2.3E-07	39.2	—	—
		外部電源設備機能喪失+HECW 系ポンプ機能喪失	1.5E-07	25.4		—
		外部電源設備機能喪失+HECW 系冷凍機機能喪失	1.2E-07	19.7		—
制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+制御建屋損傷	3.1E-07	100.0	—	—
RPV 損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉圧力容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+圧力容器支持構造物損傷	1.7E-07	54.7	—	—
		外部電源設備機能喪失+原子炉しゃへい壁損傷	7.9E-08	25.3		—
		外部電源設備機能喪失+RPV 損傷	6.3E-08	20.0		—
PCV 損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉格納容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+格納容器スタビライザ損傷	1.4E-07	44.6	—	—
		外部電源設備機能喪失+ボックスサポート損傷	1.4E-07	44.2		—
		外部電源設備機能喪失+機器搬出入口損傷	1.8E-08	5.9		—
RB 損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	原子炉建屋損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+原子炉建屋損傷	2.1E-08	100.0	—	—

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シーケンスの CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

【主要なカットセットに対する検討】

○ 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

いずれのカットセットにも、地震による原子炉隔離時冷却系(RCIC)、高圧炉心スプレイ系(HPCS)、低圧炉心スプレイ系(LPCS)、残留熱除去系(RHR)の機能喪失が含まれる。なお、ECCSの一つである低圧注水系(LPCI)は、RHRの運転モードの一つであるため、カットセットにRHRが含まれる。地震レベル1PRAでは、弁等は同一系統内で完全相関を仮定するため、LPCIに関する設備の損傷であっても、RHR全体の弁の損傷を想定し、RHRも機能喪失する。このため、対策は、ECCSのバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却と、RHRと設備を共有しない原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱となる。低圧代替注水系(常設)は、RHRの設備を一部使用するため、期待できない。

○ 高圧注水・原子炉減圧機能喪失(TQUX)

最も寄与の高いカットセットには、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象運転時レベル1PRAの結果抽出されたカットセットの対策と同様となる。それ以外のカットセットには、地震によるRCIC、HPCS、主蒸気逃がし安全弁(S/R弁)の機能喪失が含まれる。この場合、減圧機能が喪失するため、高圧注水系のバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却が対策となる。

○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、地震あるいはランダム故障によるRHRの機能喪失が含まれる。この場合は、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替に期待できないが、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

○ 原子炉停止機能喪失(TC)

いずれのカットセットにも、地震による交流電源設備、水圧制御ユニットの機能喪失が含まれる。地震による軽油タンクの損傷に起因する交流電源設備の機能喪失を除き、原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない際、交流電源が喪失しているため、ほう酸水注入系(SLC)による原子炉未臨界に期待できず、炉心損傷に至る。

一方、軽油タンクの損傷を含むカットセットに対しては、交流電源設備の運転が継続している間にSLCによって原子炉を停止することが可能である。原子炉停止後は、長期TBと同様なプラント状態となり、炉心損傷を防止できる。

○ 全交流動力電源喪失(TB)

- ・全交流電源喪失(長期TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失」(長期TB)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による原子炉補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- ・全交流動力電源喪失+S/R弁再閉失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+S/R弁再閉失敗」(TBP)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による原子炉補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。これにより、電動駆動のECCS注水系が機能を喪失する。また、S/R弁再閉失敗により、長時間のRCIC及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。

- ・全交流動力電源喪失+RCIC失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+RCIC失敗」(TBU)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失及び、RCICのランダム故障を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、高圧代替注水系による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- ・直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、ランダム故障による直流電源設備、地震による直流母線またはケーブルトレイの損傷を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、可搬型代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧するほか、高圧代替注水系ポンプ現場手動起動による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- その他の炉心損傷直結事象

E-LOCA, 格納容器バイパス, 計測・制御系喪失, 制御建屋空調系喪失, 圧力容器損傷, 格納容器損傷, 原子炉建屋損傷及び制御建屋損傷については、別

紙2の通り，評価方法にかなりの保守性を有しており，また，地震動に応じた詳細な損傷規模や影響を評価することは困難なことから，現状，緩和不可能な事象として整理している。

2. 津波レベル1 PRA

(1) 選定条件

各事故シーケンスにおける全てのカットセットを抽出した。TBUにおいては、RCICの機能喪失要因によって2種類のカットセットが存在するが、TBU以外においては、カットセットは1種類のみである。これら抽出されたカットセットと、炉心損傷防止対策の整備状況等を津波分類毎に整理した結果を第2～5表に示す。

津波PRAにおいては、津波分類について事故シナリオを考慮し、津波分類1（津波高さ O.P. 29m～35.2m）、津波分類2（津波高さ O.P. 35.2m～38.6m）及び津波分類3（津波高さ O.P. 38.6m～）に分類していたが、ここでは、炉心損傷防止対策である可搬型設備（原子炉補機代替冷却水系、低圧代替注水系（可搬型）及び可搬型代替直流電源設備）の使用可否の観点から、津波分類1を津波分類1-1（津波高さ O.P. 29m～30.3m）、津波分類1-2（津波高さ O.P. 30.3 m～35.2m）に分類した。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第2～5表に示した通り、「防潮堤機能喪失」以外の事故シーケンスに対しては、カットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、津波により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、炉心損傷防止が困難な「防潮堤機能喪失」については、津波による詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。（別紙2）

【主要なカットセットに対する検討】

○全交流動力電源喪失(TB)

・長期TB

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+蓄電池枯渇によるRCIC機能喪失」(長期TB)は、津波の全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きいシーケンスであり、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSWポンプ機能喪失+HP SWポンプ機能喪失+RCIC注水成功」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系(津波分類1-1の場合)又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。

・TBU

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+RCIC機能喪失」(TBU)は、津波の全炉心損傷頻度に対して3番目に寄与が大きいシーケンスである。RCIC機能喪失にはランダム故障及び没水による2つの要因が含まれており、前者のRCICランダム故障が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSWポンプ機能喪失+HP SWポンプ機能喪失+RCICランダム故障」に対しては、炉心損傷防止対策として、高圧代替注水系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系(津波分類1-1の場合)又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。一方、RCIC没水が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSWポンプ機能喪失+HP SWポンプ機能喪失+原子炉建屋外壁扉(管理区域)機能喪失+RCIC没水」に対しては、原子炉建屋(管理区域)への津波浸水に対する止水対策によって高圧代替注水系等の対策設備を防護できれば、これら対策設備により炉心損傷を防止できる。

・TBP

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+S/R弁再閉失敗」(TBP)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSWポンプ機能喪失+HP SWポンプ機能喪失+S/R弁再閉失敗」が抽出されている。このカットセットに対しては、原子炉隔離時冷却系により原子炉に注水し、S/R弁からの蒸気流出で原子炉隔離時冷却系が機能喪失する前に常設代替交流電源設備による電源供給、低圧代替注水系(可搬型)(津波分類1-1の場合)又は低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系(津波分類1-1の場合)又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を行うことにより、炉心損傷を防止できる。

・ T B D

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+直流電源喪失」(T B D)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+R S Wポンプ機能喪失+H P S Wポンプ機能喪失+直流電源ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対しては、長期T Bと同様の炉心損傷防止対策に加えて、可搬型代替直流電源設備による直流電源供給(津波分類1-1の場合)が有効である。なお、津波レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度に対する本事故シーケンスの寄与割合は0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○原子炉停止機能喪失(T C)

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗」(T C)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+R S Wポンプ機能喪失+H P S Wポンプ機能喪失+スクラム系ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替制御棒挿入機能、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による原子炉停止、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系(津波分類1-1の場合)又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。なお、津波レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度に対する本事故シーケンスの寄与割合は0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○防潮堤機能喪失

「防潮堤機能喪失」は津波の全炉心損傷頻度に対して2番目に寄与が大きいシーケンスである。防潮堤が機能喪失した場合、広範な緩和設備が津波の浸水により喪失するため炉心損傷に至る。津波レベル1 P R Aでは、一定の津波高さ以上において防潮堤が機能喪失すると保守的に想定したため、本事故シーケンスの津波P R Aの全炉心損傷頻度に対する寄与割合は約2.5%となるが、防潮堤の詳細な耐力を考慮すると、防潮堤の破損頻度[※]は 3.9×10^{-9} /炉年(全炉心損傷頻度の約0.1%)と評価され、十分に小さい値となる。なお、本事故シーケンスの全炉心損傷頻度に対する寄与割合は約0.1%であり、十分に小さい値である。

※ 津波ハザードと防潮堤の耐力を掛け合わせて津波高さ毎に積分して算出

第2表 津波レベル1 PRA 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果 (津波分類1-1)

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	カットセットの分析結果			対策	対策 有効性	
		主要なカットセット	CDF [/炉年]	寄与割合 ^{※1} [%]			
TB (全交流動力電源喪失) (CDF:1.7×10 ⁻⁶ /炉年)	長期 TB	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (CDF:1.6×10 ⁻⁶ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功	1.6×10 ⁻⁶	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備(電路含む) 原子炉補機代替冷却水系 	○
	TBU	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +RCIC 機能喪失 (CDF:4.3×10 ⁻⁹ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障	4.3×10 ⁻⁹	100	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備(電路含む) 原子炉補機代替冷却水系 	○
	TBP	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 (CDF:4.5×10 ⁻⁹ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗	4.5×10 ⁻⁹	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (可搬型) 常設代替交流電源設備(電路含む) 原子炉補機代替冷却水系 	○
	TBD	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失 (CDF:2.8×10 ⁻¹³ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム 故障	2.8×10 ⁻¹³	100	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 可搬型代替直流電源設備 常設代替交流電源設備(電路含む) 原子炉補機代替冷却水系 	○
TC (原子炉停止機能喪失) (CDF:2.6×10 ⁻¹⁴ /炉年)	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +原子炉停止失敗 (CDF:2.6×10 ⁻¹⁴ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム 故障	2.6×10 ⁻¹⁴	100	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 常設代替交流電源設備(電路含む) 原子炉補機代替冷却水系 	○	

※1 当該事故シーケンスの CDF に対する寄与割合

第3表 津波レベル1 PRA 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果 (津波分類1-2)

事故シーケンス グループ		事故シーケンス	カットセットの分析結果			対策	対策 有効性
			主要なカットセット	CDF [/炉年]	寄与割合*1 [%]		
TB (全交流動力電源喪失) (CDF:2.4×10 ⁻⁶ /炉年)	長期 TB	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (CDF:2.4×10 ⁻⁶ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功	2.4×10 ⁻⁶	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
	TBU	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +RCIC 機能喪失 (CDF:6.2×10 ⁻⁹ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障	6.2×10 ⁻⁹	100	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
	TBP	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 (CDF:6.5×10 ⁻⁹ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗	6.5×10 ⁻⁹	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
	TBD	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失 (CDF:4.1×10 ⁻¹³ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム 故障	4.1×10 ⁻¹³	100	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
TC (原子炉停止機能喪失) (CDF:3.9×10 ⁻¹⁴ /炉年)		全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +原子炉停止失敗 (CDF:3.9×10 ⁻¹⁴ /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム 故障	3.9×10 ⁻¹⁴	100	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○

※1 当該事故シーケンスの CDF に対する寄与割合

第4表 津波レベル1 PRA 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果 (津波分類2)

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	カットセットの分析結果			対策	対策有効性
			主要なカットセット	CDF [/炉年]	寄与割合 ^{*1} [%]		
TB (全交流動力電源喪失) (CDF: 3.3×10^{-7} /炉年)	長期 TB	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (CDF: 3.2×10^{-7} /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功	3.2×10^{-7}	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
	TBU	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +RCIC 機能喪失 (CDF: 4.7×10^{-9} /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障	8.4×10^{-10}	17.6	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
			主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+原子炉建屋外壁扉 (管理区域)機能喪失+RCIC 水没	3.9×10^{-9}	82.4	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 止水対策 	○
	TBP	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 (CDF: 8.8×10^{-10} /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗	8.8×10^{-10}	100	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
	TBD	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失 (CDF: 5.5×10^{-14} /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム 故障	5.5×10^{-14}	100	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○
TC (原子炉停止機能喪失) (CDF: 5.2×10^{-15} /炉年)	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +原子炉停止失敗 (CDF: 5.2×10^{-15} /炉年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム 故障	5.2×10^{-15}	100	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 常設代替交流電源設備 (電路含む) 原子炉格納容器フィルタベント系 	○	

※1 当該事故シーケンスの CDF に対する寄与割合

第5表 津波レベル1 PRA 事故シーケンスの分析(最小カットセットの抽出)結果 (津波分類3)

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	カットセットの分析結果			対策	対策 有効性
		主要なカットセット	CDF [/炉年]	寄与割合*1 [%]		
防潮堤機能喪失 (CDF: 1.1×10^{-7} /炉年)	防潮堤機能喪失 (CDF: 1.1×10^{-7} /炉年)	防潮堤機能喪失	1.1×10^{-7}	100	—	×

※1 当該事故シーケンスのCDFに対する寄与割合

水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第 37 条 2 - 1 では必ず想定する格納容器破損モードの 1 つとして水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）を指定している。

一方，有効性評価ガイドに基づき，格納容器破損モード抽出のため個別プラント評価として実施した，女川 2 号の内部事象運転時レベル 1.5 PRA では，水素燃焼および格納容器直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に，除外理由の詳細を示す。

○水素燃焼の除外理由

有効性評価ガイドにおける，水素燃焼の現象の概要は以下のとおりである。

【審査ガイドの記載】

原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると，水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ，原子炉格納容器が破損する場合がある。

・炉心損傷に伴う格納容器内の気体の組成および存在割合の変化

女川 2 号（BWR）では，運転中は格納容器内を常時窒素で置換しており，酸素の濃度は 4.0% 以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は，水素が 4% 以上かつ酸素が 5% 以上の場合である。

水-ジルコニウム反応の程度や水蒸気等他の気体の存在割合にも依るが，燃料温度の著しい上昇に伴って水-ジルコニウム反応が生じる状況になれば，水素濃度は 4% をほぼ上回る。

一方酸素は，事象発生前から格納容器内に存在している量の他には水の放射線分解によって生じるのみである。このため，炉心損傷後の格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には，酸素濃度に着目する必要がある。なお，水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的なシナリオで評価しても，事象発生から 7 日以内に酸素濃度が 5% を超えることは無い。

・内部事象運転時レベル 1.5 PRA の格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル 1.5 PRA において，イベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けているが，上記の通り，7 日以内に酸素濃度が 5% を超えることは無く，また，7 日以上については酸素濃度の上昇について何らかの対応

が講じられると考え、水素燃焼に関するヘディングの分岐確率をゼロとして除外した。

但し、有効性評価においては、酸素濃度の観点で最も厳しいシナリオを考慮し、可燃限界に至らないことを示している。

なお、格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合については、既に格納容器の隔離機能が失われていることで格納容器破損の位置づけにしておき、内部事象運転時レベル1.5 PRAの対象外とする。

○格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由

有効性評価ガイドにおける、「溶融物直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

原子炉压力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

・シェルアタックについて

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR MARK I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR MARK I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後、原子炉压力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL部に落下する。この時、BWR MARK I型格納容器はペDESTAL部に切れ込み（図1）があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL部の外側に流出して格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（図2）がある。

この事象は、格納容器の構造上、BWR MARK I型格納容器特有である。

・内部事象運転時レベル1.5 PRAの格納容器破損モードから除外する理由

女川2号炉の格納容器（MARK I改良型）は、図3に示すとおり、ペDESTAL床に落下したデブリが、ドライウェル床へ広がらない構造である。

従って、必ず想定する格納容器破損モードであるが、BWR MARK I改良型格納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1.5 PRAの対象から除外した。なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。

参考文献

[1]NUREG/CR-6025, The Probability of MARK-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)

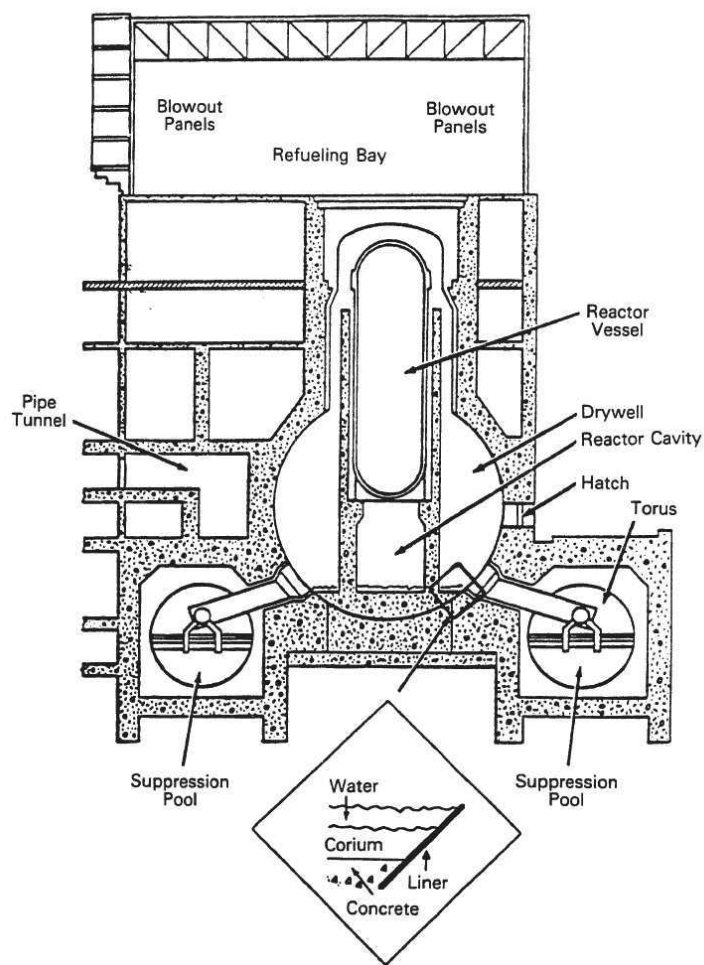


図1 BWR MARK I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ（側面図）^[1]

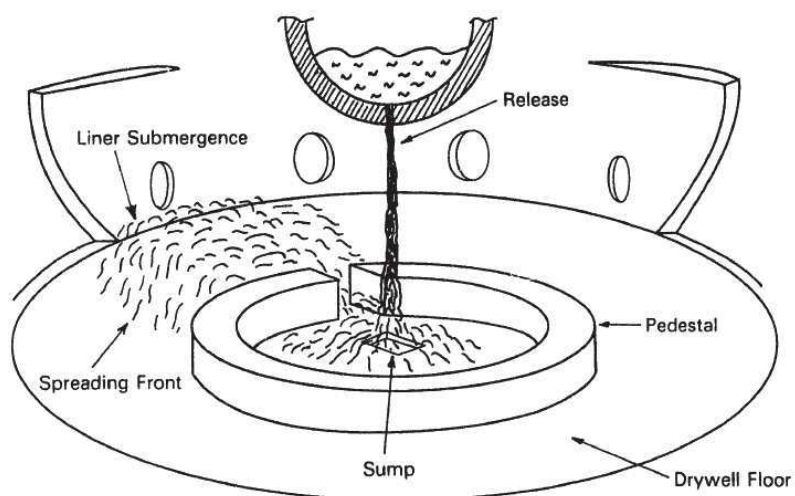


図2 BWR MARK I型格納容器における溶融炉心のペダスタル外側への流出のイメージ^[1]

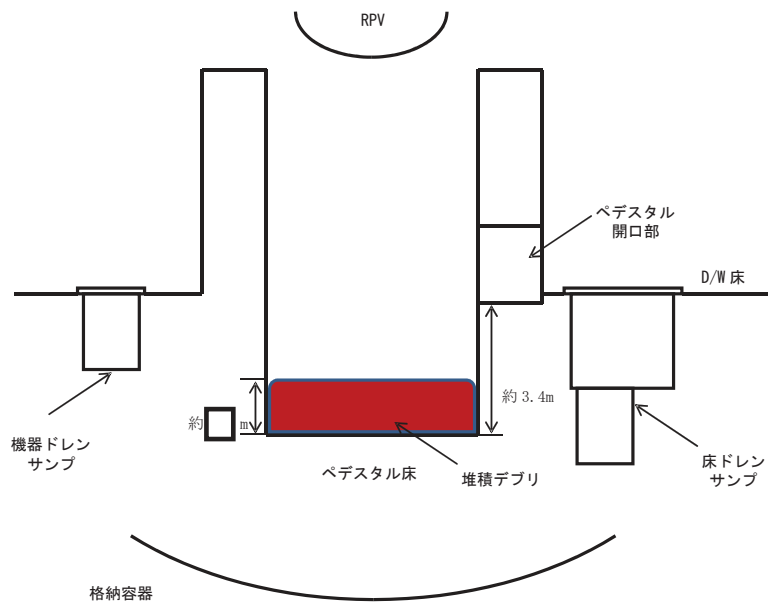


図3 ペデスタル内堆積デブリ状況

ペデスタル床上に堆積する溶融デブリ体積は 100 %炉心落下を想定しても約 \square m^3 であり、ペデスタル床面積約 \square m^2 からデブリ体積高さは約 \square m であるが、ペデスタル床からペデスタル開口部下端までの高さは約 3.4 m あるため、ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、ペデスタル開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

なお、溶融デブリの堆積高さに関する評価の条件等は以下のとおり。

1. MAAPコードで取り扱う溶融デブリについて

MAAPコードでは、ペデスタル内へ落下するコリウム成分として、全炉心相当の UO_2 及びZr（被覆管，チャンネルボックス，ウォータロッド，スペーサ），炉心下部構造（炉心支持板，燃料支持金具）および下部プレナム内SUS（CR，CRD，CRDハウジング，ガイドチューブ）である。これらで構成されるデブリがペデスタルに落下し、ペデスタルがドライな状態では溶融デブリはペデスタル床を容易に拡がり、一様に堆積するものとして堆積高さを評価している。

2. 溶融デブリの堆積高さの不確かさについて

(1) ペデスタル内の構造物の影響

ペデスタル内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当の UO_2 及び Zr 等のデブリ容積に加えて、ペDESTAL内の構造物として、CRD自動交換機プラットフォーム、中性子束計測ハウジング等に加え、破損口となるCRDハウジング1本と隣接する4本のCRDハウジングを巻き込んだ場合を想定しても、デブリ堆積高さは約 mとなり、増加分は約 mであることから、ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない。

(2) デブリ粒子化に伴う影響

シビアアクシデント対策であるペDESTAL内の初期水張りを実施した際、落下してくる溶融デブリの一部は粒子化すると考えられる。この粒子化したデブリを考慮するとその分堆積デブリの高さは増加する。

もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。このとき粒子化したデブリが、密度が低く堆積高さが高くなると考えられる単純立方格子として堆積すると仮定すると、ポロシティは0.48であり、堆積高さは(1)で考慮した堆積高さ約 mに対し、デブリ堆積高さは約 mとなるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部までの高さ約3.4 m以下であることから、保守的な仮定においてもドライウエル床にデブリが拡がることはない。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

格納容器隔離の想定について

内部事象レベル 1. 5 PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としている NUREG の想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献（NUREG/CR-4220¹）では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として 5×10^{-3} を算出している。この値は、米国 NRC の LERs（Licensee Event Reports）データベース（1965 年～1984 年）から大規模漏えいに至る事象を 4 件抽出、事象継続時間を 1 年として、運転炉年（740 炉年）に対する割合として求められたものである。抽出された 4 件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表 1 の通りである。

なお、この 4 件以外にもエアロック開放に関する事象が 75 件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に 4 時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると 5×10^{-5} 程度となると報告されており、 5×10^{-3} に比較して十分小さい値である。

ただし、BWR においては、定格運転中は格納容器内を窒素置換しているため、エアロック開閉に伴う隔離失敗は想定されない。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は 2. に示す通りであり、NUREG/CR-4220 で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率として LERs データベースに基づく値を使用することとした。

なお、上記で用いたデータは PWR に対するものであるが、BWR では格納容器内を窒素雰囲気として管理し漏えいを検出しやすいことから、PWR のデータは、保守的であると考えられる。

¹ U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（女川2号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示す通りである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

a) 格納容器貫通部からの漏えい

格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

b) 格納容器アクセス部等からの漏えい

ドライウェル主フランジ、機器搬出入口、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

c) 格納容器隔離弁からの漏えい

可燃性ガス濃度制御系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

d) 格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器調気系等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

(2) 人的過誤による隔離機能喪失

e) 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可能性がある。

なお、「格納容器隔離失敗」については、定期検査及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施していること、原子炉運転時には1回/日以上、格納容器圧力・温度をもとに運転中の窒素漏洩率を求め、格納容器の機密性を確認していること、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能であること、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっていること等により、人的過誤による発生確率は極めて小さいと考えられる。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

内部事象運転時レベル1. 5 P R Aで適用した格納容器隔離失敗確率の文献（N U R E G / C R - 4 2 2 0）では、1984年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書²（E P R I 報告書）の調査例を示す。

²EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

EPR I 報告書では、総合漏えい率試験（ILRT: Integrated Leak Rate Test）間隔を 15 年に延長することのリスク影響を評価しており、2007 年時点までの ILRT データを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の 35 倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は 0 件となっている。なお、設計漏えい率の 10 倍より大きい漏えい事象として表 2 に示す 3 件が抽出されている。

表 2 EPR I 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象²

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark 1	ILRT 中に発見された真空破壊装置の漏えい

EPR I 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績を ILRT 試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績 0 件（計算上 0.5 件としている）を ILRT 試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は 0.0023 ($0.5/217=0.0023$) となる。この値は、NUREG/CR-4220 で評価された格納容器隔離失敗確率の 5×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPR I 報告書の結果を考慮しても NUREG/CR-4220 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

以 上

FCIの知見について

1. 炉内FCIにおいて想定される現象

炉内FCIによる格納容器破損は α モード破損と呼ばれ、これまでに多くの現象論の研究、試験が行われてきた。 α モード破損とは、シビアアクシデント時に熔融炉心が下部プレナム冷却材中に落下し、高温の熔融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。この時の発生したエネルギーにより、水塊が圧力容器上部に衝突し、さらに圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。これまでの研究では、水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。

- ① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が熔融してその熔融炉心が下部プレナム冷却材中に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。
- ② さらに、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、2液が直接接触する。
- ③ 下部プレナムにおける2液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・熔融炉心の微細化により、さらに液体同士の接触を促進し（伝播）、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する
- ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、上蓋が格納容器衝突して格納容器の破損に至る。

2. 既存のFCI試験の整理

FCIについて、過去に実施された代表的な実験研究として、JRCイストラ研究所で実施されたFARO計画、KROTOS計画、(旧)日本原子力研究所で実施されたALPHA計画及び(財)原子力発電技術機構で実施されたCOTELS計画がある。これらの試験では模擬熔融物として UO_2 混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。以下では、各試験の試験条件及び試験結果について示す。

2. 1 ALPHA計画

ALPHA計画^[1]では、テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬熔融物を用いた実験が実施されている。ALPHA試験装置を図 2-1 に示す。試験容器は、内径 3.9m、高さ 5.7m、容積 50m³である。模擬格納容器に設置した冷却水プールに高温熔融物を落下させ、水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。表 2-1 にALPHA計画の試験結果のまとめを示す。高雰囲気圧力

(STX008, STX012, STX015), 低サブクール水 (STX014) の場合は水蒸気爆発の発生が抑制される試験結果が知見として得られている。また, 水蒸気爆発のエネルギー変換効率は1~6%程度となっている。なお, 比較的大きなエネルギーが観測されている試験 (STX019, STX021) は, 溶融物分散板を用いた試験ケースである。

2. 2 KROTOS計画

KROTOS計画^{[2][3][4]}では, FARO計画が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが, 低圧・サブクール水を主として試験を実施している (図 2-2)。KROTOS計画では模擬コリウムとして UO_2 混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。表 2-2 にKROTOS計画の試験結果のまとめを示す。アルミナ試験では, サブクール度が高い試験ケース (K38, K40, K42, K43, K49) では, 外部トリガー無しで水蒸気爆発が発生しているが, サブクール度が低い試験ケース (K41, K44, K50, K51) では, 外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方, UO_2 混合物試験では, 外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。また, UO_2 混合物試験でも外部トリガー有りでは水蒸気爆発が発生している (K52, K53) が, これらのケースはサブクール度が高い試験ケースである。また, UO_2 混合物試験の水蒸気爆発のエネルギー変換効率は, アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験と UO_2 混合物の相違については以下のように考察されている。

- ・ アルミナはプール水面近傍でブレイクアップし, 粗混合時に粒子が半径方向に広がり, 水蒸気爆発の伝播がし易くなった可能性がある。
- ・ UO_2 混合物の方が一般的に過熱度は小さく, UO_2 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易く, これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験では水素が発生し, これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

2. 3 FARO計画

FARO計画^[3]では, 酸化物コリウム及び金属Zrを含むコリウムが用いられ, 多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが, 低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。FARO試験装置の概要を図 2-3 に示す。表 2-3 にFARO計画の試験結果のまとめを示す。FARO計画のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発は発生していない。FARO試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ 高圧・飽和水試験, 低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し, 一部はパンケー

キ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属Zr成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。

- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが、試験条件（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に依存していない。

2. 4 COTEL S計画

COTEL S計画^[5]では、模擬溶融物として UO_2 -Zr-ZrO₂-SS 混合物を用いており、コリウムに金属成分が含まれている。COTEL S試験装置の概要を図 2-4 に示す。表 2-4 にCOTEL S計画の試験結果のまとめを示す。COTEL S試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め、全ての試験で水蒸気爆発は発生していない。
- ・ プールに落下した溶融コリウムは、ほとんどがプール水中で粒子化した。
- ・ 粒子径は、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、質量中央径で6mm程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

2. 5 知見のまとめ

上記で示した実験結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・ 高圧条件、または低サブクール水条件は、水蒸気爆発を抑制する傾向がある。（ALPHA試験，KROTOS試験）
- ・ UO_2 混合物を用いた代表的なFCI実験（外部トリガー無し）では、水蒸気爆発は確認されていない。（FARO試験，COTEL S試験，KROTOS試験）
- ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される。（FARO試験）
- ・ 粒子化割合は、デブリ落下速度に依存し、落下速度が大きいと粒子化が促進される。（COTEL S試験）
- ・ UO_2 混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される。（KROTOS試験の考察）
- ・ デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガーの伝播を阻害する可能性がある。（KROTOS試験の考察）
- ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される。（KROTOS試験の考察）

3. 専門家会議等の知見

α モード破損の発生確率については、これまで専門家会議（SERG）等で議論が

なされてきており^{[6][7]}，BWRについての議論の結果を表3に示す。BWR体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており，これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため， α モード破損の発生確率は，プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

3. で示したように，国際的な専門家会議の工学的議論から，BWR体系の炉内FCIは格納容器破損の脅威とならないことが結論付けられている。また，表4に炉内FCIの影響因子に対して，代表的な実験結果，専門家会議の知見を踏まえたBWR実機体系条件の分析結果を示す。表4に示すように，実験結果の知見を踏まえてもBWR実機体系では水蒸気爆発は抑制される傾向であり，大規模な水蒸気爆発は発生しないと考えられる。以上より，BWR体系における α モード破損の発生可能性は十分小さいと考えられる。したがって，BWRにおける格納容器破損モードとして，炉内FCIの考慮は不要である。

5. 参考文献

- [1] N. Yamano, Y. Maruyama, T. Kudo, A. Hidaka, J. Sugiyama, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995
- [2] I. Huhtiniemi, D. Mgallon, H. Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999
- [3] D. Magallon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006
- [4] H. S. Park, R. Chapman, M. L. Corradini, Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999
- [5] M. Kato, H. Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [6] T.G.Theofanous and W.W.Yuen, The Probability of Alpha-Mode Containment Failure Updated, Nucl. Eng. Des. 155 459-473, 1995
- [7] S. Basu, T. Ginsberg, A reassessment of the potential for an alpha-mode containment failure and a review of the current understanding of broader fuel-coolant interaction (FCI) issues, Report of the 2nd steam explosion review group workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996
- [8] T.Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR' S, NUREG/CP-0127, 1994
- [9] T.G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic

Behavior, NUREG/CR-5960, 1994

[10] O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

表 2-1 ALPHA試験の主要な試験条件及び試験結果^[1]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率(%)
ALPHA	STX002	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX003	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	292	1.0	No	Yes	-
	STX005	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	300	1.0	No	Yes	-
	STX009	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX016	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86
	STX017	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66
	STX018	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33
	STX001	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	293	1.0	No	No	-
	STX010	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	297	1.0	No	Yes	-
	STX013	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	284	1.0	No	No	-
	STX014	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	372	1.0	No	No	-
	STX008	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	288	1.0	No	No	-
	STX012	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	290	1.0	No	No	-
	STX015	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.00	282	1.0	No	No	-
	STX006	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	298	1.0	No	No	-
	STX011	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	290	1.0	No	Yes	-
	STX019	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67
	STX020	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	1.0	No	No	-
STX021	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05	

表 2-2 KROTOS 試験の主要な試験条件及び試験結果^{[2][3][4]}

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3073	0.1	5	1.11	No	No	-
	K42	Alumina	1.5	2465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2473	0.1	13	1.11	No	No	-
	K51	Alumina	1.7	2478	0.1	5	1.11	No	No	-
	K32	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3063	0.1	22	1.08	No	No	-
	K33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3063	0.1	75	1.08	No	No	-
	K35	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3023	0.1	10	1.08	Yes	No	-
	K36	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.0	3025	0.1	79	1.08	Yes	No	-
	K37	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.2	3018	0.1	77	1.11	Yes	No	-
	K45	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.1	3106	0.1	4	1.14	Yes	No	-
	K46	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3086	0.1	83	1.11	Yes	No	-
	K47	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	5.4	3023	0.1	82	1.11	Yes	No	-
K52	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	2.6	3133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02	
K53	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	3.6	3129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05	

表 2-3 F A R O 試験の主要な試験条件及び試験結果^[3]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
FARO	L-06	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	18	2923	5	0	0.87	No	No	-
	L-08	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	44	3023	5.8	12	1.00	No	No	-
	L-11	77wt.%UO ₂ -19wt.% ZrO ₂ -4wt.%Zr	151	2823	5	2	2.00	No	No	-
	L-14	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	125	3123	5	0	2.05	No	No	-
	L-19	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	157	3073	5	1	1.10	No	No	-
	L-20	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	96	3173	2	0	1.97	No	No	-
	L-24	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	177	3023	0.5	0	2.02	No	No	-
	L-27	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	117	3023	0.5	1	1.47	No	No	-
	L-28	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	175	3052	0.5	1	1.44	No	No	-
	L-29	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	39	3070	0.2	97	1.48	No	No	-
	L-31	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	92	2990	0.2	104	1.45	No	No	-
	L-33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	100	3070	0.4	124	1.60	Yes	No	-

表 2-4 C O T E L S 試験の主要な試験条件及び試験結果^[5]

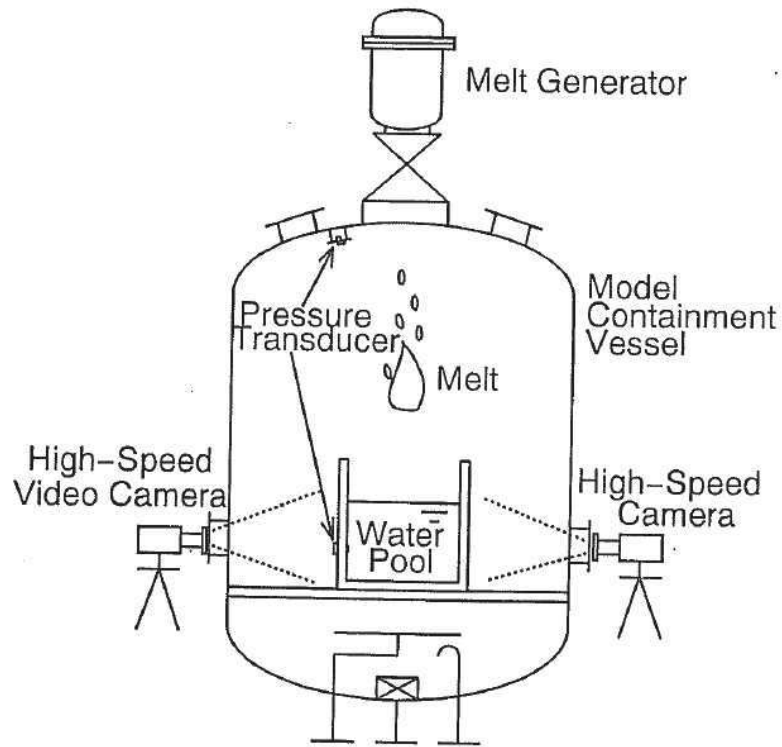
試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
COTELS	A1	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	-
	A4	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	-
	A5	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	-
	A6	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	-
	A8	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	-
	A9	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	-
	A10	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	-
	A11	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	-

表3 BWR体系における炉内FCI現象の発生確率に関する議論の整理

炉内FCIに関する国際会議，文献	BWRの炉内FCIに関する議論
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) ^[8]	BWRの圧力容器下部プレナムは，制御棒案内管で密に占められている。そして，炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは，炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって，燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され，水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。従って，スラグにより破壊された圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は，PWRよりもBWRの方が起こりにくいと評価される。(T. Okkonen 等)
NUREG/CR-5960 (1994) ^[9]	BWRの下部プレナムには，密に詰められた制御棒案内管があるため，炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。(T. G. Theofanous 等)
SERG-2 ワークショップ (1996) ^[7]	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため，BWRの α モード格納容器破損確率は，おそらくPWRより小さい。(M. Corradini)
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) ^[10]	下部プレナム構造物の存在により，水蒸気爆発の影響を緩和する。現在の知見は，一般にBWRでは炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない。(O. Zuchuat 等)

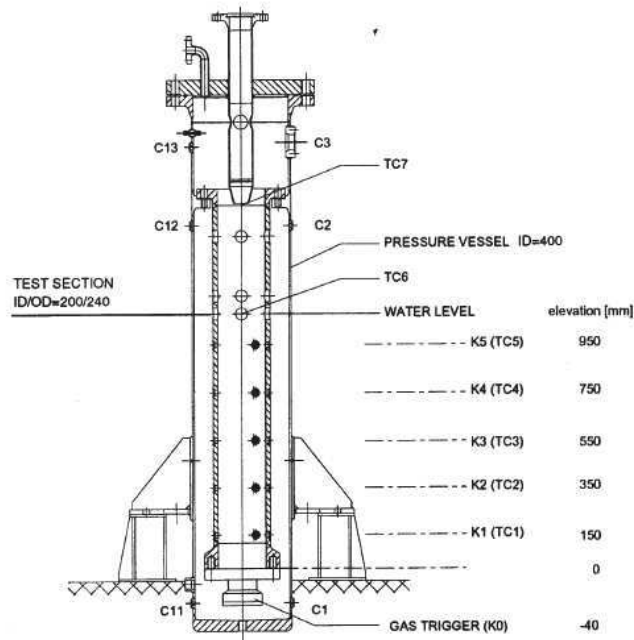
表4 BWR実機体系を踏まえた炉内FCIの分析結果

炉内FCIに影響する因子	BWR実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内FCIへの影響
溶融物組成	溶融落下物は、金属成分を含むUO ₂ 混合物	<ul style="list-style-type: none"> ・ 模擬溶融物にUO₂を用いた代表的なFCI試験（FARO試験、COTELS試験、KROTOS試験）では、トリガー無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・ 溶融物に金属成分を含む場合は、粒子化が促進される（FARO試験）。 ・ UO₂混合物では（融点が高いため）過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる（KROTOS試験の考察）。 ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる（KROTOS試験の考察）。 	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが、粒子表面の固化、水素発生により水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では、下部プレナム冷却材は飽和温度に近い	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低サブクール水条件では、水蒸気爆発は抑制される可能性がある（ALPHA試験、KROTOS試験）。 ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる（FARO試験）。 ・ 下部プレナム水が低サブクール条件の場合、デブリ落下時のボイド発生が多くなり、トリガーの伝播を阻害する可能性がある（KROTOS試験の考察）。 	低サブクール条件では、粒子化を抑制し、ボイド発生が多くなるため、水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	<ul style="list-style-type: none"> ・ 下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため、格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。（専門家会議等の知見） 	水蒸気爆発が発生しても、構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。



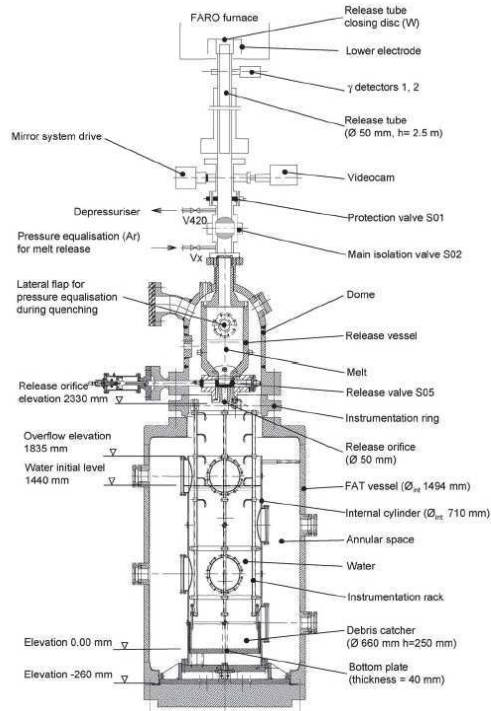
出典：参考文献[1] p. 371 Fig. 1

図 2-1 ALPHA試験装置の概要



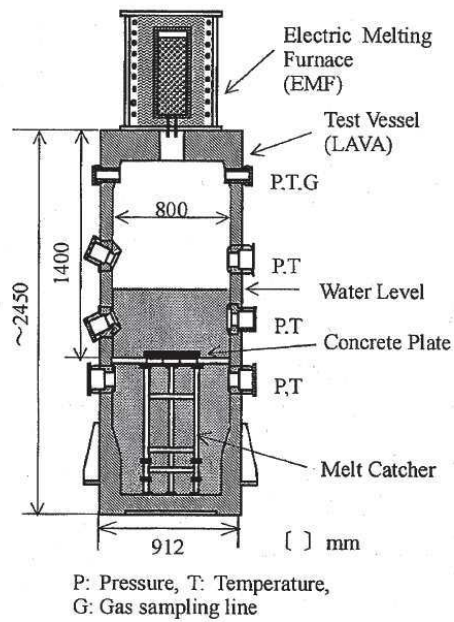
出典：参考文献[2] p. 380 Fig. 1

図 2-2 KROTOS試験装置の概要



出典：参考文献[3] p.1999 Fig.1

図 2-3 FARO試験装置の概要



出典：参考文献[5] p.37 Fig.1

図 2-4 COTEL S試験装置の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について

1. 溶融炉心・コンクリート相互作用のプラント損傷状態を選定する際の考慮

女川2号炉の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おいては、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の評価事故シーケンスを選定する上でのプラント損傷状態（PDS）として、高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）を選定している。TQUVを選定するにあたっては、TQUVと大破断LOCA＋注水機能喪失（LOCA）とを定性的に比較しており、LOCA時には、破断口から流出した冷却材が格納容器下部へ流入することで、MCCIの観点で厳しい事象ではないと考えられるため、LOCAをPDSの選定対象から除外している。

2. LOCA時に破断口から流出した冷却材の経路

関係する格納容器の構造を図1に示す。LOCAが発生し、ドライウェルに放出された冷却材は、ドレンサンプまたは格納容器下部開口部を通して格納容器下部に流入する。

3. 有効性評価のMCCIの評価事故シーケンスの選定

上記の理由より、有効性評価におけるMCCIの評価事故シーケンスは、対応時間の余裕の観点で、格納容器下部水張り完了までの時間余裕が厳しいTQUVを選定した。

一方、TQUVとLOCAを比較すると、LOCAの方が事象進展は早いため、崩壊熱が高い状態で溶融炉心が格納容器下部に落下する。したがって、LOCAの方がコンクリート侵食量はやや大きくなると考えられる。

このため、有効性評価における不確かさ評価として、LOCAをPDSとした場合の評価を行っている。評価の結果、原子炉圧力容器の破損時刻が事象発生約3.0時間後であり、TQUVをPDSとした場合の約3.8時間後に比べて早いため、格納容器下部落下時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、格納容器下部床面及び壁面の侵食量が大きくなるものの、原子炉圧力容器の支持機能が維持できることを確認している。

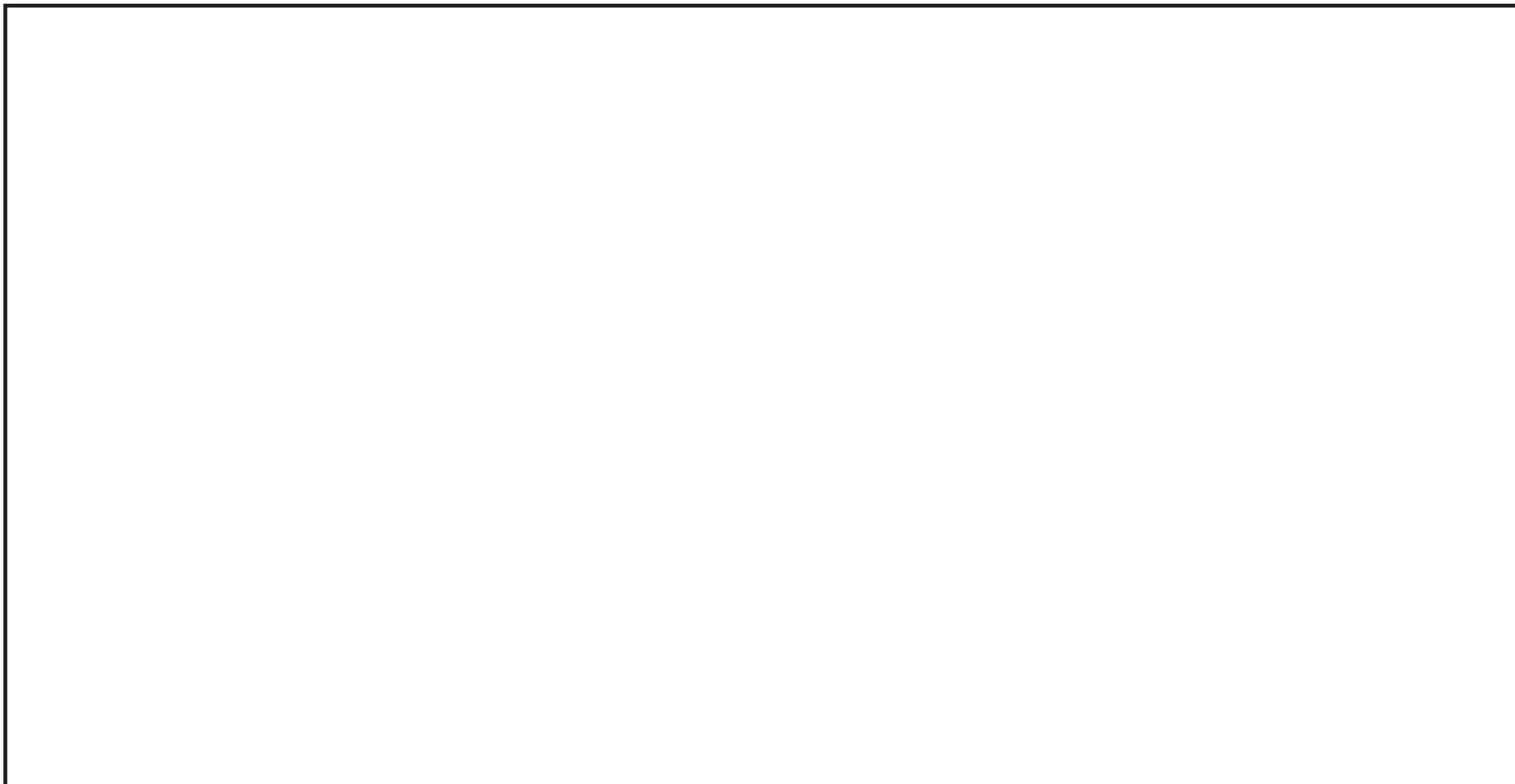


図1 格納容器の構造図 (BWR, M a r k - I 改良型格納容器)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

内部事象運転時レベル1. 5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第一ステップとして格納容器破損モード毎に結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第二ステップでは、選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しないPRAモデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

（1）雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 評価対象PDSの選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，AE（大破断LOCA）が最も厳しいPDSとなる。

- ・ LOCAは、破断口から格納容器ドライウエルへ直接冷却材のブローダウンが起るため格納容器内の圧力上昇は厳しい。また、炉心水位の低下が早いため、炉心露出による被覆管のヒートアップにより早期にジルコニウム-水反応が起り、大量の水素発生により、格納容器内の圧力上昇をより厳しくする。
- ・ 炉心損傷に伴って発生する高温のガスが、破断口より直接格納容器に放出されるため、格納容器内の温度上昇を厳しくする。
- ・ 事故進展が早く、緩和操作のための時間余裕が短い。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象PDSであるAEのうち、①「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗」を選定し、これにECCS機能喪失及び全交流動力電源喪失（SBO）を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなるシーケンスを選定している。

評価対象PDS：AE

① 大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗
+（デブリ冷却成功）+長期冷却失敗

（注） 全交流動力電源喪失（SBO）を重畳して扱う

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象PDSの選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，TQUXが最も厳しいPDSとなる。

- ・ 過渡起因であるTQUX（同様な事象進展となるPDSとしてTBD，TBUを含む），S2E及び長期TBにおいて，原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る。
- ・ このうち，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を回避するための減圧操作のための時間余裕が短いのはTQUXとなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象であるTQUXを代表するシーケンスとして，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗」のシーケンスを選定している。

評価対象PDS：TQUX

①過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗

＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH発生

②手動停止＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗

＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH発生

③サポート系喪失＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗

＋炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗＋DCH発生

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）

a. 評価対象PDSの選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の観点から，TQUV（炉心損傷後の手動減圧を含む）が最も厳しいPDSとなる。

- ・ TQUV（TQUXにおける炉心損傷後の手動減圧を含む），中破断LOCA（S1E）及び大破断LOCA（AE）において，原子炉圧力容器が低圧で破損するため，溶融炉心の分散量が小さく，格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多い。
- ・ FCIは低水温でより厳しくなるため一次冷却水が飽和水として格納容器下部に滞留するLOCAは対象外となる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象であるTQUVを代表するシーケンスとして，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」に加え，原子炉圧力容器破損前のペDESTAL事前水張りを想定したシーケンスを選定した。

評価対象PDS：TQUV

- ①過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生
- ②過渡事象＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生
- ③手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生
- ④手動停止＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生
- ⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生
- ⑥サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋FCI発生

(4) 水素燃焼

a. 評価対象PDSの選定方法

BWRでは格納容器内を窒素置換しているため、PRAではその発生確率をゼロとして評価している。本破損モードそのものが回避可能であることを示す観点から評価を行っており、評価対象として水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなる厳しいシーケンスとしてAEを選定した。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

格納容器への負荷が大きいシーケンスを選定することを主眼として、評価対象であるAEを代表する①「大破断LOCA＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」に加え、全交流動力電源喪失(SBO)を重畳、さらに酸素／水素混合気の原子炉格納容器フィルタベントによる事象収束を想定したシーケンスを選定した。

評価対象PDS：AE

- ①大破断LOCA＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋(損傷炉心冷却成功)＋(格納容器注水成功)＋長期冷却失敗＋可燃限界到達
- (注) 全交流動力電源喪失(SBO)を重畳して扱う

(5) 格納容器直接接触(シェルアタック)

本原子炉施設の格納容器内でペDESTAL内から溶融炉心が拡がらない形状となっているため、格納容器直接接触(シェルアタック)は、PRAではその発生確率をゼロとして評価した。したがって、有効性評価の対象から除外した。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象PDSの選定方法

格納容器への負荷（圧力，温度）及び事象進展の観点から抽出するが，以下の点から，TQUV（炉心損傷後の手動減圧を含む）が最も厳しいPDSとなる。

- ・事象進展が早く，早期に炉心が損傷し，対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がペDESTALに落下する。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象であるTQUVを代表するシーケンスとして，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」のシーケンスに加え，原子炉圧力容器破損前のペDESTAL事前水張りを想定したシーケンスを選定した。

評価対象PDS：TQUV

- ①過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ②過渡事象＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ③手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ④手動停止＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗
- ⑥サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗
＋損傷炉心冷却失敗＋（格納容器注水成功）＋デブリ冷却失敗

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

格納容器先行破損シーケンスであり，炉心損傷防止対策の有効性評価において格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）を想定する事故シーケンスグループに含めている。

(8) 格納容器隔離失敗

格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること，及び炉心損傷防止対策が有効であることから，本破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

事故シーケンスの整理について

イベントツリーを作成するにあたり、各ヘディングにおいて必ず分岐をすると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。

- ・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは削除する。
(例：原子炉の減圧に失敗した場合、低圧炉心冷却は必ず失敗)
- ・結果（炉心損傷，PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。
(例：大破断LOCA時に高圧炉心冷却に成功した場合、低圧炉心冷却の成否はPDSに影響しない)

このため、定量化に使用するイベントツリーは、分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、LOCAを例に説明する。

LOCAのイベントツリーにおいて、ATWSに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを図1に示す。

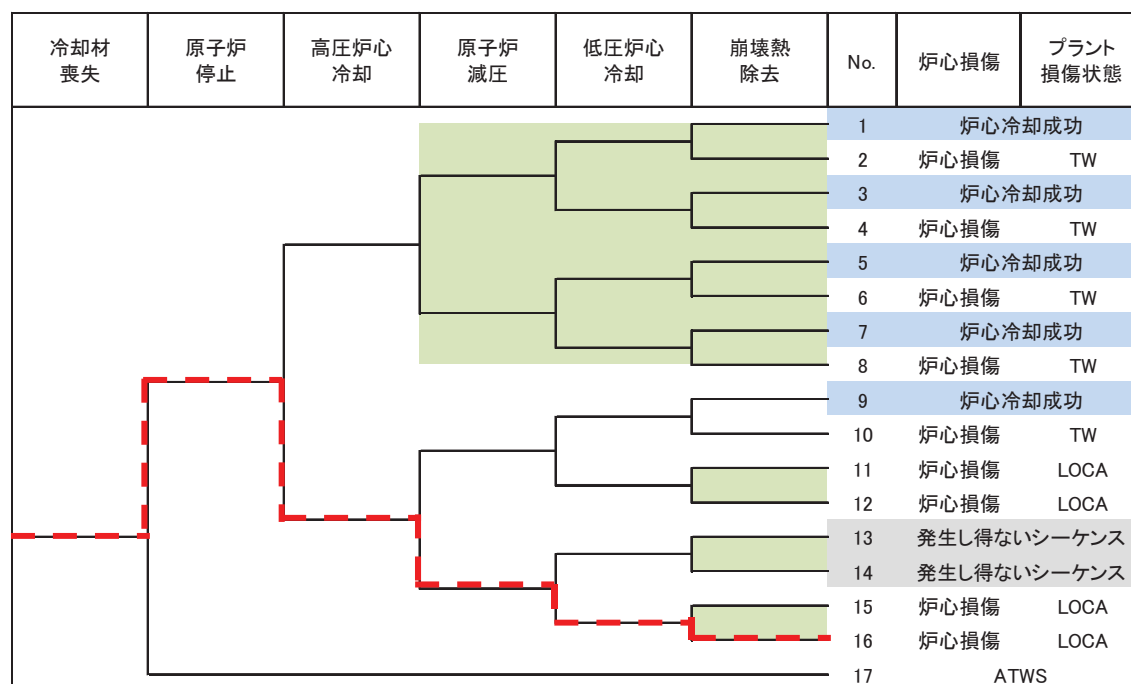


図1 冷却材喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

図1において、炉心冷却の成否で分類する場合、ハッチングで示した分類は集約することが出来る。また、PDSを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

- ・No. 1～8は高圧炉心冷却に成功するため、その後の事象進展によらず、崩壊熱除去に成功した場合は炉心冷却成功、何らかの理由により失敗した場合は崩壊熱除

去失敗による炉心損傷TWに至るため、「原子炉減圧」と「低圧炉心冷却」では分岐させる必要はない。

- No. 11, 12 及び No. 15, 16 は高圧炉心冷却, 低圧炉心冷却ともに失敗しており, 崩壊熱除去の成否によらずプラント損傷状態が変わらないため, 分岐させる必要はない。
- No. 13, 14 は原子炉の減圧に失敗しているため低圧炉心冷却に成功することはなく, 発生し得ないシーケンスとなり, 分岐させる必要はない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが図2であり, これを定量評価に用いている。

図2のうち, 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)及び水素燃焼の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して, 「大破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行うシーケンス(評価事故シーケンス)としては, 選定した「大破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗」に, 格納容器の過圧及び過温が厳しくなるよう低圧ECCSと共用しているRHR機能も使用できないとして, 崩壊熱除去機能喪失TWを重畳している。

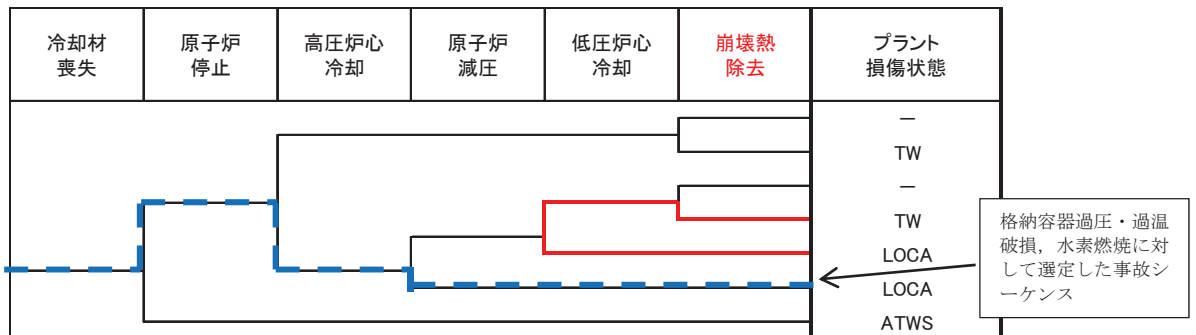


図2 冷却材喪失のイベントツリー (分岐を省略した場合)

このように, 分岐の有無が炉心損傷やPDSに影響しない場合, 定量評価ではシステムの成功/失敗は考慮されないが, システムの成功/失敗により事象進展速度に差が出る場合には, 解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

以上

女川2号炉 PRAピアレビュー実施結果について

1. 目的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。

2. 実施内容

今回実施した以下に示す各PRAを対象に、日本原子力学会標準との整合性、及び、国内外の知見を踏まえたPRA手法の妥当性について確認を行った。なお、本ピアレビューでは第三者機関から発行されている「PSAピアレビューガイドライン（平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会）」（以下、「ガイドライン」という。）を参考にレビューを行った。

2.1 レビュー対象となるPRA

- ・内部事象運転時レベル1PRA
- ・地震レベル1PRA
- ・津波レベル1PRA
- ・内部事象運転時レベル1.5PRA
- ・内部事象停止時レベル1PRA

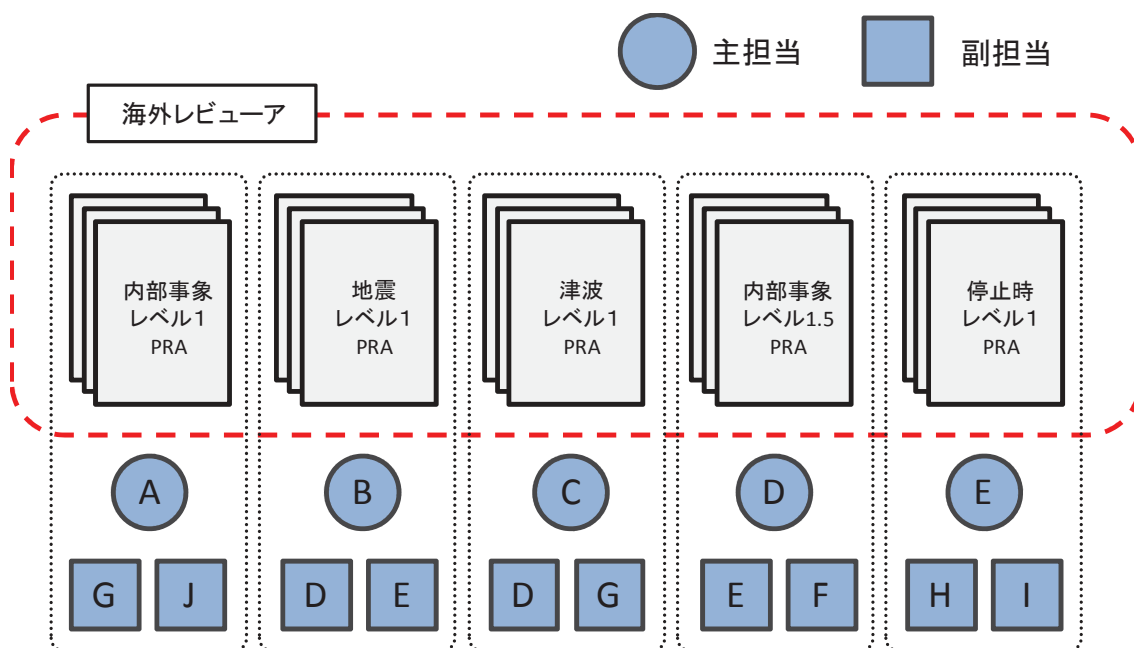
2.2 レビュー体制

レビューアの選定にあたっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおり選定した。なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価する観点から、各PRAはレビューチームのうち複数のメンバー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（第1図参照）。

○国内レビューア：10名

○海外レビューア：1名

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



第1図 レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備（情報収集及び分析）：約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。

(2) オンサイトレビュー：約1週間

国内外のレビューアにより、各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては適宜同席したPRA実施者（当社社員、当社協力企業社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約1ヶ月

オンサイトレビューにおけるレビューアとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項に係る確認を行い、今回実施したピアレビューの実施結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月

ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアからのコメント

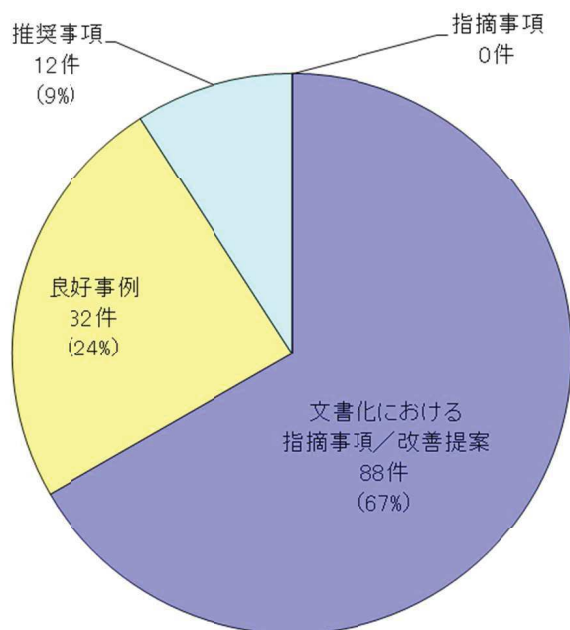
レビューの結果，国内レビューアからのコメントは以下に示すとおりであり，学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり，今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。

一方，PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として12件，また，文書化における指摘事項及び改善提案として合計88件を受けており，これらについては今後PRAを実施する際に有効活用していくとこととする。

主なコメント内容について以下に示す。

第1表 国内レビューアによるコメント件数 (132件)

		内部事象 レベル1 PRA	停止時 レベル1 PRA	地震 レベル1 PRA	津波 レベル1 PRA	内部事象 レベル1.5 PRA	合計
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		6	4	2	0	0	12
文書化	指摘事項	1	5	7	1	1	15
	改善提案	15	15	22	7	14	73
良好事例		12	11	5	3	1	32



第2図 全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1 指摘事項

今回実施した各PRAはそれぞれの学会標準を参考に評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題はないことが確認できた。

3.1.2 推奨事項

学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、12件の推奨事項が挙げられた。具体的には「事故シーケンスの展開」等に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。主な推奨事項の詳細については以下の通り。

<推奨事項>

①事故シーケンスの展開

イベントツリーのヘディングの設定において、最初のヘディングが「同時メンテナンスの禁止」という評価除外事象となっている。このヘディングは事故進展の展開のためではなく、事故シーケンスの定量化における排反事象の削除のために導入されたものである。排反事象の削除方法としては、RiskSpectrum[®]PSAの他の事故シーケンスの定量化機能を適用し、イベントツリーのヘディングには事故進展の展開の観点から「同時メンテナンスの禁止」を含めないようにすることを検討することを推奨する。(内部事象運転時レベル1PRA、内部事象停止時レベル1PRA)
(対応方針)

排反事象の削除方法として、本評価で適用している定量化手法で適切に評価できることを確認している。ただし、事故進展の観点から「同時メンテナンスの禁止」をイベントツリーのヘディングに含めないように、今後実施する安全性向上評価のPRA実施に際して反映できるよう具体的な評価手法について調査し、検討を実施する。

3.1.3 文書化における指摘事項及び改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は15件、改善提案は73件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。文書化については実施したPRAモデルの内容を説明する上で重要な要素であることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

地震レベル1PRA報告書には、具体的なプラントウォークダウンの実施内容(対象機器の選定手順等)及び結果が記載されていないため、これらを追記する

必要がある。(地震レベル1 P R A)

<文書化における改善提案>

格納容器の限界圧力及び限界温度の設定については、参考資料を明記することが望ましい。(内部事象運転時レベル1. 5 P R A)

3.1.4 良好事項

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は 32 件であった。今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。

<主な良好事例>

①システム信頼性解析

システムごとの詳細な FT 仕様書が作成され、起因事象別のモデル化の仮定及び FT の相違点が簡潔かつ明確にまとめられている。また、基事象の発生確率の算出に厳密式を用いている。さらに、共通原因故障の同定手順を明確化した上で、検討している。(内部事象運転時レベル1 P R A, 内部事象停止時レベル1 P R A)

②事故シナリオの同定

直接的な被災による事故シナリオの分析に加えて、間接的な被災による事故シナリオの分析も実施している。(津波レベル1 P R A)

3.2 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは、主に米国で実施されている P R A と日本で実施されている P R A との相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは 22 件であり、内部事象運転時レベル1 P R A 及び内部事象停止時レベル1 P R A に関するコメントが多く示された。今回実施した P R A は学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外での P R A 実施状況についても適宜参考にし、より品質の高い P R A の実施に向けて今後の検討をしていく(第2表参照)。

<主なコメント>

①サポート系故障起因事象

本 P R A では、サポート系故障起因事象 (R S W / R C W 及び T S W / T C W の喪失) の頻度計算に“Jeffery Non-Informative Prior”法を用いている。これらの系統には実績がないことから、両方の系統は全く異なる設計であっても、同じ故障頻度を有する。系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。(内部事象運転時レベル1 P R A)

(対応方針)

起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却系故障のような炉心損傷頻度への影響が大きい起因事象については、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法については海外での取扱いも調査し、検討を実施する。

②人間信頼性解析

人間信頼性解析は、運転員からの情報を取り入れているか。PRAにおいてモデル化される運転員操作について運転員にインタビューすることによって情報を得ることができる。(内部事象運転時レベル1 PRA)

(対応方針)

今回の評価では、人間信頼性解析モデルの構築においては、運転員に対するインタビューは実施していない。運転員へのインタビューを行い、モデルに反映することで、より適切な人間信頼性解析が可能であると考えられることから、今後実施する安全性向上評価に係るPRAにおいて検討を行う。

4. まとめ

女川2号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いはあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなり得る場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。

第2表 海外レビューアの主なコメント及び対応方針

分類	No.	コメント内容	対応方針
運転時 レベル1	1	<p>【LOCAの起因事象発生頻度評価】</p> <p>PRAにおいては大規模LOCAの発生位置が特定されていなかったが、原子力規制委員会(NRA)のコメントへの回答として、大規模LOCAの発生位置が特定され、非常用炉心冷却設備(ECCS)配管とRPVに接続される「他の」配管に、それらの配管の溶接線の数と寸法に基づいてLOCAの発生頻度を割り当てることによって、感度解析が行われた。RPVに接続される配管への大規模LOCA発生頻度の割り当てにおいては、配管の運転温度、運転圧力といった他のファクターもまた考慮しなければならない。他の方法として、大規模LOCAを引き起こしうるRPVに接続される全ての配管に、同等に大規模LOCA発生頻度を割り当てる方法を提言した。</p> <p>一つのLOCA起因事象の代わりに、分離した大規模LOCA起因事象に、上記の提言に基づいて発生頻度の割り当てることによってモデリングされることを推奨する。</p>	<p>LOCA事象について、ベースケースの評価では具体的な破断箇所を設定せずに評価しているためECCS配管破断によるLOCAを考慮した場合、非保守的な評価となる懸念があったため、感度解析としてECCS配管の溶接線の数と配管径に基づく評価を実施したものであり、評価の結果、ベースケースと大きな差異がないことを確認できた。</p> <p>この感度解析は絶対的なものではなく大まかな感度を見るために実施したものであるが、指摘された「配管の運転温度、運転圧力」を考慮しても大きな差が発生するとは考えにくい。</p> <p>従って、本PRAの目的に対しては、既報告の内容で問題ないと判断したが、LOCAの個別評価については、海外知見を参考に、今後詳細を検討していく。</p>
	2	<p>【実績のない場合の起因事象発生頻度評価】</p> <p>本PRAでは、サポート系故障起因事象(RSW/RCW及びTSW/TCWの喪失)の頻度計算に“Jeffery Non-Informative Prior”法を用いている。これらの系統には実績がないことから、両方の系統は全く異なる設計であっても、同じ故障頻度を有する。系統・トレイン故障の起因事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。</p>	<p>起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却系故障のようなCDFへの影響が大きい起因事象については、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法については海外での取扱いも調査し、検討を実施する。</p>
	3	<p>【人的過誤の評価】</p> <p>人間信頼性解析は、運転員からの情報を取り入れているか。PRAにおいてモデル化される運転員操作について運転員にインタビューすることによって情報を得ることができる。</p>	<p>今回の評価では、人間信頼性解析モデルの構築においては、運転員に対するインタビューは実施していない。運転員へのインタビューを行い、モデルに反映することで、より適切な人間信頼性解析が可能であると考えられることから、今後実施する安全性向上評価に係るPRAにおいて検討を行う。</p>
停止時 レベル1	4	<p>【人的過誤の依存性評価】</p> <p>運転員の操作(復旧もしくは緩和のための)が運転停止PRAにおいては重要であることから、運転員の操作への依存性に注目しなければならない。</p> <p>同じタイプの運転員の長時間(数時間)の操作は独立したものとみなされ、最初の操作に失敗した後の回復の操作が有効になりうる。</p>	<p>本PRAでは、コメントの通りモデル化しているが、今後のPRA評価においては、「運転員の操作への依存性」に注目した、運転員へのインタビューを含めた検討を実施する。</p>
	5	<p>【人的過誤の依存性評価】</p> <p>一連の表示/警報によるプラント状態の診断の失敗は、長時間を経ての別の一連の表示/警報によるプラント状態の診断の失敗を必然的に引き起こすと仮定される。</p> <p>停止時PRAにおけるLOCA診断(7.1E-07のHEP)における操作の失敗に関する詳細の計算情報を要求したHEPの計算は、RPVの低水位の兆候と圧力抑制室の高水位警報を、LOCA状態を診断する2つの独立した証拠として考慮に入れ、その結果、LOCA状態の診断における2つの運転員の誤りがモデリングされた。故</p>	<p>認知失敗は運転員の計器の読み取り等によるものであり、一方、リカバリは警報によるものであることから、両者が独立であると判断している。</p> <p>また、本評価のLOCAにおける最も寄与割合の大きいシーケンスはRHR切替時のLOCAであり、これを重要事故シーケンスとして選定している。「RPVの低水位と圧力制御室の高水位警報を一組の兆候として扱った場合」でも最も寄与割合の大きいシーケンスは変わらず、重要事故シーケンスとして選定したシナリオに変更はないことを感度解析により確認している。</p> <p>従って、本PRAの目的に対しては、既報告の内容で問題ないと判断したが、</p>

第2表 海外レビューアの主なコメント及び対応方針

分類	No.	コメント内容	対応方針
地震 L 1		<p>障診断に対する全体の HEP は 2 つの運転員の誤り事象の積に等しい。LOCA 状態の診断は制御室の運転員達によって行われるため、RPV の低水位と圧力制御室の高水位警報は、制御室の運転員によって LOCA 状態を識別する、一組の兆候として扱うべきである。多様な兆候と警報は LOCA 状態を診断する運転員の能力に対して、良い影響を与えることに留意すること。</p>	<p>今後の PRA 評価において、診断の独立性についてのモデル化方法を検討する。</p>
	6	<p>【プラント固有データの活用】</p> <p>RHR 喪失、RHR サポート喪失とオフサイト電源の喪失の起回事象頻度は日本の BWR 向けに開発された一般的なパラメータが使われたことが示された。RHR システムの設計は女川 2 号炉特有のものであることから、RHR 喪失と RHR サポート喪失に関しては、起回事象の頻度/確率を計算するのにフォールトツリー法が使用されるべきである。日本の各原子力発電所はそれぞれ異なる LOSP 頻度を有していると考えられることから、同様に LOSP の起回事象に関しても、その頻度/確率は女川 2 号炉のサイト特有であるべきである。</p>	<p>海外レビューアのコメントの通りシステム解析による起回事象発生頻度の算出が有効であると考えられるが、当コメントに関わるのは起回事象発生頻度のみであり、重要事故シーケンスの選定にあたっては問題ないと判断した。今後の PRA 評価において起回事象発生頻度の評価手法へのフォールトツリー法の適用要否検討を実施する。</p>
	7	<p>【フラジリティ評価手法】</p> <p>システム、トレインや機器のフラジリティを代表するのに、システム、トレインや機器に関連する（もっとも弱いフラジリティを有する）一つの構成要素を使用するのは楽観的である。例えば、あるポンプの地震フラジリティが、ポンプに関連する機器の中のもっとも弱いフラジリティによって代表されるのが楽観的であるのと同じである。ポンプのフラジリティ（破損頻度）はポンプに関連する全ての要素のフラジリティ（破損頻度）を結合して計算すべきである。</p>	<p>保守的にシステム、トレインを構成する機器は全て独立として考慮すべきとのコメントであるが、実際はシステム、トレインを構成する機器間にも地震時の相関があると考えられる。現時点の知見では相関性の度合いを評価する手法が確立されておらず、今後の技術的課題と考える。</p> <p>このため、最も耐震性が弱い機器を代表とし、これ以外の機器の故障確率の影響は小さいとして評価している。相関性の度合いを評価する手法については、引続き動向を注視し、適用性を検討していく。</p>
8	<p>【地震起因の LOCA 発生頻度評価】</p> <p>炉心損傷を引き起こすような支配的な地震事故シーケンスは、地震によるオフサイト電源の喪失と、地震起因の SRV の開失敗によって起きる大規模 LOCA である。この大規模 LOCA 事故シーケンスは炉心損傷に直接つながる Excessive LOCA (E-LOCA) に分類される。</p> <p>上記の事故シーケンスに加えて、地震事象によって発生する他の事故シーケンスが多く存在する。例えば、小規模 LOCA、中規模 LOCA 又は大規模 LOCA につながる地震によって誘発される配管の損傷がある。これらの LOCA 事象もまた、炉心損傷に直接つながる E-LOCA に分類された。地震によって生じる LOCA 事象を E-LOCA に分類することはあまりに保守的過ぎるかもしれない。この保守性が今回の解析結果より更に重要になりうるような他の事故シーケンスを隠し、覆ってしまうかもしれない。</p>	<p>現評価では、S/R 弁の開失敗時及び格納容器内配管の同時損傷時の漏洩量の特定が困難であるため、E-LOCA に包絡している。このため、技術成熟に期待するところがあるが、今後の PRA 実施に向け、国内の議論や海外知見を収集しながら、当社 PRA モデルへの適用を検討することとする。</p> <p>なお、このモデル化においては、地震事象によって発生するさらに重要になりうるような他の事故シーケンスを隠し、覆ってしまうような事象が存在しないことを、発生頻度が十分小さいことを確認した上でこのようなモデル化を行っている。</p>	

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>(はじめに)</p> <p>本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）（以下、「解釈」という。）第3章第37条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価（以下、「PRA」という。）に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p> <p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について</p> <p>新規制基準では、「解釈第3章第37条（重大事故等の拡大の防止等）「1-1(a)及び(b)」、「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シーケンスグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<div data-bbox="1189 220 2040 284" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 20px;"> <p>「別添 女川原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。</p> </div> <p>従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。(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 別紙1 有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象(地震・津波以外)の考慮について)</p>
<p>2. PRAの評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要がある。評価対象を明示すること（例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p> <p>また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。(2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3.1 内部事象</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。 (3.1.1.a.対象プラント)</p> <p>②停止時PRAで記載</p> <p>③停止時PRAで記載</p>
<p>b. 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起因事象リスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起因事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由</p>	<p>①</p> <p>●通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.1.b.起因事象①(1)起因事象の選定)</p> <p>●PRAで考慮する起因事象を国内外の評価事例をもとに選定し、主にプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化にあたっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。(3.1.1.b.起因事象①(4)起因事象の発生頻度評価、(3)起因事象のグループ化)</p> <p>●発生の可能性が極めて低いか、または発生を仮定してもその影響が限定される起因事象は除外した。 (3.1.1.b.起因事象①(2)同定した起因事象の除外)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●起因事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p>	<p>①</p> <p>●以下を満足できない場合、炉心損傷と判定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること ・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 <p>(3.1.1.c.成功基準①(1)炉心損傷判定条件)</p> <p>●成功基準の一覧表は起因事象ごとに整理した。(3.1.1.c.成功基準①(2)起因事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価、設定した。また、使命時間については事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として一律24時間と設定した。 (3.1.1.c.成功基準①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</p> <p>●成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われていることを確認した。 (3.1.1.c.成功基準①(4)熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>① 各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.1.d. 事故シーケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミナマルカットセット (FT を用いた場合) <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>② システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性 ② システム信頼性評価手法)</p> <p>③ システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミナマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性 ③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④ 制御棒挿入失敗確率、S/R 弁開放失敗確率、S/R 弁再閉失敗確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性 ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>② 機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ</p>	<p>① 非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>② 機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA に従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③ 本評価では外部電源の復旧に期待している。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④ 待機除外確率は保守作業による待機除外を考慮しており、保守頻度と平均修復時間から確率を算出した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ④ 待機除外確率)</p> <p>⑤ 共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>① 人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し, さらに起回事象発生前は復旧忘れ, 起回事象発生後は診断失敗, 操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については, 事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお, 発電所の運用を, 人的過誤評価の主要な仮定に反映した。</p> <p>(3.1.1.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③ 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>① フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum*PSA を用いてイベントツリー解析, フォールトツリー解析を行い, 炉心損傷頻度の算出を行った。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 全炉心損傷頻度, 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し, 結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル 1PRA では不要であるが, レベル 1.5PRA を実施するために算出した。(レベル 1.5PRA 資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度)</p> <p>③ 炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で, 重要度解析を実施した。また, PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。なお, 対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度③ 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析)</p>

「P R A の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R A の対応状況

「PRA の説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>3.1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p> <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時 PRA のみ）</p> <p>●プラント状態分類の考え方</p> <p>●プラント状態の分類結果</p>	<p>①PRA の中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a . 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ(水位)、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起回事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。(3.1.2.a . 対象プラント ③プラント状態分類)</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象リスト、説明及び発生頻度</p> <p>●起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>●対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>	<p>①</p> <p>●通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b . 起回事象 ①(1)起回事象の選定、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>●PRA で考慮する起回事象をプラント状態分類 (POS) 毎に同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・既往の PRA 等による、国内外における起回事象に関する評価事例の分析 <p>(3.1.2.b. 起回事象 ①(3)起回事象のグループ化、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>●発生の可能性が極めて低いか、または発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起回事象 ①(2)同定した起回事象の除外)</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●起回事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p>	<p>①</p> <p>●「有効燃料長頂部が露出した状態。」と設定した。(3.1.2.c . 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件)</p> <p>●注水機能及び除熱機能の観点から、成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起回事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の時間余裕について評価、設定した。また、事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を 24 時間と設定した。(3.1.2.c . 成功基準 ①(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。(3.1.2.c. 成功基準 ①(4)熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.2.d. 事故シーケンス)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミナマルカットセット (FT を用いた場合) <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミナマルカットセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果)</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>② 機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA に従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では外部電源の復旧に期待している。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④定期検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。系統や機器の待機除外状態は、POS の中で直接考慮した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率)</p> <p>⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについては MGL パラメータを使用した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 	<p>① 人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し, さらに起回事象発生前は復旧忘れ, 起回事象発生後は診断失敗, 操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については, 事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお, 発電所の運用を, 人的過誤評価の主要な仮定に反映した。(3.1.2.g. 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③ 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>① フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum*PSA を用いてイベントツリー解析, フォールトツリー解析を行い, 炉心損傷頻度の算出を行った。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 全炉心損傷頻度, 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し, 結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル 1PRA では不要なため, 評価を省略した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ② 炉心損傷頻度)</p> <p>③ 炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で, 重要度解析を実施した。また, PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。なお, 対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ③ 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>3.2 外部事象（地震）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地震 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>① 内部事象運転時レベル 1PRA において収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により地震レベル 1PRA に必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、女川原子力発電所2号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 <p>(3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉建屋損傷 ・圧力容器損傷 ・格納容器損傷 ・ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E-LOCA) ・隔離失敗 ・制御建屋損傷 ・計測・制御系喪失 ・制御建屋空調系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源・原子炉補機冷却系喪失 <p>地震レベル 1PRA の評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象を引き起こす設備 ・起因事象を緩和する設備 <p>(3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	<p>① 日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的リスク評価実施基準：2015」の方法に基づき評価した。(3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ①確率論的地震ハザード評価の方法)</p> <p>② 特定震源モデルに基づく評価のうち、海溝型地震については、東北地方太平洋沖型地震及び宮城県沖地震を特定地震として神田（2012）や浅野（2012）等に基づきモデル化し、内陸地殻内地震については、敷地から 100km 以内にある「[新編]日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層と敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層を特定震源としてモデル化した。</p> <p>領域震源については、海溝型地震、内陸地殻内地震ともに、その区分、対象領域の最大マグニチュードを地震調査研究推進本部（2013）に基づき設定しモデル化した。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>地震動伝播モデルは Noda et al. (2002) による距離減衰式を用い、観測記録を用いた補正及び内陸補正を考慮した。</p> <p>震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて設定した各モデル及び認識論的不確かさ要因をロジックツリーに展開した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、地震規模は過去の地震や地震調査研究推進本部 (2013) を参考に設定し、その他は等配分とした。(3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定)</p> <p>③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率毎の1様ハザードスペクトルを比較した。</p> <p>フラジリティ評価用地震動の経時特性を基準地震動 Ss=1 の策定と同様にM=8.0、等価震源距離 Xeq =81.6km として設定した。(3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ③確率論的地震ハザード評価結果)</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 評価対象と損傷モードの設定 (2) 評価方法の選択 (3) 評価上の不確かさ、応答係数等の設定 (4) 現実的耐力の評価 (5) 現実的応答の評価 (6) フラジリティの評価 <p>建屋フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を評価方法として採用した。</p> <p>また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷モードについては、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。(3.2.1.c. 建屋・機器フラジリティ)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地震により誘発される起回事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方，発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起回事象と，対象外とした理由 ● 地震固有の事象とその取扱い <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果，及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング，事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● 系統図，必要とするサポート系，試験，システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B及びCクラス機器の取扱い 	<p>(1)</p> <p>①3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起回事象を対象とした。グループ化した起回事象及び対象外とした起回事象はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・圧力容器損傷 ・制御建屋損傷 ・計測・制御系喪失 ・制御建屋空調系喪失 ・直流電源喪失 <p>②階層イベントツリーのヘディングは，内部事象レベル1PRAと地震PRAとの境界を明確にするために地震による外部電源喪失を先頭とし，以降，各起回事象を発生時の影響の大きい順に配列した。 (3.2.1.d.事故シーケンス①起回事象)</p> <p>(2)</p> <p>①炉心損傷の定義，炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象運転時レベル1PRAと相違がない。ただし，同様の系統は完全相関を仮定しているため，事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また，緩和手段のない起回事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象運転時レベル1PRAと同様に24時間とし，地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.1.d.事故シーケンス②成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>①ヘディングは，地震に引き続き発生する，プラントの事故に至る起回事象，緩和機能に関わるシステム及び運転員操作と事象進展に影響する重要な設備状態を選定し，以下のイベントツリーを作成した。また，炉心損傷防止の観点から，「原子炉停止機能」，「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し，最終状態を事故シーケンスグループとして分類した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・階層イベントツリー ・外部電源喪失時イベントツリー ・全交流動力電源喪失時イベントツリー <p>(3.2.1.d.事故シーケンス③事故シーケンス)</p> <p>(4)</p> <p>①3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起回事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル1PRAと同じである。また，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する格納容器外の耐震重要度Bクラス配管，燃料移送系，軽油タンクを除き耐震重要度B及びCクラスの設備には期待していない。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>②同様の系統及び機器については、系統間または機器間で完全相関を仮定した。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を仮定した。</p> <p>③起回事象の原因となる設備及び起回事象を緩和する設備は、内部事象運転時レベル1 PRAにおけるシステム信頼性評価の結果及び、地震の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フラジリティ評価の結果も考慮して信頼性評価を実施した。ミニマルカットセットについては、FTに対しては算出していないが、事故シーケンスに対しては、評価結果に基づき主要なミニマルカットセットをまとめた。</p> <p>④本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。</p> <p>(3.2.1.d.事故シーケンス④システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>①起回事象発生前の人的過誤は試験・保守作業後の復旧ミスであり、事象発生の起因が地震であっても変わることがないため、内部事象運転時レベル1PRAの検討結果を用いた。起回事象発生後の人的過誤は地震発生後の対応操作に対する過誤であり、事象発生の起因が地震であっても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 PRAで対象とする人的過誤を考慮した。ただし、地震後数時間以内の対応を要する作業においては、高ストレスを考慮した。(3.2.1.d.事故シーケンス⑤人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①フォールトツリー結合法によりミニマルカットセットを作成し、加速度毎の炉心損傷頻度を算出した。また、それらを全加速度区間にわたり積分することで全炉心損傷頻度を算出した。なお評価地震動範囲は0.0G～3.0Gとした。</p> <p>②上述した手順でモデルを定量化し、全炉心損傷頻度、及び起回事象別、加速度区分別、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し、主要なミニマルカットセットと評価結果を分析した。</p> <p>③地震ハザード、フラジリティやランダム故障確率に含まれる不確かさが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確かさ解析を行った。重要度解析では、FV重要度による評価を行った。また、感度解析は、機器間の相関性に係る評価上の仮定、及び炉心損傷頻度に有意に影響のある機器のフラジリティに関して、実施した。(3.2.1.d.事故シーケンス⑥炉心損傷頻度)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>3.2 外部事象（津波）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>①内部事象運転時レベル 1PRA において収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により津波 PRA に必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、女川原子力発電所 2 号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波影響 ・間接的被害の可能性 ・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却海水系機能喪失 ・敷地及び建屋内浸水 <p>また、津波 PRA の評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象を引き起こす設備 ・津波防護施設／浸水防止設備 ・起因事象を緩和する設備 <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p>
<p>b. 津波ハザード</p> <p>① 津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 <p>② 津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ● 不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	<p>①基準津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価は、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波 PRA 学会標準」という。）、公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術 2016」、社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率論的津波ハザード解析の方法（2011）」及び 2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて実施した。(3.2.2.b ① 確率論的津波ハザード評価方針)</p> <p>②津波発生モデルは、2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ、津波 PRA 学会標準に示される領域に加え、プレート間地震と津波地震の連動型地震を考慮した。</p> <p>上述した各津波発生モデルに対して、不確実さ要因分析を行い、それに基づきロジックツリーを作成した。</p> <p>分岐の重みの設定に当たっては、日本原子力学会（2012）及び土木学会（2011）の分岐を流用するものについては、土木学会（2009）によるアンケート結果を踏まえた重みや、土木学会（2011）による正規分布に対する分岐設定方法の重みを用いた。新たに追加した分岐や原子力学会標準及び土木学会（2011）の分岐から修正した分岐の重みについては、関連する情報を収集のうえ、日本原子力学会（2012）等に基づき設定した。(3.2.2.b①確率論的津波ハザード評価方針、②津波発生領域の設定)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>③ 津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 	<p>③ロジックツリーを基に津波ハザード解析を行い、ハザード曲線として取りまとめた。基準津波の敷地前面位置における最高水位の年超過確率は10^{-4}～10^{-5}程度である。</p> <p>フラジリティ評価用津波水位変動は、検討対象とする津波水位（＝年超過確率）に最も寄与度が大きい津波波源の断層モデルのすべり量を調整して作成した。（3.2.2.b③確率論的津波ハザード評価結果）</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力及び基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答及び基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>①～⑥</p> <p>3.2.2.a②で作成した建屋・機器リストに記載の設備に対して津波による損傷モードを検討した結果、フラジリティは以下のように評価された。フラジリティ曲線はステップ状を仮定し、不確かさは考慮していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主変圧器等、燃料移送ポンプ、RSW/HPSW ポンプ ⇒ 敷地内浸水の開始と同時に没水して機能喪失 ・防潮堤 ⇒ O.P. 38.6mを超える津波高さで波力により機能喪失 ・起因事象を緩和する設備(建屋内) ⇒ 建屋内浸水に伴う没水で機能喪失 ・建屋の浸水防止設備 ⇒ O.P. 38.6mの津波高さまでは機能喪失しない <p>(3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定、②フラジリティの検討結果について)</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ● 津波固有の事象とその取扱い <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 	<p>(1)</p> <p>① 3.2.2.a②「津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象が評価対象であり、各起因事象の発生頻度は、当該津波分類での津波発生頻度と同じである。津波高さ O.P. 38.6m 以上にて防潮堤の機能喪失に伴い発生する「敷地及び建屋内浸水」を津波特有の起因事象とした。</p> <p>(3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析、3.2.2.d 事故シーケンス d(1)起因事象 ①評価対象とした起因事象の発生頻度)</p> <p>② 選定した起因事象の他、炉心損傷への影響が大きい事故シナリオを考慮して階層イベントツリーを作成した。（3.2.2.d 事故シーケンス d(1)起因事象 ②階層イベントツリーとその説明）</p> <p>(2)</p> <p>①炉心損傷防止の成功基準は、内部事象運転時レベル 1PRA と津波レベル 1PRA では相違がないため、内部事象運転時レベル 1PRA で設定した成功基準を用いた。ただし、「敷地及び建屋内浸水」については緩和不能と想定し、成功基準は設けていない。使命時間については内部事象運転時レベル 1PRA と同様に 24 時間とし、津波で損傷した機器の復旧は期待していない。（3.2.2.d 事故シーケンス d(2)成功基準 ①成功基準の一覧）</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● 系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B及びCクラス機器の取扱い <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>(3)</p> <p>① 起因事象発生後の事故進展は内部事象と同等と考えられるため、内部事象運転時レベル 1PRA と同じ緩和設備を考慮し、「外部電源喪失」及び「原子炉補機冷却海水系機能喪失」が重畳して発生する全交流動力電源喪失のイベントツリーを作成した。(3.2.2.d 事故シーケンス d(3)事故シーケンス ① イベントツリー)</p> <p>(4)</p> <p>① 3.2.2.a②で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象運転時レベル 1PRA と同じである。(3.2.2.d 事故シーケンス d(4)システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>② フロントライン系及びサポート系の機器間の相関は内部事象運転時レベル 1PRA と同じである。(3.2.2.d 事故シーケンス d(4)システム信頼性 ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い)</p> <p>③ 起因事象を緩和する設備のシステム信頼性は、内部事象運転時レベル 1PRA と同じである。津波の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を実施した。(3.2.2.d 事故シーケンス d(4)システム信頼性 ③システム信頼性評価結果)</p> <p>④ 本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。(3.2.2.d 事故シーケンス d(4)システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p> <p>(5)</p> <p>① 起因事象発生前の人的過誤については試験・保守作業後の復旧ミスであり、事象発生の起因が津波であっても変わらないため、内部事象運転時レベル 1PRA の検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤については、津波退避時の原子炉建屋外壁扉の閉め忘れの確率を THERP 手法を用いて評価した。(3.2.2.d 事故シーケンス d(5)人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果)</p> <p>(6)</p> <p>① 計算コード RiskSpectrum*PSA を用いてフォールトツリー結合法により炉心損傷頻度を評価した。(3.2.2.d 事故シーケンス d(6)炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>② 上述した手順でモデルを定量化し、津波高さ別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度を評価した。また、全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な事故シーケンスを抽出し、その内容を分析した。(3.2.2.d 事故シーケンス d(6)炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度結果)</p> <p>③ 津波ハザードやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確実さ解析を行った。重要度解析については、津波レベル 1PRA の評価対象となる高さ 0.P.29m 以上の津波では必ず炉心損傷に至ることから、有益な結果が得られないため実施していない。(3.2.2.d 事故シーケンス d(6)炉心損傷頻度 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析、④感</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R Aの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
	度解析)

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>4. レベル1.5PRA</p> <p>4.1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置, 形状・設備容量, 事故への対処操作, 燃料及びデブリの移動経路など 	<p>①対象プラントの機器・系統配置, 形状・設備容量, 事故への対処操作, 燃料及びデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性)</p>
<p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係(レベル1の最終状態と分類が異なる場合) <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態ごとの発生頻度 	<p>①内部事象運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至る全ての事故シーケンスを, 事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類することにより, プラント損傷状態の考え方を示し, プラント損傷状態の一覧, 内部事象運転時レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果, 及び内部事象運転時レベル1結果との関係を整理した。(4.1.1.b. ①プラント損傷頻度の一覧)</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。(4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)</p>
<p>c. 格納容器破損モード</p> <p>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	<p>①事故進展図により, 事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し, その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。(4.1.1.c. 加格納容器破損モード)</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>② 格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した, 重要な物理化学現象, 対処設備の作動・不動作, 運転員操作(レベル1との整合性を含む), ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果 	<p>①格納容器イベントツリー構築の考え方, 格納容器イベントツリー構築のプロセスを説明した。(4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス)</p> <p>②事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して, 事象進展順等のヘディング間の相関を考慮してヘディング順序を決定することにより, 格納容器イベントツリーを構築すると共に, 格納容器イベントツリー終状態に, 健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。(4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)</p>
<p>e. 事故進展解析</p> <p>① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シーケンス選定の考え方 ● 事故進展解析の解析条件 ● 解析対象とした事故シーケンス一覧 ● 対象事故シーケンスの説明 ● 有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>② 事故シーケンスの解析結果</p>	<p>①操作の時間余裕の厳しさ, または緩和系が機能しない状態で格納容器が過圧又は過温破損に至るシーケンスを選定することを考え方として示し, 事故進展解析の解析条件, 解析対象とした事故シーケンス一覧, 対象事故シーケンスの説明について整理した。(4.1.1.e. 事故進展解析)</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻や時間余裕の検討結果を整理した。(4.1.1.e. ②事故シーケンスの解析結果)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ● 起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率値またはフォールトツリーを入力し、プラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードには RiskSpectrum@PSA を用いた。(4.1.1.f ①格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②格納容器イベントツリーのヘディングの種類を、緩和操作と物理化学現象の2つに分類することにより、各々に対して、分岐確率の算出方法を整理し、分岐確率を求めた。(4.1.1.f. ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率)</p> <p>③全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析、起回事象別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。(4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果)</p>
<p>g. 不確かさ解析及び感度解析</p> <p>① 不確か解析結果</p> <p>② 感度解析結果</p>	<p>①不確かさ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確かさ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確かさ解析)</p> <p>②外部電源復旧に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。(4.1.1.g. ②感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>4.2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置，形状・設備容量，事故への対処操作，燃料及びデブリの移動経路など ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては，以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり，標準的なPRA手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが，これらの損傷評価に関して，現時点では損傷箇所，損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから，地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお，炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は，地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ，格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規規制基準（地震，津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 震源モデル，地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と，地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>同上</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定，応答係数等）</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位，損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位，損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>同上</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所2号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所2号炉の対応状況
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ① プラント損傷状態の一覧 <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ② プラント損傷状態ごとの発生頻度 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>e. 格納容器破損モード</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明 	<p>同上</p>
<p>f. 事故シーケンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作為（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け 	<p>同上</p>
<p>g. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シーケンス選定の考え方 ● 選定した事故シーケンスと説明 ● 事故進展解析の解析条件 ● 有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シーケンスの解析結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・ 格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 格納容器破損頻度の評価方法 ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 使用した分岐確率 ③ 格納容器破損頻度の評価結果 <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ● 起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p>同上</p>

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R Aの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	
i. 不確かさ解析及び感度解析 ① 不確か解析結果 ② 感度解析結果	同上

「P R Aの説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R Aの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	女川原子力発電所 2 号炉の対応状況
<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p>	<p>①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p>
<p>b. ピアレビュー</p> <p>① ピアレビューチーム及びメンバー構成</p> <p>●海外の専門家も含めたメンバーであること</p> <p>② ピアレビューの手順</p> <p>③ ピアレビューの結果</p> <p>④ ピアレビュー結果の P R A への反映状況</p>	<p>①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の 4 つの要素を考慮して選定している。</p> <p>●今回実施したレビュー実施方法を含め、P R A 全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点で P R A の経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国での P R A 実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。</p> <p>②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前に P R A の概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜 P R A 実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は 0 件であり、今回実施した P R A の評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>④P R A の更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として 12 件のコメントを受領しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討する。</p>
<p>c. 品質保証</p> <p>① P R A を実施するに当たって行った品質保証活動</p> <p>●P R A の実施体制</p> <p>●更新、記録管理体制</p>	<p>①品質保証活動に基づく社内基準に従って P R A を実施した。</p> <p>●実施に当たっては P R A を含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。</p> <p>また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</p> <p>●文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</p>

別添

女川原子力発電所 2 号炉
確率論的リスク評価（P R A）について

目次

1. PRA 実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法
3. レベル 1PRA
 - 3.1 内部事象 PRA
 - 3.1.1 出力運転時 PRA
 - 3.1.1.a 対象プラント
 - 3.1.1.b 起因事象
 - 3.1.1.c 成功基準
 - 3.1.1.d 事故シーケンス
 - 3.1.1.e システム信頼性
 - 3.1.1.f 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.g 人的過誤
 - 3.1.1.h 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時 PRA 本日ご提出範囲
 - 3.1.2.a 対象プラント
 - 3.1.2.b 起因事象
 - 3.1.2.c 成功基準
 - 3.1.2.d 事故シーケンス
 - 3.1.2.e システム信頼性
 - 3.1.2.f 信頼性パラメータ
 - 3.1.2.g 人的過誤
 - 3.1.2.h 炉心損傷頻度
 - 3.2 外部事象
 - 3.2.1 地震 PRA
 - 3.2.1.a 対象プラントと対象シナリオ
 - 3.2.1.b 確率論的地震ハザード
 - 3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ
 - 3.2.1.d 事故シーケンス
 - 3.2.2 津波 PRA
 - 3.2.2.a 対象プラントと対象シナリオ
 - 3.2.2.b 確率論的津波ハザード
 - 3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ
 - 3.2.2.d 事故シーケンス

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

4.1.1.a プラントの構成・特性

4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4.1.1.c 格納容器破損モード

4.1.1.d 事故シーケンス

4.1.1.e 事故進展解析

4.1.1.f 格納容器破損頻度

4.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

別紙 目次

3. レベル1PRA

3.1 内部事象PRA

3.1.1 出力運転時PRA

- 別紙3.1.1.b-1 起因事象から除外している事象について
- 別紙3.1.1.b-2 主蒸気管破断の分類の考え方について
- 別紙3.1.1.b-3 従属性を有する起因事象の抽出について
- 別紙3.1.1.b-4 運転時PRAで通常停止を起因事象として取扱う考え方について
- 別紙3.1.1.b-5 「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
- 別紙3.1.1.b-6 「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について
- 別紙3.1.1.b-7 起因事象の発生頻度におけるEFの設定の妥当性について
- 別紙3.1.1.b-8 起因事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について
- 別紙3.1.1.b-9 起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
- 別紙3.1.1.b-10 起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
- 別紙3.1.1.b-11 起因事象のLOCAの発生頻度算定の考え方
- 別紙3.1.1.b-12 ECCS配管破断の考え方について
- 別紙3.1.1.b-13 インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の算出方法について
- 別紙3.1.1.b-14 ISLOCA発生頻度の海外との差について
- 別紙3.1.1.c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 別紙3.1.1.c-2 成功基準の設定時の解析例について
- 別紙3.1.1.d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー
- 別紙3.1.1.d-2 サプレッションプール水温が上昇した場合のHPCSの機能維持の考え方について
- 別紙3.1.1.d-3 逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方
- 別紙3.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取扱い
- 別紙3.1.1.d-5 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 別紙3.1.1.e-1 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 別紙3.1.1.f-1 故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
- 別紙3.1.1.f-2 中性子束検出器のモデル化について

- 別紙3. 1. 1. f-3 外部電源復旧の考え方について
- 別紙3. 1. 1. f-4 保守頻度の設定と実績との比較について
- 別紙3. 1. 1. f-5 共通要因故障の除外例について
- 別紙3. 1. 1. f-6 共通要因故障を考慮した場合の感度解析について
- 別紙3. 1. 1. f-7 共通要因故障パラメータの設定方法について
- 別紙3. 1. 1. f-8 共通要因故障を考慮している機器について、メーカーが相違している場合の考え方
- 別紙3. 1. 1. f-9 故障モード毎の共通要因故障の評価に使用しているパラメータについて
- 別紙3. 1. 1. g-1 人的過誤操作失敗に係る詳細設定について
- 別紙3. 1. 1. g-2 起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について
- 別紙3. 1. 1. g-3 起因事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について
- 別紙3. 1. 1. g-4 計器の校正ミスの取り扱いについて
- 別紙3. 1. 1. g-5 人的過誤として考慮する評価項目と結果について
- 別紙3. 1. 1. h-1 PRAの使用コードの検証について
- 別紙3. 1. 1. h-2 RCIC運転継続8時間の妥当性について
- 別紙3. 1. 1. h-3 イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
- 別紙3. 1. 1. h-4 不確実さ解析における計算回数について

本日まで提出範囲

3. 1. 2 停止時PRA

- 別紙3. 1. 2. a-1 期待する影響緩和設備におけるタイライン等による他系統からのサポート系の融通について
- 別紙3. 1. 2. a-2 評価対象とした定期検査工程の代表性について
- 別紙3. 1. 2. a-3 プラント状態の分類の考え方について
- 別紙3. 1. 2. b-1 起因事象からCR引抜き事象を除外している理由について
- 別紙3. 1. 2. b-2 RHR運転中のLOCAを起因事象から除外する考え方について
- 別紙3. 1. 2. b-3 RHR切替時のLOCAをPOS-B2のみで考慮している理由について
- 別紙3. 1. 2. b-4 停止時のLOCAの発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
- 別紙3. 1. 2. c-1 炉心損傷条件について
- 別紙3. 1. 2. c-2 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 別紙3. 1. 2. c-3 緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
- 別紙3. 1. 2. c-4 停止時のLOCAにおける余裕時間の考え方について
- 別紙3. 1. 2. d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象停止時レベル1PRAイベントツリー

別紙3. 1. 2. g-1	起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について
別紙3. 1. 2. g-2	人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について
別紙3. 1. 2. g-3	人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
別紙3. 1. 2. h-1	POS別の炉心損傷頻度（日当たり）について
別紙3. 1. 2. h-2	システム信頼性解析の結果について

3. 2 外部事象

3. 2. 1 地震PRA

別紙3. 2. 1. a-1	プラントウォークダウンの対象設備の選定について
別紙3. 2. 1. a-2	地震PRAにおけるプラントウォークダウンの点検項目について
別紙3. 2. 1. a-3	フラジリティ評価における余震の考え方について
別紙3. 2. 1. d-1	ELOCAの評価方法について
別紙3. 2. 1. d-2	階層イベントツリーのヘディング設定の考え方及び定量化について
別紙3. 2. 1. d-3	使命時間に関する感度解析について

3. 2. 2 津波PRA

別紙3. 2. 2. a-1	引き津波による取水位の低下に伴う非常用海水ポンプの取水性について
別紙3. 2. 2. a-2	事故シナリオの分析において引き津波を除外する考え方について
別紙3. 2. 2. a-3	津波発生時における原子炉停止の手順について
別紙3. 2. 2. c-1	防潮堤の耐力について
別紙3. 2. 2. c-2	津波PRAにおける漂流物の取り扱いについて
別紙3. 2. 2. d-1	津波による敷地浸水解析について
別紙3. 2. 2. d-2	津波による建屋内浸水解析について
別紙3. 2. 2. d-3	原子炉建屋外壁扉閉め忘れの人的過誤確率について

4. レベル1. 5PRA

4. 1 内部事象PRA

4. 1. 1 出力運転時PRA

別紙4. 1. 1. b-1	TBPシーケンス, S1EおよびS2Eシーケンスの原子炉圧力挙動について
別紙4. 1. 1. b-2	炉心損傷時期を分類する基準について
別紙4. 1. 1. c-1	評価から除外したPCV破損モードについて
別紙4. 1. 1. d-1	女川原子力発電所2号機内部事象運転時レベル1. 5PRAイベ

ントツリー

- 別紙4.1.1.e-1 格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について
- 別紙4.1.1.e-2 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の判断基準について
- 別紙4.1.1.e-3 炉心注水によるR P V破損回避の不確かさについて
- 別紙4.1.1.e-4 L O C A時に破断口から流出した冷却材の流入先
- 別紙4.1.1.f-1 格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について
- 別紙4.1.1.f-2 炉外FCIにおけるペDESTALフラジリティの作成方法について
- 別紙4.1.1.f-3 炉外FCIにおける [] との因果関係作成方法について
- 別紙4.1.1.f-4 DCHによる格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて
- 別紙4.1.1.f-5 PCV隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3.1.2 停止時 PRA

停止時 PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2010」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 3.1.2-1 図に示す。

3.1.2.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1)プラント情報の収集・分析

内部事象停止時レベル1PRA実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。

- －PRA実施にあたり必要とされる基本的な情報(設計情報、運転・保守管理情報等)
- －定量化にあたり必要とされる情報(機器故障、起因事象発生に関する運転経験等)

本プラントについて入手した図書類を、第3.1.2.a-1表に示す。

以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MWt
 - － 電気出力 825MWe
- ・プラント型式
 - － 沸騰水型BWR-5
- ・格納容器型式
 - － 圧力抑制形（マーク I 改良型）

以下に、停止時レベル1PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全システムにより構成される。第3.1.2.a-1図に本プラントの主要設備の概要を示す。また、第3.1.2.a-2表に系統設備概要を示す。

(a)原子炉停止に関する系統

本プラントの停止時PRAでは、プラント運転中と停止・起動過程を除いた主復水器の真空破壊から制御棒の引き抜き開始までが評価対象期間である。また、反応度投入事象を起因事象から除外したことから、原子炉停止に関する系統（スクラム系、ほう酸水注入系）はモデル化していない。

(b)原子炉冷却に関する系統（第3.1.1.a-4図）

本評価で対象とする原子炉冷却に関する系統は、熱除去機能を持つ残留熱除去系と注水機能を持つ高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系、復

水補給水系としている。

1) 残留熱除去系 (RHR) (第3.1.1.a-11図)

残留熱除去系は、ポンプ3台、熱交換器2基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を、原子炉から除去する。

原子炉停止時には、冷却材は原子炉再循環ポンプ入口側から残留熱除去系のポンプ及び熱交換器を経て原子炉再循環ポンプ出口側に戻され、炉心を冷却する。

2) 非常用炉心冷却系 (ECCS) (第3.1.1.a-1図)

原子炉停止時には、自動信号に期待できず、運転員の手動操作により、非常用炉心冷却系 (高圧炉心スプレー系 (HPCS)、低圧炉心スプレー系 (LPCS)、低圧注水系 (LPCI)) を起動し原子炉へ注水して炉心を冷却する。系統構成等については運転時と同じである。

3) 復水補給水系 (MUWC) (第3.1.2.a-2図)

復水補給水系は、ポンプ3台、復水貯蔵タンク1基、配管及び弁類で構成される。本系統は、定期点検時には通常使用する系統であり、残留熱除去系の注水配管等を経由し原子炉への注水が可能である。

なお、熱除去機能を持つ以下の系統については本評価では評価対象外とした。

・燃料プール冷却浄化系 (FPC) (第3.1.2.a-3図)

燃料プール冷却浄化系は、ポンプ、熱交換器、ろ過脱塩器等で構成され、使用済燃料からの崩壊熱を除去するとともに、燃料プール水を浄化する系統である。本系統は、原子炉ウェルと燃料プールを仕切るプールゲートを閉じた時点で、炉心から取り出した燃料1回分取替量から発生する崩壊熱及びそれ以前の使用済燃料から発生する崩壊熱に対し、冷却可能な設計としている。

本評価においては、本系統により原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去することに期待できるのは、原子炉ウェル満水の一部期間のみであることから期待していない。

・原子炉冷却材浄化系 (CUW) (第3.1.2.a-4図)

原子炉冷却材浄化系は、ポンプ、再生熱交換器、非再生熱交換器、ろ過脱塩器等で構成され、原子炉一次系内の不純物を除去して炉水の水質を維持する。本系統は、原子炉の熱除去を行う補助機能を有するが、冷却能力が小さいため、本評価においては期待していない。

(c) 安全機能のサポート機能に関する系統

原子炉停止時の補機冷却は、淡水ループ、海水系からなる原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系により原子炉建屋内の機器を冷却する。また、電源は起動変圧器を通して受電する。

異常時には、以下の系統により補機の冷却、電源の供給を行う。

1) 補機冷却系

低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は原子炉補機冷却水系で冷却され、原子炉補機冷却水系は原子炉補機冷却海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ補機冷却系で冷却され、高圧炉心スプレイ補機冷却系は高圧炉心スプレイ補機冷却海水系で冷却される。

なお、本評価では原子炉補機冷却系のタイラインによるサポート系の融通については期待していない（別紙3.1.2.a-1）。

2) 電源系

原子炉の停止中は、起動変圧器を通して、所内電源を受電する。非常用高圧母線が停電した場合には、非常用高圧母線に接続された負荷は、動力用変圧器及び非常用低圧母線に接続されるモータコントロールセンタを除いて全て遮断される。ディーゼル発電機が自動起動し、非常用高圧母線に接続され原子炉の停止に必要な負荷が自動的に投入される。

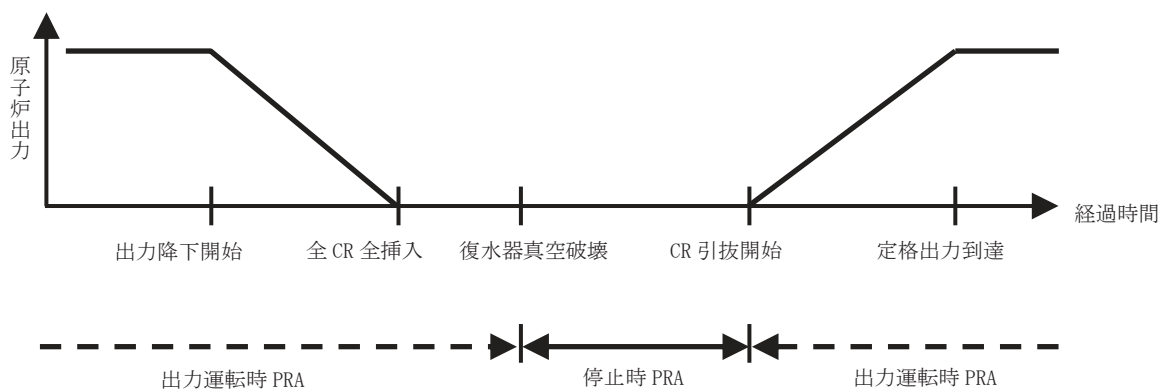
直流電源設備は、非常用所内電源として所内用125V 2系統、高圧炉心スプレイ系用125V 1系統が設けられている。

第3.1.1.a-15図に本プラントの所内単線結線図を、第3.1.1.a-12図に原子炉補機冷却系系統概要図を示す。

②停止時のプラント状態の推移

(1) 評価対象期間の設定

停止時における評価対象期間については、日本原子力学会標準に準拠して、起因事象及び緩和設備の状態が大きく変化することを考慮し、下図に示すように、原子炉停止過程における「復水器真空破壊」の時点から原子炉起動過程における「制御棒（CR）引抜開始」の時点までの期間とした。



(2) 停止時プラント状態の推移

プラント状態の変化に伴って崩壊熱除去などに対する成功基準、余裕時間、及び使用可能な設備の組み合わせが変化することを考慮し、定期検査工程を以下のプラ

ント状態に分類した。

- ・原子炉冷温停止への移行状態 (S)
- ・PCV/RPV開放への移行状態 (A)
- ・原子炉ウェル満水状態 (B)
- ・PCV/RPV閉鎖への移行状態 (C)
- ・起動準備状態 (D)

これらのプラント状態を，状態毎のプラントの主要パラメータとともに第3.1.2. a-5図に示す。

(3) 評価対象とする定期検査工程

評価対象とする定期検査工程としては，過去の運転実績を代表することが必要であるため，以下の手順に従って実定期検査工程を選定し，評価対象工程を選定した。

- ・燃料の全数取出期間中は炉心に燃料が存在し，炉心損傷は発生しないため全数取出を行う工程は評価対象外とし，燃料の部分取出を行っている工程を選定する。
- ・トラブル等により長期定期検査となった定期検査工程を除き，至近の一般的な定期検査工程を選定する。

女川2号炉の至近の定期検査における，工程継続期間の比較結果を第3.1.2. a-3表に示す。この結果，部分取出を行っており，最も至近の定期検査工程である第4回定期検査を選定した（別紙3.1.2. a-2）。

③プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では，以下のように状態が変化する。

- ・運転中の設備や待機状態，待機除外状態にある設備が工程とともに変化する。
- ・原子炉内の保有水量が工程とともに変化する。
- ・炉心の崩壊熱が時間の経過とともに減少する。

このため，プラント状態について，原子炉冷却材のインベントリー（水位），温度，圧力などのプラントパラメータの類似性，保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性，起因事象，成功基準，余裕時間に関する類似性の観点から，分類を行った（別紙3.1.2. a-3）。

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い，②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態(以降，POS：Plant Operational State)に分類した。POSの分類及び使用可能な緩和設備を第3.1.2. a-6図に示す。各POSについて，以下に概説する。

a. 原子炉冷温停止への移行状態：POS-S

通常のプラント停止では、残留熱除去系の停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、復水器によって除熱される。停止時冷却モードによる除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は、停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系統のほかに、残りの残留熱除去系1系統が待機状態にある。

主復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(S)として分類する。この期間としては、24時間(1日)を設定する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉開放作業期間の初日が該当する。

b. PCV/RPV 開放への移行状態：POS-A

PCV/RPV の開放作業開始から原子炉ウエルの水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内のインベントリー(水位)も運転中と大きく変わらないことから、この期間を POS-A として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉開放作業期間の2日目～5日目(4日間)が該当する。

また、POS-A の期間4日間のうち、前半の2日間と後半の2日間で主要緩和系統の多くが待機状態から待機除外状態に変わるため、A1 と A2 の2つのプラント状態に分類する。

c. 原子炉ウエル満水状態：POS-B

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内のインベントリー(水位)が多く、崩壊熱を除去しているシステムが機能喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することは無いという特徴があることから、この期間を POS-B として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、燃料移動作業期間(2日間)、LPRM 取替作業期間(3日間)、CRD 点検作業期間(6日間)、燃料装荷作業期間(5日間)、炉心確認・CRD ベント機能試験期間(5日間)、の合計21日間が該当する。

また、POS-B の期間21日間のうち、前半の16日間は区分Ⅰによる崩壊熱除去が行われているが、後半の5日間は区分Ⅱによる崩壊熱除去に切り替わるため、B1 と B2 の2つのプラント状態に分類する。

d. PCV/RPV 閉鎖への移行状態：POS-C

原子炉ウエル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内のインベントリー(水位)は運転中とほぼ同じであることから、この期間を POS-C として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉復旧作業期間(5日間)、RPV 漏洩試験作業期間(2日間)、PCV 復旧作業期間(6日間)、PCV 漏洩試験作業期間(2日間)、の合計15日間が該当する。

POS-C の期間15日間のうち、前半の13日間は主要緩和系統の運転状態はプラン

ト状態 B2 と大きな違いは無いが、後半の 2 日間では多くの緩和系統が待機除外状態から待機状態へ復帰するため、C1 と C2 の 2 つのプラント状態に分類する。

e. 起動準備状態：POS-D

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっており、この期間を POS-D として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、起動前試験作業期間(4 日間)、系統構成作業期間(2 日間)、の合計 6 日間が該当する。

3. 1. 2. b. 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷へ波及する可能性のある事象のことである。

①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

a. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

国内BWRプラントにおけるトラブル事例について、運転管理年報及び原子力施設情報公開ライブラリー（NUC I A）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

b. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の同定を行った。分析結果について第 3. 1. 2. b-1 図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては、燃料棒や器物の落下に伴う「燃料の機械的損傷」と「燃料の熱的損傷」が考えられる。このうち「燃料の機械的損傷」として、「燃料集合体の落下事象」が考えられるが、重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり、PRAとして取り扱う要素は少ない。

「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「原子炉冷却材の流出」及び「崩壊熱除去の失敗」が考えられる。前者の「原子炉冷却材の流出」をもたらす事象として、「配管破断LOCA」，「ISLOCA」及び「停止時特有のLOCA」が考えられる。このうち「配管破断LOCA」及び「ISLOCA」については、プラント停止中に原子炉圧力が大気圧状態に置かれている状態では発生の可能性が極めて低いと考えられる。後者の「崩壊熱除去の失敗」をもたらす事象としては、「RHRフロントライン系機能喪失」事象、「RHRサポート系機能喪失」事象及び「外部電源喪失」事象が考えられるため、これらも炉心損傷に至る起回事象として考慮する。

「停止時特有のLOCA」の要因は様々考えられるが、定期検査工程の作業時において人的過誤が要因となって冷却材流出が発生する確率が、機械的な故障が発生する確率よりも高いと考えられることから、人的過誤により発生しうる冷却材流出(LOCA)を評価対象とする。定期検査工程中に人的過誤が要因となりLOCAが発生すると思われる作業としては、RHR切替作業、CRD交換作業、LPRM交換作業、CUWブロー作業の4つが挙げられる。

c. 国内外での既往のPRAによる知見の活用

既往のPRAで選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第3.1.2.b-1表に示す。なお、女川2号炉における過去のトラブル事例はない。

(2) 同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち、以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. インターフェイスシステムLOCA

この事象は、原子炉圧力容器に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによって、低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を起こし、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。停止時PRAの評価対象範囲においては、長時間にわたり原子炉圧力容器が開放されている。また、原子炉圧力容器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材バウンダリ漏洩検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはない。検査時には、検査の性格上、原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、またその場合、現場での監視がなされていることから、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステムLOCAが発生する可能性は非常に小さい。さらに、検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。出力運転時PRAにおけるインターフェイスシステムLOCAの発生頻度が非常に小さいことを考え合わせ、本評価では、この期間におけるインターフェイスシステムLOCAの発生頻度を起因事象から除外した。

b. 配管破断によるLOCA

停止時においては、出力運転時と異なり原子炉冷却材バウンダリの内部にある冷却材の圧力が低いことから、出力運転時の圧力で設計されている原子炉冷却材圧力バウンダリの配管が破断することによる冷却材流出の発生率は十分小さいと考えられる。

なお、停止時PRAが対象とする定期検査期間においては、配管破断の発生確率は出力運転時の配管破断の年間発生確率に比べて、小さくなると考えられるため、本評価では、停止期間中の配管破断に起因する冷却材流出事象を起因事象から除外した。

c. 反応度投入事象

プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも1体毎にしか行えない。また万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らないため、起因事象から除外した。

なお、近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生は防止されている（別紙3.1.2.b-1）。

d. 燃料集合体の落下事象

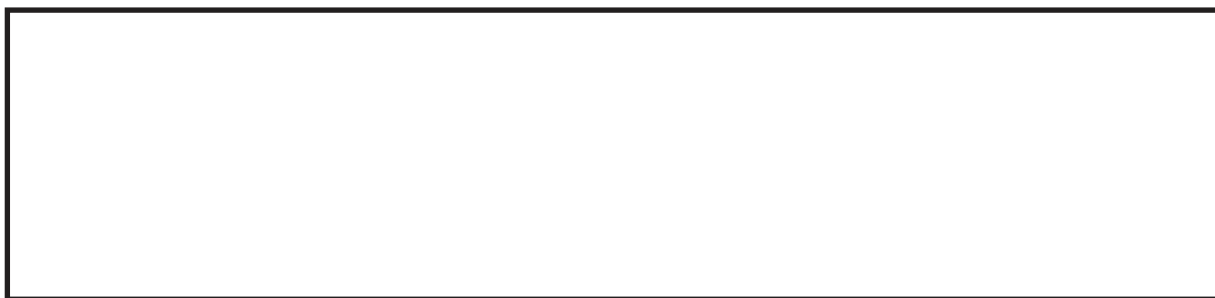
燃料取扱設備は、燃料集合体の総重量を十分上回る重量に耐えることのできる強度に設計されている。また、燃料つかみ具のワイヤの二重化等、設計上の配慮を多重に設けており、燃料取替中に、使用済燃料集合体が脱落、落下する可能性は非常に小さいと考えられる。

また、燃料集合体の落下事故による、核分裂生成物の放出量及び線量当量の評価が行われており、本事故による周辺の公衆に与える放射線被ばくのリスクは十分に小さいと考えられる。

上記より、燃料集合体の落下事故の可能性が非常に小さく、発生した場合にも影響が限定されていることから、本評価では、燃料集合体の落下事象を起因事象から除外した。

e. RHR 運転中の LOCA

本事象は、RHR 停止時冷却モードで運転中の RHR から冷却材が流出する事象である。



従って、本評価では、RHR 運転中の LOCA は RHR 切替時の LOCA で代表できるとし起因事象から除外した（別紙3.1.2.b-2）。

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化するには、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについて

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。

評価対象とする起因事象のうち、RHR サポート系機能喪失と外部電源喪失については、起因事象従属性を有する起因事象であり、他の起因事象と同一のグループとしない。また、停止時特有の LOCA についても、各々成功基準が異なると考えられることから、他の起因事象と同一のグループとしない。したがって、同定した起因事象については、それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとしグループ化はしない。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象は以下の 7 事象とした。プラント状態との対応を第 3.1.2.b-2 表に示す。

- ・ RHR フロントライン系機能喪失

RHR フロントライン系の弁やポンプの故障により RHR フロントライン系が機能喪失する事象。

- ・ RHR サポート系機能喪失

RHR サポート系の弁やポンプの故障により、RHR サポート系が機能喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内電源（非常用ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には、崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ RHR 切替時の LOCA

RHR 切替作業を実施する前に、誤ってミニマムフロー弁を開状態としたことで S/C への流出経路が生じてしまい、冷却材の流出が発生する事象(別紙 3.1.2.b-3)。

- ・ CUW ブロー時の LOCA

原子炉水の排水が終了後、CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより、冷却材の流出が発生する事象。

- ・ CRD 交換時の LOCA

CRD の交換作業時に冷却材の流出が発生する事象。

- ・ LPRM 交換時の LOCA

LPRM の交換作業時に冷却材の流出が発生する事象。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、次の a. から c. の手法を用いて算出した。

なお、運転実績には利用可能なデータである平成20年度（平成21年3月）までのデータを用いた。

a. 出力時及び停止時の運転実績より算出

外部電源喪失の発生頻度は、出力時及び停止時の運転経験から得られた発生件数

と運転期間(暦日及び総定期検査日数)を用いて算出した。外部電源喪失事象は出力運転時PRAで評価した3件と停止時特有の外部電源喪失事象1件の発生実績がある。

- ・外部電源喪失の発生頻度
= $3/706.1/365.25 + 1/70,822$
= 2.58×10^{-5} (／日)
706.1 : 暦年
70,822 : 総定期検査日数

b. 停止時の運転実績より算出

RHRフロントライン系機能喪失及びRHRサポート系機能喪失の発生頻度は、停止時のプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と総定期検査日数を用いて算出した。RHRフロントライン系機能喪失事象は4件の発生実績があるが、RHRサポート系機能喪失事象は発生実績は無く、発生件数を0.5件として評価した。

- ・RHRフロントライン系機能喪失の発生頻度
= $4/70,822$
= 5.65×10^{-5} (／日)
70,822 : 総定期検査日数
- ・RHRサポート系機能喪失の発生頻度
= $0.5/70,822$
= 7.06×10^{-6} (／日)
70,822 : 総定期検査日数

c. システム解析により算出

次の4つの起因事象については、発生実績が0件である上に運転実績がb.の起因事象に比べても極めて少なくなり、発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって、システム評価による評価を実施した(別紙3.1.2.b-4)。

- ・ RHR 切替時の LOCA
- ・ CRD 交換時の LOCA
- ・ LPRM 交換時の LOCA
- ・ CUW ブロー時の LOCA

(a) RHR切替時のLOCA

定期検査中に RHR 切替作業を実施する前に、誤ってミニマムフロー弁を開状態としたことで S/C への流出経路が生じてしまい、冷却材の流出が発生させるものである。

ミニマムフロー弁の閉め忘れあるいはミニマムフロー弁の自動信号の隔離失敗により、RHR 切替時の冷却材流出が発生する。この人的過誤確率を算出し、RHR 切替時の LOCA の発生頻度を $2.4E-4$ (／回)と評価した。

(b) CUWブロー時のLOCA

CUW ブロー時の LOCA は、原子炉水の排水が終了後、CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生するものである。

CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生する人的過誤確率を算出し、CUW ブロー時の LOCA の発生頻度を $8.1E-5$ (／回) と評価した。

(c) CRD 交換時の LOCA

通常、制御棒駆動機構フランジに支えられている CRD 本体は、原子炉圧力容器に溶接されている制御棒駆動機構ハウジングに取付けられている。また、制御棒とカップリング状態にある。

CRD の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し、発生頻度を $5.5E-6$ (／定期検査) と評価した。

(d) LPRM 交換時の LOCA

LPRM の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し、発生頻度を $3.3E-6$ (／定期検査) と評価した。

以上のとおり評価した各起因事象の発生頻度について第 3.1.2.b-3 表に、炉心損傷頻度評価で用いる滞在時間を考慮したプラント状態別の起因事象発生頻度を第 3.1.2.b-4 表に整理する。

3.1.2.c. 成功基準

既往の PRA や熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする (別紙 3.1.2.c-1)。

(2) 起因事象ごとの成功基準

a. 崩壊熱及び冷却材蒸発量の評価

発生する崩壊熱については、学会標準で使用が認められている May-Witt の式を用いて評価した。

崩壊熱の評価結果を第 3.1.2.c-1 表及び第 3.1.2.c-1 図に示す。また、崩壊熱から算出した冷却材蒸発量の評価結果を第 3.1.2.c-2 図に示す。

b. 起因事象「RHR フロントライン系機能喪失」、 「RHR サポート系機能喪失」、 「外部電源喪失」の成功基準

起因事象「RHR フロントライン系機能喪失」、 「RHR サポート系機能喪失」、 「外部電源喪失」に対して RHR 1 系統の除熱能力 (事故時約 26.9 MWt) が、a. で算出した崩壊熱発生量を上回ることから、停止時の評価対象期間を通して、RHR 1 系統は崩

壊熱除去のための十分な除熱能力があると考えられる。

なお、ウェル満水の期間内でのみ除熱機能が期待できる燃料プール冷却浄化系の除熱能力 (4.8MWt) は、ウェル満水の後半5日間にのみ期待出来るが、期間が短いことから、本評価では保守的に燃料プール冷却浄化系に期待しない。

また、注水機能を持つ緩和設備である HPCS, LPCS, LPCI, MUWC に対して、この中で最も注水能力が低い MUWC (100m³/h) についても全期間において崩壊熱による冷却材蒸発量を上回っており、停止時の評価対象期間において十分な注水能力を有していると判断できる。

c. 起回事象「停止時特有のLOCA」の成功基準

各LOCA事象の冷却材流出量と緩和設備の注水能力を比較し、流出量を補うだけの注水が可能な系統を成功基準とする。

HPCS, LPCS, LPCIについては、全ての「停止時特有のLOCA」の起回事象、「RHR切替時のLOCA」、「LPRM交換時のLOCA」、「CRD交換時のLOCA」、「CUWブロー時のLOCA」に対して、十分な炉心注水能力がある。また、MUWCについては、「RHR切替時のLOCA」、「LPRM交換時のLOCA」に対して十分な炉心注水能力がある。

緩和設備の点検状況を考慮して、各起回事象及び各プラント状態における成功基準を第3.1.2.c-2表、原子炉補機冷却系の成功基準を第3.1.2.c-3表に示す。なお、原子炉の減圧機能および原子炉格納容器除熱機能の取り扱いについては別紙3.1.2.c-2のとおり評価モデルの対象外とした。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

(a) 除熱系緩和設備作動に対する余裕時間

原子炉冷却材が限界温度になるまでに、除熱系緩和設備 (RHR-A, B) の作動が必要となる。

限界温度になるまでの余裕時間 t_{M1} は、以下の式を用いて計算する。

$$t_{M1} = \frac{\Delta T \times M_I \times C}{Q_D}$$

ここで、 t_{M1} : 冷却材温度上昇時の余裕時間 (sec)
 ΔT : 差温 (限界温度 - 初期温度 [50°C]) (°C)
 M_I : 保有水量 (g)
 C : 比熱 (J/g・°C)
 Q_D : 崩壊熱量 (W=J/sec)

である。

なお、限界温度はウェル満水の POS-B1, B2 で、使用済燃料プールの制限温度である 65°C、それ以外の POS で水の沸騰温度 100°Cとしている (別紙 3.1.2.c-3)。

(b) 注水系緩和設備作動に対する余裕時間 (崩壊熱除去時)

原子炉水位が燃料有効長頂部 (TAF) に到達するまでに、注水系緩和設備 (HPCS, LPCS, LPCI, MUWC) の作動が必要となる。

TAF に到達するまでの余裕時間 t_{M2} は、以下の式を用いて計算する。

$$t_{M2} = t_{M1} + \frac{M_V \times H_V}{Q_D}$$

ここで、
 t_{M2} : 冷却材蒸発時の余裕時間 (sec)
 M_V : 蒸発水量 (g)
 H_V : 蒸発潜熱 (J/g)
 Q_D : 崩壊熱量 (W=J/sec)

である。

なお、原子炉ウェル満水時には使用済燃料プールの最高使用温度 65°C から 100°C に温度上昇するのに必要な時間が加算されている。

(c) 注水系緩和設備作動に対する余裕時間 (LOCA時)

原子炉冷却材の流出を伴う起因事象では、余裕時間は冷却材流出により原子炉水位が TAF に到達するまでの時間である。

各冷却材流出事象の余裕時間が異なるが、本評価では、全ての冷却材流出事象に対して保守的に注水系緩和設備作動までの余裕時間を 0.5 時間とする (別紙 3.1.2. c-4)。

以上より、対処設備作動までの余裕時間は第3.1.2. c-4表にまとめる。

b. 使命時間

事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を24時間と設定した。

(4) 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性

本評価において、熱水力解析等は実施していない。

3.1.2. d. 事故シーケンス

選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

イベントツリー法を用いて、各起因事象に対して炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態または成功状態のいずれかに分類した。

第3.1.2. d-1図、第3.1.2. d-2図、第3.1.2. d-3図に各起因事象のイベントツリーの概要図、イベントツリー作成上の主要な仮定、イベントツリーの説明を示す。

また、評価に用いた詳細なイベントツリーは別紙3.1.2.d-1に示す。

なお、炉心損傷シーケンスグループの分類については3.1.2.h項に示す。

3.1.2.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを構築した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステム毎に概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.2.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.2.e-2表に示す。

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間が運転中に比べ長くなる等の停止時特有の特徴を考慮し、システム信頼性の評価においては下記のa.～d.を仮定している。

a. 信号

機器の自動起動に対する信号系は点検などにより期待できないことも考えられるため、ポンプや電動弁等については、自動起動信号はモデル化せず、手動操作のみモデル化する。なお、待機中の非常用D/Gについては、定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号および手動操作をモデル化する。

b. ポンプ室空調機

運転時と同様にポンプ室空調機をモデル化する。

c. 現場操作

電動弁や手動弁の現場での手動開閉操作には期待出来ないこととし、モデル化していない。

d. メンテナンス

出力運転時レベル1PRAでは、系統がメンテナンスにより使用不能となる事象を考慮しているが、停止時レベル1PRAでは、定期検査期間中に計画的に点検されることから、メンテナンスのモデル化を省略する。

【フロントライン系】

- ・ 残留熱除去系 (RHR)
- ・ 高圧炉心スプレイ系 (HPCS)
- ・ 低圧炉心スプレイ系 (LPCS)
- ・ 低圧注水系 (LPCI)
- ・ 復水補給水系 (MUWC)

【サポート系】

- ・ 交流電源系
- ・ 直流電源系
- ・ 補機冷却系
- ・ 空調系

②システム信頼性評価手法

システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（FT）法を用いる。

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを整理した。システム信頼性評価の例を第3.1.2.e-1図に示す。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第3.1.2.e-3表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

本評価では、システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。

3.1.2.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率などを評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守作業による待機除外データ等があり、出力運転時レベル1PRAと同様な評価式に基づき非信頼度を評価した。

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<http://www.nuciac.jp/>）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下、国内故障率データ）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報

告P00001, (財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

(1)復旧に期待する機器

故障した機器の復旧に期待する場合には, 手順書整備や要員確保の状況を分析し, 機器を選定した。検討の結果, 外部電源の復旧に期待することとした。

(2)復旧特性データ

外部電源喪失事象において, 外部電源の復旧に失敗する確率を評価する。復旧失敗確率の算出は, 出力運転時レベル1 PRAで用いた評価と同様, 以下の評価式を用いて評価した。

$$\begin{aligned} \text{外部電源復旧失敗確率} &= \exp(-2.535t^{0.2}) \\ t &= \text{復旧に対する余裕時間 (h)} \end{aligned}$$

④待機除外確率

停止時PRAにおいては, 機器の待機除外状態は, プラント状態分類の中で直接考慮している。

⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて, 多重性を持たせるために用いられる機器については, 型式, 機能, 環境, 運用方法を考慮して, 共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。ただし, 動的機器の静的故障モード, 静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した。

本評価では, MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され, あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから, 妥当と考えられるパラメータを使用することとする。

同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モードを第3.1.2.f-1表に, システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器を第3.1.2.f-2表に, 共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.2.f-3表にそれぞれ示す。また, システム間共通要因故障機器群の同定手順を第3.1.2.f-1図に示す。

3.1.2.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは, 炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動(タスク)に対して, 起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功または失敗の確率を評価することである。

本評価では, 起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として, それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し, その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）の THERP (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。

(2) 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い

本作業では、起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

a. 起回事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、「手動弁の保守後の復帰失敗（開け忘れ及び閉め忘れ）」を評価対象としている（別紙 3. 1. 2. g-1）。

b. 起回事象発生後人的過誤

起回事象発生後の人的過誤としては、非常時操作手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩和操作を同定している。また、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作及び故障機器の回復操作を含めている。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している（別紙 3. 1. 2. g-2）。

(a) 診断失敗

起回事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断過誤として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、第3. 1. 2. c-4表の余裕時間を用いる。

なお、診断失敗が発生した場合、対象となる緩和システムに期待出来ないものとして取り扱う。また、時間信頼性曲線において、余裕時間が1,500分を超えるものについては、1,500分における診断失敗確率を用いている。

また、除熱の必要性に対する診断と注水の必要性に対する診断は従属しており、除熱の必要性に対する診断に失敗した場合の注水の必要性に対する診断失敗確率については条件付き確率を用いる。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

操作失敗については、THERP の「手動操作のコミッショニングエラー」として評価

している。また、業務の連携などは良好であり、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員からの指示に期待できるため、過誤回復に期待できるものとしている。

(3) 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第3.1.2.g-1表及び第3.1.2.g-2表に示す(別紙3.1.2.g-3)。

3.1.2.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSAを使用し、フォールトツリーリンクングによる定量化を行った。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために、事故シーケンスグループに分類する。

(1) 事故シーケンスグループ

a. 崩壊熱除去・炉心冷却機能

LOCA以外の起因事象発生時に、崩壊熱除去および炉心冷却の機能が喪失し炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、崩壊熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失)

b. 安全機能のサポート機能

外部電源喪失時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。(全交流動力電源喪失)

c. 原子炉冷却材の流出

停止時特有のLOCAの発生時に、原子炉冷却材が流出することにより炉心損傷に至る可能性があることから、事故シーケンスグループとして、原子炉冷却材の流出に分類する。(原子炉冷却材の流出)

以上から分類した事故シーケンスグループについて第3.1.2.h-1表に示す。

② 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 9.8×10^{-7} (／定期検査)となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス、ならびに主要カットセットについて第3.1.2.h-2表に、起因事象及びPOS別の炉心損傷頻度を第3.1.2.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.h-4表に示す。

起因事象別、POS別、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.h-1図に示す。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失による寄与が約95%を占めている。全交流動力電源喪失による寄与は約5%であり、原子炉冷却材の流出による寄与は1%未満であった。

全炉心損傷頻度に対する寄与割合の高い事故シーケンスは、崩壊熱除去機能喪失のシーケンスで占められている。POS-B1、POS-B2及びPOS-C1でRHRフロントライン系又はサポート系が機能喪失した後、MUWCによる注水に失敗することで崩壊熱除去機能喪失による炉心損傷至るというシーケンスである。これらのPOSにおいて、崩壊熱除去に失敗した後に期待できる緩和系はMUWCのみであり、MUWCによる注水に失敗することで崩壊熱除去ができずに炉心損傷に至るため、崩壊熱除去機能喪失の寄与が高くなる。

起因事象別の結果では、RHRフロントライン系機能喪失による寄与が最も大きく、全炉心損傷頻度の約80%を占めている。次いで、RHRサポート系機能喪失の寄与割合が高く、約11%である。RHRサポート系機能喪失はRHRフロントライン系喪失時よりも使用できる緩和設備は一般的に少なくなるものの、炉心損傷頻度に対する寄与が大きいPOS(B1、B2及びC1)では、もともと使用可能な緩和設備に差が無いため、起因事象発生頻度の違いがそのまま炉心損傷頻度の差となっている。

POS別の結果では、POS-B1、POS-B2、POS-C1の炉心損傷頻度が大きい結果となり、全炉心損傷頻度の約95%を占めている。これらのPOSでは待機除外となっているシステムが多く、期待できる緩和設備が少なくなるためである（別紙3.1.2.h-1）。

③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析

PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

炉心損傷頻度に対するFussell-Vesely(FV)重要度及びリスク増加価値(RAW)を評価し、炉心損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。

FV重要度の評価結果を第3.1.2.h-5表に示す。評価の結果、「MUWC操作失敗」が最も高い値となった。POS-B1、B2およびPOS-C1においては、崩壊熱除去機能喪失時に緩和設備がMUWCのみであり、MUWCによる注水に失敗した場合は炉心損傷に至るため、「MUWC操作失敗」の寄与割合が高くなる。

RAWの評価結果を第3.1.2.h-6表に示す。評価の結果、「MUWC操作失敗」、「MUWCポンプ継続運転共通要因故障」が最も高い値となった。FV重要度で述べたとおり、POS-B1、B2およびPOS-C1では緩和設備がMUWCのみであることから、MUWCに関するこれらの基事象のRAWが高くなる。

FV重要度とRAWの相関を第3.1.2.h-2図および第3.1.2.h-3図に示す。いずれにおいても、「MUWC操作失敗」の重要度が高く、崩壊熱除去機能に係る対策が重要となる。

(2) 不確かさ解析

全炉心損傷頻度の下限値（5%）、中央値（50%）、平均値、及び上限値（95%）の評価結果を第3.1.2.h-7表、第3.1.2.h-4図および第3.1.2.h-5図に示す。全炉心損傷頻度の点推定値は 9.8×10^{-7} /定期検査であったが、不確かさ解析の結果、平均値は 1.0×10^{-6} /定期検査、不確かさ幅を示すエラーファクター(EF)は4.7となり、各パラメータの不確かさの影響により上限値と下限値の間に約22倍の不確かさ幅がある結果となっている。これは炉心損傷頻度に支配的な影響のあったRHRフロントライン系機能喪失やミニマルカットセット上位の基事象のパラメータのEFに極端に大きなものが見られなかったことによるものである。

なお、いずれの事故シーケンスも著しい不確かさ幅を持つものは見受けられなかった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧の有無

今回実施したPRAでは、外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析ケースでは、この外部電源復旧に期待しないものとして感度解析を実施した。感度解析結果を第3.1.2.h-8表、第3.1.2.h-6図および第3.1.2.h-7図に示す（別紙3.1.2.h-1）。

評価の結果、全交流動力電源喪失については、外部電源復旧を考慮しないことにより、非常用電源が確保できず、緩和設備が使用不能となる確率が高くなるため、炉心損傷頻度が増加した。事故シーケンスグループ別寄与割合および事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度については、全交流動力電源喪失が支配的となったが、事故シーケンスグループの選定においては、影響がないことを確認した。

第3.1.2.a-1表 停止時PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

PRA の作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成 ・特性の調査	PRAの実施にあたり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書
			2) 配管計装線図(P&ID)
			3) インターロックブロック線図(IBD)
			4) 展開接続図(ECWD)
			5) 単線結線図
			6) 系統設計仕様書(SS)
		b) 運転・保守管理情報	1) 原子炉施設保安規定
			2) 保全計画書
			3) 定期試験手順書
			4) 原子炉設備運転手順書
5) 非常時操作手順書(プラント停止中)			
2. 停止期間中のプラントの状態調査	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント停止期間を分類するための情報 ・プラント停止中に使用可能な設備を POS ごとに整理するための情報 		<ul style="list-style-type: none"> 1) 上記 1 の情報源 2) 系統運用工程表
3. 起因事象の選定	過渡事象, 外部電源喪失などに関する事例		1) 上記 1 の情報源
			2) 先行 PRA 報告書
			3) 原子力施設運転管理年報

第3.1.2.a-1表 停止時PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源
4. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系などのシステム使用条件 システムの現実的な性能 運転員による緩和操作 	1) 上記 1 の情報源
5. 事故シーケンスの分析		2) 先行 PRA 報告書
6. システム信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態 	1) 上記 1 の情報源
		2) 下記 7, 8 の情報源
7. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和操作等 各種操作・作業などに係る体制 人間信頼性の解析手法 	1) 上記 1 の情報源
		2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・ NUREG/CR-1278
8. パラメータの作成	<ul style="list-style-type: none"> 対象プラントに即したデータ及びパラメータ 	1) 上記 1 の情報源
		2) 国内機器故障率データ ・ 故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定 (2009年5月 日本原子力技術協会)
		3) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ・ NUREG-1150 ・ NUREG/CR-2771 ・ SECY-83-293

第3.1.2.a-2表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系 (RPS) 1 out of 2 × 2 制御棒 137本
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約320～1070m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量：約90m ³ /h/台
自動減圧系 (ADS)	弁数6弁
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約1070m ³ /h/台
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ3台，熱交換器2基 ポンプ容量：約1160m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	非常用発電機 2台 発電容量：約7600kVA/台 HPCS系発電機 1台 発電容量：約3750kVA/台
直流電源設備 (DC)	所内蓄電池 2組 容量 約4000Ah/組 HPCS系蓄電池 1組 容量 約400Ah/組
原子炉補機冷却水系 (RCW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系 (RSW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1900m ³ /h/台
HPCS補機冷却水系 (HPCW)	電動ポンプ1台 容量 約240m ³ /h/台
HPCS補機冷却海水系 (HPSW)	電動ポンプ1台 容量 約250m ³ /h/台
復水補給水系 (MUWC)	電動ポンプ3台 容量 約100m ³ /h/台

第3.1.2.a-3表 女川2号炉定期検査の工程継続期間の比較

定期検査	工程継続期間(日)	燃料取出方法	特別な工程
第1回	70	部分取出	—
第2回	60	部分取出	—
第3回	55	部分取出	—
第4回	47	部分取出	—
第5回	100	全数取出	水没弁点検等
第6回	190	全数取出	シュラウド点検等
第7回	127	全数取出	タイロッド補修等
第8回	150	全数取出	ECCS ストレーナ工事
第9回	109	全数取出	OG系点検等
第10回	182	全数取出	制御棒監視装置更新

┌ ┐ : 本評価において対象とする定期検査工程

第3.1.2.b-1表 既往の停止時PRAにおける起因事象との比較

起因事象	NUREG/CR-6143 (Grand Gulf)	JNES検討※	本評価 (女川2号炉)
RHR フロントライン系 機能喪失	○	○	○
RHR サポート系 機能喪失	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 LOCA	○	○	—
RHR 運転中の LOCA	○	○	—
RHR 切替時の LOCA	○	○	○
LPRM 交換時の LOCA	—	—	○
CRD 交換時の LOCA	—	—	○
CUW ブロー時の LOCA	—	—	○

※：“PSA手法の標準化に係る整備＝停止時内の事象レベル1PSA／地震PSA＝”別冊1，平成23年1月 独立行政法人 原子力安全基盤機構

第3.1.2.b-2表 プラント状態と起回事象の対応

起回事象	POS-S	POS-A1	POS-A2	POS-B1	POS-B2	POS-C1	POS-C2	POS-D
RHR フロントライン系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
RHR サポート系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
RHR 切替時の LOCA	-	-	-	-	○	-	-	-
CRD 交換時の LOCA	-	-	-	○	-	-	-	-
LPRM 交換時の LOCA	-	-	-	○	-	-	-	-
CUW ブロー時の LOCA	-	-	-	-	-	○	-	○

第3.1.2.b-3表 各プラント状態における起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度	E F	発生頻度の評価方法
RHRフロントライン系 機能喪失	5.7×10^{-5} / 日	3	国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） （RHRサポート系の機能喪失事象は発生実績がないため 総定期検査日数に対し0.5回の発生を仮定）
RHRサポート系 機能喪失	7.1×10^{-6} / 日	3	
外部電源喪失	2.6×10^{-5} / 日	3	
RHR切替時LOCA	2.4×10^{-4} / 回	3	ミニマムフロー弁の誤操作を人的過誤確率として評価し、起 因事象発生頻度とする。
CRD交換時LOCA	5.5×10^{-6} / 定期検査	3	CRD交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考 慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を 計算することとする。
LPRM交換時LOCA	3.3×10^{-6} / 定期検査	3	LPRM交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考 慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を 計算することとする。
CUWブロー時LOCA	8.1×10^{-5} / 回	5	操作対象となる手動弁の閉め忘れを人的過誤確率として評 価し、起因事象発生頻度とする。

第 3.1.2. b-4 表 POS 別の起因事象発生頻度

	各プラント状態の起因事象発生頻度(／定期検査)							
	S	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D
滞在時間(日)	1	2	2	16	5	13	2	6
RHR フロントライン系機能喪失	5.7E-05	1.1E-04	1.1E-04	9.0E-04	2.8E-04	7.3E-04	1.1E-04	3.4E-04
RHR サポート系機能喪失	7.1E-06	1.4E-05	1.4E-05	1.1E-04	3.5E-05	9.2E-05	1.4E-05	4.2E-05
外部電源喪失	2.6E-05	5.2E-05	5.2E-05	4.1E-04	1.3E-04	3.4E-04	5.2E-05	1.5E-04
RHR 切替時の LOCA	—	—	—	—	2.4E-04	—	—	—
CRD 交換時の LOCA	—	—	—	5.5E-06	—	—	—	—
LPRM 交換時の LOCA	—	—	—	3.3E-06	—	—	—	—
CUW ブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	1.6E-04	—	8.1E-05

第 3.1.2. c-1 表 各 POS の崩壊熱発生量

POS	POS 別の代表時間※	崩壊熱発生量 (MWt)
POS-S	8 時間後	20.8
POS-A1	1 日後	15.2
POS-A2	3 日後	9.9
POS-B1	5 日後	8.6
POS-B2	21 日後	4.6
POS-C1	26 日後	2.6
POS-C2	39 日後	2.2
POS-D	41 日後	2.1

※代表時間については発電機解列を起点と設定している。

第 3.1.2. c-2 表 各起因事象及び各プラント状態における成功基準

POS 起因事象	S	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D
RHRフロント系機能喪失	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	LPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHRサポート系機能喪失	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A LPCS HPCS MUWC
外部電源喪失	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A MUWC	RHR-B MUWC	RHR-B MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHR切替時のLOCA					LPCI-A MUWC			
CRD交換時のLOCA				LPCI-A				
LPRM交換時のLOCA				LPCI-A MUWC				
CUWブロー時のLOCA						LPCI-B		LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C HPCS

第 3.1.2. c-3 表 原子炉補機冷却系の成功基準

機器	冷却対象の系統	
	非常用 D/G, 低圧 ECCS, RHR	
	常用隔離成功時	常用隔離失敗時*
RCW ポンプ	1/2	2/2
RCW 熱交換器	1/2	1/2
RSW ポンプ	1/2	1/2

*常用隔離に失敗した場合、常用系負荷への冷却水が必要となるため、成功基準として必要となる RCW ポンプ数が増加する。

第 3.1.2. c-4 表 対象設備の余裕時間

起回事象	POS	POS 別の 代表時間	対象設備	
			除熱系 RHR-A/B	注水系 HPCS, LPCS, LPCI-A/B/C, MUWC
			余裕時間 (h)	余裕時間 (h)
RHR フロントライン系機能喪失 RHR サポート系機能喪失 外部電源喪失	POS-S	8 時間後	0.5	4
	POS-A1	1 日後	1	6
	POS-A2	3 日後	1	9
	POS-B1	5 日後	5	81
	POS-B2	21 日後	9	153
	POS-C1	26 日後	6	35
	POS-C2	39 日後	7	42
	POS-D	41 日後	7	43
RHR 切替時の LOCA	POS-B2	—	—	0.5
CRD 交換時の LOCA LPRM 交換時の LOCA	POS-B1			
CUW ブロー時の LOCA	POS-C1 POS-D			

第 3.1.2. e-1 表 フロントライン系とサポート系間の相互依存表

サポート系 フロントライン系	交流電源			直流電源			原子炉補機冷却水系			ポンプ室 空調	
	常用	非常用			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ		区分Ⅲ
		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ							
残留熱除去系 A (RHR-A)		○			○			○			○
残留熱除去系 B (RHR-B)			○			○			○		○
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)				○			○			○	○
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)		○			○			○			○
低圧注水系 A (LPCI-A)		○			○			○			○
低圧注水系 B (LPCI-B)			○			○			○		○
低圧注水系 C (LPCI-C)			○			○			○		○
復水補給水系 (MUWC)		○ ※	○ ※								

※ 何れか一方の電源供給により作動可能

第 3.1.2. e-2 表 サポート系間の相互依存表

サポート (影響を与える側)		交流電源			直流電源			原子炉 補機冷却水系			原子炉 補機冷却海水系			ポンプ/DG 室空調	
		常用	非常用			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ		区分Ⅲ
サポート (影響を受ける側)	常用														
	交流電源	非常用	区分Ⅰ				○			○					
区分Ⅱ							○			○					○
区分Ⅲ									○		○				○
直流電源	区分Ⅰ		○												
	区分Ⅱ			○											
	区分Ⅲ				○										
原子炉 補機冷却水系	区分Ⅰ		○			○						○			○
	区分Ⅱ			○			○						○		○
	区分Ⅲ				○			○						○	○
原子炉 補機冷却海水系	区分Ⅰ		○			○									
	区分Ⅱ			○			○								
	区分Ⅲ				○			○							
ポンプ室空調			○	○	○										

第 3.1.2. e-3 表 システム信頼性評価結果

起回事象	システム系統	代表的な F T の非信頼度
<ul style="list-style-type: none"> • RHR フロントライン系 機能喪失 • RHR サポート系 機能喪失 • LOCA 	残留熱除去系 (RHR-A) ※	4.6×10^{-3}
	残留熱除去系 (RHR-B) ※	4.6×10^{-3}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	1.8×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-B)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-C)	1.4×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.5×10^{-4}
外部電源喪失	残留熱除去系 (RHR-A)	3.8×10^{-4}
	残留熱除去系 (RHR-B)	3.8×10^{-4}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	5.7×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A)	保守的に期待しない
	低圧注水系 (LPCI-B)	保守的に期待しない
	低圧注水系 (LPCI-C)	1.3×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.7×10^{-4}

※ LOCA時に期待しない

第 3.1.2. f-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード

機器	故障モード
ポンプ	起動失敗
	連続運転失敗
ファン	起動失敗
	連続運転失敗
弁	作動失敗
	開/閉失敗
検出器 トリップ設定器 リレー	不動作
	誤動作

第 3.1.2. f-2 表 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

系統	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

第 3.1.2. f-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

機器種類	β	γ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器および警報設定器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
スクラムコンダクター (リレー)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG-1150

第 3.1.2. g-1 表 人的過誤の評価結果（診断失敗）

POS	余裕時間		除熱の必要性に対する 診断の失敗確率		注水の必要性に対する 診断の失敗確率	
	除熱系	注水系				
	(時間)	(時間)	平均値	EF	平均値	EF
POS-S	0.5	4	2.7E-03	10	5.1E-05	43
POS-A1	1	6	8.5E-04	30	3.8E-05	43
POS-A2	1	9	8.5E-04	30	2.8E-05	43
POS-B1	5	81	2.7E-04	30	1.4E-05	43
POS-B2	9	153	1.8E-04	30	1.4E-05	43
POS-C1	6	35	2.4E-04	30	1.4E-05	43
POS-C2	7	42	2.1E-04	30	1.4E-05	43
POS-D	7	43	2.1E-04	30	1.4E-05	43

第 3.1.2. g-2 表 人的過誤の評価結果

起回事象発生前/ 起回事象発生後	説明	平均値	EF
起回事象発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4.0E-04	5
起回事象発生後	除熱の必要性に対する診断失敗	第 3.1.2. g-1 表 参照	
	注水の必要性に対する診断失敗		
	LOCA 時の診断失敗	7.1E-07	26
	LOCA 時の隔離失敗	8.3E-06	13
	除熱系の手動起動失敗	5.3E-05	10
	注水系の手動起動失敗	3.5E-04	10

第 3.1.2.h-1 表 炉心損傷シーケンスグループ

起因事象	シーケンスの説明	シーケンスグループ
RHRフロントライン系機能喪失	RHRフロントライン・サポート系機能喪失後、崩壊熱除去と炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	崩壊熱除去機能喪失
RHRサポート系機能喪失		
外部電源喪失	外部電源喪失時、非常用D/G等による交流電源の確保に成功した後、崩壊熱除去と炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	全交流動力電源喪失
	外部電源喪失時、非常用D/G等による交流電源の確保に失敗し、全交流動力電源喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンス	
RHR切替時のLOCA	原子炉冷却材の流出後、炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	原子炉冷却材の流出
CRD交換時のLOCA		
LPRM交換時のLOCA		
CUWブロー時のLOCA		

第 3.1.2.h-2 表 主要事故シーケンスとカットセット

起回事象	POS	事故シーケンスの概要	事故 シーケンス グループ	発生頻度 [/定期検査]	寄与 割合 (%)	主要カットセット
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-B1	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	3.3E-07	33.4	①MUWC 操作失敗 ②変圧器機能喪失
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-C1	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	2.9E-07	29.1	①MUWC 操作失敗 ②MUWC ポンプ C 継続運転失敗
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-B2	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	1.0E-07	10.5	①MUWC 操作失敗 ②変圧器機能喪失
RHR サポート系 機能喪失	POS-B1	RHR サポート系が機能喪失した 後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	崩壊熱除去 機能喪失	4.3E-08	4.3	①MUWC 操作失敗 ②外部電源喪失
RHR サポート系 機能喪失	POS-C1	RHR サポート系が機能喪失した 後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	崩壊熱除去 機能喪失	3.8E-08	3.9	①MUWC 操作失敗 ②MUWC ポンプ C 継続運転失敗

第 3.1.2.h-3 表 起因事象別・POS 別の炉心損傷頻度

	POS-S	POS-A1	POS-A2	POS-B1	POS-B2	POS-C1	POS-C2	POS-D	合計
日数	1	2	2	16	5	13	2	6	—
RHR フロントライン系機能喪失	2.9E-09 (2.9E-09)	4.2E-09 (2.1E-09)	7.6E-09 (3.8E-09)	3.5E-07 (2.2E-08)	1.1E-07 (2.2E-08)	3.1E-07 (2.4E-08)	1.5E-09 (7.6E-10)	4.7E-09 (7.8E-10)	7.9E-07
RHR サポート系機能喪失	3.6E-10 (3.6E-10)	5.3E-10 (2.7E-10)	6.2E-09 (3.1E-09)	4.6E-08 (2.9E-09)	1.5E-08 (2.9E-09)	4.1E-08 (3.1E-09)	1.9E-10 (9.7E-11)	5.8E-10 (9.6E-11)	1.1E-07
外部電源喪失	1.5E-09 (1.5E-09)	2.1E-09 (1.1E-09)	8.2E-09 (4.1E-09)	3.0E-08 (1.9E-09)	8.8E-09 (1.8E-09)	3.0E-08 (2.3E-09)	7.6E-10 (3.8E-10)	2.1E-09 (3.5E-10)	8.3E-08
CUW ブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	1.2E-10	—	5.7E-11	1.7E-10
RHR 切替時の LOCA	—	—	—	—	1.7E-10	—	—	—	1.7E-10
CRD 交換時の LOCA	—	—	—	4.0E-12	—	—	—	—	4.0E-12
LPRM 交換時の LOCA	—	—	—	2.3E-12	—	—	—	—	2.3E-12
合計	4.7E-09	6.9E-09	2.2E-08	4.3E-07	1.3E-07	3.8E-07	2.5E-09	7.4E-09	9.8E-07

上段：／定期検査，下段（）内：／日

第 3.1.2.h-4 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/定期検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	94.8
全交流動力電源喪失	5.1E-08	5.1
原子炉冷却材の流出	3.5E-10	0.1 未満
合計	9.8E-07	100

第 3.1.2.h-5 表 FV 重要度評価結果

順位	基事象	FV 重要度
1	MUWC 操作失敗	7.8E-01
2	MUWC ポンプ C 継続運転失敗	2.1E-02
3	除熱の必要性に対する診断失敗 (POS-B1)	2.0E-02
4	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-B1)	2.0E-02
5	除熱の必要性に対する診断失敗 (POS-C1)	1.6E-02
6	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-C1)	1.6E-02
7	注水の必要性に対する診断失敗 (POS-B1)	1.4E-02
8	注水の必要性に対する診断失敗 (POS-C1)	1.1E-02
9	パワーセンタ動力変圧器 D 機能喪失	1.0E-02
10	パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	1.0E-02

第 3.1.2.h-6 表 RAW 評価結果

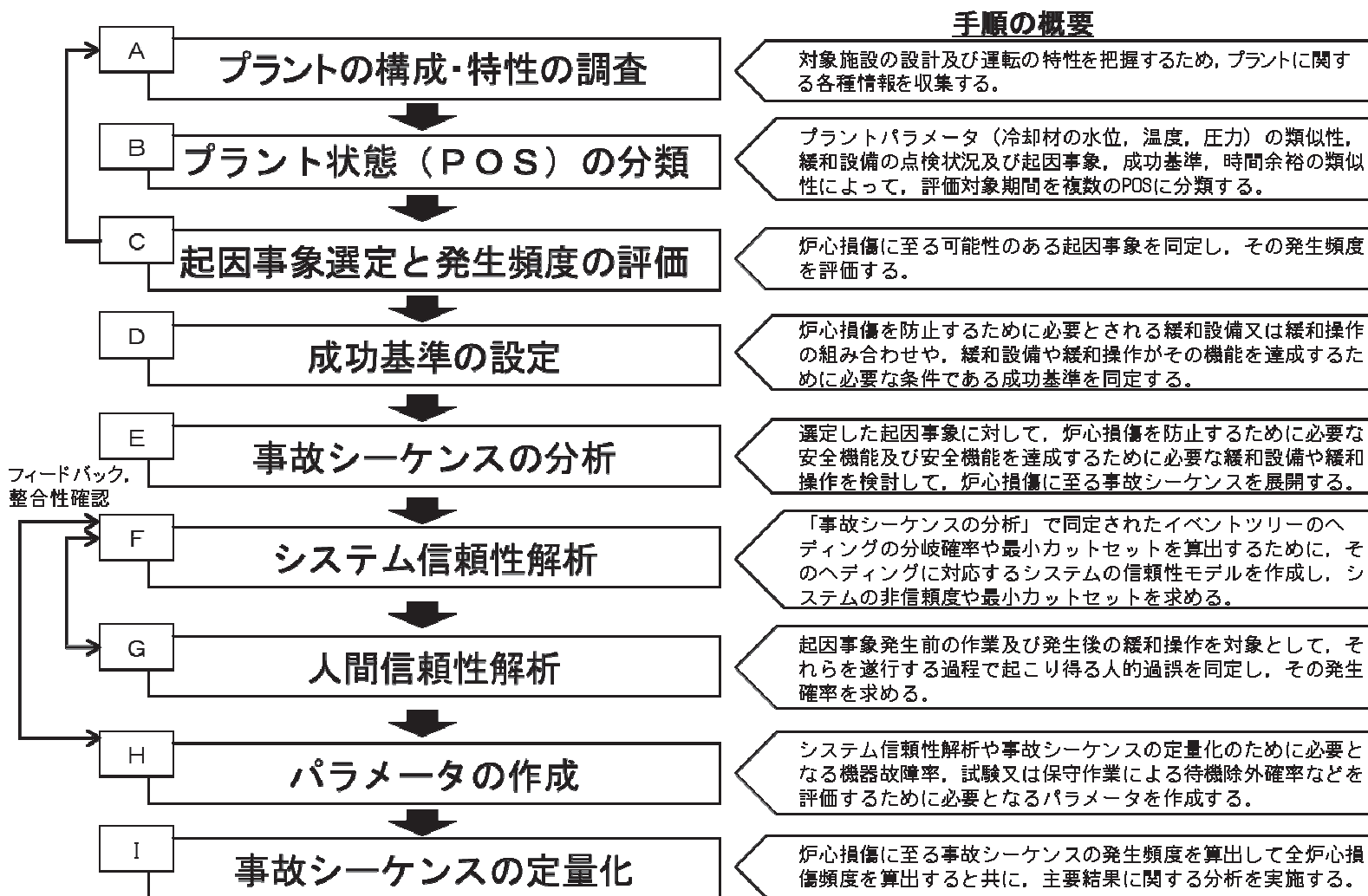
順位	基事象	RAW
1	MUWC 操作失敗	2.2E+03
1	MUWC ポンプ継続運転共通要因故障	2.2E+03
3	パワーセンタ動力変圧器 D 機能喪失	1.6E+03
3	460V R/B MCC D 電源喪失	1.6E+03
3	動力変圧器遮断器 D 誤開	1.6E+03
3	受電遮断器 2D 誤開	1.6E+03
3	低圧非常用母線 D 機能喪失	1.6E+03
3	高圧非常用母線 D 機能喪失	1.6E+03
9	パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	1.6E+03
9	460V R/B MCC C 電源喪失	1.6E+03

第 3.1.2. h-7 表 不確かさ評価結果

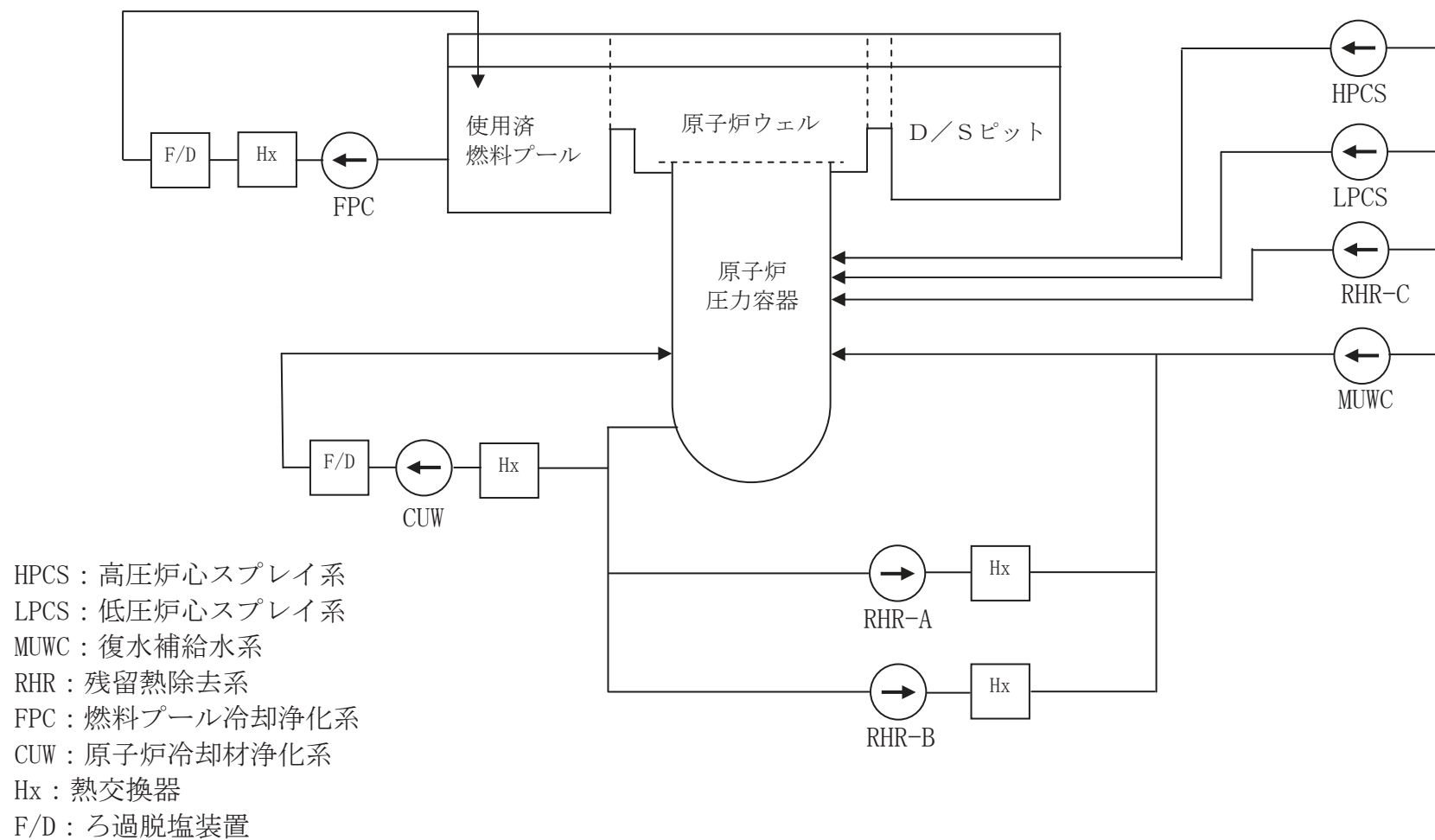
		全炉心損傷頻度(/定期検査)
点推定解析		9.8E-07
不確かさ解析	平均値	1.0E-06
	5%確率値	1.5E-07
	中央値	5.0E-07
	95%確率値	3.4E-06
	EF	4.7

第 3.1.2.h-8 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

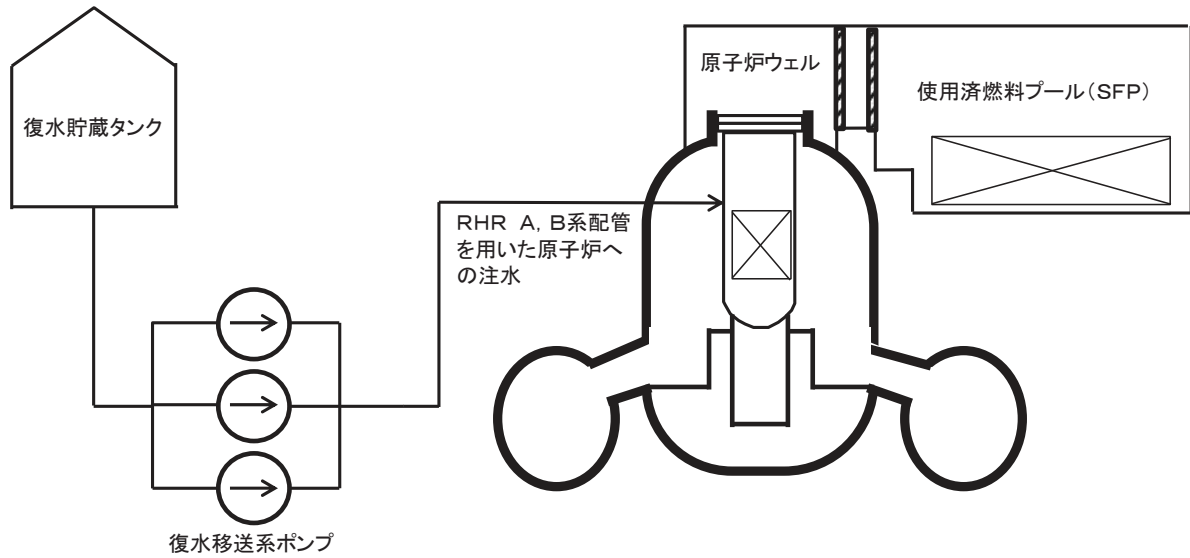
事故シーケンス グループ	外部電源復旧有り (ベースケース) (/定期検査)	外部電源復旧無し (/定期検査)	外部電源復旧無し /外部電源復旧有り
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	9.2E-07	0.99
全交流動力電源喪失	5.1E-08	3.7E-06	73.01
原子炉冷却材の流出	3.5E-10	3.5E-10	1.00
合計	9.8E-07	4.6E-06	4.70



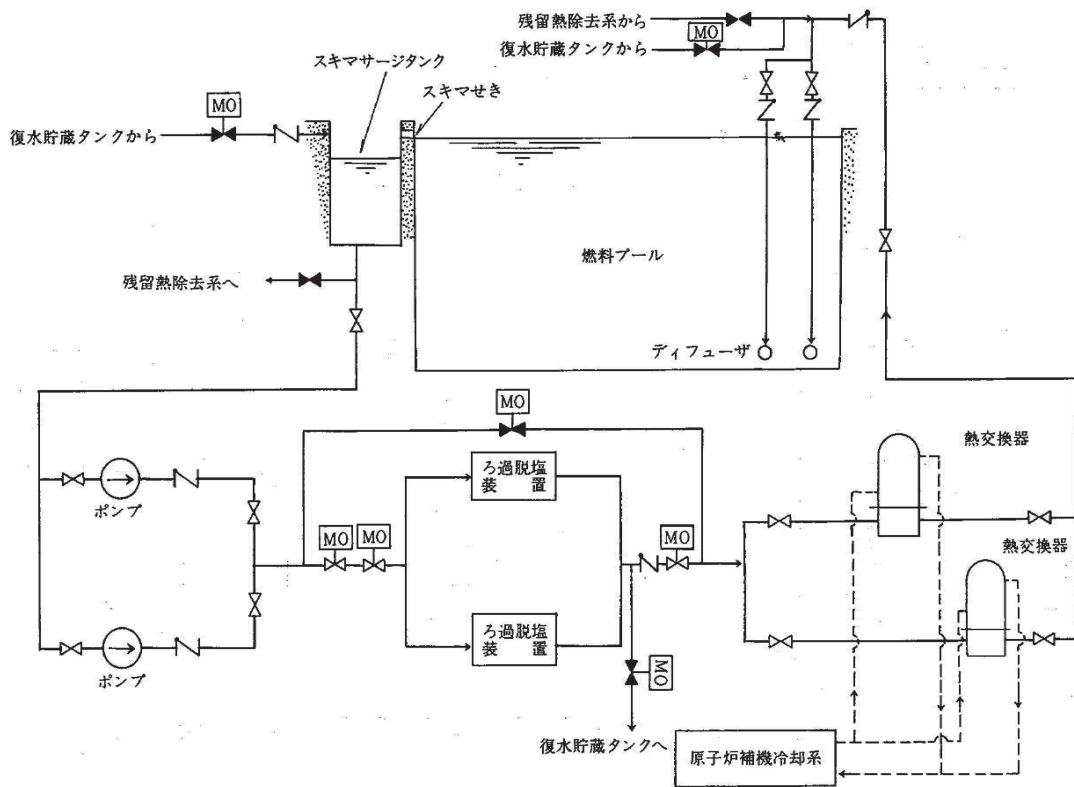
第3. 1. 2-1図 停止時レベル1PRA評価フロー図



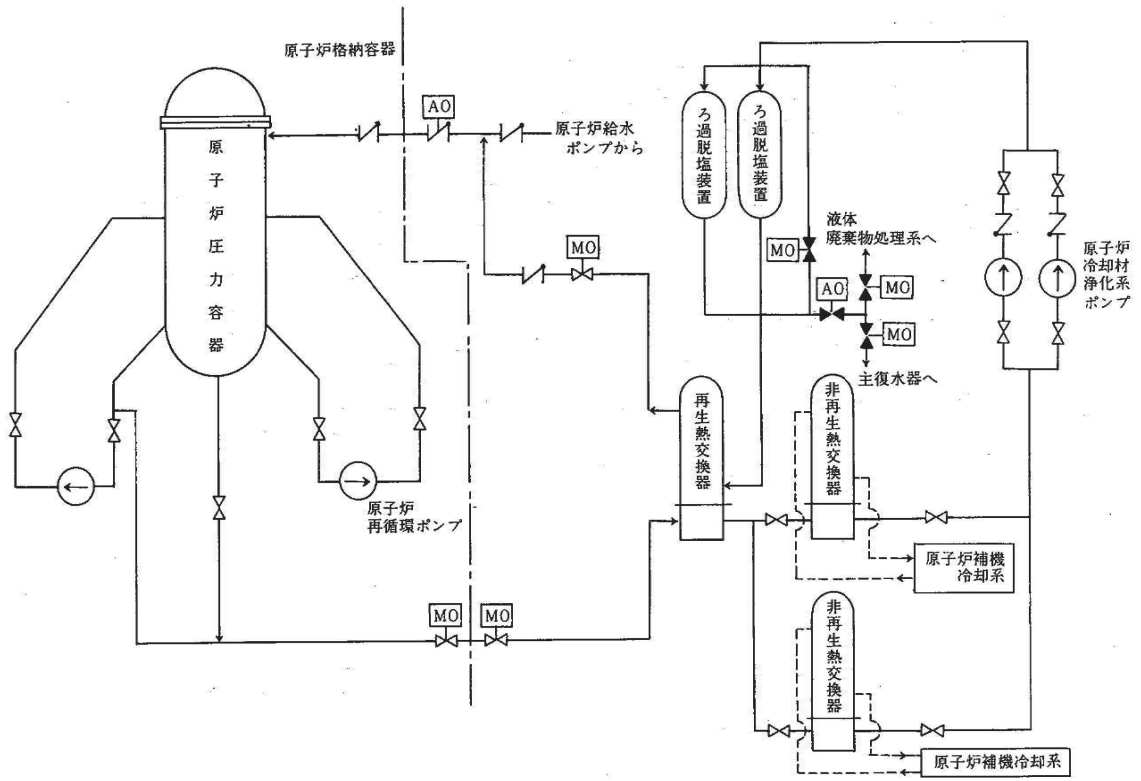
第 3.1.2. a-1 図 停止時の主要設備の概要



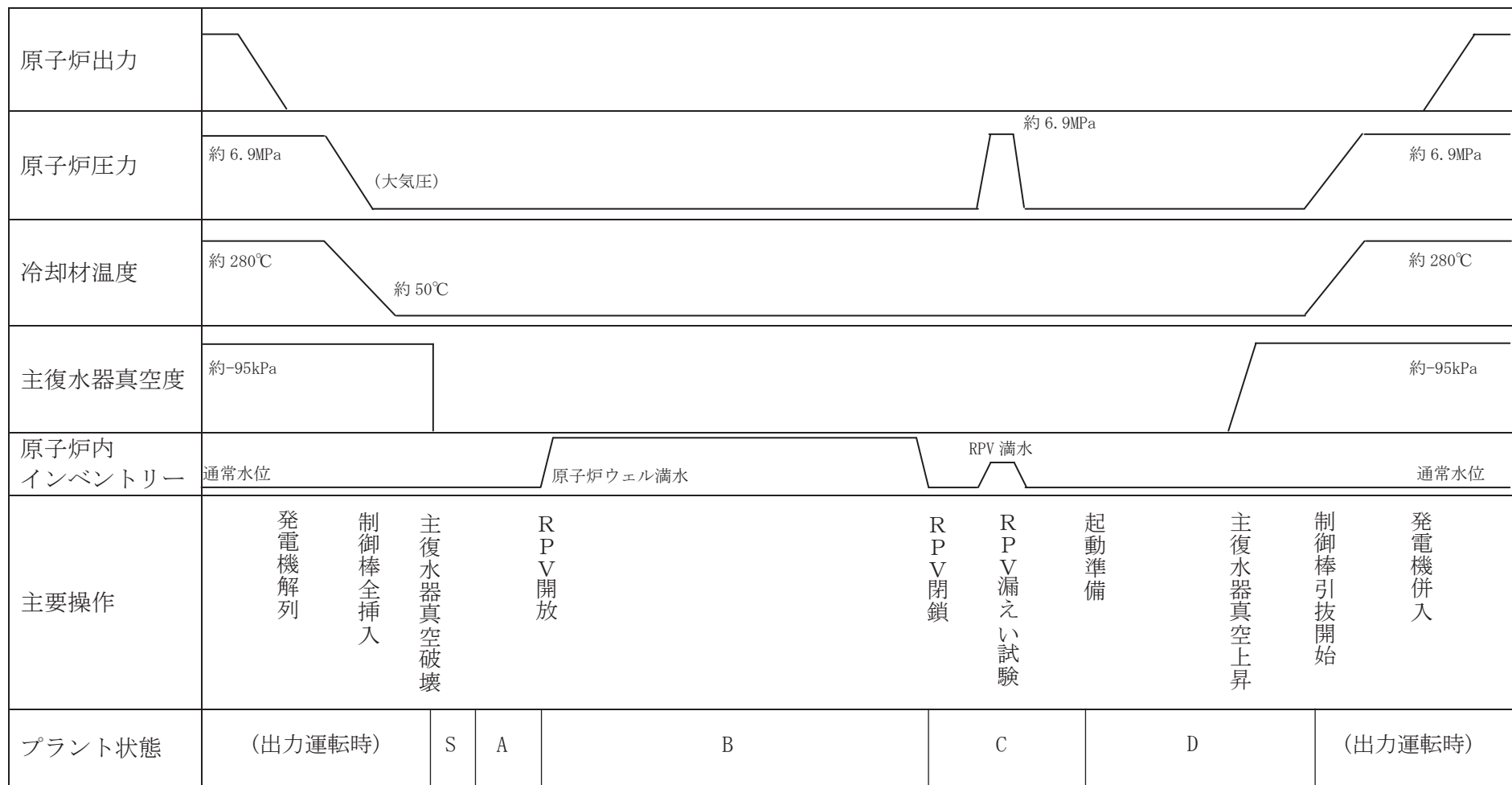
第3.1.2. a-2図 復水補給水系 (MUWC) の概要図



第3.1.2. a-3図 燃料プール冷却浄化系 (FPC) の概要図



第3.1.2. a-4図 原子炉冷却材浄化系 (CUW) の概要図

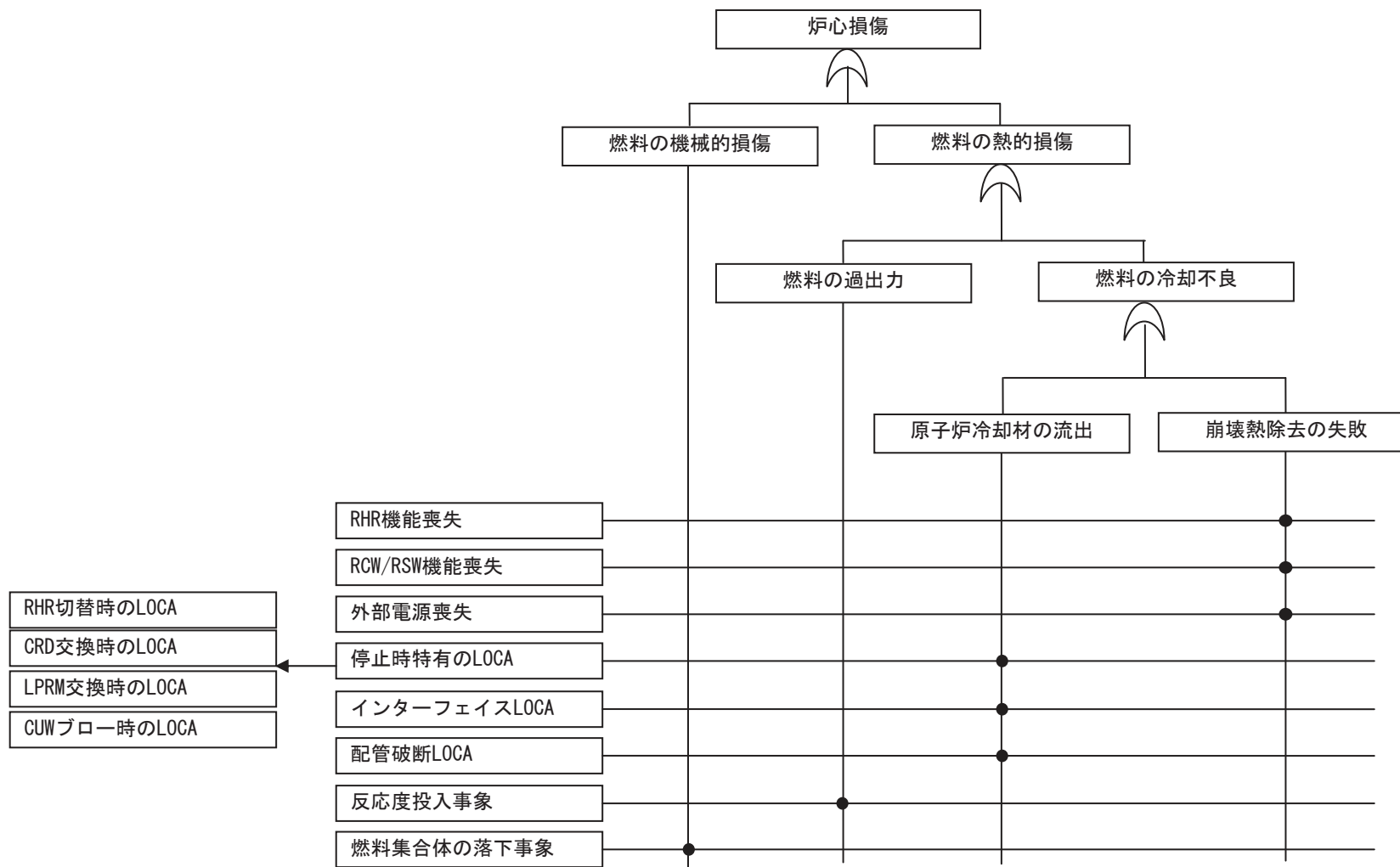


第 3.1.2. a-5 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

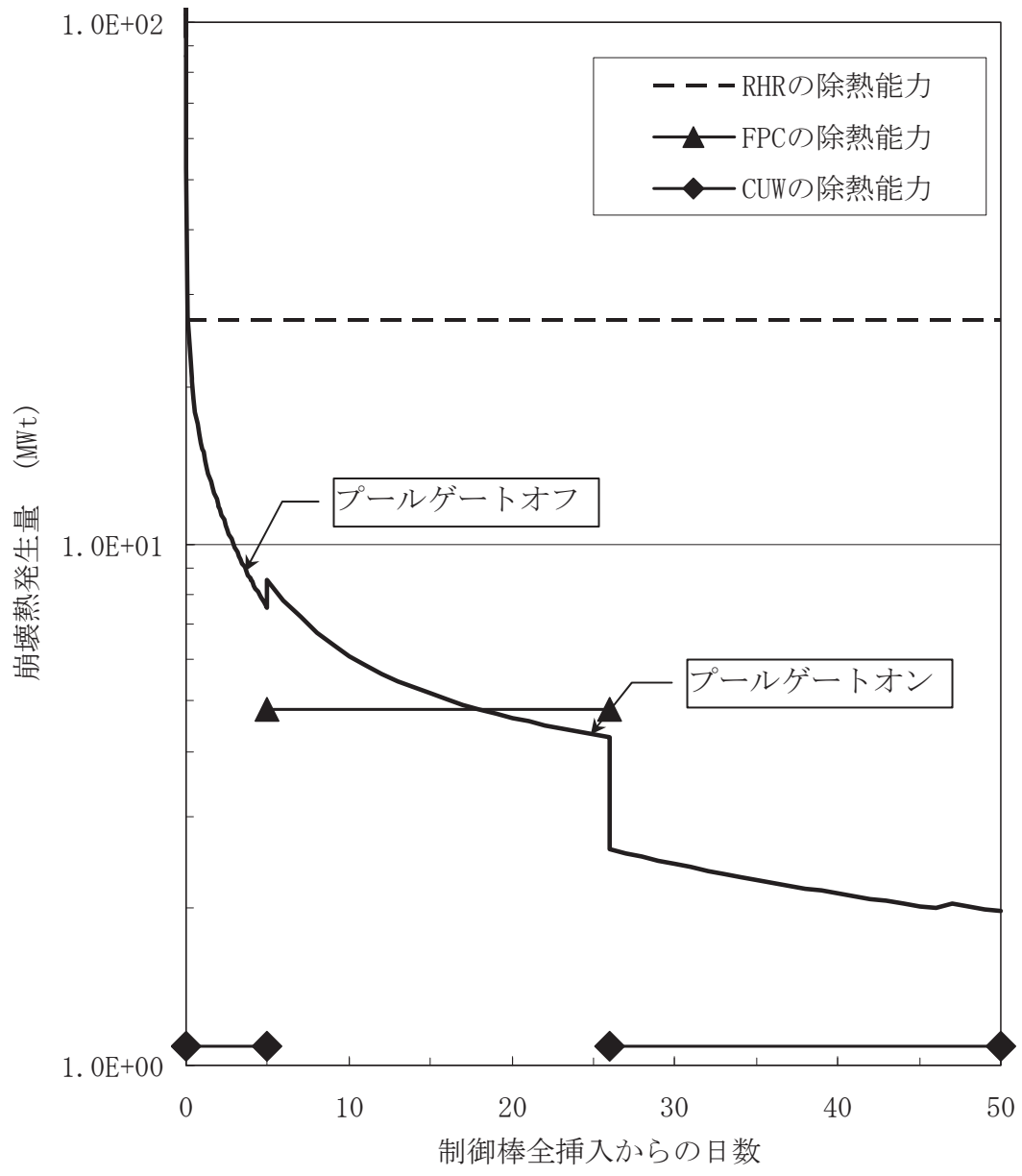
累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類	S	A1	A2	B1													B2					C1						C2	D																		
日数	1	2	2	16																5					13						2	6															
定期検査主要工程	原子炉開放			燃料移動	LPRM取替	CRD点検				燃料装荷				炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧			RPV漏洩試験	PCV復旧			PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成																			
代表水位	通常水位			原子炉ウェル満水																通常水位																											
崩壊熱除去	RHR-A	■																																													
	RHR-B	■																			■																										
炉心注水	RCIC																																														
	HPCS	■																																													
	LPCI-A	■																																													
	LPCI-B	■																			■																										
	LPCI-C	■																																													
	LPCS	■																																													
	MUWC(ポンプA)	■																																													
	MUWC(ポンプB)	■																																													
	MUWC(ポンプC)	■																																													
サポート系	RCW/RSW-A	■																																													
	RCW/RSW-B	■																			■																										
	HPCW/HPSW	■																																													
	DG-A	■																																													
	DG-B	■																			■																										
	DG(HPCS)	■																																													

■ : 運転中 □ : 待機状態

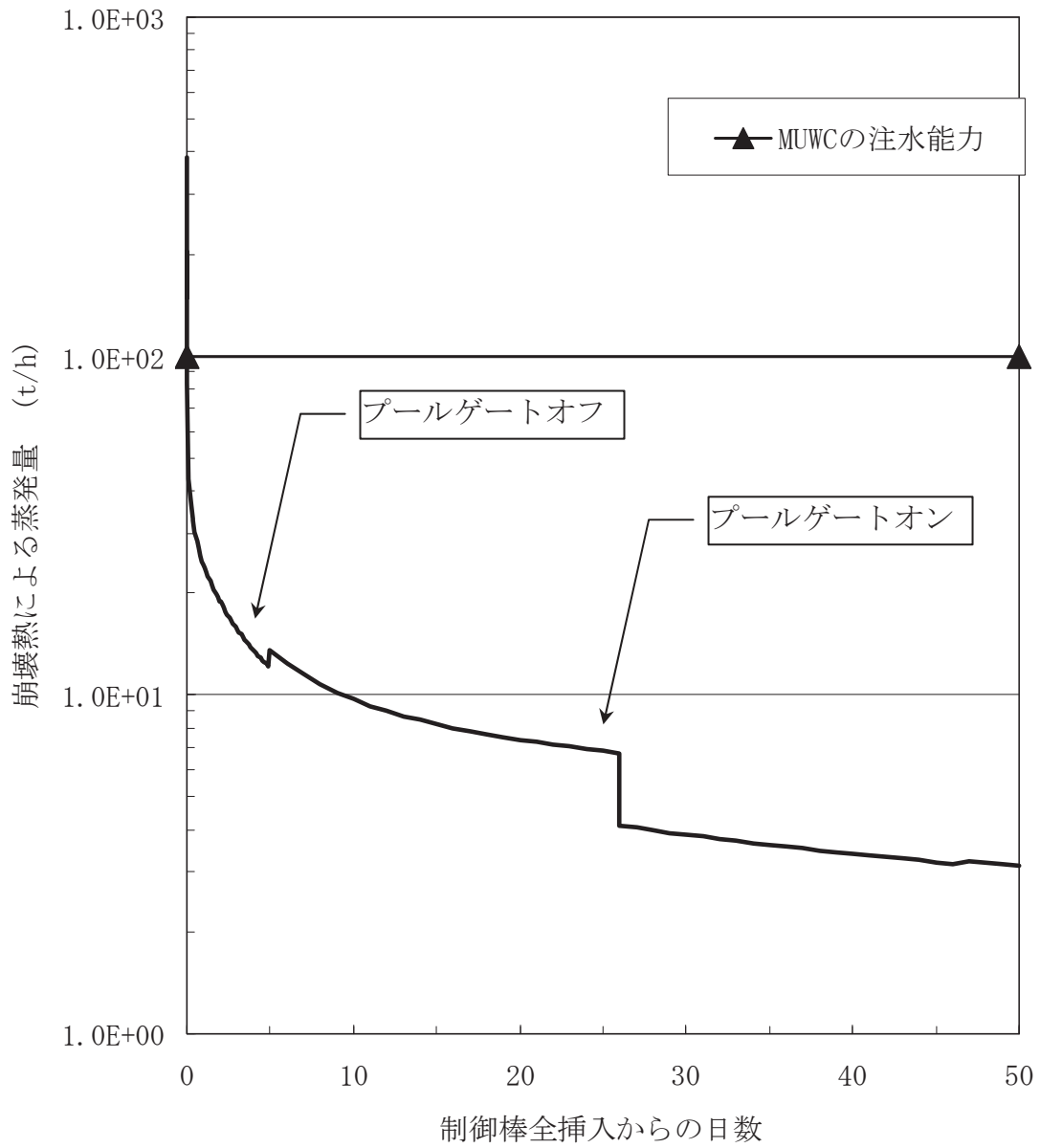
第3.1.2. a-6図 POSの分類及び使用可能な緩和設備



第 3.1.2. b-1 図 起因事象の抽出に用いたマスターロジックダイヤグラム



第3.1.2. c-1図 崩壊熱の評価結果



第3.1.2. c-2図 冷却材蒸発量の評価結果

崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去・炉心冷却	損傷状態
		損傷なし
		崩壊熱除去機能喪失

第3.1.2.d-1図 RHRフロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・運転中のRHRフロントライン系またはRHRサポート系が機能喪失する場合を起
因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・崩壊熱除去及び注水に失敗する場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損
傷に至る。

外部電源喪失	直流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	崩壊熱除去・ 炉心冷却	損傷状態
外部電源喪失	直流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	崩壊熱除去・炉心冷却	損傷なし
			崩壊熱除去・炉心冷却	崩壊熱除去 機能喪失
			崩壊熱除去・炉心冷却	損傷なし
			崩壊熱除去・炉心冷却	全交流動力 電源喪失
外部電源喪失	直流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	崩壊熱除去・炉心冷却	損傷なし
			崩壊熱除去・炉心冷却	全交流動力 電源喪失

第3.1.2.d-2図 外部電源喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・外部電源喪失事象が発生すると崩壊熱除去の動力用電源が喪失するため、非常用電源の確保が必要となる。
- ・交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動または外部電源の復旧）の確保には直流電源が必要とする。
- ・本イベントツリーのヘディングにおける直流電源及び交流電源は、区分Ⅰ及び区分Ⅱを表す。

【イベントツリーの説明】

- ・直流電源と交流電源の確保に成功した後の展開は、RHRフロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリーと同じである。
- ・直流電源（区分Ⅰ，Ⅱ）または交流電源（Ⅰ，Ⅱ）の確保に失敗し、HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に失敗した場合、「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。ただし、HPCSに成功した場合は炉心損傷に至らない。

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	損傷状態
		損傷なし
		原子炉冷却材の流出

第3.1.2.d-3図 LOCAのイベントツリー

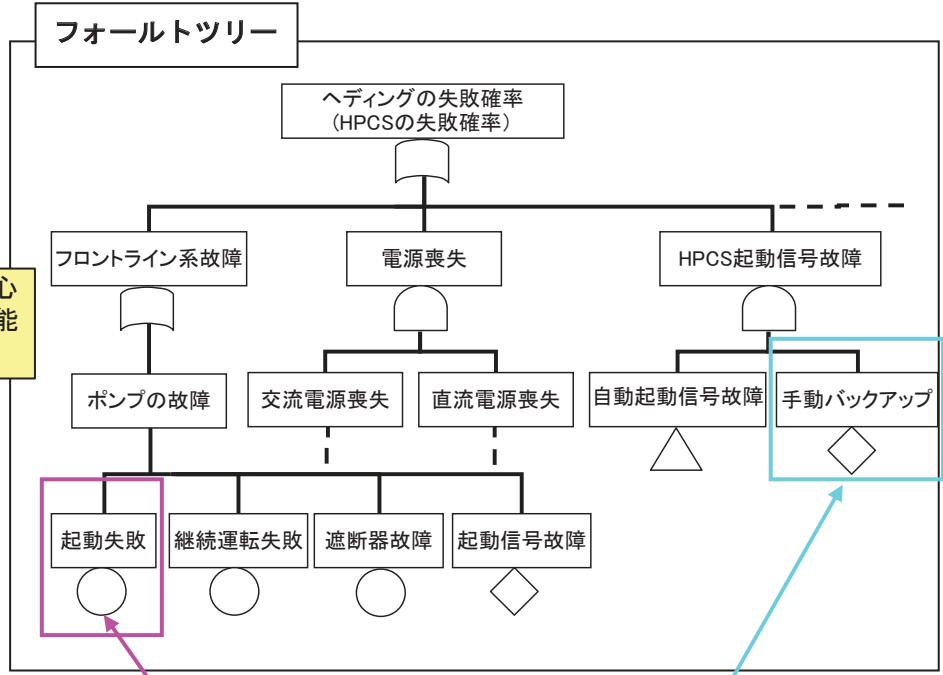
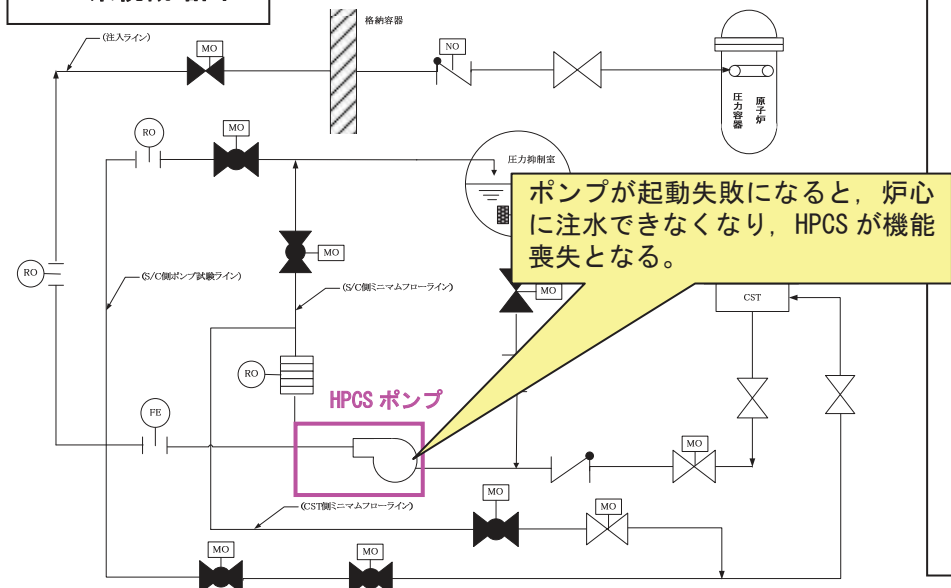
【仮定条件】

- ・ 停止時特有のLOCAが発生する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 起因事象発生後，冷却材流出の隔離または注水系による炉心冷却に成功すれば，事象が収束する。
- ・ 炉心冷却が失敗する場合，「原子炉冷却材の流出」により炉心損傷に至る。

HPCS 系統概略図



【評価上の主要な仮定】
自動起動信号の手動バックアップが期待できると仮定

【機器故障率データ】

機器タイプ	故障モード	平均値 (/h)	EF
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	継続運転失敗	1.1E-06	7.8
	起動失敗	1.3E-07	10.0

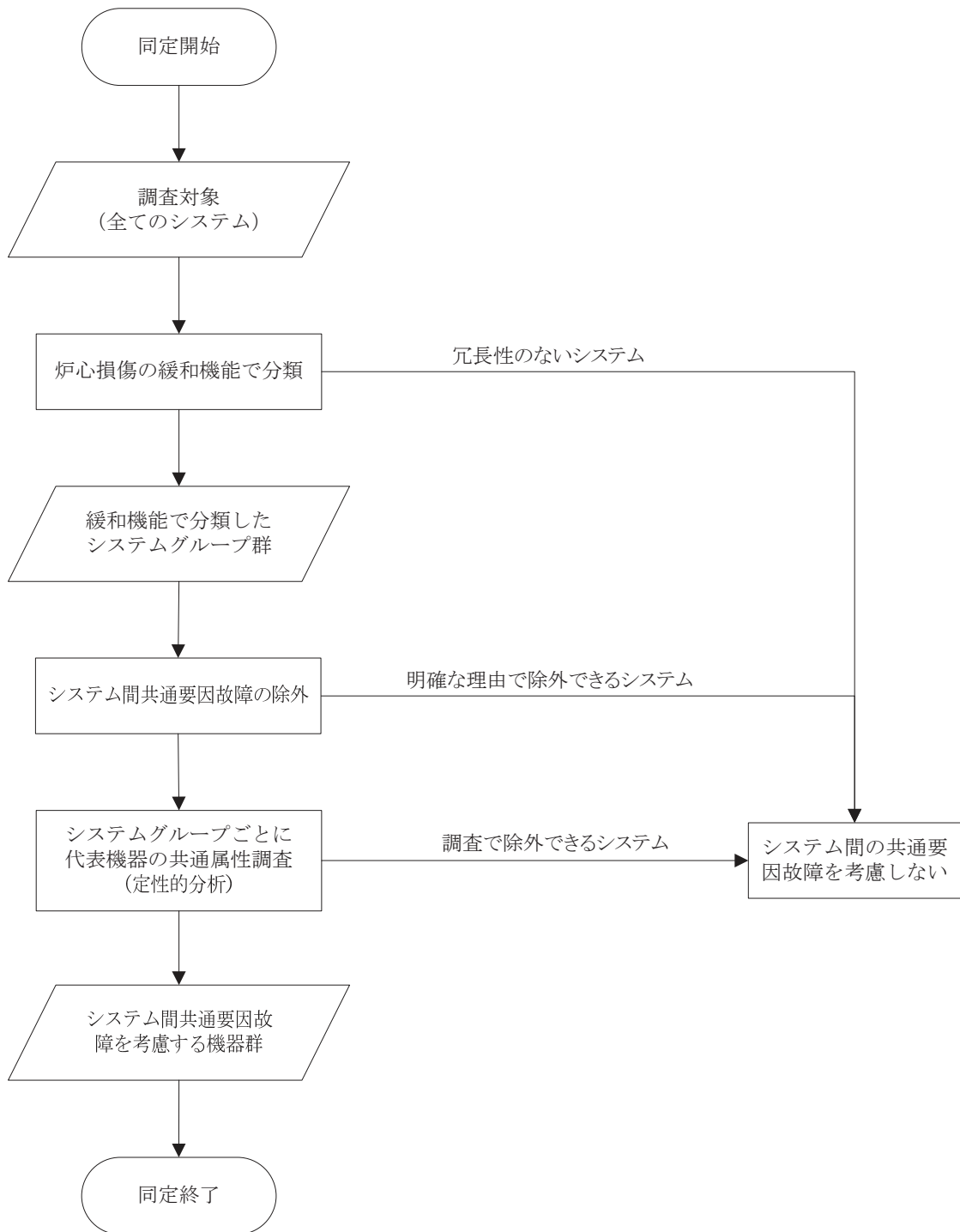
【基事象 HPCS ポンプ起動失敗確率】

HPCS ポンプの起動失敗確率
 $= 1 - 1 / (\lambda_s T_s \times (1 - \text{EXP}(-\lambda_s T_s)))$
 $= 1 - 1 / (1.3E-07 \times 720) \times (1 - \text{EXP}(-1.3E-07 \times 720))$
 $= 4.68E-05$

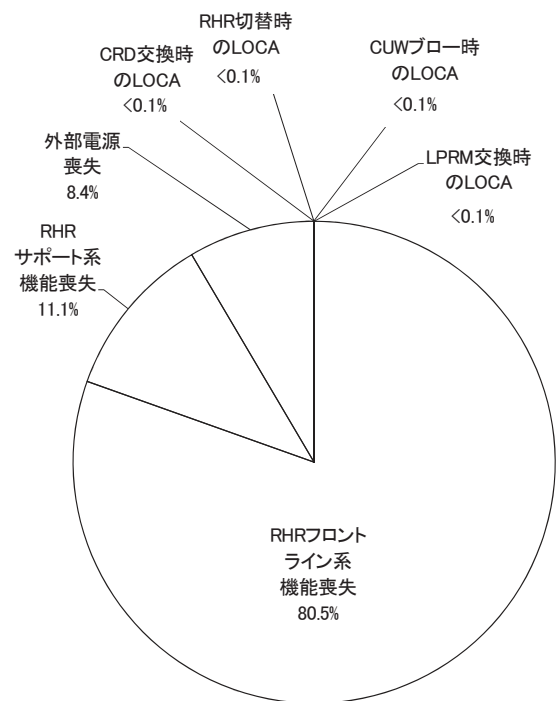
基事象ID	基事象名称	平均値
E21-C001_MPS	電動ポンプ(純水)E21-C001起動失敗	4.68E-05
E21-C001_MPT	電動ポンプ(純水)E21-C001継続運転失敗	2.64E-05
E21-D001_FLB	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001内部破損	2.38E-07
E21-D001_FLP	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001閉塞	2.38E-07
E21-D004_ROB	オリフイスE21-D004内部破損	1.15E-06

定期試験手順書：高圧炉心スプレイ系ポンプ手動起動試験
 試験頻度：1回/月 (720時間)

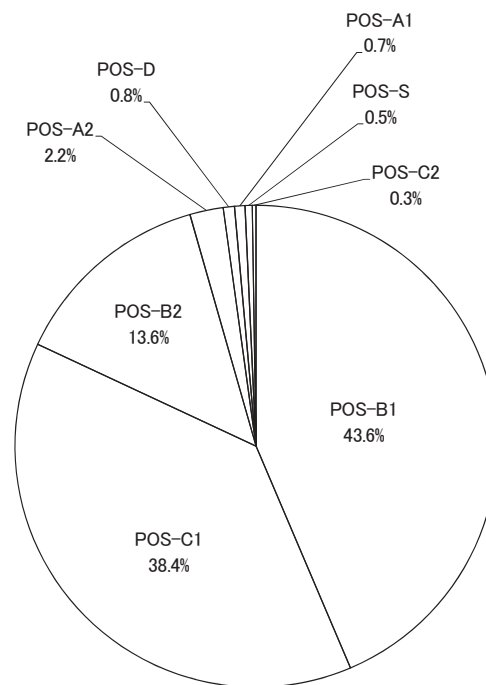
第3.1.2. e-1図 システム信頼性評価の例



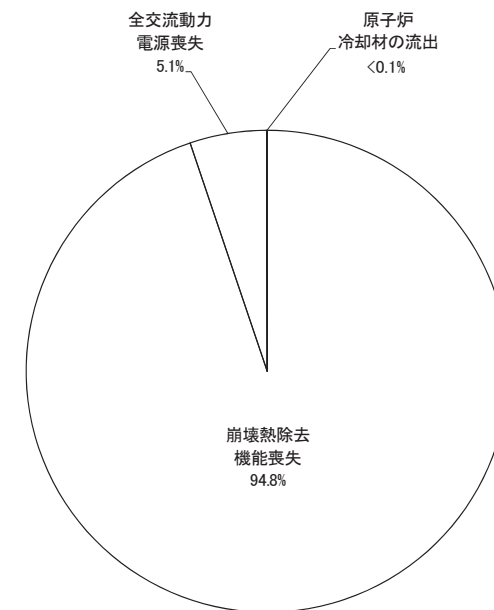
第3.1.2.f-1図 システム間共通要因故障機器群の同定手順



(起因事象別)

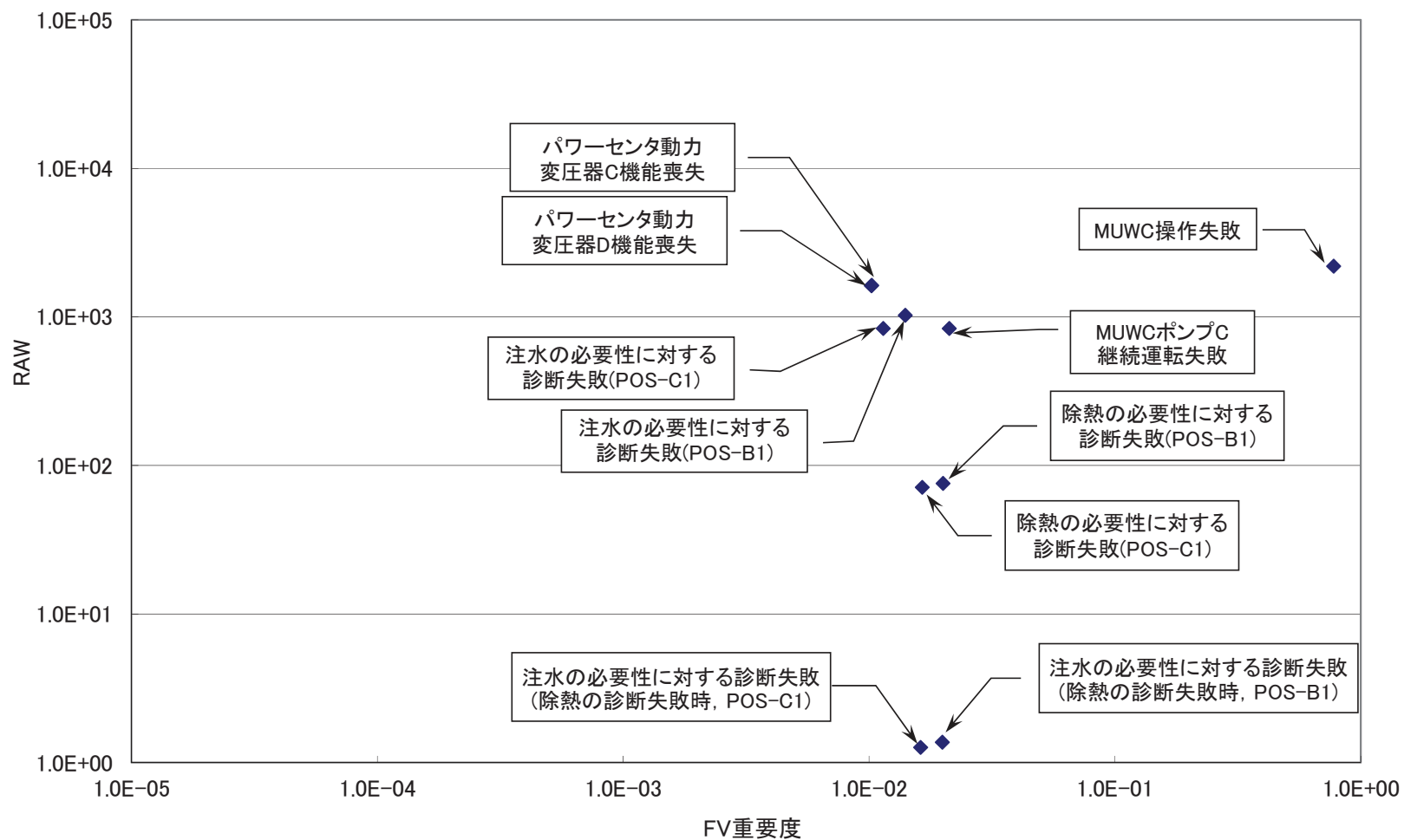


(POS別)

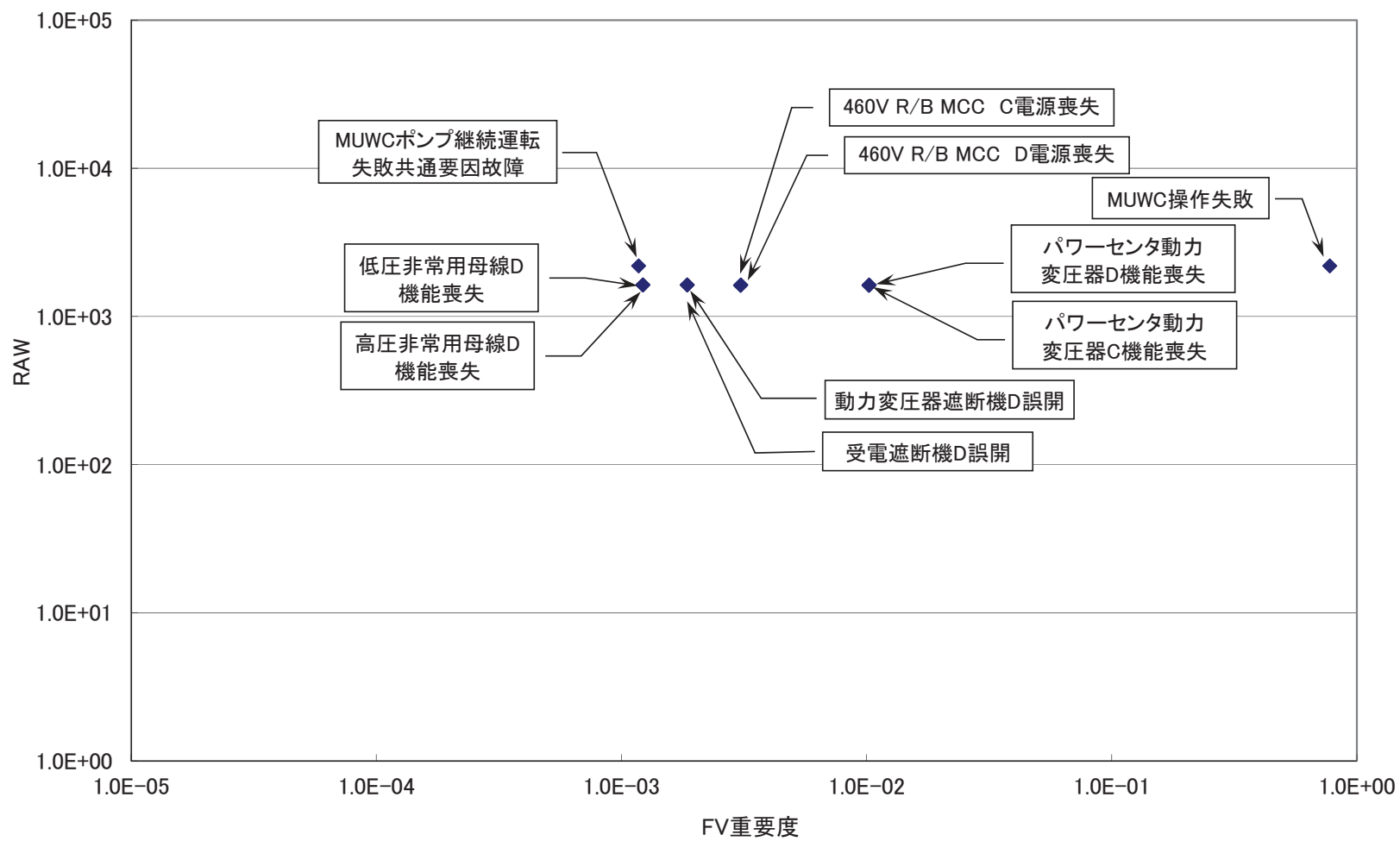


(事故シーケンスグループ別)

第3.1.2. h-1図 炉心損傷頻度への寄与割合

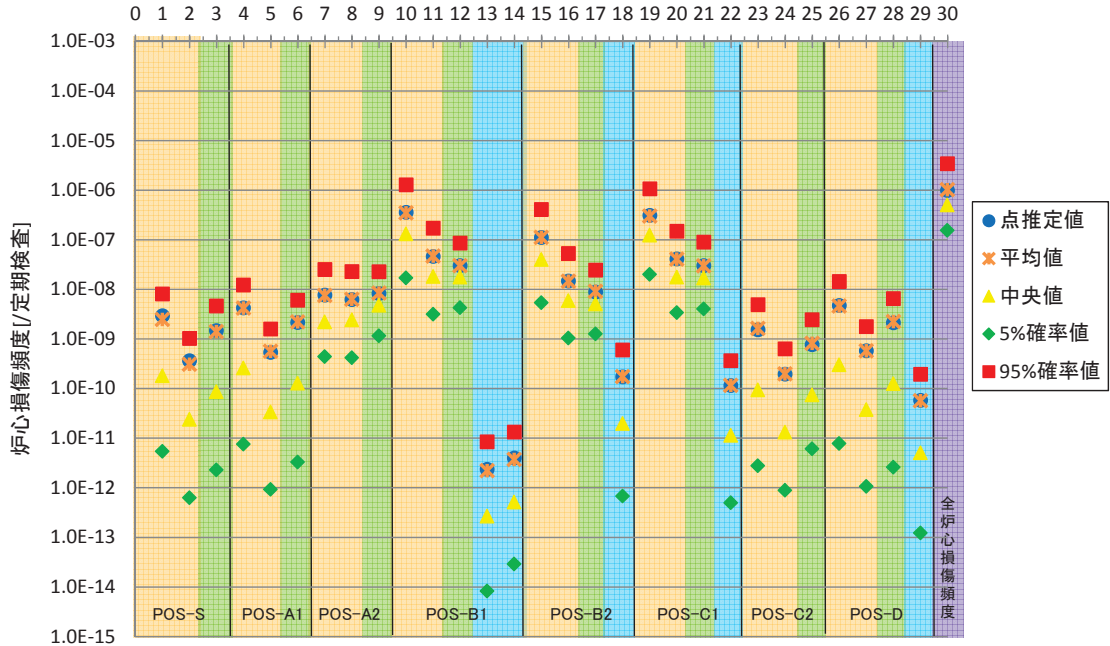


第3.1.2.h-2図 FV重要度とRAWの相関(FV重要度上位基事象)



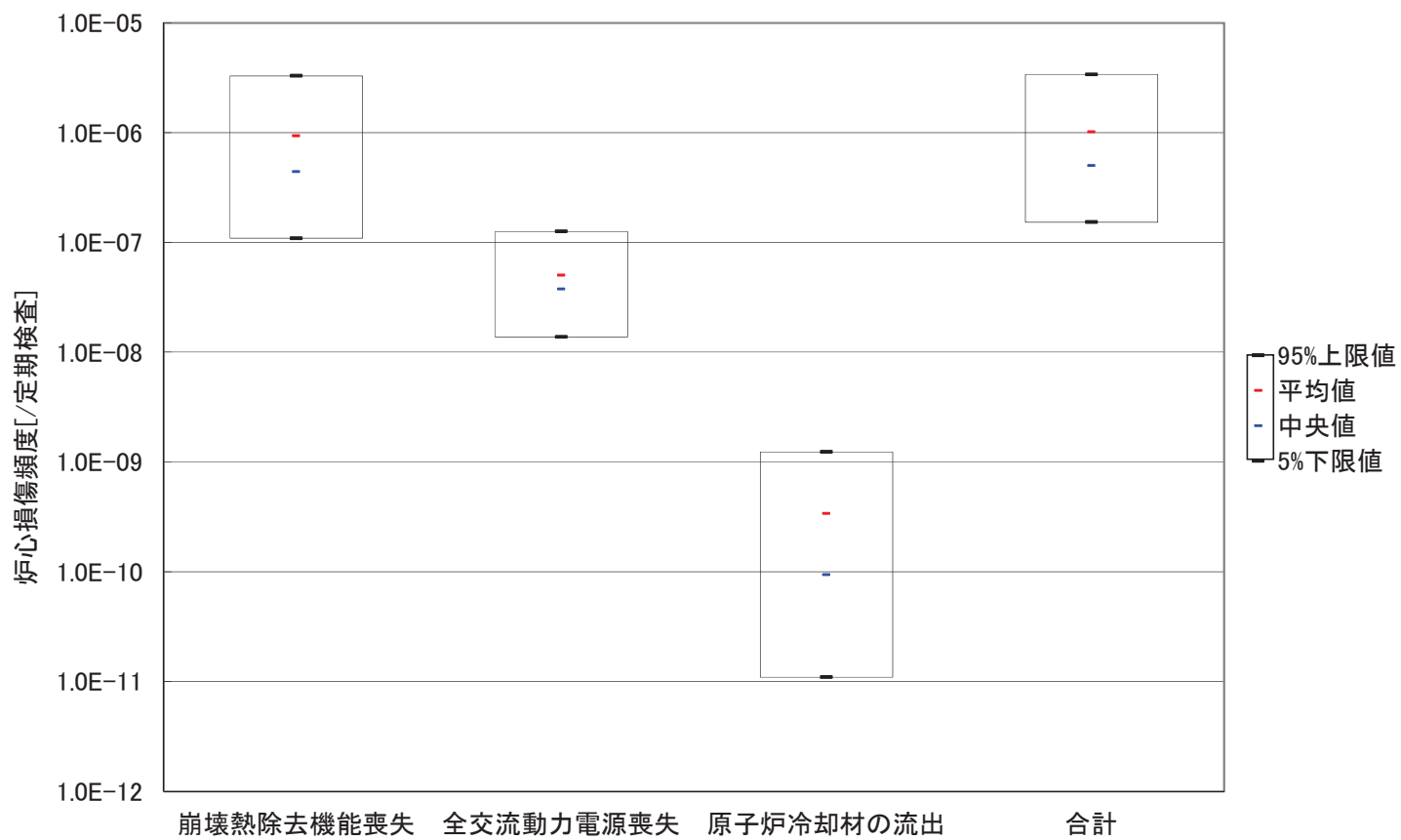
第3.1.2.h-3図 FV重要度とRAWの相関(RAW上位基事象)

各POSの起因事象別事故シーケンス
(各ナンバーは下表参照)

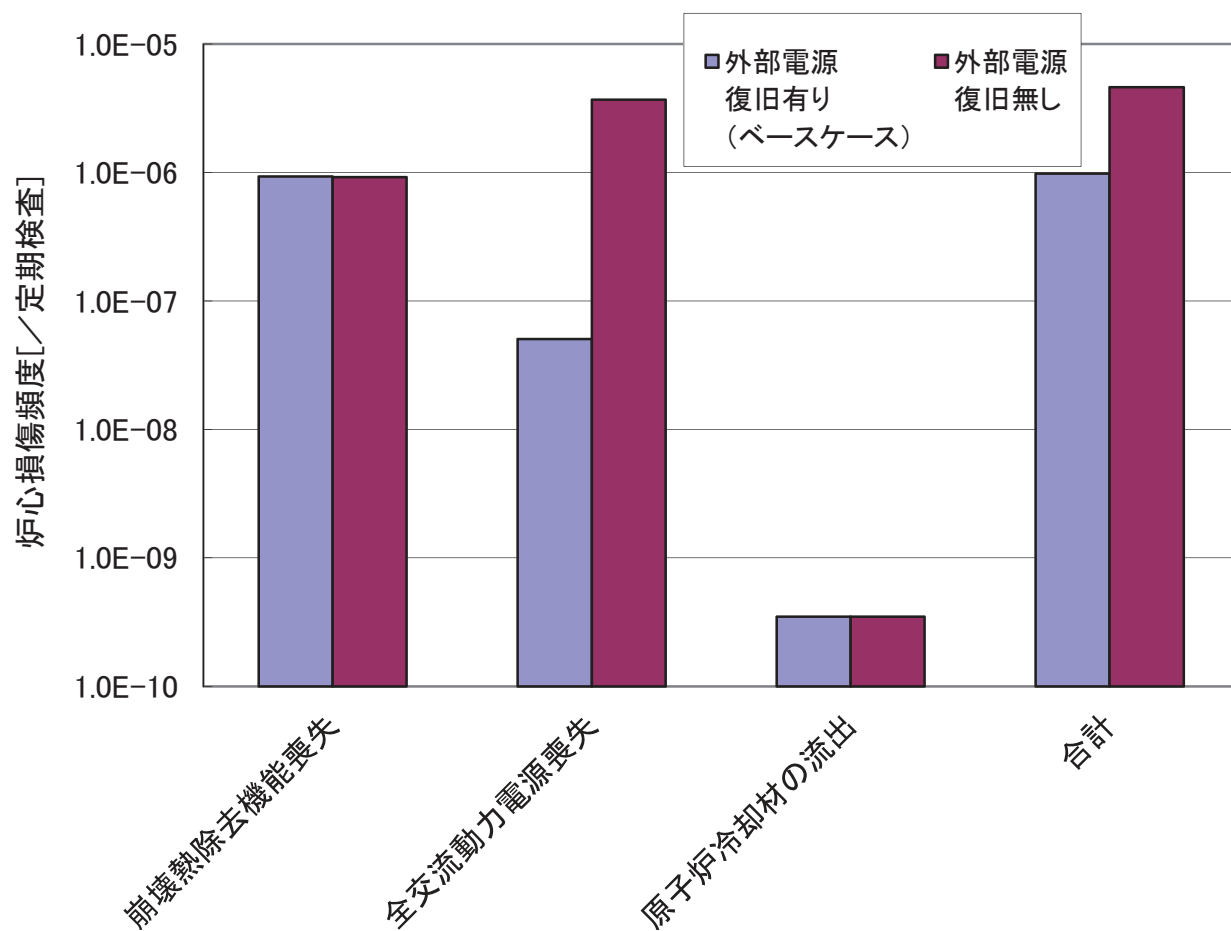


表の横軸	POS	起因事象
1	POS-S	RHRフロントライン系機能喪失
2		RHRサポート系機能喪失
3		外部電源喪失
4	POS-A1	RHRフロントライン系機能喪失
5		RHRサポート系機能喪失
6		外部電源喪失
7	POS-A2	RHRフロントライン系機能喪失
8		RHRサポート系機能喪失
9		外部電源喪失
10	POS-B1	RHRフロントライン系機能喪失
11		RHRサポート系機能喪失
12		外部電源喪失
13		LPRM交換時LOCA
14	CRD交換時LOCA	
15	POS-B2	RHRフロントライン系機能喪失
16		RHRサポート系機能喪失
17		外部電源喪失
18	RHR切替時LOCA	
19	POS-C1	RHRフロントライン系機能喪失
20		RHRサポート系機能喪失
21		外部電源喪失
22	CUWブロー時LOCA	
23	POS-C2	RHRフロントライン系機能喪失
24		RHRサポート系機能喪失
25		外部電源喪失
26	POS-D	RHRフロントライン系機能喪失
27		RHRサポート系機能喪失
28		外部電源喪失
29	CUWブロー時LOCA	
30	全炉心損傷頻度	

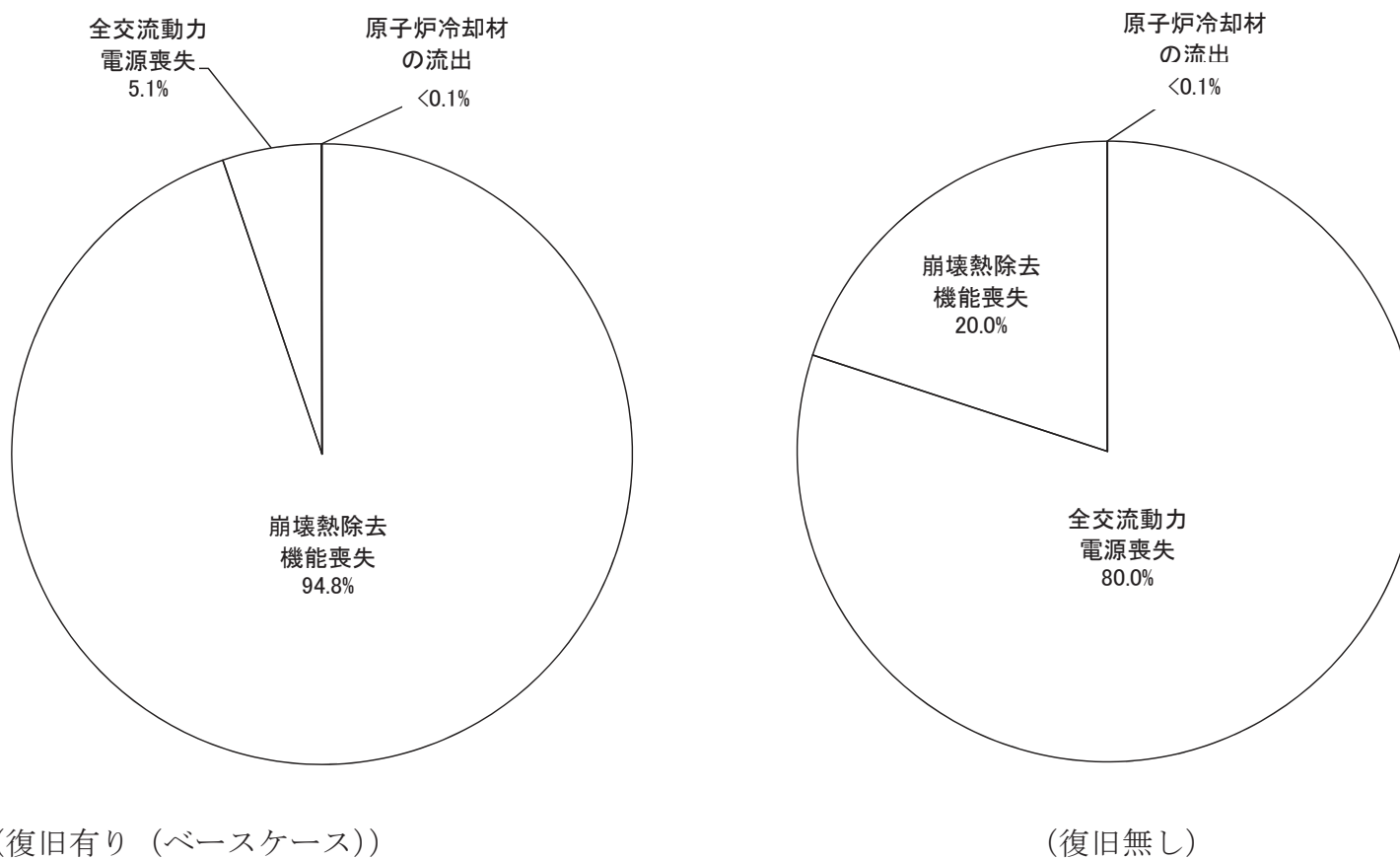
第3.1.2.h-4図 不確かさ評価結果(POS毎の起因事象別)



第 3.1.2. h-5 図 不確実さ評価結果(事故シーケンスグループ別)



第 3.1.2.h-6 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



第 3.1.2.h-7 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果(事故シーケンスグループ別の寄与割合比較)

期待する影響緩和設備におけるタイライン等による
他系統からのサポート系の融通について

原子炉補機冷却系は、A系とB系の淡水タイラインを通して、運転系列から停止系列に冷却水を供給できるよう設計されており、片系列を停止する際に、通水操作を行う場合がある（図1参照）。

ただし、本評価においては、原子炉補機冷却系のタイラインによるサポート系の融通については期待していない。

以 上

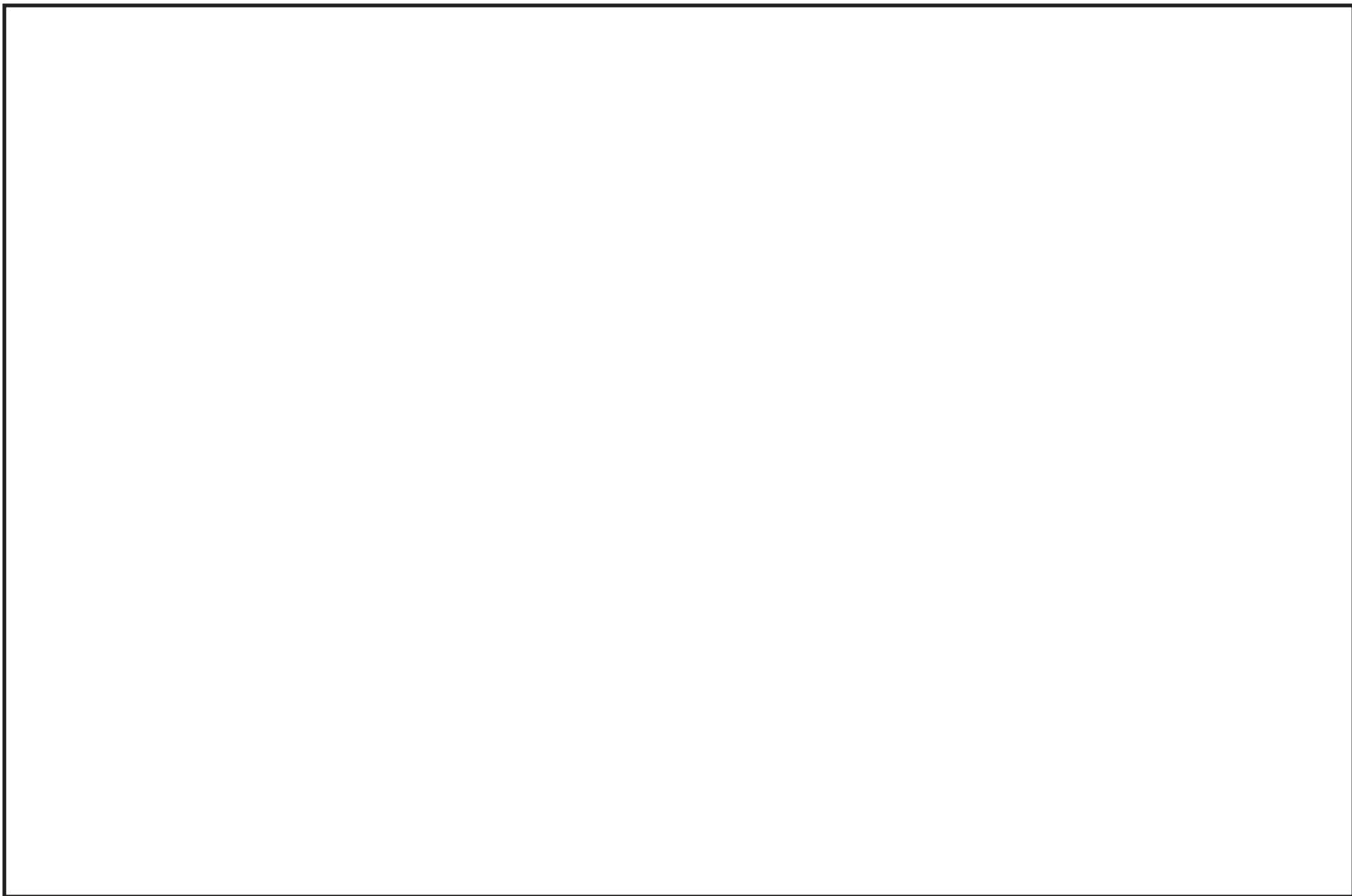


図1 原子炉補機冷却系片系（A系）停止時運転モード

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

評価対象とした定期検査工程の代表性について

評価対象とする定期検査工程としては、過去の運転実績を代表するものとする必要があるため、以下の手順に従って実定期検査工程を選定し、評価対象工程を選定した。

- ・ 燃料の全数取出期間中は炉心に燃料が存在せず、炉心損傷は発生しないため全数取出を行う工程は評価対象外とし、燃料の部分取出を行っている工程を選定する。
- ・ トラブル等により長期定期検査となった定期検査工程を除き、至近の一般的な定期検査工程を選定する。

女川2号炉の至近の定期検査における、工程継続期間の比較結果より、部分取出を行っており、最も至近の定期検査工程である第4回定期検査を選定した。(表 1 参照)

表 1 女川2号炉定期検査の工程継続期間の比較

定期検査	工程継続期間(日)	燃料取出方法	特別な工程
第 1 回	70	部分取出	—
第 2 回	60	部分取出	—
第 3 回	55	部分取出	—
第 4 回	47	部分取出	—
第 5 回	100	全数取出	水没弁点検等
第 6 回	190	全数取出	シュラウド点検等
第 7 回	127	全数取出	タイロッド補修等
第 8 回	150	全数取出	ECCS ストレーナ工事
第 9 回	109	全数取出	OG 系点検等
第 10 回	182	全数取出	制御棒監視装置更新

 : 本評価において対象とする定期検査工程

以下に、炉心損傷リスクに変動を与える可能性のある作業について述べる。

① 全燃料取出状態

本評価では炉心損傷頻度を評価するために、部分燃料取出の定期検査工程を評価対象としており、全燃料取出状態がある定期検査工程を選定するよりも保守的な評価である。（「別紙3.1.2.c-1 炉心損傷条件について」参照）

なお、全燃料が燃料プールにあると想定した場合の燃料損傷頻度は (/日) となり、本評価におけるPOS-B1（燃料取替期間）の日当たりの炉心損傷頻度（ $2.7E-08$ (/日)）に比べ 程度低い。

② MUWC全停

本評価においては、定期検査工程においてMUWC3台全てが使用できない状態は想定していない。評価対象外とした定期検査工程においては、MUWC全停の期間があるものの、本評価において考慮していない緩和設備（ろ過水系等）が1系統以上使用可能であり、本評価においては、MUWC1系統が使用可能であることを前提として評価した。

③ 海水系統切替え時期（角落とし）

本評価では、原子炉ウェル満水状態となる前(POS-A)に、主要緩和系の多くが待機状態から待機除外状態に変わる(角落とし)。この仮定は原子炉ウェル満水状態(POS-B)で角落としを行うよりも余裕時間が短くなるため、保守的な評価となっている。

④ 海水系統切替え時期（RHR切替）

本評価ではRHR切替を原子炉ウェル満水状態(POS-B)で実施しているが、通常水位(POS-C等)に実施した場合は、RHR切替時のLOCAを考慮した時に余裕時間が短くなるものの、本評価では0.5時間を停止時PRAのLOCAの共通の余裕時間としており、RHR切替が通常水位で行われた場合を仮定した余裕時間 と比較しても保守的な評価となっている。

（「別紙3.1.2.c-4 停止時PRAにおけるLOCAの余裕時間の考え方について」参照）

⑤ 定期検査の期間の相違

本評価で評価対象とした定期検査工程は比較的短期間となる47日間を想定している。

長期間の定期検査工程とした場合、使用できる緩和系が多くなり、崩壊熱の低下により各工程の余裕時間が長くなるなど1日毎の炉心損傷頻度は低下する要因となる。したがって、1日毎の炉心損傷頻度が保守的な仮定であるという観点から本評価の評価期間は妥当と考えられる。

⑥ 特別な工程

シュラウド点検や、タイロッド補修等、特別な工事については、その内容に応じた安全対策がとられた上で実施される。今回のPRAは、事故シーケンスの選定を目的としていることから、評価対象工程の選定にあたっては、特別な工程は対象としていない。

なお、全燃料を燃料プールへ移動し、プールゲートを閉じた状態で行われ、かつ周期的に行われる特別な工程として、水没弁の点検が挙げられる。本評価では、①で述べたとおり、全燃料がプールにある場合に比べ保守的な評価であることから、特別な工程を考慮しても炉心損傷頻度への影響はない。

以上より、本評価の評価対象工程は妥当である。

以 上

プラント状態の分類の考え方について

女川 2 号炉において評価対象とする定期検査工程を図 1 に示す。以下に各 POS 分類の考え方について述べる。

a. 原子炉冷温停止への移行状態：POS-S

炉内で発生する崩壊熱は、プラント停止直後が最も大きく、以後は指数関数的に減少していくことから、プラント停止後 1 日を崩壊熱が大きい期間としてプラント状態を分類する際に考慮し、主復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(S)として分類する。

この期間において、補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-S 内においてプラント状態の分類は不要とする。

b. PCV/RPV 開放への移行状態：POS-A

PCV/RPV の開放作業開始から原子炉ウエルの水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内のインベントリー(水位)も運転中と大きく変わらないことから、この期間を POS-A として分類する。

POS-A の期間においては、期間の途中で補機冷却系および主要緩和設備が待機除外状態となるため、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- POS-A1 (2 日間) 補機冷却系が 2 系統運転および RHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCS が待機状態の期間
- POS-A2 (2 日間) 補機冷却系が片系運転および RHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCS が待機除外状態の期間

c. 原子炉ウエル満水状態：POS-B

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内のインベントリー(水位)が多く、崩壊熱を除去しているシステムが機能喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間のうちに上昇することは無いという特徴があることから、この期間を POS-B として分類する。

POS-B の期間においては、角切替えに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化することから、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- POS-B1 (16 日間) 角切替え前の期間
- POS-B2 (5 日間) 角切替え後の期間

d. PCV/RPV 閉鎖への移行状態：POS-C

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内のインベントリー(水位)は運転中とほぼ同じであることから、この期間を POS-C として分類する。

POS-C の期間においては、補機冷却系が復帰する、および主要な緩和設備が待機除外状態から待機状態に復帰する PCV 漏えい試験前後において、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- POS-C1 (13 日間) 補機冷却系が片系運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機除外状態の期間
- POS-C2 (2 日間) 補機冷却系が 2 系統運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機状態の期間

e. 起動準備状態：POS-D

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっていることから、この期間を POS-D として分類する。

POS-D の期間において補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-D 内においてプラント状態の分類は不要とする。

以 上

累積日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
定期検査主要工程		原子炉開放					燃料移動	LPRM取替			CRD点検					燃料装荷					炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧					RPV漏洩試験	PCV復旧					PCV漏洩試験	起動前試験			系統構成							
代表水位		通常水位					原子炉ウエル満水																				通常水位																					
除去 除熱	RHR-A	■																□																■					□									
	RHR-B	■					□										■										□					■																
炉心 注水	HPCS	■					□										■										□					■																
	LPCI-A	■																□										■					□															
	LPCI-B	□																■										□										■										
	LPCI-C	■					□										■										□					■																
	LPCS	■					□										■										□					■																
	MUWC(ポンプA)	■																□										■										□					■					
	MUWC(ポンプB)	■																□										■										□					■					
MUWC(ポンプC)	■																□										■										□					■						
サポ ート 系	RCW/RSW-A	■																□										■										□					■					
	RCW/RSW-B	■					□										■										□					■																
	HPCW/HPSW	■					□										■										□					■																
	DG-A	■																□										■										□					■					
	DG-B	■					□										■										□					■																
	DG(HPCS)	■					□										■										□					■																
緩和 系	除熱系	RHR-A, B		RHR-A		RHR-A										RHR-B					RHR-B					RHR-A, B					RHR-A, B																	
	注水系	HPCS RHR-C LPCS MUWC-A, B, C		LPCS MUWC-A, B, C		MUWC-A, B, C										MUWC-B, C					MUWC-C					RHR-C LPCS MUWC-A, B, C					HPCS RHR-C LPCS MUWC-A, B, C																	
事象区分 (POS)		S	A1	A2		B1										B2					C1					C2					D																	
日数		1	2	2		16										5					13					2					6																	

■ : 運転中 ■ : 待機状態 □ : 待機除外状態

図 1 評価対象定期検査工程

起因事象から CR 引抜事象を除外している理由について

プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも 1 体毎にしか行えない。また万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らないと考えられる。

なお、近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生に対する対策が実施されている。

以下に停止時PRAにおいて、CR引抜事象を起因事象から除外した理由を示す。

1. 過去の反応度投入事象例

(平成 11 年 志賀原子力発電所1号機の臨界に係る事故^{※1})

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時に誤った手順により弁を操作した結果、3本の制御棒が部分的に引抜状態となり、原子炉が臨界状態となった。

本事象については、日本原子力技術協会により、同様の事象が起きた場合の炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性があるものの、出力はごく短時間で低下、整定し、ピーク出力部燃料エンタルピー増分は燃料の破損しきい値を十分下回っており、燃料健全性に問題ないことが確認されている^{※2}。

※1 「志賀原子力発電所1号機の臨界事故についての報告書の提出について」

平成19年 北陸電力株式会社

※2 「北陸電力(株)志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析」

日本原子力学会誌 Vol. 49. No. 10(2007)

2. 反応度投入事象を防止するための対策

過去にBWRプラントにおいて、1. に示すような停止時に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生していることから、本プラントにおいては、①HCU隔離時にはリターン運転とする、②「制御棒冷却水原子炉間差圧 高高」が発生した場合に制御棒駆動水ポンプを停止するインターロックを設置する、という対策が実施されている。

3. 制御棒の誤引抜が発生する確率

制御棒の誤引抜が発生する確率を以下の仮定により評価した。

(1) 制御棒誤引抜に至るシナリオ

(2) 評価モデル

上記シナリオを想定し、図1に示すフォールトツリーを用いて評価した。

評価の結果、制御棒誤引抜が発生する確率は、となった。

4. 結論

以上より、制御棒の誤引抜事象については、その影響度については、過去に発生した事象に対する評価結果から小さく、また、発生確率も小さいことから、起因事象から除外した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

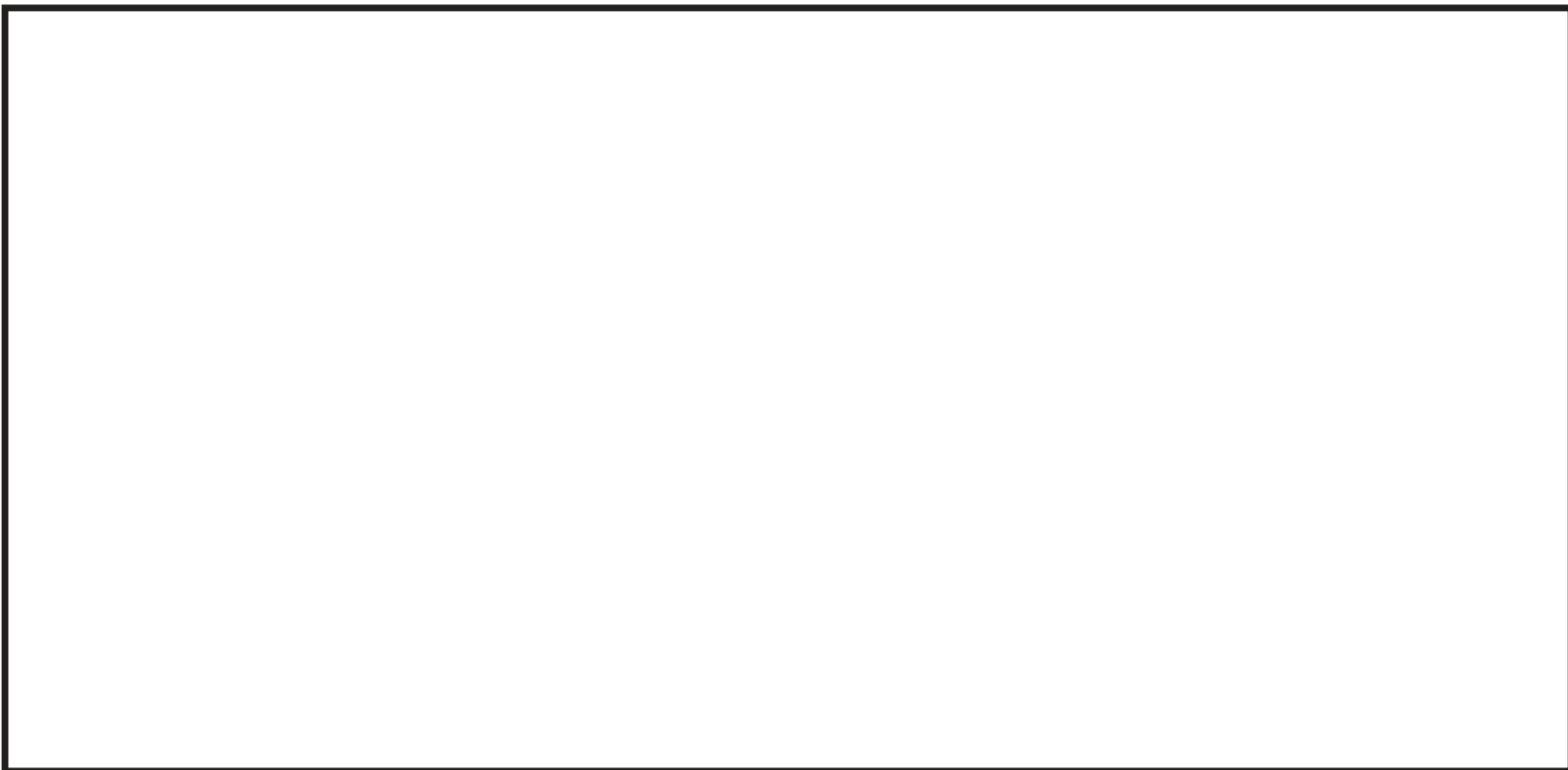


図 1 制御棒誤引抜き時のフォールトツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

RHR 運転中の LOCA を起因事象から除外する考え方について

停止時 PRA において、RHR 停止時冷却モードのうち、運転中の RHR から冷却材が流出する事象（以下、RHR 運転中の LOCA と呼ぶ）を起因事象から除外した理由は以下のとおり。

1. 冷却材流出経路および要因の特定

図 1 に運転中の RHR-A 停止時冷却モードの系統概要図を示す。冷却材流出経路の特定に際しては、以下の選定条件を設定した。

- ・ RHR 停止時冷却系運転中に冷却材バウンダリを構成する弁の故障を対象とする。
- ・ 流出先が原子炉となる弁の故障を除く。
- ・ 1 弁の故障により冷却材の流出が発生するものを対象とする。
- ・ 弁の故障モードは内部破損を対象とする。

上記の選定条件より、次の 4 弁を選定した（図 1）。



2. 発生頻度の算出



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

評価の結果、RHR 運転中の LOCA の発生頻度は [] となり、定検日数を考慮しても RHR 切替時の LOCA (2.4×10^{-4} /定期検査) よりも十分小さく、他の起因事象に比べても小さい値となった。

また、RHR 運転中の LOCA は、事象発生後の事故シーケンスの展開が RHR 切替時の LOCA とほぼ同様となるため、本評価では、RHR 運転中の LOCA は RHR 切替時の LOCA (2.4×10^{-4} /定期検査) などの人的過誤が要因となる LOCA で代表できるとし起因事象から除外した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

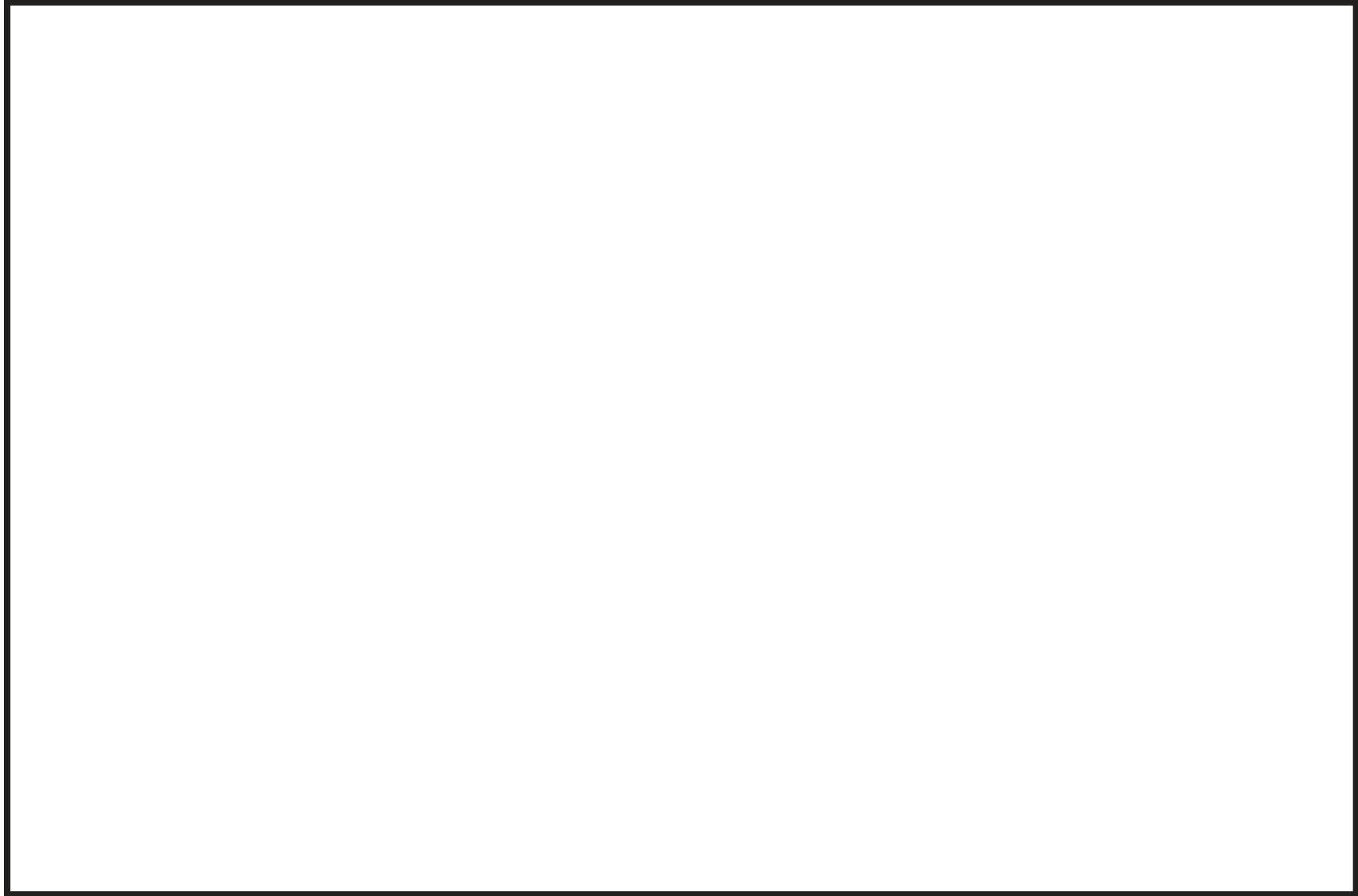


図1 RHR-A 系統概略図 (停止時冷却モード運転中)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

RHR 切替時の LOCA を POS-B2 のみで考慮している理由について

1. POS-B 以外の期間における RHR 起動時の LOCA

RHR 切替時と同様、機能検査等に伴う RHR 起動時においても、ミニマムフロー弁が開状態となった場合には、S/C への冷却材の流出が発生する可能性がある。ただし、本評価では、以下の理由で POS-B 以外の RHR 起動時の LOCA を考慮していない。

- (1) POS-B 以外の期間には、原子炉水位インターロックが働く状態であり、原子炉水位が L-3 に達した際にインターロックにより RHR 停止時冷却モード第 1 隔離弁および第 2 隔離弁が自動閉となり、POS-B 以外の期間に RHR 起動時の LOCA が発生しても、原子炉の隔離に期待できる。
- (2) POS-B 以外の期間には、下表に示すように、POS-B より多くの緩和設備が待機状態であることから、POS-B 以外の期間に RHR 起動時の LOCA が発生しても、影響は小さい。

POS-C1 については、緩和設備は POS-B と同等であるものの、(1) で述べた原子炉水位インターロックが有効な状態にある。

POS	期待できる緩和設備
POS-B1, B2	LPCI-A, MUWC
POS-C1	LPCI-B, MUWC
POS-A2	LPCS, LPCI-A, MUWC
POS-S, A1, C2, D	LPCI-A/B/C, HPCS, LPCS, MUWC

2. POS-B における RHR 起動時の LOCA

POS-B においては、角切替に伴う RHR-B の起動以外においては、RHR-A/B の停止時冷却モードの起動は行われていない。

RHR-B 停止時冷却モードの起動は POS-B2 の RHR 切替時に行われるが、この状態においてはミニマムフロー弁の開防止措置は実施されておらず、RHR-B 起動の際に新規で開防止措置を行うため、人的過誤に伴う LOCA が発生する可能性がある。

以上より、本評価では、RHR の角切替時 (POS-B2) にのみ RHR 切替時の LOCA を考慮している。

3. RHR 起動時の LOCA の感度解析

(1) 感度解析条件

RHR 起動時の LOCA の感度解析条件として、POS-B 以外の RHR 起動により、LOCA が発生する可能性がある回数と発生頻度を下表に示す。

POS	LOCA が発生する可能性のある RHR 起動回数	RHR 起動操作内容	起因事象発生頻度
POS-S	1 回	・発電機解列後の RHR-A 停止時冷却モード起動	2.4E-04
POS-D	2 回	・D/G オートピックアップ検査終了に伴う RHR-A 起動 ・D/G オートピックアップ検査終了に伴う RHR-B 起動	4.9E-04

(2) 感度解析結果

表 1 及び図 1 に POS 別の RHR 起動時の LOCA の炉心損傷頻度を示す。

POS-S における RHR 起動時の LOCA による炉心損傷頻度は POS-B2 の RHR 切替時の LOCA に比べ 小さい結果となった。これは、POS-S および POS-D では待機緩和設備が多く、水位インターロックが機能しているためである。

また、全炉心損傷頻度は、ベースケースの $9.8E-07$ (/定期検査) に対し、感度解析ケースでは (/定期検査) であり、ベースケースとの差は見られなかった。

したがって、RHR 起動時の LOCA を考慮しても、重要事故シーケンスの選定に影響はないと考えられる。

以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 各 POS における RHR 起動時の LOCA の感度解析結果

起回事象	炉心損傷頻度
RHR 切替時の LOCA : POS-B2 (本評価で考慮)	1.7E-10
RHR 起動時の LOCA : POS-S	
RHR 起動時の LOCA : POS-D	

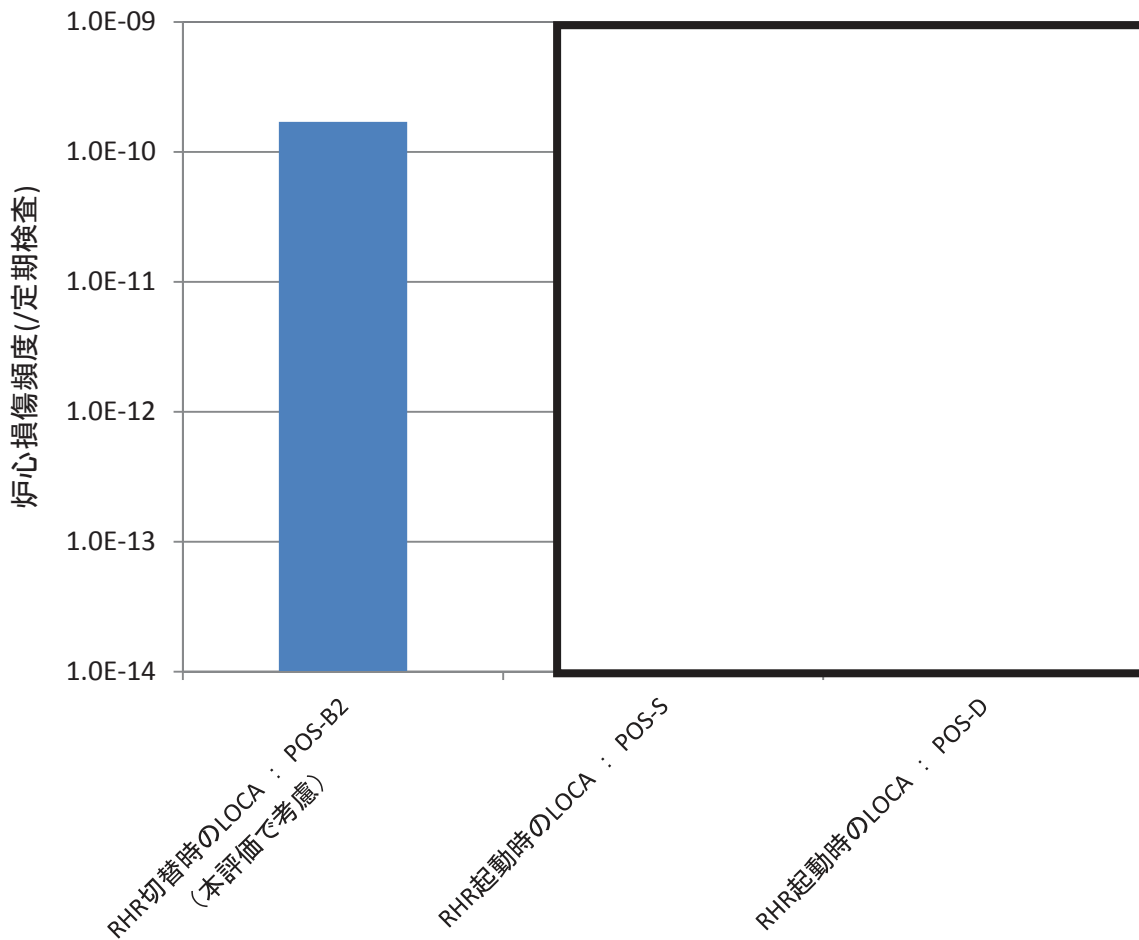


図1 RHR 起動時の LOCA を考慮した感度解析結果

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

停止時の LOCA の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について

停止時 PRA 起因事象で評価対象とした冷却材流出事象（LPRM 交換時、CRD 交換時、RHR 切替時、CUW ブロー時）の発生頻度については、実績等を用いた算出が困難であるため論理モデルにより算出している。以下にその算出方法を示す。

1. LPRM 交換時の冷却材流出

LPRM は全 31 本あり、これを 5 年周期で全交換するものと仮定し、1 回の定期検査あたり 6 本が交換されるものとする。

LPRM の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある項目について図 1 に示すイベントツリーを作成し、発生頻度を $3.3E-6$ （／定期検査）と評価した。

2. CRD 交換時の冷却材流出

CRD は全 137 本あり、これを 7 年周期で全交換するものと仮定し、1 回の定期検査あたり 20 本が交換されるものとする。

通常、制御棒駆動機構フランジに支えられている CRD 本体は、原子炉圧力容器に溶接されている制御棒駆動機構ハウジングに取付けられている。また、制御棒とカップリング状態にある。

CRD の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある項目について図 2 に示すイベントツリーを作成し、発生頻度を $5.5E-6$ （／定期検査）と評価した。

3. RHR 切替時の冷却材流出

図 3 に RHR-A 停止時冷却モードの系統概要図を示す。RHR 切替時の冷却材流出は、RHR 切替時にメンテナンスから復帰した RHR により除熱を開始する際に、冷却材流出が発生する事象である。ここで想定する事象は、停止時冷却モードの取水ラインにより原子炉容器から取水するが、弁を誤操作することで、取水した冷却材の量と等しい量が原子炉容器へ戻らず、原子炉容器内の冷却材が減少する事象である。

人的過誤により冷却材が流出する可能性がある弁は、以下の 4 つの弁である。



しかし、ミニマムフロー弁以外からの流出は機械的故障とインターロック故障の重畳で発生するため、発生頻度は非常に小さい。このため、ミニマムフロー弁に関する人的過誤のみを評価した。

ミニマムフロー弁の閉め忘れあるいはミニマムフロー弁の自動信号の隔離失敗により、RHR 切替時の冷却材流出が発生する。この人的過誤確率を算出し、RHR 切替時の冷却材流出の発生頻度を $2.4E-4$ （／回）と評価した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

4. CUW ブロー時の冷却材流出

図4に CUW ブロー時の流路図を示す。CUW ブロー時の冷却材流出は、CUW ブローにより目標水位まで水位を低下した後、CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生するものである。

CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生する人的過誤確率を算出し、CUW ブロー時の冷却材流出の発生頻度を $8.1E-5$ (／回) と評価した。

起因事象として選定される CUW ブローは POS-C1 に 2 回、POS-D に 1 回あるため、発生頻度は $2.4E-4$ (／定期検査) となる。

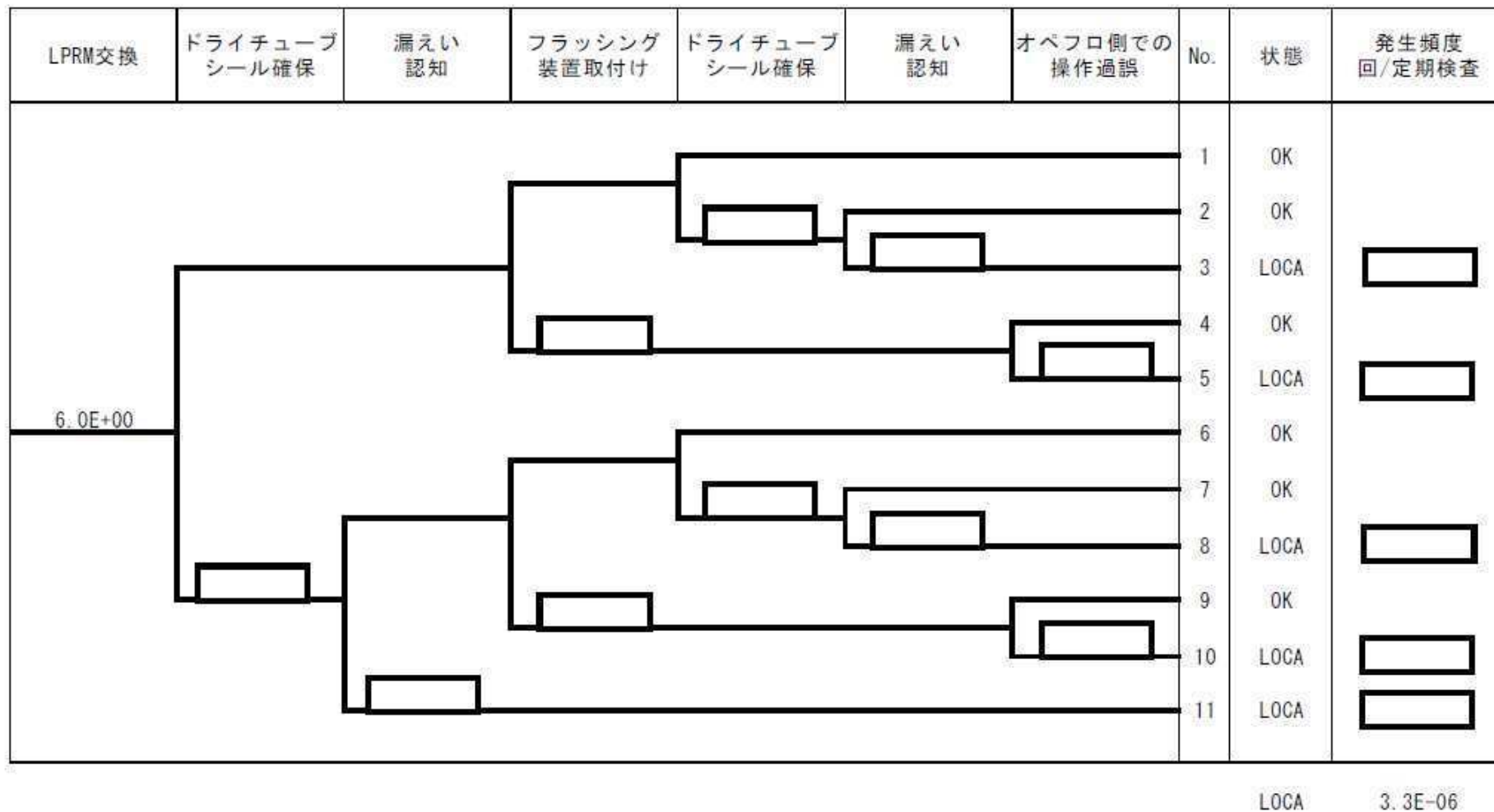


図1 LPRM 交換時の冷却材流出発生頻度のイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

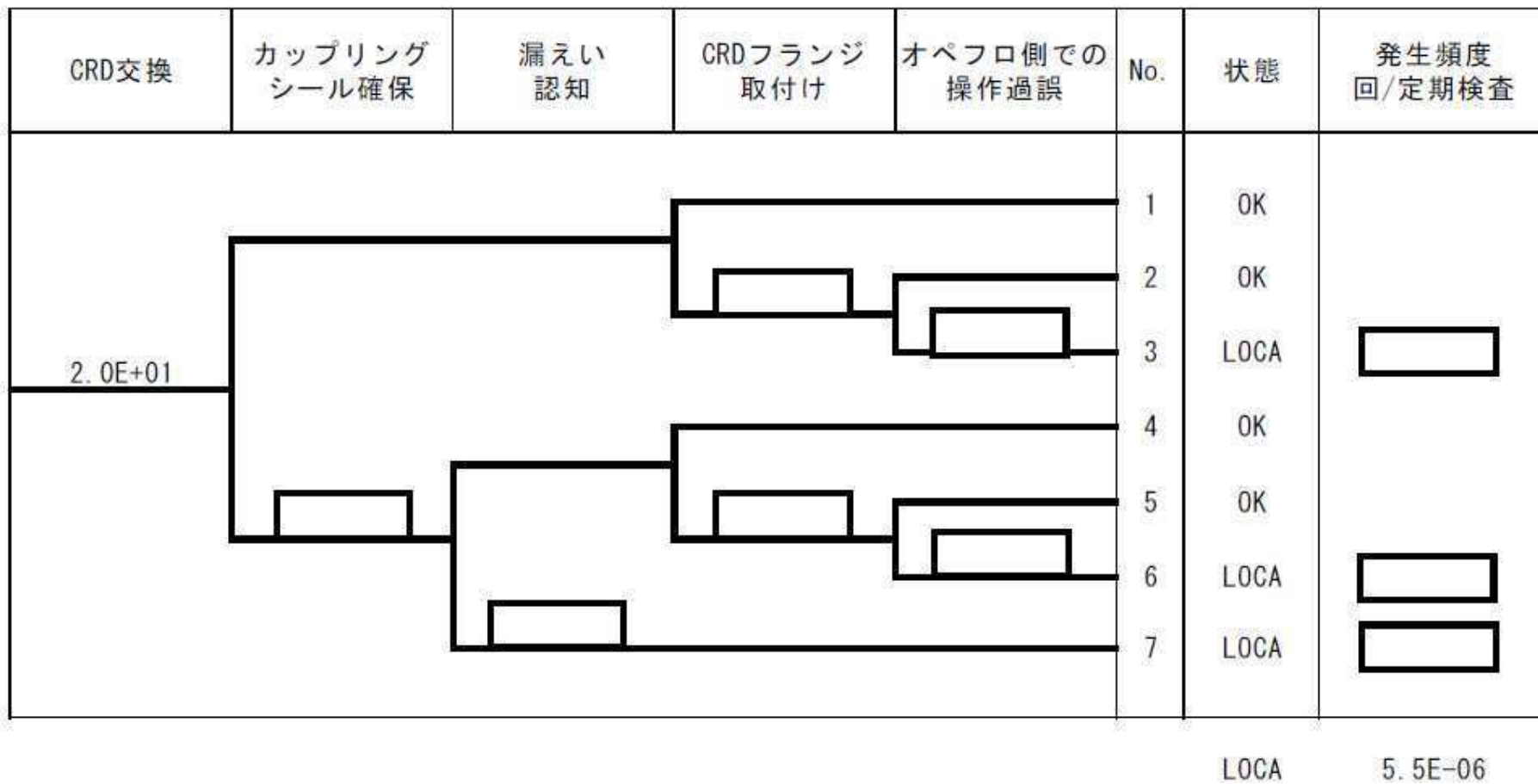


図2 CRD 交換時の冷却材流出発生頻度のイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

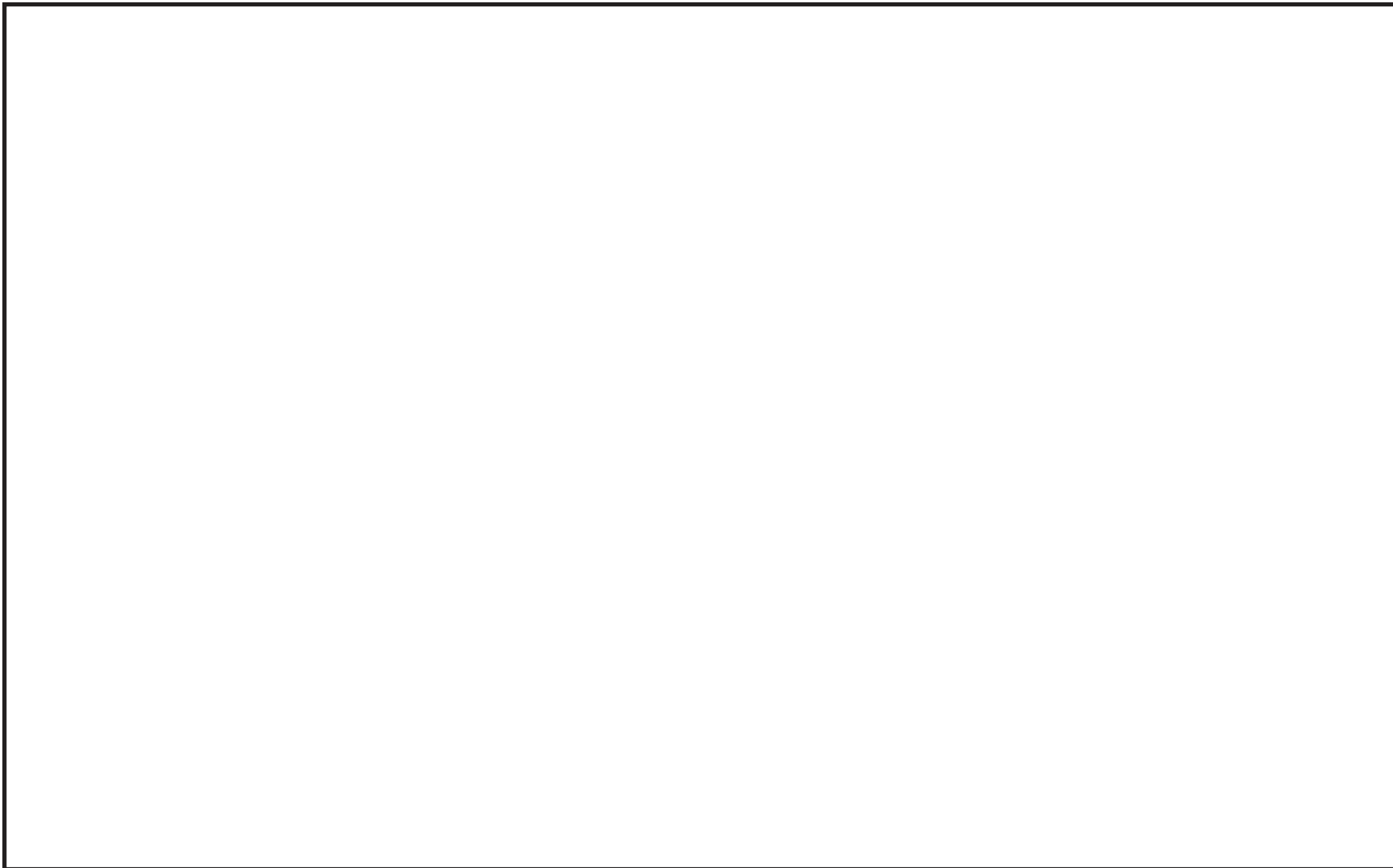


図3 RHR-A 系統概略図（停止時冷却モード運転中）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図4 CUW ブロー時冷却材流出の冷却材流出の流路図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉心損傷条件について

1. 炉心損傷判定条件

本評価では、炉心損傷の判定条件を“炉心燃料の有効燃料長頂部が露出した状態”としている(表 1)。

表 1 炉心損傷の判定条件

NO.	燃料状態 ^{※1}	原子炉水位	プールゲート ^{※2}	評価対象とする燃料 ^{※2}	炉心損傷の判定条件	本 PRA で評価する POS
1	全燃料装荷時	原子炉通常水位	閉	炉心燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出する	POS-S, A1, A2, C1, C2, D
2	全燃料装荷時	原子炉ウェル満水	開	炉心燃料 + 使用済燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出する	POS-B1, B2

※1 POS-B1 では燃料交換期間を含むが、評価対象工程は部分燃料取出であるため、原子炉は「全燃料装荷」として扱う。

※2 原子炉の炉心損傷頻度を保守的に考慮するため、原子炉ウェル満水時はプールゲートを「開状態」、評価対象とする燃料を「炉心燃料+使用済燃料」とし、冷却材蒸発時の蒸発水量は「原子炉側のみ」とする。

2. 冷却材の保有水量

本評価では、表 2 および図 1 に示した水量を用いて余裕時間を評価した。

(1) 原子炉通常水位時の評価

崩壊熱による冷却水温度上昇時については、圧力容器底部から原子炉通常水位まで (a+b) を保有水量として考慮し、原子炉水の蒸発による水位低下時の蒸発水量については、原子炉通常水位から TAF 到達まで (b) としている。

(2) 原子炉ウェル満水時の評価

崩壊熱による冷却水温度上昇時については、原子炉側とプール側の両方を余裕時間算出のための保有水量として考慮 (a+b+c1+c2+d+e) し、原子炉水の蒸発による水位低下時については、原子炉側のみの蒸発水量を考慮 (b+c1+c2) しており、D/S プールの水量は考慮していない。崩壊熱による冷却水の蒸発については、(b+c1+c2) の蒸発により炉心損傷条件(炉心燃料の TAF 到達)としている。プールゲートが開いている状態では、原子炉側と燃料プール側が繋がっていることから、燃料プール内の保有水量 (d) も考慮できるが、これを考慮していないため、保守的な炉心損傷条件となっている。なお、評価に用いた燃料については、全ての燃料が炉心内に存在するものとして評価を行っている。

仮に、全燃料がプール側にあり、かつプールゲートが閉じた時を想定しても、原子炉側の TAF までの保有水量 $(b+c1+c2)$ に対して、燃料プールの保有水量 (d) の方が多いため、本評価において想定している炉心損傷条件は、より保守的な条件となっている。

表2 想定した保有水量

原子炉水位	余裕時間評価に使用する水量の範囲	余裕時間評価に使用する水量	評価に使用する水量の考え方	評価に使用する燃料の位置
通常水位時の場合	崩壊熱により水温が上昇する範囲		a+b	炉心
	崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲		b	炉心
原子炉ウェル満水時の場合	崩壊熱により水温が上昇する範囲		a+b+c1+c2+d+e	炉心
	崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲		b+c1+c2	炉心
(参考)プールゲート閉時の燃料プール側の TAF 到達までの水量			d	燃料プール

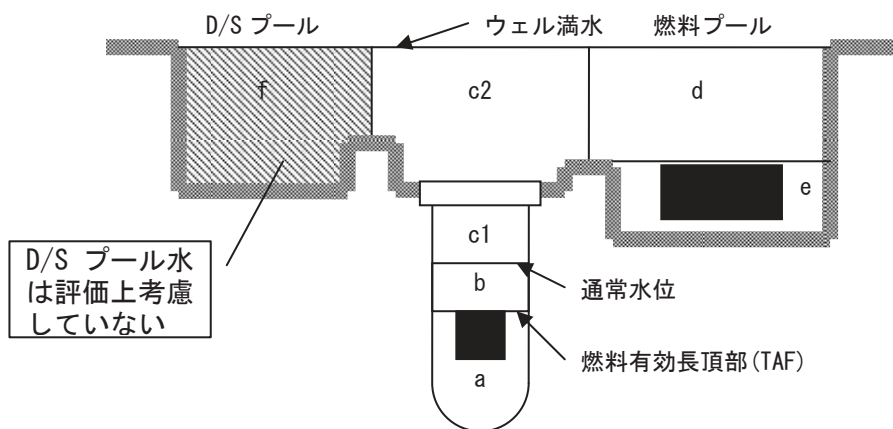


図1 保有水のエリア分割概要図

3. 保守性について

本評価ではウェル満水時に崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲を、原子炉側に全ての熱源があると仮定して、原子炉側の保有水量のみで評価する保守的な評価となっている。

この仮定は、「2. 冷却材の保有水量」で示したとおり全燃料が燃料プールにあり、プールゲートが閉じている場合のプール燃料の有効燃料長頂部 (TAF) が露出する条件と比較しても保守的な評価となっている。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について

停止時レベル1PRAにおいて炉心損傷防止のために必要な緩和機能は下の2つを設定しており、それらに必要なフロントライン系(ECCS, MUWC)やサポート系(電源設備, 原子炉補機冷却系等)を設定している。

- ・除熱機能又は原子炉注水機能(崩壊熱除去機能喪失時及び外部電源喪失時)
- ・原子炉注水機能(一次冷却材バウンダリ機能喪失時)

この時、注水等の機能維持に必要な機能であるが、評価する対象としない原子炉減圧及び格納容器除熱機能について、プラント状態とその取扱いの考え方を整理した。また、感度解析を行うことでその影響について評価を行った。

1. 緩和操作と影響を与えるプラント状態について

(1) 原子炉の減圧機能

POS-S, A1, C1, C2, Dにおいて原子炉が未開放の状態であり、崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却材の沸騰や原子炉圧力容器漏えい試験時のCRDによる加圧時には、停止時であっても原子炉の圧力は上昇する。これらの場合においては原子炉の低圧維持と注水系による注水が必要となるため、減圧を実施する必要がある。ただし、下の整理により成功基準の設定は不要としている。

- ・原子炉圧力容器漏えい試験

原子炉圧力容器漏えい試験はPOS-C1の期間中に行われる。漏えい試験は原子炉圧力容器トップベント弁やS/R弁を閉鎖し、CRD等により注水することで原子炉圧力容器を約6.9MPa程度まで上昇させ、漏えいの有無を確認するものである。仮に試験中に崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失が発生した場合はトップベント弁の開放やS/R弁の開放、MSIVの強制開等の手段で減圧を行う必要がある。

しかし、漏えい試験に伴い、原子炉水位は通常水位に比べ高く維持されており、また、時間の経過により崩壊熱が低下するため、試験前と比べて余裕時間^{※1}は長くなり、減圧操作の成功は十分期待できる。

以上より、本評価では余裕時間、減圧手段を考慮して試験前の状態でPOS-C1の評価を実施している。

※1 漏えい試験では保有水量が多く、崩壊熱除去機能が喪失し沸騰開始後大気圧下のPOS-C1の崩壊熱相当の冷却材の喪失が発生しても事象発生から2日以上の余裕がある。

- ・原子炉圧力容器の開閉状態

原子炉圧力容器ヘッドはPOS-A1の期間には取外される。原子炉圧力容器ヘッドベント弁のみ開放されているPOS-S及びPOS-A1の期間においては、崩壊熱除去機能喪失により原子炉圧力が上昇することが考えられる。MAAPコードを用いた原子炉圧力変化の評価によれば、POS-S, A1ともに崩壊熱除去機能喪失により原子炉圧力は上昇し、炉心露出時点においても、原子炉減圧はS/R弁作動圧力を下回るものの、

注水継続のためには、原子炉減圧が必要となる。

しかしながら、崩壊熱除去機能喪失後、炉心露出に至るまでには 時間程度の余裕時間があることから、本評価において、原子炉減圧については成功するものとして扱い、評価を行っている。

また、定期検査後半のPOS-C1, C2, Dにおいては、崩壊熱が低下していることから、POS-S, A1よりも炉心損傷に至るまでの余裕時間が長く、これらのPOSにおいても原子炉減圧に成功するものとして扱い評価を行っている。

そのため、本評価においてはこれらの減圧機能が十分信頼性が高いこと及び時間余裕が十分にあることをもって評価不要としている^{*2}。

※2 SRV1弁あたりの開失敗確率（デマンド）(2.7×10^{-4} , EF=13)であり、女川原子力発電所ではS/R弁が11弁あるため、十分信頼性は高い。

(2) 格納容器除熱機能

「(1)原子炉の減圧機能」で示した原子炉減圧が必要なプラント状態において、S/R弁開放等により原子炉圧力を低下させた際、崩壊熱の熱量は原子炉格納容器へと移行する。この時、原子炉格納容器は徐々に圧力が上昇するが、十分時間余裕があり、また格納容器ベント等を用いることで圧力を低下させることが可能であるため、成功基準の設定は不要としている^{*3}。

※3「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」にて示すとおり、炉心損傷前ベントの基準となる 1 Pd に到達する時間は約54時間程度と崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。なお、停止中の場合パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで未開放時と同様の操作となる。また、原子炉圧力容器を開放している場合は原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

2. 感度解析

(1) 感度解析条件

POS-S, POS-A1において、原子炉減圧および原子炉注水後の格納容器除熱を考慮し、感度解析を行う。感度解析条件について、表1に示す。

(2) 感度解析結果

感度解析結果について、表2および図1に示す。

表2のとおり、POS-Sにおいては、原子炉注水後に格納容器除熱が必要となることにより、炉心損傷頻度がベースケースに比べ約 倍に増加している。また、POS-A1においては、炉心損傷頻度がベースケース比べて増加しているものの、増

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

加の割合は約 倍にとどまる。

全炉心損傷頻度の増加の割合は約 倍にとどまっており、POS-Sで炉心損傷頻度が増加するものの、全炉心損傷頻度に対する影響は小さいことを確認した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 感度解析における評価条件

	POS	低圧注水時の 原子炉減圧	原子炉注水後の 格納容器除熱
ベースケース	POS-S	×	×
	POS-A1	×	×
感度解析ケース	POS-S	○	○
	POS-A1	○	×

○：考慮する
×：考慮しない

表2 POS-S, POS-Aにおける感度解析結果の比較

POS	起因事象	ベース ケース	感度解析 ケース	感度解析ケース /ベースケース		
POS-S	RHRフロントライン系 機能喪失	2.9E-09				
	RHRサポート系機能喪失	3.6E-10				
	外部電源喪失	1.5E-09				
	合計	4.7E-09				
POS-A1	RHRフロントライン系 機能喪失	4.2E-09				
	RHRサポート系機能喪失	5.3E-10				
	外部電源喪失	2.1E-09				
	合計	6.9E-09				
合計(全POS)		9.8E-07				

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

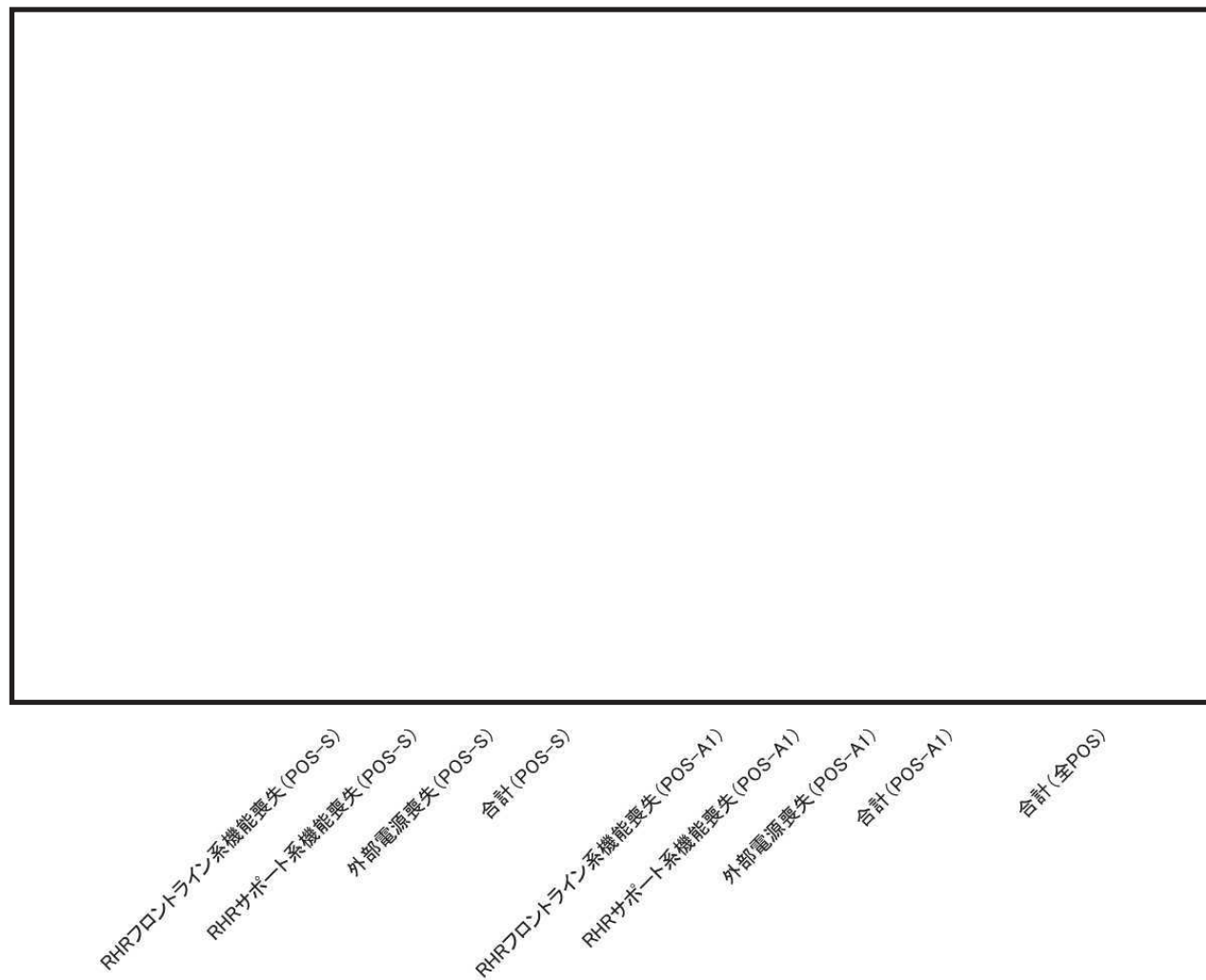


図1 POS-S, POS-Aにおける感度解析結果の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について

1. 崩壊熱評価条件

発生する崩壊熱の計算には、停止時 PRA の学会標準に記載の May-Witt の式を用いる。また、炉心部には燃料が 560 体全数装荷されていることとし、燃料プールに保管されている燃料については使用済燃料ラックに貯蔵可能である約 2240 体が全て貯蔵されていることとする。発生する崩壊熱を評価した結果を表 1 に示す。

上記で算出した崩壊熱の評価に基づき、除熱系緩和設備作動に対する余裕時間および注水系緩和設備作動に対する余裕時間を算出した。

2. 冷却材初期温度

本評価において原子炉冷却材が限界温度になるまでの余裕時間算出式において使用する差温について「差温 $\Delta T = (\text{限界温度} - \text{初期温度}[50^\circ\text{C}])$ 」として算出している。

この際に使用している初期温度[50°C]は、発電所起動停止手順書において主復水器の真空破壊前に原子炉水温度を 50°C に維持すると定められている事から、余裕時間算出式に使用する初期温度を 50°C と設定している。

表 1 各 POS の代表時間における崩壊熱発生量

POS	解列からの日数	崩壊熱発生量 (MWt)
POS-S	0.33(8 時間後)	20.8
POS-A1	1 日後	15.2
POS-A2	3 日後	9.9
POS-B1	5 日後	8.6
POS-B2	21 日後	4.6
POS-C1	26 日後	2.6
POS-C2	39 日後	2.2
POS-D	41 日後	2.1

以 上

停止時の LOCA における余裕時間の考え方について

停止時PRAで考慮するLOCA (RHR切替時のLOCA, CUWブロー時のLOCA, CRD点検時のLOCA, LPRM交換時のLOCA) について、算出した各LOCA時の余裕時間を下表に示す。

起回事象	余裕時間(h)
RHR 切替時の LOCA	[Redacted]
CUW ブロー時の LOCA	
CRD 交換時の LOCA	
LPRM 交換時の LOCA	

本評価においては、

[Redacted] 0.5 時間を停止時 PRA の LOCA の共通の余裕時間とした。

なお、停止時PRAで考慮する各LOCAの余裕時間算出の考え方は以下のとおり。

1. RHR切替時のLOCAに対する余裕時間

(1) 冷却材流出時の流出流量

RHR 切替時の LOCA の冷却材流出量は、RHR の停止時冷却モードの定格運転時に、ミニマムフロー弁が開いていた場合のミニマムフローラインへのバイパス流量について、ポンプ吐出側の流量バランスより、[Redacted]と算出した。

(2) 余裕時間

本評価ではRHR切替は原子炉ウェル満水時に実施され、原子炉ウェル満水からTAFまでの原子炉水量 [Redacted] と流出流量 [Redacted] から、RHR切替時のLOCAの冷却材流出に対する余裕時間は [Redacted] と算出した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. CUWブロー時のLOCAに対する余裕時間

(1) 冷却材流出時の流出流量CUWブロー時のLOCAの冷却材流出量は、CUWポンプの1基の定格容量は72 m³/hであり、

と仮定した。

(2) 余裕時間

通常水位から CUW ブロー時の LOCA が発生したと仮定して余裕時間を評価する。通常水位から TAF までの原子炉水量と流出流量から、RHR 切替時の LOCA の冷却材流出に対する余裕時間はと算出した。

3. CRD点検時のLOCAに対する余裕時間

CRD 点検時の LOCA の余裕時間は、保守的に仮定した CRD 口径が破断した場合において、水位が原子炉ウェル満水から TAF に達するまでの時間を評価し、と算出した。

4. LPRM交換時のLOCAに対する余裕時間

LPRM 交換時の LOCA の余裕時間は、保守的に仮定した LPRM 口径が破断した場合において、水位が原子炉ウェル満水から TAF に達するまでの時間を評価し、と算出した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

女川原子力発電所 2 号機
内部事象停止時レベル 1 P R A イベントツリー

目 次

1. RHR 機能喪失時のイベントツリー	
○ POS-S	☒ 1-1
○ POS-A1	☒ 1-2
○ POS-A2	☒ 1-3
○ POS-B1	☒ 1-4
○ POS-B2	☒ 1-5
○ POS-C1	☒ 1-6
○ POS-C2	☒ 1-7
○ POS-D	☒ 1-8
2. RCW 機能喪失時のイベントツリー	
○ POS-S	☒ 2-1
○ POS-A1	☒ 2-2
○ POS-A2	☒ 2-3
○ POS-B1	☒ 2-4
○ POS-B2	☒ 2-5
○ POS-C1	☒ 2-6
○ POS-C2	☒ 2-7
○ POS-D	☒ 2-8
3. 外部電源喪失時のイベントツリー	
3. 1 POS-S	☒ 3-1-1
○ POS-S (外電復旧成功)	☒ 3-1-2
○ POS-S (DG-A, B 成功)	☒ 3-1-3
○ POS-S (DG-B 失敗)	☒ 3-1-4
○ POS-S (DG-A 失敗)	☒ 3-1-5
○ POS-S (DG-A, B 失敗)	☒ 3-1-6

3. 2	POS-A1	☒	3-2-1
	○ POS-A1 (外電復旧成功)	☒	3-2-2
	○ POS-A1 (DG-A, B 成功)	☒	3-2-3
	○ POS-A1 (DG-B 失敗)	☒	3-2-4
	○ POS-A1 (DG-A 失敗)	☒	3-2-5
	○ POS-A1 (DG-A, B 失敗)	☒	3-2-6
3. 3	POS-A2	☒	3-3-1
	○ POS-A2 (外電復旧成功)	☒	3-3-2
	○ POS-A2 (DG-A 成功)	☒	3-3-3
	○ POS-A2 (DG-A 失敗)	☒	3-3-4
3. 4	POS-B1	☒	3-4-1
	○ POS-B1 (外電復旧成功)	☒	3-4-2
	○ POS-B1 (DG-A 成功)	☒	3-4-3
	○ POS-B1 (DG-A 失敗)	☒	3-4-4
3. 5	POS-B2	☒	3-5-1
	○ POS-B2 (外電復旧成功)	☒	3-5-2
	○ POS-B2 (DG-B 成功)	☒	3-5-3
	○ POS-B2 (DG-B 失敗)	☒	3-5-4
3. 6	POS-C1	☒	3-6-1
	○ POS-C1 (外電復旧成功)	☒	3-6-2
	○ POS-C1 (DG-B 成功)	☒	3-6-3
	○ POS-C1 (DG-B 失敗)	☒	3-6-4
3. 7	POS-C2	☒	3-7-1
	○ POS-C2 (外電復旧成功)	☒	3-7-2
	○ POS-C2 (DG-A, B 成功)	☒	3-7-3
	○ POS-C2 (DG-B 失敗)	☒	3-7-4
	○ POS-C2 (DG-A 失敗)	☒	3-7-5
	○ POS-C2 (DG-A, B 失敗)	☒	3-7-6
3. 8	POS-D	☒	3-8-1
	○ POS-D (外電復旧成功)	☒	3-8-2
	○ POS-D (DG-A, B 成功)	☒	3-8-3
	○ POS-D (DG-B 失敗)	☒	3-8-4
	○ POS-D (DG-A 失敗)	☒	3-8-5
	○ POS-D (DG-A, B 失敗)	☒	3-8-6

4. 冷却材流出時のイベントツリー

- RHR 切替時 (POS-B2) ☒ 4-1
- CRD 点検時 (POS-B1) ☒ 4-2
- LPRM 点検時 (POS-B1) ☒ 4-3
- CUW ブロー時 (POS-C1) ☒ 4-4
- CUW ブロー時 (POS-D) ☒ 4-5

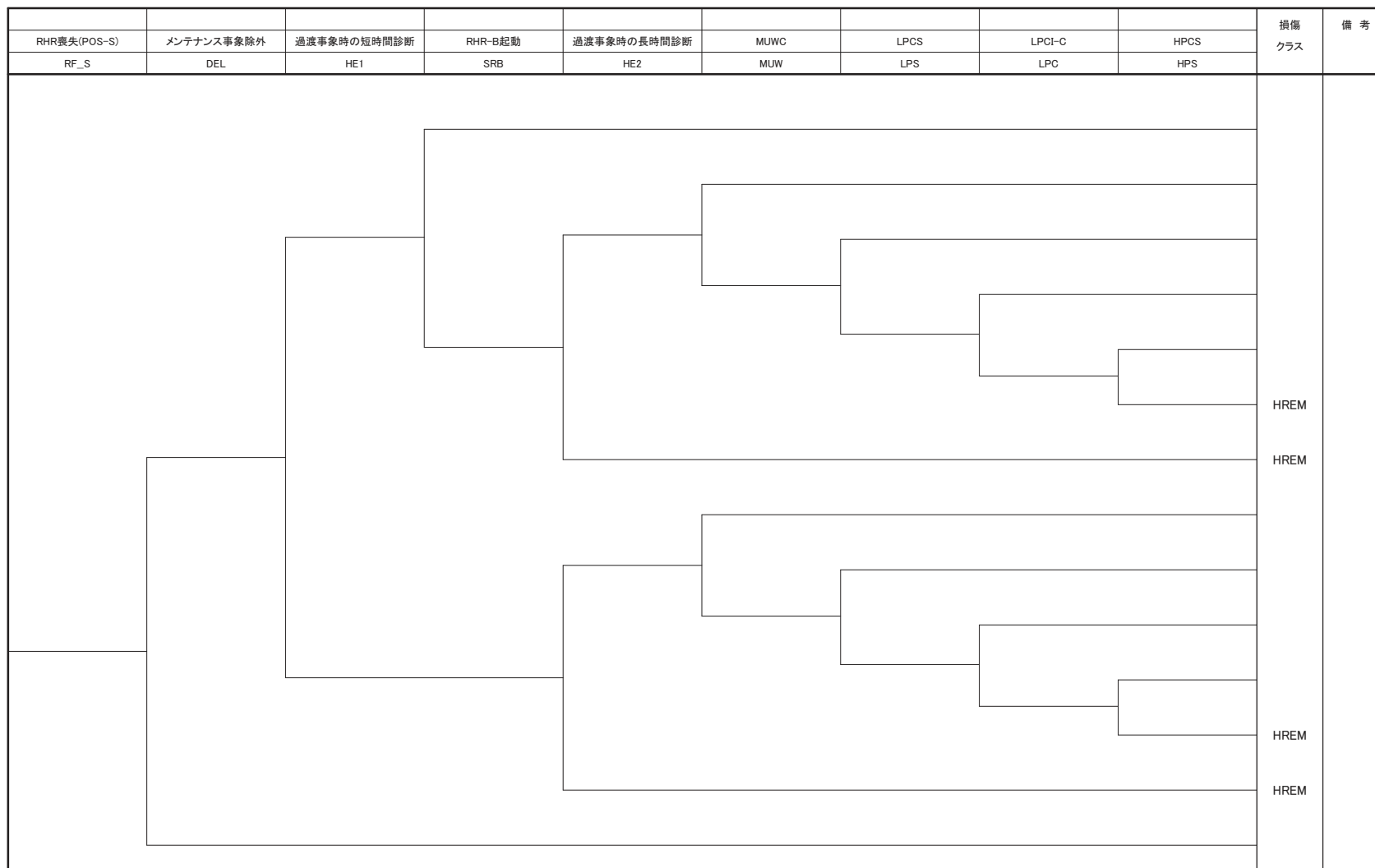


図1-1 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-S)

RHR喪失(POS-A1)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	RHR-B起動	過渡事象時の長時間診断	MUWC	LPCS	LPCI-C	HPCS	損傷 クラス	備 考
RF-A1	DEL	HE1	SRB	HE2	MUW	LPS	LPC	HPS		
									HREM	
									HREM	
									HREM	
									HREM	
									HREM	
									HREM	
									HREM	
									HREM	

図1-2 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-A1)

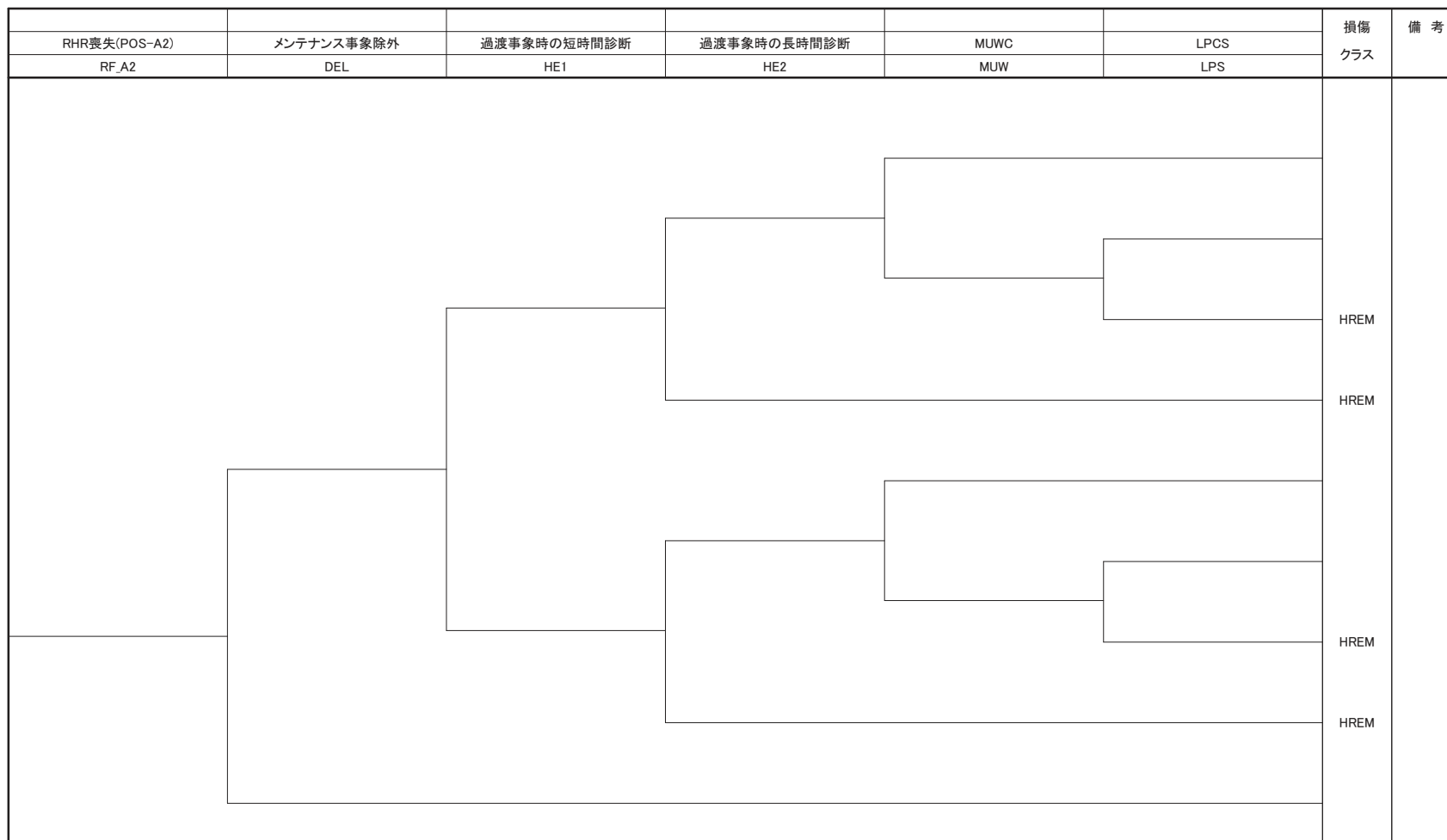


図1-3 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-A2)

RHR喪失(POS-B1)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RF_B1	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図1-4 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-B1)

RHR喪失(POS-B2)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RF_B2	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図1-5 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-B2)

RHR喪失(POS-C1)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RF_C1	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図1-6 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-C1)

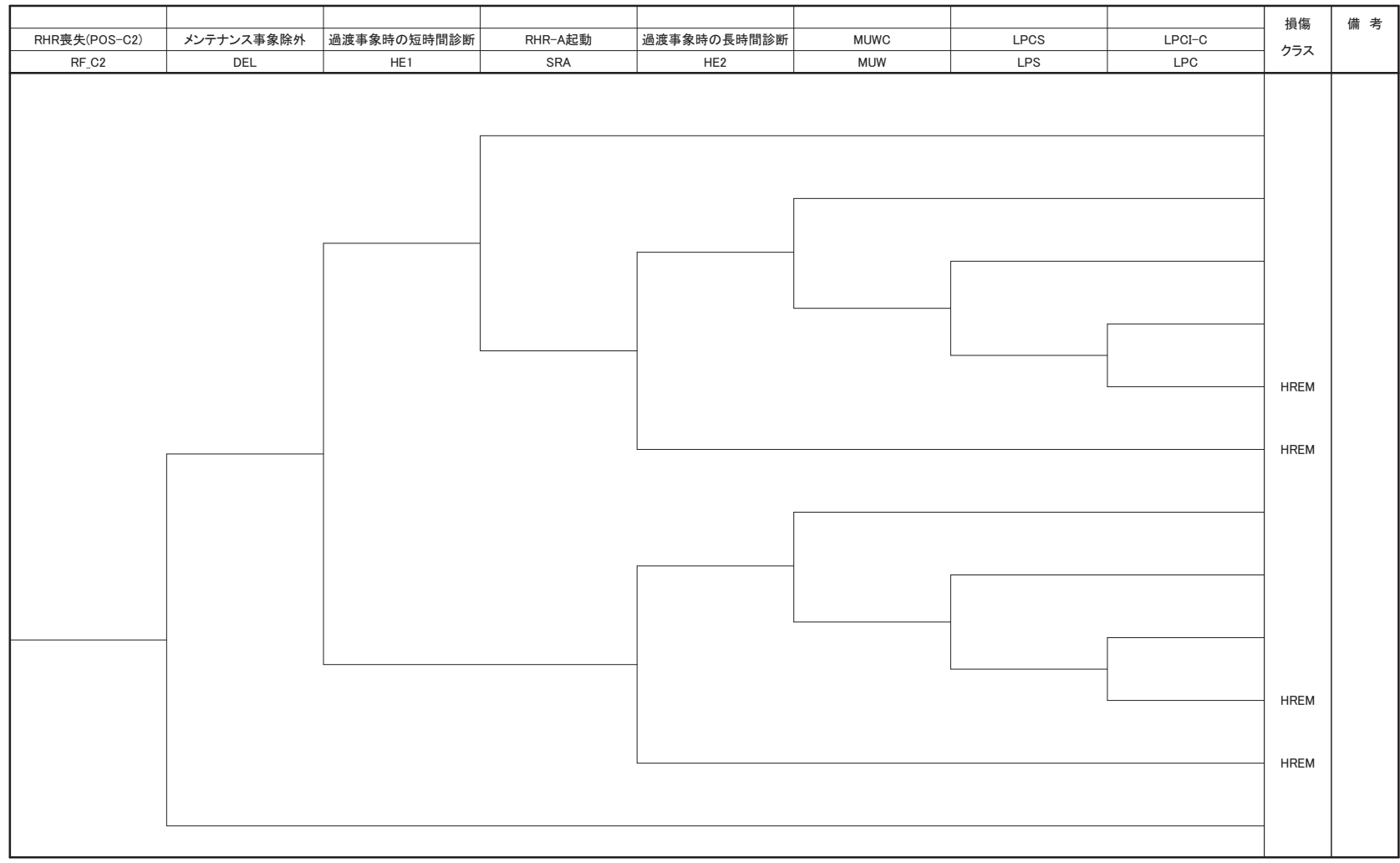


図1-7 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-C2)

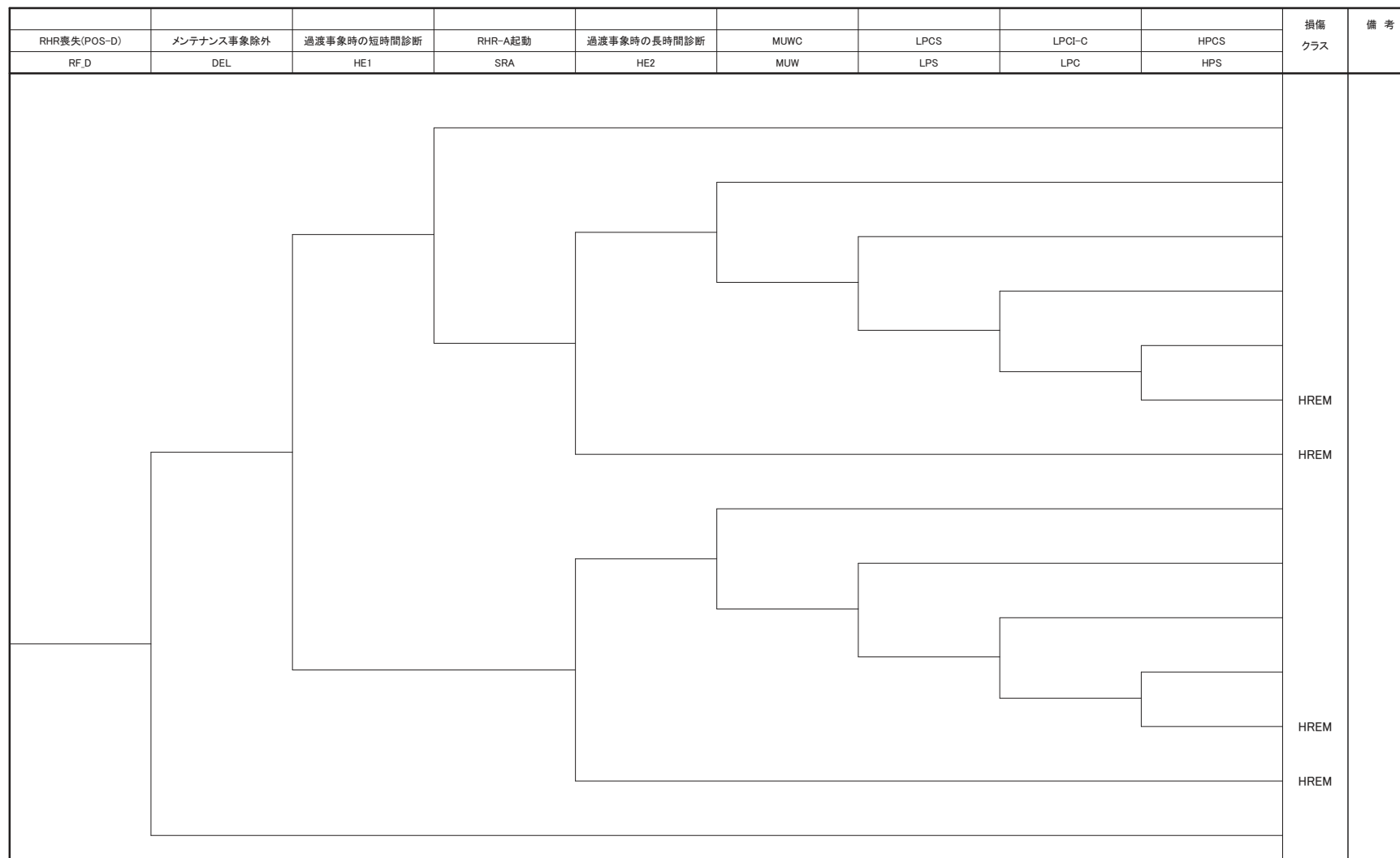


図1-8 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-D)

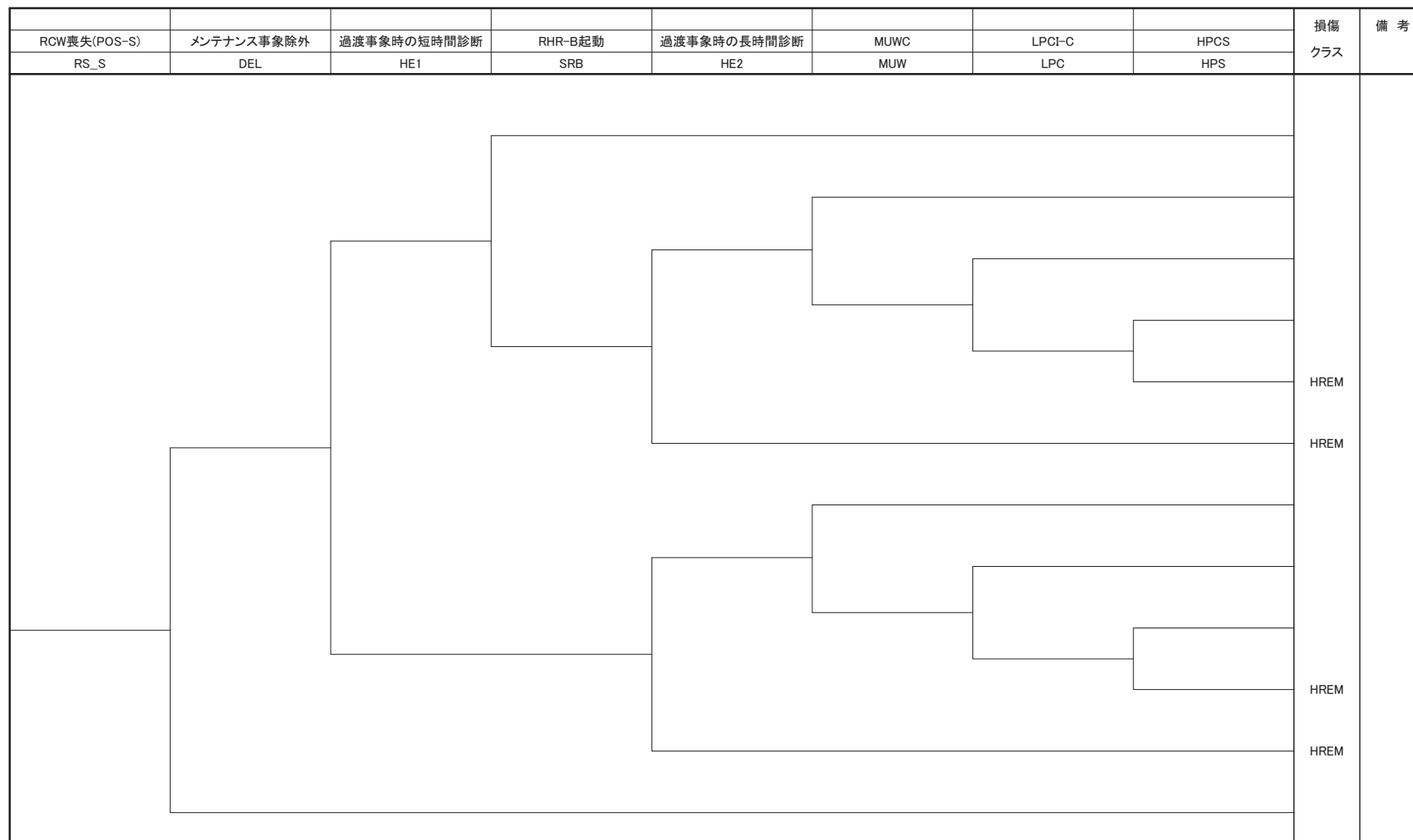


図2-1 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-S)

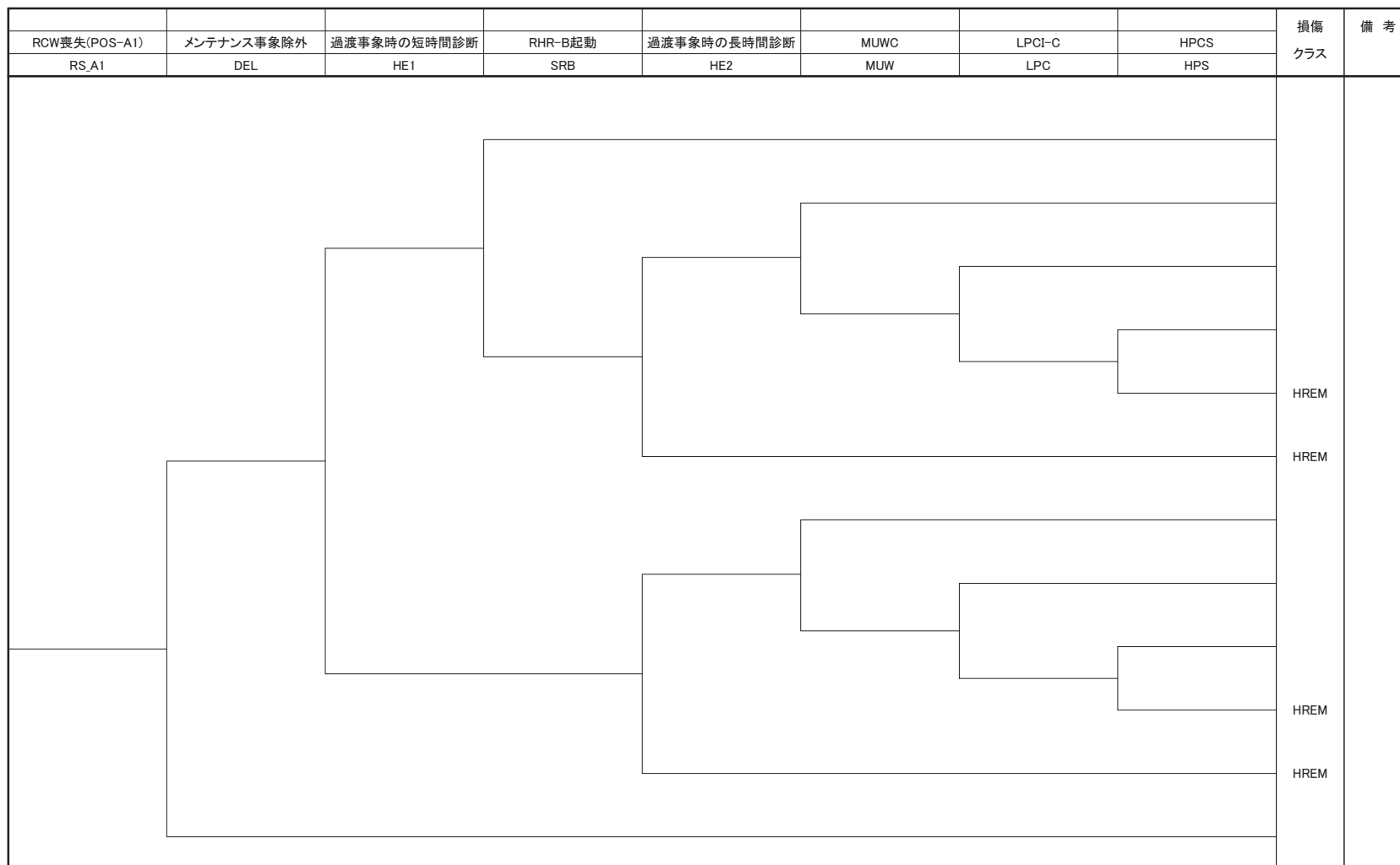


図2-2 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-A1)

RCW喪失(POS-A2)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RS_A2	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図2-3 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-A2)

RCW喪失(POS-B1)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RS.B1	DEL	HE1	HE2	MUJ		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図2-4 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-B1)

RCW喪失(POS-B2)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RS_B2	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図2-5 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-B2)

RCW喪失(POS-C1)	メンテナンス事象除外	過渡事象時の短時間診断	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RS_C1	DEL	HE1	HE2	MUW		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図2-6 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-C1)

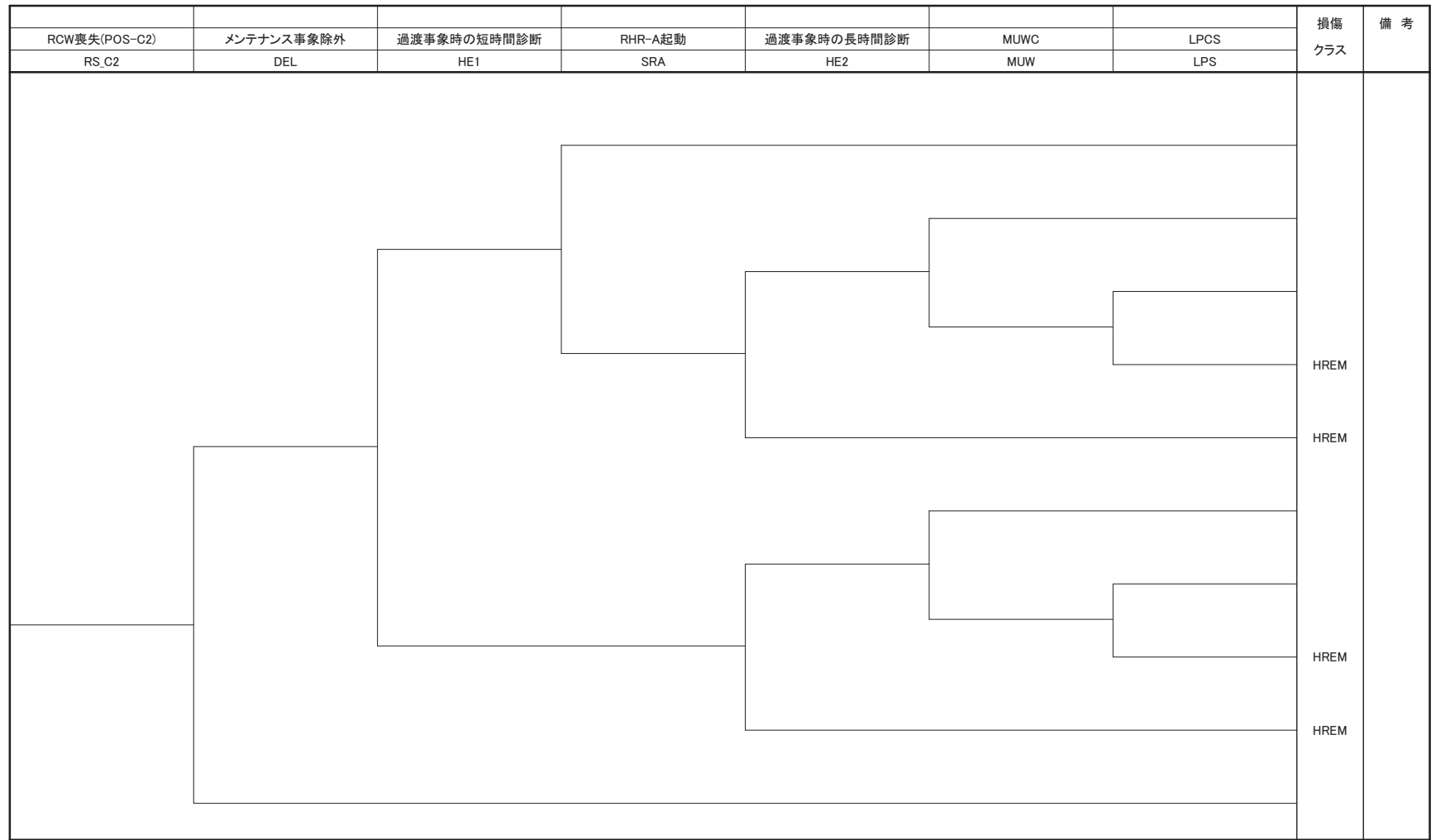


図2-7 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-C2)

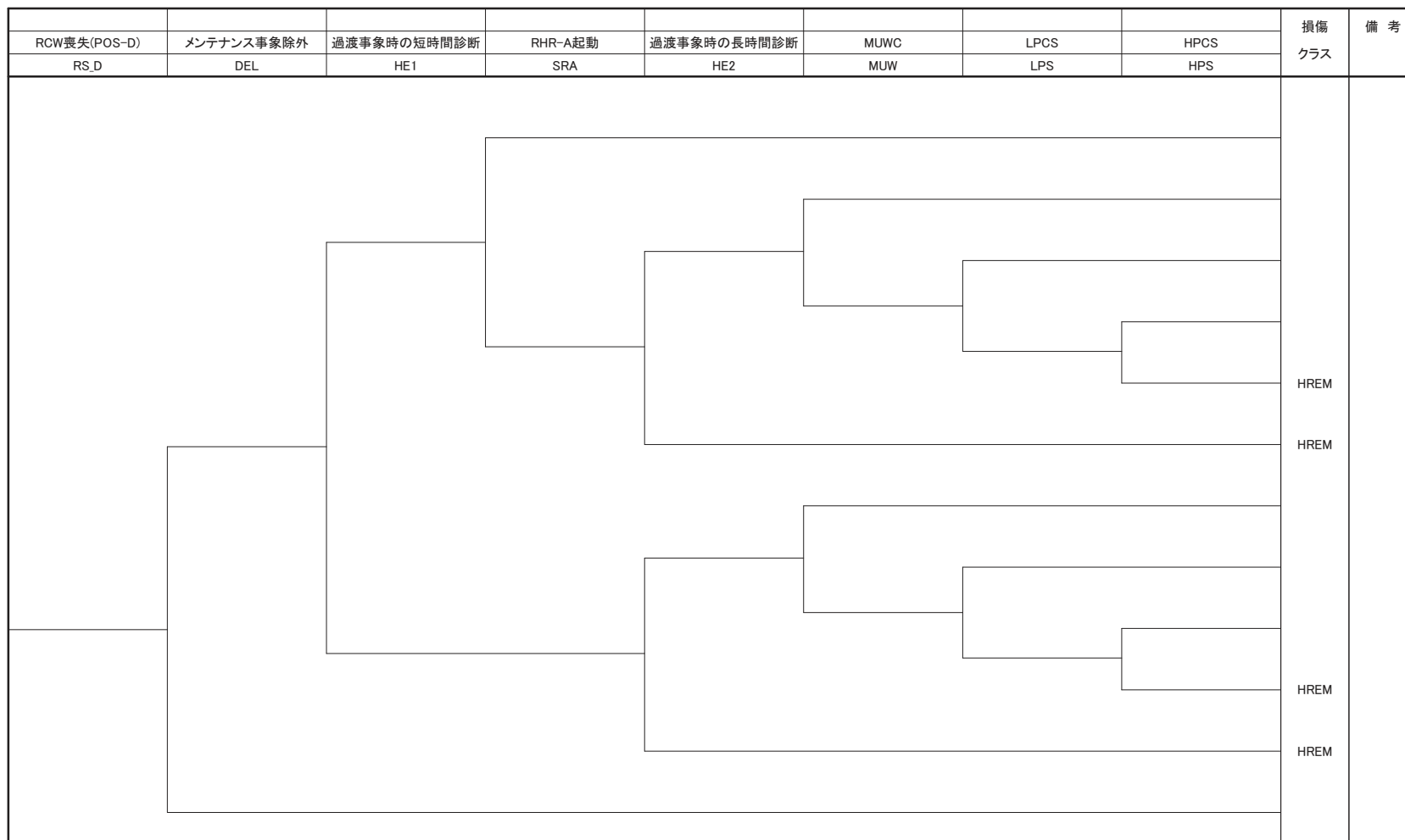


図2-8 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-D)

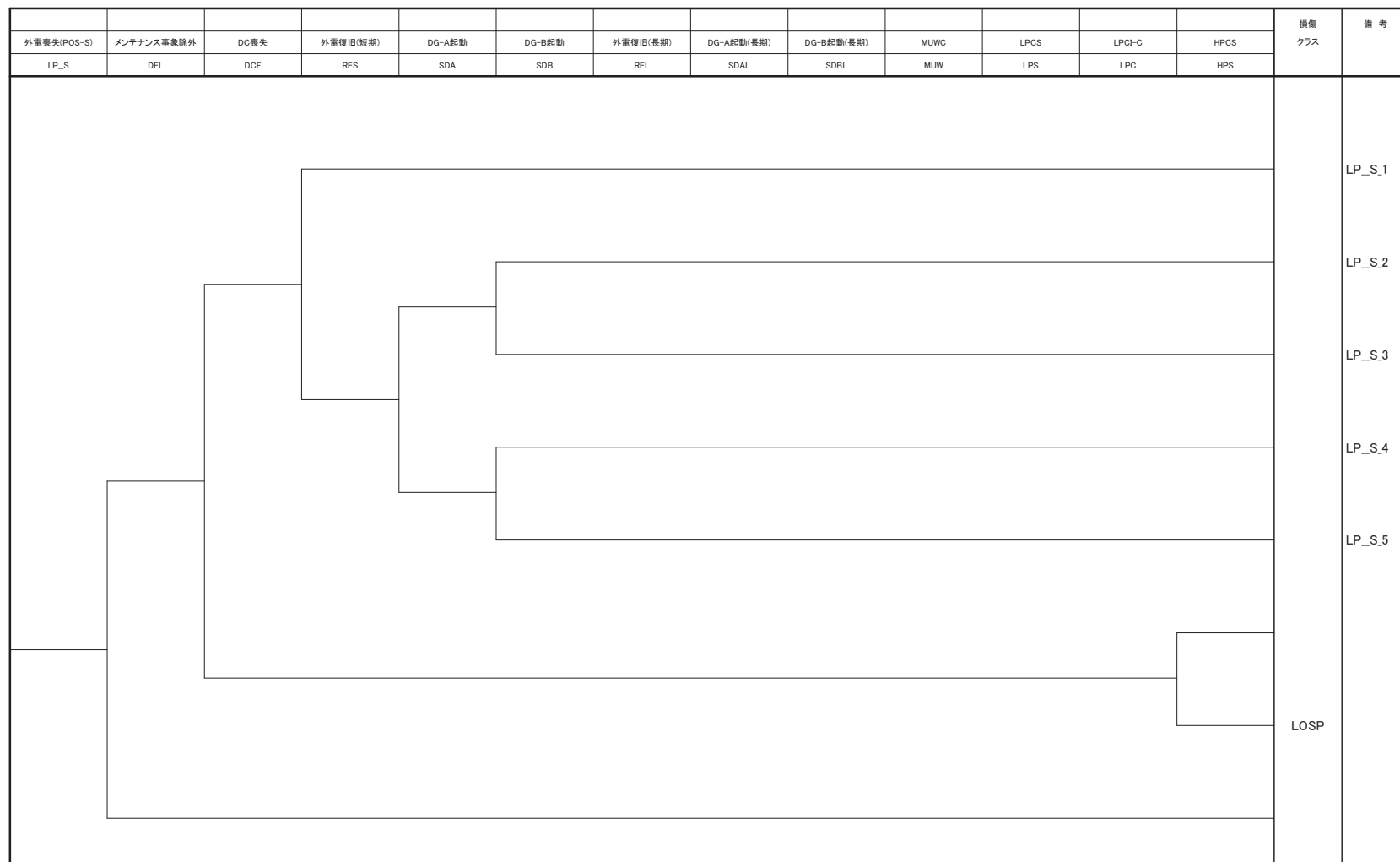


図3-1-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S)

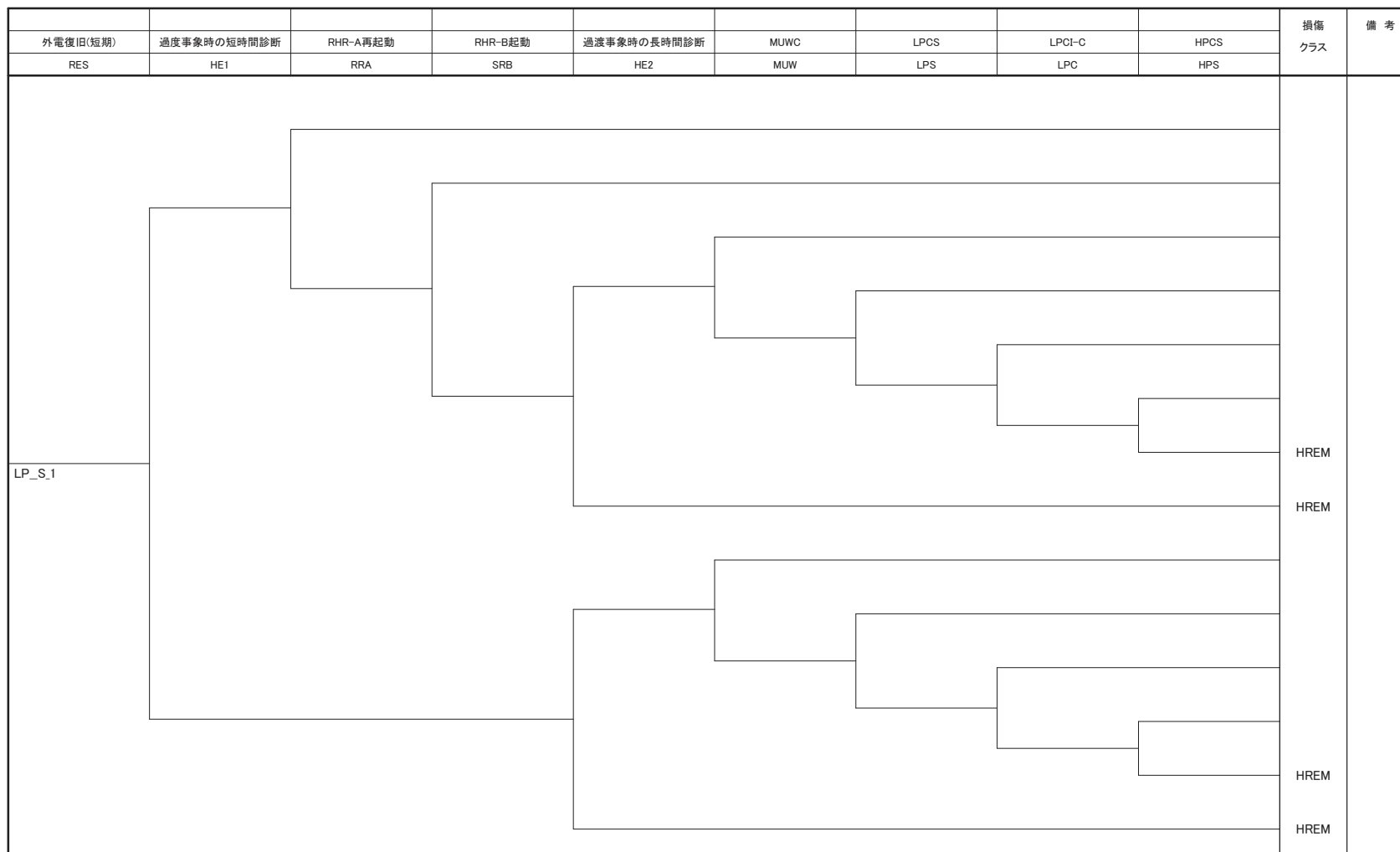


図3-1-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (外電復旧成功)

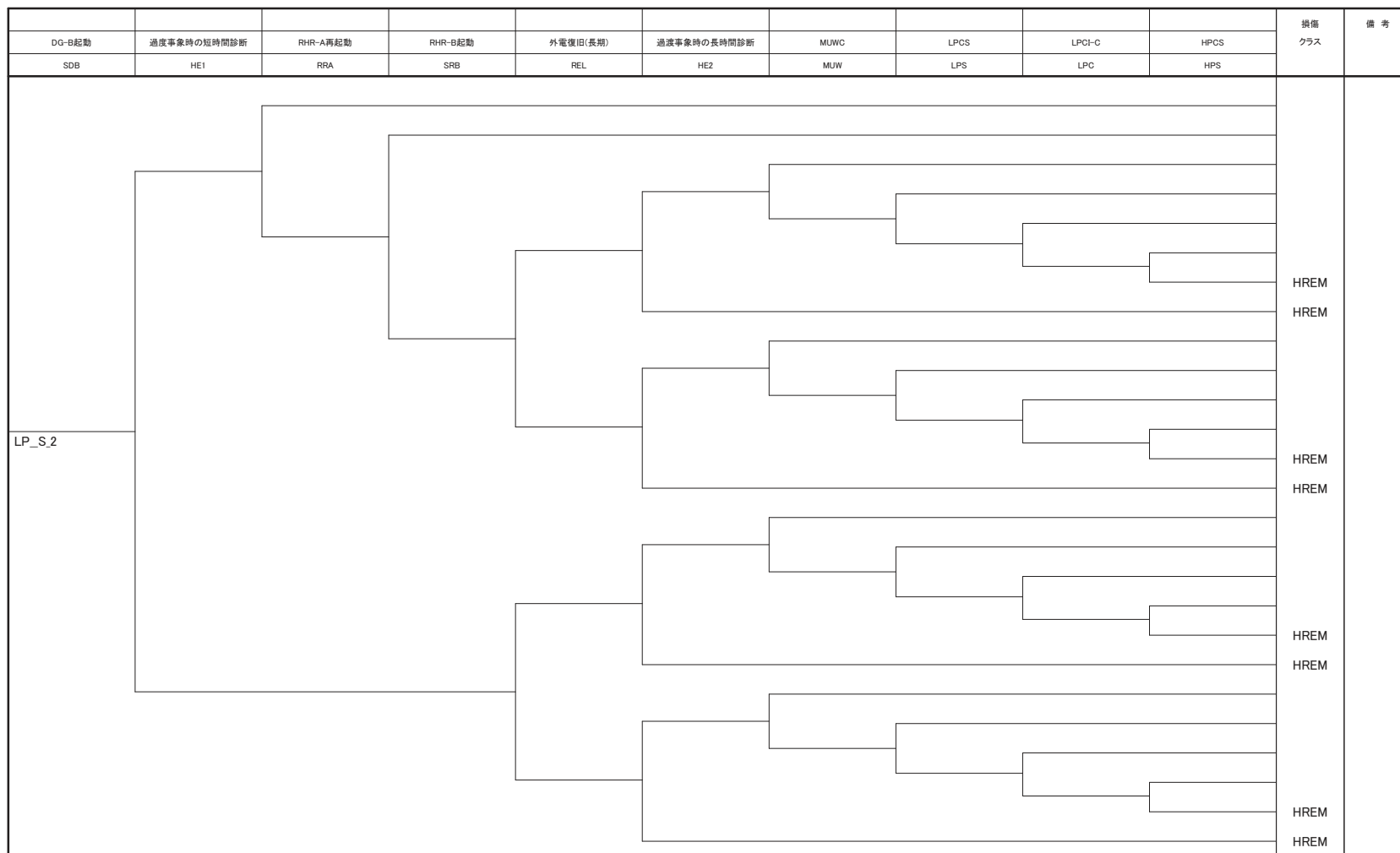


図3-1-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-A, B成功)

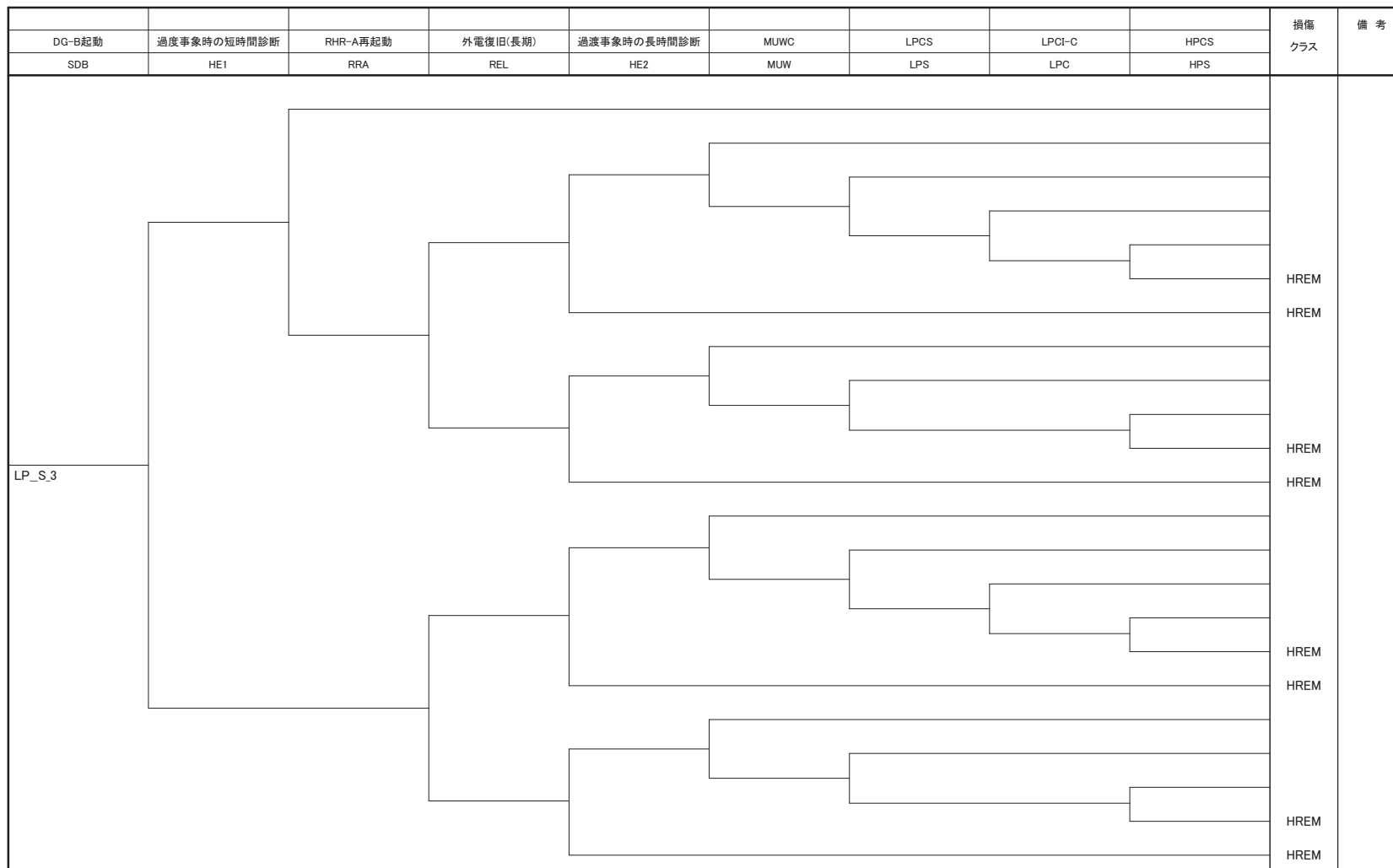


図3-1-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-B失敗)

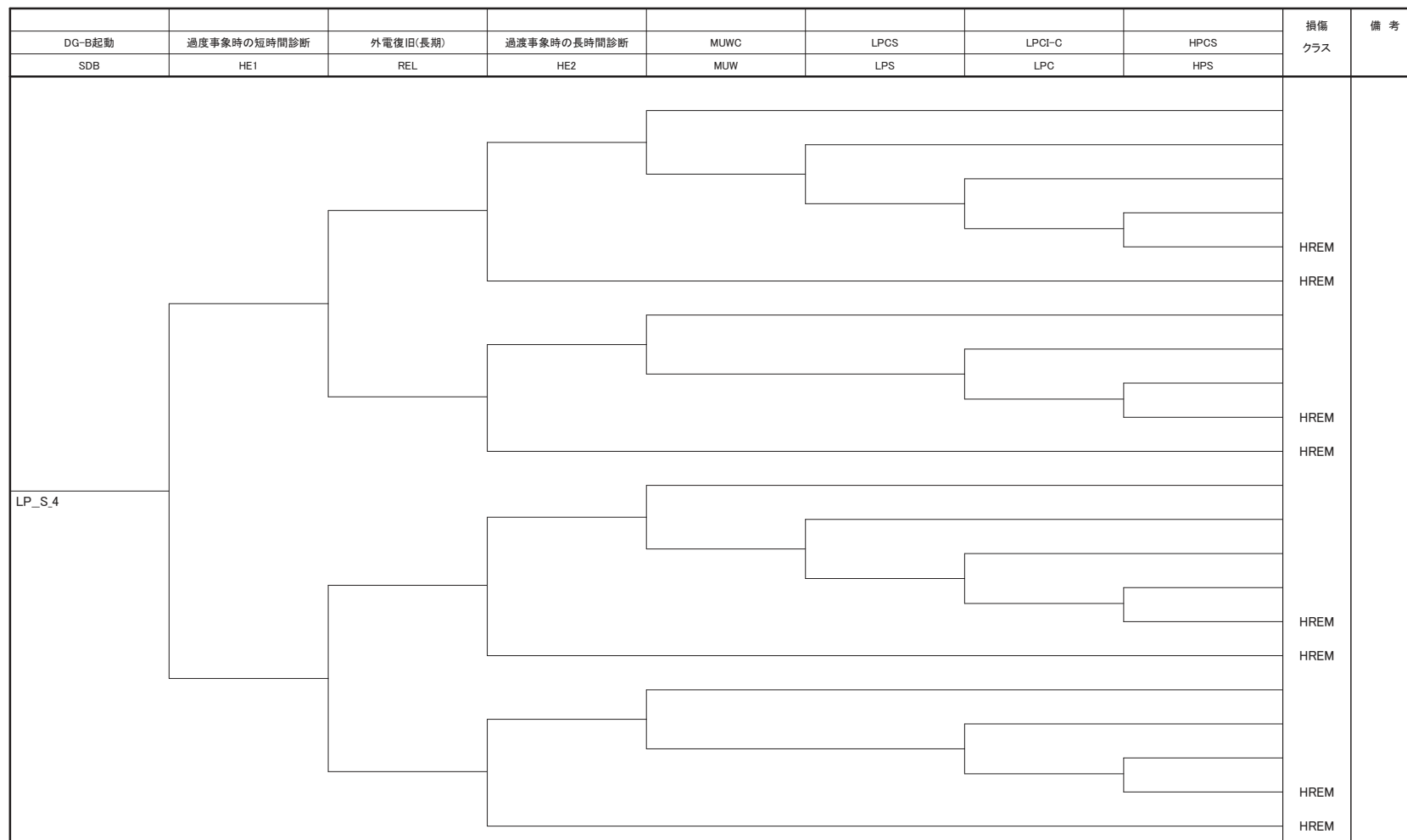


図3-1-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-A失敗)

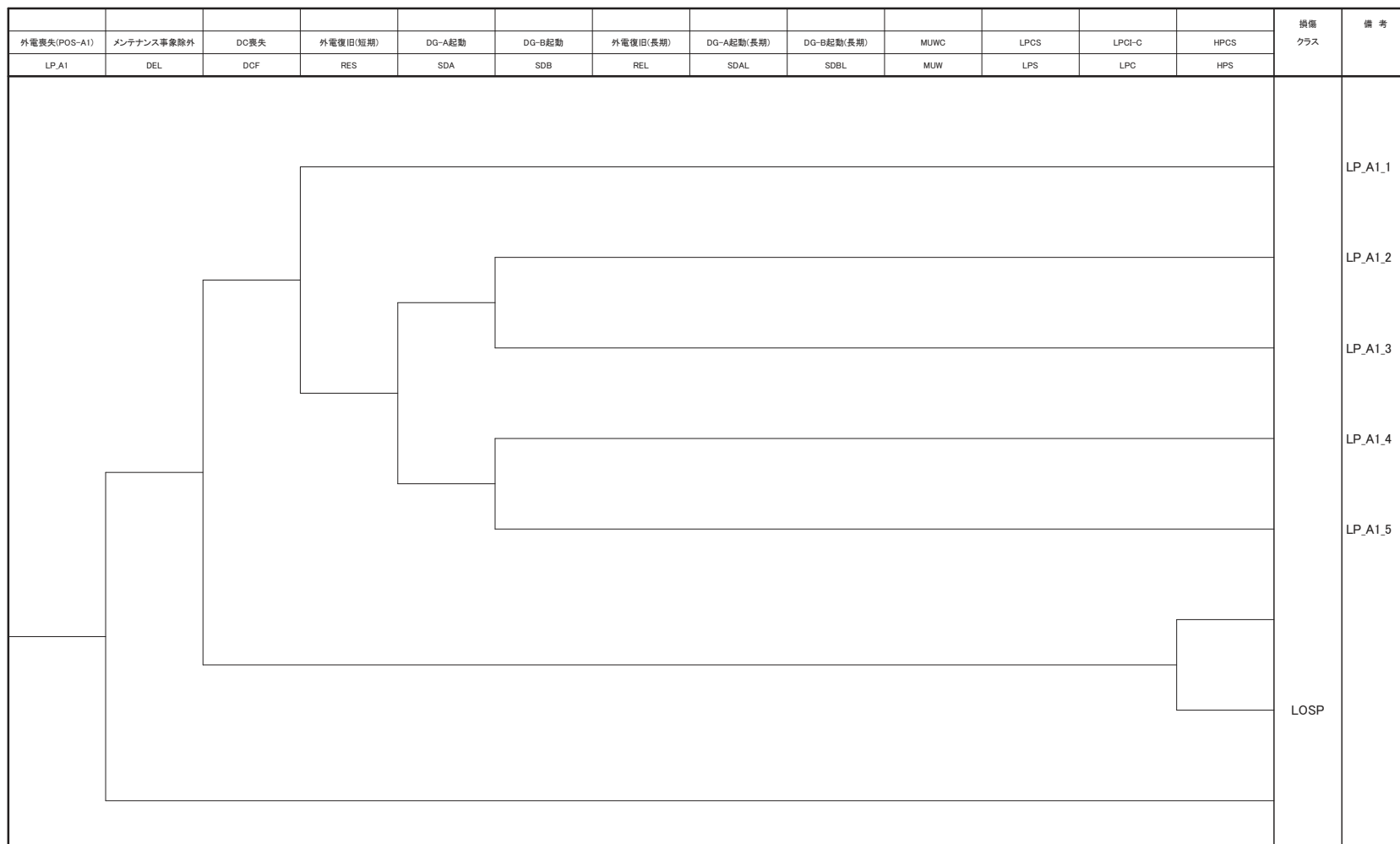


図3-2-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1)

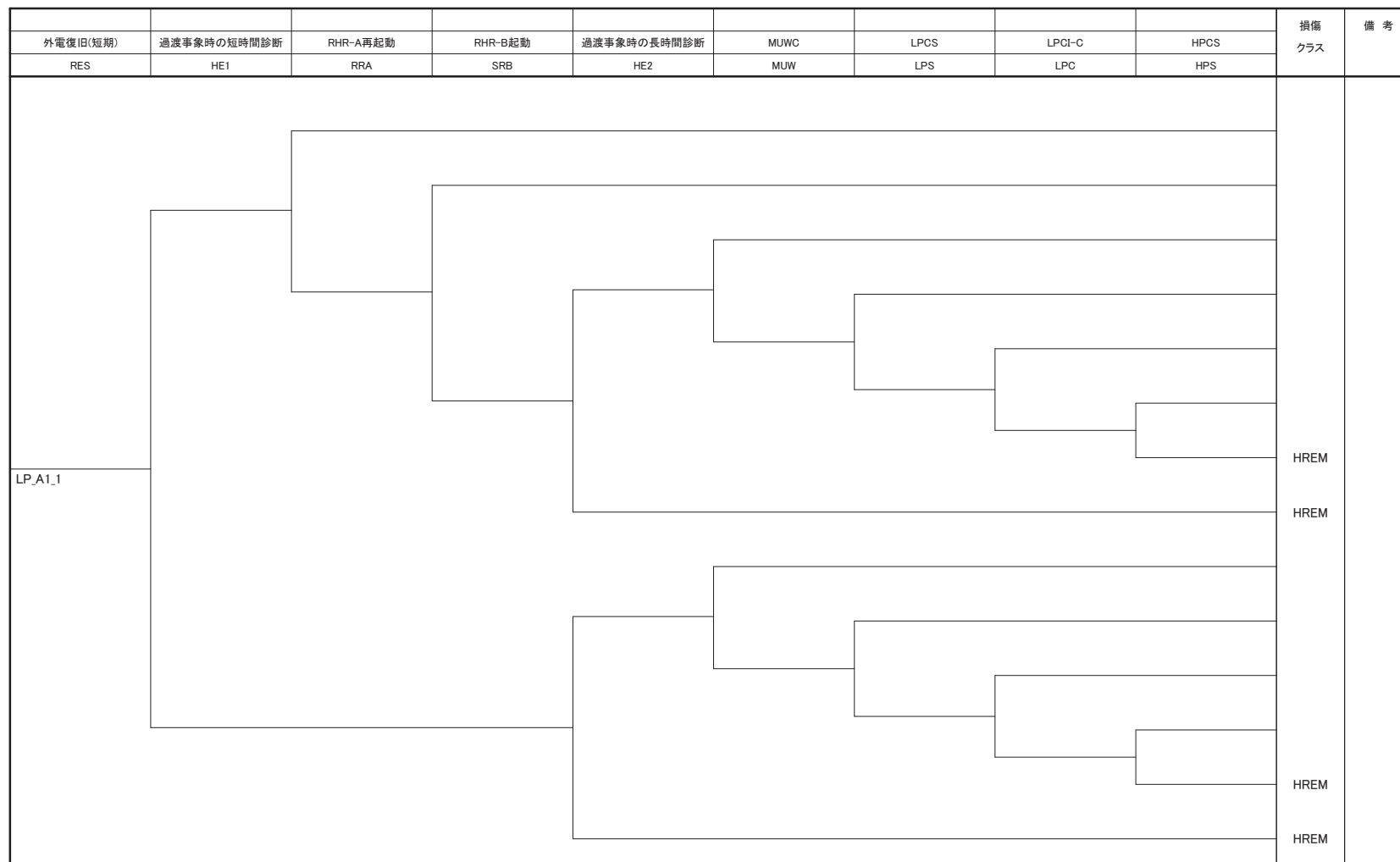


図3-2-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (外電復旧成功)

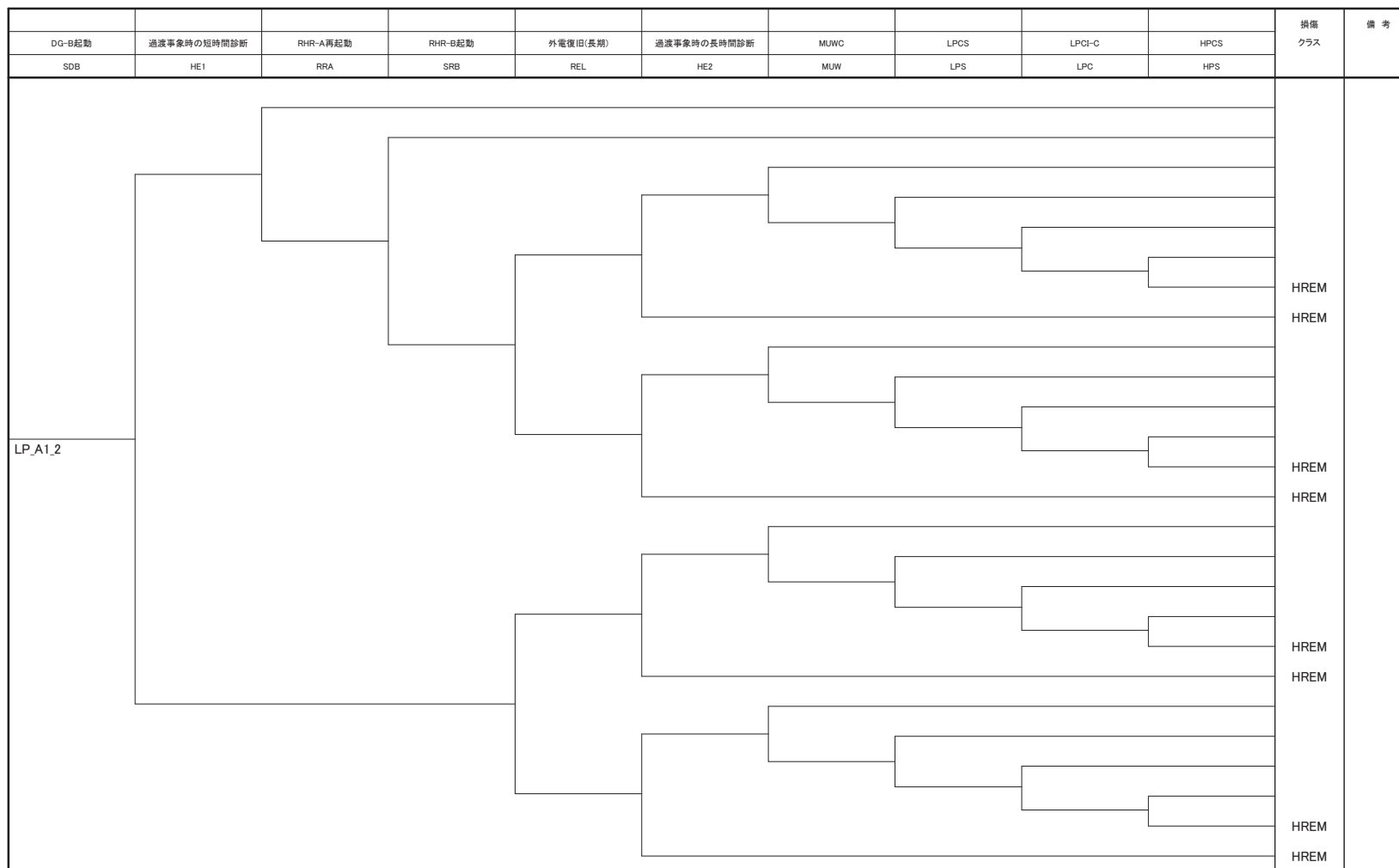


図3-2-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-A, B成功)

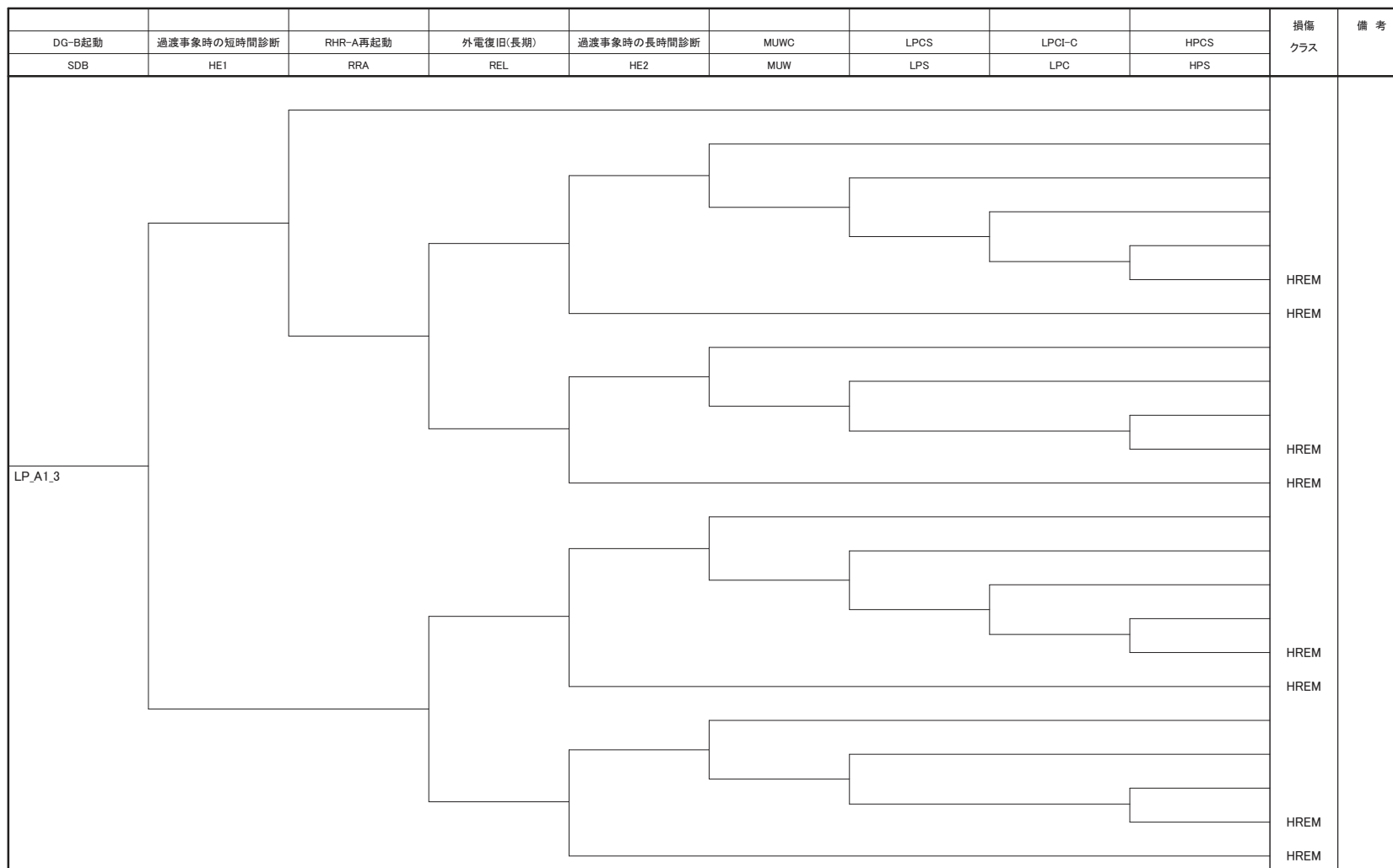


図3-2-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-B失敗)

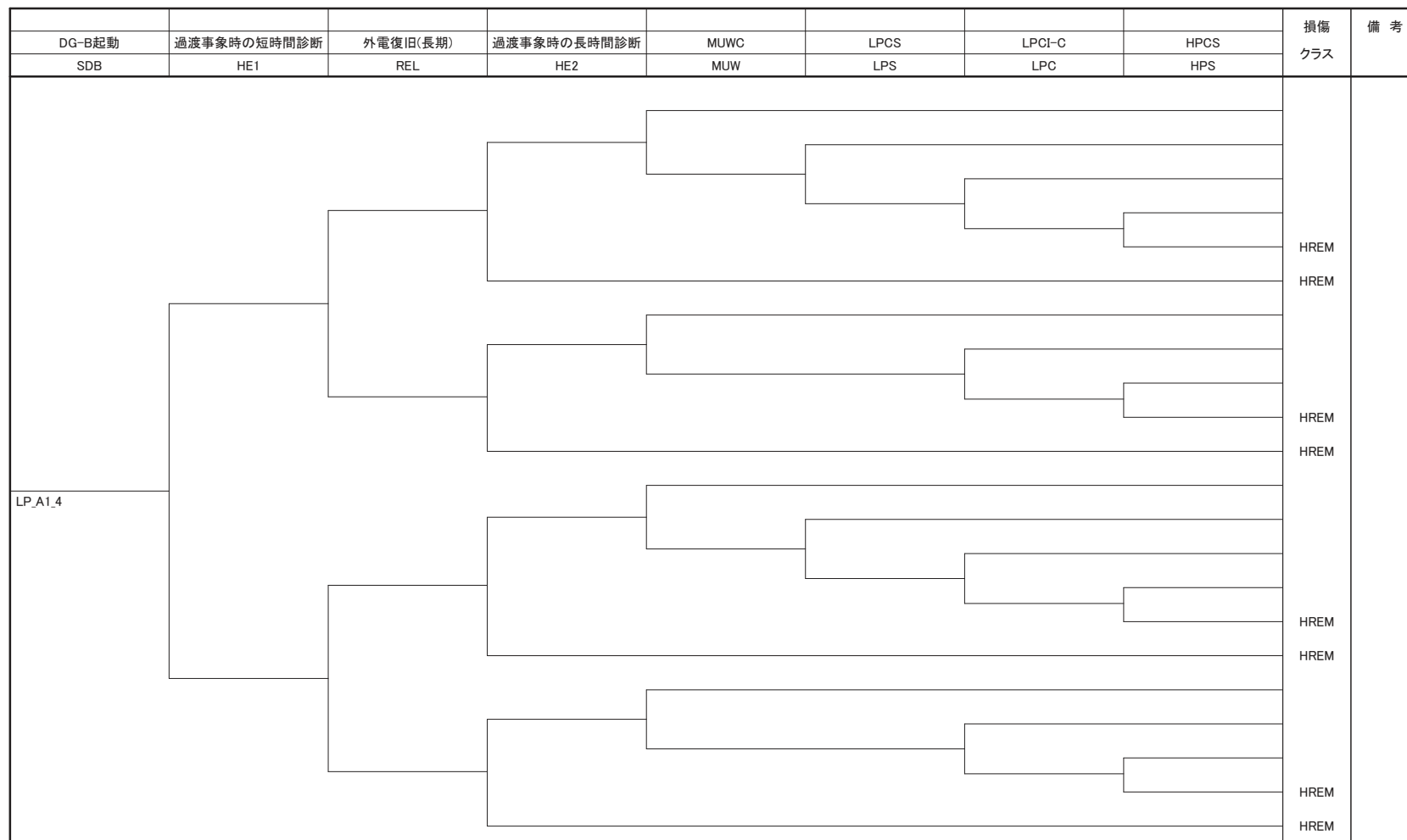


図3-2-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-A失敗)

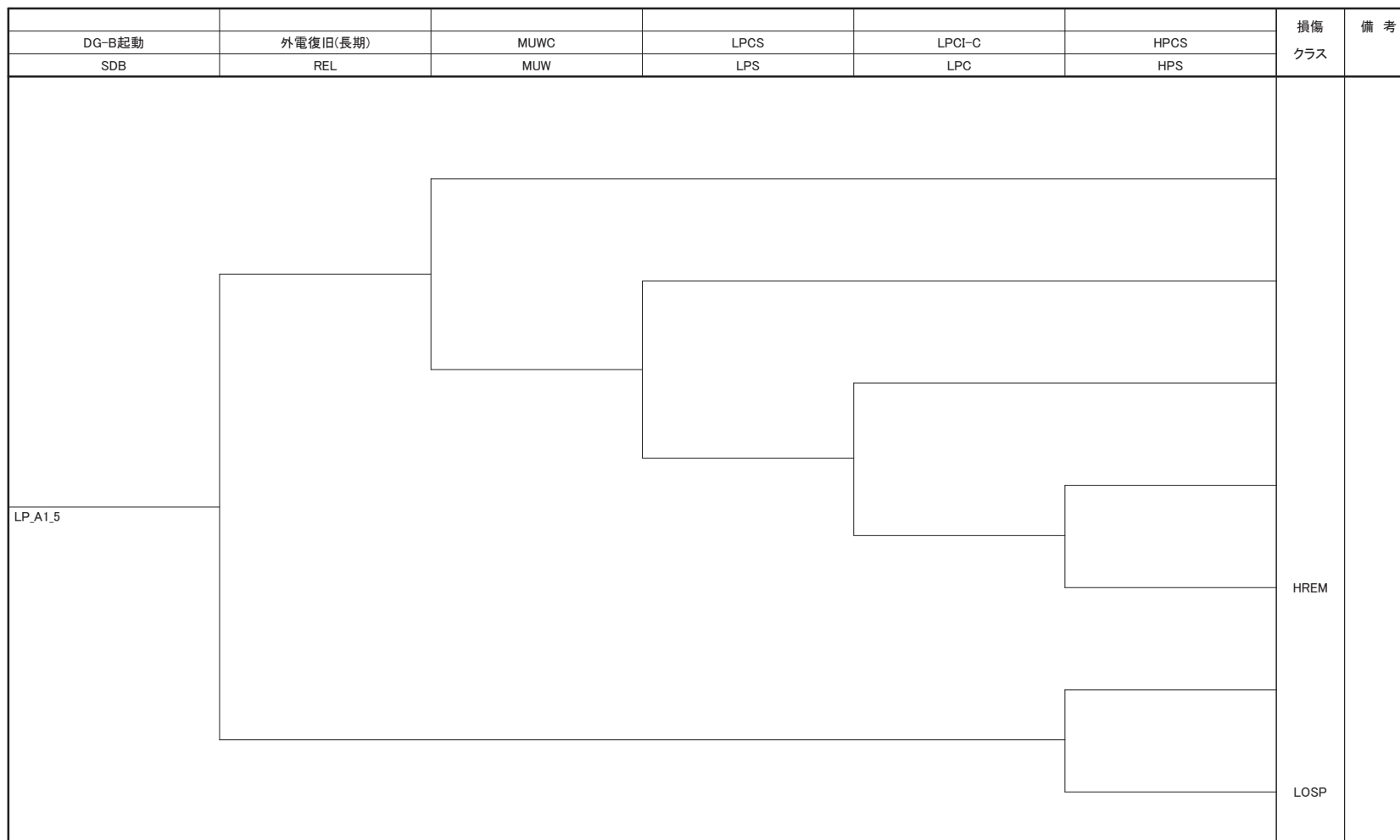


図3-2-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-A, B失敗)

外電喪失(POS-A2)	メンテナンス事象除外	DC喪失	外電復旧(短期)	DG-A起動	外電復旧(長期)	DG-A起動(長期)	MUWC	LPCS	損傷 クラス	備 考
LP_A2	DEL	DCF	RES	SDA	REL	SDAL	MUW	LPS		
									LP_A2,1	
									LP_A2,2	
									LP_A2,3	
									LOSP	

図3-3-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A2)

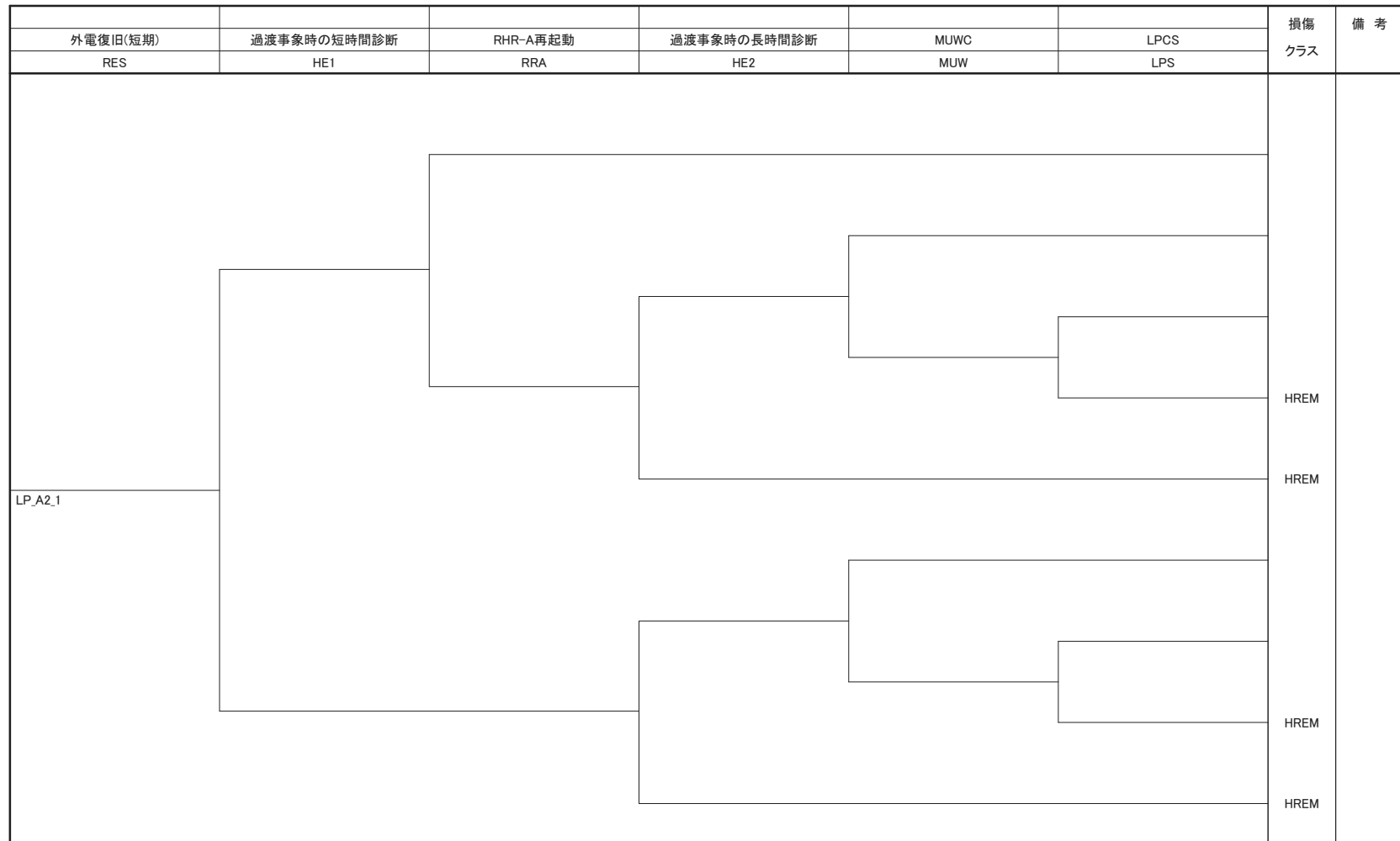


図3-3-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A2) (外電復旧成功)

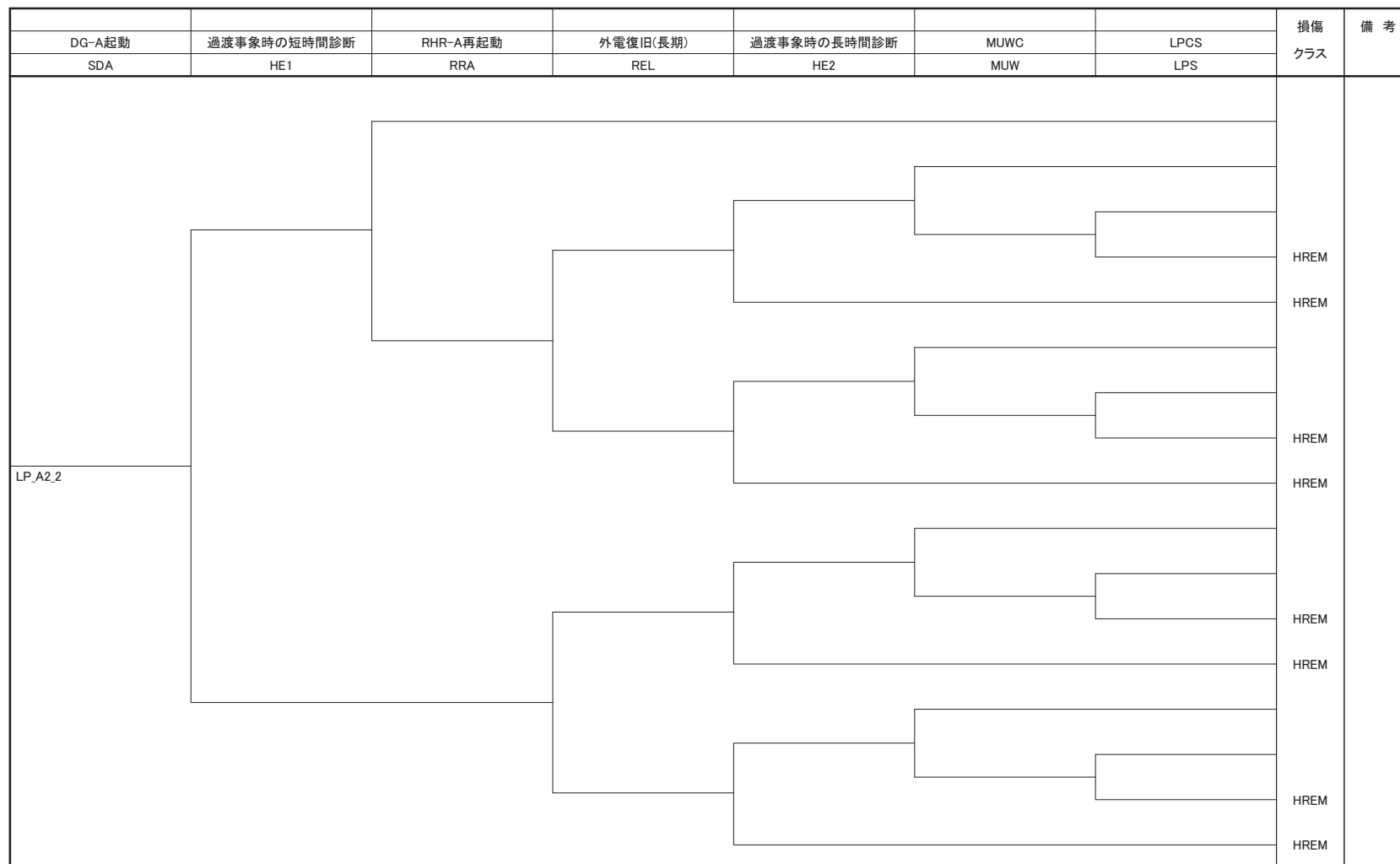


図3-3-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A2) (DG-A成功)

外電喪失(POS-B1)	メンテナンス事象除外	DC喪失	外電復旧(短期)	DG-A起動	外電復旧(長期)	DG-A起動(長期)	MUWC	損傷 クラス	備 考
LP_B1	DEL	DCF	RES	SDA	REL	SDAL	MUW		
								LP_B1,1	
								LP_B1,2	
								LP_B1,3	
								LOSP	

図3-4-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1)

外電復旧(短期)	過渡事象時の短時間診断	RHR-A再起動	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RES	HE1	RRA	HE2	MUJ		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図3-4-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1) (外電復旧成功)

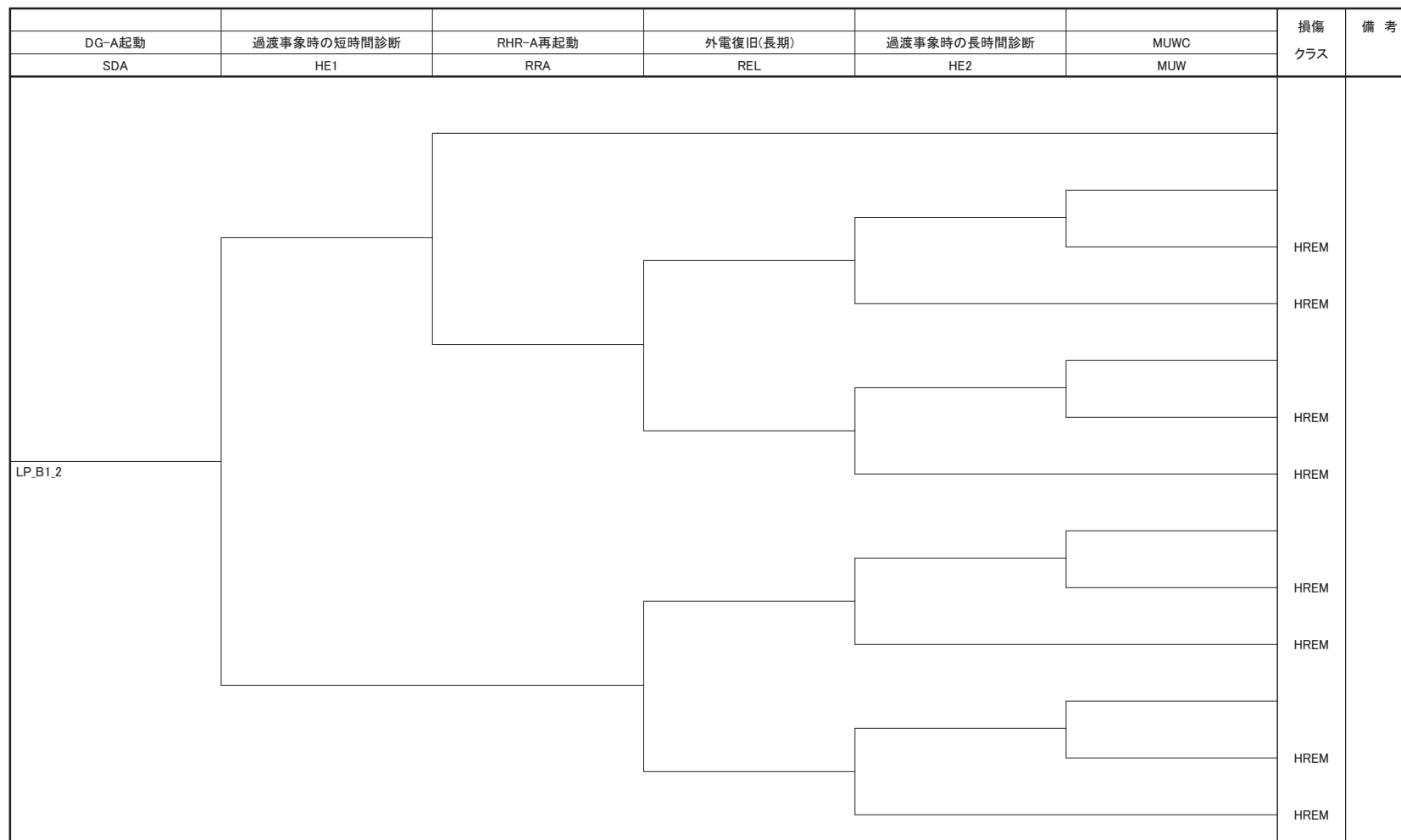


図3-4-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1) (DG-A成功)

DG-A起動	外電復旧(長期)	MUWC	損傷 クラス	備 考
SDA	REL	MUW		
			HREM	
			LOSP	

図3-4-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1) (DG-A失敗)

外電喪失(POS-B2)	メンテナンス事象除外	DC喪失	外電復旧(短期)	DG-B起動	外電復旧(長期)	DG-B起動(長期)	MUWC	損傷 クラス	備 考	
LP_B2	DEL	DCF	RES	SDB	REL	SDBL	MUW			
								LOSP		
										LP_B2,1
										LP_B2,2
										LP_B2,3

図3-5-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B2)

外電復旧(短期)	過渡事象時の短時間診断	RHR-B再起動	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RES	HE1	RRB	HE2	MUJ		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図3-5-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B2) (外電復旧成功)



図3-5-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B2) (DG-B成功)

外電喪失(POS-C1)	メンテナンス事象除外	DC喪失	外電復旧(短期)	DG-B起動	外電復旧(長期)	DG-B起動(長期)	MUWC	損傷 クラス	備 考
LP_C1	DEL	DCF	RES	SDB	REL	SDBL	MUW		
								LOSP	
									LP_C1,1
									LP_C1,2
								LP_C1,3	

図3-6-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (外電復旧成功)

外電復旧(短期)	過渡事象時の短時間診断	RHR-B再起動	過渡事象時の長時間診断	MUWC	損傷 クラス	備 考
RES	HE1	RRB	HE2	MUJ		
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図3-6-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (外電復旧成功)



図3-6-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (DG-B成功)

DG-B起動	外電復旧(長期)	MUWC	損傷 クラス	備 考
SDB	REL	MUW		
			HREM	
			LOSP	

図3-6-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (DG-B失敗)

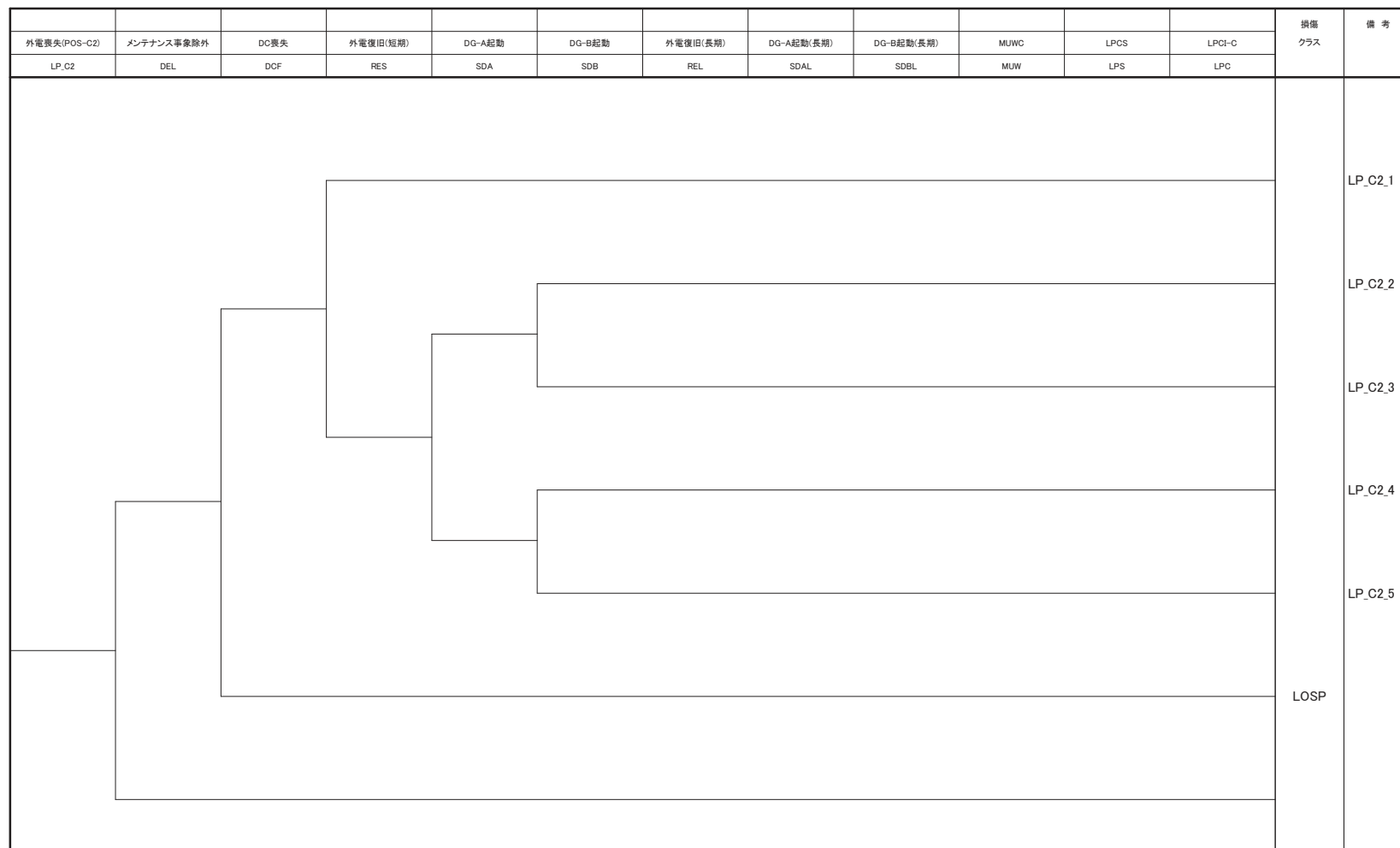


図3-7-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2)

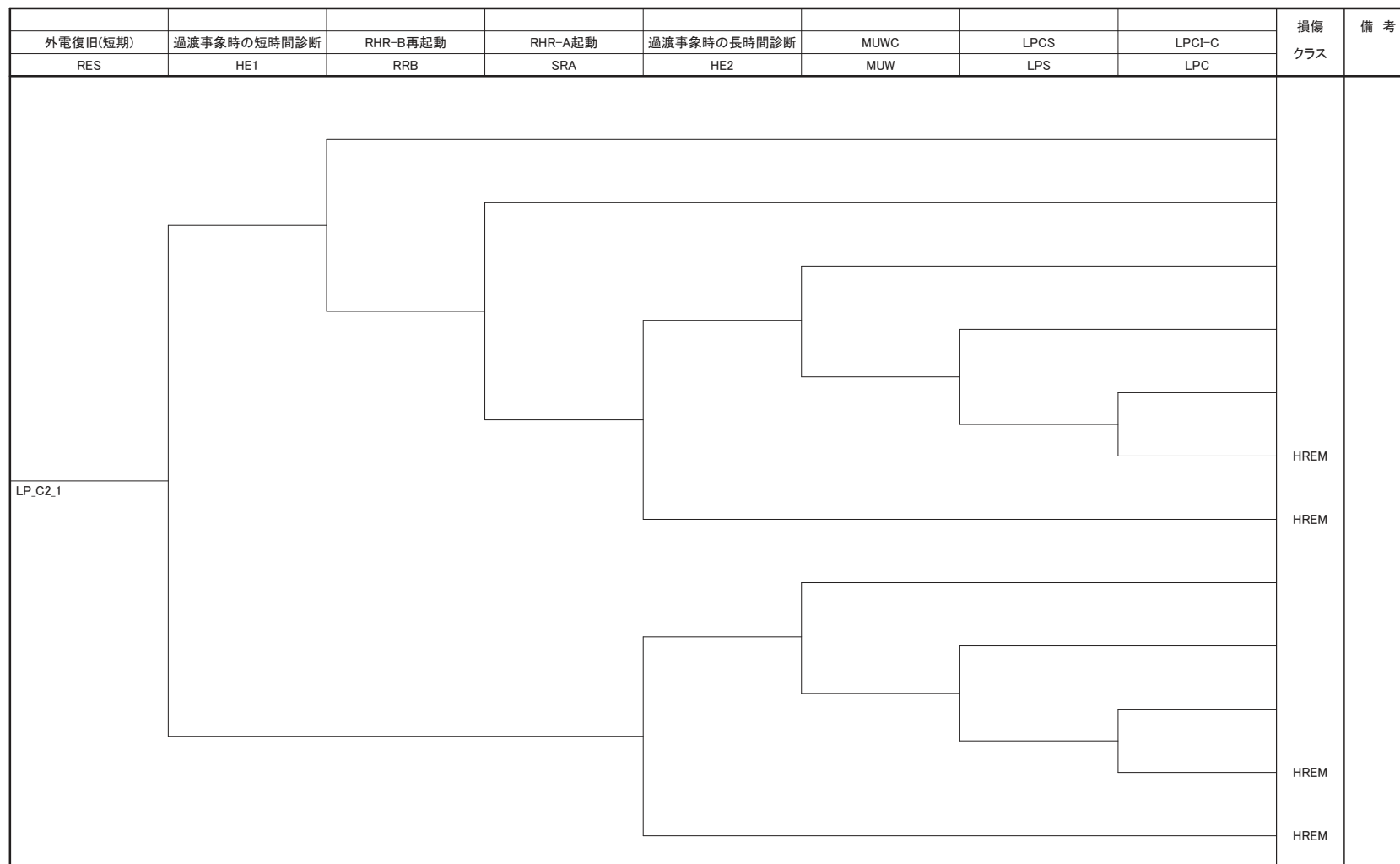


図3-7-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (外電復旧成功)

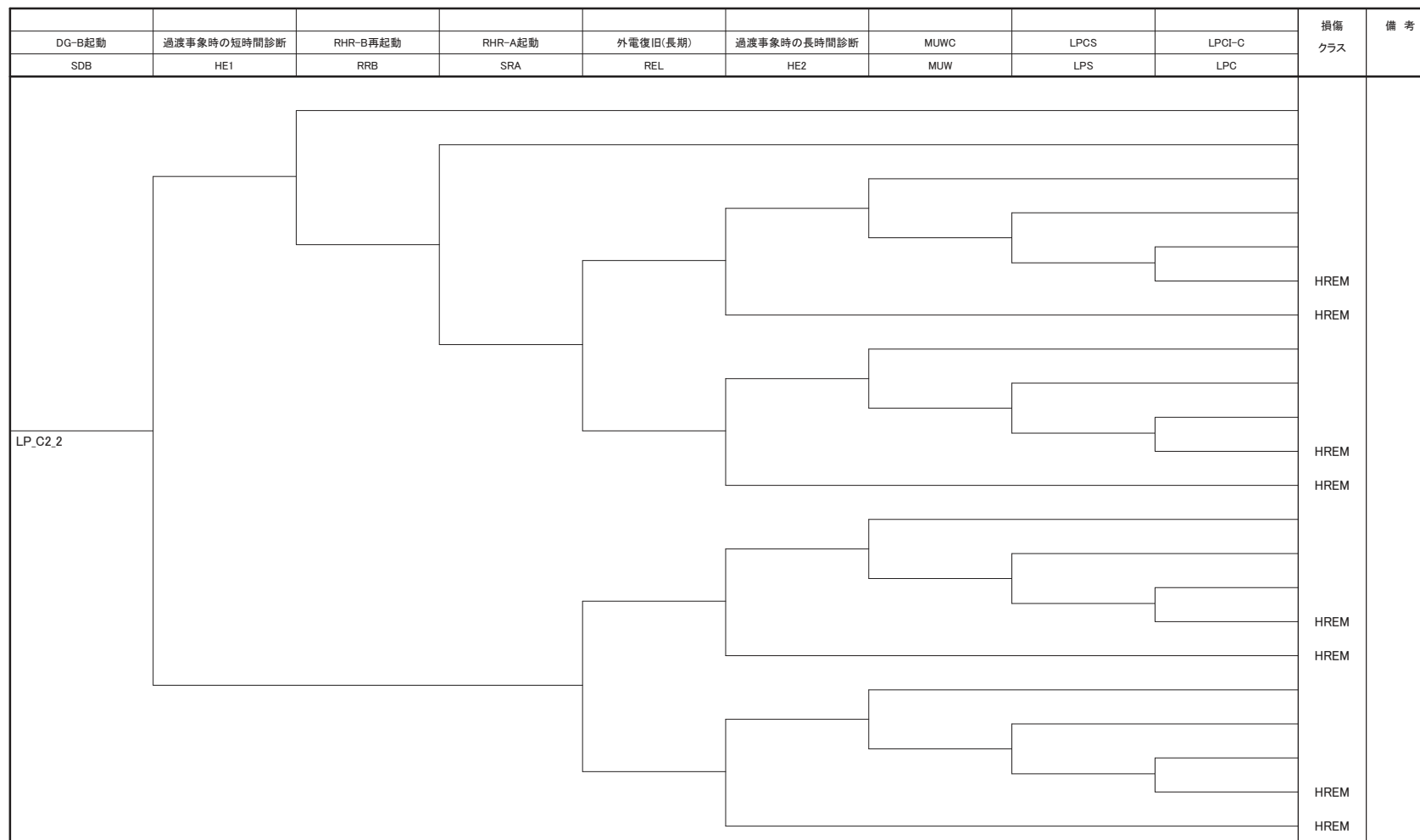


図3-7-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-A, B成功)

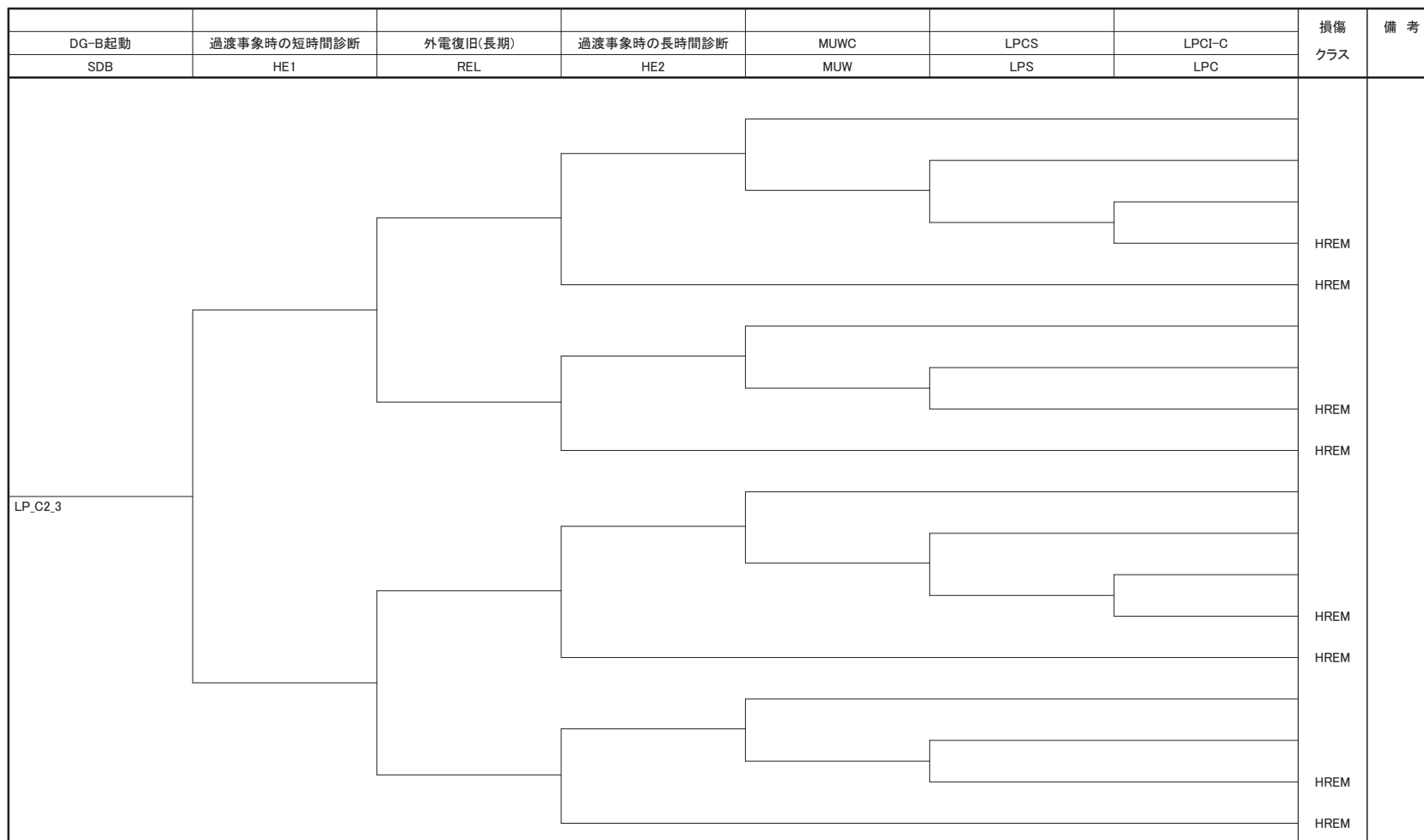


図3-7-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-B失敗)

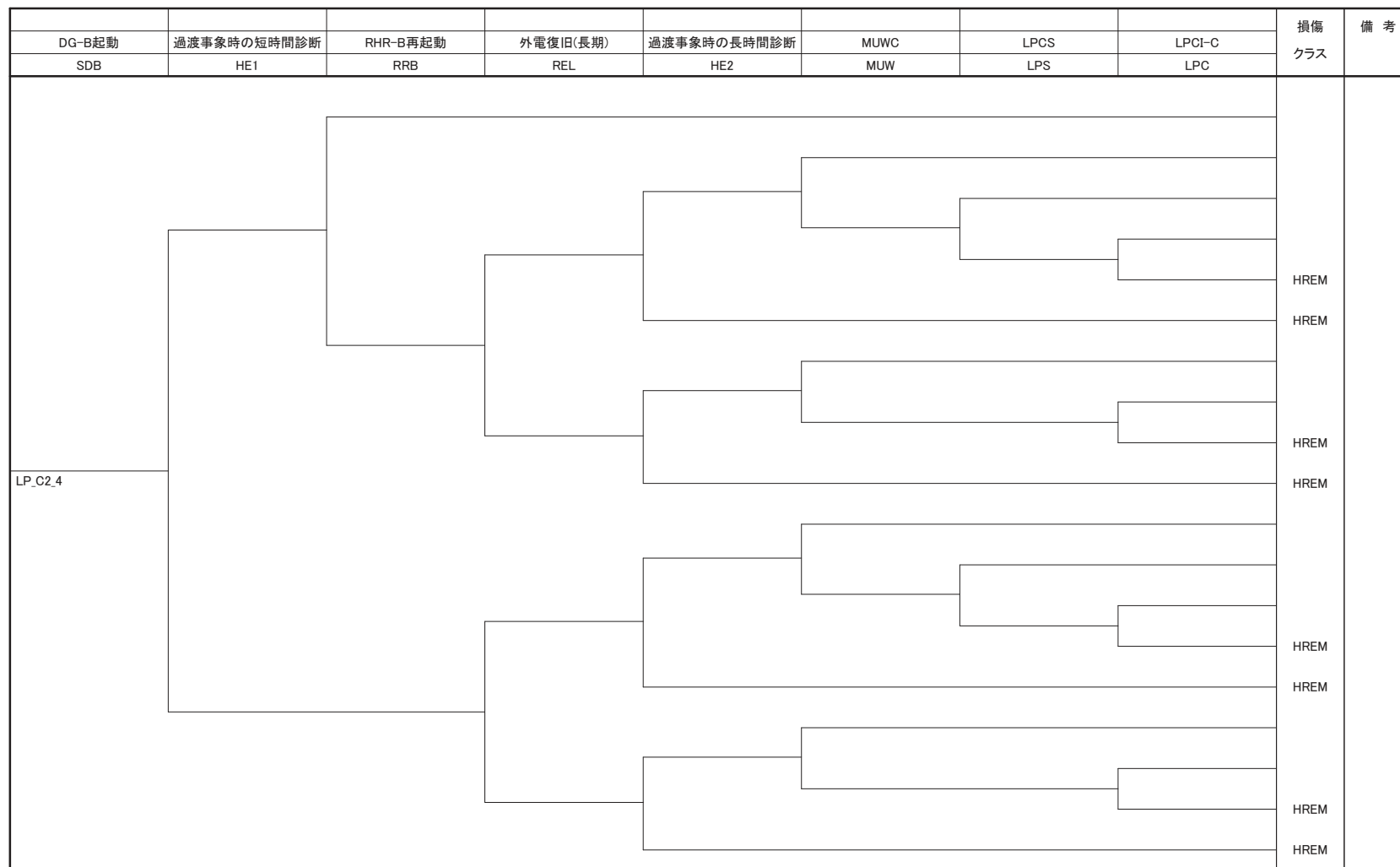


図3-7-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-A失敗)

DG-B起動	外電復旧(長期)	MUWC	LPCS	LPCI-C	損傷 クラス	備 考
SDB	REL	MUW	LPS	LPC		
					HREM	
					LOSP	

図3-7-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-A, B失敗)

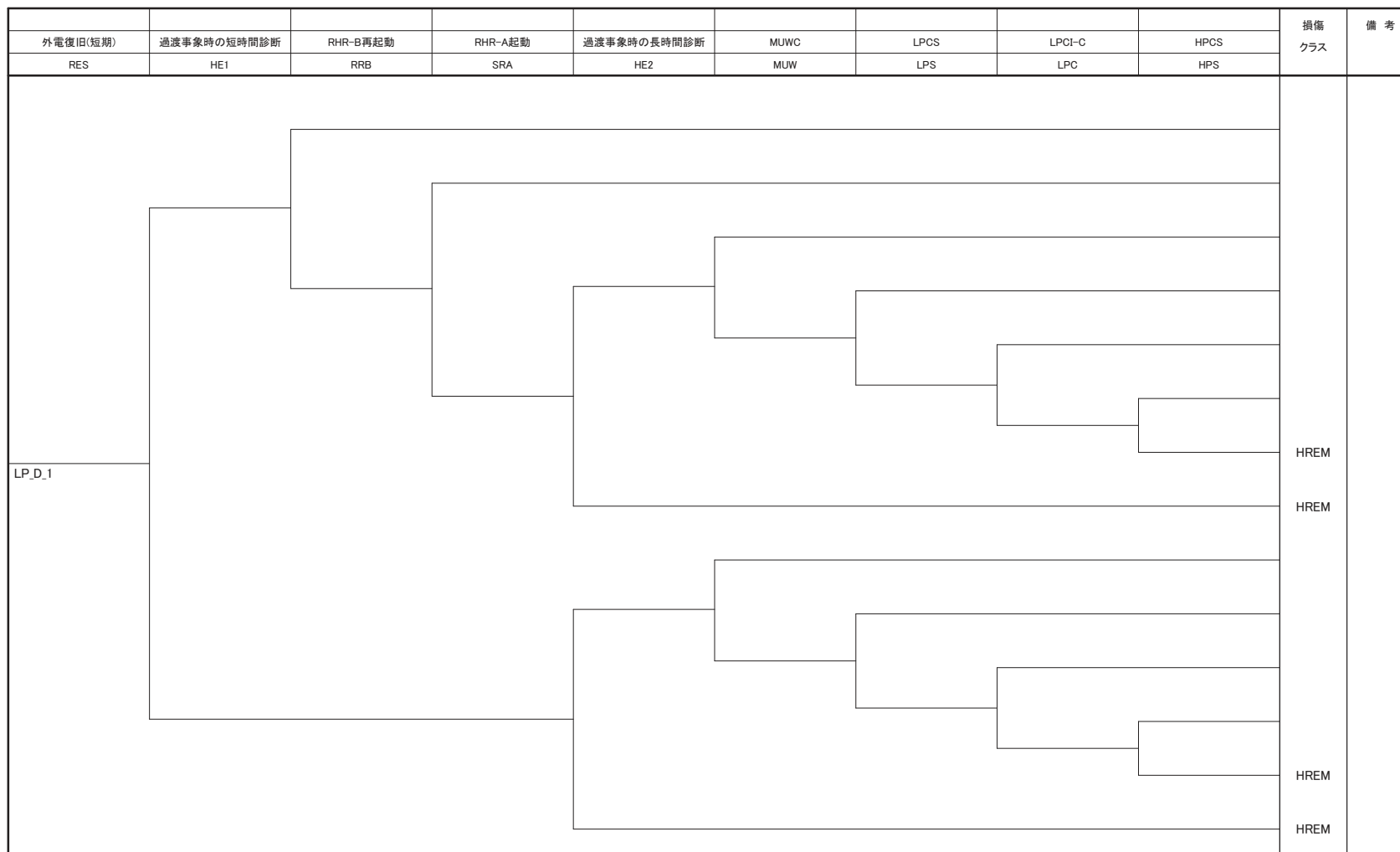


図3-8-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (外電復旧成功)

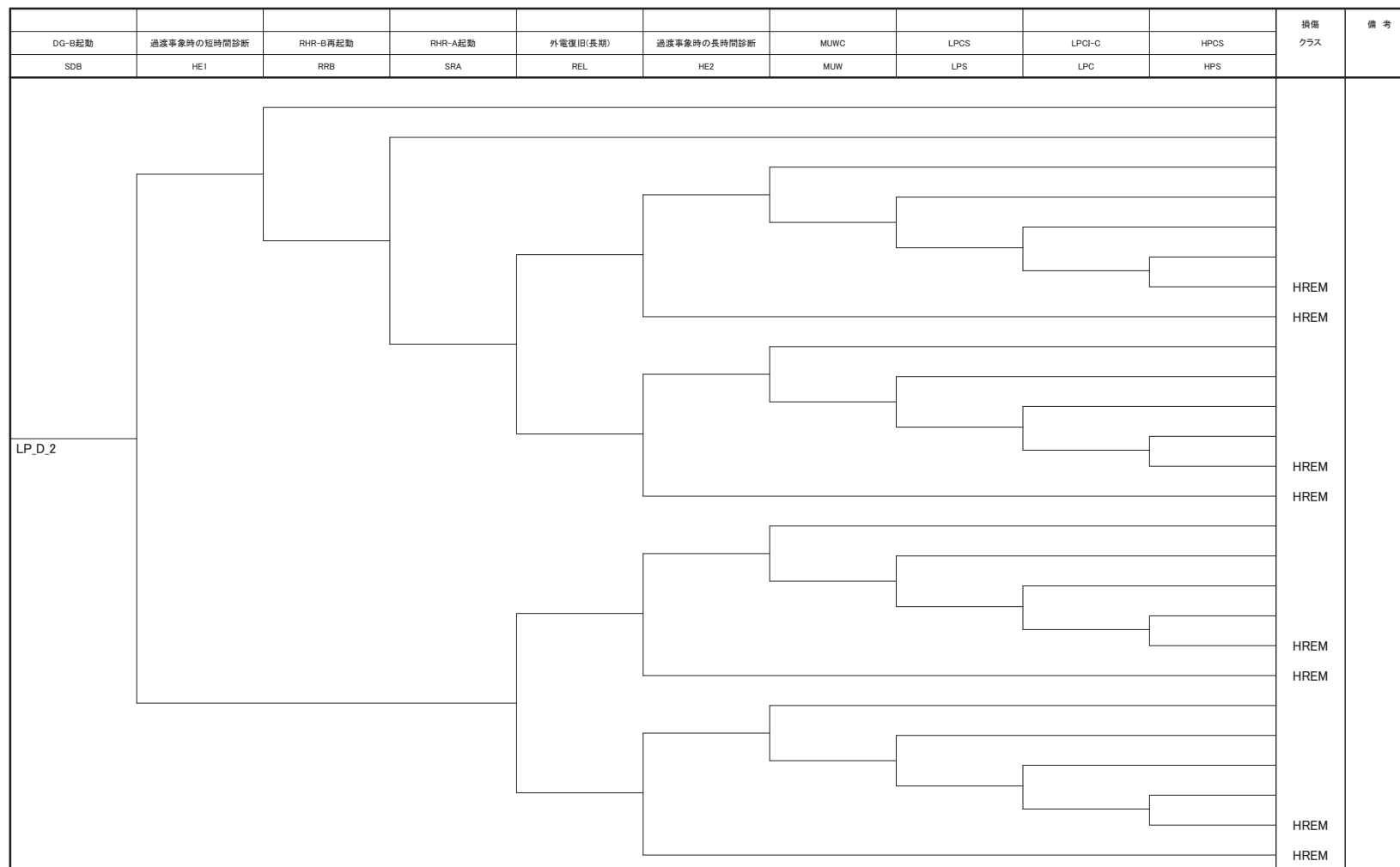


図3-8-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-A, B成功)

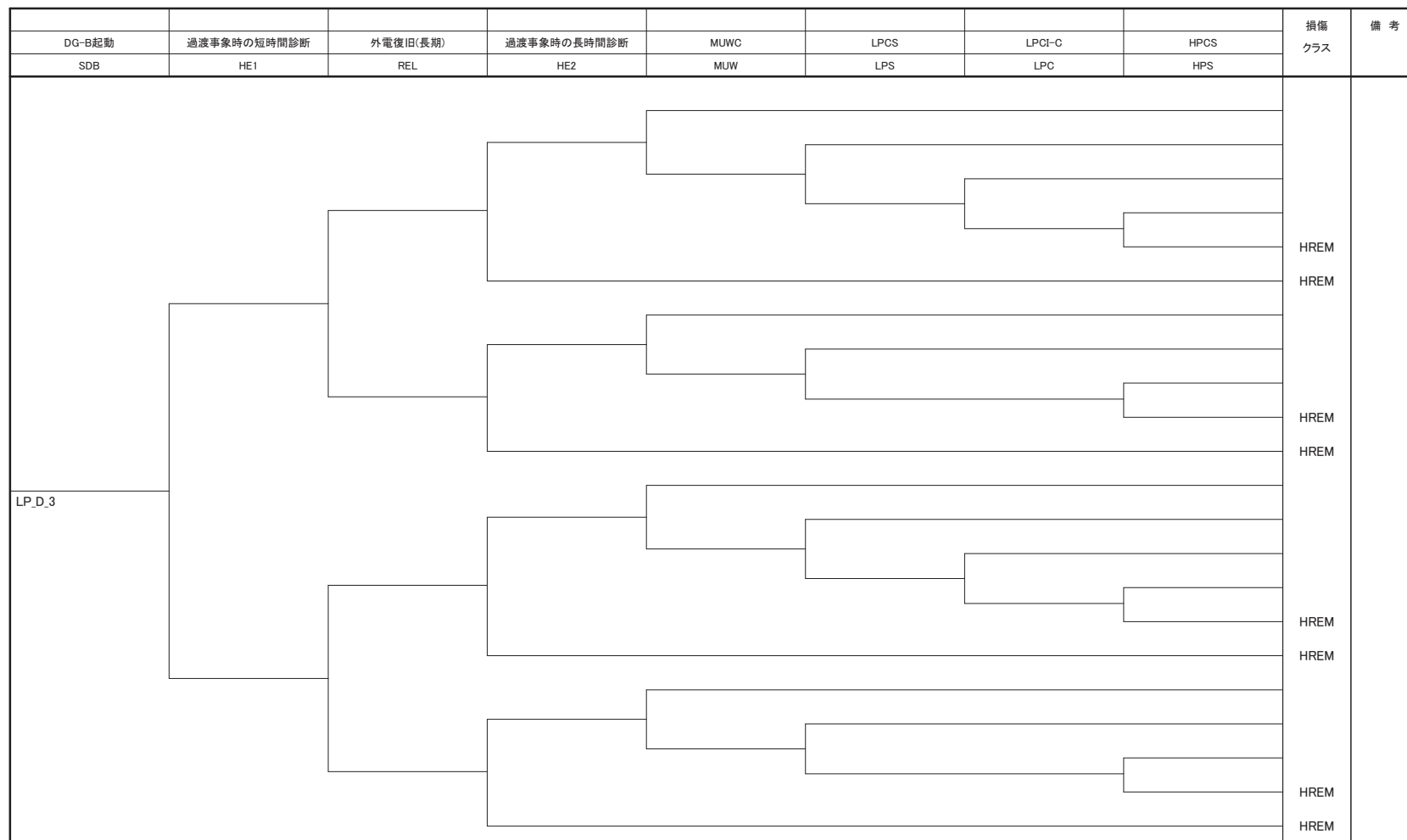


図3-8-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-B失敗)

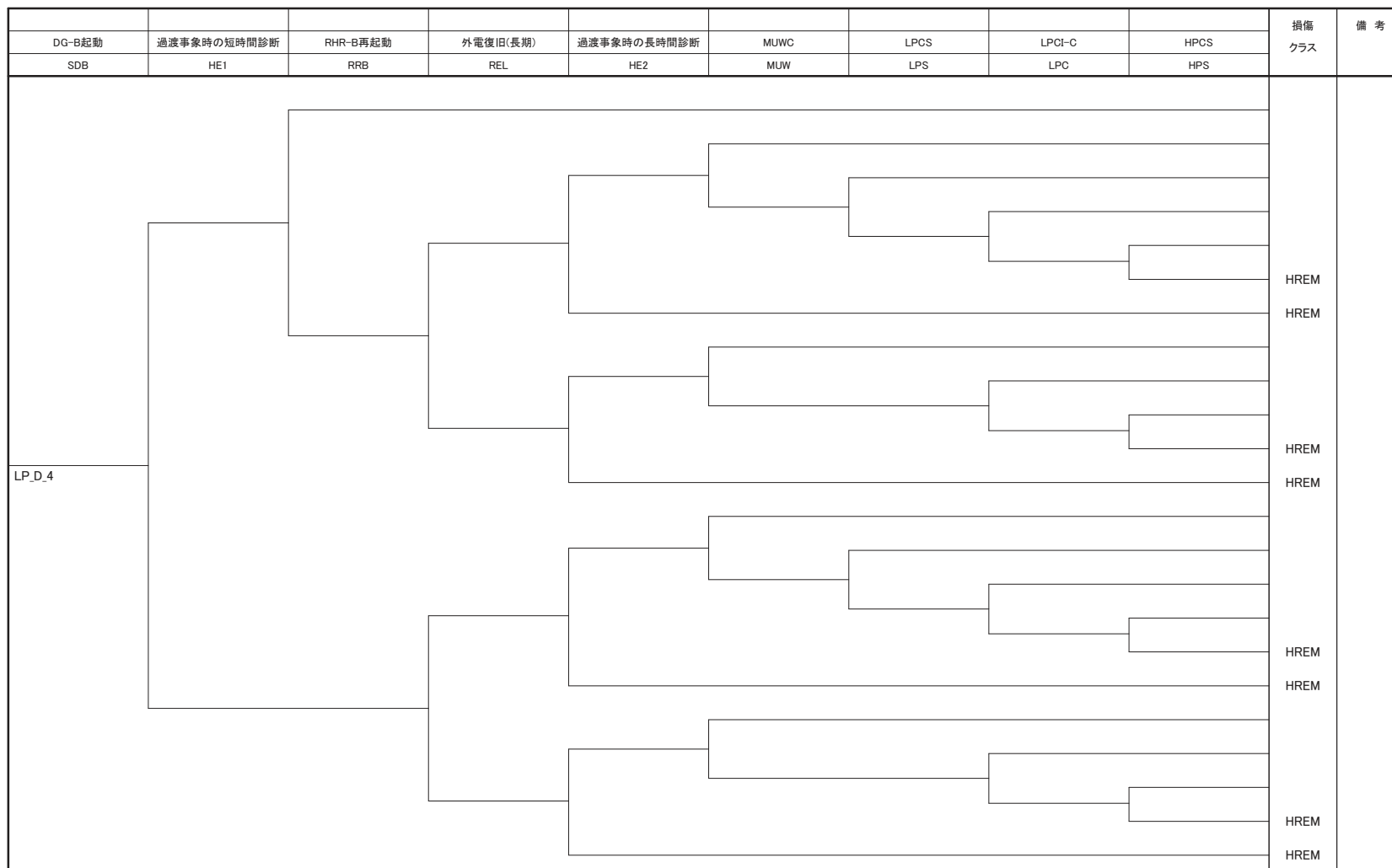


図3-8-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-A失敗)

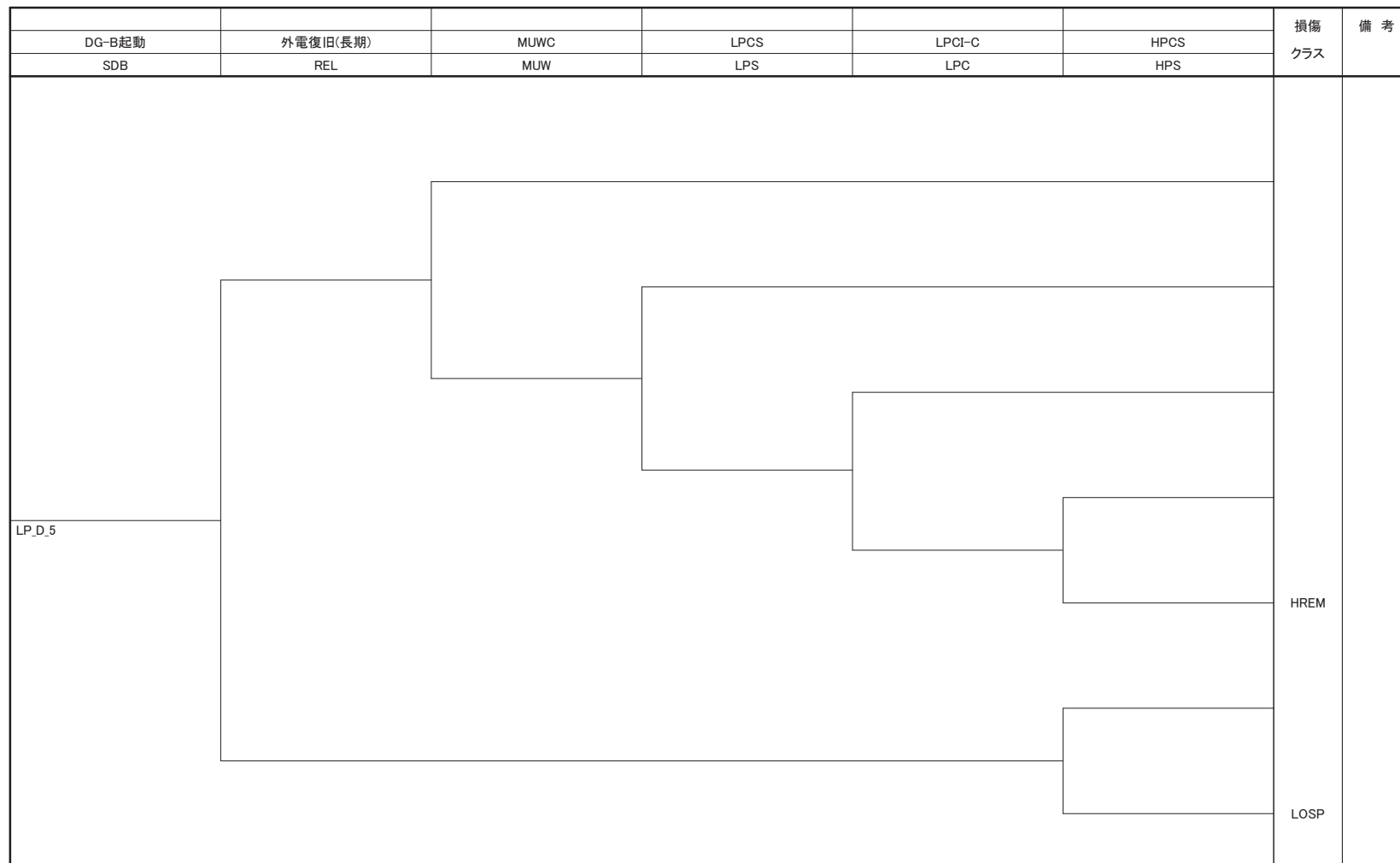


図3-8-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-A, B失敗)

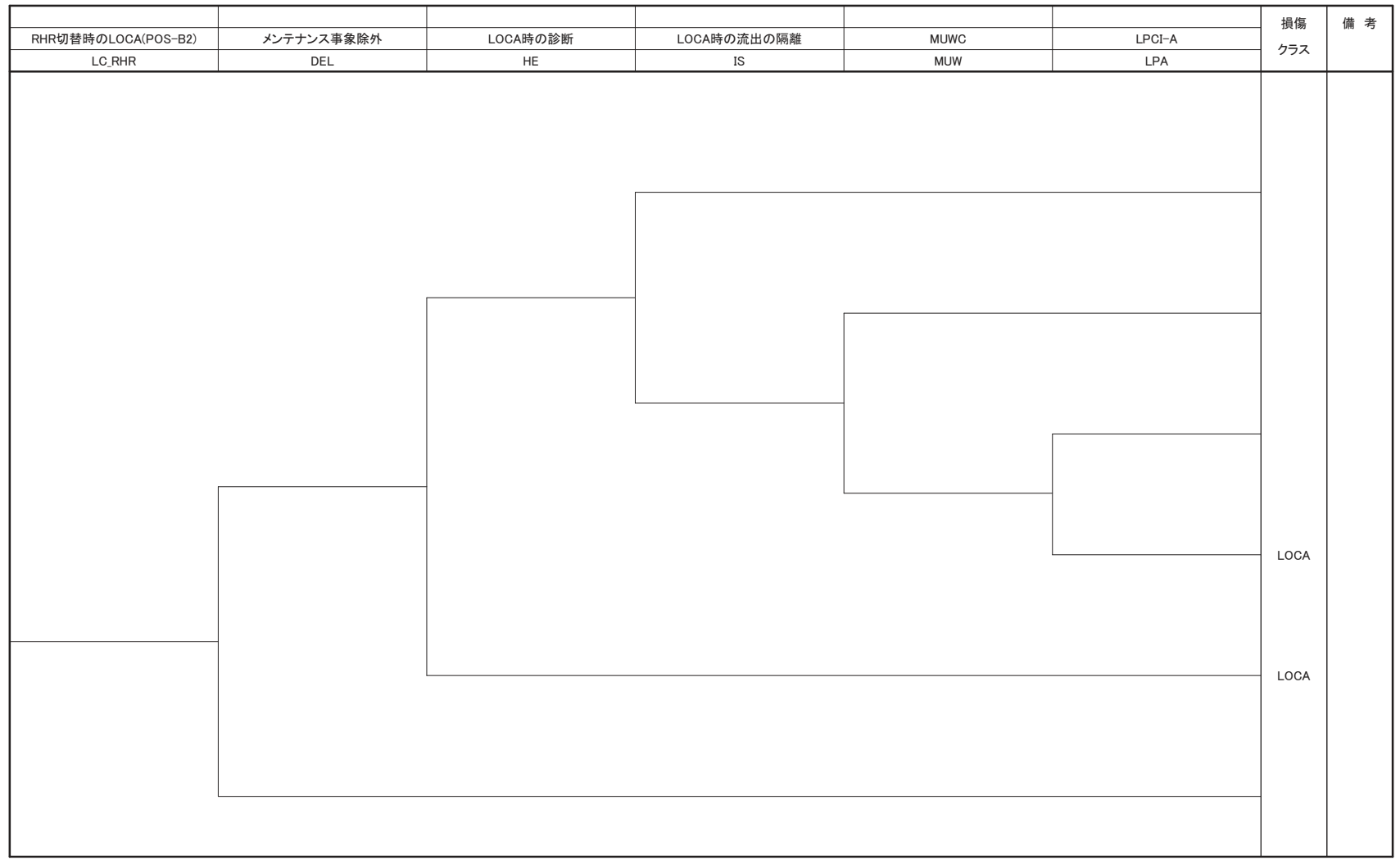


図4-1 冷却材流出時のイベントツリー (RHR切替時) (POS-B2)

CRD交換時のLOCA(POS-B1)	メンテナンス事象除外	LOCA時の診断	LOCA時の流出の隔離	LPCI-A	損傷 クラス	備 考
LC.CRD	DEL	HE	IS	LPA		
					LOCA	
					LOCA	

図4-2 冷却材流出時のイベントツリー (CRD点検時) (POS-B1)

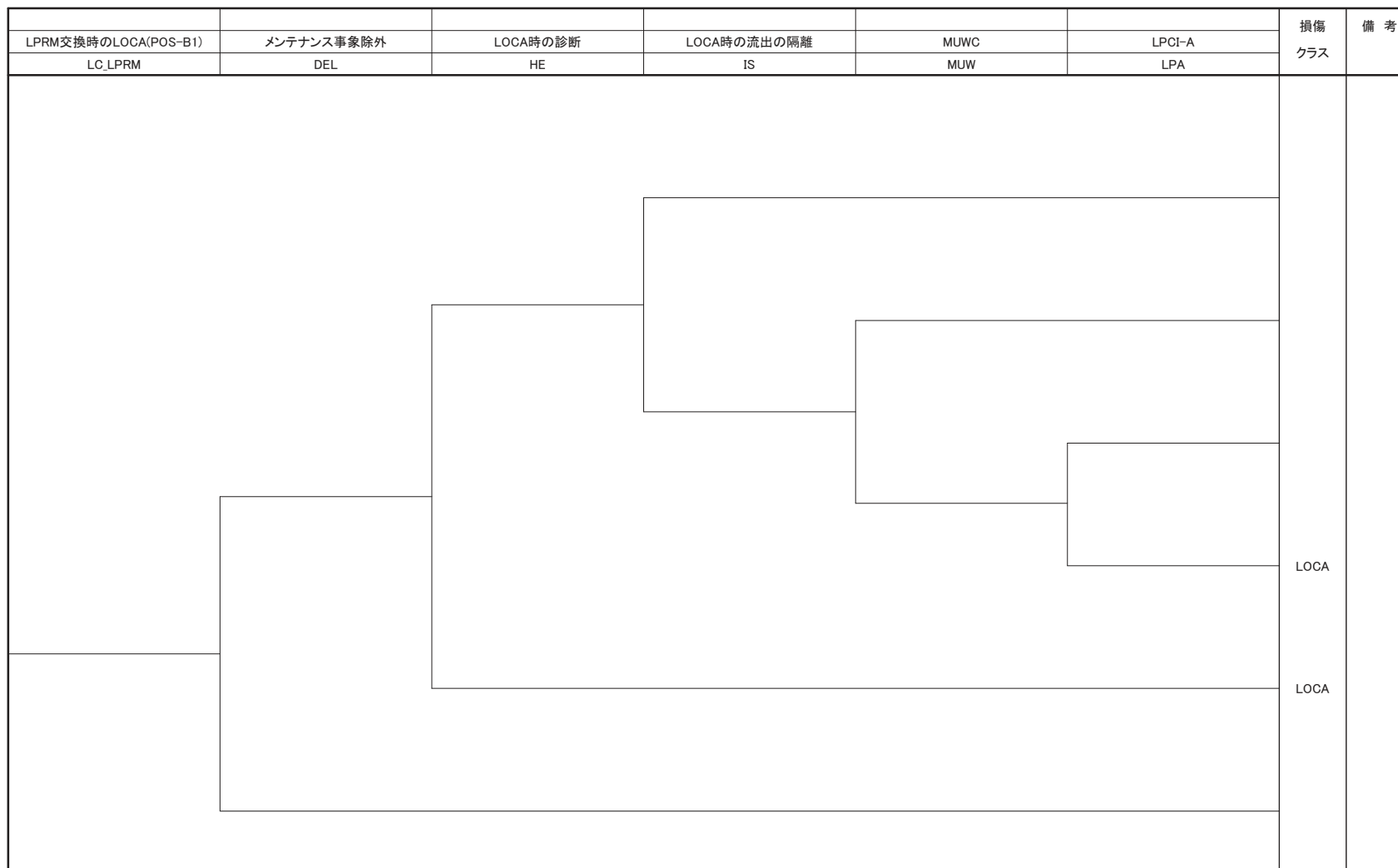


図4-3 冷却材流出時のイベントツリー (LPRM点検時) (POS-B1)

CUWブロー時のLOCA(POS-C1)	メンテナンス事象除外	LOCA時の診断	LOCA時の流出の隔離	LPCI-B	損傷 クラス	備 考
LC.CUW_C1	DEL	HE	IS	LPB		
					LOCA	
					LOCA	

図4-4 冷却材流出時のイベントツリー (CUWブロー時) (POS-C1)

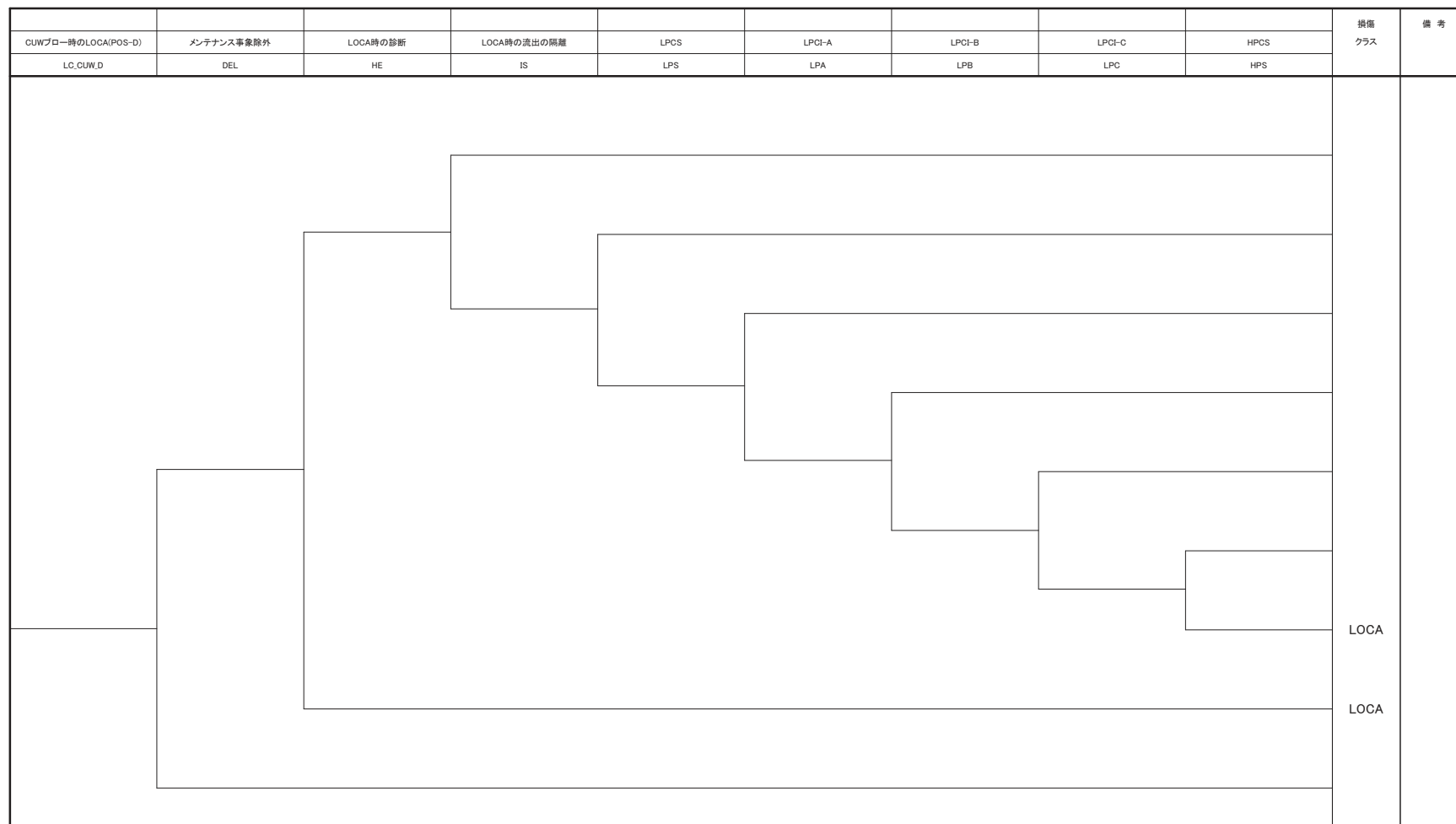


図4-5 冷却材流出時のイベントツリー (CUWブロー時) (POS-D)

起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について

1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

停止時PRAでは、停止時特有の起因事象発生前について、以下に示す考えに基づきスクリーニングアウトしており、起因事象発生前の人的過誤として出力運転時PRAの選定結果を適用している。

- ・各緩和設備が定期点検後、待機除外状態から待機状態に復旧する前に必ず機能試験を行うことから、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤を検知することができると考えられる。

2. 起因事象発生前の人的過誤を考慮する場合の感度解析

(1) 感度解析の条件

感度解析の評価対象として「DGガバナの復旧失敗」および「信号誤作業」を想定した。信号誤作業においては、定期点検後の起動インターロックの復旧し忘れによりECCSを起動することができず機能喪失に至ることを想定している。

なお、人的過誤の評価についてはTHERP手法(NUREG/CR-1278)を用いて評価した。

起因事象発生前の人的過誤	
DGガバナの復旧失敗	
信号誤作業	

(2) 感度解析結果

表1および図1に事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較を示す。

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $9.8E-07$ (/定期検査)に対し、感度解析ケースでは (/定期検査)であり、ベースケースとの差は見られなかった。また、各シーケンスグループの炉心損傷頻度についてもベースケースとの差は見られなかった。

したがって、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤の選定について、重要事故シーケンスの選定に影響はないと考えられる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較

事故シーケンスグループ	ベースケース	感度解析ケース
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	
全交流動力電源喪失	5.1E-08	
原子炉冷却材流出	3.5E-10	
合計	9.8E-07	

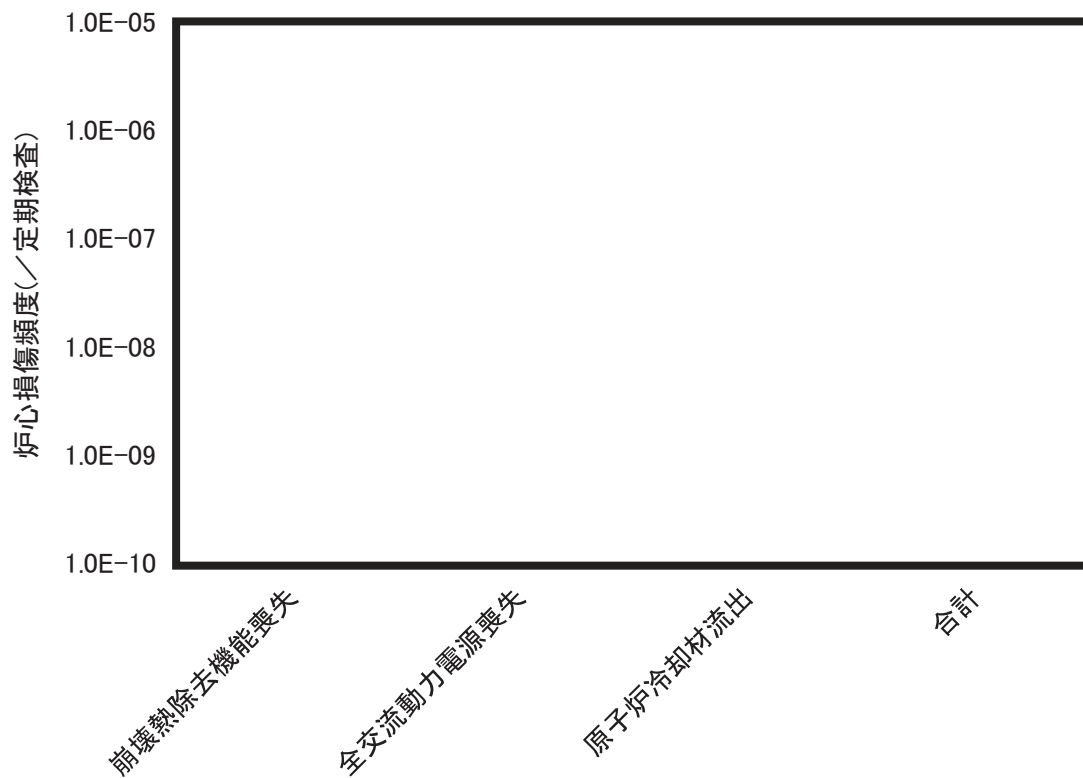


図1 事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について

1. 停止時評価における人的過誤確率値の妥当性について

停止時評価の人的過誤確率において、「LOCA 時の診断失敗」および「LOCA 時の隔離失敗」については、事象発生後に冷却材流出先の水位高警報によるリカバリを考慮しているため、他の人的過誤確率と比較すると相対的に小さい値となっている（LOCA 時の診断失敗確率：7.1E-07）。これは、停止時の LOCA 発生時において、冷却材流出先である LCW 収集槽等において「LCW 収集槽水位高高警報」等の発生によるリカバリに期待できるためである。

女川 2 号炉 PRA に対するピアレビューでは、上記に関連し、運転員の認知と警報は一組の過誤として扱うことを推奨する旨のコメントを海外レビューアより受けている。このコメントについては、認知失敗は運転員の計器の読み取り等によるものであり、一方、リカバリは警報によるものであることから、両者が独立であるとする本評価に問題はないと考えている。また、本評価においては診断失敗に対する余裕時間を全ての LOCA 事象に対して保守的に 30 分として人的過誤確率を算出している。したがって、本評価における人的過誤確率の算出は妥当であると考えている。

なお、ピアレビューにてコメントを受けたこと、および日本原子力学会標準「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2010（以下、「停止時レベル 1 学会標準」とする）」にて、「二つのサブタスクの失敗確率の積が過小評価と考えられる場合は従属性のレベルを再検討する」と記載されていることを踏まえ、上記の人的過誤確率に対する感度解析を行い、事故シーケンス選定への影響を確認した。

2. 感度解析について

感度解析ケースの選定にあたり、停止時レベル1学会標準に記載の「二つの関連サブタスクの失敗確率の積が 10^{-5} 以下になった場合は、仮定した従属性レベルを再検討する」を参考に、「LOCA 時の診断失敗」および「LOCA 時の隔離失敗」の人的過誤確率を $1.0E-05$ として感度解析を行った。

事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較について、表 1 および図 1 に示す。

感度解析の結果、LOCA に関する人的過誤確率が増加したことにより原子炉冷却材流出の炉心損傷頻度が増加したものの、原子炉冷却材の流出における主要なカットセットはベースケースと同様に LOCA 時の診断失敗であり、炉心損傷に至るシナリオに差はないといえる。したがって、事故シーケンスの選定に対して影響を与えるものではないと考えられる。

以 上

表 1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

事故シーケンスグループ	ベースケース	感度解析ケース	感度解析ケース / ベースケース
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	9.3E-07	1.0
全交流動力電源喪失	5.1E-08	5.1E-08	1.0
原子炉冷却材流出	3.5E-10	4.9E-09	14.0
合計	9.8E-07	9.9E-07	1.0

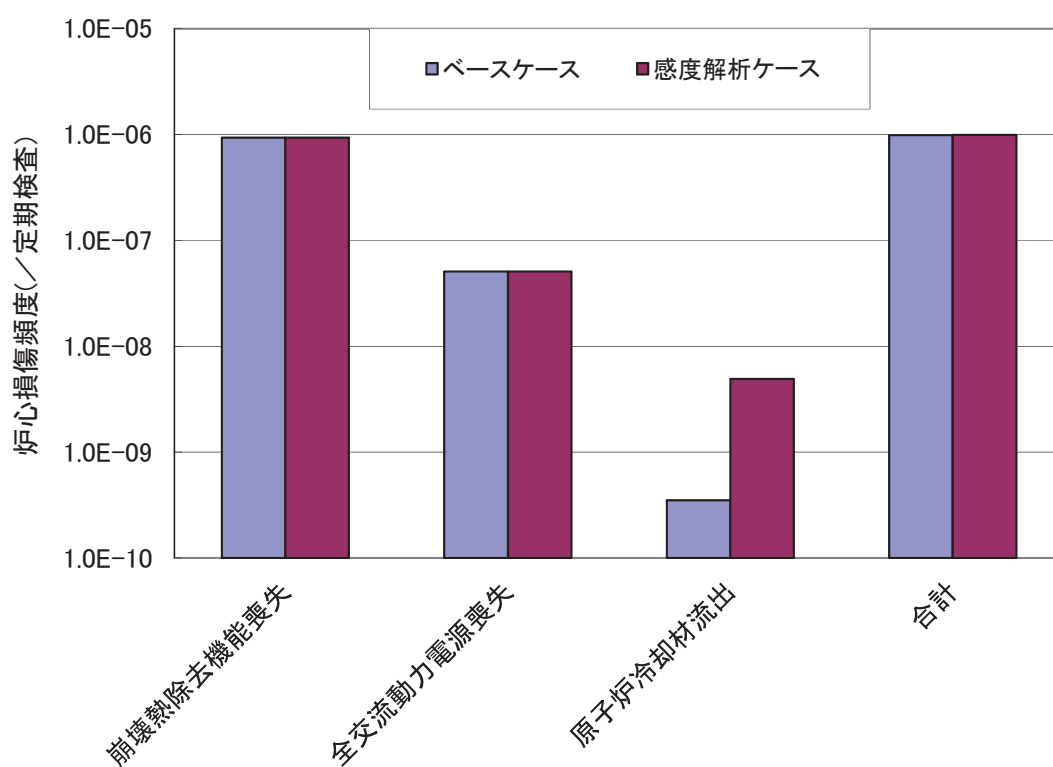


図 1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について

停止時PRAにおける人的過誤の評価結果にストレスファクタを追記したものを表1及び表2に示す。

停止時PRAにおけるストレスファクタについては、出力運転時と同様の考え方に基づき以下のとおり設定している。

1. ストレスレベルの分類

ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP(Technique for Human Error Rate Prediction)では、作業負荷等に応じて、4つのストレスレベルを分類し、それらの対応した補正係数（ストレスファクタ）を評価した。その詳細については、表3に示す。

作業負荷低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超えている為にタスク遂行の妨害となるため、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は、情緒的反応が生じるなどタスク遂行に非常に妨害となることから、固定値を用いて評価を実施する。

なお、本評価では、異常時の事象の認知や操作方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択する。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作であることから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

2. ストレスファクタの設定の考え方

ストレスファクタについては、以下の考え方に基づき設定している。

①起因事象発生前

特に高いストレスには至らないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定。

なお、起因事象発生後であっても、異常が判明していない段階についてはストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定。

②起因事象発生後

a) 異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定。

b) 異常時の操作において作業負荷に影響すると考えられる事項（余裕時間の長さ、事象進展の厳しさ、外的要因）が加わる場合、ストレスレベル「作業負荷が極度に高い（段階的操作）」のストレスファクタ5を設定。

上記の考え方に基づき、以下のとおりストレスファクタを設定した。

(1) 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ (表1)

起因事象発生前の人的過誤に対して、事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。

(2) 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタ (表2)

起因事象発生後の人的過誤に対しては、異常時の操作であり、操作員のストレスが高いと考えられるため、本評価では、基本的にストレスレベル「作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ2を設定した。

「LOCA時の隔離失敗」は原子炉水位の情報ที่ไม่十分な可能性があり、冷却材が流出していることからストレスレベル「作業負荷が極度に高い(段階的操作)」のストレスファクタ5を設定した。

「注水系の手動起動失敗」は崩壊熱除去システムが機能喪失しており、事象が進展していることから、「除熱系の手動起動失敗」より高いストレスと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が極度に高い(段階的操作)」のストレスファクタ5を設定した。

なお、「除熱の必要性に対する診断失敗」などの事象に対する診断失敗は、起因事象の発生後であるが、原子炉の異常が判明していない段階での診断であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。

以上

表1 起回事象発生前の人的過誤のストレスファクタ

起回事象発生前の人的過誤	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	EF	備考
手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	1	4.0E-04	5	事故が発生していないときの操作であり，特に高いストレスには至らないため，ストレスファクタ1を設定

表2 起回事象発生後の人的過誤のストレスファクタ

起回事象発生後の人的過誤	ストレスファクタ		過誤確率 (平均値)	EF	備考
	認知失敗	操作失敗			
除熱の必要性に対する 診断失敗	1	—	第 3. 1. 2. g-1 表参照		原子炉の異常が判明していない段階での診断であり，特に高いストレスは発生していないと考えられるため，ストレスファクタ 1 を設定
注水の必要性に対する 診断失敗	1	—			
LOCA 時の診断失敗	1	—	7. 1E-07	26	
除熱系の手動起動失敗	—	2	5. 3E-05	10	異常時の操作であり，操作員のストレスが高いと考えられるためストレスファクタ 2 を設定
LOCA 時の隔離失敗	—	5	8. 3E-06	13	LOCA が発生後の操作であり，余裕時間が短く，事象進展が厳しいことから，ストレスファクタ 5 を設定
注水系の手動起動失敗	—	5	3. 5E-04	10	LOCA 時の注水操作については，余裕時間が短く，事象進展が厳しいことから，ストレスファクタ 5 を設定した。なお，本評価では，その他の起回事象の場合の注水操作も保守的にストレスファクタ 5 を設定

表3 ストレスと熟練度による補正係数*

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる

※原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する
実施基準 (レベル1 PSA編) : 2010 表L.4より

POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について

本評価における，POS別の日当たりの炉心損傷頻度を図 1 に示す。

POS別の日当たりの炉心損傷頻度では，高圧・低圧ECCS等の緩和系が待機除外となり，期待できる緩和系がRHR系とMUWCのみであるPOS-B1，POS-B2，POS-C1の全体に占める割合が高い。

また，起因事象別の日当たり炉心損傷頻度の内訳においては，起因事象発生頻度が高いRHRフロントライン系機能喪失の寄与が大きくなっている。

なお，停止時の LOCA (CUW ブロー時の LOCA, RHR 切替時の LOCA, CRD 交換時 LOCA, LPRM 交換時 LOCA) については，他の起因事象に比べ炉心損傷頻度が小さいこと及び定期検査中の頻度の観点から，図示していない。

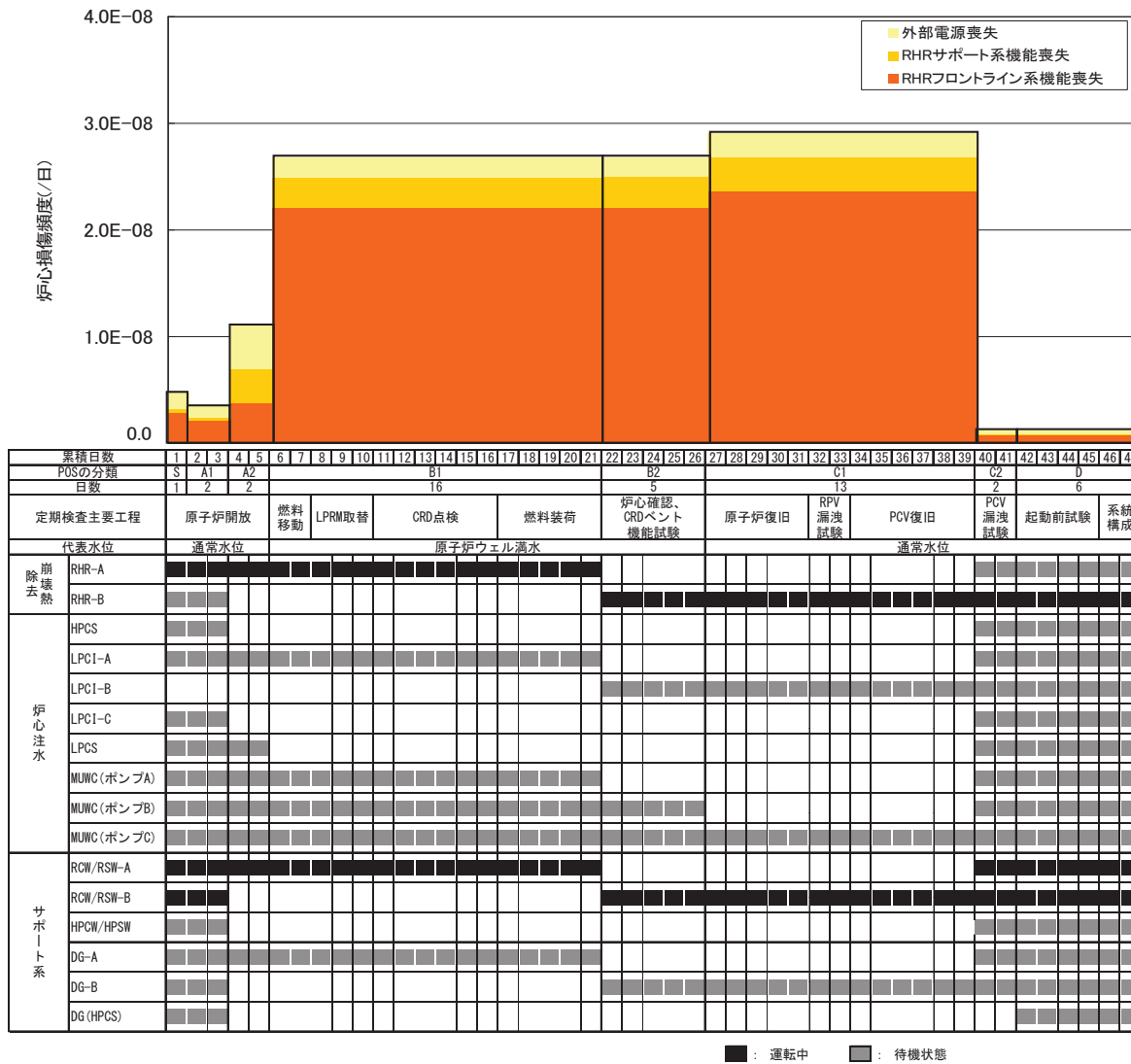


図1 POS別の日当たりの炉心損傷頻度

■ : 運転中 ■ : 待機状態

システム信頼性解析の結果について

女川 2 号炉停止時 PRA におけるシステム信頼性評価結果について表 1 に示す。以下に、①「外部電源喪失以外」および②「外部電源喪失」の起因事象における、代表的な FT の非信頼度の差の要因を述べる。

1. 外部電源喪失時に非信頼度が増加しているシステム

(1) HPCS

①非信頼度： 1.8×10^{-3}

システムの状態：待機中

電源として外部電源および HPCS-D/G が使用可能

②非信頼度： 5.7×10^{-3}

システムの状態：待機中

電源として HPCS-D/G のみ使用可能

【差とその要因】

HPCS 起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。HPCS-D/G のみが使用可能である②では、外部電源および HPCS-D/G が使用可能である①に比べて非信頼度が高い値となる。

(2) MUWC

①非信頼度： 3.5×10^{-4}

システムの状態：ポンプ 1 台運転，2 台待機中

②非信頼度： 3.7×10^{-4}

システムの状態：ポンプ 1 台停止，2 台待機中

【差とその要因】

MUWC ポンプの運転状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、ポンプ起動失敗がシステムの機能喪失要因として加わるため、①に比べ非信頼度が高い値となる。

2. 外部電源喪失時に非信頼度が減少しているシステム

(1) RHR-A/B

①非信頼度： 4.6×10^{-3}

システムの状態：待機中

②非信頼度： 3.8×10^{-4}

システムの状態：停止中

(外部電源喪失の直前まで停止時冷却モードで運転)

【差とその要因】

システムの状態の違いにより非信頼度に差が生じている。

①では、RHR フロントライン系機能喪失等の起因事象により、運転中の RHR が機能喪失した際の待機中 RHR の起動を想定しており、ポンプの起動や停止時冷却モードの起動に必要な電動弁の開動作等を考慮している。

②では外部電源喪失後の RHR の再起動を想定している。外部電源喪失が発生する直前まで RHR が停止時冷却モードで運転されていたことから、停止時冷却モードにおける電動弁の開状態は維持されていると想定し、機能喪失要因として考慮していない。

以上のとおり、②では RHR の機能喪失要因となる機器故障が少ないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。

(2) LPCS

①非信頼度： 1.2×10^{-3}

システムの状態：待機中

外部電源又は非常用 D/G-A による電源確保が必要

②非信頼度： 1.2×10^{-3}

システムの状態：待機中

非常用 D/G-A による電源確保に成功

【差とその要因】

LPCS 起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、電源確保に成功した状態を想定しており、電源喪失は LPCS の機能喪失要因とならないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。ただし、電源喪失の寄与は小さく、小数点 2 桁以下での差となっている。

(3) LPCI-C

①非信頼度： 1.4×10^{-3}

システムの状態：待機中

外部電源又は非常用 D/G-B による電源確保が必要

②非信頼度： 1.3×10^{-3}

システムの状態：待機中

非常用 D/G-B による電源確保に成功

【差とその要因】

LPCI-C 起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、電源確保に成功した状態を想定しており、電源喪失は LPCI-C の機能喪失要因とならないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。ただし、電源喪失の寄与は小さく、影響は小さい。

以上

表 1 停止時 PRA におけるシステム信頼性評価結果

起因事象	システム系統	代表的な F T の非信頼度
①外部電源喪失以外 ・ RHR フロントライン系 機能喪失 ・ RHR サポート系 機能喪失 ・ LOCA	残留熱除去系 (RHR-A) ※ ¹	4.6×10^{-3}
	残留熱除去系 (RHR-B) ※ ¹	4.6×10^{-3}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	1.8×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-B)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-C)	1.4×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.5×10^{-4}
②外部電源喪失	残留熱除去系 (RHR-A)	3.8×10^{-4}
	残留熱除去系 (RHR-B)	3.8×10^{-4}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	5.7×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A) ※ ²	保守的に期待しない
	低圧注水系 (LPCI-B) ※ ²	保守的に期待しない
	低圧注水系 (LPCI-C)	1.3×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.7×10^{-4}

※¹ : LOCA 時に期待しない

※² : RHR による除熱失敗後の注水であるため保守的に期待しない。

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

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，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燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する重大事故等設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1.1 図及び第 5.1.2 図に，手順の概要を第 5.1.3 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 5.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び発電所対策本部要員で構成され，合計 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，発電課長 1 名，発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 2 名である。発電所構内に常

駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4図に示す。

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

a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認

原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度等である。

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価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。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(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評価条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器が未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14MW である。

なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 24m³/h である。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃ とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{*1}。

※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 安全機能喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52°C 、海水温度 26°C において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することによ

り原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。

原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。

※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1台での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。

実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第5.1.5図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、第5.1.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持される水位である燃料有効長頂部の約2.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉建屋最上階での作業時間は3.5時間、退避は1時間以内であり、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋最上階での操作を必ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、燃料プールへの注水準備操作（ホース敷設等）にかかる作業時間を想定した。

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

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.0m 上(通常運転水位から約 3.1m 下)の位置である。

(添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)による注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は、約 13.4MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 33℃～約 43℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごと異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は、約 13.4MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 7 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^{*3} が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.2 時間、燃料有効長頂部到達まで約 3.6 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 33°C ～約 43°C であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータ

に対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる^{*4}。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象ごと異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6時間であり、これに対して、事故を認知して注水を開始するまでの時間は約2時間であるため、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 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策に必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員及び初期消火要員の35名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 5.1.8)

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッションプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本重要事故シナリオで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約575kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク(約580kL)の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の使用が可能であることから、24時間の運転継続が可能である。(合計使用量 約601kL)

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。

5.1.5 結論

事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シナリオ「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・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、残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

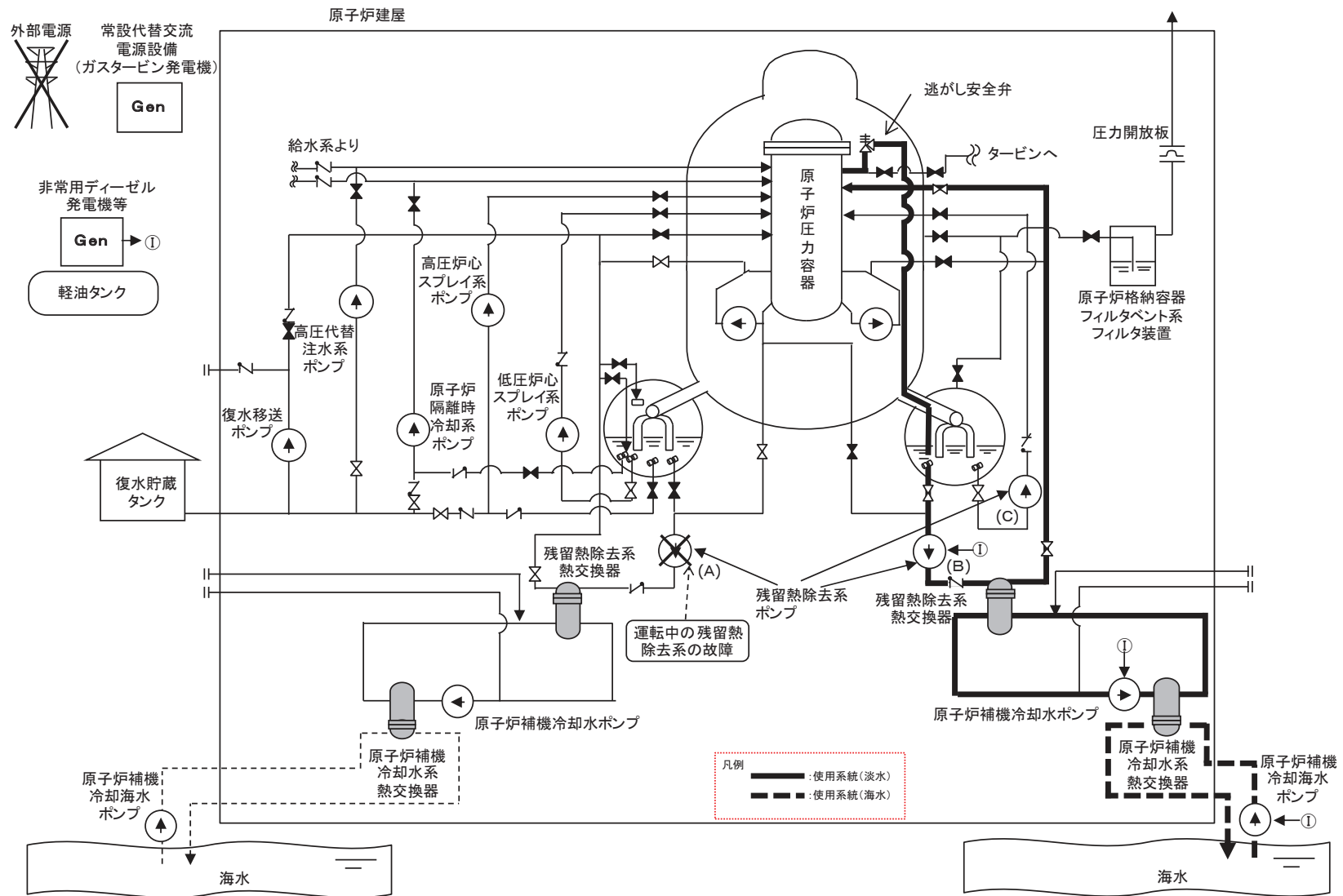
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

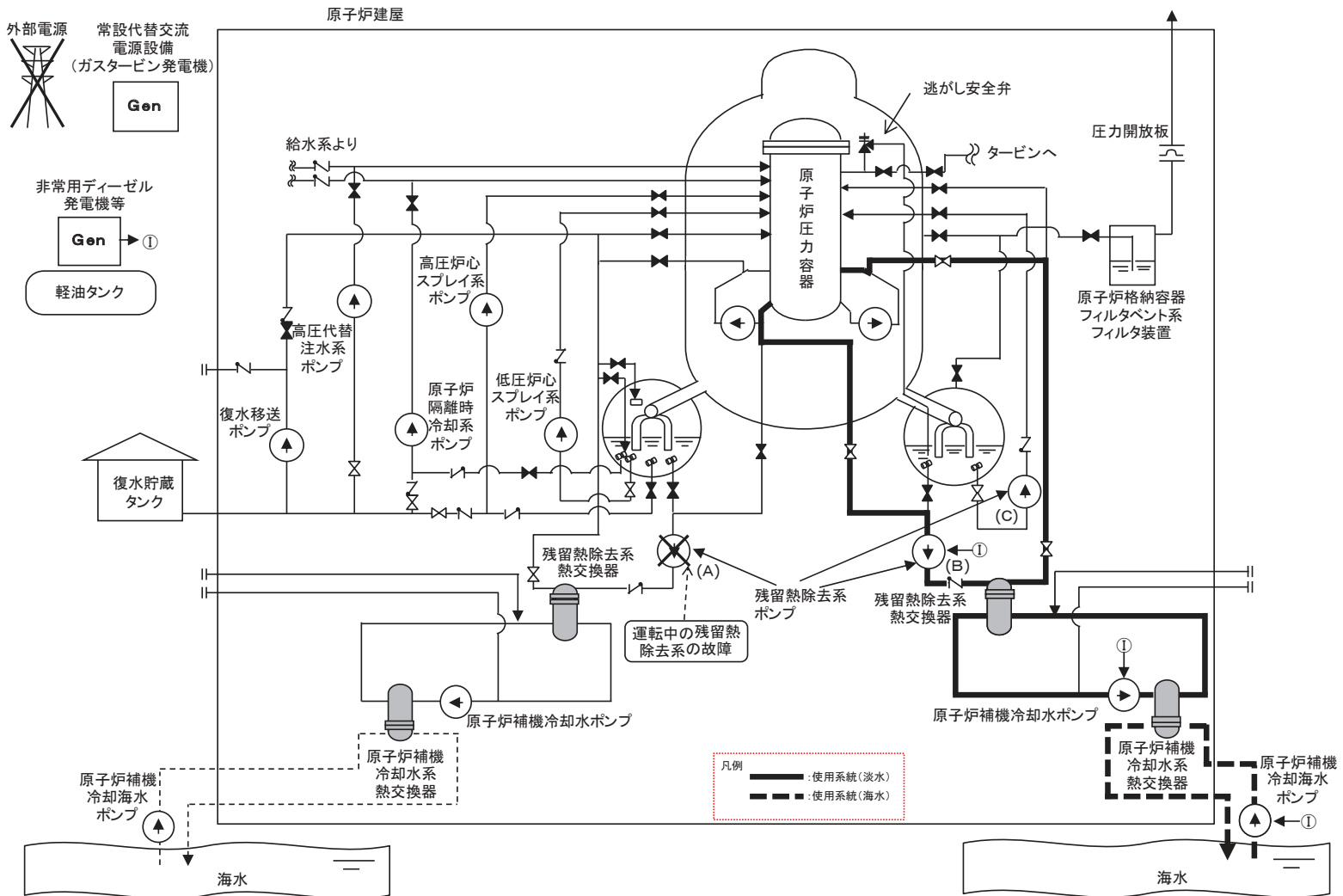
重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

5.1-12

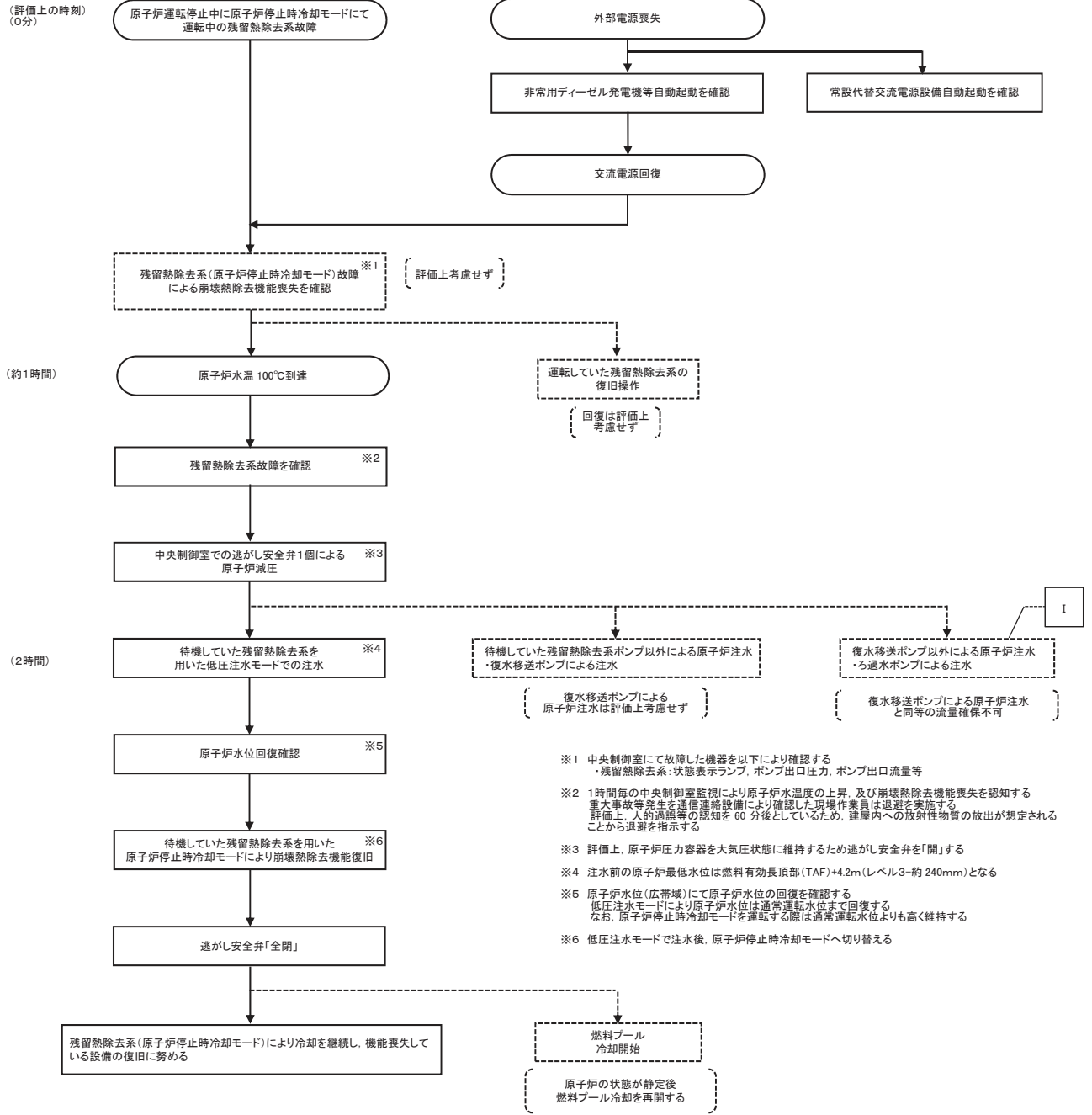
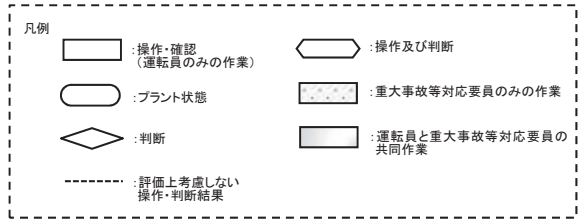


第 5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重大事故等対策の概略系統図(1/2)
(原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第 5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)
(原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・プラント停止1日後
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器開放中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・残留熱除去系(A)(原子炉停止時冷却モード) 運転中
 ・残留熱除去系(B)(低圧注水モード) 待機中
 ・原子炉水位「通常運転水位」(通常、原子炉停止時冷却モード運転時は+1500mm以上)



- ※1 中央制御室にて故障した機器を以下により確認する
 ・残留熱除去系: 状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
- ※2 1時間毎の中央制御室監視により原子炉水温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
 評価上、人的過誤等の認知を60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
- ※3 評価上、原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する
- ※4 注水前の原子炉最低水位は燃料有効長頂部(TAF)+4.2m(レベル3-約240mm)となる
- ※5 原子炉水位(広帯域)にて原子炉水位の回復を確認する
 低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
 なお、原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する
- ※6 低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】
 I 復水移送ポンプによる注水が実施できない場合、同等の量は確保できないがろ過水ポンプによる原子炉への注水が可能である

495

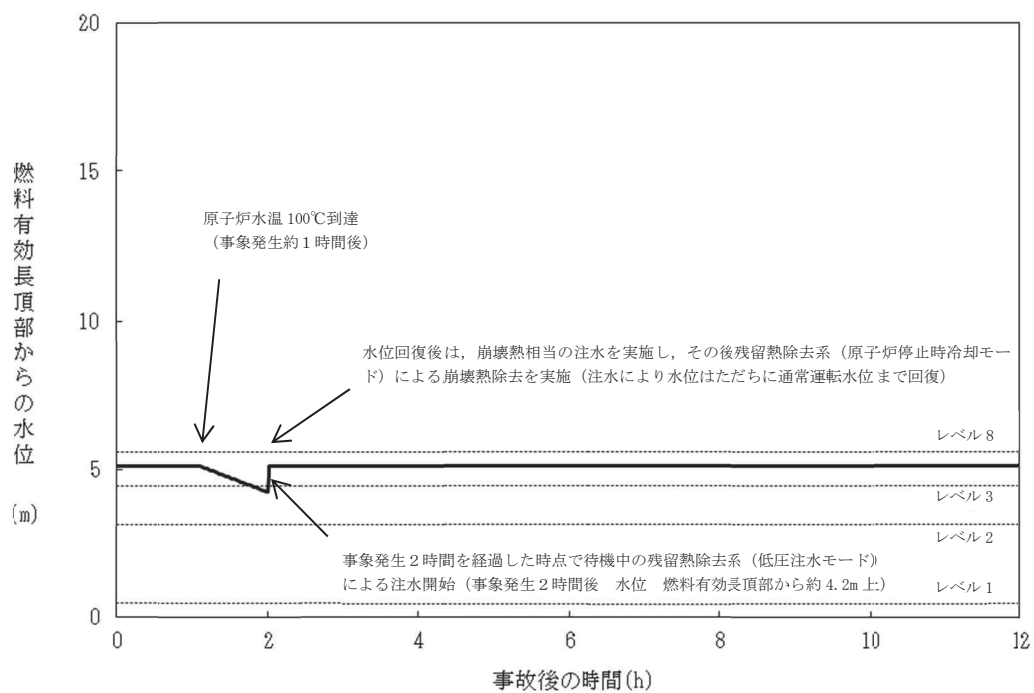
第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) の対応手順の概要 5.1-14

必要な委員と作業項目				経過時間(分)					経過時間(時間)						備考		
作業項目	実施箇所・必要人員数			作業の内容	10m	20m	30m	40m	50m	1h	2h	3h	4h	5h	6h		
	責任者	発電隊長	1人		運転操作指導 発電所対策本部連絡												
	指揮者	発電副長	1人		運転操作指導												
	通報連絡者	発電所対策本部委員	8人		中央制御室連絡 発電所外部連絡												
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応委員														
状況判断	2人 A,B	-	-	・外部電源喪失確認 ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・常設代替交流電源設備自動起動確認 ・残留熱除去系(運転前) 原子炉停止時冷却モード停止確認(評価上考慮せず)	10分												
原子炉減圧操作	1人 [A]	-	-	・逃がし安全弁 1個 手動開放操作						5分							
原子炉水位回復作業	1人 [B]	-	-	・残留熱除去系(待機前) 低圧注水モード 起動/停止操作												残留熱除去系中心(B)	
残留熱除去系復旧操作 (回復は評価上考慮せず)	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復												対応可能な要因により対応する	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)運転	1人 [B]	-	-	・残留熱除去系(待機前) 原子炉停止時冷却モード系統構成							60分					残留熱除去系中心(B)	
		-	-	・残留熱除去系(待機前) 原子炉停止時冷却モード 起動操作								10分			残留熱除去系中心(B)		
		-	-	・残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転による 原子炉状態監視										適宜実施		残留熱除去系中心(B)	
燃料プール冷却 再開 (評価上考慮せず)	1人 [A]	-	-	・スキマサージタンク水位調整										30分		燃料プール水温(65℃)以下維持 要員を確保して対応する	
		-	-	・燃料プール冷却浄化系 系統構成・再起動											10分	燃料プール水温(65℃)以下維持 要員を確保して対応する	
必要人員数 合計	2人 A,B	-	-														

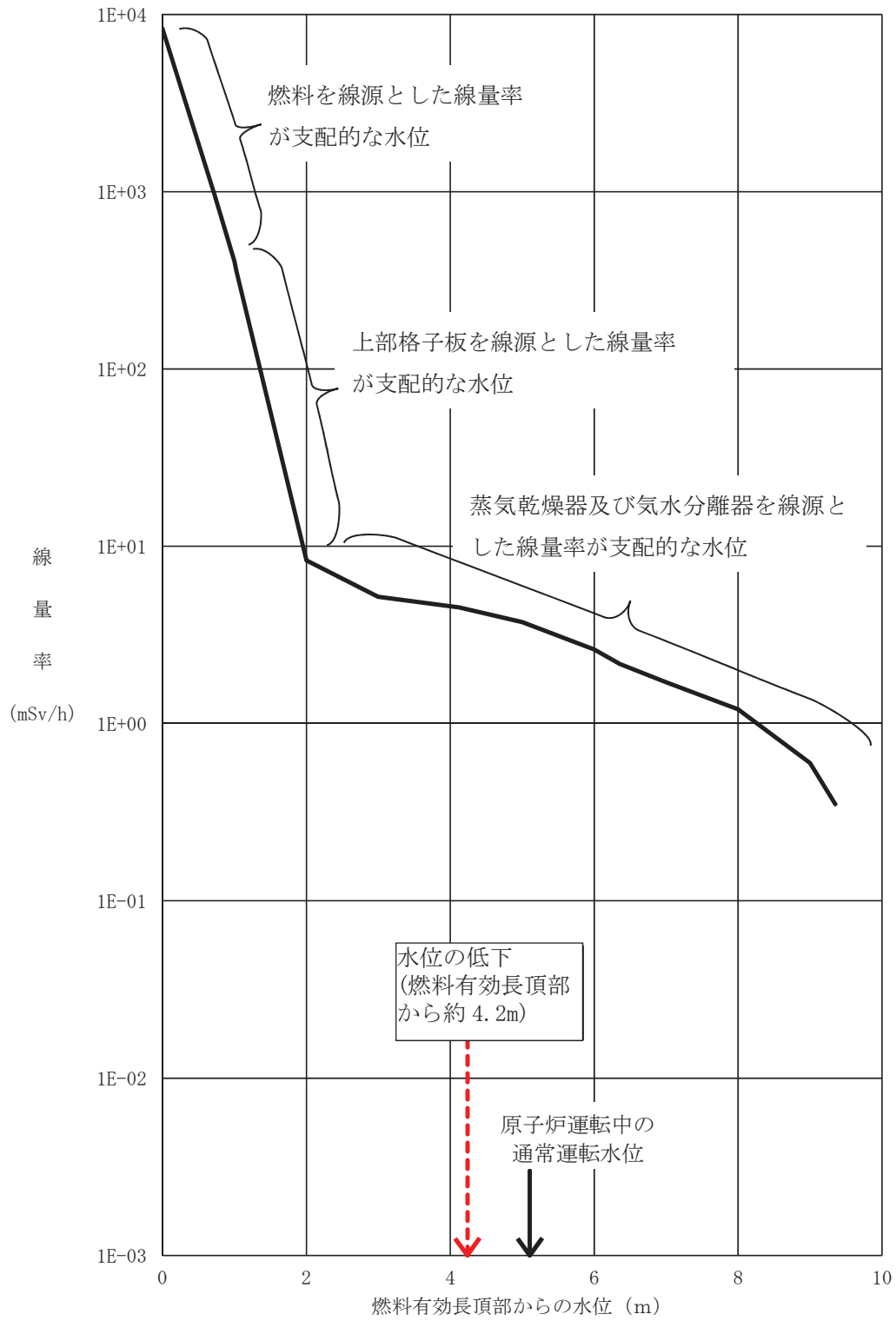
【 】は始作業後移動してきた要員

重大事故等対応委員	運転員	4
	重大事故等対応委員	0
	発電所対策本部委員	8
合計		10
発電所常駐要員		35

第5.1.4図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の作業と所要時間



第 5.1.5 図 原子炉水位の推移



第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失時」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	・原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより原子炉水温が上昇し 100℃に到達する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉圧力容器温度
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力容器温度 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	・崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	・残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する ・崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉圧力容器温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 14MW (9×9 燃料(A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から +133cm)	原子炉停止後 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止後 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
事故条件	起回事象, 安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136 m ³ /h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8.8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる)
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	事象発生 2 時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常運転操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮

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

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より、燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

なお、5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料 5.1.7 及び添付資料 5.2.2 の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。

1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算

原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べての原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約 1 時間である。計算は次の式で行った。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c / v_{52} / (Q \times 3600) = \text{約 } 1.12 [\text{h}]$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間[h]

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] = 419.10

h_{52} : 初期条件(52℃, 大気圧)における比エンタルピ[kJ/kg] = 217.70

V_c : 保有水の体積 [m³] =

v_{52} : 初期条件(52℃, 大気圧)における水の比容積[m³/kg] = 0.001013

Q : 崩壊熱[kW] = 1.4×10^4

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

(2) 燃料有効長頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間
 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は、
 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約4時
 間と約6時間である。計算は次の式で行った。

$$t = t_1 + t_2$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u / v_{100} / (Q \times 3600)$$

t : 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h]

t_2 : 100°C到達から燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h]

h_{100} : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] = 419.10

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

V_u : 保有水の体積[m³]

(燃料有効長頂部までの保有水の体積) =

(放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積) =

v_{100} : 100°Cの飽和水の比容積[m³/kg] = 0.00104346

Q : 崩壊熱[kW] = 1.4×10^4

また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約24[m³/h]である。計算は次の式で行った。

$$(\text{注水前の蒸発量}) = (Q \times 3600) / (h_s - h_{100}) / \rho_{100}$$

ρ_{100} : 100°Cの水密度[kg/m³] = 958

(3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約24[m³/h]である。なお、必要な注水量が大きくなるように、注水温度は保守的に100°Cとした。計算は次の式で行った。

$$f = (Q \times 3600) / \{(h_s - h_f) / v_f\}$$

f : 必要な注水量[m³/h]

v_f : 注水(飽和水)の比容積[m³/kg]

(崩壊熱除去機能喪失時) = 0.00104346 (保守的に100°Cとした)

(全交流動力電源喪失時) = 0.00104346 (保守的に100°Cとした)

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ [kJ/kg] = 2675.57

h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピ [kJ/kg]

(崩壊熱除去機能喪失時) = 419.10 (保守的に100°Cとした)

(全交流動力電源喪失時) = 419.10 (保守的に100°Cとした)

Q : 崩壊熱 [kW] = 1.4×10^4

2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価)

(1) 主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等

5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。

閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の逃がし弁機能が作動する最低圧力 (7.37MPa [gage]) に到達する時間等を求めた。

$$M_s \times v_s + M_l \times v_l = V_{a11}$$

$$M_s + M_l = M_{a11}$$

$$\Delta (h_s \times V_s / v_s + h_l \times V_l / v_l) = Q \Delta t$$

※初期状態の各変数は[0]、SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で示す。

M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量 [kg]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$M_{s0} = \text{約 } \boxed{} \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \boxed{} \text{ kg}$$

M_{a11} : 原子炉圧力容器内の蒸気及び冷却材の総量 [kg] = 約 $\boxed{}$ kg

v_s, v_l : 飽和蒸気の比容積, 水の比容積 [m^3/kg]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$v_{s0} = 10.9637 \text{ m}^3/\text{kg}, v_{l0} = 0.00101308 \text{ m}^3/\text{kg}$$

SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa [gage], 原子炉水温 290.3°C) :

$$v_{s1} = 0.0254248 \text{ m}^3/\text{kg}, v_{l1} = 0.00136741 \text{ m}^3/\text{kg}$$

V_s, V_l : 気相部の体積, 液相部の体積 [m^3]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$V_{s0} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$$

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

V_{a11} : 原子炉圧力容器の体積[m³] = 約 m³

h_s, h_1 : 飽和蒸気, 水のエンタルピ[kJ/kg]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{10} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$$

SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa[gage], 原子炉水温 290.3°C) :

$$h_{s1} = \text{約 } 2766.2 \text{ kJ/kg}, h_{11} = \text{約 } 1291.5 \text{ kJ/kg}$$

Q : 崩壊熱量[kJ/s] = 約 1.4×10^4 kJ/s (原子炉停止 1 日後)

Δt : 事象発生後の時間[s]

上記式より

SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa[gage], 原子炉水温 290.3°C) の液相部の水量
[kg]

$$M_{11} = \text{約 } 2.80 \times 10^5 \text{ kg}$$

SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa[gage], 原子炉水温 290.3°C) の液相部の体積
[m³]

$$V_{11} = \text{約 } \text{ m}^3$$

事象発生後の時間[s]

$$\Delta t = \text{約 } 2.2 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 6 \text{ 時間以上}$$

となり, 事象発生約 6 時間後までに約 1.8t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし, 熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 97m³ 増加し, 原子炉水位は燃料有効長頂部より約 9m 上 (通常運転水位より約 4m 高い位置) となる。SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa[gage]) においては遮蔽評価に用いている 100°C の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため, 同等の遮蔽厚さに換算した場合, 燃料有効長頂部より約 7m 上 (通常運転水位より約 3m 高い位置) となり, 事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

以上より, 原子炉圧力容器は閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も, 主蒸気逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (6 時間以上), 原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

なお, 原子炉停止 7 時間後を想定した際, 上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると, SRV 作動圧力到達時 (7.37MPa[gage]) までの時間は 4 時間以上となる。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.1-4

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

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。

崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次のシーケンスを選定した。

- ・崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。

3. プラント状態（POS）の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POSについては選定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S」であり、次に「A」、その次が「B」という順になる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、「A」、「C」、「D」が厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。

なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、原子炉圧力容器ベントラインからの原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。

このため、本評価におけるPOSは、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。

※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価において確認している待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられるが、これについては、「全交流動力電源喪失」において選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。

累積日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47				
POSの分類		S	A1		A2	B1						B2					C1						C2		D																											
日数		1	2	2	16																5					13						2		6																		
定期検査主要工程		原子炉開放			燃料移動	LPRM取替	CRD点検			燃料装荷			炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧			RPV漏洩試験	PCV復旧			PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成																									
代表水位		通常水位			原子炉ウエル満水																通常水位																															
崩壊熱除去	RHR-A	■																																																		
	RHR-B	■																									■																									
炉心注水	RCIC																																																			
	HPCS	■																																																		
	LPCI-A	■																																																		
	LPCI-B	■																																																		
	LPCI-C	■																																																		
	LPCS	■																																																		
	MUWC(ポンプA)	■																																																		
	MUWC(ポンプB)	■																																																		
	MUWC(ポンプC)	■																																																		
サポート系	RCW/RSW-A	■																																																		
	RCW/RSW-B	■																									■																									
	HPCW/HPSW	■																																																		
	DG-A	■																																																		
	DG-B	■																																																		
	DG(HPCS)	■																																																		

■ : 運転中 □ : 待機状態

図1 停止時レベル1 P R Aにおける POS の分類及び使用可能な緩和設備

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態(POS)	包絡事象	重大事故等 対処設備等	運転停止中の評価項目				
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋 の閉鎖状態	放射線の遮蔽が維持できる 水位の確保	未臨界の確保	
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡（崩壊熱や保有水量をPOS-Sと同等のものを使用している為）	・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	POS-Aに比べ、期待できる緩和系が多く、有効性評価においてはPOS-Sと同等の崩壊熱や保有水量を使用していることからPOS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	プラント状態POS-Aに同じ
A1	PCV/RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	-	・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	有効性評価にて評価項目を満足している	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足している（原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6））	有効性評価にて評価項目を満足している制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
A2			・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）				
B1	原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡※ ※POS-BにおいてはRHRが待機していないため「残留熱除去系機能喪失（POS-A）」には包絡されないが、「全交流動力電源喪失（POS-A）」の評価に代表される。	・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・燃料プール代替注水系 ・燃料プールのスプレイ系	POS-Aに比べ、「崩壊熱」が小さく、また、「保有水量」が多いことから「余裕時間」が長いものの、点検等により「緩和系」が少なくなることが考えられる。ただし、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）や燃料プール代替注水系を用いることで燃料損傷を回避できることから崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される	開放	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し、評価項目を満足していることを確認している ※使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される	プラント状態POS-Aに同じ 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2							
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	「全交流動力電源喪失（POS-A）」の評価に包絡	・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	POS-Aに比べ、「崩壊熱」が小さく、「保有水量」に差がない。また、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」も少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失（POS-A）」に包絡される	開放→閉鎖	原子炉が未開放であることから、遮蔽は確保される。 原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	プラント状態POS-Aに同じ
C2			・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）				
D	起動準備状態	POS-Aに包絡される	・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	POS-Aに比べ、「崩壊熱」が小さい、「緩和系」に差がない、「保有水量」に差がない、「余裕時間」が長いことから、燃焼損傷防止対策の有効性評価は、POS-Aに包絡される	閉鎖		

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

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止[※]から1日後の崩壊熱を用いて原子炉水温上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止1日（24時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ10時間程度前、4時間程度前となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒全挿入完了から7時間以上後である。仮に、スクラムによる原子炉停止から7時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、燃料有効長頂部到達まで約4時間となる。原子炉停止から1日後の原子炉注水までの時間余裕が約6時間であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から注水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。

また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日（24時間）後の場合では約4.2時間に対して、7時間後の場合では約2.2時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である（添付資料 5.1.6）

この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず、炉心損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

安定状態について

運転停止中の崩壊熱除去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。

【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

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

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

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

運転停止中の有効性評価は、ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。

※<審査ガイドの評価項目>

- (a) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (b) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (c) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）

この際、格納容器圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、原子炉補機代替冷却水系又は格納容器ベントによる格納容器除熱により対応することとなる。

1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響

プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約3時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉補機代替冷却水系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約24時間後までである。

ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。

崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッションプールへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器の圧力上昇が炉心損傷前ベントの基準となる0.427MPa[gage]に到達する時間は約54時間であり、原子炉補機代替冷却水系による崩壊熱除去機能復旧は事象発生約24時間後のため、時間余裕は十分確保される。

また、仮に原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は原子炉格納容器フィルタベント系による除熱を実施することとなる。なお、原子炉停止過程における減圧操作により炉圧が低下し、燃料棒のギャップから希ガス等が原子炉冷却材中に追加放出されるが、これらは気体廃棄物処理系で既に処理されているため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要であ

る。

なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。

パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、この場合はパーソナルエアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。

原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を經由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却水系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、冷却材中に含まれるよう素は微少であり時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。

原子炉圧力容器を開放している場合は原子炉内から放出された熱量は蒸気として原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

<参考>

運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の格納容器の圧力を MAAP により求めた。解析条件は表 1，解析結果は表 2 及び表 3 となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの 2 ケースの評価を実施し，その結果，期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約 54 時間となった。

表 1 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	100℃
	原子炉の初期圧力	大気圧
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器の初期温度	サプレッションプール 水温：32℃ 気相部：57℃
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧
	復水貯蔵タンクの水温	40℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生 120 分後	・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系（常設）による注水開始
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	100m ³ /h（復水移送ポンプの設計値として設定）
	格納容器スプレイ	実施に期待しない，又は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による D/W スプレイ実施 (88m ³ /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達又はサプレッションプール水位上限到達

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 76 時間	格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達
格納容器スプレイに期待しないケース	事象発生後 54 時間	格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達

表 3 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

分類	事象発生 24 時間後		ベントタイミング時	
	サプレッション プール圧力 (MPa [gage])	サプレッション プール温度 (°C)	サプレッション プール圧力 (MPa [gage])	サプレッション プール温度 (°C)
格納容器スプレ イに期待す るケース	0.09	102	0.427 (事象発生約 76 時間後)	154 (事象発生約 76 時間後)
格納容器スプレ イに期待し ないケース	0.09	102	0.427 (事象発生約 54 時間後)	152 (事象発生約 54 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウエルより値が大きいサプレッションプールの結果を記載

以 上

原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における 放射線の遮蔽維持について

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」事象における放射線の遮蔽維持について評価を行い、事故時の作業員の退避も考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[※]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。

なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋最上階の様に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、作業員の現場退避を評価の代表とした。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、原子炉建屋最上階での作業時間は 3.5 時間、退避は 1 時間以内であり、被ばく量は最大でも 35mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前、コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図 1 中の 1, 2, 3）

原子炉を停止後、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、主復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して、コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取り外し（図 1 中の 4）

原子炉が冷温停止状態になった後、原子炉の水位を徐々に上昇させ、原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.2m 程度）。

③蒸気乾燥器取り外し（図 1 中の 5）

蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

④気水分離器取り外し（図 1 中の 6）

水位を徐々に上昇させながら、気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお、原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ、原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

（添付資料 5.1.2）

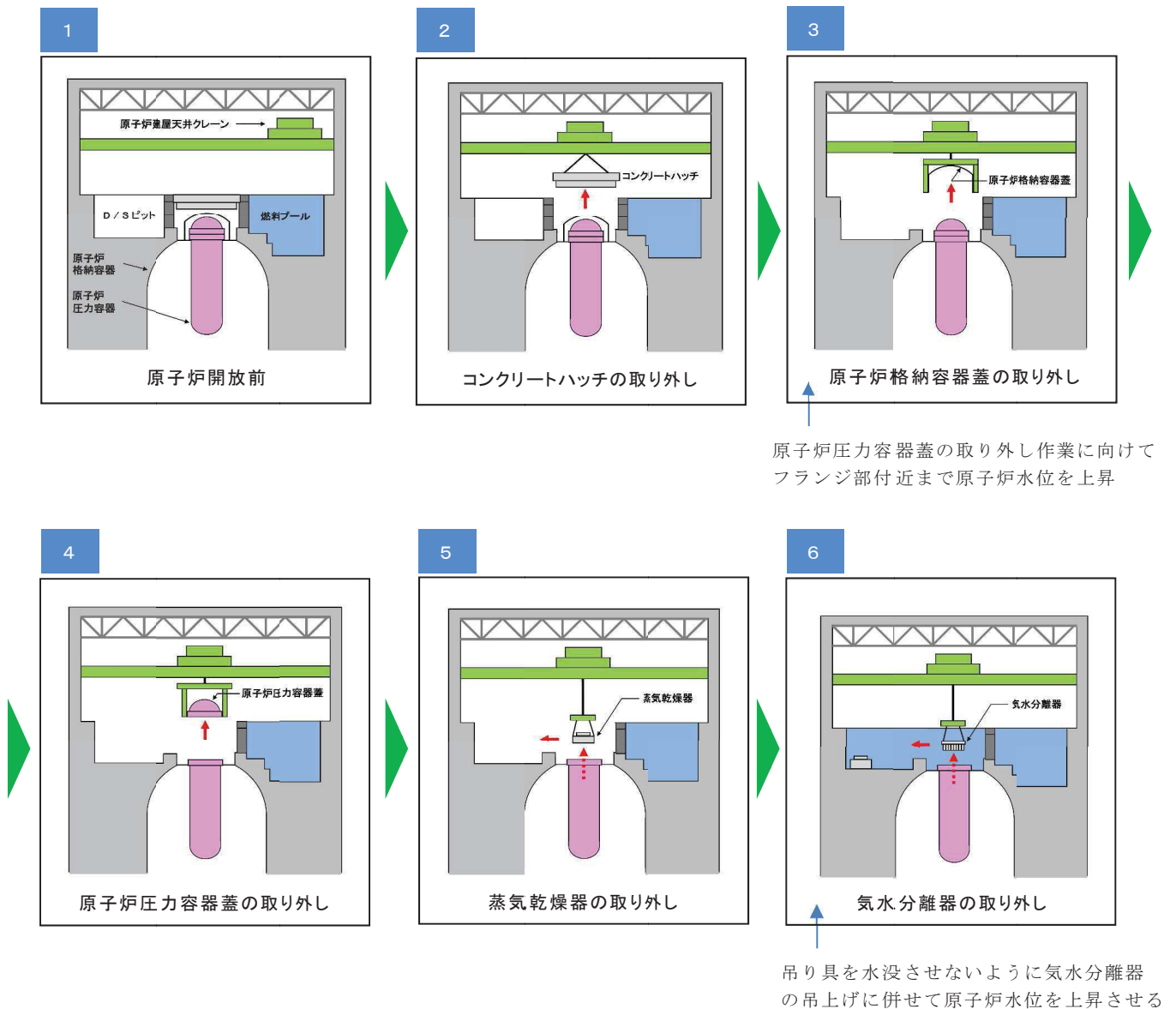


図 1 原子炉圧力容器開放作業の流れ

2. 原子炉圧力容器等構造物

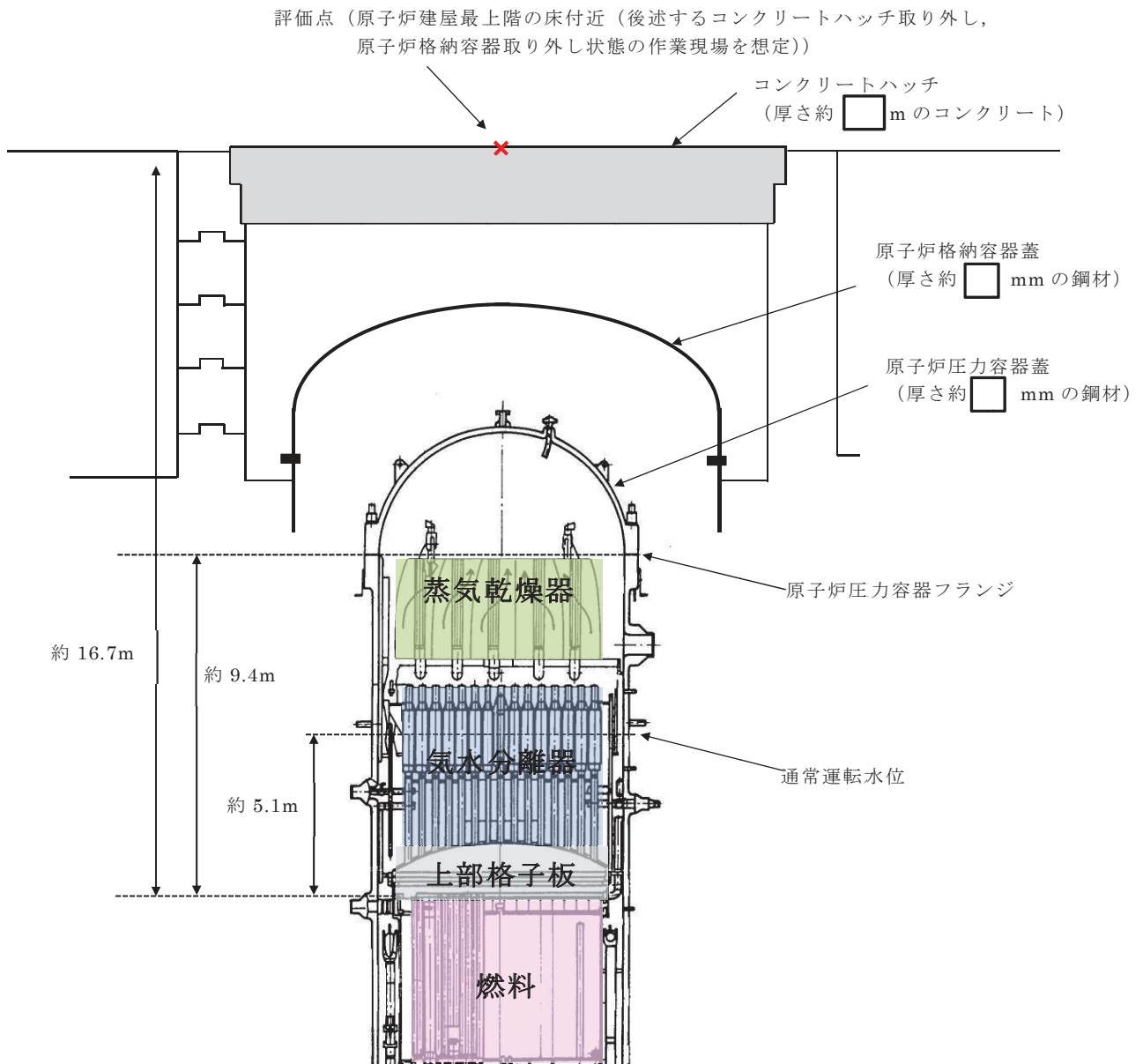


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-3

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について、以下に示す。

① -1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図1中の1）

原子炉運転中や原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋最上階での線量率は十分に小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

（参考：放射線施設の遮蔽計算業務（放射線）データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター）

①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3）

コンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなるが、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに、原子炉圧力容器蓋の開放作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため、定検毎に高さは異なるが水位は徐々に上昇することになる。この状態で原子炉建屋最上階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えられるため、コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。

② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図1中の4）及び蒸気乾燥器取り外し（図1中の5）

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下0.2m程度まで水位を上昇させた後、開放作業を実施する。この際、水位上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間はさらに長くなる（約1.4時間程度）。

仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等の事故事象が発生した際を考慮しても原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ、その遮蔽に期待できる。

また、取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約0.9m低下）を仮定した場合も、原子炉水位をフランジよりさらに上昇させている可能性があること、炉心燃料及び上部格子版からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（第5.3.6図）に包絡できることから、必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと、約0.9mの水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させ

る設備であることから、これを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2での評価に包絡）。

③ 気水分離器取り外し（図1中の6）

気水分離器の取り出しに合わせ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2, 3）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。

なお、評価点は原子炉建屋最上階の床付近^{*}とした。

※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能の喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため、作業員の退避を想定して評価を設定した。コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は原子炉建屋最上階にいたることが考えられるため、より線源に近い炉心中心軸上の原子炉建屋最上階の床付近を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、これらの作業を実施したとしても、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰すること、原子炉建屋最上階と同様に事故後に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料、上部格子板、気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長（mm）：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-5

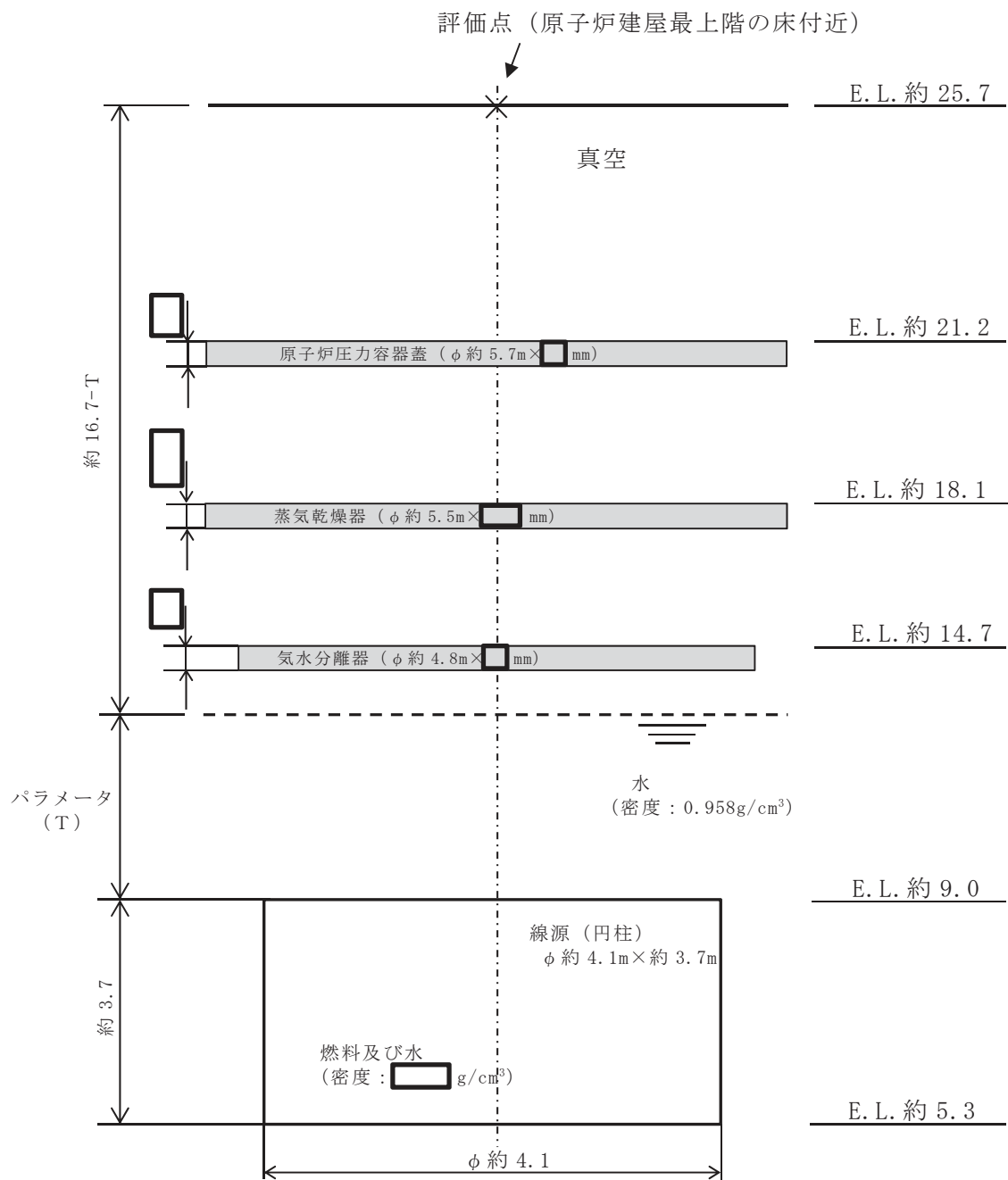
- 線源材質：燃料及び水の均質化組成（密度 g/cm³）
- 線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。
 - ・ 燃焼照射期間：1308.7 日（燃焼度 33GWd/t 相当の値）
 - ・ 燃料組成：9×9 燃料（A 型）
 - ・ 濃縮度： (wt%)
 - ・ U 重量：燃料一体当たり (kg)
 - ・ 停止後の期間※：停止 7 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）

※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

- 計算モデル：円柱線源
線量率計算モデルを図 3 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-6



注： 寸法は公称値を示す
(単位：m (遮蔽厚さは mm))

図3 燃料の線量率計算モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-7

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00E-02	1.48E+12
2	2.50E-02	2.03E+11
3	3.75E-02	2.23E+11
4	5.75E-02	1.58E+11
5	8.50E-02	2.75E+11
6	1.25E-01	6.53E+11
7	2.25E-01	5.52E+11
8	3.75E-01	1.50E+11
9	5.75E-01	5.05E+11
10	8.50E-01	4.13E+11
11	1.25E+00	1.05E+11
12	1.75E+00	9.92E+10
13	2.25E+00	1.09E+10
14	2.75E+00	4.16E+09
15	3.50E+00	3.77E+08
16	5.00E+00	1.08E+07
17	7.00E+00	4.27E+00
18	9.50E+00	4.91E-01
合 計		4.82E+12

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.25MeV とする。
- 線源材質：水と同等（密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）とする。ただし、水位低下に伴う露出時は、露出部分の線源材料の密度を真空とする。
※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を採用
- 線源強度は、機器表面の実測値（Sv/h）より、 $2.31 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ として算出した。

線量率計算モデルを図 4 に示す。

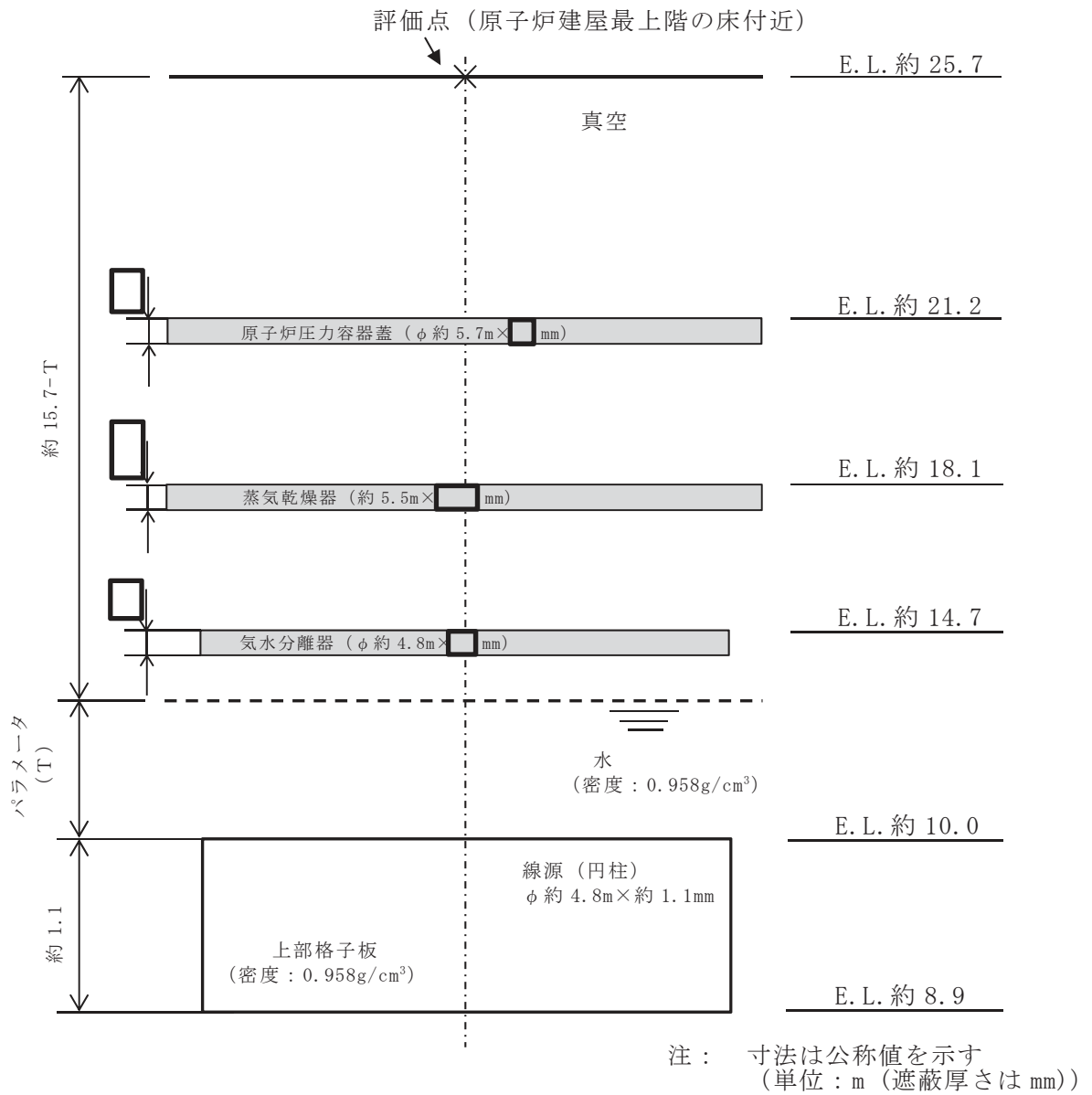


図 4 上部格子板の線量率計算モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-10

c. 気水分離器

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ(mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して， 1.25MeV とする。
- 線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）とする。ただし，水位低下に伴う露出時は，露出部分の線源材料の密度を真空とする。
 ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち，最小となる 100°C の値を採用
- 線源強度は，機器表面の実測値（ mSv/h ）より， $9.19 \times 10^4 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ として算出した。

線量率計算モデルを図5に示す。

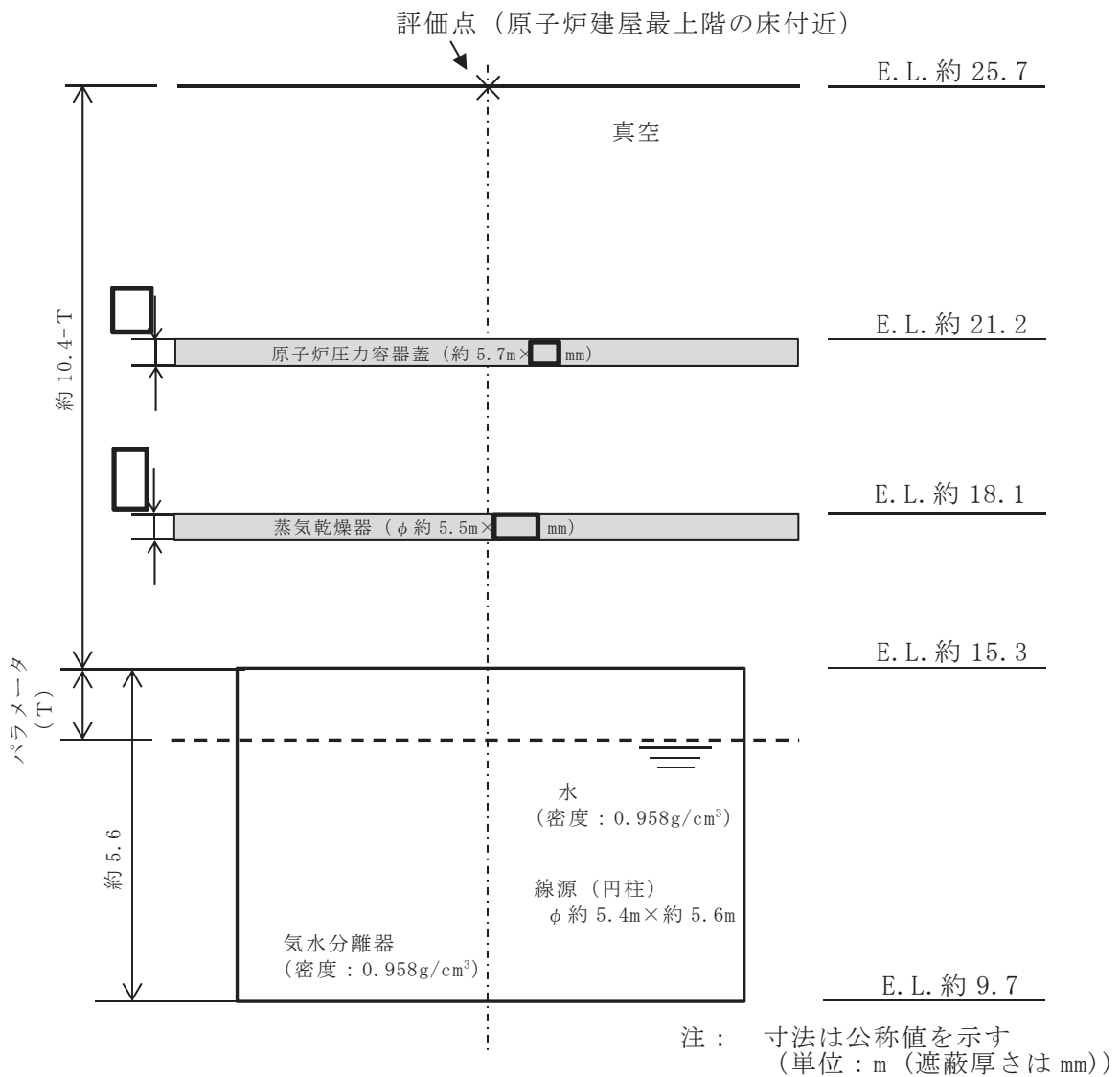


図5 気水分離器の線量率計算モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

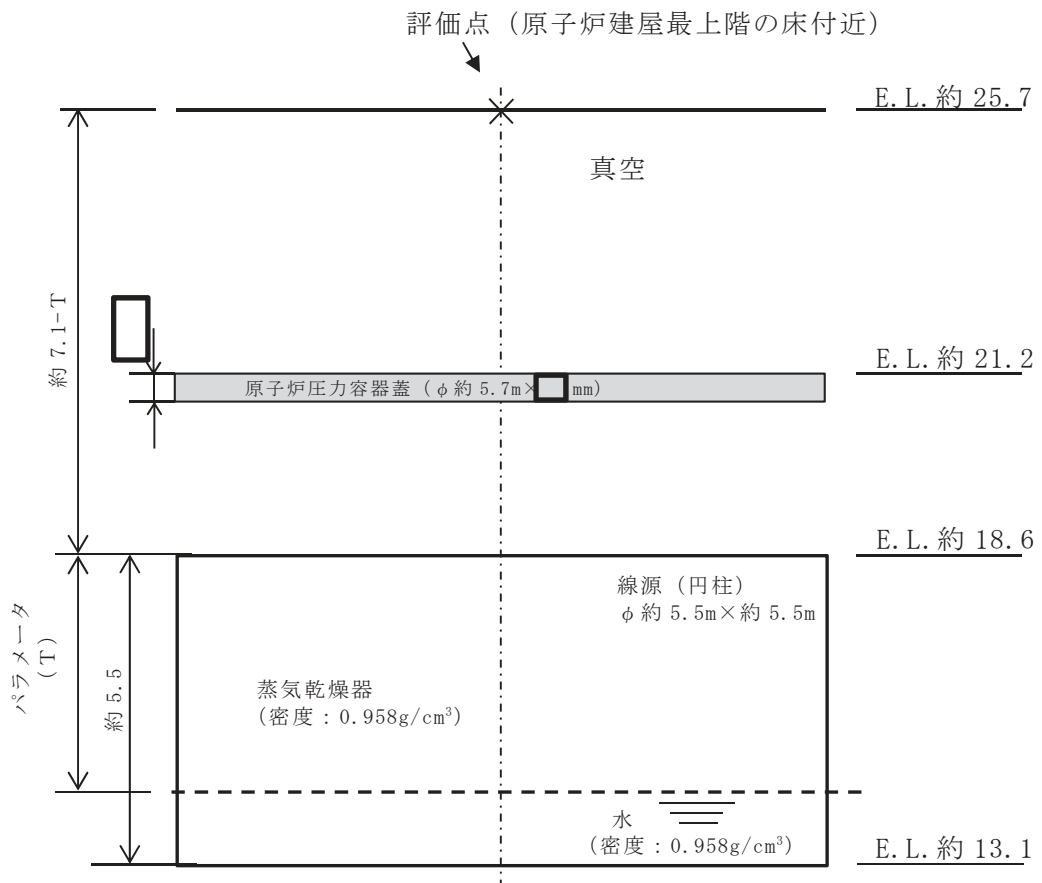
添付 5.1.6-11

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ(mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.25MeV とする。
- 線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）とする。ただし、水位低下に伴う露出時は、露出部分の線源材料の密度を真空とする。
 - ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
- 線源強度は、機器表面の実測値 (mSv/h) より、 $2.76 \times 10^4 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ として算出した。

線量率計算モデルを図6に示す。



注： 寸法は公称値を示す
(単位：m (遮蔽厚さは mm))

図6 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

添付 5.1.6-12

(2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉圧力容器内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線の漏れ）の影響により非保守的となるため、線源を覆うような構造物のみを遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状：円柱形状の遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ(mm)：75（圧力容器蓋の最薄部厚さ）

遮蔽物材質： 平板（密度 g/cm³）※

※圧力容器鋼板 の密度は、同等である で代表した線量率計算モデル（遮蔽）を図3～7に示す。



図7 原子炉圧力容器蓋の線量率計算モデル（遮蔽）

b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状：円柱形状の遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ(mm)：12.7（フード部の最薄部厚さ）

遮蔽物材質： 平板（密度： g/cm³）※

※蒸気乾燥器の材質（）の密度は、と同等であるため、代表した線量率計算モデル（遮蔽）を図3～5，8に示す。

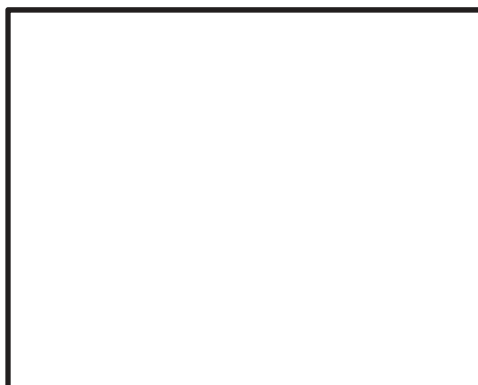


図8 蒸気乾燥器の線量率計算モデル（遮蔽）

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

c. 気水分離器

遮蔽物形状：円柱形状の遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ(mm)：55

(シュラウドヘッドの厚さ (気水分離器スワラーによる遮蔽も考慮))

遮蔽物材質： 平板 (密度 g/cm³) ※

※気水分離器の材質 () の密度は, と同等であるため, 代表した線量率計算モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。



図 9 気水分離器の線量率計算モデル (遮蔽)

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1)及び(2)の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h^{*}）は以下の仮定のもので「燃料有効長頂部の約 2.0m 上」と求めた。

※ 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕がある値（10mSv/h）とする。

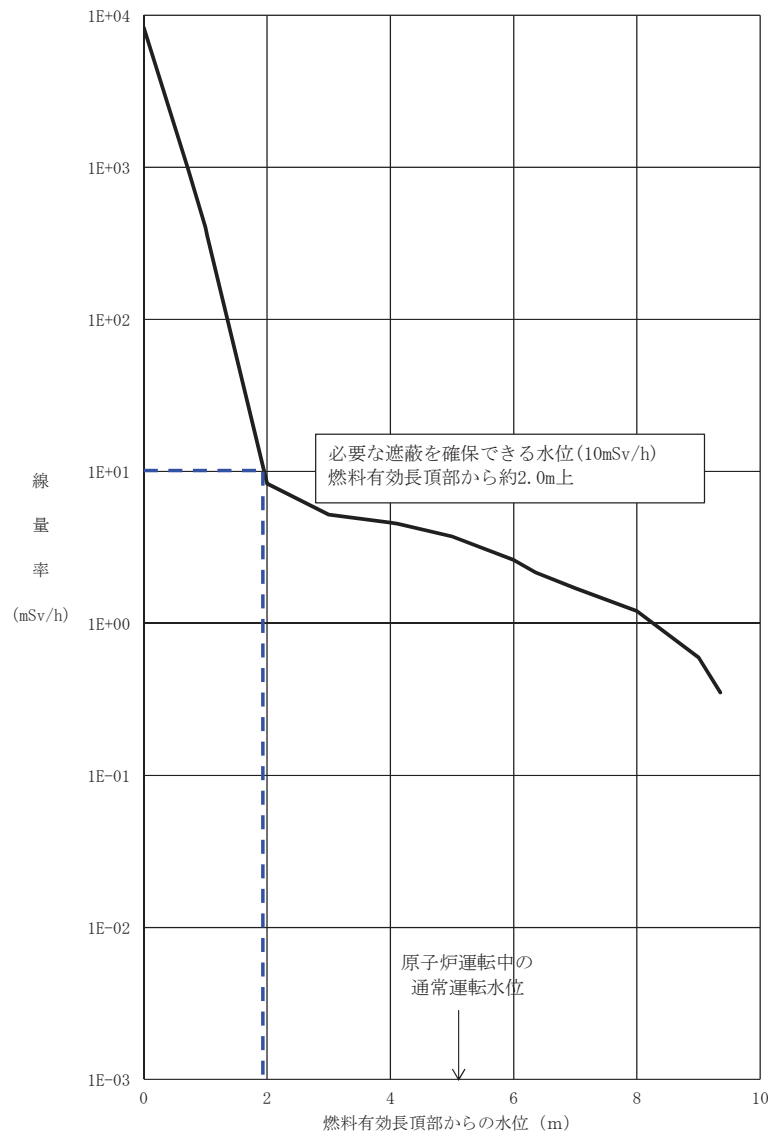


図 1 0 原子炉水位と線量率の関係

(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.1」の 1. 原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止後 7 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を表 2 に示す。

評価結果より、原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間 2 時間、全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間 2 時間に対して十分であることが確認された。

また、原子炉停止後 7 時間後においては、上述の保守的な計算方法を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.2 時間後に超えることが確認された。

表 2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の算出条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温 (°C)	崩壊熱 (kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 ^{※1}	燃料有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの時間	全交流動力電源喪失時の注水までの時間
7 時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.0×10^4	約 2.2 時間	約 3.6 時間	2 時間以内 ^{※2}	2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.4×10^4	約 4.2 時間	約 6.2 時間	2 時間	2 時間

※1 「添付資料 5.1.1」の 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮し計算に示すように、原子炉の減圧操作実施までの時間は、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 7 時間後でも 4 時間以上の時間余裕がある）。

※2 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。

5. 事故時の退避について

事故発生時の原子炉建屋最上階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。事象発生時、発電課長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、1時間以内に原子炉建屋最上階又は原子炉格納容器内より退避する。全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、現場環境が悪化する前(4.より最長約2時間)の退避が十分可能である。

なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示、立ち入り制限を実施するため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全を確認した後実施する。

6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には1.04MPa gage以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止7時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると4.で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約2時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。

以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。

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）

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1 / 3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後1日 約 14.0MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約 13.4MW 以下 (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定 停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように1日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 仮に原子炉停止後の時間が短く燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。スクラムによる原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.6時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる ^{*1} 。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は、さらに原子炉水位の低下は抑制される。（添付資料5.1.1, 5.1.6） このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約4時間、燃料有効長頂部到達までの時間余裕である約6時間より短くなるが、評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され、注水操作（事象開始から約2時間後）に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約 33℃～43℃ (実績値)	停止後1日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

※1 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2 / 3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	設計値を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。
	燃料の容量	約 880kL	約 880kL 以上（軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、クラス1 機器供用期間中検査（漏えい検査）等の特殊な場合を除く

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3 / 3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
事故条件	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）ポンプ1台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等により機能喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m ³ /hで注水	1,136 m ³ /hで注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）	熱交換器1基あたり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）	残留熱除去系の設計値として設定（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要員	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	<p>【認知】 評価では残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの故障発生から低圧注水モードによる原子炉注水操作の開始まで、逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって、評価上の想定より操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作である。操作所要時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作所要時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は約6時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	訓練実績より、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約2分で操作可能である見込みを得た。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。
	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から3時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には十分な時間余裕がある。	—	—	—

7日間における燃料評価結果について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

1. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉停止中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (A) 1,321L/h×1台×168h=約222kL (B) 1,736L/h×1台×168h=約292kL 7日間合計 約514kL
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 358L/h×1台×168h=約61kL
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL
合計		7日間の軽油消費量 約601kL
判定		2号炉の軽油タンク約580kL及びガスタービン発電設備軽油タンク約300kLの容量(合計)は約880kLであり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

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

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「外部電源喪失＋直流電源失敗」及び④「外部電源喪失＋交流電源喪失」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，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燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1 図及び第 5.2.2 図に，手順の概要を第 5.2.3 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 5.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され，合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，発電課長 1 名，発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名で

ある。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名、重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第5.2.4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、作業項目と重要事故シーケンスとを比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。

- a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認
原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度等である。

- b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

- c. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位等である。

- d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、事故進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、全ての評価項目を満足できる。

また、評価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。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(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評価条件を第 5.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14MW である。なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 24m³/h である。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃ とする。

(d) 原子炉初期圧力

原子炉の初期圧力は、大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において水位低下量を厳しく見積もるため、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{*1}。

※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。

(c) 外部電源

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

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水流量は、100m³/h とする。

(b) 原子炉補機代替冷却水系

伝熱容量は約 16.0MW（原子炉冷却材温度 154℃、海水温度 26℃において）とする。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 26℃において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給は、事象発生 20 分後に開始するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生 2 時間後に開始する

ものとする。

- (c) 原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、軸受等の冷却が必要となるため、原子炉補機代替冷却水系の準備が完了する事象発生 24 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.2.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.6 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。

常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から 2 時間経過した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から 24 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2.6 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生 2 時間後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉建屋最上階での作業時間は 3.5 時間、退避は 1 時間以内であり、被ばく量は最大でも

35mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋最上階での操作を必ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、燃料プールへの注水準備操作（ホース敷設等）にかかる作業時間を想定した。

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

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.0m 上（通常運転水位から約 3.1m 下）の位置である。

（添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6）

5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は、約 13.4MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 33℃～約 43℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるもので

はなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は、約 13.4MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 7 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 2m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.2 時間、燃料有効長頂部到達まで約 3.6 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から避難するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 33℃～約 43℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなることから、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は、約 7 分間であり、評価

上の受電完了時間と比べ短くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、5分間であり、実態の操作開始時間は、評価上の想定よりも短いため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、9時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水を既に実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、当該操作に対する時間余裕について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生後約24時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水を継続する。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影

響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策に必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員及び初期消火要員の 35 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

(添付資料 5.2.3)

a. 水源

低圧代替注水系（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、約 534m³の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192 m³及び淡水貯水槽に 10,000m³の水量を保有している。これにより、注水によって復水貯蔵タンクを枯渇させることなく、必要な水量を確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、本重要事故シーケンスで想定される負荷で事象発生後 7 日間運転した場合、約 298kL の軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）の使用が可能であることから、7 日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却水系については、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 42kL の軽油が必要となる。これら可搬型重大事故等対処設備については、2 号炉の軽油タンク（約 580kL）の使用が可能であることから 7 日間の運転継続が可能である。（合計使用量 約 372kL）

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約 3,948kW 必要となるが、常用連続運用仕様である約 6,000kW 未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離しを行うことにより、24 時間の直流電源供給が可能である。

5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

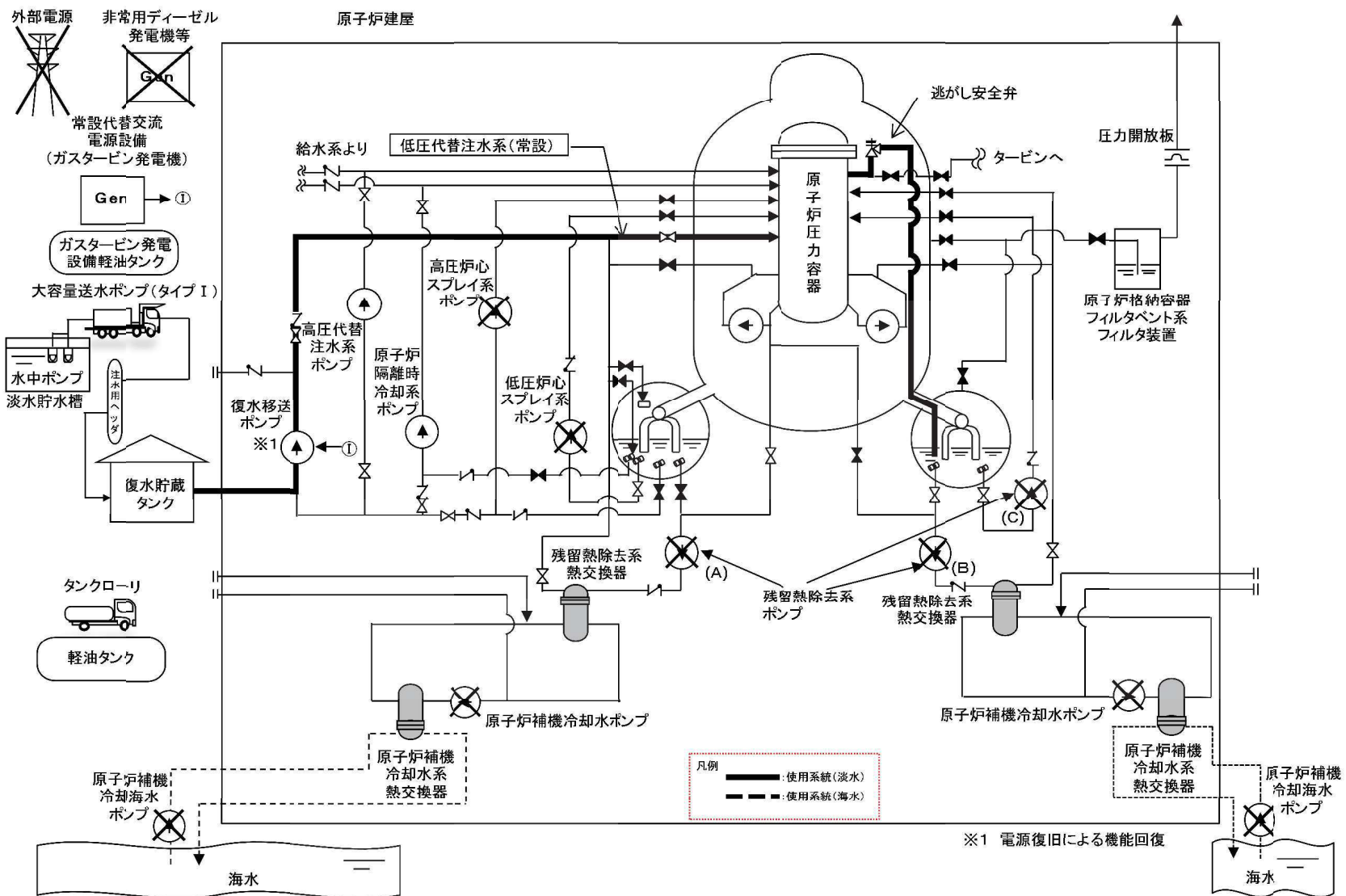
上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

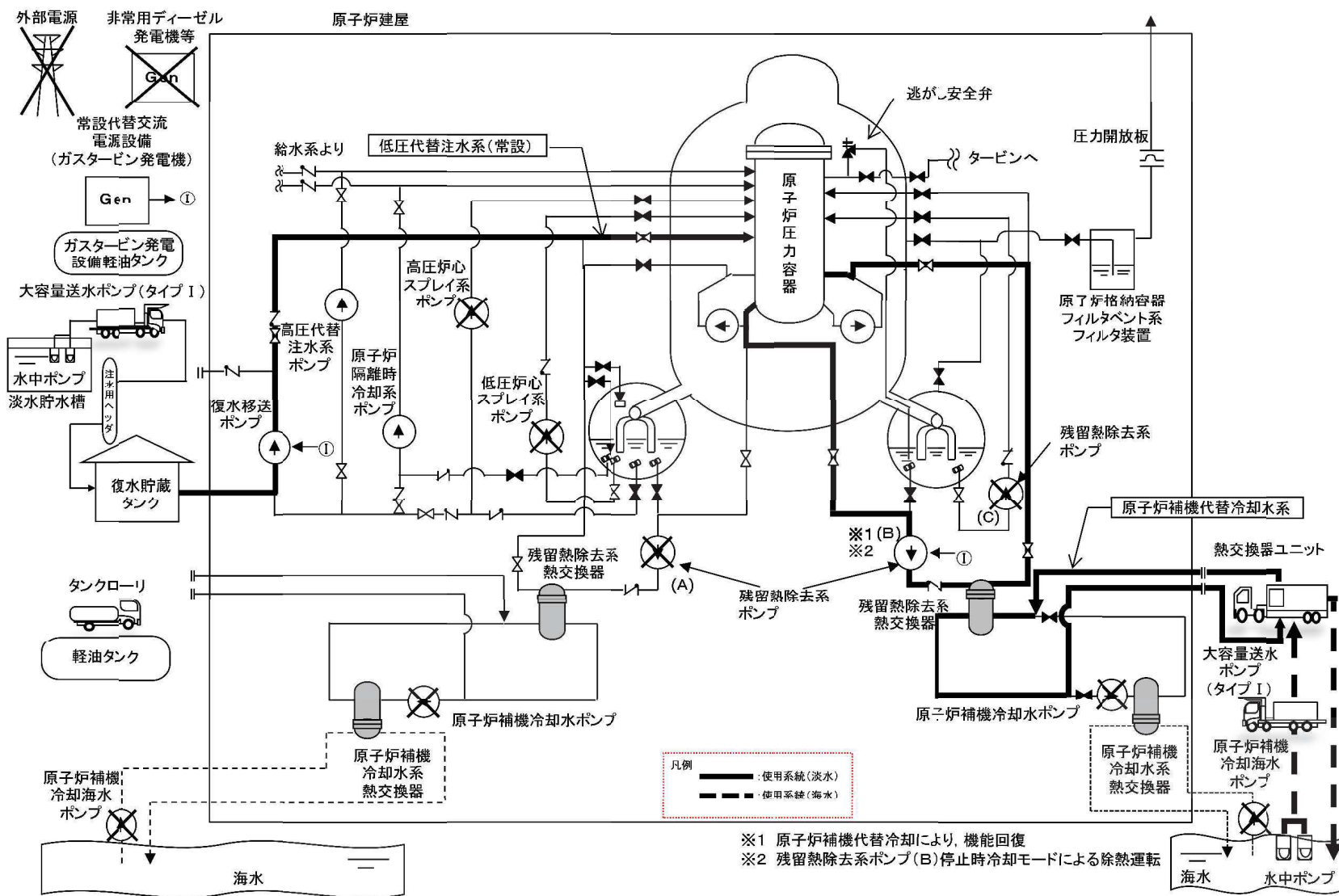
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

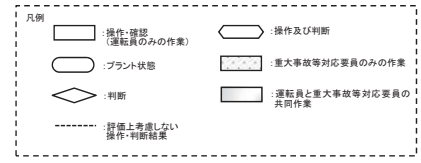
以上のことから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。



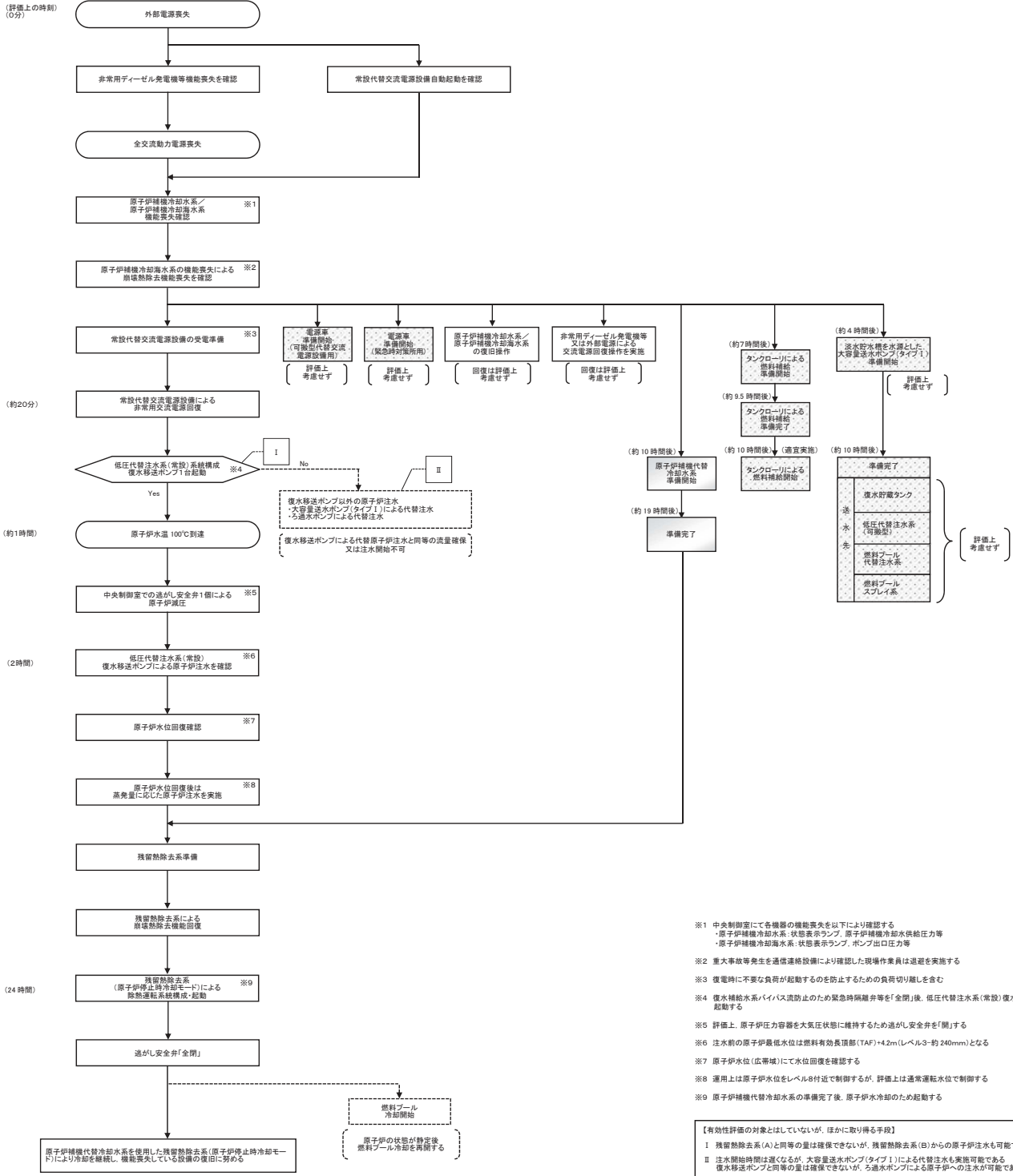
第 5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)



第 5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)



プラント前提条件
 ・プラント停止1日後
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器開放中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・残留熱除去系(A)(原子炉停止時冷却モード) 運転中
 ・残留熱除去系(B)(低圧注水モード) 待機中
 ・原子炉水位「通常運転水位」(通常、原子炉停止時冷却モード運転時は+1500mm以上)

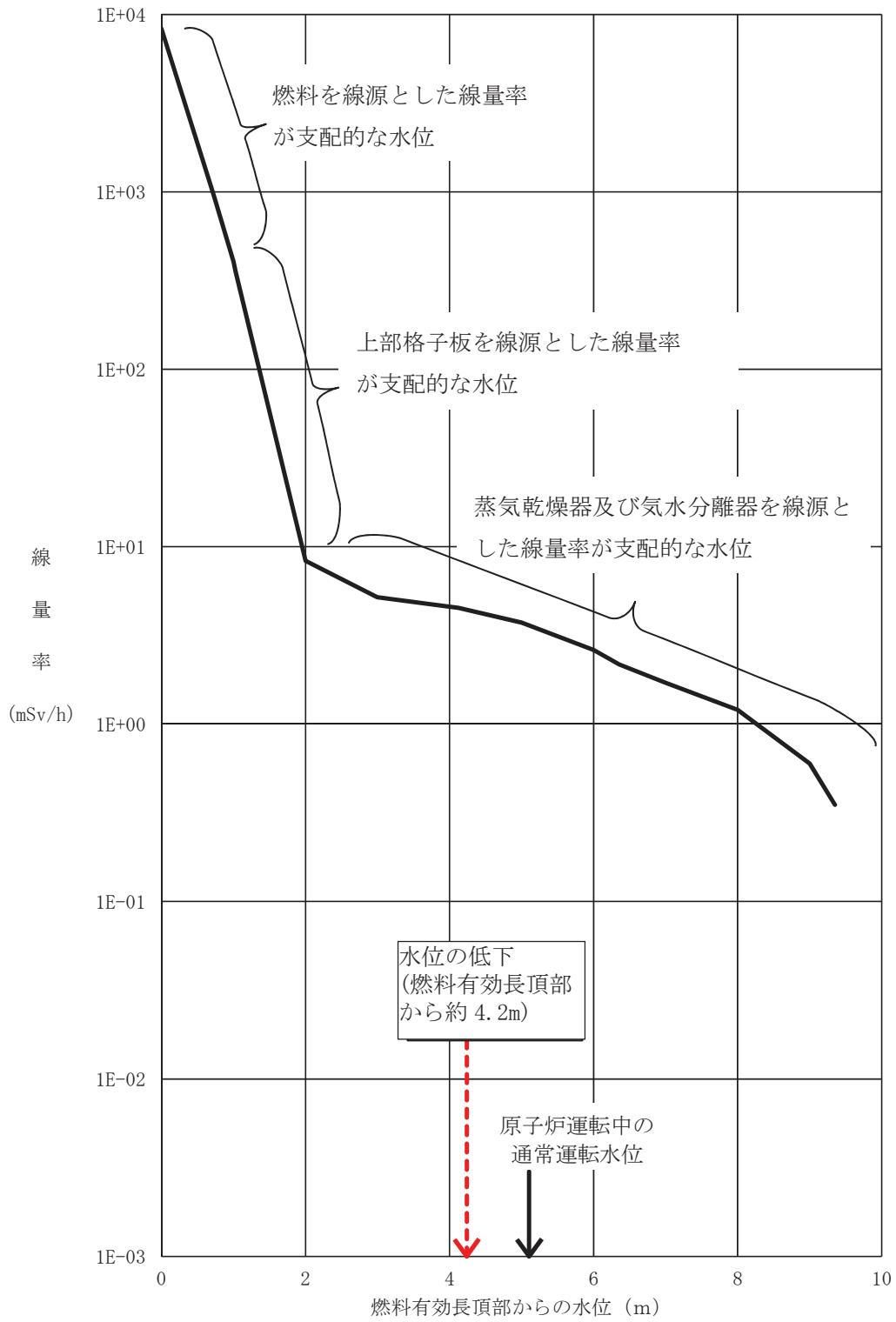


第 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

550



第 5.2.5 図 原子炉水位の推移



第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率

第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失時」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	・原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する	所内常設蓄電式直流電源設備	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉圧力容器温度
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する	所内常設蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 原子炉圧力容器温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	・常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備 軽油タンク	—	原子炉水位 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	・原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する ・崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 ガスタービン発電設備 軽油タンク 軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉圧力容器温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2.2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 14MW (9×9 燃料(A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33Gwd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止後 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	100℃	顕熱を考慮せず、原子炉水位低下を保守的に評価する条件として設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定
関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	100 m ³ /h にて原子炉注水	復水移送ポンプの設計値に注入配管の流路圧損および保守性を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系	約 16.0MW (原子炉冷却材温度 154℃, 海水温度 26℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8.8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる)
関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 20 分後	事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後から常設代替交流電源設備から受電操作を開始し、操作時間として 10 分間を設定
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生 2 時間後	事象の認知や操作時間を基に、時間余裕を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系運転操作	事象発生 24 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備期間を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	事象発生 24 時間後	原子炉補機代替冷却水系及び残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常運転操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10% の保守性を考慮

安定状態について

運転停止中の全交流動力電源喪失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。

【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

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。その後、原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

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）

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1 / 3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後1日 約 14.0MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約 13.4MW 以下 (実績値)	平衡炉心燃料についてサイクル末期の燃焼度に10%の保守性を考慮した値を想定し算出 停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように1日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。スクラムによる原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.6時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる ^{*1} 。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は、さらに原子炉水位の低下は抑制される。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6) このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約4時間、燃料有効長頂部到達までの時間余裕である約6時間より短くなるが、評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され、注水操作（事象開始から約2時間後）に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	原子炉水温	52℃	約 33℃～43℃ (実績値)	停止後1日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉水温より低くなることから、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2 / 3）

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応ではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止後1日の実績による値	評価条件と最確条件は同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。
	外部水源の温度	100℃	約20℃～40℃(実測値)	顕熱を考慮せず、原子炉水位低下を保守的に評価する条件として設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなるため、原子炉水位低下速度が緩やかになるが、注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応を取るものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなるため、原子炉水位低下速度が緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	外部水源の容量	復水貯蔵タンク： 約1,192m ³ 淡水貯水槽： 10,000m ³	復水貯蔵タンク： 約988m ³ ～ 約3,068m ³ (実績値) 淡水貯水槽： 10,000m ³ 以上	復水貯蔵タンクは実績を参照し、現実的な値を設定。淡水貯水槽は最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している復水貯蔵タンクの容量よりも小さくなる可能性があるが、事象発生10時間後からの大容量送水ポンプ(タイプI)による補給より前に復水貯蔵タンクは枯渇することはない、運転員等操作に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約880kL	約880kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3 / 3）

項目		評価条件(初期,事故及び機器条件) の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起因事象として,外部電源喪失が発生するものとして想定	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	事象ごとに変化	起因事象として,外部電源が喪失するものとして設定		
機器条件	低圧代替注水系(常設)	100 m ³ /h で注水	100 m ³ /h 以上で注水	復水移送ポンプの設計値に注入配管の流路圧損および保守性を考慮して設定	最確条件では評価条件で設定している注水流量より大きくなるため,原子炉水位の回復が早くなるが,注水操作は注水流量に応じた対応をとるものではなく,全交流動力電源喪失による異常の認知を起点とするものであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している注水流量より大きくなるため,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。
	原子炉補機代替冷却水系	約 16.0MW(原子炉冷却材温度 154℃,海水温度 26℃において)	約 16.0MW(原子炉冷却材温度 154℃,海水温度 26℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,評価項目となるパラメータに対する影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8.8MW(原子炉冷却材温度 52℃,海水温度 26℃において)	熱交換器 1 基あたり約 8.8MW(原子炉冷却材温度 52℃,海水温度 26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが,残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため,注水が不要となる)	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから,事象進展に影響はなく,評価項目となるパラメータに対する影響はない。

添付 5.2.2-3

559

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、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（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生 20 分後 に受電完了	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、常設代替交流電源設備からの受電を開始する手順としている。全交流動力電源喪失の確認については、以下に示すとおり、外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失確認（再起動操作含む）に約3分を想定している。これに余裕を含めて10分間を全交流動力電源喪失の確認時間と想定している。全交流動力電源喪失の確認時間には十分な時間余裕を含んでいることから、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 [外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失確認：10分間（余裕含む）] ・ 外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失の確認に3分間を想定</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐しており、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備からの受電の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。受電準備及び受電操作に10分間を想定している。 [受電準備及び受電操作：10分間（余裕含む）] ・ 常設代替交流電源設備の受電準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に4分間を想定 ・ 常設代替交流電源設備からの受電操作として、受電に必要な遮断器操作の所要時間として4分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備からの受電操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	常設代替交流電源設備からの受電操作の認知時間及び操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の開始時間が評価上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉水位の回復を早める。	実際の受電操作完了時間は解析上の設定より早まる可能性がある。この場合、その後に行う低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の開始時間が評価上の設定よりも早まる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は、約6時間であり、事故を検知して受電操作を完了する20分は十分な時間余裕を確保できる時間である。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。解析上においては、起回事象の全交流動力電源喪失から常設代替交流電源設備の受電操作まで20分を想定しているところ、訓練実績では約8分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 2 時間後	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて機器ランプ表示、機器故障警報等にて取水機能喪失に伴う非常用炉心冷却系機能喪失を確認する。これにより、常設代替交流電源設備からの電源供給後、低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動操作を行う手順としている。評価では低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の開始まで、逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって、評価上の想定より操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作所要時間5分を想定している。原子炉注水準備完了後は、制御盤の操作スイッチによる残留熱除去系弁1個の開操作により原子炉注水が可能である。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>[低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備：5分間] ・ 復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作、緊急時隔離弁等の開操作及び操作した弁の動作確認に3分間を想定 ・ 復水移送ポンプの起動に1分間を想定 ・ 残留熱除去系弁の開操作に1分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生2時間後を想定しているが、実際の操作開始時間は評価上の設定より早まる可能性がある。この場合、原子炉注水操作の開始時間が評価上の設定よりも早まる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生2時間後を想定しているが、実際の操作開始時間は評価上の設定より早まる可能性がある。この場合、原子炉注水操作の開始時間が評価上の設定よりも早まる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は、約6時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの2時間は十分な時間余裕を確保できる時間である。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。常設代替交流電源設備による電源供給を確認してから低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始まで5分を想定しているところ、訓練実績では約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響, 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(運転停止中 全交流動力電源喪失)(2/3)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間							
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方						
操作条件	各機器への給油(原子炉補機代替冷却水系)	事象発生から10時間以降, 適宜	各機器への給油は, 評価条件ではないが, 解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から約10時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	<p>有効性評価では, 原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット(1台)及び大容量送水ポンプ(タイプI)(1台))への燃料給油を期待している。各機器への給油準備作業について, 原子炉補機代替冷却水系(熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ(タイプI))への給油準備(現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで)は, 所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。</p> <p>また, 各機器への給油作業は, 各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系への給油作業は, 熱交換器ユニットが許容時間90分のところ, 訓練実績等では約35分, 大容量送水ポンプ(タイプI)が, 許容時間300分のところ, 訓練実績等では約35分であり, 許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。</p>

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、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（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3/3）

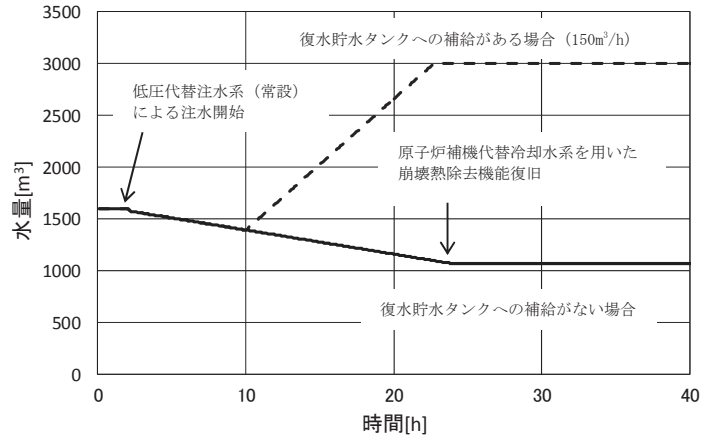
項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却水系の起動操作	事象発生 23 時間後に準備完了	<p>大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後の原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 13 時間を想定することで、合計 23 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、実際の操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性がある。</p>	<p>操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水を既に実施しているため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生 23 時間後の操作であり、時間余裕がある。原子炉への注水は継続する。</p>	<p>運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間 10 分想定のところ、訓練実績等により約 7 分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間 13 時間想定のところ、訓練実績等により約 7.5 時間で実施可能であることを確認した。また、運転員（現場）の行う現場系統構成は、所要時間 1.3 時間想定のところ約 48 分、空気抜き操作は所要時間 50 分想定のところ約 32 分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱運転操作	事象発生 24 時間後	<p>原子炉補機代替冷却水系及び残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系による残留熱除去系原子炉停止時冷却モード運転操作までの時間は、事象発生から約 24 時間あり十分な時間余裕がある。</p>	—	—	—

7日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

○水源

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



○水使用パターン

- ・ 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水
100m³/h で事象発生 2 時間後以降に運転する。
原子炉水位回復後、水位を維持できるよう崩壊熱に相当する水量 (最大約 24m³/h) の原子炉注水を実施する。

○時間評価 (右上図)

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

○評価結果

事象発生 2 時間後から原子炉水位が回復する事象発生 137 分後までは 100m³/h で注水を行い、その後、約 24m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 24 時間後に原子炉補機代替冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまで合計約 534 m³ 必要となるが、復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す

停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水量以上 (約 534 m³) 以上の淡水は確保する運用であるため、対応可能である。

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉停止中。1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象：全交流動力電源喪失は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	常設代替交流電源設備 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) 事象発生～事象発生1時間(1h) $870\text{L/h} \times 2\text{台} \times 1\text{h} = \text{約} 2\text{kL}$ 事象発生1時間後～事象発生24時間後(23h) $840\text{L/h} \times 2\text{台} \times 23\text{h} = \text{約} 39\text{kL}$ 事象発生24時間後～事象発生26時間後(2h) $940\text{L/h} \times 2\text{台} \times 2\text{h} = \text{約} 4\text{kL}$ 事象発生26時間後～事象発生27時間後(1h) $950\text{L/h} \times 2\text{台} \times 1\text{h} = \text{約} 2\text{kL}$ 事象発生27時間後～事象発生7日間(141h) $890\text{L/h} \times 2\text{台} \times 141\text{h} = \text{約} 251\text{kL}$ <div style="text-align: right;">7日間合計 約298kL</div>
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$ <div style="text-align: right;">7日間合計 約42kL</div>
合計		7日間の軽油消費量 約372kL
判定		2号炉の軽油タンク約580kL及びガスタービン発電設備軽油タンク約300kLの容量(合計)は約880kLであり、7日間対応可能

3. 電源に関する評価

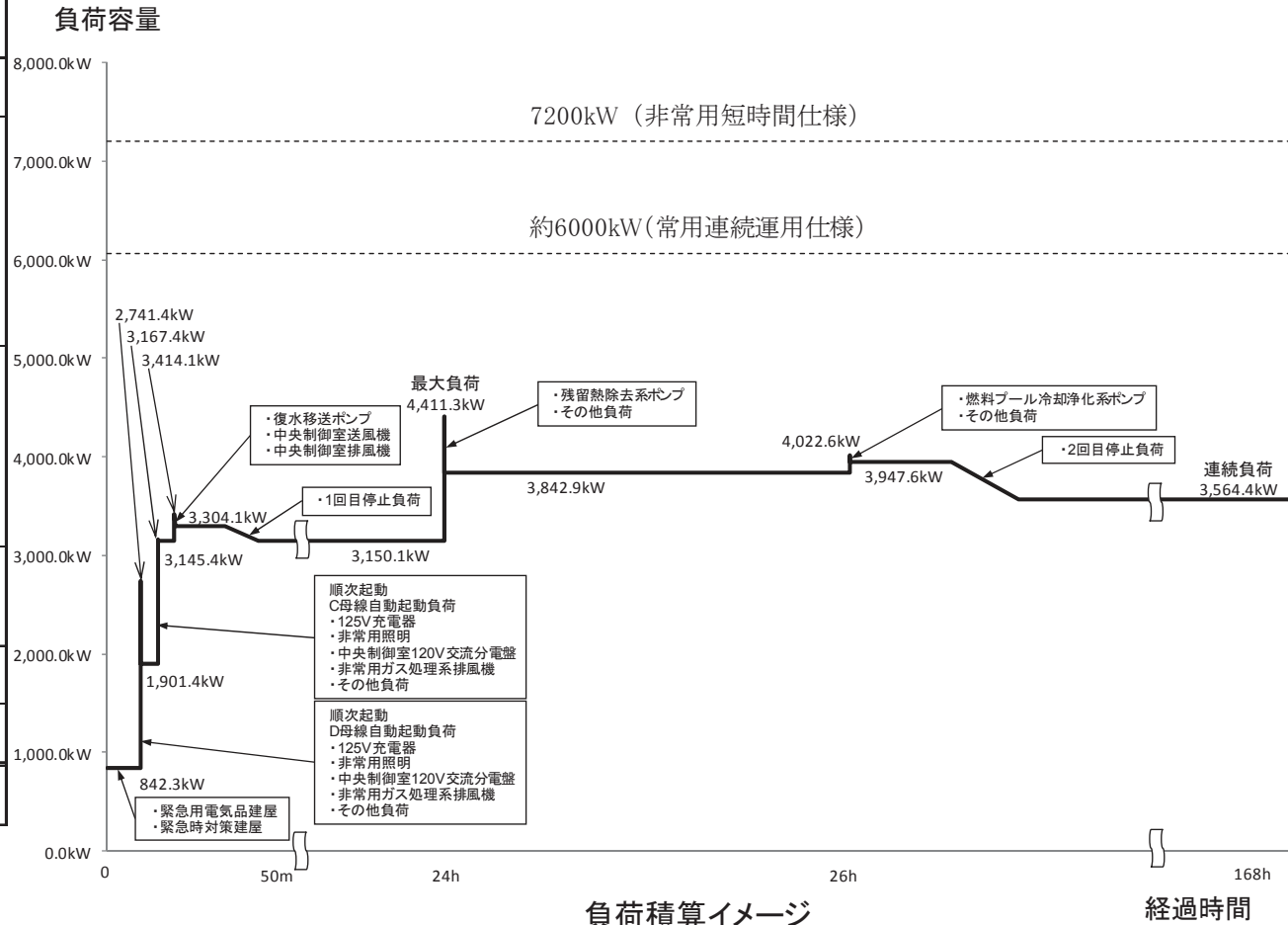
女川2号炉 常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW) (停止負荷容量)
緊急用電気品建屋	502.3
緊急時対策建屋	340.0
D母線自動起動負荷	
・125V充電器	105.0
・非常用照明	180.0
・中央制御室120V交流分電盤	52.5
・非常用ガス処理系排風機等*	35.0
・その他負荷	686.6
・1回目停止負荷	(154.0)
・2回目停止負荷	(104.1)
C母線自動起動負荷	
・125V充電器	105.0
・非常用照明	180.0
・中央制御室120V交流分電盤	52.5
・非常用ガス処理系排風機等*	35.0
・その他負荷	871.5
・2回目停止負荷	(279.1)
復水移送ポンプ	45.0
中央制御室送風機	110.0
中央制御室排風機	3.7
残留熱除去系ポンプ*	511.6
その他負荷	181.2
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.0
その他負荷	29.7
連続負荷	3564.4
最大負荷	4411.3

*起動時負荷 1080.0kW

※ 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む



負荷積算イメージ

経過時間

添付 5.2.3-3

565

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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「原子炉冷却材の流出」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「原子炉冷却材の流出(RHR 切替時の冷却材流出)＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出(CUW ブロー時の冷却材流出)＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出(CRD 交換時の冷却材流出)＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出(LPRM 交換時の冷却材流出)＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少することから，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燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3.1 図及び第 5.3.2 図に，対応手順の概要を第 5.3.3 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 5.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び発電所対策本部要員で構成され，合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，発電課

長 1 名，発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.4 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，11 名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合，原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位等である。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。

隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。

c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

5.3.2 燃料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，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）の観点から，「原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の冷却材流出）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

残留熱除去系は通常，2 系統あるうち 1 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR 切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても1時間以上の時間余裕^{*1}があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待出来るため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界が維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価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。

- ※1 残留熱除去系の系統切替時の冷却材流出により、水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下する時間（停止1日後の崩壊熱を想定）
(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(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評価条件を第5.3.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時には原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉初期水温は52℃とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、残留熱除去系の系統切替時に原子炉冷却材が流出するもの

とする。具体的には、最小流量バイパス弁（以下、「残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁」という。）の開防止措置忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブレーションチェンバへの流出を想定し、流出流量は $100\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

本想定事象では、崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合においても、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が 100°C に到達するまでの時間が事象発生から 3 時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。

(c) 外部電源

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によって給電を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は $1,136\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。

（添付資料 5.3.2）

(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水位の推移を第 5.3.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、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始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、原子炉冷却材流出口を隔離することによって流出を止め、その後待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。

その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により崩壊熱除去機能を回復する。

線量率の評価点は、原子炉建屋最上階の床付近としており、燃料有効長頂部の約 14m 上の水位での線量率は 1.0×10^{-3} mSv/h 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 14m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

第 5.3.6 図に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 3.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉压力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉建屋最上階での作業時間は 3.5 時間、退避は 1 時間以内であり、被ばく量は最大でも 35mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋最上階での操作を必ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、燃料プールへの注水準備操作（ホース敷設等）にかかる作業時間を想定した。

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

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 3.0m 上(原子炉ウェル満水から約 13m 下)の位置である。

(添付資料 4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）

による注水及び原子炉冷却材流出の停止操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.3.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 22℃～約 41℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉水温について、評価条件の 52℃に対して最確条件は約

22℃～約 41℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まる。なお、放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約 43 分）は評価条件における認知の時間（1 時間）より早いものの、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まることに期待でき、さらに残留熱除去系ポンプ起動操作後のプラント状態確認にも期待できるため、事象発生 20 分後に認知が可能である。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際にも必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、原子炉水位が燃料有効長頂部に低下するまでに操作時間は十分確保できる。なお、燃料有効長頂部に到達するまでの時間（約 68 分）は評価条件における認知の時間（1 時間）より長く、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まることに期待でき、さらに残留熱除去系ポンプ起動操作後のプラント状態確認にも期待できるため、事象発生 20 分後に認知が可能である。このため、原子炉水位が燃料有効長頂部に低下するまでの操作時間は十分確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において、評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び操作時間を考慮し、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

(添付資料 5.3.4)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約9時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、当該

操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約9時間であり、これに対して、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

(添付資料 5.3.4)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には一定の時間余裕がある。

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策に必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員及び初期消火要員の35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「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 5.3.5)

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッションプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本重要事故シーケンスで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約576kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク（約580kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、

約 26kL の軽油が必要となるが、ガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）の使用が可能であることから、24 時間の運転継続が可能である。（合計使用量 約 602kL）

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。

5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、待機中の残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出(RHR 切替時の冷却材流出) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。

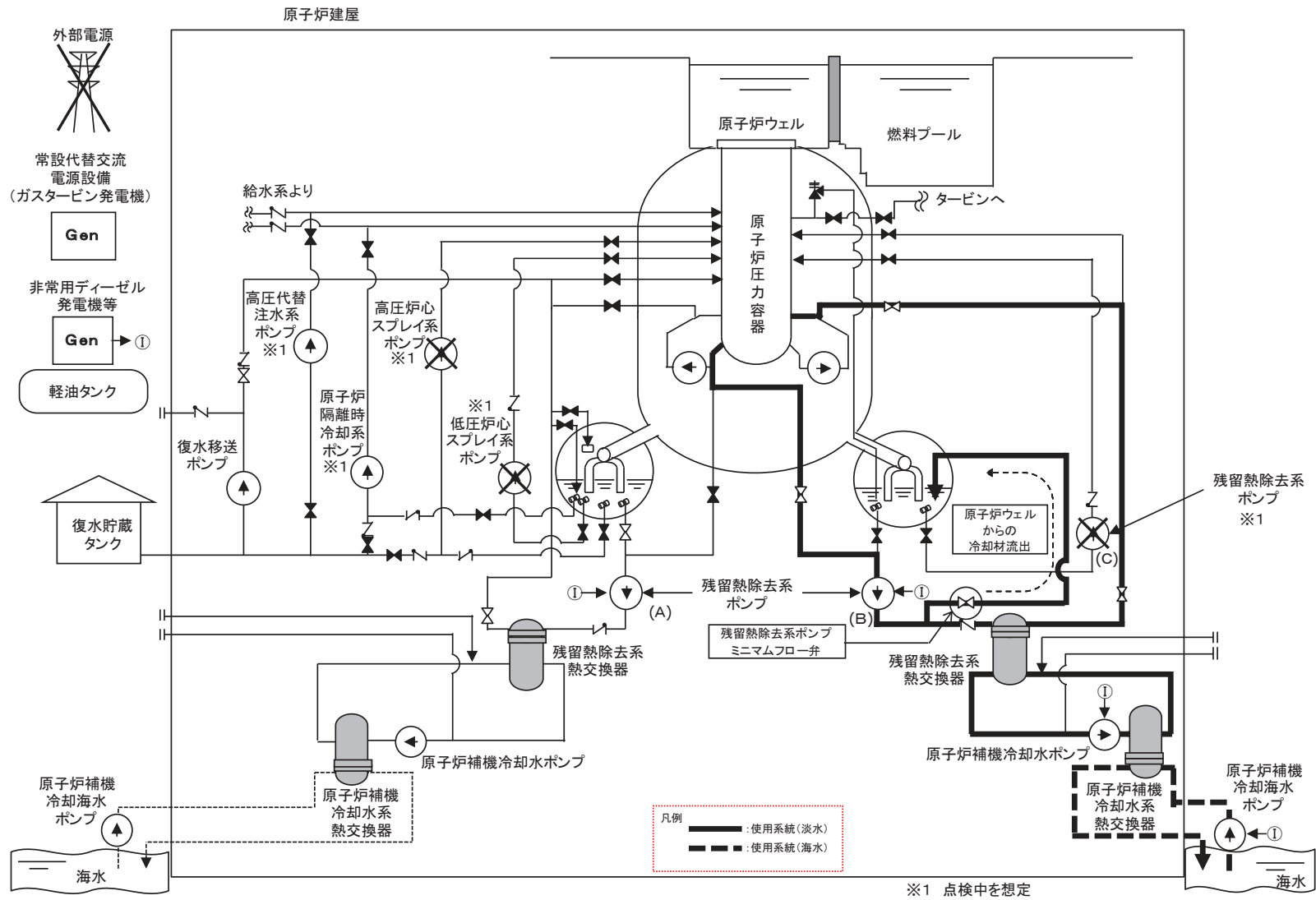
上記の場合においても、待機中の残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

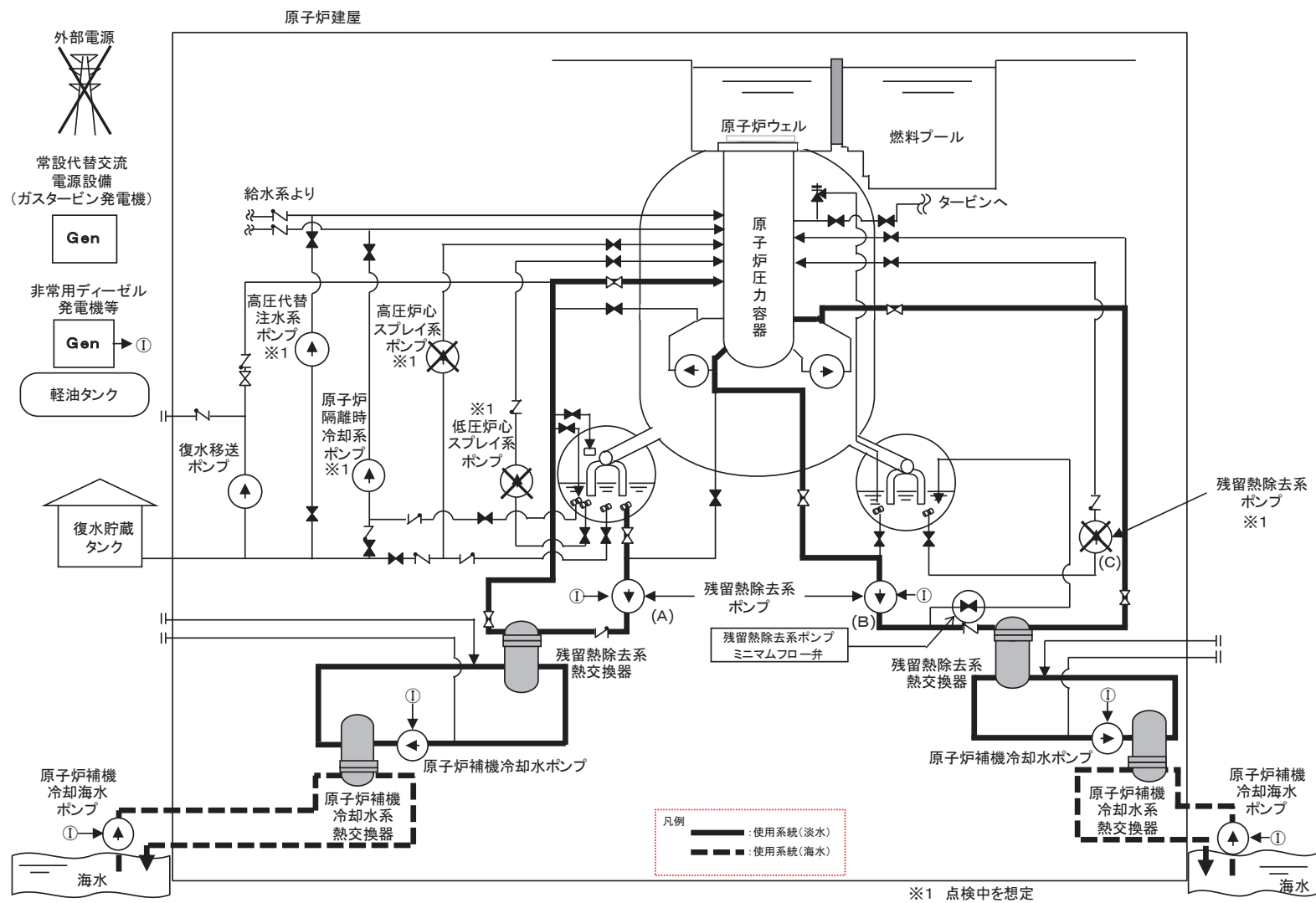
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

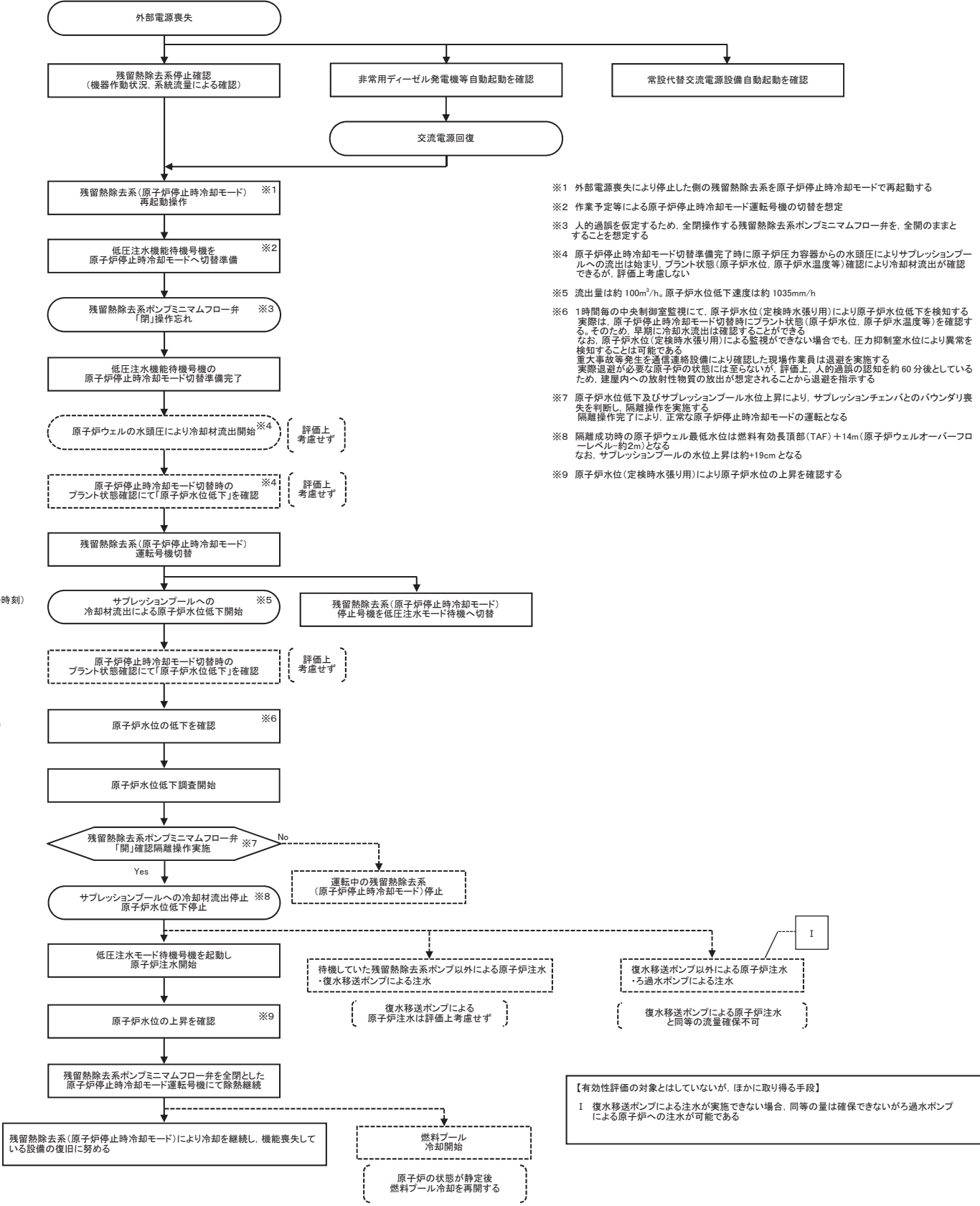
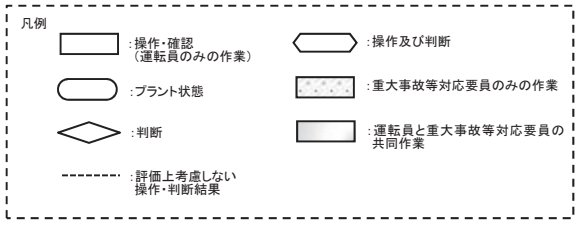


第 5.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉停止時冷却系統構成失敗)



第 5.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・原子炉ウェル満水
 ・全燃料装荷&ブルゲート「閉」
 ・残留熱除去系(A)(原子炉停止時冷却モード) 運転中
 ・残留熱除去系(B)(低圧注水モード) 待機中



578

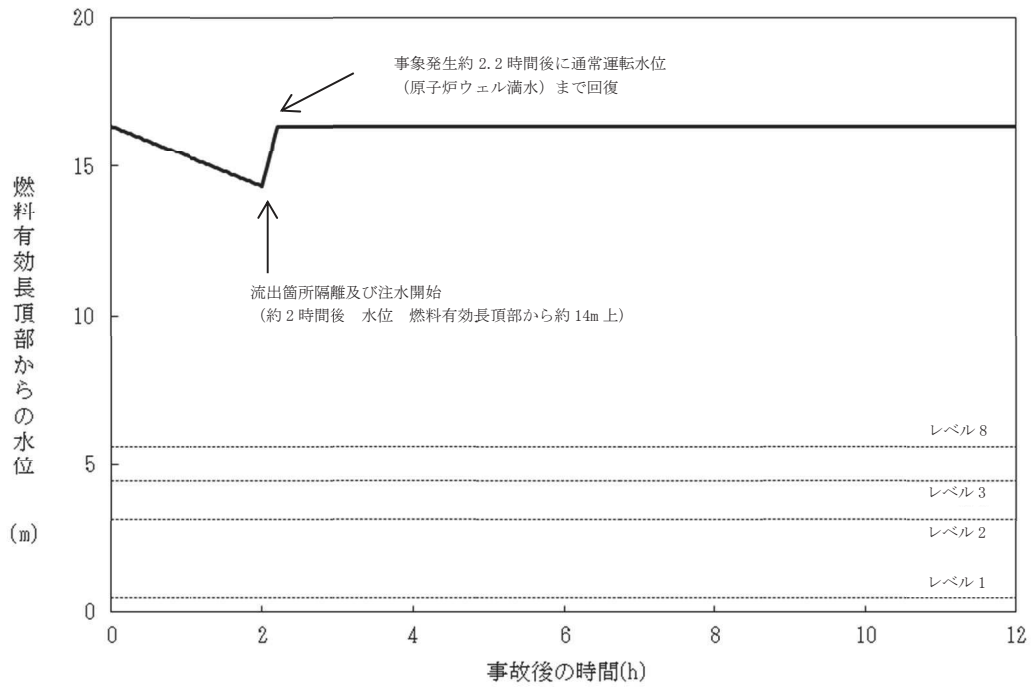
第 5.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

作業項目	実施箇所・必要人員数			作業の内容	経過時間(分)										備考
	責任者	発電部長	運転操作指揮												
	指揮者	発電部長	運転操作指揮												
必要人員と作業項目				経過時間(時間)										備考	
	0m	20m	40m	1h	2h	3h	4h	5h							
状況把握	2人 AB	-	-	-外部電源喪失検知											稼働除去系ポンプ(A)
				-非常用ディーゼル発電機等自動起動検知											
				-常設代替交流電源設備自動起動検知											
				-稼働除去系(運転時) 原子炉停止時冷却モード 停止検知											
稼働除去系 再起動	1人 [A]	-	-	-稼働除去系(運転時) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	10分										稼働除去系ポンプ(A)
稼働除去系 (原子炉停止時冷却モード)運転切替	1人 [A]	-	-	-稼働除去系(待機時) 原子炉停止時冷却モード系統構成	60分										稼働除去系ポンプ(B)の未稼働を包含
	-	2人 [B,C]	-	-稼働除去系(待機時) 常電対策実施	60分										稼働除去系ポンプ(B)
	1人 [A]	-	-	-稼働除去系(待機時) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	10分										稼働除去系ポンプ(B)
	1人 [A]	-	-	-稼働除去系(運転時) 停止操作/低圧注水モード稼働状態へ切替	30分										稼働除去系ポンプ(A)
	-	2人 [B,C]	-	-稼働除去系(待機時) 低圧注水モード稼働状態へ切替	30分										稼働除去系ポンプ(A)
	通電監視														
原子炉水位回復操作	1人 [A]	-	-	-原子炉水位 温度監視											
	1人 [A]	-	-	-原子炉水位低下調査/隔離操作	60分										冷却材流出停止により正常な原子炉停止時冷却モード運転が開始される
	-	2人 [B,C]	-	-原子炉水位低下調査	60分										放射線防護準備準備含む
	1人 [A]	-	-	-稼働除去系(待機時) 原子炉停止時冷却モード 稼働操作	5分										稼働除去系ポンプ(A)
	-	2人 [B,C]	-	-原子炉水位回復後、低圧注水モード停止											
燃料プール冷却 再開 (詳細上考慮せず)	1人 [B]	-	-	-スキママークタンク水位調査	30分										燃料プール水温(45℃)以下稼働要員を確保して対応する
	燃料プール冷却浄化系 系統構成・再起動				10分										燃料プール水温(45℃)以下稼働要員を確保して対応する
必要人員数 合計	3人 A+C														

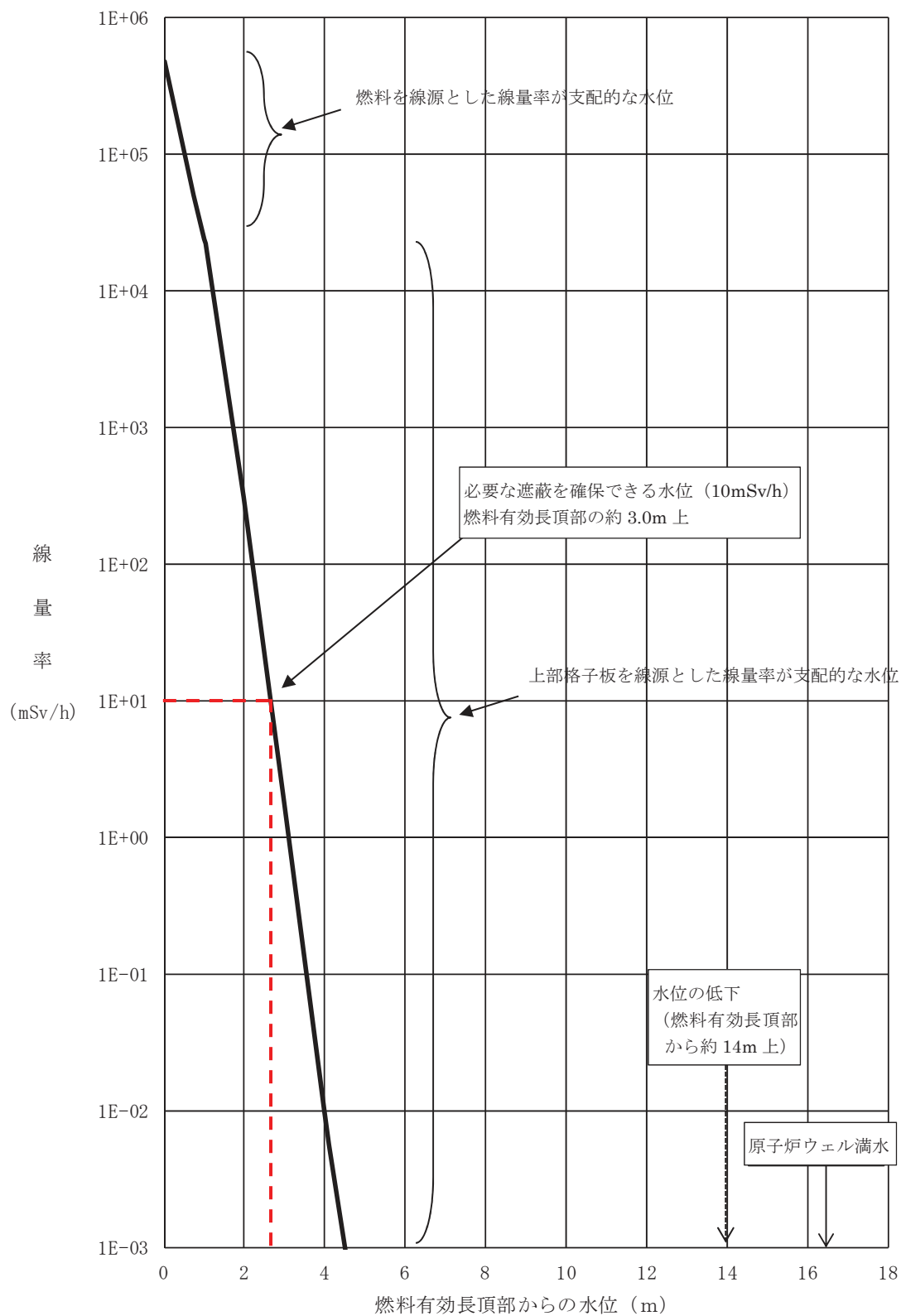
重大事故等対策要員	運転員	5
	重大事故等対応要員	0
	常電対策本部要員	6
	合計	11
常電対策要員		35

【 】は他作業実施参加してきた要員

第 5.3.4 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間



第 5.3.5 図 原子炉水位の推移



第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	・ 運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	原子炉水位 圧力抑制室水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	・ 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所を隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	・ 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系による低圧注水モード運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3.2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定した値
	原子炉冷却材のサブプレッションチェンバへの流出量	約 100m ³ /h	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、また、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1, 136 m ³ /h にて注水	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び操作時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

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

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。

なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより、評価において気水分離器及び蒸気乾燥器の D/S ピットへの取り出しが完了し、原子炉ウェルが満水の状態を想定した。

1. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。なお、気水分離器や蒸気乾燥器については D/S ピットに取り出しており、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく想定するために原子炉ウェルのみ考慮していることからモデル化していない。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長 (mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造) とする。
- 線源材質：燃料及び水の均質化組成 (密度： g/cm³)
- 線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。
 - ・ 燃焼照射期間：1308.7 日 (燃焼度 33Gwd/t 相当の値)
 - ・ 燃料組成：9×9 燃料 (A 型)
 - ・ 濃縮度： (wt%)
 - ・ U 重量：燃料一体当たり (kg)
 - ・ 停止後の期間※：停止後 1 日 (実績を考慮して設定した値)
- 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを図 1 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

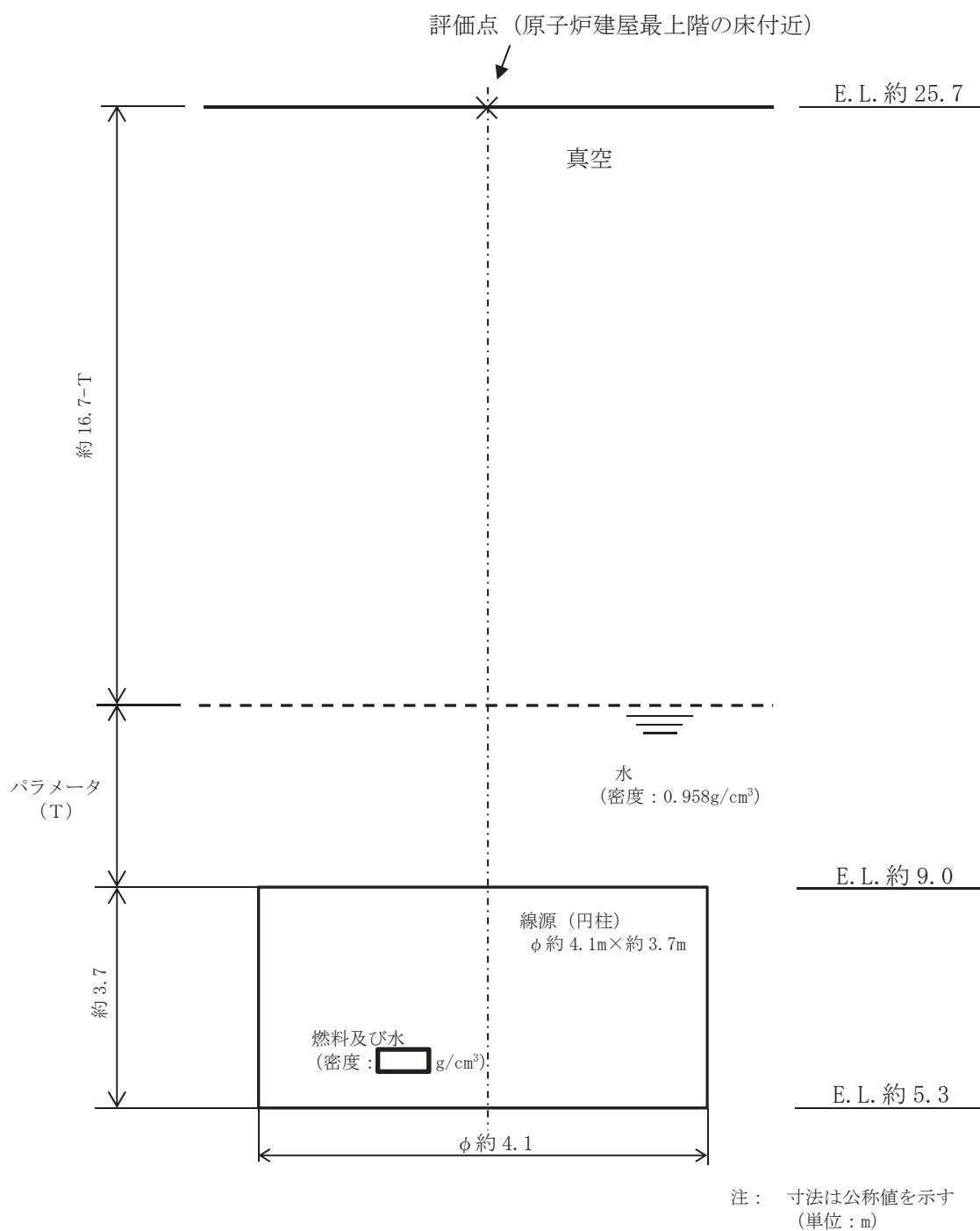


図1 燃料の線量率計算モデル

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 5.3.1-2

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00E-02	1.13E+12
2	2.50E-02	1.49E+11
3	3.75E-02	1.78E+11
4	5.75E-02	1.15E+11
5	8.50E-02	2.21E+11
6	1.25E-01	5.38E+11
7	2.25E-01	4.19E+11
8	3.75E-01	1.18E+11
9	5.75E-01	3.64E+11
10	8.50E-01	3.27E+11
11	1.25E+00	4.40E+10
12	1.75E+00	8.26E+10
13	2.25E+00	4.19E+09
14	2.75E+00	2.98E+09
15	3.50E+00	2.60E+07
16	5.00E+00	1.70E+05
17	7.00E+00	4.26E+00
18	9.50E+00	4.91E-01
合 計		3.69E+12

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.25MeV とする。
- 線源材質：水と同等 (密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ *)
※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用
- 線源強度は，機器表面の実測値 (Sv/h) より， $2.31 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ として算出した。

線量率計算モデルを図 4 に示す。

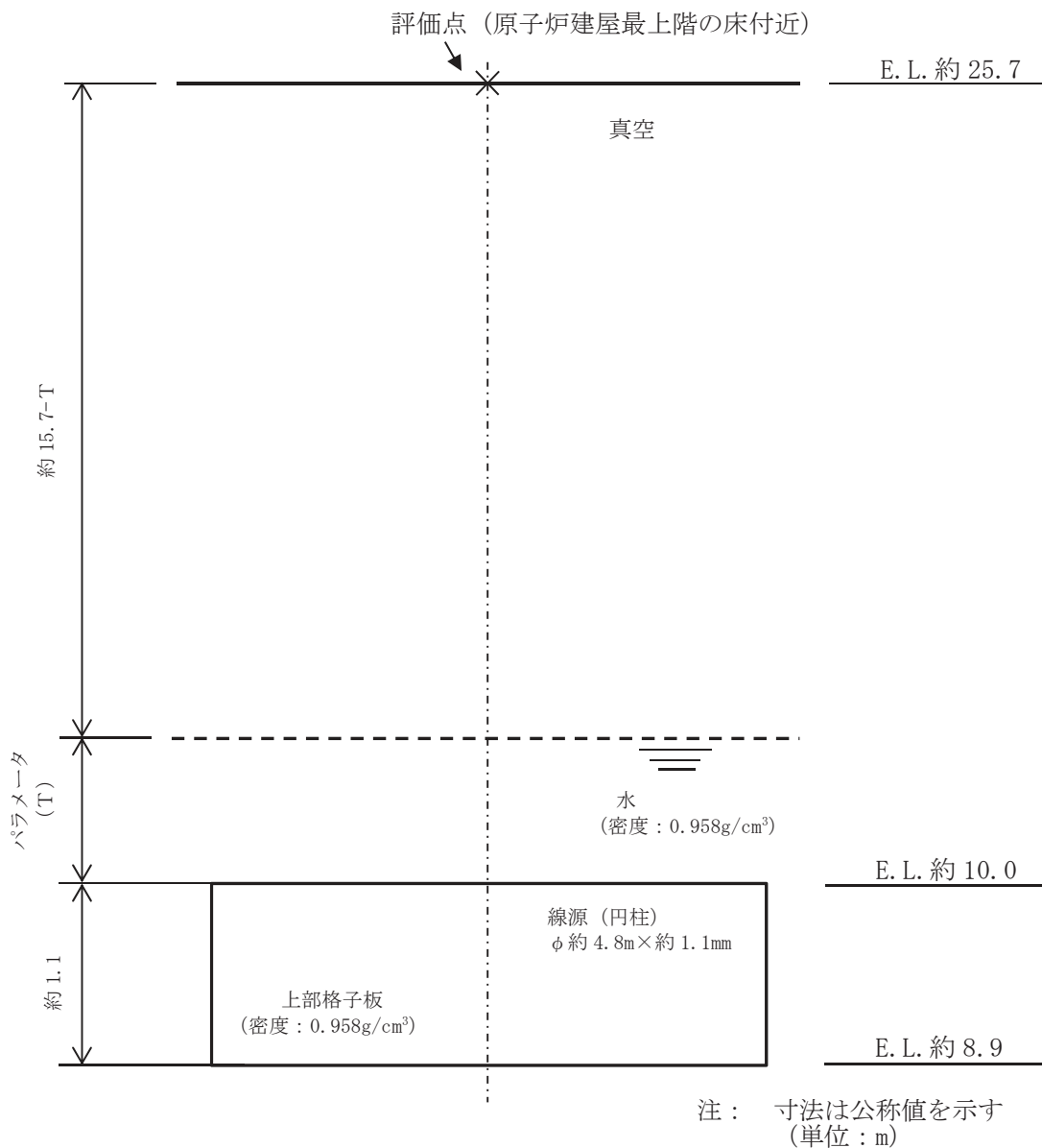


図 2 上部格子板の線量率計算モデル

添付 5.3.1-4

2. 線量率

線量率は、「添付資料 4. 1. 2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料等からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

評価点については保守的に原子炉建屋最上階の床付近とした。

3. 現場の線量率の評価結果

1, 2 の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。

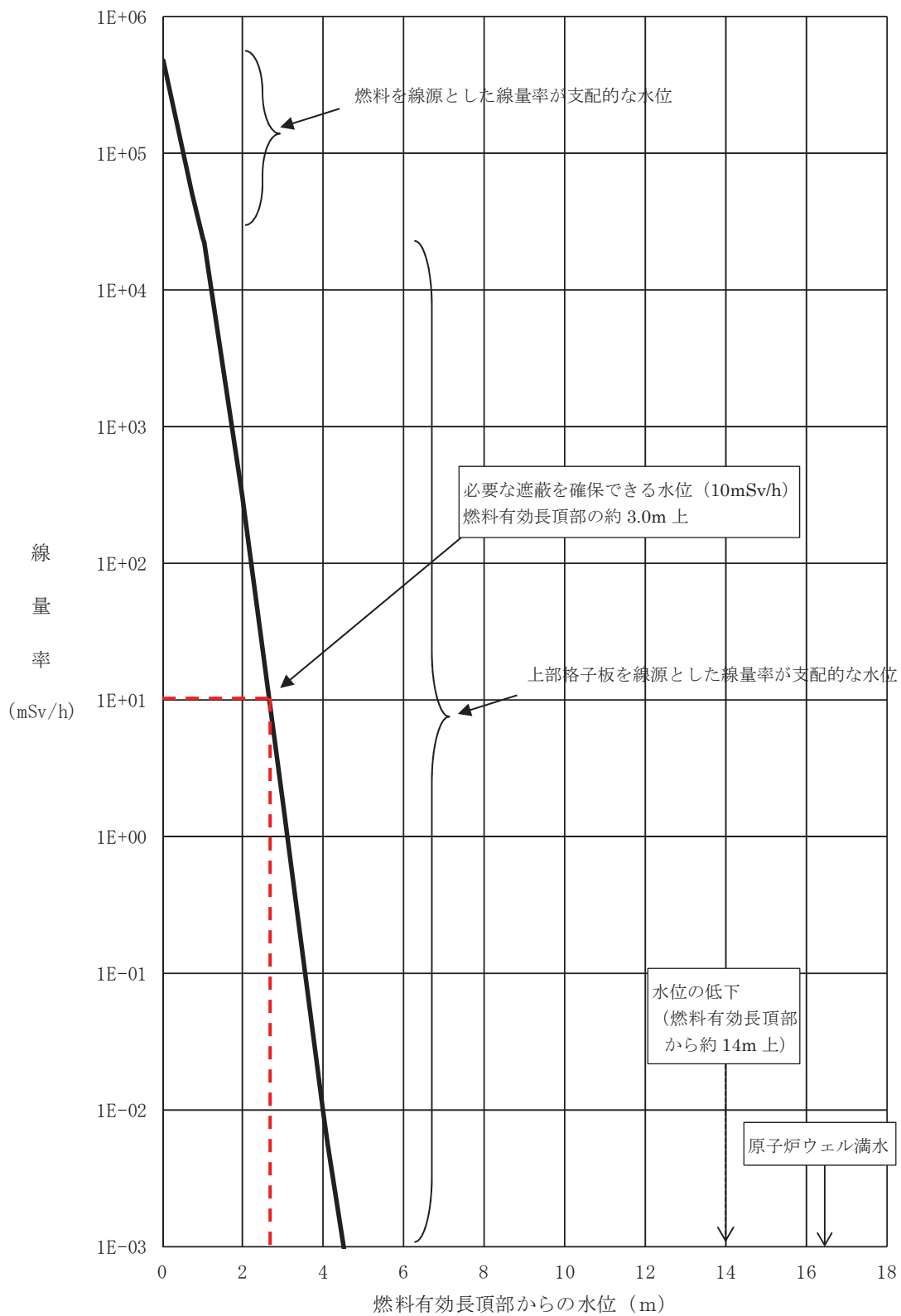


図3 原子炉水位と線量率

添付 5.3.1-6

原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方

1. 本評価における POS の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」（以下、「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では、2. に示すとおり、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期は概ね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。

2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定にあたり、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定されうるとして抽出した作業等は以下に示す4つである。この4つの作業等から、本評価では「RHR 切替時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される冷却材流出速度が大きいこと、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の2事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えたことによるものである。

- ・ CRD 点検（交換）時の作業誤り
- ・ LPRM 点検（交換）時の作業誤り
- ・ CUW ブロー時の操作誤り
- ・ RHR 切替時のミニマムフロー弁操作誤り

3. POS を選定する上で考慮した点

定期検査中に RHR 切替を実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期検査停止中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。

その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。ただし、POS 「S」 の崩壊熱で評価しても、流出による冷却材の減少に対して崩壊熱による冷却材の減少の速度は小さい。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の冷却材保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、通常水位（NWL）に近いほど厳しい条件となる。ただし、(1) にも

示したとおり崩壊熱による水位低下を考慮しても、ある程度、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。例えば、原子炉停止から1日後の崩壊熱を仮定すると、約1時間の時間余裕がある。

(3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位を受けた警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が現れる。

4. POSの選定結果と考察（表1参照）

「RHR切替時の冷却材流出」は、原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.の(1)～(4)のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されているPOS「B」、「C」が選定される。POS「C」はCUWブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉止されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位の監視に特に注意が払われる*POSであることから、本重要事故シーケンスでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。

なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕と言う観点では、原子炉が未開放であるPOS「A」、「C」、「D」の「RHR切替時の冷却材流出」が厳しくなるが、その場合原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

*運転手順書において、CUWブロー時には原子炉水位の監視を実施することとしている。

以上

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態(POS)	包絡事象	重大事故等 対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋 の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確 保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	閉鎖	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A1	PCV/RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 	有効性評価でのPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	閉鎖→開放	有効性評価でのPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
A2		<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 				
B1	原子炉ウエル満水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・燃料プール代替注水系 ・燃料プールのスプレイ系 	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象(CRD交換時の冷却材流出、LPRM交換時の冷却材流出、CUWブロー時の冷却材流出)は包絡される)	開放	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象(CRD交換時の冷却材流出、LPRM交換時の冷却材流出、CUWブロー時の冷却材流出)は包絡される)	有効性評価にて評価項目を満足していることを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2						
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 	有効性評価でのPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	開放→閉鎖	有効性評価でのPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
C2		<ul style="list-style-type: none"> ・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 				
D	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中RHR (LPCIモード) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) 	閉鎖				

安定状態について

運転停止中の原子炉冷却材の流出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、原子炉冷却材の流出が停止し、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。

【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

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約 2 時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

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）

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響
（運転停止中 原子炉冷却材の喪失）（1 / 3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水温	52℃	約 22℃～約 41℃ (実績値)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)での炉水側の設定温度を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウエル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉ウエルの水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため、水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には、残留熱除去系の切替操作は実施しないことから事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。 原子炉圧力容器が未開放の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、この場合、原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待出来る。また、原子炉圧力容器が未開放の場合、原子炉水位計による警報の認知（5分程度）、緩和設備の起動、事故後の作業員の退避（30分程度）に比べて、放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約2時間）は十分長いいため、放射線の遮蔽は維持される。以上より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中 原子炉冷却材の喪失) (2 / 3)

項目	評価条件 (初期, 事故及び機器条件) の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響を確認するため、開放状態を想定	原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。
	プールゲートの状態	閉	開	保有水量が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作に与える影響はない。

添付 5.3.4-2

595

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中 原子炉冷却材の喪失) (3 / 3)

項目		評価条件 (初期, 事故及び機器条件) の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 880kL	約 880kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサブレーションチェンバへの流出量	100m ³ /h	100m ³ /h 以下	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定した値		
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	考慮しない	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は事象進展に影響しないため、考慮しない		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定		
機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136 m ³ /h で注水	1,136 m ³ /h で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	<p>【認知】 評価では、1時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位低下を検知することを想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替時にプラント状態（原子炉水位、原子炉水温度等）確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって、評価上の想定より操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作である。操作所要時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作所要時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 漏えい箇所の隔離操作が並行して行われているが、冷却材確保としての原子炉注水を優先して実施するため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は、運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉注水開始が早くなる場合は、原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約9時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードのための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	原子炉冷却材流出の停止操作	事象発生から2時間後	<p>【認知】 評価では、1時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位低下を検知することを想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替時にプラント状態（原子炉水位、原子炉水温度等）確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。原子炉冷却材流出時に原子炉冷却材流出の停止操作の必要性を認知することは容易である。よって、評価上の想定より操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 漏えい箇所の隔離操作は、中央制御室における残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁開防止措置誤りの復旧及び当該電動弁1個の開操作である。制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作であり、操作所要時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作所要時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 漏えい箇所の隔離操作時に、当該操作に対応する運転員は残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作を並行して行っていることから操作開始時間は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい箇所の隔離のために行う残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁開防止措置誤りの復旧及び当該電動弁1個の開操作は、中央制御室内の制御盤における簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	運転員による残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認により評価の想定より早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に對し、実際の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合が考えられる。	原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は、原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約9時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉冷却材流出の停止操作を開始するまでの時間は約2時間であることから時間余裕がある。	残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁からの漏えいが発生していることを想定し、訓練を実施。訓練実績では、当該弁の開防止措置誤りの復旧及び当該弁の開操作に約5分。想定で意図している隔離操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料評価結果について
(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

1. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉停止中。1, 3号炉停止中(炉内に燃料無し)。

事象： 原子炉冷却材の流出は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (A) 1,467L/h×1台×168h=約247kL (B) 1,591L/h×1台×168h=約268kL 7日間合計 約515kL
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{*1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 358L/h×1台×168h=約61kL
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 ^{*2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL
合計		7日間の軽油消費量 約602kL
判定		2号炉の軽油タンク約580kL及びガスタービン発電設備軽油タンク約300kLの容量(合計)は約880kLであり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

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

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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「反応度の誤投入」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、「制御棒の誤引き抜き」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により、原子炉出力が上昇することによって、燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、異常な反応度の投入に対して、スクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。

(添付資料 5.4.1)

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第 5.4.1 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 5.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員 1 名で実施可能である。

a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。

b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）

による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。

5.4.2 燃料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、「停止中に実施される複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を持つ制御棒1本が引き抜かれても、炉心を未臨界にできること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行われることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX及び単チャンネル熱水力解析コードSCAT(RIA用)により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピ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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3)感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。

(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5.4.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8} ，原子炉圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ/kgU₂O₃ とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接の制御棒とする。事象を厳しく評価するため、全引き抜きされている制御棒と誤引き抜きされる斜め隣接の制御棒の組合せは、実効増倍率が最も高くなる組合せとする。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.9%Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が、管理値を超える事象を想定した。

※1 臨界近接時における制御棒の反応度価値は 1.0%Δk 以下となるよう管理。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれるとする^{*2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。

※2 複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、対象制御棒の連続引き抜きが可能な手順としている場合を除き、引き抜き操作はノッチ操作

としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける事象変化を第 5.4.4 図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 9.3 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉はスクラムする。この時に投入される反応度は約 1.14 ドル^{※3}（投入反応度最大値 約 0.71% Δk ^{※3}）であるが、原子炉出力は第 5.4.4 図に示すとおり、定格値の約 4.4%まで上昇するに留まる。

燃料エンタルピの最大値は第 5.4.4 図に示すとおり、約 37kJ/kgUO₂ であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界である燃料エンタルピの最低値 272kJ/kgUO₂ (65cal/gUO₂) を超えることはない。また、燃料エンタルピの増分の最大値は第 5.4.4 図に示すとおり、約 29kJ/kgUO₂ であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃焼の進んだ燃料の P C M I 破損しきい値のめやすとしてピーク出力部の燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO₂ (40cal/gUO₂) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※3 ドブプラ反応度フィードバックを考慮しない投入反応度の最大値。

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.2)

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、自動作動する原子炉保護系により、自動的に原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(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

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.3)

(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5.4.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価

項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。

実効増倍率が 0.99 の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.3)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

ドップラ反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 36kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 28kJ/kgU₀₂), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 37kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 29kJ/kgU₀₂) である。

スクラム反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 35kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 27kJ/kgU₀₂), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 39kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 31kJ/kgU₀₂) である。

引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.15 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 50kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 42kJ/kgU₀₂), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 26kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 18kJ/kgU₀₂) である。

実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル (燃料エンタルピーの最大値は約 32kJ/kgU₀₂, 増分の最大値は約 24kJ/kgU₀₂), -10%とした

場合に投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 41kJ/kgUO₂, 増分の最大値は約 33kJ/kgUO₂）である。

以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。

（添付資料 5.4.3）

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 28kJ/kgUO₂, 増分の最大値は約 20kJ/kgUO₂）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

- ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において 9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10⁻⁸ の 10 倍とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.09 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 15kJ/kgUO₂, 増分の最大値は約 7kJ/kgUO₂）、定格出力の 10⁻⁸ の 1/10 倍とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.17 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 75kJ/kg UO₂, 増分の最大値は約 67kJ/kg UO₂）であり、有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 37kJ/kgUO₂, 増分の最大値は約 29kJ/kgUO₂）と大きく差異がないことから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 47kJ/kgUO₂, 増分の最大値は約 32kJ/kgUO₂）であり、有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 37kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値は約 29kJ/kgUO₂）と大きく差異がないことから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.3, 5.4.4）

(6) 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、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

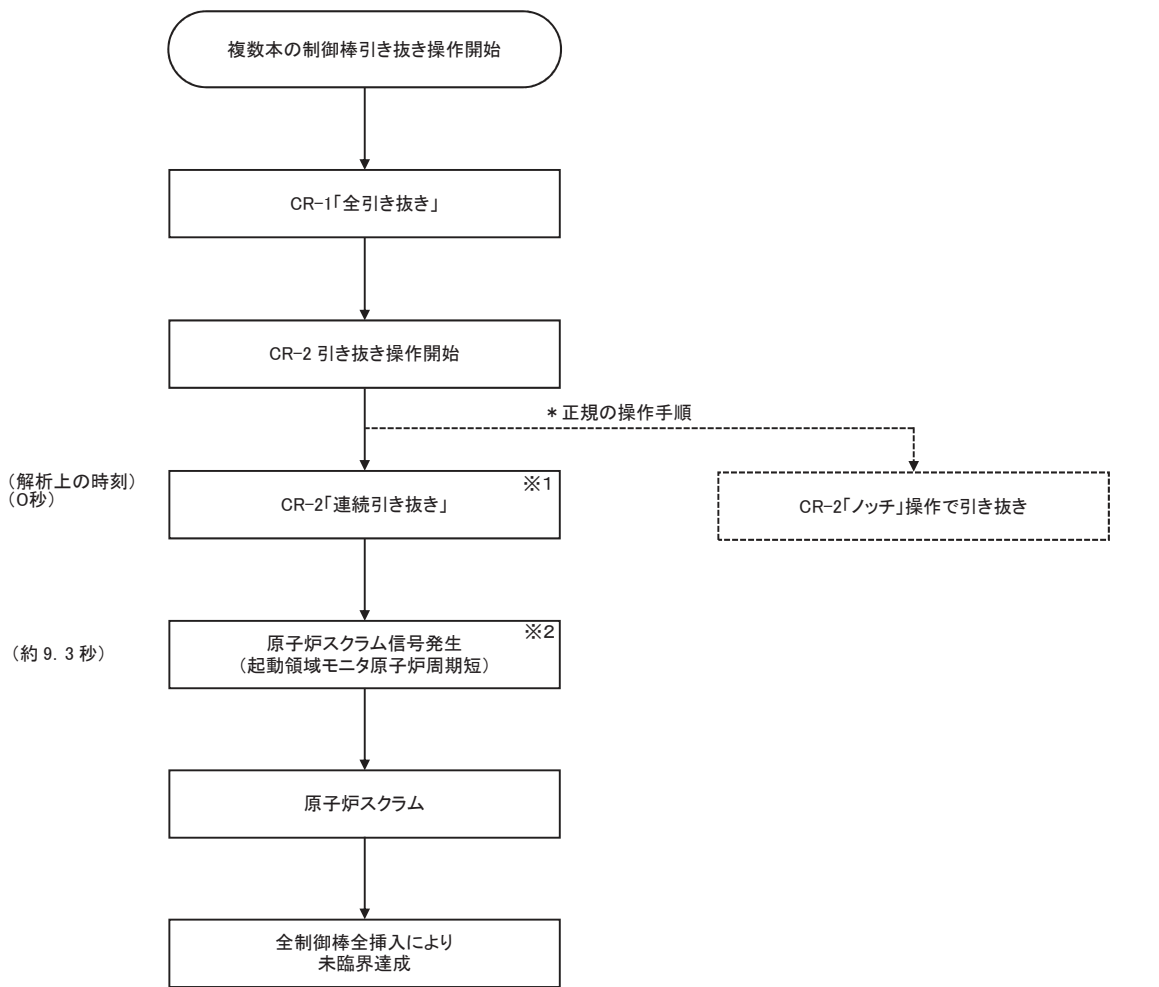
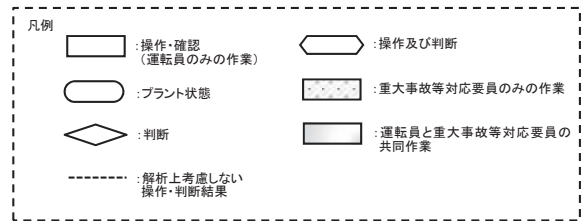
解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シー

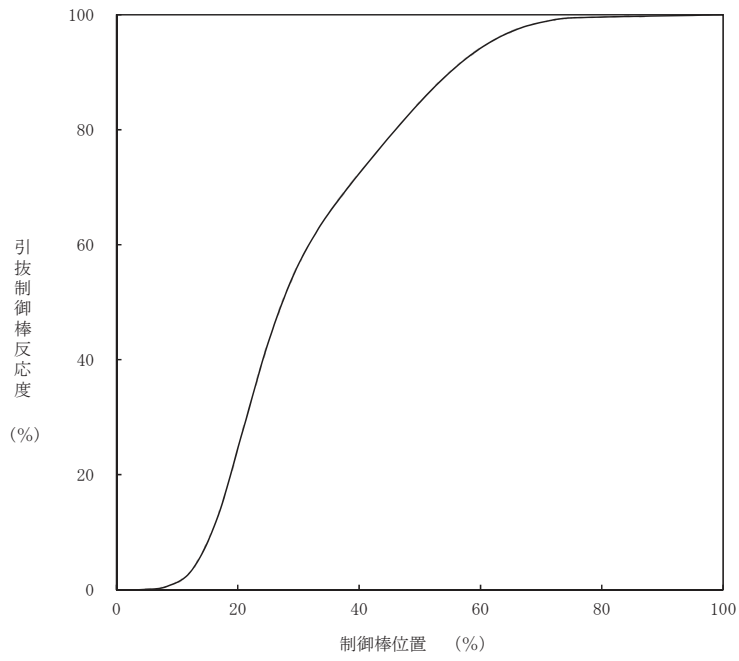
ケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

プラント前提条件 ・複数本の制御棒引き抜き操作(冷温臨界試験、原子炉停止余裕検査を考慮した想定) ・原子炉モードスイッチ「起動」位置
制御棒 ・CR-1 : 1本目に全引き抜きする制御棒 ・CR-2 : CR-1の斜め隣接に位置し、2本目に引き抜きする制御棒 ・CR-1及びCR-2は、CR-2を全引き抜きしたときに実効増倍率が最も高くなる制御棒の組合せとする

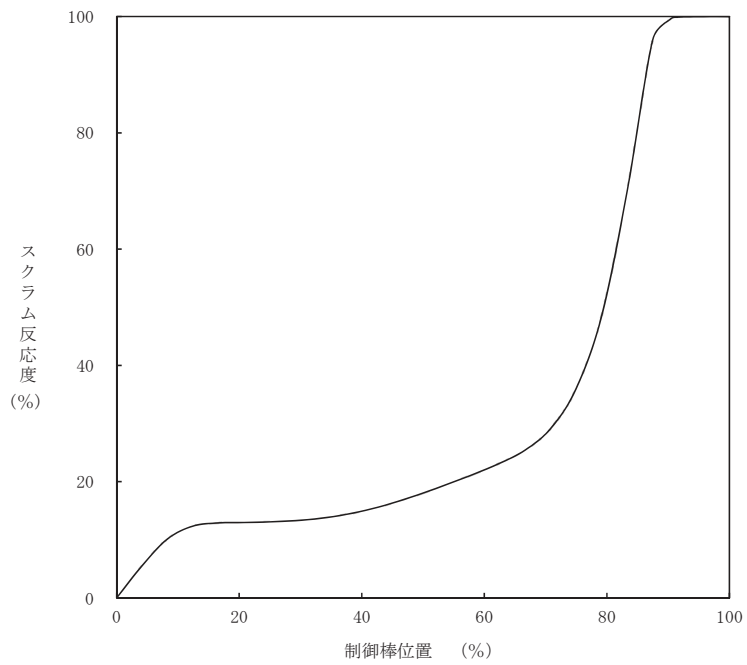


※1 人的過誤としてCR-2の連続引き抜きを想定する
 ※2 中間領域における原子炉周期短 10秒にて発生する

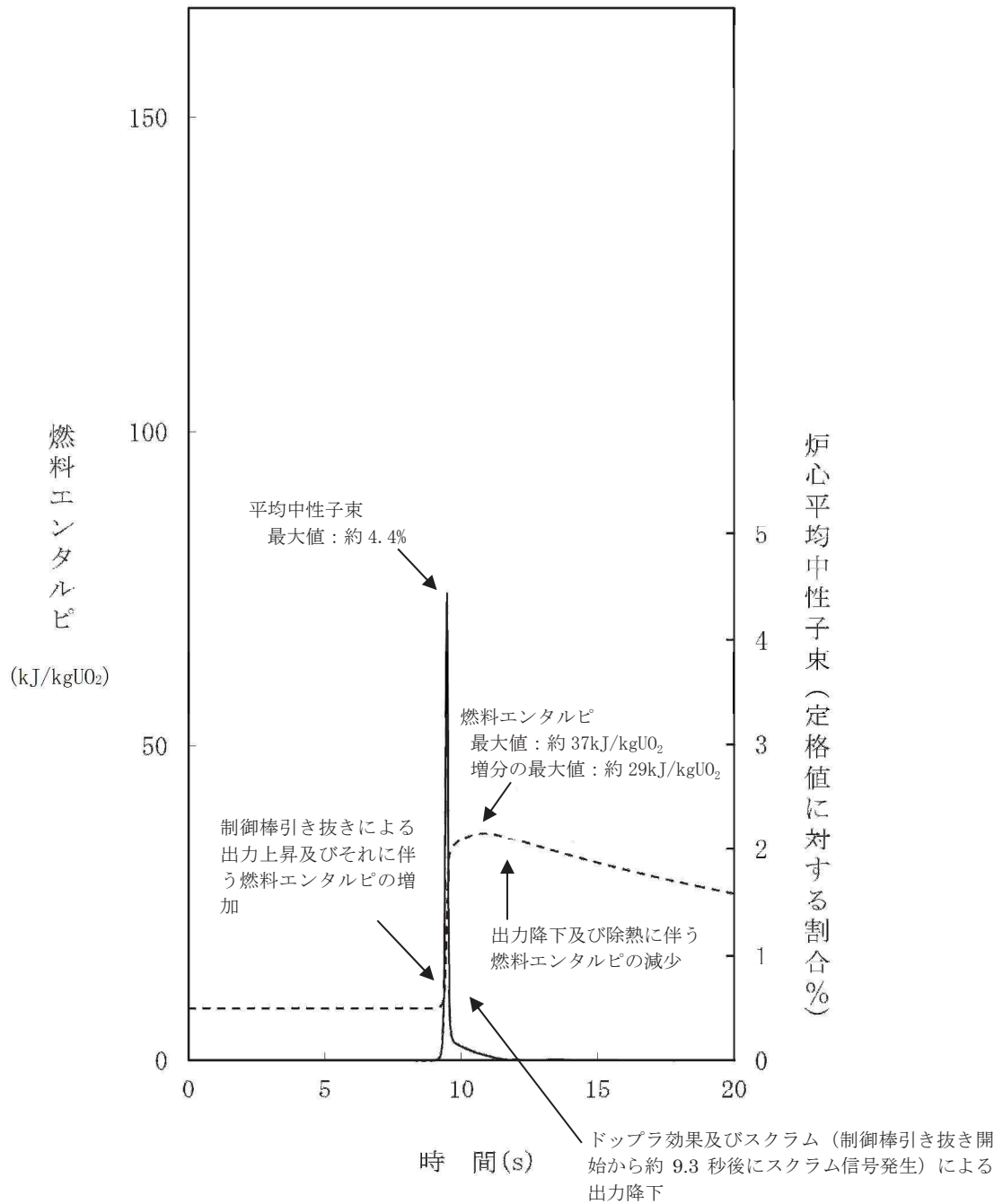
第 5.4.1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4.2 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5.4.3 図 スクラム反応度曲線



第 5.4.4 図 反応度の誤投入における事象変化

第 5.4.1 表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	・ 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する	—	—	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	・ 制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力が中間領域に到達後、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発信し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる	—	—	起動領域モニタ

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	APEX/SCAT(RIA 用)	-	
初期条件	炉心状態	9×9 燃料(A 型)(単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	9×9 燃料(A 型)と9×9 燃料(B 型)の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9 燃料(A 型)を設定 燃料交換後の余剰反応度が大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉出力	定格出力の 10 ⁻⁸	原子炉が低温状態であることを想定して設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、水密度が高くなる値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する
	誤引き抜きされる制御棒	全引き抜きされている制御棒の斜め隣接制御棒のうち、引き抜き時に実効増倍率が最も高くなる制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約 1.9%Δk とする なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理 ^{※1} している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が管理値を超える事象を想定
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを設定
関連する機器条件 重大事故等対策に	制御棒引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ1個ずつ	A, B チャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒) ^{※2}	起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 ^{※3}

※1 臨界近接時における制御棒の反応度値は 1.0%Δk 以下であること

※2 起動領域モニタの原子炉周期短(原子炉周期 10 秒)による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する

※3 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、発電課長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと(指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査(核計装)等)、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる

反応度誤投入事象の代表性について

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。

1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料取替」位置にすることで制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要及び対象となる制御棒等は以下のとおり。

a. 冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオドなどのデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜き毎に試験担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる制御棒選択パターン規制又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視及び SRNM の計数率を監視し 1 ノッチずつ引き抜き操作（予め連続引き抜きが許容された制御棒を除く）

b. 原子炉停止余裕検査

試験の目的：停止余裕の確認

試験内容：①最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を全引き抜きする。

②CR-1 を補正位置「N」まで挿入する。

③停止余裕の確認のために必要な反応度補正のために CR-1 の対角方

向に隣接する制御棒（CR-2）を補正位置「N」まで引き抜く。

- ④ CR-1 を再度全引き抜きする。この状態の炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、1ノッチ引き抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。
- ⑤ CR-1, CR-2 を全挿入する。

③により CR-2 を部分位置まで引き抜く前に、一旦 CR-1 を同位置まで挿入することにより、万が一、CR-2 が引き抜き制限を越えて連続的に引き抜かれた場合においても、炉心に大きな反応度が加えられることはない。また、本検査で実効増倍率が最も高くなる状態（CR-1 全引き抜きかつ CR-2 部分引き抜き）近傍では、制御棒位置が全引き抜き位置近くにあることにより制御棒引き抜きによる印加反応度が小さくなった CR-1 により、反応度がゆっくりと加えられることとなる。

対象制御棒：最大反応度価値制御棒 1本

最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1本

引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択。

事故防止対策：制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視

2. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」、「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

2. 1 単一の人的過誤

a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料交換は燃料交換機により自動で装荷位置まで移動され、かつ、作業員による配置の確認等が実施されている。そのため、この事象が発生しても適切に認知されるため、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えられない。

b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査の試験では、事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザや運転員、検査員により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考え難い。また、選択誤りが発生した場合においても、臨界付近での制御棒引

き抜き操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。

c. 制御棒の連続引き抜き

運転員、検査員による制御棒や起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの検知は運転員や検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

2. 2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」、「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由*から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。そのため以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※ 「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料交換機により機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、さらに燃料交換機への燃料移動手順入力においては計算機へ入力されたデータに誤りがないことを複数名により確認していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。

・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳について

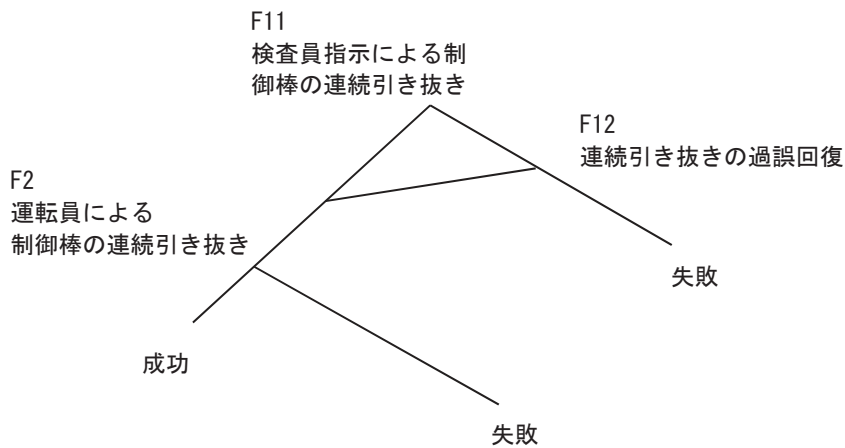
人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示す様に冷温臨界試験と原子炉停止余裕検査である。通常、これらの試験では、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている（保安規定及び試験の手順要領）ため、制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。

図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRAツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでは、同一の操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性について、操作者・指示者が同一であるため高従属として評価を行っている。

同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップ毎に実施していることから独立事象として考えることができ、その場合についても併せて評価した（図3）。

以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。

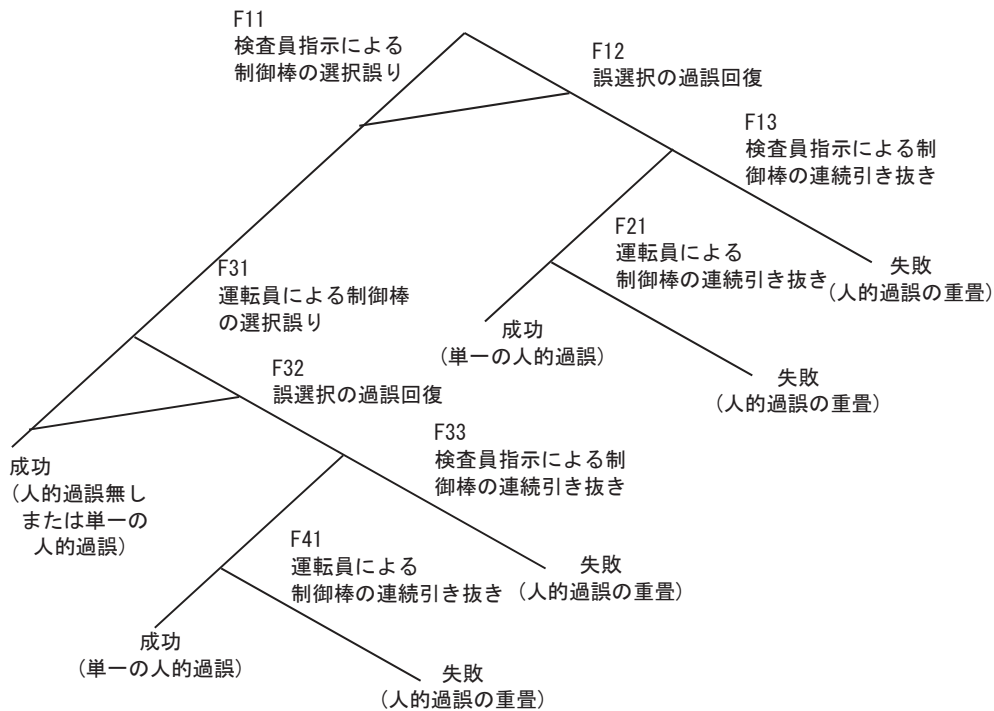


人的過誤の種類		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	検査員指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	9.8E-2	5	NUREG/CR-1278 チェッカーによるエラー検出確率「警戒要素に対し特別に実施される独自の点検を行う場合」 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

過誤確率(平均値)	EF
4.3E-3	3

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

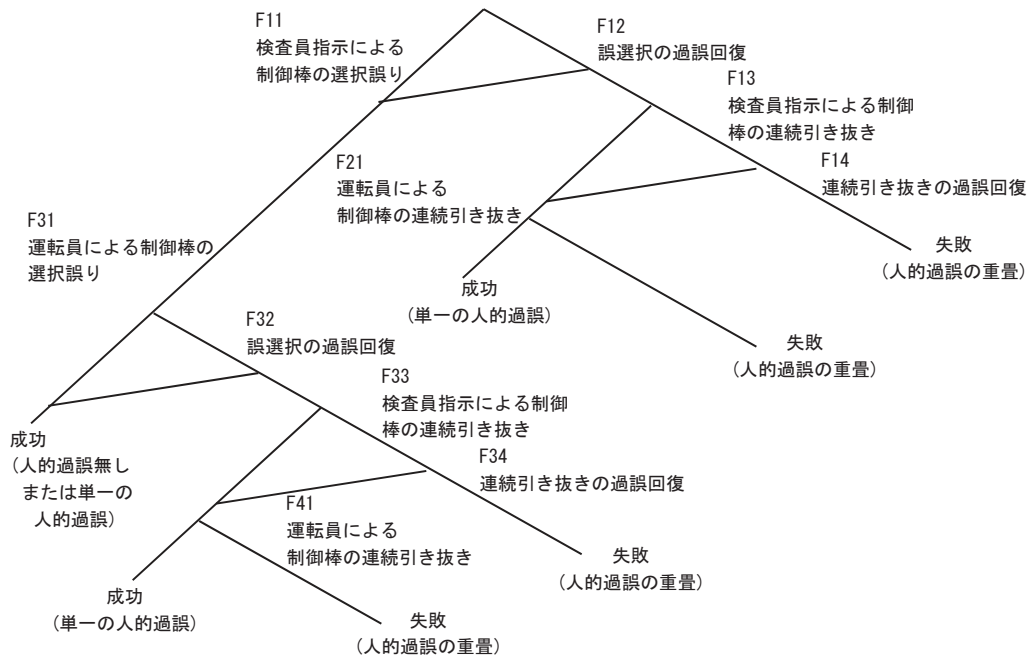


人的過誤の種類	過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	9.8E-2	5	NUREG/CR-1278 チェッカーによるエラー検出確率「警戒要素に対し特別に実施される独自の点検を行う場合」を選択 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-1	3	特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」を選択 F11の操作と指示者が同一であるため、高従属とする
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-3	3	特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」を選択
F31 操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-3	3	特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 NUREG/CR-1278 チェッカーによるエラー検出確率「警戒要素に対し特別に実施される独自の点検を行う場合」を選択
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	9.8E-2	5	F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする
F33 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-3	3	特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」を選択
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-1	3	特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 F31の操作と操作者が同一であるため、高従属とする。

※制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については、十分期待できるものであるが、投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。
 ※HRA ツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価する

過誤確率(平均値)	EF
7.4E-4	7

図2 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」 (人的過誤に従属性を考えた場合) のHRAツリー及び人的過誤確率



※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については、十分期待できるものである（数十秒程度）が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。
 ※制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔（ステップごとに操作を確認）、作業内容が異なることから完全独立（従属性なし）とする
 ※HRA ツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価する

過誤確率(平均値)	E F
5.1E-6	6

図3 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」（それぞれの人的過誤を独立事象とした場合）のHRAツリー及び人的過誤確率

3. 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事象としては、平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 想定外の制御棒の引き抜けによる臨界事象及び昭和 63 年 女川原子力発電所 1 号炉 定期検査中の制御棒の引き抜き事象があるが、女川原子力発電所 2 号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから、事象発生の確率が低いと考えられるため、有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

・平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 制御棒の引き抜きによる臨界事象

志賀原子力発電所 1 号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認試験の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、約 15 分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系（以下、「CRD」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずに CRD 挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD 挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下、「HCU」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

また、この事象については、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力（株）志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。

・昭和 63 年 女川原子力発電所 1 号炉 定期検査中の制御棒の引き抜き事象

定期検査中、HCU の弁の復旧操作中に「制御棒ドリフト警報」が発生した。確認したところ最終的には 2 本の制御棒が引き抜き状態となっていることがわかった。

この事象は、HCU の隔離解除前に原子炉への戻りラインの弁を全閉としたため、CRD が締め切り状態となり、HCU を隔離解除した際に系統圧力が制御棒の引き抜き側に加わり制御棒が引き抜かれた。なお、中性子源領域モニタの指示値には変化がなく、原子炉の状態に変化はなかった。また、HCU アキュムレータの圧力は確保されていたことから原子炉を緊急停止させるスクラム機能は維持されていた。

こうした事象に対しては、女川原子力発電所 2 号炉においては、① HCU 隔離時にはリターン運転とする、② 「制御棒冷却水原子炉間差圧 高高」が発生した場合に CRD ポンプを停止するインターロックを設置する、という対策を実施している。これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜きが発生する確率を評価した結果、 となり、女川原子力発電所 2 号炉で発生する確率は十分小さいことを確認している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

4. 重要事故シーケンスの想定

以上を踏まえ、有効性評価では冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒を連続的に引き抜かれる事象を想定した。

この時、引き抜かれる制御棒は、以下の点を考慮して「停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態での斜め隣接制御棒の1本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※を超えるもの
- ・冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されていること

以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※ 核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下

安定状態について

運転停止中の反応度の誤投入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，原子炉安定停止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

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）で原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止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（運転停止中 反応度誤投入）

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（運転停止中 反応度誤投入）

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 核	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似動特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的にスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介さない。 したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	ドブルラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれるため、「反応度フィードバック効果」にて確認。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> RZ 二次元拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない		解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度OGWd/tでの値）を用いるといった保守的なモデルを適用してい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。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドブルラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熟的現象は断熱、ポイド反応度フィードバック効果は考慮しない 	<ul style="list-style-type: none"> ドブルラ反応度フィードバック効果:7~9% 実効遅発中性子割合：4% 		反応度フィードバック効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力 	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度:9% 実効遅発中性子割合：4% 		制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心 燃料	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> 熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル 	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されていることから、類似の事象である本事故シーケンスについても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 単相強制対流：Dittus -Boelterの式 核沸騰状態：Jens -Lottes の式 膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式 	考慮しない		本事象では、即発臨界となり急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさの評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow -Griffithの式 及びKutateladze の式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

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

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	炉心状態	9×9 燃料（A 型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	装荷炉心毎、燃焼度毎に変化する	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）の特性はほぼ同等であることから、代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定 燃料交換後の余剰反応度が大きな炉心を想定	実炉心においては装荷炉心毎、燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 28kJ/kgU ₀₂ 、増分の最大値は約 20kJ/kgU ₀₂ ）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において 9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合（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」参照）。
	実効増倍率	1.0	0.99（設計目標値）未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	実効増倍率が 0.99 の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉出力	定格出力の 10 ⁻⁸	定格出力の 10 ⁻⁸ ～10 ⁻⁷ 程度	原子炉が低温状態であることを想定して設定	初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10 ⁻⁸ の 10 倍とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.09 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 15kJ/kgU ₀₂ 、増分の最大値は約 7kJ/kgU ₀₂ ）、定格の 10 ⁻⁸ の 1/10 倍とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.17 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 75kJ/kgU ₀₂ 、増分の最大値は約 67kJ/kgU ₀₂ ）である。有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピの最大値は約 37kJ/kgU ₀₂ （増分の最大値は約 29kJ/kgU ₀₂ ））と大きく差異がないことから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限值として運用している値であり、水密度が高くなる値として設定	初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析では、投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 47kJ/kgU ₀₂ 、増分の最大値は約 32kJ/kgU ₀₂ ）であり、有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピの最大値は約 37kJ/kgU ₀₂ （増分の最大値は約 29kJ/kgU ₀₂ ））と大きく差異がないことから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料エンタルピ	8kJ/kgU ₀₂	8kJ/kgU ₀₂ 以上	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度の不確かさに含まれる。
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	—	運転停止中の原子炉において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的にスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介しない。したがって、解析条件の不確かさが、運転員等操作時間に与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	全引き抜きされている制御棒の斜め隣接制御棒のうち、引き抜き時に実効増倍率が最も高くなる制御棒	—	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は約 1.9% Δk とする なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が管理値を超える事象を想定 (添付資料 5.4.1)	—
	外部電源	外部電源あり	—	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定	—
機器条件	制御棒引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s 以下	引抜速度の上限値として設定	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	起動領域モニタのバイパス状態	A, Bチャンネルとも 1 個ずつ	バイパスなし	A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする	バイパス状態がない場合は原子炉スクラムが早くなり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心のサイクル初期」とし、「制御棒 1 本が全引き抜きされた状態から、その斜め隣接制御棒が引き抜かれた時に、実効増倍率が最も高くなる組み合わせの制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においてはこれらの想定と異なり、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

1. 感度解析の条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードの APEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の 4 つについて表 1 に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については、解析条件の不確かさの影響評価として感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

・引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値(臨界近接時においては反応度価値を $1.0\% \Delta k$ 以下とすること)を超える制御棒価値として、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接の制御棒(平衡炉心サイクル初期)の反応度価値を約 $1.9\% \Delta k$ と設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては、管理値の $1.0\% \Delta k$ を設定した。

・引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において表 1 に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を $1.0\% \Delta k$ に規格したものを考慮した。

不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包絡するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1, 図 2 に示す。

・スクラム反応度曲線

有効性評価において表 1 に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

・実効遅発中性子割合

有効性評価において表 1 に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

2. 感度解析の結果

解析結果を表 2 にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期の不確かさを考慮したケースにおいて、投入される反応度の最大値は、不確かさ評価ケース（サイクル末期）での約 1.14 ドルである。燃料エンタルピーの最大値は、不確かさ評価ケース（サイクル末期）での約 28kJ/kgU₂ であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界である燃料エンタルピーの最低値 272kJ/kgU₂ を超えることはない。また、燃料エンタルピーの増分の最大値は、不確かさ評価ケース（サイクル末期）での約 20kJ/kgU₂ であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃焼の進んだ燃料の P C M I 破損しきい値のめやすとしてピーク出力部の燃料エンタルピーの増分で 167kJ/kgU₂ を用いた場合においても、これを超えることはない。このため、燃料の健全性は維持される。

表 1. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	約 1.9%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{※1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒価値1.0%Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 ^{※2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期相当の値として0.88倍 (0.0053/0.0060=0.8833) ^{※3}	サイクル末期相当の値として0.88倍 (0.0053/0.0060=0.8833) ^{※3}

※1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

※2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

※3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期:0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期:0.0053)より算出

表2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	%Δk	約1.9	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の 1ドル位置における反応 度印加率	Δk/Δn ^{※1}	0.0016	0.0004	0.0006	0.0010	0.0013
実効遅発中性子割合 ^{※2}	—	0.0062	0.0062	0.0062	0.0055	0.0055
最大投入反応度	%Δk	0.71	0.61	0.63	0.60	0.62
	ドル	1.14	0.98	1.02	1.09	1.14
燃料エンタルピーの 最大値	kJ/kgUO ₂	37	10	10	15	28
燃料エンタルピーの増分の 最大値 ^{※3}	kJ/kgUO ₂	29	2	2	7	20

※1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3：燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8kJ/kgUO₂）を引いた値

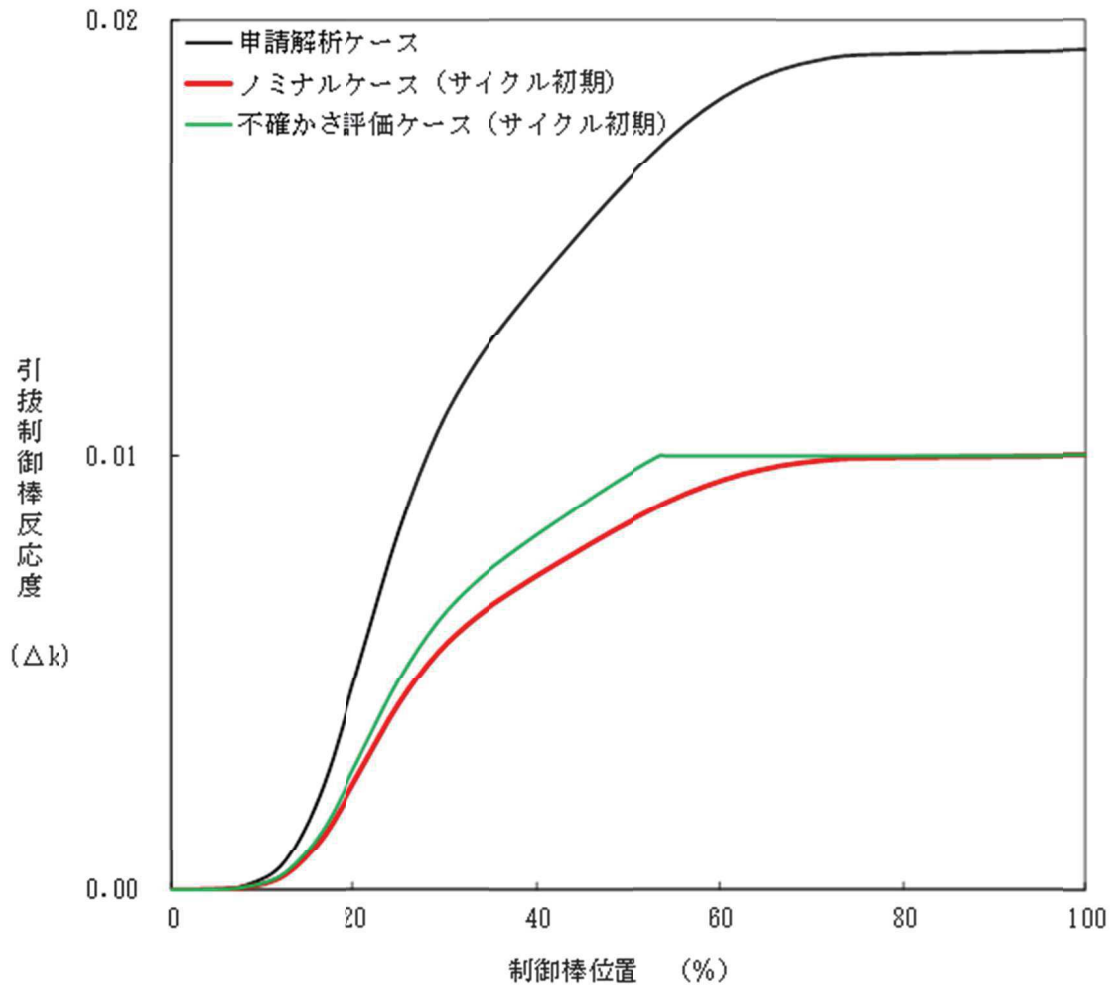


図1 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

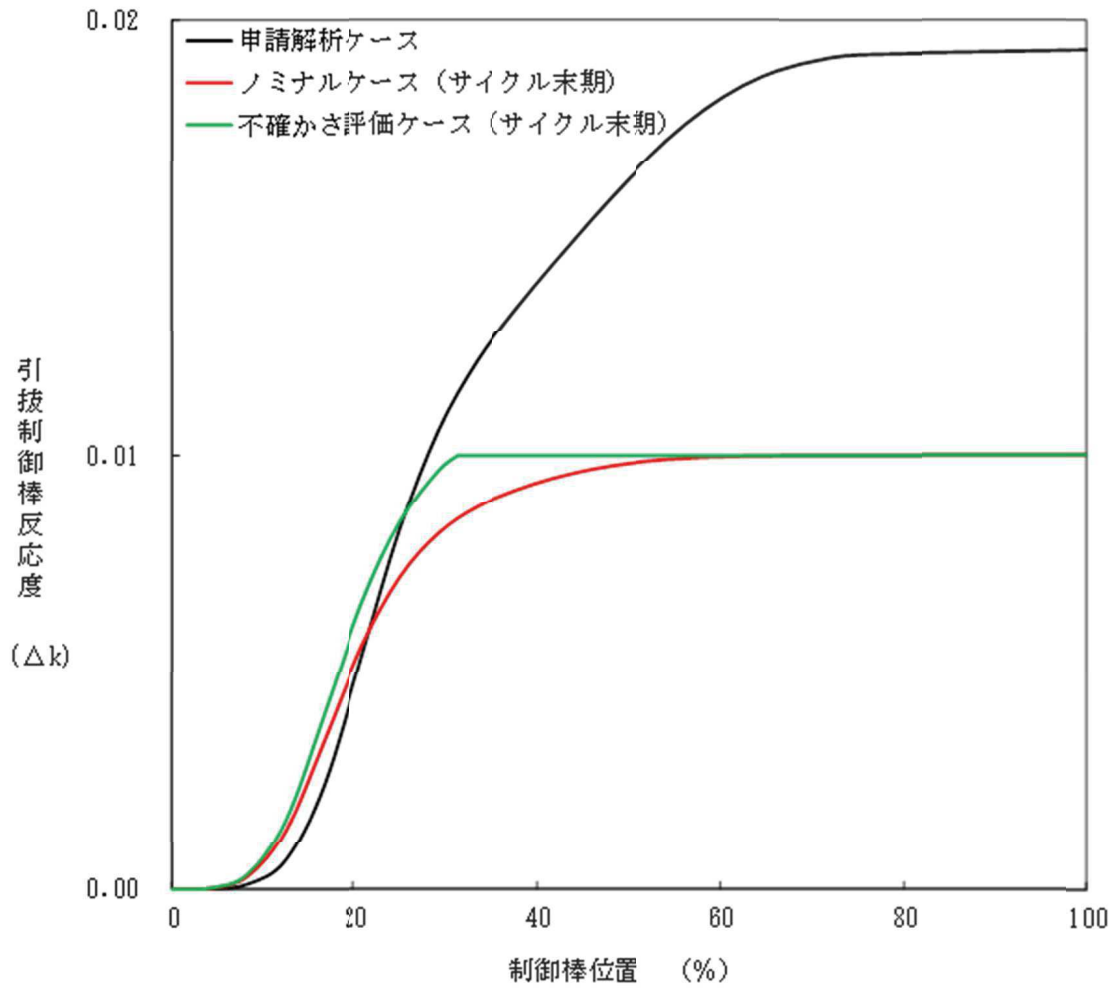


図2 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)