本資料のうち，枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0034 改39
提出年月日	平成28年12月19日

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成28年12月

東京電力ホールディングス株式会社

目 次　　□：今回のご説明範囲

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
1.1 概要
1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
1.3 評価に当たって考慮する事項
1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
1.6 解析の実施方針
1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
1.8 必要な要員及び資源の評価方針
1.9 参考文献

付録 1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
付録 2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果
付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
2.1 高圧・低圧注水機能喪失
2.2 高圧注水・減圧機能喪失
2.3 全交流動力電源喪失
2.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)
2.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗
2.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋直流電源喪失
2.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗
2.4 崩壊熱除去機能喪失
2.4.1 取水機能が喪失した場合
2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
2.5 原子炉停止機能喪失
2.6 LOCA 時注水機能喪失
2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

3. 重大事故
3.1 雰囲気圧力・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 代替循環冷却を使用する場合
3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

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

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

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
5.1 崩壊熱除去機能喪失
5.2 全交流動力電源喪失
5.3 原子炉冷却材の流出
5.4 反応度の誤投入

6 必要な要員及び資源の評価
6.1 必要な要員及び資源の評価条件
6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料　目次

添付資料 1.2.1　定期検査工程の概要
添付資料 1.3.1　重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
添付資料 1.4.1　有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
添付資料 1.5.1　柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
添付資料 1.5.2　有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
添付資料 1.5.3　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料 1.7.1　有効性評価における判断基準と有効性評価結果，評価における不確かさの関係について

添付資料 2.1.1　安定状態について
添付資料 2.1.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.3　減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
添付資料 2.1.4　7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料 2.1.5　7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料 2.2.1　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について
添付資料 2.2.2　安定状態について
添付資料 2.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料 2.2.4　7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料 2.3.1.1　敷地境界での実効線量評価について
添付資料 2.3.1.2　蓄電池による給電時間評価結果について
添付資料 2.3.1.3　全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
添付資料 2.3.1.4　逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
添付資料 2.3.1.5　安定状態について
添付資料 2.3.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））
添付資料 2.3.1.7　7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））

添付資料 2.3.1.8　7 日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失))
添付資料 2.3.1.9　常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失))
添付資料 2.3.2.1　全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について
添付資料 2.3.2.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗)
添付資料 2.3.4.1　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の特徴及び対応の基本的考え方
添付資料 2.3.4.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗)
添付資料 2.3.4.3　7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗)
添付資料 2.3.4.4　常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗)

添付資料 2.4.1.1　安定状態について
添付資料 2.4.1.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.3　7 日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.4　7 日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.5　常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.2.1　安定状態について
添付資料 2.4.2.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.3　7 日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.4　7 日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.5.1　評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
添付資料 2.5.2　自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料 2.5.3　安定状態について
添付資料 2.5.4　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(原子炉停止機能喪失)
添付資料 2.5.5　リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
添付資料 2.5.6　初期炉心流量の相違による評価結果への影響
添付資料 2.5.7　原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
添付資料 2.5.8　高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響
添付資料 2.5.9　外部電源の有無による評価結果への影響
添付資料 2.5.10　SLC 起動を手動起動としていることについての整理

添付資料 2.6.1　中小破断 LOCA の事象想定について
添付資料 2.6.2　安定状態について
添付資料 2.6.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(LOCA 時注水機能喪失)
添付資料 2.6.4　LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について
添付資料 2.6.5　7 日間における水源の対応について(LOCA 時注水機能喪失)
添付資料 2.6.6　7 日間における燃料の対応について(LOCA 時注水機能喪失)

添付資料 2.7.1　インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について
添付資料 2.7.2　安定状態について
添付資料 2.7.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(インターフェイスシステム LOCA)
添付資料 2.7.4　7 日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)

添付資料 3.1.2.1　炉心損傷開始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 3.1.2.2　格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
添付資料 3.1.2.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)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 3.1.2.4　安定状態について（代替循環冷却を使用する場合）
添付資料 3.1.2.5　原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素の影響について
添付資料 3.1.2.6　非凝縮性ガスの影響について

添付資料 3.1.2.7　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 3.1.2.8　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用する場合)))
添付資料 3.1.2.9　注水操作が遅れる場合の影響について
添付資料 3.1.2.10 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用する場合)
添付資料 3.1.2.11 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用する場合)
添付資料 3.1.2.12 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用する場合)
添付資料 3.1.3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却を使用しない場合におけるCs-137放出量評価について
添付資料 3.1.3.2　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 3.1.3.3　安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合)
添付資料 3.1.3.4　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
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用しない場合)))
添付資料 3.1.3.5　7日間における水源の対応について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用しない場合)
添付資料 3.1.3.6　7日間における燃料の対応について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用しない場合)
添付資料 3.1.3.7　常設代替交流電源設備の負荷
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損):代替循環冷却を使用しない場合)

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

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

添付資料 3.3.1　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(炉外 FCI)に関する知見の整理
添付資料 3.3.2　水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価
添付資料 3.3.3　原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性
添付資料 3.3.4　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）
添付資料 3.3.5　エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響
添付資料 3.3.6　プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧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について（水素燃焼）
添付資料 3.4.5　原子炉注水開始時間の評価結果への影響

添付資料 3.5.1　安定状態について
添付資料 3.5.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
（溶融炉心・コンクリート相互作用）
添付資料 3.5.3　溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の下部ドライウェルのコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

添付資料 4.1.1　使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
添付資料 4.1.2　「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について
添付資料 4.1.3　安定状態について
添付資料 4.1.4　柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
添付資料 4.1.5　評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)
添付資料 4.1.6　7 日間における水源の対応について(想定事故 1)
添付資料 4.1.7　7 日間における燃料の対応について(想定事故 1)

添付資料 4.2.1　使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
添付資料 4.2.2　想定事故 2 において微開固着及び貫通クラックによる損傷を想定している理由
添付資料 4.2.3　6 号及び 7 号炉　使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
添付資料 4.2.4　安定状態について
添付資料 4.2.5　評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 2)
添付資料 4.2.6　7 日間における水源の対応について(想定事故 2)
添付資料 4.2.7　7 日間における燃料の対応(想定事故 2)

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

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

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

添付資料 5.4.1　反応度の誤投入における燃料エンタルピ
添付資料 5.4.2　安定状態について
添付資料 5.4.3　解析コードおよび解析条件の不確かさの影響評価について
（運転停止中　反応度誤投入）
添付資料 5.4.4　反応度誤投入の代表性について

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

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

本原子炉施設において，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」，「運転中の原子炉における重大事故」，「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」及び「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」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも，炉心や燃料の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び敷地外への放射性物質の異常な水準の放出の防止のために講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定した上で，計算プログラムを用いた解析等の結果を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。

1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定

本原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

1.1.2 評価に当たって考慮する事項

有効性評価は，「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故

の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」という。）で講じることとしている措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源や要員を整理した上で，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定及び運転員等の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し，「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」については原子炉が安定停止状態に，「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に，「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」については使用済燃料プール水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に，「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」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「1.3 評価に当たって考慮する事項」による。

1.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。

1.1.4　有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については，「1.3 評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また，解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

具体的には「1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

1.1.5　解析の実施

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

1.1.6　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確認し，それらの影響を踏まえても，措置の実現性に問題なく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「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」による。

1.1.7　必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については，発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定して整備することから，それぞれの観点から最も厳しい重大事故等を考慮しても，少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を 7 日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「1.8 必要な要員及び資源の評価方針」による。

1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため，重大事故等のそれぞれについて，以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び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を確認する事故シーケンスグループ，並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，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対象として実施した PRA の結果を活用する。

「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」に対しては，原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象（以下「内部事象」という。）を対象とするレベル 1PRA に加えて，PRA が適用可能な外部事象として地震，津波それぞれのレベル 1PRA を活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象レベル 1.5PRA を活用する。「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」に対しては，停止時レベル 1PRA を活用する。

PRA を実施した結果，本原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4}/炉年程度，格納容器破損頻度は 10^{-6}/炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-8}/定検程度である。

また，現状 PRA が適用できない地震，津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析を実施した結果，いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の原子炉格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，新たに追加すべき事故シーケンスグループはない。

なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準（以下「技術的能力審査基準」という。）」，「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（以下「設置許可基準規則」という。）」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（以下「技術基準規則」という。）」との関連を第 1.2.1 表に示す。

ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については，「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」に示す。

1.2.1 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

1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構築物，系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると

想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえてグループ化し，それぞれに対して重要事故シーケンスを選定し，評価を行う。

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象レベル 1PRA においては，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イベントツリーを用いて網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2.1 図に内部事象レベル 1PRA におけるイベントツリーを示す。

地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA においては，内部事象と同様にイベントツリーを用いた分析を実施し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2.2 図に地震レベル 1PRA の階層イベントツリーを，第 1.2.3 図に地震レベル 1PRA のイベントツリーを，第 1.2.4 図に津波レベル 1PRA の津波高さ別イベントツリーを，第 1.2.5 図に津波レベル 1PRA のイベントツリーを示す。

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じである。また，地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では，複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や，建屋・構築物等の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取り扱う。

具体的には，地震レベル 1PRA 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・制御機能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，炉心損傷に至る事象と

して取り扱う。

津波レベル 1PRA では，浸水高さに応じ，当該高さに設置されている安全機能が機能喪失する評価モデルとしており，浸水高さに応じた安全機能の喪失の状態毎に津波特有のシーケンスとして抽出する。

なお，LOCA では，原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準などが異なるため，流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

a. 大破断 LOCA

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように，事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので，自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模の LOCA である。

b. 中破断 LOCA

大破断 LOCA と比較して破断口が小さく，減圧が緩やかなもので，低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模の LOCA である。また，破断流量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり，原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保は不可能である。

c. 小破断 LOCA

中破断 LOCA より破断口が小さなもので，原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保が可能な規模の LOCA である。また，減圧が緩やかなため，低圧注水系による炉心冷却には，自動減圧系の作動が必要である。

d. Excessive LOCA

大破断 LOCA を上回る規模の LOCA であり，非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2) 事故シーケンスのグループ化

PRA の知見を活用して抽出した事故シーケンスを，重大事故等に対処

するための措置が基本的に同じとなるよう，炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお，PRA では LOCA 時の注水機能喪失シーケンスを，破断口の大きさに応じて大破断 LOCA，中破断 LOCA，小破断 LOCA に詳細化して抽出しているが，いずれも LOCA 時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため，LOCA 時注水機能喪失に該当するものとして整理する。

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

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)

津波特有の事故シーケンスでは，津波高さに応じた複数の安全機能の喪失を考慮したが，これについては，その喪失により，最も早く炉心損傷に至る安全機能あるいは安全機能の組合せの事故シーケンスグループとして，上記の a.及び c.に整理した。

また，地震特有の事象で，以下に示す 5 つの事故シーケンスは，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が困難なことから，上記の事故シーケンスグループと直接的に対応せず，炉心損傷に直結するものとして抽出している。

・Excessive LOCA

・計測・制御系喪失

・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)

・格納容器・圧力容器損傷

・原子炉建屋損傷

これらの各事故シーケンスグループによる炉心損傷頻度には，必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでおり，実際には地震の程度に応じ，機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合，これらを用いた対応に期待することにより，炉心損傷を防止できる可能性もあると考えられるため，過度な保守性を排除することで各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は，現在の値よりも更に小さい値になる。また，地震後に機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で，それらのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは，内部事象レベル 1PRA により抽出された上記の a.から g.の事故シーケンスグループに包絡されるものと考えられること及びそれらに該当しない深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ，電源，放水設備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から，これらの各事故シーケンスグループを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追加する必要はない。

(3) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間，炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。

a. 高圧・低圧注水機能喪失

起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位

低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は，炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による低圧注水を実施する状況を想定した場合，事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が，減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく，低圧注水が可能となるまでの時間が短縮できると考えられ，対応が容易になると考えたためである。

また，本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが，これについてはその対策が止水対策であり，事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため，重要事故シーケンスとして選定しないものとし，選定対象から除外した。

b. 高圧注水・減圧機能喪失

起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は，炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合，事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が，減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく，低圧注水が可能となるまでの時間が短縮できると考えられ，対応が容易になると考えたためである。

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 4 つの

事故シーケンスが抽出されたため，これらを以下の 4 つの詳細化した事故シーケンスグループとして分類し，重要事故シーケンスとして選定する。

(a) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが，蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して，原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

(b) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

(c) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋直流電源喪失

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源と全ての直流電源が喪失し炉心損傷に至るものである。

また，本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが，これについてはその対策が止水対策であり，事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため，重要事故シーケンスとして選定しないものとした。

発生原因が津波特有の事故シーケンス以外には，本事故シーケンス

グループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋直流電源喪失」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，全交流動力電源喪失となる。

(d) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着することにより，原子炉隔離時冷却系も機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。

d. 崩壊熱除去機能喪失

起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」を選定する。

逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は，逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスと逃がし安全弁の再閉失敗を含むシーケンスを比較した場合，逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスの方が炉心損傷頻度が高いためである。

ここで，崩壊熱除去機能喪失については，RHR フロント系故障とサポート系故障の場合で，炉心損傷防止対策が異なることを踏まえて，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗（RHR フロント系故障)」及び「過渡事象＋崩壊熱除去失敗（RHR サポート系故障)」を重要事故シーケンスとする。

なお，LOCA を起因とする事故シーケンスについては，崩壊熱除去機

能の代替手段の有効性も含めて事故シーケンスグループ「f. LOCA 時注水機能喪失」で評価することから，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の選定対象から除外している。

e. 原子炉停止機能喪失

起因事象発生後の出力変化及び原子炉格納容器に与えられる蒸気負荷の観点で厳しい，過渡事象（反応度投入の観点で最も厳しく，格納容器隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁閉を選定）を起因とする，「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する。

なお，原子炉停止機能喪失に関連して抽出される事故シーケンス「大破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」については，反応度投入の観点では原子炉が減圧されることから「過渡事象＋原子炉停止失敗」よりも事象進展が緩やかな事象である。

重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能に期待する場合，LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスは，LOCA を伴う事故シーケンスグループに包絡される。また，LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。

これらを踏まえ，反応度投入の観点で最も厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

f. LOCA 時注水機能喪失

配管破断規模の大きさによる原子炉冷却材流出流量が多く水位の低下が早いため，原子炉注水開始までの余裕時間が短い中破断 LOCA を

起因とする。また，重畳する注水機能喪失のうち，低圧注水機能喪失については，減圧機能喪失による場合と，低圧の非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する場合が考えられるが，代替となる設備に要求される設備容量の観点では，減圧機能である逃がし安全弁には十分な台数が備えられている一方，低圧の非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する場合は，代替となる注水設備の容量が低圧の非常用炉心冷却系よりも少ない点で厳しい事象になると考えられること，さらに減圧機能が喪失する事故シーケンスよりも低圧の非常用炉心冷却系そのものが機能喪失する事故シーケンスの方が炉心損傷頻度が高いことも踏まえ，低圧の非常用炉心冷却系そのものの機能喪失が重畳する場合である「中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，上記の重要事故シーケンスは，低圧 ECCS 注水失敗が含まれており，低圧の非常用炉心冷却系の機能喪失は残留熱除去系による崩壊熱除去機能にも期待できないこととほぼ同義であることから，事故シーケンスグループ「d. 崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスを包含する。

g. 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）に係る事故シーケンスは，「インターフェイスシステム LOCA」のみとしていることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，格納容器バイパス事象としては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管の原子炉格納容器外での破断事象も想定できるが，これは PRA の検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に考慮の対象から除外している。

なお，国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても，全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては，以下の事故シーケンスが抽出されている。

①大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗

②全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗

①については，格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており，これを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。

②は地震 PRA から抽出された事故シーケンスであり，炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが，喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。この事故シーケンスにおける原子炉停止失敗の支配的な要因は地震による炉内構造物の損傷であるが，これは地震の最大加速度が地震発生と同時に加わるという，現状の保守的な PRA のモデルによって評価されるものであり，現実的には，炉内構造物の損傷確率が高くなる加速度に到達する前に，原子炉スクラムに至ると考えられる。

以上のとおり，②の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的に評価されており，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損傷防止対策又は格納容器破損防止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。

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2.2 表に示す。

1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。

(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が，最高使用圧力8.62MPa[gage]の 1.2 倍である 10.34MPa[gage]を下回ること。

(3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。

(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

また，格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，上記の評価項目に加えて，敷地境界外での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこととして，発生事故当たり 5mSv 以下であることを確認する。

ここで，原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。

ここで記載している，原子炉格納容器本体，シール部等の原子炉格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に示す。

1.2.2　運転中の原子炉における重大事故

1.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードを，本原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル 1.5PRA においては，事象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う。

具体的には，事象進展を炉心損傷前，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を抽出し，事象進展中に実施される緩和手段等から第 1.2.6 図に示す格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損モードを抽出して整理する。

(2) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで，水素燃焼については，本原子炉施設では，運転中は原子炉格納容器内の雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，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置換の有効性を確認する観点で，格納容器破損モードとして挙げている。

a.　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b.　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

c.　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

d.　水素燃焼

e.　溶融炉心・コンクリート相互作用

また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。

・原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

・過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）

・格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により格納容器の隔離機能が失われている状態）

・インターフェイスシステム LOCA

・水蒸気爆発（原子炉圧力容器内での水蒸気爆発）

原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損，過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）及びインターフェイスシステム LOCA は格納容器先行破損の事故シーケンスである。原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損，過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）では炉心損傷の前に水蒸気によって原子炉格納容器が過圧破損し，また，インターフェイスシステム LOCA ではインターフェイスシステム LOCA によって原子炉格納容器の隔離機能を喪失することで，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出による原子炉建屋内の環境悪化等が生じ，原子炉注水機能の維持が困難となり，炉心損傷に至る恐れがある。格納容器先行破損の事故シーケンスは，「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」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要は

ない。

格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により格納容器の隔離機能が失われている状態）については，炉心損傷頻度の低減を図るとともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることの無いよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

水蒸気爆発（原子炉圧力容器内での水蒸気爆発）については，発生する可能性が極めて低いことことから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

なお，原子炉格納容器下部床とドライウェル床とが同じレベルに構成されている BWR MARK-Ⅰ型の格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが，本原子炉施設は RCCV 型の原子炉格納容器であり，溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから，評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「PDS」という。）を含む事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また，PDS の分類結果についての説明を第 1.2.3 表に示す。なお，第 1.2.3 表において格納容器破損時期が炉心損傷前に分類

されている TW，TC，インターフェイスシステム LOCA は，格納容器先行破損の事故シーケンスであり，著しい炉心損傷の発生後，原子炉格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードには該当しないことから，これらの PDS は評価事故シーケンスの選定においては考慮していない。

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，LOCA(LOCA 後の注水失敗による炉心損傷)は原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展の観点で厳しい。頻度の観点で PDS を見ると，過圧破損では，長期 TB 及び TBU を PDS とした格納容器破損頻度が全体の 50%以上を占めており，過温破損では，LOCA を PDS とした格納容器破損頻度が全体の 50%以上を占めている。対策の観点では過圧破損に対しては原子炉格納容器の除熱が，過温破損に対しては損傷炉心への注水が必要となる。

以上の観点を総合的に考慮すると，LOCA に非常用炉心冷却系注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで，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対応時間が厳しいシナリオとなる。よって，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため PDS として，LOCA を選定し，これに全交流動力電源喪失事象の重畳を考慮するものとする。

LOCA に属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の余裕時間，必要な設備容量の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とし，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.2.1.1(3) 重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包含関係や，格納

容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定する。

b. 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，長期 TB は炉心損傷に至る前に RCIC による一時的な冷却が有効であり，起因事象発生から減圧までの時間余裕の観点では TQUX，TBD 及び TBU が厳しい PDS となる。高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX，TBD，TBU に PDS 選定上の有意な違いは無いことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表する PDS として，TQUX を選定する。

TQUX に属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし，逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。

逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は，炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合，事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が，減圧が完了し，高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を防止できる状態となるまでの時間が短縮できると考えられる点で対応が容易になると考えたためである。

c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）の観点からは，原子炉格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の

保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では，溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である，原子炉格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが，その一方で，原子炉圧力容器の破損が想定される状況では，高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損する PDS を選定するものとし，高圧状態で破損する TQUX，TBU 及び長期 TB は選定対象から除外する。LOCA は，蒸気が急速に原子炉格納容器に流出するため，ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり，酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。さらに，破断口から高温の冷却材が流出し原子炉格納容器下部に滞留する可能性があるが，FCI による水蒸気爆発は，低温の水に落下する場合の方が発生する可能性が高い事象であり，原子炉格納容器下部に高温の冷却材が流入する場合には発生の可能性が低減されるものと考えられることから，LOCA は選定対象から除外する。よって，本格納容器破損モードにおいて厳しい PDS として，原子炉の水位低下が早く，原子炉圧力容器破損までの時間が短い TQUV を選定する。

TQUV に属する事故シーケンスのうち，事象進展が早い過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷

却失敗（＋FCI 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。

d. 水素燃焼

本原子炉施設では，原子炉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。炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に可燃限界を超えることから，水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため，炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。ここで，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できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては，大破断 LOCA と非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されていることから，「a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。

有効性評価にあたっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウム－水反応による水素の過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素を原子炉格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し，炉心損傷後に原子炉注水に成功し，格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。

e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは，原子炉格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，原子炉格納容器下部に落下した際の粒子

化割合が高くなり，落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，原子炉圧力容器の破損が想定される状況では，高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし，高圧状態で破損するTQUX，TBU及び長期TBは選定対象から除外する。LOCAは原子炉格納容器下部への冷却材の流入の可能性があり，溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため，選定対象から除外する。よって，本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSとして，原子炉の水位低下が早く，対策実施までの時間余裕の観点から厳しいTQUVを選定する。

TQUVに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，対応時の余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし，発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」を評価事故シーケンスとして選定する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第1.2.3表に示す。

1.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては，格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直

接接触（シェルアタック）については，BWR MARK- I 型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり，RCCV 型の格納容器は溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため，格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること」については，有効性を確認するための評価項目として設定しない。

(1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。

(2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(3) 放射性物質の総放出量は，放射性物質による環境への汚染の視点も含め，環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(4) 原子炉圧力容器の破損までに，原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。

(5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって，原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。

(6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には，原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下であること。

(7) 可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。

(8) 溶融炉心による浸食によって，原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

1.2.3　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

1.2.3.1　想定事故

「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」については，本原子炉施設において，使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故 2

サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故

1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目

「1.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故ついては，使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3) 未臨界が維持されていること。

1.2.4　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

1.2.4.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については，復水器真空破壊から制御棒引抜き開始までの期間を評価対象※とし，原子炉の水位，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，成功基準に関する類似性に応じて，プラントの状態を適切に区分する。また，区分したプラント状態を考慮し，燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを，本原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し，運転停止中事故シーケンスグループごとに，重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

※：「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」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から，原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり，本評価対象と異なる。ただし，「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては，給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり，かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル1PRAの評価範囲と位置づけている。

（添付資料 1.2.1）

(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

停止時レベル 1PRA においては，各起因事象の発生から燃料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1.2.7図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

PRA の結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお，反応度の誤投入については，複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく，また万一，反応度事故に至った場合でも，局所的な事象で収束し，燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから，停止時レベル1PRAの起因事象から除外しているが，本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「実用発電用原子炉及びその

附属設備の位置、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 日原子力規制委員会決定)」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。

a. 崩壊熱除去機能喪失

b. 全交流動力電源喪失

c. 原子炉冷却材の流出

d. 反応度の誤投入

(3) 重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間，燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しいシーケンスを選定する。

a. 崩壊熱除去機能喪失

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，RHR 機能喪失[フロントライン]を起因事象とする「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお，原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については，事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

b. 全交流動力電源喪失

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し，全交流動力電源喪失に至る「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除

去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお，本重要事故シーケンスは，従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮したものとなっている。

c. 原子炉冷却材の流出

事象認知までに要する時間（点検作業に伴う冷却材の流出事象は検知が容易）や冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお，停止時レベル 1PRA では，RHR の原子炉停止時冷却モードの吸込みノズルの設置位置が，有効燃料棒頂部より高い位置にあり，冷却材の流出が発生したとしても燃料露出に至らないことから，「RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は起因事象として同定していないが，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」において設定する「(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮して，あらためて起因事象として選定した。

d. 反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから，重要事故シーケンスとして選定する。具体的には，代表性の観点から，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜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」を想定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2.4 表に示す。

1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3) 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。）。

1.3 評価に当たって考慮する事項

1.3.1 有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンスごとに，関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源，燃料及び電源等の資源や要員を整理し，資源及び要員の確保に関する評価を行う。

なお，「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」，「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」及び「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」における 1 つの事故シーケンスグループにおいて複数の対策があり，それぞれで重要事故シーケンス等を選定していない場合には，代表性，包絡性を整理し解析を行う。

また,「運転中の原子炉における重大事故」における 1 つの格納容器破損モードにおいて複数の対策がある場合には各々の対策において解析を行う。

1.3.2　安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに，PRA の結果を踏まえ，起因事象の発生に加えて想定する多重故障, 共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また, 機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

1.3.3　外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが, 基本的には常用系機器の機能喪失, 工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作への影響を考慮して外部電源がない場合を想定する。ただし，外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は, 外部電源がある場合を想定する。

1.3.4　単一故障に対する仮定

重大事故等は設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており，さらに，重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから, 重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については, 原則として,

中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として，確実な実施のための時間余裕を含め，以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

(1) 可搬型設備に関しては，事象発生から 12 時間は，可搬型設備を使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう，その機能に期待しないと仮定する。

(2) 可搬型設備以外の操作については，実際の操作に要する時間の不確定性を考慮し，以下の考え方に基づき設定する。

a. 中央制御室で警報発信等を起点として実施する操作については，事象発生後の状況の把握や他のパラメータの確認等を考慮して開始するものとする。

b. 上記操作に引き続き中央制御室で実施する操作については，速やかに操作を開始するものとし，個別の運転操作に必要な時間を考慮する。運転員は手順書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するものとし，有効性評価における解析の条件設定においては，各操作に必要な時間に基づき設定する。なお，事象発生直後の輻輳している状態においては操作を開始するまでの余裕時間を考慮する。

c. 現場で実施する操作については，個別の現場操作に必要な時間を考慮する。なお，有効性評価における解析の条件設定においては，操作場所までのアクセスルートの状況，操作場所の作業環境等を踏まえて，現場操作に必要な時間を設定する。

（添付資料 1.3.1）

1.3.6　考慮する範囲

有効性評価を行うに当たっては，異常状態の発生前の状態として，通常運

転範囲及び運転期間の全域について考慮し，サイクル期間中の炉心燃焼度変化，燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが，有効性評価における解析としては，原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし，外部支援がないものとして 7 日間の対策成立性を評価する。

燃料の種類については，代表的に 9×9 燃料（A 型）を評価対象とする。「事故」においては，9×9 燃料（A 型）及び 9×9 燃料（B 型）の熱水力特性がほぼ同じであり，また，炉心全体及び局所的な核特性が混在炉心ゆえに厳しくなることはないため，代表的に 9×9 燃料（A 型）のみ及び 9×9 燃料（B 型）のみで構成された炉心について，解析条件を厳しく与え，評価を行っているが，燃料の種類の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果を考慮して，また，本原子炉施設の重大事故等対策（設備，手順等）の有効性を確認するという重大事故等対策の有効性評価の目的を踏まえて，評価対象の燃料の種類は 1 つとし，代表的に 9×9 燃料（A 型）について評価を行う。

1.4　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第 1.4.1 表から第 1.4.3 表に示す。

ここで記載している，解析コードの妥当性確認内容や不確かさ等について

は，「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」に示す。

（添付資料 1.4.1）

1.4.1 SAFER

1.4.1.1 概要

長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER は長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を 9 ノードに分割し，原子炉圧力及び各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たっては，上部タイプレート及び炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象（CCFL）及び上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象（CCFL ブレークダウン）を考慮することができる。

また，本コードでは，平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット，燃料被覆管及びチャンネルボックス等の温度計算を行なう。燃料被覆管の温度計算においては，その冷却状態に応じた熱伝達係数，燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができる。また，燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウムー水反応）を Baker－Just の式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウムー水反応を考慮する。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，プラント過渡特性パラメータ，非常用炉心冷却系等の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管の最高温

度，燃料被覆管酸化量等が求められる。

1.4.1.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。

(1) 炉心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果及び気液熱非平衡がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

1.4.1.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，TBL，ROSA－Ⅲ，FIST－ABWR の実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.4 表に示すとおりである。

1.4.2　CHASTE

1.4.2.1　概　要

炉心ヒートアップ解析コード CHASTE は，燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行うコードである。本コードは，燃料ペレットを半径方向に最大 9 ノードに分割し，燃料集合体内燃料棒を 1 本毎に全て取り扱い，その熱的相互作用（輻射等）を考慮している。また，ジルコニウムー水反応を Baker－Just の式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウムー水反応を考慮する。燃料被覆管表面からの除熱に対する熱伝達係数は，SAFER で求めた値を用いる。

本コードの入力は，原子炉出力及び原子炉圧力の時間変化，炉心露出時間，再冠水時間，炉心スプレイによる冷却開始時間等のプラント過渡特性，燃料集合体及び炉心に関するデータ，並びに熱伝達係数変化であり，出力として，燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管酸化量等が求められる。

1.4.2.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。

(1) 炉　心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

1.4.2.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，BWR－FLECHT 実験解析，炉心冷却実験解析

及びスプレイ冷却特性実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.5 表に示すとおりである。

1.4.3　REDY

1.4.3.1　概　要

プラント動特性解析コード REDY は，炉心，圧力容器，圧力容器内部構造物，原子炉冷却材再循環系，主蒸気管，タービン系，原子炉格納容器等のプラント全体を模擬し，6 群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性，燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は，原子炉出力，炉心流量等の初期条件，原子炉，主蒸気管，原子炉格納容器等のデータ，核データ，燃料棒データ，各種制御系データ等であり，出力として，原子炉出力，原子炉圧力，炉心流量，原子炉水位，格納容器圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，格納容器圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度の時間変化を求めることができるように，格納容器モデルを追加したものである。

1.4.3.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉　心

核については，重要現象として核分裂出力，反応度フィードバック効果及び崩壊熱がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。

(3) 原子炉格納容器

重要現象として，サプレッション・チェンバ・プール冷却がモデル化されている。

1.4.3.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ABWR 実機試験解析，設計解析での確認等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.6 表に示すとおりである。

1.4.4　SCAT

1.4.4.1　概　要

単チャンネル熱水力解析コード SCAT は，単一チャンネルを模擬し，これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて，燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し，チャンネル内冷却材には，質量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計

算する。

本コードの入力は，燃料集合体の幾何学的形状，軸方向出力分布等の炉心データ，燃料集合体出力，チャンネル入口流量等の初期条件，REDY コードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり，出力として，GEXL 相関式に基づく限界出力比（CPR），各ノードでの冷却材流量，クオリティ等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように，沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウェット相関式を適用している。

1.4.4.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉　心

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，気液熱非平衡がモデル化されている。

1.4.4.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ATLAS 試験，NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，

第 1.4.7 表に示すとおりである。

1.4.5　MAAP

1.4.5.1　概　要

シビアアクシデント総合解析コード MAAP は，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，圧力容器破損，格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び原子炉格納容器内を一次系，ドライウェル，ウェットウェルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破裂，炉心損傷，溶融炉心移行挙動と冷却性，水素と水蒸気の生成，溶融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行/沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップや運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，溶融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート浸食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。

1.4.5.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，

原子炉圧力容器（炉心損傷後），原子炉格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流出（臨界流・差圧流）及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

(3) 原子炉格納容器

重要現象として，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，放射線分解等による水素・酸素発生，格納容器ベント及びサプレッション・チェンバ・プール冷却がモデル化されている。

(4) 原子炉圧力容器（炉心損傷後）

重要現象として，リロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達），下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内 FP 挙動がモデル化されている。

(5) 原子炉格納容器（炉心損傷後）

重要現象として，原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達），格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱，溶融炉心とコンクリー

トの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生，原子炉格納容器内 FP 挙動がモデル化されている。

1.4.5.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，TMI 事故解析，CORA 実験解析，HDR 実験解析，CSTF 実験解析，ACE 実験解析，SURC－4 実験解析，PHEBUS－FP 実験解析，ABCOVE 実験解析，感度解析等により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.8 表に示すとおりである。

1.4.6　APEX

1.4.6.1　概　要

反応度投入事象解析コード APEX は，熱的現象を断熱としており，炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し，出力の炉心空間分布を二次元（R－Z）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は，出力分布に比例するものとし，炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピステップ）は，出力分布は一定としている。また，投入反応度としては，制御棒価値，スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが，このドップラ反応度は，二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。

APEX の入力は，炉心の幾何学的形状，各種中性子断面積，拡散係数，ドップラ係数，炉心動特性パラメータ等の核データ，制御棒反応度の時間変化等であり，出力として，中性子束分布，エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

APEX の出力に基づき，単チャンネル熱水力解析を行う場合には，単チャ

ンネル熱水力解析コードSCAT（RIA用）を用いる。

SCAT（RIA用）は，燃料棒を燃料ペレット，ペレットと被覆管の間の空隙部であるギャップ部，燃料被覆管で構成し，ノード毎に径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び燃料被覆管には，径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し，チャンネル内冷却材には，質量，運動量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより，燃料棒の除熱量を求める。

SCAT（RIA用）の入力は，APEXの出力から得られた炉心平均出力変化，炉心出力分布に加え，燃料集合体幾何条件，燃料集合体熱水力データ，燃料物性データ，ギャップ熱伝達係数，ペレット径方向出力分布，局所出力ピーキング係数等であり，出力として，非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。

1.4.6.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉　心

核については，重要現象として，核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

1.4.6.3　検証/妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの検証/妥当性確

認を実施している。具体的には，SPERT－ⅢE 炉心実験，実効共鳴積分測定に関わる Hellstrand の実験式，MISTRAL 臨界試験，実機での制御棒価値測定試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，検証/妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.9 表に示すとおりである。

1.5　有効性評価における解析の条件設定の方針

1.5.1　解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については，事象進展の不確かさを考慮して，設計値等の現実的な条件を基本としつつ，原則，有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際，「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって，さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は，影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし，「1.5.2 共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお，初期条件とは異常状態が発生する前の原子炉施設の状態，事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

また，有効性評価においては発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定していることから，6 号及び 7 号炉で異なる評価条件を設定している場合は，両号炉の条件を記載する。

（添付資料 1.5.1）

1.5.2　共通解析条件

操作条件については，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。また，LOCA の破断位置については，原子炉内の保有水量及び流出量等の観点から選定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

（添付資料 1.5.2）

1.5.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

(1) 初期条件

a.　初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として，定格値(3,926MWt)，原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として，定格値（7.07MPa[gage]）を用いるものとする。また，炉心流量の初期値として，定格値である 100％流量(52.2×10^3t/h)を用いるものとする。

b.　炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は 9×9 燃料(A 型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット/燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(a) 原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，第 1.5.1 図に示す ANSI/ANS-5.1-1979

に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に，サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して 10%の保守性を考慮した燃焼度 33GWd/t の条件に対応したものとする。

(b) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，設計の最大値として，44.0kW/m を用いるものとする。

c. 原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

d. 原子炉格納容器

(a) 容　積

格納容器容積について，ドライウェル空間部は，内部機器，構造物体積を除く全体積として 7,350m^3，ウェットウェル空間部は，必要最小空間部体積として 5,960m^3，ウェットウェル液相部は，必要最小プール水量として 3,580m^3 を用いるものとする。

(b) 初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，ドライウェル空間部温度は 57℃，サプレッション・チェンバ・プール水温は 35℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5.2kPa[gage]を用いるものとする。

(c) サプレッション・チェンバ・プールの初期水位

サプレッション・チェンバ・プールの初期水位は，通常運転時の水位として 7.05m を用いるものとする。

(d) 真空破壊装置

真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.43kPa(ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧)）を用いるものとする。

e. 外部水源の温度

外部水源の温度について，初期温度は 50℃とし，事象発生から 12 時間以降は 45℃，事象発生から 24 時間以降は 40℃とする。

f. 主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a. 安全保護系等の設定点

原子炉緊急停止系作動回路のスクラム設定点として，以下の値を用いるものとする。

原子炉水位低（レベル 3)

セパレータスカート下端から＋62cm（遅れ時間 1.05 秒）

タービン蒸気加減弁急速閉

制御油圧低（4.12MPa[gage]）（遅れ時間 0.08 秒）

炉心流量急減

「第 3 図　炉心流量急減の解析上のスクラムの設定値」参照

工学的安全施設作動回路等の設定点として，以下の値を用いるものとする。

原子炉水位低（原子炉隔離時冷却系（補給水機能）起動)設定点

セパレータスカート下端から－58cm（レベル 2）

原子炉水位低（高圧炉心注水系起動，主蒸気隔離弁閉止)設定点

セパレータスカート下端から－203cm（レベル 1.5）

原子炉水位低（低圧注水系起動，自動減圧系作動)設定点

セパレータスカート下端から－287cm（レベル 1）

原子炉水位低（再循環ポンプ 4 台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から＋62cm（レベル 3）

原子炉水位低（再循環ポンプ 6 台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から－58cm（レベル 2）

原子炉圧力高（再循環ポンプ 4 台トリップ）設定点

原子炉圧力 7.48MPa[gage]

ドライウェル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動）設定点

ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]

b. 逃がし安全弁

逃がし安全弁の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。

第 1 段：7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個

第 2 段：7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個

第 3 段：7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個

第 4 段：7.72MPa[gage]×4 個，373t/h/個

第 5 段：7.79MPa[gage]×4 個，377t/h/個

第 6 段：7.86MPa[gage]×4 個，380t/h/個

1.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故

(1) 初期条件

1.5.2.1(1)に同じ。なお，「1.5.2.1(1)b. 炉心及び燃料」のうち，最大線出力密度については，条件として用いていない。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

1.5.2.1(2)に同じ。

1.5.2.3　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

(1) 初期条件

a. 燃料崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。

b. 使用済燃料プール水温

使用済燃料プールの初期水温は，運用上許容される上限温度である 65℃を用いるものとする。

c. 使用済燃料プールのプールゲートの状態

保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉状態とする。

d. 主要機器の形状

使用済燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

（添付資料 1.5.3）

1.5.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

a. 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，第 1.5.1 図に示す ANSI/ANS-5.1-1979 に基づく崩壊熱曲線を使用し，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱として約 22MW を用いるものとする。

b. 原子炉圧力

水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力の初期値は大気圧とし，事象発生後も大気圧が維持されるものとする。

c. 原子炉水温

残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードでの炉水側の設定温度として，原子炉水温の初期値は52℃とする。

d. 主要機器の形状

原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

1.6 解析の実施方針

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し,その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

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

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。ここで，操作の不確かさの影響とは，運転員等操作に対する不確かさ要因である，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に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，有効性評価の成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因

子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

（添付資料 1.7.1）

1.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては，重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており，そのうち第 1.7.1 表から第 1.7.3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，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を確認する。

1.7.2　解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，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を確認する。また，解析条件である操作条件の不確かさとして，操作の不確かさ要因に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，操作開始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を確認する。

1.7.3　操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作の各々について，そ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する。

1.8　必要な要員及び資源の評価方針

1.8.1　必要な要員の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において，時間外，休日（夜間）における要員の確保の観点から，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備される体制にて，対処可能であることを確認するとともに，必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

1.8.2　必要な資源の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに，7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また，有効性評価において考慮されていない機器についても，使用した場合を想定して，各資源について 7 日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

第 1.2.1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準/設置許可基準規則/技術基準規則との関連(1/2)

事故シーケンスグループ等			技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
			設置許可基準規則／技術基準規則	44条／59条	45条／60条	46条／61条	47条／62条	48条／63条	49条／64条	50条／65条	51条／66条	52条／67条	53条／68条	54条／69条	55条／70条	56条／71条	57条／72条	58条／73条	59条／74条
			重要事故シーケンス等	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性に関する手順等
炉心損傷防止	2.1	高圧・低圧注水機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失する事故				●	●	●							●	●		
	2.2	高圧注水・減圧機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能が機能喪失する事故			●													
	2.3	全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ喪失）	外部電源喪失発生後，非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機の起動に失敗する事故				●	●	●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋ＲＣＩＣ失敗	外部電源喪失発生後，非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機の起動に失敗し，かつ，原子炉隔離時冷却系の起動に失敗する事故		●		●	●	●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋直流電源喪失	外部電源喪失発生後，全ての直流電源を喪失し，これに伴い非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機を起動できなくなることで全交流動力電源喪失に至る事故		●		●	●	●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋SRV再閉失敗	外部電源喪失発生後，非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機の起動に失敗し，かつ，SRV再閉に失敗する事故				●	●	●							●	●	●	
	2.4	崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故				●	●	●							●	●	●	
		崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事故					●	●							●	●		
	2.5	原子炉停止機能喪失	運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失する事故	●															
	2.6	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失する事故				●	●	●							●	●		
	2.7	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事故			●													
格納容器破損防止	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） 代替循環冷却を使用する場合	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却を使用する場合				●		●	●	●					●	●	●	
		雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） 代替循環冷却を使用しない場合	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却を使用しない場合				●		●	●	●					●	●	●	
	3.2	高圧溶融物放出／ 格納容器雰囲気直接加熱	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と，原子炉への注水機能の全喪失する事故						●	●	●					●	●		
	3.3	原子炉圧力容器外の 溶融燃料|冷却材相互作用	原子炉の出力運転中の過渡事象又は原子炉冷却材バウンダリを構成する配管の破断の発生と原子炉への注水機能の全喪失する事故						●	●	●					●	●		
	3.4	水素燃焼	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却を使用する場合				●		●	●	●	●				●	●	●	
	3.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉出力運転中の過渡事象又は原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断の発生と原子炉への注水機能の全喪失する事故						●	●	●					●	●		
ＳＦＰ燃料破損防止	4.1	想定事故１	使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故											●		●	●		
	4.2	想定事故２	サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故											●		●	●		
停止中原子炉の燃料損傷防止	5.1	崩壊熱除去機能喪失	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事故																
	5.2	全交流動力電源喪失	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事故				●	●									●	●	
	5.3	原子炉冷却材の流出	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冷却材の漏えいが発生し，崩壊熱除去機能が喪失する事故																
	5.4	反応度の誤投入	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により，臨界に達する事故																

第 1.2.1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準/設置許可基準規則/技術基準規則との関連(2/2)

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価で解析上考慮している
○：有効性評価で解析上考慮していない

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心損傷防止											格納容器破損防止							ＳＦＰ燃料破損防止		停止中原子炉の燃料損傷防止				
		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（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋ＲＣＩＣ失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）＋ＳＲＶ再閉失敗	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ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ＬＯＣＡ）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）代替循環冷却を使用する場合	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）代替循環冷却を使用しない場合	高圧溶融物放出／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	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失	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
1.1	原子炉手動スクラム									○															
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入									○															
	制御棒手動挿入（水圧挿入，電動挿入）									○															
	制御棒自動挿入（電動挿入）									○															
	原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制									●															
	ほう酸水注入									●															
	原子炉水位低下									●															
1.2	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	●	○	○	○	○	○	○			○	○			○						
	現場手動操作による高圧代替注水系起動																								
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動																								
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電																								
	ほう酸水注入系による原子炉注水																								
	制御棒駆動水系による原子炉注水	○	○					○			○				○	○			○						
	高圧炉心注水系緊急注水			○			○	○																	
1.3	原子炉減圧の自動化		●																						
	手動による原子炉減圧（逃がし安全弁による原子炉の減圧）																								
	手動による原子炉減圧（タービンバイパス弁による原子炉の減圧）																								
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放																								
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁開放																								
	代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁開放																								
	高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保																								
	代替直流電源設備による復旧　（逃がし安全弁復旧）																								
	代替交流電源設備による復旧　（逃がし安全弁復旧）																								
	インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順											●													
1.4	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	●		●	●	●	●	●		●			●	●			●							●	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	○		○	○	○	○	○		○			●	○	○	○	●		○					○	
	消火系による原子炉注水	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○		○					○	
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水			●	●	●	●	●																	
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																								
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却																								
	消火系による残存溶融炉心の冷却																								
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱																							●	
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●															
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			●	●	●																			
	代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●															
	代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			●	●	●																			
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●															
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			●	●	●																			
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保			●	●	●	●	●																●	
	代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保																								
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	●		○	○	○	●	●	●		●			●	●	●	●			●						
	消火系による格納容器スプレイ	○		○	○	○	○	○	○		○															
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器スプレイ	○		○	○	○	○	○	○		○															
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱			●	●	●																			
	残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール水除熱			○	○	○	●	●																	
	ドライウェル冷却系による格納容器除熱														○	○			○						
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○		○						
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）																								
	代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○		○						
	代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　（現場操作）																								
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●		●						
	格納容器内pH制御												○	○	○	○	○		○						
1.8	格納容器下部注水系（常設）によるデブリ冷却														●	●			●						
	格納容器下部注水系（可搬型）によるデブリ冷却														○	○			○						
	消火系によるデブリ冷却														○	○			○						
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水												●	●			●								
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水												●	○	○	○	●		○						
	消火系による原子炉圧力容器への注水												○	○	○	○	○		○						
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水														○	○			○						
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸注入																								
	制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水														○	○			○						
	高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水																								
1.9	原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																●								
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出																○								
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																								
1.10	格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水												○	○			○								
	サプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水																								
	原子炉建屋トップベントによる水素ガスの排出																								
1.11	燃料プール代替注水系（可搬型）による常設スプレイヘッダを使用した使用済燃料プール注水																			●	●				
	燃料プール代替注水系（可搬型）による可搬型スプレイヘッダを使用した使用済燃料プール注水																			○	○				
	消火系による使用済燃料プールへの注水																			○	○				
	サイフォン効果による使用済燃料プール水漏えい発生時の漏えい抑制																				●				
	燃料プール代替注水系（可搬型）による常設スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールスプレイ																								
	燃料プール代替注水系（可搬型）による可搬型スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールスプレイ																								
	使用済燃料プール漏えい緩和																								
	大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制																								
	燃料プール冷却浄化系復旧による使用済燃料プール除熱			○	○	○	○	○					○	○			○								
1.12	大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制																								
	放射性物質吸着材による海洋への拡散抑制																								
	汚濁防止膜による海洋への拡散抑制																								
	化学消防自動車単独又は高所放水車等による泡消火																								
	大容量送水車，放水砲，泡原液搬送車及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火																								
1.13	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●		●						
	純水補給水系（仮設発電機使用）による復水貯蔵槽への補給	○		○	○	○	○	○	○		○		○	○	○	○	○		○						
	淡水貯水池から防火水槽への補給	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●		●	●	●				
	淡水タンクから防火水槽への補給	○		○	○	○	○	○	○		○		○	○	○	○	○		○	○	○				
	海水を利用した防火水槽への補給																								
	淡水貯水池から淡水タンクへの補給	○		○	○	○	○	○	○		○		○	○	○	○	○		○	○	○				
	可搬型代替注水ポンプによる送水	○		○	○	○	○	○	○		○		●	○	○	○	●		○	●	●				
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	1.5にて整理																							
	大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制	1.12にて整理																							
	大容量送水車，放水砲，泡原液搬送車及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火																								
1.14	第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車によるM/C C系及びM/C D系受電			●	●	●	●	●					●	●			●						●		
	電源車によるP/C C系及びP/C D系受電			○	○	○	○	○					○	○			○						○		
	号炉間電力融通ケーブルによる電力融通																								
	所内蓄電式直流電源設備による給電			●	●	●	●	●					●	●			●						●		
	可搬型直流電源設備による給電																								
	直流給電車による直流125V主母線盤A給電																								
	AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤A受電					●																			
	常設直流電源喪失時の直流125V主母線盤B受電					●																			
	低圧電源号炉間融通による直流125V主母線盤AまたはB受電																								
	第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機又は電源車によるAM用MCC受電																								
	軽油タンクからタンクローリへの給油	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●		●	●	●		●		
	タンクローリから各機器等への給油	●		●	●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●		●	●	●		●		
1.15	他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定（計器の故障時）												●	●			●								
	代替パラメータによる推定（計器の計測範囲を超えた場合）																								
	蓄電池，代替電源（交流，直流）からの給電			●	●	●	●	●					●	●			●						●		
	可搬型計測器による計測																								
	パラメータ記録																								
1.16	中央制御室換気空調系設備の運転手順等												○	○			○								
	中央制御室待避室の準備手順												○	○			○								
	中央制御室の照明を確保する手順												○	○			○								
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																								
	中央制御室待避室の照明を確保する手順													○											
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度監理手順																								
	中央制御室待避室データ表示装置によるプラントパラメータ等の監視													○											
	チェンジングエリアの設置及び運用手順																								

第 1.2.2 表 重要事故シーケンスの選定（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）（1/2）

事故シーケンス グループ		事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
高圧・低圧注水機能喪失		・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
高圧注水・減圧機能喪失		・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗	・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗
全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）
	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗
	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失	・外部電源喪失＋直流電源喪失※ ・最終ヒートシンク喪失＋全交流動力電源喪失（電源盤浸水）＋直流電源喪失（電源設備浸水）	・外部電源喪失＋直流電源喪失※
	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗	・全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗

※直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，全交流動力電源喪失となる。

第 1.2.2 表 重要事故シーケンスの選定（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）（2/2）

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・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 ・通常停止＋崩壊熱除去失敗 ・通常停止＋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 ・小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗 ・中破断 LOCA＋RHR 失敗 ・大破断 LOCA＋RHR 失敗	・過渡事象＋崩壊熱除去失敗
原子炉停止機能喪失	・過渡事象＋原子炉停止失敗 ・小破断 LOCA＋原子炉停止失敗 ・中破断 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 喪失)＋原子炉停止失敗	・過渡事象＋原子炉停止失敗
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗	・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗
格納容器バイパス(ISLOCA)	・インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（1/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS 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）	・TQUV　・TBU ・TQUX　・TBD ・LOCA　・TBP ・長期 TB	・LOCA＋SBO	【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・TQUX，TQUV，長期 TB，TBU，TBD，TBP の各シナリオと比較し，LOCA は原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展が早い ・過圧破損については長期 TB や TBU が支配的であることから，全交流動力電源喪失の寄与が高い ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については LOCA の寄与が高い。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。 ・LOCA に非常用炉心冷却系注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで，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対応時間が厳しいシナリオとなる。また，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。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。 以上より，LOCA に全交流動力電源喪失事象(SBO)を加え，過圧及び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。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）			
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	・TQUX　・TBU ・長期 TB　・TBD	・TQUX	【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】 ・長期 TB は事象初期において RCIC による冷却が有効なシーケンスであり，減圧までの時間余裕の観点では TQUX，TBD，TBU の方が厳しい。 ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX，TBD，TBU に PDS 選定上の有意な違いは無い。 以上より，最も厳しい PDS から，TQUX を代表として選定した。なお，いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（2/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）	・TQUV　・TBU ・TQUX　・TBP ・LOCA　・長期 TB	・TQUV	【事象(FCI における発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・溶融炉心落下時の発生エネルギーは，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いほど大きくなる。この観点から，高圧の状態が維持される TQUX，TBU 及び長期 TB は選定対象から除外した。 ・LOCA は，炉内での蒸気の発生状況の差異から，酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV，TBP)より小さくなり※，デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。また，LOCA では破断口から高温の冷却材が流出し，原子炉格納容器下部に滞留する。FCI は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから，LOCA を選定対象から除外した。 ・TBP について，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。 ・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。 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は維持される。 ※LOCA 事象は原子炉冷却材の流出を伴い，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。
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	・TQUV　・TBU ・TQUX　・TBP ・LOCA　・長期 TB	・TQUV	【事象(MCCI に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・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。この観点で，高圧の状態が維持される TQUX，TBU 及び長期 TB を選定対象から除外した。 ・LOCA は原子炉格納容器下部への冷却材の流入の可能性があり，MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため，選定対象から除外した。 ・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。 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は維持される。

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（3/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
水素燃焼	－	LOCA＋SBO※	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・本原子炉施設で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，本原子炉施設において評価することが適切と考えられるシーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・本原子炉施設では，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。また，炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に可燃限界を超えることから，水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。このため，水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【本原子炉施設において評価する事故シーケンス】 ・本原子炉施設において，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，格納容器においてその事象進展を緩和できる考えられる事故シーケンスとしては，大破断 LOCA と非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため，PDS としては LOCA(大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失)を選定することが適切と考えられる。これに加え，「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスでは，対応の厳しさの観点で SBO の重畳を設定していることを考慮し，LOCA(大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失)+SBO を PDS として選定する。

※ 格納容器破損モード「水素燃焼」は，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉が運転中，格納容器内を窒素で置換しており，酸素濃度を低く管理しているため，酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し，内部事象レベル 1.5PRA の評価対象から除外している。このため，PRA からは PDS 及び事故シーケンスは抽出されない。

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定(運転中の原子炉における重大事故)(4/7)

補足：PDS の分類結果

PDS	格納容器 破損時期	圧力容器圧力	炉心損傷時期	プラント 損傷時点での 電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源有 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
LOCA ・AE(大破断 LOCA) ・S1E(中破断 LOCA) ・S2E(小破断 LOCA)	炉心損傷後	低圧※	早期	交流/直流 電源有
TW	炉心損傷前	－	後期	－
TC	炉心損傷前	－	早期	－
格納容器バイパス (ISLOCA)	炉心損傷前	－	早期	－

※ S1E や S2E では，高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが，LOCA は速やかな冷却材流出の影響を確認する PDS として，AE をその代表として扱うこととし，高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。

注：網掛けは格納容器破損時期が炉心損傷前であり，炉心損傷後の格納容器の機能に期待できないため，炉心損傷防止対策の有効性を確認する。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 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（5/7）

格納容器破損モード	選定したPDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	LOCA	・大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗	・大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功)＋RHR 失敗	・大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失 （過圧及び過温の各々において，損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスが選定されている。また，対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の観点で同じとなることから，同様の事故シーケンスを選定した。これに加え，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	LOCA	・大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗	・大破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋下部 D/W 注水失敗	

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(6/7)

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	TQUX	・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生） ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生） ・通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生） ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生） ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生） ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）	TQUV	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生） ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生） ・通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生） ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生） ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生） ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（7/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
水素燃焼	LOCA＋SBO※	－※	－	・大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失＋損傷炉心冷却成功＋格納容器ベント無し（可燃限界到達まで維持） （柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして抽出される「大破断 LOCA＋ECCS 機能喪失」に，過圧・過温での評価事故シーケンス及び対応の厳しさに鑑みて全交流動力電源喪失（SBO）を加えたシーケンスを設定する）
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	TQUV	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗） ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗） ・通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗） ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗） ・サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗） ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（下部 D/W 注水成功）（＋デブリ冷却失敗）	・過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）

※ 格納容器破損モード「水素燃焼」は，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉が運転中，格納容器内を窒素で置換しており，酸素濃度を低く管理しているため，酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し，内部事象レベル 1.5PRA の評価対象から除外している。このため，PRA からは PDS 及び事故シーケンスは抽出されない。その上での PDS の選定理由は同表(3/7)参照。

第 1.2.4 表 重要事故シーケンスの選定（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）

運転停止中 事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗
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・注水系失敗 ・外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗	・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗	・原子炉冷却材流出(RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り)＋崩壊熱除去・注水系失敗 (RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤りは，PRA では冷却材の流出により燃料露出に至らないため起因事象として同定していないが，流出流量及び放射線の遮蔽維持の観点から，改めて起因事象として想定する)
反応度の誤投入	・反応度の誤投入	・反応度の誤投入 (代表性の観点から，停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜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する)

第 1.4.1 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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

事故シーケンスグループ	適用コード
高圧・低圧注水機能喪失	SAFER CHASTE MAAP
高圧注水・減圧機能喪失	SAFER MAAP
全交流動力電源喪失	SAFER MAAP
崩壊熱除去機能喪失	SAFER MAAP
原子炉停止機能喪失	REDY SCAT
LOCA 時注水機能喪失	SAFER CHASTE MAAP
格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）	SAFER

第 1.4.2 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転中の原子炉における重大事故

格納容器破損モード	適用コード
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	MAAP
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	MAAP
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	MAAP
水素燃焼	MAAP
溶融炉心・コンクリート相互作用	MAAP

第 1.4.3 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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

運転停止中原子炉における燃料損傷防止	適用コード
崩壊熱除去機能喪失	－
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	APEX SCAT（RIA 用）

第 1.4.4 表 SAFER における重要現象の不確かさ等（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心（核）	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。
炉心（燃料）	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ･破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は保守的となる。
炉心（熱流動）	沸騰･ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。 低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧代替注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。
	気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。

第 1.4.4 表 SAFER における重要現象の不確かさ等（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器（逃がし安全弁を含む）	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化 気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。

第 1.4.5 表 CHASTE における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心（核）	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。
炉心（燃料）	燃料棒表面熱伝達	対流熱伝達モデル	SAFER コードから引き継がれるため，不確かさは SAFER コードで考慮する。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は，1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて 0.67 を用いることで，輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお，輻射率 0.67 を用いた場合の PCT は，輻射率 0.75 を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また，部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応式	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達係数，及び燃料の最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料被覆管温度は高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。

第 1.4.6 表 REDY における重要現象の不確かさ等（1/2）

分類	重要現象		解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	核分裂出力		核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果		反応度モデル （ボイド・ドップラ）	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止の事象に対して，初期の運転状態から炉心流量，原子炉圧力，炉心入口エンタルピ及び軸方向出力分布が変化した場合の，炉心一点近似手法による不確かさに，反応度係数計算及び取替炉心設計段階における不確かさを考慮し，反応度係数の保守因子の変動範囲の検討から，事象進展期間にわたる保守因子の変動範囲として以下を確認した。 ・動的ボイド係数　：0.68～1.53 ・動的ドップラ係数：0.81～1.25
			反応度モデル （ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度の不確は，平衡炉心におけるほう酸水注入系の三次元未臨界性評価における停止余裕基準の-1.5%Δk に，炉心変更等の不確かさとして停止余裕基準と同等の 1.5%Δk を考慮して，-3%Δk を不確かさとした。
	崩壊熱		崩壊熱モデル	学会推奨値等と崩壊熱モデル式の比較から，崩壊熱計算の不確かさが-0.1%～+0.8%であることを確認した。
炉心 （熱流動）	沸騰・ボイド率変化		炉心ボイド モデル	設計データとの比較手法から，炉心流量補正の不確かさとして，補正なしを下限，最大補正二次関数を上限として設定した。
原子炉圧力容器 （逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	コーストダウン特性	再循環系モデル	再循環ポンプ慣性時定数の不確かさは，再循環ポンプの設計仕様から-10%～+10%であることを確認した。
		自然循環流量		モデルの仮定に含まれる。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		逃がし安全弁 モデル	モデルにおける吹出し容量は，「日本工業規格 JISB8210」付属書記載の算出式により計算された値をインプットデータとして用いており，吹出し容量の不確かさは-0%～+16.6%であることを確認した。

第 1.4.6 表 REDY における重要現象の不確かさ等（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器(逃がし安全弁含む)	ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)	給水系モデル	実機試験データとの比較から，主蒸気流量ゼロにおける給水エンタルピは，REDY コードの方が約 60kJ/kg（約 14℃）程度高めであり，これを主蒸気流量がゼロの点での給水エンタルピの不確かさとした。また，エンタルピが低下した給水が原子炉圧力容器に到達する遅れ時間は，REDY コードでは厳しめに 0 秒としているが，遅れ時間 50 秒を不確かさの下限として設定した。
			設計流量（安全要求の下限値である 182m³/h）と実力値（250m³/h）の比較により，HPCF 流量の不確かさとして，+137%を設定した。
			サプレッション・チェンバ・プール水温として保安規定で定めた上限値 35℃を設定しているが，設計仕様の常用温度下限 10℃を考慮して，不確かさを-25℃（-104kJ/kg）を下限として設定した。
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	ABWR 向けの試験結果から，保守的な値を使用していることを確認しており，不確かさは入力値に含まれる。
原子炉格納容器	サプレッション・プール冷却	格納容器モデル	モデル式の確認により保守的に評価することを確認しており，不確かさはモデルの保守性に含まれる。

第 1.4.7 表 SCAT における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	出力分布 変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。
炉心 （燃料）	燃料棒内温度変化	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	入力値に含まれる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル，リウェットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の試験解析から，沸騰遷移後の膜沸騰状態で修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより，燃料被覆管温度を高めに評価する傾向となることを確認した。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	ATLAS 試験の測定限界出力と GEXL 相関式の予測限界出力から求められる標準偏差は 3.6%以下であることを確認した。
炉心 （熱流動）	気液熱非平衡	熱伝達モデル，リウェットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の試験解析から，沸騰遷移後の膜沸騰状態で修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより，燃料被覆管温度を高めに評価する傾向となることを確認した。 また，発生した過熱蒸気の影響が隣接する燃料棒に波及しないことを確認しており，不確かさの影響は修正 Dougall-Rohsenow 式に含まれる。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等（1/4）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は，ほぼ変化しない。
	燃料棒表面熱伝達		
	燃料被覆管酸化		
	燃料被覆管変形		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX 及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，MAAP コードと SAFER コードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの，水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり，その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。
	気液分離（水位変化）・対向流		
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	逃がし安全弁からの流量は，設計値に基づいて計算される。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等（2/4）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向は良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導			
	気液界面の熱伝達			
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	
	放射線水分解等による水素・酸素発生	－	窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化が行われており，酸素発生は水の放射線分解に起因する。	
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等（3/4）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した。
	構造材との熱伝達		
	原子炉圧力容器内 FCI(溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として，溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器内 FCI(デブリ粒子熱伝達)		
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における影響は十分小さいと判断される。
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激な FP 放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等（4/4）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外FCI(溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器外FCI現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，原子炉圧力容器外FCIによって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器外FCI(デブリ粒子熱伝達)		
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	MAAPコードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき，落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると仮定し，それを入力で与えている。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象への影響の観点で，エントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果，コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また，上面熱流束を下限値とした場合でも，コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は，想定される範囲で厳しい条件を与えるものであり，実機でのコンクリート侵食量は，感度解析よりも厳しくなることはないと考えられ，これを不確かさとして設定する。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析により，溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることを確認した。 実験で確認されている浸食の不均一性については，実験における浸食のばらつきがMAAPコードの予測侵食量の 20%の範囲内に収まっていることから，上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		
	原子炉格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。

第 1.4.9 表 APEX における重要現象の不確かさ等（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	核分裂出力	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	ドップ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。
	出力分布変化	二次元(RZ)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	解析では制御棒引抜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 0GWd/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，出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，Hellstrand の試験等との比較から 7～9%であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。
	制御棒反応度効果	三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力	制御棒反応度の不確かさは，起動試験時及び炉物理試験時に行われた制御棒価値の測定結果と解析結果の比較から 9%以下であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。

第 1.4.9 表 APEX における重要現象の不確かさ等（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	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	「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%と報告されており，類似の事象である本事故シーケンスについても，影響はほとんど生じないため,考慮しない。
	燃料棒表面熱伝達	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	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく，事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため，除熱量に不確かさがあるとしても，燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどないため，考慮しない。
	沸騰遷移	低温時 ：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	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いため，考慮しない。

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（1/3）

評価事象		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	LOCA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LOCA）
分類	評価指標 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
炉心（核）	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	－	－	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	○※1	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－	－	○	－	－
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	○	○	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	－	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	－	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○
	気液熱非平衡	○	○	○	○	○	○	○
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－
	三次元効果	○	○	○	○	○※1	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意なを影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 三次元効果の模擬は，REDY/SCATコード体系では困難であるため，米国において中性子束振動の評価実績のある原子炉過渡解析コード（TRACG）を使用して，参考的に解析して影響を確認している。

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（2/3）

評価事象		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	LOCA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LOCA）
分類	評価指標 / 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	○	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	－	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－	－	－
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	○	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（3/3）

評価事象		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	LOCA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LOCA）
分類	評価指標 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
原子炉格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	○※3	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	○	○	○	－	○	－
	サプレッション・プール冷却	－	○	○	○※2	○	－	－
	気液界面の熱伝達	○	○	○	○	－	○	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	○	○	○	－	○	－
	スプレイ冷却	○	－	○	○	－	○	－
	放射線水分解等による水素・酸素発生	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器ベント	○	－	○※1	○※2	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「全交流動力電源喪失」の有効性評価のうち「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」の事故シーケンスにおいては，格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱を実施せず，その有効性を確認していることから，当該の事故シーケンスにおいては，格納容器ベントは重要現象とならない。

※2 評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では，「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており，取水機能が喪失した場合にはサプレッション・プール冷却が，残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※3 第1.7.1表（2/3）の「冷却材放出（臨界流・差圧流）」と同一の物理現象

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）（1/5）

評価事象		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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 / 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
炉心（核）	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	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	－	－	－	－	－
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(2/5)

評価事象		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	溶融炉心・コンリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	－	－	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	○	－	－	○	○
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(3/5)

評価事象		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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	物理現象＼評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	－	○	○	－
	サプレッション・プール冷却	○※1	－	－	○	－
	気液界面の熱伝達	○	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	－	－	－	－
	スプレイ冷却	○	－	－	○	－
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	－	－	○※2	－
	格納容器ベント	○※1	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の有効性評価においては，「代替循環冷却を使用する場合」と「代替循環冷却を使用しない場合」の有効性を確認しており，代替循環冷却を使用する場合はサプレッション・プール冷却が，代替循環冷却を使用しない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※2 物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(4/5)

評価事象		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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	物理現象＼評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	○※1	○	○	○※1	○
	原子炉圧力容器内FCI（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）	－	○	－	－	－
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	○※1	○	○	○※1	○
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○※1	○	－	－	○
	原子炉圧力容器破損	○※1	○	○	○※1	○
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	－	－	○※2	－
	原子炉圧力容器内FP挙動	○	－	－	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価の中で確認できる。

※2 物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(5/5)

評価事象		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	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	物理現象＼評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	－	－	－	－	－
	格納容器雰囲気直接加熱	－	－	－	－	－
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	－	－	－	－	○
	内部構造物の溶融，破損	－	－	－	－	－
	原子炉圧力容器外FCI（溶融炉心細粒化）	○※1	－	○	－	○
	原子炉圧力容器外FCI（デブリ粒子熱伝達）	○※1	－	○	－	○
	格納容器直接接触	－	－	－	－	－
	溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○※1	－	－	－	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	○※1	－	－	－	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○※1	－	－	○※1	○
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	原子炉格納容器内FP挙動	○	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

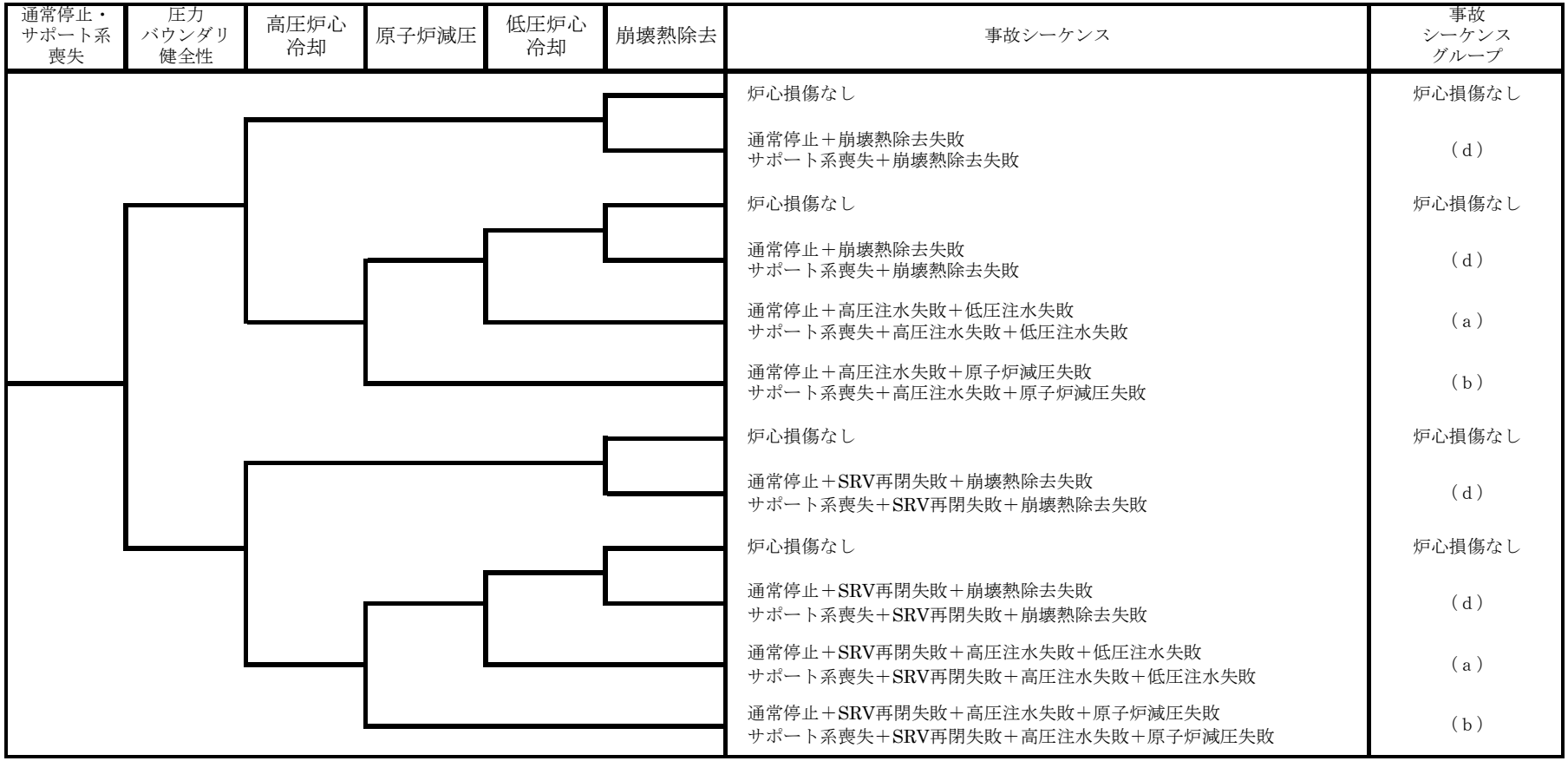
第 1.7.3 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

評価事象		反応度の誤投入
分類	評価指標 物理現象	燃料エンタルピ
炉心（核）	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	○
	崩壊熱	－
	三次元効果	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○
	燃料棒表面熱伝達	○
	沸騰遷移	○
	燃料被覆管酸化	－
	燃料被覆管変形	－
	三次元効果	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	三次元効果	－
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	構造材との熱伝達	－
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	－
	ほう酸水の拡散	－
	三次元効果	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

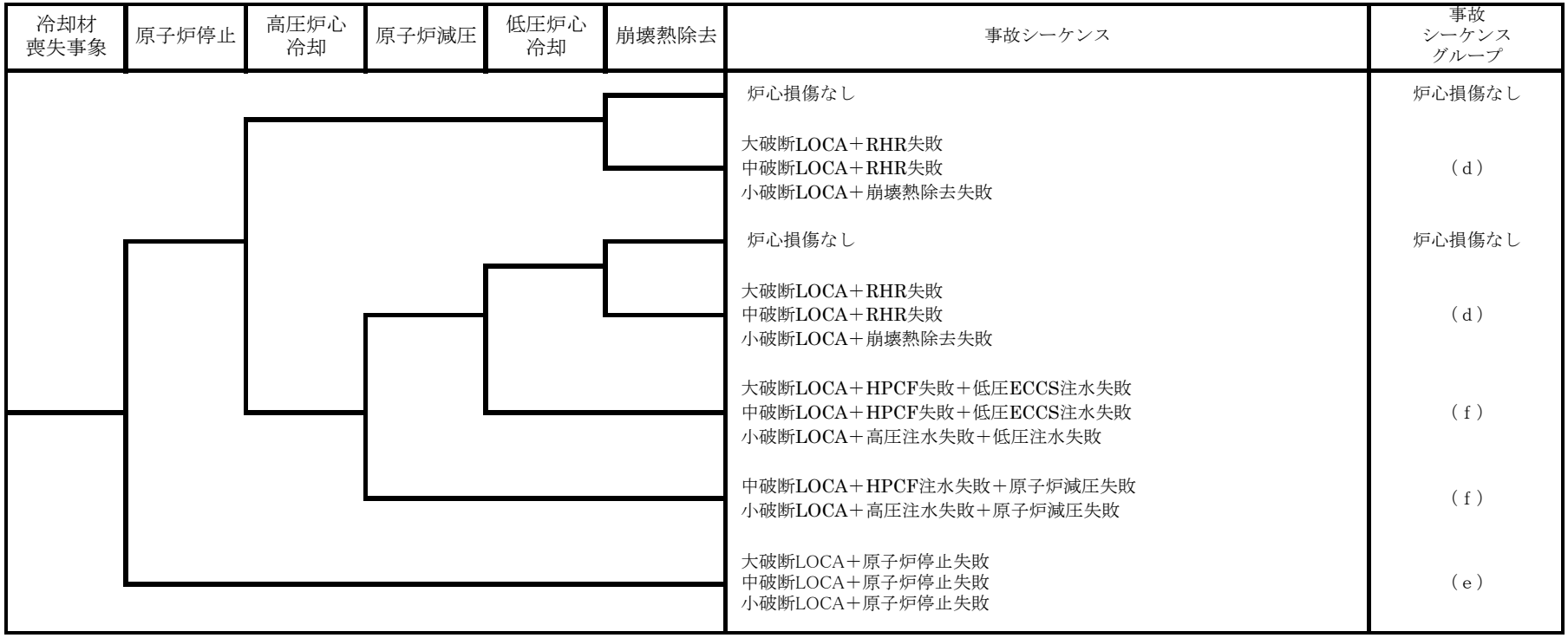
(a) 高圧・低圧注水機能喪失　(b) 高圧注水・減圧機能喪失　(c) 全交流動力電源喪失　(d) 崩壊熱除去機能喪失
(e) 原子炉停止機能喪失

第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー（1/3）



(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

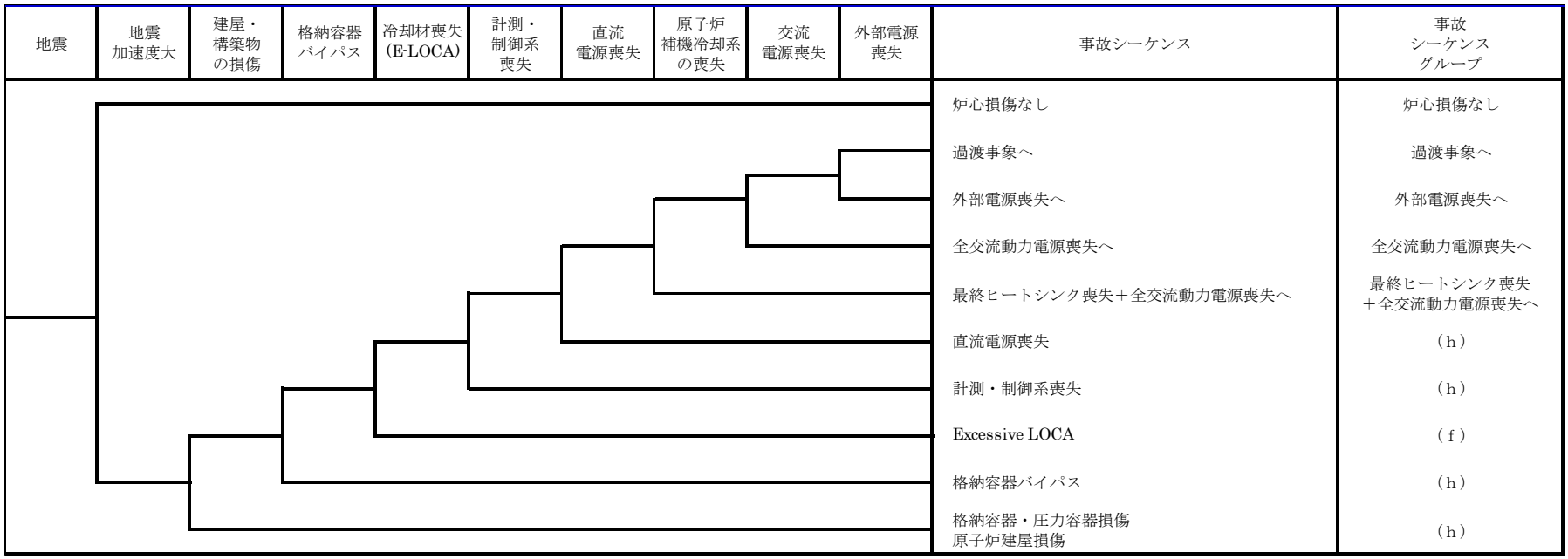
第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー（2/3）



インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
	ISLOCA	（g）

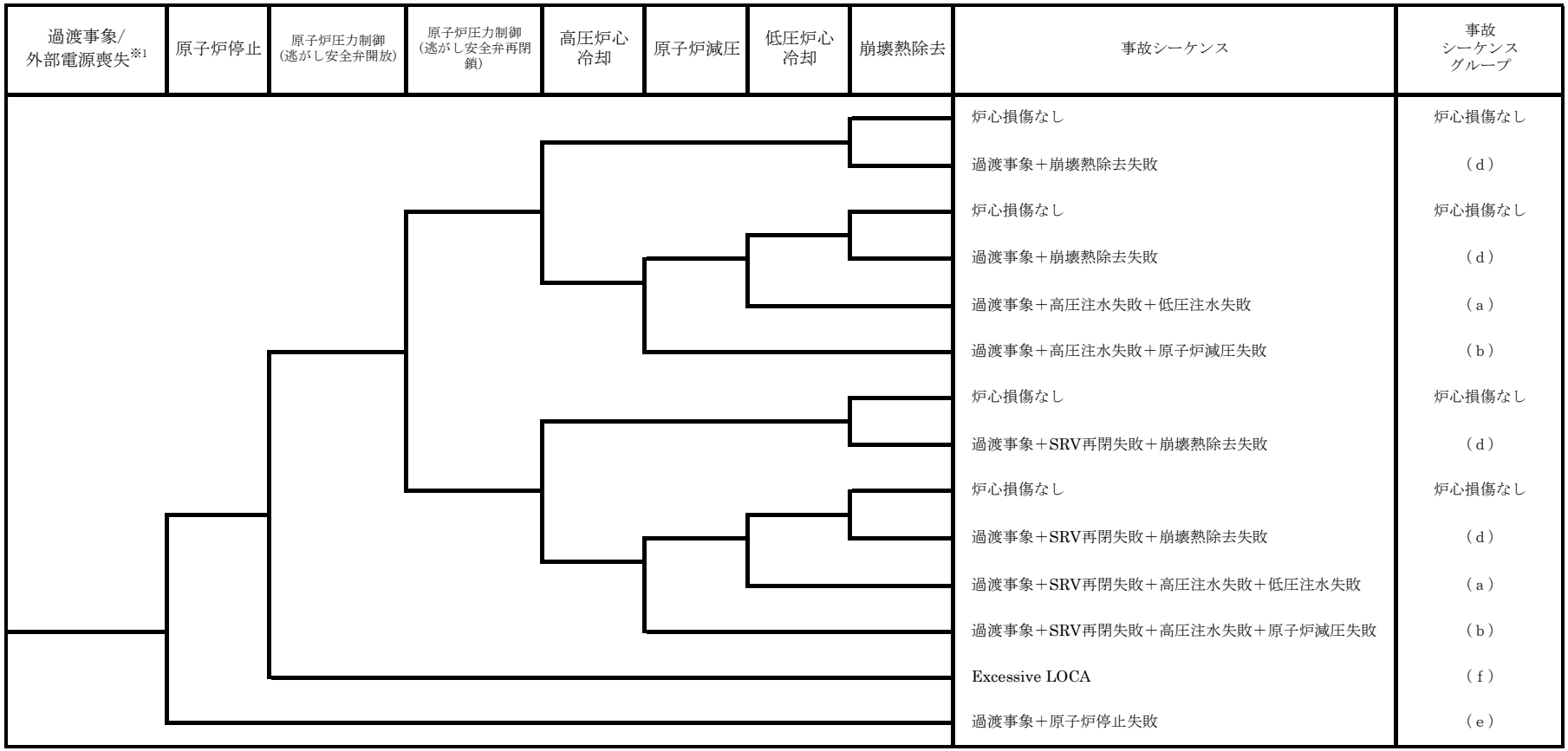
(d) 崩壊熱除去機能喪失　(e) 原子炉停止機能喪失　(f) LOCA 時注水機能喪失
(g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー（3/3）



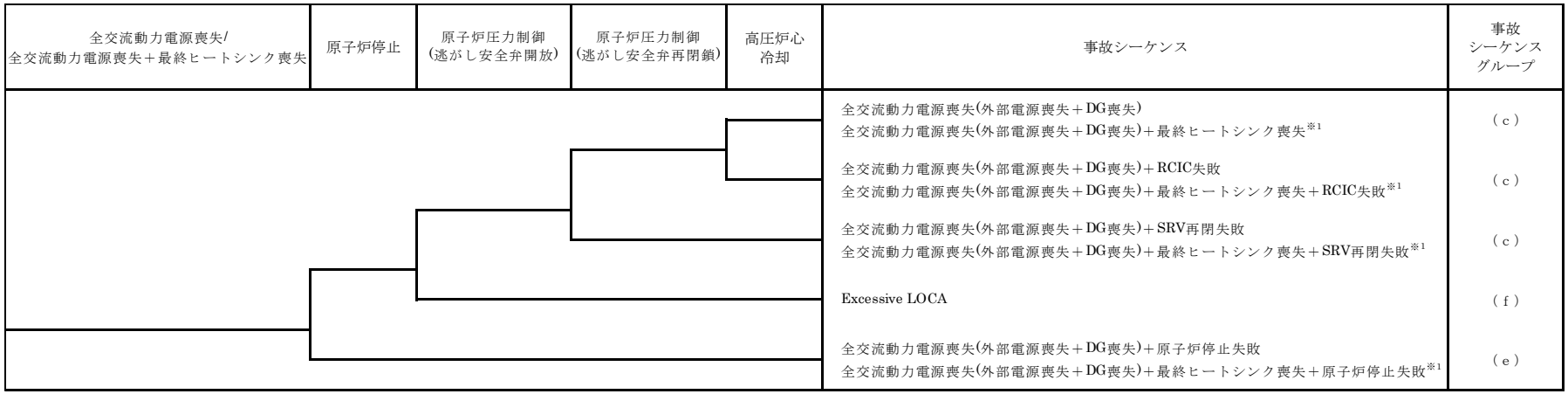
(a) 高圧・低圧注水機能喪失　(b) 高圧注水・減圧機能喪失　(c) 全交流動力電源喪失　(d) 崩壊熱除去機能喪失
(f) LOCA 時注水機能喪失　(h) 炉心損傷直結シーケンス　E-LOCA：Excessive LOCA

第 1.2.2 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー



※1 D/G 全台機能喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。
(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) 原子炉停止機能喪失
(f) LOCA 時注水機能喪失

第 1.2.3 図 地震レベル 1PRA イベントツリー（1/2）



※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから，全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。
(c) 全交流動力電源喪失　(e) 原子炉停止機能喪失　(f) LOCA 時注水機能喪失

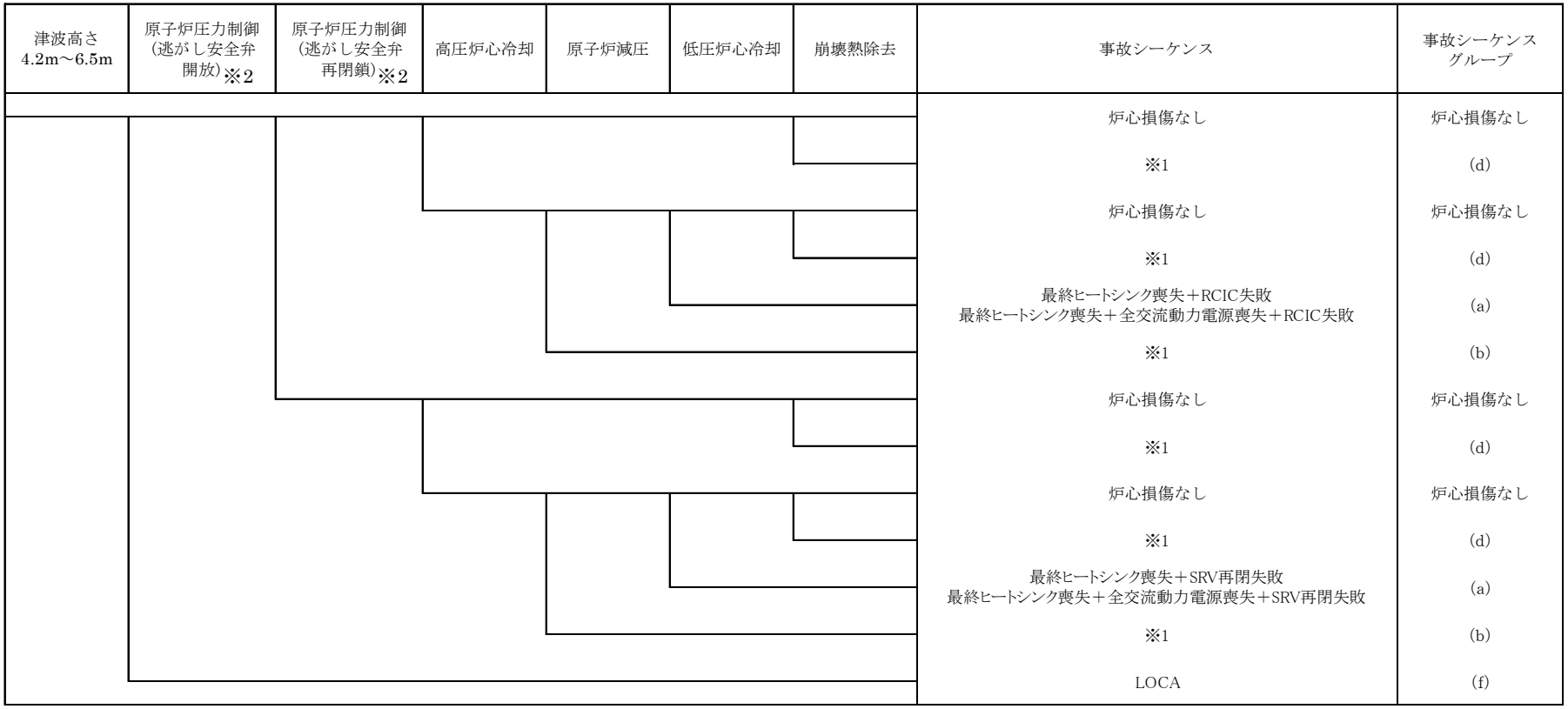
第 1.2.3 図 地震レベル 1PRA イベントツリー（2/2）

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起因事象	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
以下→						起因となる事象発生なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
以上↓						①	過渡事象へ※1	過渡事象へ※1
						①+②	津波高さ 4.2m～6.5mへ	津波高さ 4.2m～6.5mへ
						①+②+③		
						①+②+③+④	非常用交流電源喪失 ＋最終ヒートシンク喪失 ＋直流電源喪失	直流電源喪失
						①+②+③+④+⑤		

※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

① 過渡事象　② 最終ヒートシンク喪失(LUHS)　③ 全交流動力電源喪失(SBO)　④ 直流電源喪失　⑤ 外部電源喪失

第 1.2.4 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

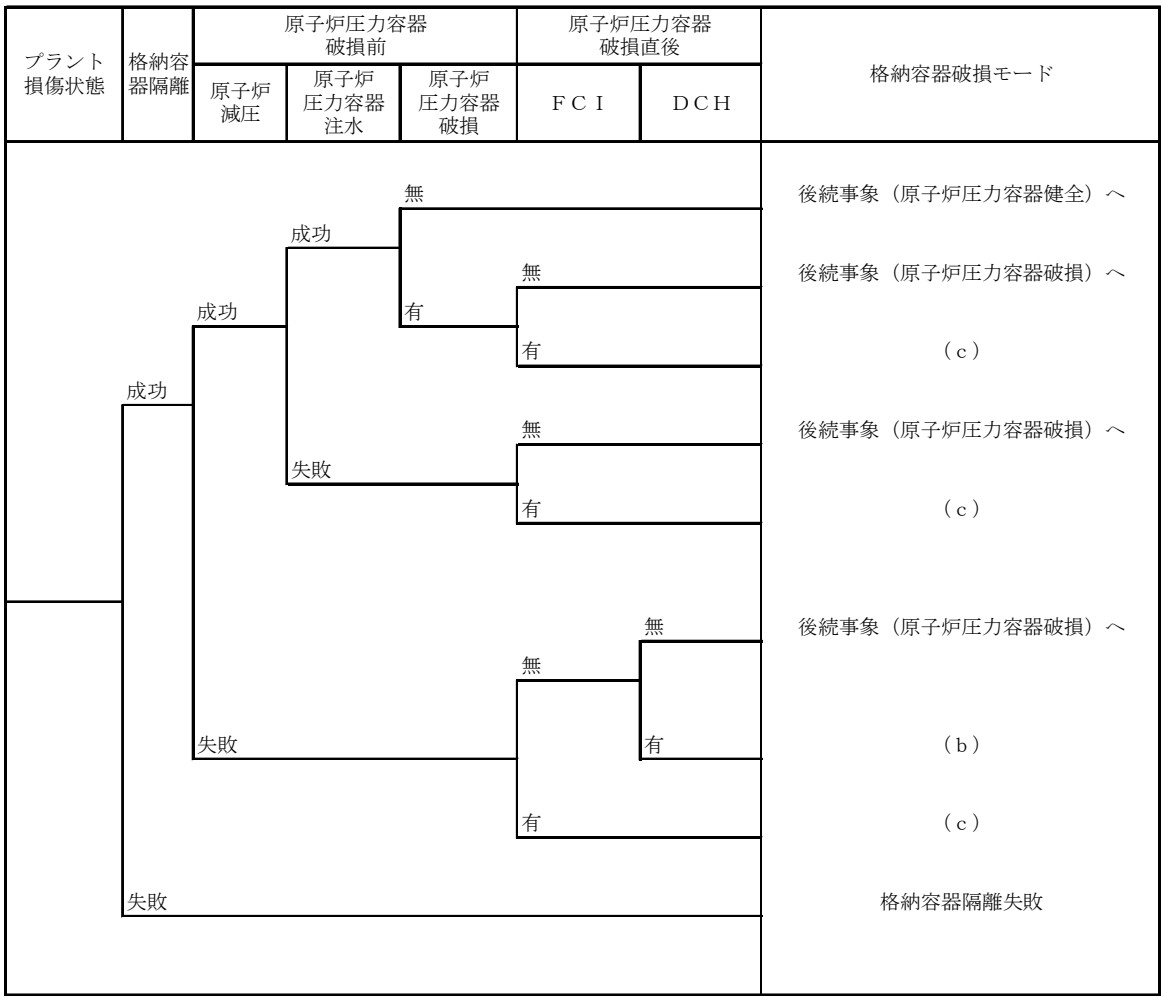


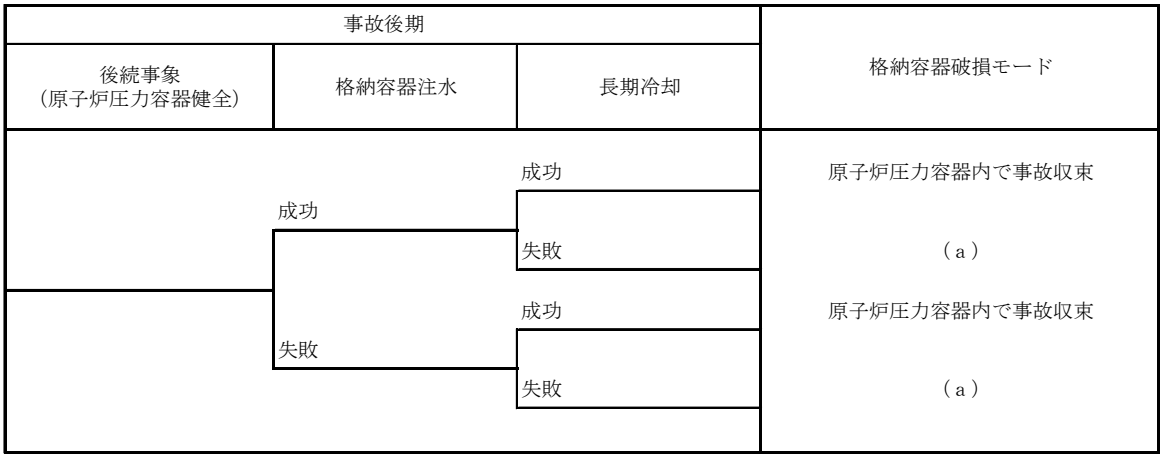
※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが，津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため，当該シーケンスは発生しない。

※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが，逃がし安全弁の逃がし弁機能又は安全弁機能による，津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって，少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると，津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響は無いが，全ての事故シーケンスを抽出する観点から，ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

(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　(f) LOCA 時注水機能喪失

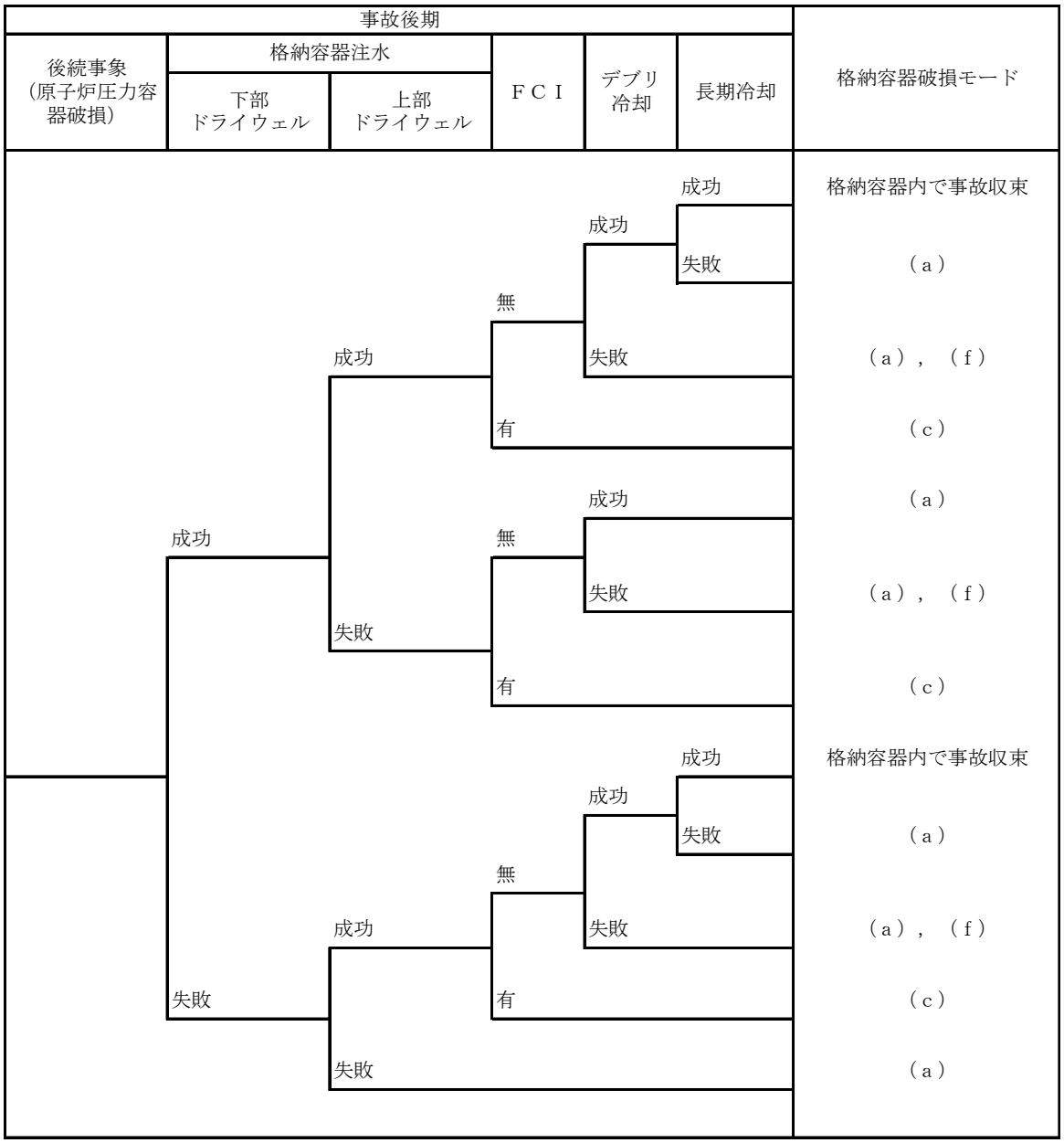
第 1.2.5 図 津波レベル 1PRA イベントツリー





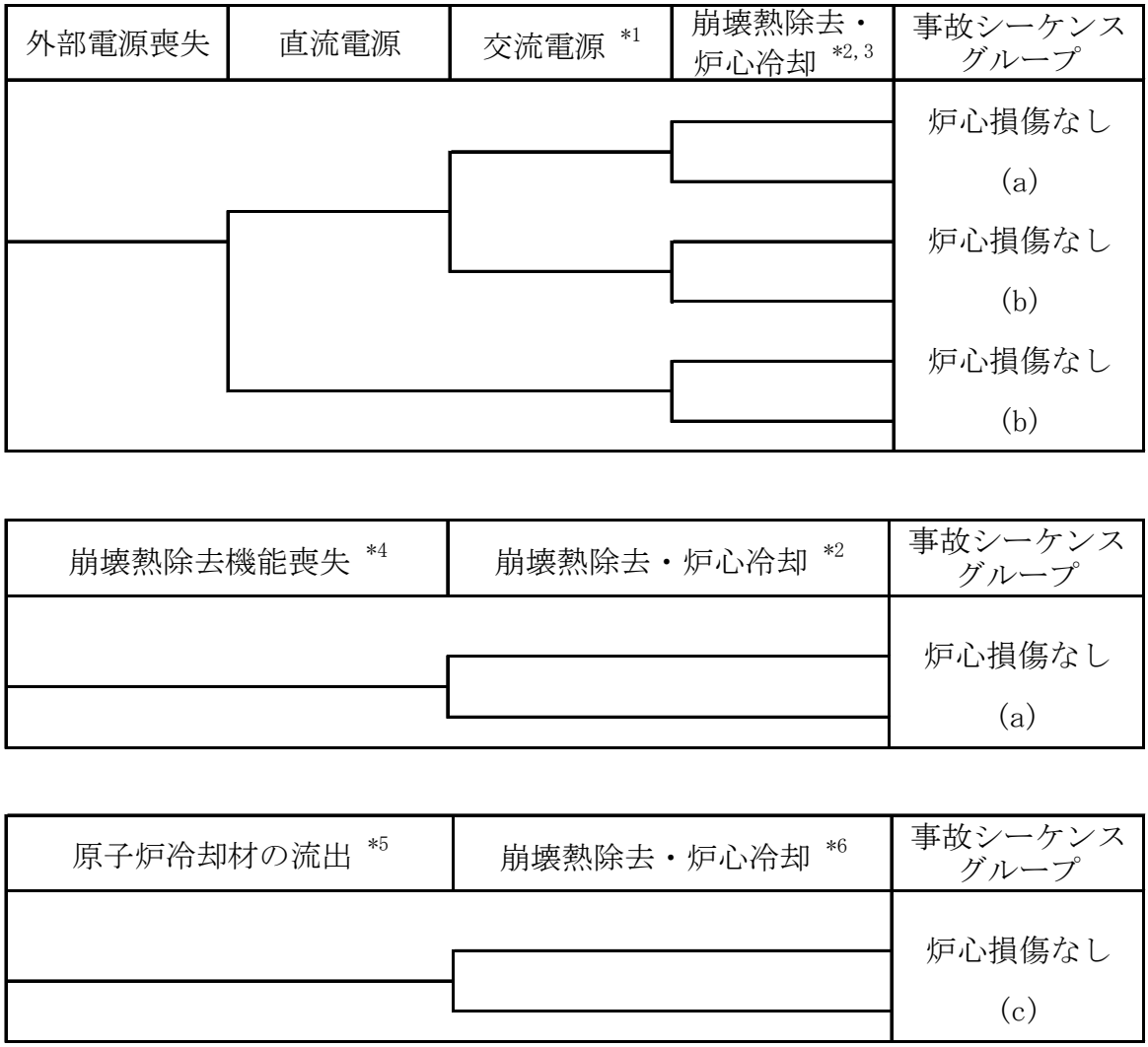
(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
(b) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)
(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)

第 1.2.6 図 格納容器イベントツリー（1/2）



(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)
(f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

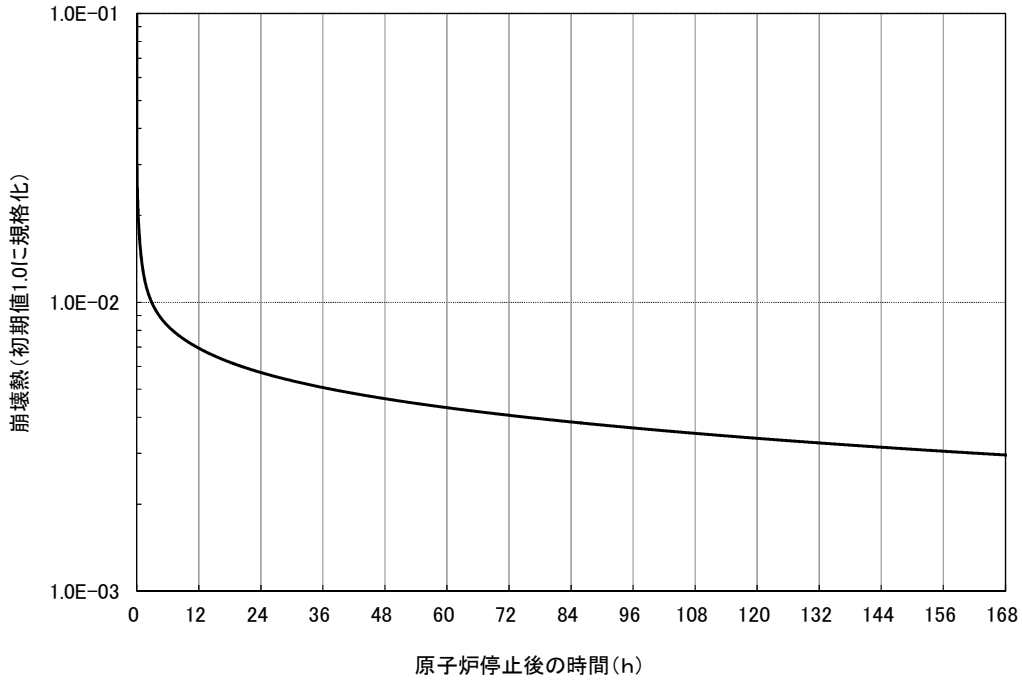
第 1.2.6 図 格納容器イベントツリー（2/2）



(a) 崩壊熱除去機能喪失　(b) 全交流動力電源喪失　(c) 原子炉冷却材の流出

*1 D/G 全台が機能喪失し，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，CUW)及び注水機能(HPCF，LPFL，MUWC，FP）の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
*3 直流電源喪失時又は全交流動力電源喪失時において，HPCF，LPFL，MUW の注水機能は期待できないが，原子炉開放中(POS B)における消火系（FP）のディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉ウェル・燃料プールへの注水についてのみ，エンジン駆動用蓄電池により制御電源が供給されるため，その機能を期待する
*4 RHR・代替除熱設備(CUW)機能喪失（フロントライン系故障）及び RHR 機能喪失（サポート系故障）
*5 RIP・CRD・LPRM 点検時，CUW ブロー時における作業・操作誤りにより冷却材流出
*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，CUW)には期待しない)
漏洩箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる

第 1.2.7 図 内部事象停止時レベル 1PRA 用イベントツリー



第 1.5.1 図 原子炉停止後の崩壊熱

定期検査工程の概要

反応度誤投入はサイクル初期を想定

崩壊熱除去機能喪失(RHR の故障による停止時冷却系機能喪失)及び全交流動力電源喪失の有効性評価で想定する原子炉の状態

原子炉冷却材の流出の有効性評価で想定する原子炉の状態

PRA評価での設定したプラント状態	出力運転時に含まれる期間	S	A	B	C	D	出力運転時に含まれる期間

保安規定上の要求設備とSA対策として新規に要求する設備

原子炉の状態		運転	運転→起動→高温停止	冷温停止	燃料交換	燃料交換（原子炉水位がオーバーフロー水位付近または原子炉停止時冷却系が停止した場合も冷却材温度を65℃以下に保てる期間）	燃料交換	冷温停止	起動→運転
原子炉停止時冷却系		－	3系列動作可能	1系運転 1系待機[*1]	1系運転 1系待機[*2]	1系運転	1系運転 1系待機[*2]	1系運転 1系待機[*1]	－
原子炉補機冷却系		3				期待されている原子炉停止時冷却系を機能する系列			3
非常用炉心冷却系	高圧炉心注水系	2		非常用炉心冷却系2系列または非常用炉心冷却系1系列及び復水補給水系1系列		－		非常用炉心冷却系2系列または非常用炉心冷却系1系列及び復水補給水系1系列	2
	低圧注水系	3							3
	原子炉隔離時冷却系	1[*3]							1[*3]
	自動減圧系	8[*3]							8[*3]
	格納容器スプレイ冷却系	3							3
復水補給水系		SA対応として新規に2系列確保を想定				SA対応として新規に1系列確保を想定[*4]			SA対応として新規に2系列確保を想定
非常用ディーゼル発電機		3				2[*5]			3
常設代替交流電源設備		SA対応として新規に1台確保を想定							

*1 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても，原子炉冷却材温度を100℃未満に保つことができる場合を除く
*2 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても，原子炉冷却材温度を65℃以下に保つことができる場合を除く
*3 原子炉圧力が1.03MPa[gage]以上）の場合
*4 プールゲートが開放され、燃料プール代替注水系（可搬）により注水機能が確保される場合を除く
*5 6号炉及び7号炉で共用可能

図　定期検査工程の概要と保安規定上の要求設備

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

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

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

「操作名称」

１．作業概要　　：作業項目，具体的な運転操作・作業内容，対応する事故シーケンスグループ等の番号

２．操作時間

（１）想定時間（要求時間）　：移動時間＋操作時間に余裕を見て 5 分単位で値を設定。ただし，時間余裕が少ない操作については，1 分単位で値を設定。

（２）操作時間（実績又は模擬）　：現地への移動時間（重大事故発生時における放射線防護具着用時間は別途確保），訓練による実績時間，模擬による想定時間等を記載

３．操作の成立性について

（１）状況　　：対応者，操作場所を記載

（２）作業環境　　：現場の作業環境について記載
アクセス性，重大事故等の状況を仮定した環境による影響
暗所の場合の考慮事項　他

（３）連絡手段　　：各所との連絡手段について記載

（４）操作性　　：現場作業の操作性について記載

（５）その他　　：対応する技術的能力条文番号を記載

表　重大事故等対策の成立性確認（1/16）

注１：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	低圧代替注水系（常設）準備操作 ・現場移動 ・低圧代替注水系(常設)現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.6 3.1.2 3.1.3 5.2	30分 5.2「全交流動力電源喪失」除く	約15分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり，操作性に支障はない。 操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.4
	低圧代替注水系（常設）準備操作 ・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）ラインアップ		2.1「高圧・低圧注水機能喪失」，2.6「LOCA時注水機能喪失」の場合 ：4分 上記以外の場合 ：15分	約2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	低圧代替注水系（常設）注水操作 ・残留熱除去系　注入弁操作											
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉急速減圧操作 ・逃がし安全弁　手動開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 3.2 5.1 5.2	5分	約1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	代替格納容器スプレイ冷却系　準備操作 ・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	2.4.2 3.2	30分	約15分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり，操作性に支障はない。 操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.6
	代替格納容器スプレイ冷却系　準備操作 ・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系ラインアップ	2.4.2 3.2	30分	約25分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	代替格納容器スプレイ冷却系　操作 ・残留熱除去系　スプレイ弁操作	2.1 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）	約2分		中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度					

表　重大事故等対策の成立性確認（2/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
復水貯蔵槽への補給	淡水貯水池から防火水槽への補給 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2	90分	約70分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	夜間での作業の場合は，ヘッドライト及び懐中電灯にて作業を行う	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）により，緊急時対策本部と連絡をとる	弁の開閉操作に特殊な操作は無く，送水ホースの接続も汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に操作可能である。また，作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	1.13
	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備（可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続） ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2	180分	約135分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）により，緊急時対策本部及び中央制御室に適宜連絡する	可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に操作可能である。また，作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	
各機器への給油	燃料供給準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプ：90分 ガスタービン発電機用燃料タンク：120分	可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプ：約82分 ガスタービン発電機用燃料タンク：約95分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 ベント前：高線量となることはない（屋外のため） ベント後：簡易評価では，格納容器ベント実施3時間後の線量は「約220mSv/h」であり，作業時間は「約15分」であるため，「約55mSv」の被ばくとなる	タンクローリ車幅灯，車両付ライト，ヘッドライト，懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する	複雑な操作手順はなく，タンクローリの各操作（ハッチ開放等）も同時並行して行える作業が主体であるため，操作性に支障はない	1.14
	燃料給油作業 ・可搬型代替注水ポンプへの給油 ・電源車（可搬型大容量送水ポンプ含む）への給油 ・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	2.1 ※1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 ※1 2.6 ※1 3.1.2 3.1.3 ※2 3.2 ※3 4.1 ※1 4.2 ※1 5.2 ※4 ※1：可搬型代替注水ポンプのみ ※2：可搬型代替注水ポンプ及びガスタービン発電機用燃料タンクのみ ※3：可搬型代替注水ポンプ及び電源車（可搬型大容量送水ポンプ含む）のみ ※4：電源車（可搬型大容量送水ポンプ含む）及びガスタービン発電機用燃料タンクのみ	可搬型代替注水ポンプ（6台）：180分（※5）に1回給油 電源車（4台）及び可搬型大容量送水ポンプ（2台）：120分（※5）に1回給油 ガスタービン発電機用燃料タンク：540分（※5）に1回給油 ※5：各機器の燃料が枯渇しないために必要な補給時間の間隔（許容時間）	可搬型代替注水ポンプ（6台）への給油：約96分 電源車（4台）及び可搬型大容量送水ポンプ（2台）への給油：約96分 常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機用燃料タンク）への給油：約135分								

表　重大事故等対策の成立性確認（3/16）

注１：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注１）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ※電源有りの場合	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	60 分	60 分	約 9 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.5 1.7
	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備（格納容器ベントラインナップ）		60 分		約 30 分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔（エクステンション）操作についても，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である	
	格納容器ベント準備操作 ・フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）		60 分		約 60 分	緊急時対策要員 （現場）	－ （屋外での操作）	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型ＬＥＤ照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作 ・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視　※　　※適宜実施		－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約 1 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	炉心損傷がないため、高線量になることはない	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
			60 分 ※3.1.3「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」の場合		約 30 分	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	作業に要する被ばく量は 10mSv 以下となり作業可能	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔（エクステンション）操作についても，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作 ・フィルタ装置水位調整 ※ ・フィルタ装置薬液補給 ※　　※適宜実施		適宜実施		フィルタ装置水位調整： 約 135 分 フィルタ装置薬液補給： 約 60 分	緊急時対策要員 （現場）	－ （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため、高線量になることはない 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく量は約 58mSv 以下	バッテリー内蔵型ＬＥＤ照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する	送水ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，また，通常の弁操作，ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に操作可能である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	

表　重大事故等対策の成立性確認（4/16）

注 1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ※電源無しの場合	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	2.3.1 2.3.2 2.3.3	60 分	約 35 分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔（エクステンション）操作についても，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である	1.5
	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備（格納容器ベントラインナップ）		60 分	約 30 分								
	格納容器ベント準備操作 ・フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）		60 分	約 60 分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型ＬＥＤ照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作 ・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視　※　　※適宜実施		60 分	約 12 分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高線量になることはない	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔（エクステンション）操作についても，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作 ・フィルタ装置水位調整　※ ・フィルタ装置薬液補給　※　　※適宜実施		適宜実施	フィルタ装置水位調整：約 135 分 フィルタ装置薬液補給：約 60 分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	炉心損傷がないため、高線量になることはない	バッテリー内蔵型ＬＥＤ照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する	送水ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，また，通常の弁操作，ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に操作可能である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	

表　重大事故等対策の成立性確認（5/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	残留熱除去系　サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作 ・残留熱除去系　試験用調節弁操作	2.2	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6
	残留熱除去系　運転モード切替操作 ・低圧注水モードからサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへの切替 ・サプレッションプール冷却状況監視	2.5	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約5分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	残留熱除去系　原子炉停止時冷却モード準備 ・原子炉停止時冷却モード　ラインアップ ・パラメータ監視	2.2	90分	90分	約60分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
	残留熱除去系　原子炉停止時冷却モード準備 ・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離		30分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う電源開放操作と同じであり，操作性に支障はない	
	残留熱除去系　原子炉停止時冷却モード運転 ・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整		－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）	所内蓄電式直流電源設備切替操作 ・蓄電池切替準備	2.3.1	30分	40分	約11分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う受電切替操作と同じであり，操作性に支障はない	1.14
	所内蓄電式直流電源設備切替操作 ・蓄電池切替操作（A→A-2）		10分				通常運転時と同程度	通常運転時と同程度					
所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）	所内蓄電式直流電源設備切替操作 ・蓄電池切替準備	2.3.1	30分	45分	約15分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う受電切替操作と同じであり，操作性に支障はない	1.14
	所内蓄電式直流電源設備切替操作 ・蓄電池切替操作（A-2→AM）		15分										

表　重大事故等対策の成立性確認（6/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電操作（時間余裕が長い場合）	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・受電前準備（中央制御室）	2.3.1 2.3.2 2.3.3	20分	－ （全交流動力電源喪失を仮定している事象発生から24時間後までに本操作を実施する必要があるが，十分な操作時間があるため，操作時間は特に設定していない）	約75分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.14
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20分			運転員（現場）	― （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり，操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機給電準備		10分										
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機起動		20分										
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6号炉M/C(C)(D)受電準備 ・7号炉M/C(C)(D)受電準備		50分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない。	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C受電確認		10分			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6号炉M/C(C)(D)受電 ・6号炉MCC(C)(D)受電 ・7号炉M/C(C)(D)受電 ・7号炉MCC(C)(D)受電		20分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機　運転状態確認 ※運転員による作業時間は，緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる		5分	適宜実施		運転員（現場）	― （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機　運転状態確認		適宜実施			緊急時対策要員（現場）					通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する		

表　重大事故等対策の成立性確認（7/16）

注 1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電操作（時間余裕が短い場合）	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・受電前準備（中央制御室）	2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3	20 分	70 分	約 70 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.14
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20 分			運転員（現場）	― （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり，操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機給電準備		10 分										
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機起動		20 分										
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6 号炉 M/C(D)受電準備 ・7 号炉 M/C(C)(D)受電準備		50 分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない。	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C 受電確認		10 分			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6 号炉 M/C(D)受電 ・6 号炉 MCC(D)受電 ・7 号炉 M/C(C)(D)受電 ・7 号炉 MCC(C)(D)受電		10 分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機　運転状態確認 ※運転員による作業時間は，緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる		25 分	適宜実施		運転員（現場）	― （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機　運転状態確認		適宜実施			緊急時対策要員（現場）					通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する		

表　重大事故等対策の成立性確認（8/16）

注 1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電	常設代替交流電源設備　準備操作（第一ガスタービン発電機） ・受電前準備（中央制御室）	5.2	20 分	145 分	約 145 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.14
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20 分			運転員（現場）	－（屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり，操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機給電準備		10 分										
	常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機起動		20 分										
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・7 号炉 M/C(D)受電準備		50 分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C 受電確認		10 分			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・7 号炉 M/C(D)受電 ・7 号炉 MCC(D)受電		10 分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・7 号炉 M/C(C)受電準備		50 分			運転員（現場）	上記色付き部分と同様						
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C 受電確認		10 分			運転員（中央制御室）							
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・7 号炉 M/C(C)受電 ・7 号炉 MCC(C)受電		10 分			運転員（現場）							
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6 号炉 M/C(D)受電準備		50 分			運転員（現場）	上記色付き部分と同様						
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C 受電確認		10 分			運転員（中央制御室）							
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6 号炉 M/C(D)受電 ・6 号炉 MCC(D)受電		10 分			運転員（現場）							
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・ガスタービン発電機　運転状態確認 ※運転員による作業時間は，緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる		25 分	適宜実施		運転員（現場）	－（屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（屋外のため）	ヘッドライト・懐中電灯により，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機） ・現場移動 ・ガスタービン発電機　運転状態確認		適宜実施			緊急時対策要員（現場）					通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する		

表　重大事故等対策の成立性確認（9/16）

注 1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替交流電源設備からの受電	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6 号炉 M/C(C)受電準備	2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3 5.2	50 分	60 分	約 60 分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり，操作性に支障はない	1.14
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6 号炉 M/C(C)受電確認		10 分			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6 号炉 M/C(C)受電 ・6 号炉 MCC(C)受電		10 分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり，容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備　準備操作 ・現場移動 ・直流 125V 主母線盤 A 受電前負荷隔離	2.3.3	30 分	40 分	約 21 分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う NFB 操作と同じであり，操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備　準備操作 ・AM 用直流 125V 蓄電池から直流 125V 主母線盤 A 受電		10 分										
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	「低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作」及び「常設代替交流電源設備からの受電」に示す「具体的な運転操作・作業内容」と同様	3.1.2 3.1.3 5.2	70 分 ※5.2 の場合 145 分		約 70 分 ※5.2 の場合約 145 分	「低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作」及び「常設代替交流電源設備からの受電」に示す「状況」「作業環境」「連絡手段」「操作性」と同様							1.4 1.14

表　重大事故等対策の成立性確認（10/16）

注１：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系　準備操作 ・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.2 5.2	300 分 （5 時間）	600 分 （10 時間）	約 240 分 （約 4 時間）	運転員 （現場）	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （二次格納施設外のため） ※炉心損傷時は原子炉建屋（管理区域）内が高線量となるため，当該区域内の系統構成の操作は実施しない	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である	1.5
	代替原子炉補機冷却系　準備操作 ・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り		600 分 （10 時間）		約 420 分 （約 7 時間）	緊急時対策要員 （現場）	— （屋外での操作）	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない （屋外のため）	バッテリー内蔵型ＬＥＤ照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する	各種ホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に操作可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	
	代替原子炉補機冷却系　運転 ・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視		適宜実施										
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	残留熱除去系　起動操作 ・残留熱除去系ポンプ起動	2.3.1 2.3.2 2.3.3	15 分		約 2 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	格納容器スプレイ冷却系　起動操作 ・格納容器スプレイ弁操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	— （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約 2 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	残留熱除去系　起動操作 ・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動準備	2.3.4 2.4.1	10 分		約 5 分	運転員 （中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.6
	残留熱除去系　起動操作 ・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動		5 分										

表　重大事故等対策の成立性確認（11/16）

注 1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No.（資料 No.）	操作・作業の想定時間（注 1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	残留熱除去系　起動準備 ・原子炉停止時冷却モード　起動準備	5.2	20 分	30 分	約 10 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.4
	残留熱除去系　起動準備 ・原子炉停止時冷却モード　起動		10 分										
高圧代替注水系による原子炉注水操作	高圧代替注水系起動操作 ・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	2.3.2 2.3.3	15 分		約 3 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.2
	高圧代替注水系による原子炉注水 ・高圧代替注水系　起動／停止操作												
自動減圧系起動阻止操作	自動減圧系　自動起動阻止 ・ADS 自動起動阻止 KOS「阻止」 ・ADS 起動信号リセット PB「リセット」	2.5	原子炉水位低（レベル 1）到達から 30 秒後まで		自動減圧系自動起動信号の一部である「原子炉水位低（レベル 1）」より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動起動阻止操作を実施することから，想定で意図している運転操作が実施可能	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.1
ほう酸水注入系運転操作	ほう酸水注入系　起動操作 ・ほう酸水注入系　起動 ・注入状況監視※　　※適宜実施	2.5	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約 3 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.1
高圧炉心注水系の破断箇所隔離	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作（現場操作） ・保護具装着／装着補助	2.7	30 分		約 10 分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.3
	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作（現場操作） ・現場移動 ・高圧炉心注水系　注入隔離弁閉操作		60 分		約 60 分	運転員（現場）	操作現場の温度は 40℃程度，湿度は 100%程度となる可能性があるが，保護具を装着することから，問題はない	現場の線量は最大でも約 4mSv/h であり，作業時間は現場移動含め約 60 分であるため，約 4mSv の被ばくとなる	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である	

表　重大事故等対策の成立性確認（12/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
代替循環冷却による格納容器除熱操作	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成1） ・代替循環冷却運転　中央制御室ラインアップ	3.1.2	30分	120分	約90分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.7
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成1） ・現場移動 ・代替循環冷却運転　現場ラインアップ （低圧代替注水に影響のない部分）		120分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・原子炉注水／格納容器スプレイ弁切替		120分	150分		運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却運転　中央制御室ラインアップ		30分										
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・現場移動 ・代替循環冷却運転　現場ラインアップ （復水貯蔵槽吸込弁）		30分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・現場移動 ・代替循環冷却運転　現場ラインアップ （残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁，第二止め弁）		30分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転開始 ・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水系注入弁，格納容器スプレイ弁操作		5分		約5分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	代替循環冷却運転状態監視 ・代替循環冷却運転による原子炉・格納容器の状態監視		適宜実施				中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表　重大事故等対策の成立性確認（13/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
代替循環冷却による格納容器除熱操作	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成1） ・代替循環冷却運転　中央制御室ラインアップ	3.2	30分	120分	約90分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.7
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成1） ・現場移動 ・代替循環冷却運転　現場ラインアップ （低圧代替注水に影響のない部分）		120分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却運転　中央制御室ラインアップ		30分	30分		運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	代替循環冷却運転　準備操作（系統構成2） ・現場移動 ・代替循環冷却運転　現場ラインアップ （復水貯蔵槽吸込弁）		30分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり，容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転開始 ・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁，格納容器下部注水弁操作		5分		約5分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	代替循環冷却運転状態監視 ・代替循環冷却運転による格納容器の状態監視		適宜実施				中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表　重大事故等対策の成立性確認（14/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	格納容器下部注水系　準備 ・現場移動 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	3.2	30分	約15分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	高線量となることはない（二次格納施設外のため）	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり，操作性に支障はない。操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.8
	格納容器下部注水系　準備 ・格納容器下部への注水準備 ・低圧代替注水系（常設）ラインアップ		40分	約35分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	格納容器下部注水系操作 ・原子炉圧力容器破損前の初期注水操作		－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）	約3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作（崩壊熱相当の注水）	格納容器下部注水系操作 ・原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水	3.2	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）	約3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	

表　重大事故等対策の成立性確認（15/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 （常設スプレイライン使用） ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース布設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	4.1 4.2	80分		約75分	緊急時対策要員（現場）	— （屋外での操作）	通常運転時と同程度	車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより，夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する	可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は，汎用の結合金具（オス・メス）であり，容易に操作可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している	1.11
	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 （常設スプレイライン使用） ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給		適宜実施										
漏えい箇所の隔離操作	使用済燃料プール水位低下要因調査 ・警報確認による要因調査	4.2	30分	60分	—	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	1.11
	使用済燃料プール水位低下要因調査 ・現場移動 ・現場確認		60分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	円滑に作業できるように，移動経路を確保している	
	使用済燃料プール漏えい箇所の隔離 ・電動弁の隔離		10分	30分	約2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し，非常用照明が点灯することにより，照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	使用済燃料プール漏えい箇所の隔離 ・二次格納施設内2階　弁室での弁操作		30分		約15分	運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	操作対象弁は弁室にあるが，操作性に支障はない。 操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	

表　重大事故等対策の成立性確認（16/16）

注1：並行作業を含むため，必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンスNo.（資料No.）	操作・作業の想定時間（注1）		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
原子炉冷却材流出の停止	原子炉水位回復操作 ・原子炉水位，温度監視	5.3	適宜実施		－	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	－
	原子炉水位回復操作 ・原子炉ウェル水位低下調査／隔離操作		60分	60分	－								
	原子炉水位回復操作 ・原子炉ウェル水位低下調査／隔離操作		50分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う電源操作と同じであり，操作性に支障はない	
待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードによる注水操作	原子炉水位回復作業 ・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード　起動／停止操作	5.1	－ （制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため，操作時間は特に設定していない）		約2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	－
待機中の残留熱除去系を用いた原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 ・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モードへラインアップ	5.1	90分	95分	約60分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	－
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 ・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離		30分			運転員（現場）	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備（送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する	通常運転時に行う電源開放操作と同じであり，操作性に支障はない	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 ・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作		5分			運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はなく，通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	－	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 ・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										

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

重大事故等対策の有効性評価のうち，シビアアクシデント解析業務はプラントメーカに委託しているものの，解析コード／評価手法の開発にあたっては，以下のとおり当社としても従前より積極的に関与している。

・各種解析コードの妥当性を審議する検討会（当時の通産省原子力発電技術顧問会（基本設計）LOCA検討会「沸騰水側原子炉のLOCA/ECCS解析コード（SAFER）について」（昭和61年7月）等）における，検討のために必要な材料を当社より当時の通産省に対し積極的に提供している。（SAFER，CHASTE，REDY，SCAT，APEX）
・安全評価を実施する上で適切な保守性を担保しつつ最新知見に基づく合理的な評価手法について検討した日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準」（2003年発行）や「統計的安全評価の実施基準」（2009年発行）の策定にあたり，当社より委員として参画した上で，検討のために必要な材料を積極的に提供している（REDY，SCAT）。また，シビアアクシデント解析の知見を活用した日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的リスク評価に関する実施基準」(レベル1及びレベル2)等の策定にあたり，当社より委員として参画した上で，検討のために必要な材料を積極的に提供している（MAAP）。
・アクシデントマネジメント整備の検討を開始した当初（1990年代前半）より，シビアアクシデント現象の研究及びアクシデントマネジメント検討に当社より積極的に参画し，アクシデントマネジメント策の策定，整備に対して主体的に貢献している。また，福島原子力事故以降においては，福島第一事故の知見をシビアアクシデント解析コードの改良に活用すべく，国際的な活動にも貢献している（表１参照。MAAP）。
・現在においても，以下【参考】及び表1に示す通り，通常の業務の中でシビアアクシデント解析及び評価手法の活用及び改良に積極的に努めている。今後も不確かさを含む現象などに対する継続的な検討を進め，さらなる知見の拡充に努めていく。

【参考】シビアアクシデント解析の活用例
・シビアアクシデント解析結果を反映した運転手順書の整備と整備した手順に基づく机上教育及び訓練の実施，さらに，有効性評価等を踏まえた改善等を行い，継続的に教育，訓練を実施している。また，重大事故等発生時の対応の要となる運転員に対しては,自社のシミュレータ又はBWR運転訓練センターにおけるシミュレータを活用し，シビアアクシデント時の挙動の把握・対応能力の向上に努めてい

る。

・福島原子力事故における未確認・未解明事項を調査・検討することを目的にシビアアクシデント解析コードMAAPを活用している。

・アクシデントマネジメント手順の改善及びPRA評価手法の改善のため,国内外関係機関（EPRI, BWROG等）と協同しつつ, シビアアクシデント解析の知見をふまえた手順及び評価手法の最新化に努めている。

表１　シビアアクシデント解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与例

解析コード	時期	件名
MAAP	平成4～5年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発研究
	平成5年度	アクシデントマネジメント検討報告書
	平成6～7年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発（フェーズⅡ）
	平成8～9年度	アクシデントマネジメントガイドラインの高度化に関する研究
	平成13～14年度	IVR等を考慮したAMGの高度化に関する研究
	現在継続中	EPRI MAAP Users Group (MUG)への参画及びデータ提供 OECD/NEA BSAFプロジェクトへの参画及びデータ提供

添付資料 1.5.1

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ

(1) 炉心損傷防止
(2) 格納容器破損防止
(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)
(4) 溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)

なお，本資料中の□の中の値は，商業機密事項に相当致しますので公開できません。

本資料のうち，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。

(1)炉心損傷防止

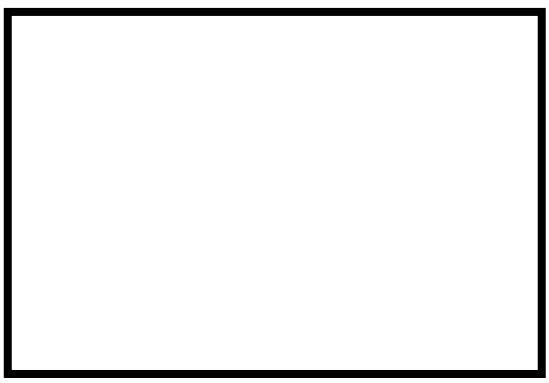
１．解析初期条件データ

項　　目	数　　値	備　　考
原子炉熱出力	3926　MWt (100%)	設計値
原子炉水位	セパレータスカート下端から+119cm (通常運転水位)	プラント仕様
炉心流量	52.2×10^3　t/h (100%)	設計値
原子炉給水温度	216　℃	設計値
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	7.07　MPa[gage]	設計値
主蒸気流量	7.64×10^3　t/h	設計値
ヒートバランス	図１参照 (各部の圧力、流量、エンタルピ等のデータ)	図１は定格運転状態の場合を提示。 設計値
燃料及び炉心	9×9燃料(A型)(単一炉心)	
燃料集合体数	872　体	設計値
最大線出力密度	44.0　kW/m	設計値

本資料のうち，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．　解析に関する情報

項　　目	データ	備　　考
初期MCPR	1.22	設計値
給水温度低下特性	給水加熱器出口温度、給水スパージャーまでの時間遅れ特性等のデータ ・初期給水温度から。 MSIV閉鎖により、60秒の一次遅れで給水温度低下。 別添9参照。	包絡値
原子炉スクラム遅れ時間	0.05 秒	注記１ 安全保護系の遅れ時間 設計値
再循環ポンプトリップ台数	7.48MPa[gage]：４ 台 水位低L3：４ 台 水位低L2：６ 台	設定値
再循環ポンプトリップ遅れ時間	0.2 秒	設計値
再循環ポンプ回転数半減時間	0.68 秒	設計値



本資料のうち，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。

項　　目	データ	備　　考
スクラム後の事象シーケンス	スクラム後の給水制御、圧力制御、再循環制御等の事象シーケンスの説明 別添1参照	事象進展による

注記１：時間は、スクラム信号発生時刻を時刻 0 と定義する。
注記２：注入特性は、格納容器破損防止資料のⅢ. 工学的安全施設等に示したデータを提示した。

本資料のうち，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．幾何形状データ

（１）主蒸気管、燃料棒等に関するデータ

項　　目	対　　象	データ	備　　考
蒸気ドーム部出口から主蒸気隔離弁までのデータ	長さ、断面積(内径)、容積、エレベーション	図２参照	注記１，２ 設計値
主蒸気隔離弁から主蒸気加減弁までのデータ （主蒸気ヘッダを含む）	長さ、断面積(内径)、容積、エレベーション	図２参照	注記２ 設計値
主蒸気ラインからタービンバイパス弁までのデータ	長さ、断面積(内径)、容積 エレベーション	図２参照	注記２ 設計値
燃料集合体（９×９燃料(A型)）のデータ	長さ	図3-1参照	各燃料型式毎に記載 設計値
蒸気ドーム部のデータ	長さ、容積	図４参照	設計値
燃料棒（９×９燃料(A型)）のデータ	長さ、半径、ギャップ熱伝達係数（炉心平均、ホット）	図5-1参照	各燃料型式毎に記載 設計値
水位計のタップ位置	圧力容器底部からの高さ	[redacted]	設計値

注記１:蒸気ドーム部からＭＳＩＶまでの配管長さ等のデータについては、各ライン（４本）の個別データを提示した。

注記２：配管の始点・終点の明確化のため名称を併せて記載した。

（例）　蒸気ドーム部～ＭＳＩＶ入口，長さ　××mm，断面積　××mm^2・・・

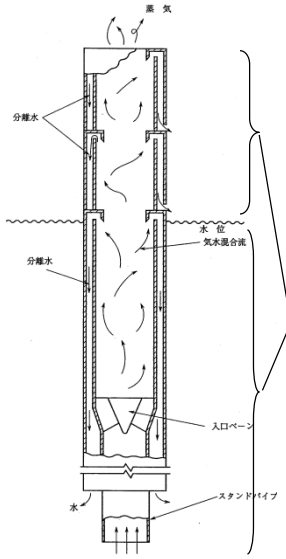
本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

（2）ＲＰＶに関するデータ

項　　目	対　　象	寸法 （mm）	備　　考
原子炉のエレベーションに関するデータ	・蒸気ドーム頂部（ベッセル内）高さ		設計値
	・蒸気乾燥器頂部高さ		設計値
	・蒸気出口ノズル中心部高及び内径		設計値
	・蒸気乾燥器底部高さ		設計値
	・気水分離器頂部高さ		設計値
	・通常運転水位		解析では狭帯域と広帯域の初期水位は同一とする。 設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム頂部高さ		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム底部高さ		設計値
	・上部炉心格子板底部高さ		設計値
	・TAF高さ		設計値
	・ジェットポンプ噴出ノズル底部高さ		ＲＩＰ頂部 設計値
	・ジェットポンプ・スロート入口高さ		同上
	・BAF高さ		設計値
	・再循環水出口ノズル中心部高さ及び内径		ＲＩＰ適用のため該当データなし。 設計値
	・支持板底部高さ		設計値
	・ディフューザ底部高さ		ＲＩＰ底部 設計値
	・CRDハウジング頂部高さ		設計値
	・CRDハウジング底部高さ		設計値

（RPV 底部からの高さ）

本資料のうち，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。

項　　目	対　　象	体積 (m^3)	ボイド率 (%)	備　　考
原子炉の体積に関するデータ (1)下部プレナム	・下部プレナム底部からCRDハウジング頂部までの体積		－	設計値
	・CRDハウジング頂部からディフューザ底部までの体積		－	設計値
	・ディフューザ底部から支持板底部までの体積		－	設計値
	・支持板底部からBAFまでの体積（シュラウド内）		－	設計値
(2)炉心（チャンネル内）	・BAFからTAFまでの体積及び平均ボイド率		38	設計値
	・TAFから炉心上部格子底部までの体積及び平均ボイド率		65	設計値
(3)バイパス（シュラウド内）	・BAFからTAFまでの体積及び平均ボイド率		0	設計値
	・TAFから炉心上部格子底部までの体積		－	＊：(2)の「TAFから炉心上部格子底部までの体積」に含まれる。 設計値
(4)上部プレナム  	・炉心上部格子板底部からシュラウドヘッド・ドーム底部までの体積及び平均ボイド率		60	設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム底部からシュラウドヘッド・ドーム頂部までの体積及び平均ボイド率		60	設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム頂部から通常水位（気水分離器内）までの体積及び平均ボイド率		60	気水分離器内の空間体積には分離水（戻り水）を含む。分離水は未飽和水として扱う。 設計値
	・通常運転水位から気水分離器頂部までの体積		－	

本資料のうち，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。

項　　目	対　　象	体積 (m^3)	備　　考
(5)蒸気ドーム(主蒸気管体積を除く)	・気水分離器頂部から蒸気乾燥器底部までの体積		設計値
	・蒸気乾燥器底部から蒸気乾燥器頂部までの体積		設計値
	・蒸気乾燥器頂部から蒸気ドーム頂部までの体積		設計値
(6)ダウンカマ(再循環配管体積及びジェットポンプ体積を除く)	・支持板頂部からジェットポンプ頂部（スロート入口）までの体積		ＲＩＰのため該当データ無し。設計値
	・インターナルポンプ頂部からシュラウドヘッド・ドーム頂部までの体積		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム部から気水分離器頂部までの体積（気水分離器体積を除く）		水位より下の液相部にはボイドは存在しない。設計値
(7)再循環配管	・1ループの再循環配管体積 ・再循環配管の底部から頂部までの高さと体積の関係		ＲＩＰのため該当データ無し。設計値
(8)ジェットポンプ	・インターナルポンプ体積		設計値
	・ディフューザ底部からスロート入口までの高さと体積の関係		ＲＩＰのため該当データ無し。設計値

本資料のうち，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．核データ・熱水力関連データ

項　　目	対　　象	データ	備　　考
ボイド反応度	炉心平均ボイド率（%）とボイド反応度係数（(Δｋ/ｋ)/%ボイド率）のデジタル値 保守係数(設置許可申請書添付八記載の1.25倍等)についても記載	別添2 ①参照	設計値
ドップラ反応度	燃料棒平均温度（℃）とドップラ反応度係数（Δk/k/℃）のデジタル値 保守係数(設置許可申請書添付八記載の0.9倍等)についても記載	別添２ ②参照	設計値
ボロン反応度（ATWS解析用）	ボロン濃度（ppm）及びボイド率と反応度係数（Δk/k/ppm)）のデジタル値 （注）ボロン濃度0～600ppmに対して	別添２ ③参照 （ボイド率の影響は冷却材密度の変化として考慮，５ホウ酸ナトリウム濃度:13.4wt%)	反応度K､ボロン濃度B、ボイド率αとして、 K=f(B,α) のテーブルで記載 設計値
スクラム反応度	制御棒挿入割合とスクラム反応度（$）のデジタル値 設計用スクラム曲線	別添２ ④参照	設計値

本資料のうち，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。

項　　目	対　　象	データ	備　　考
スクラム挿入速度 （ABWRの仕様）	スクラム挿入割合（%）とスクラム時間*（秒）のデジタル値	SOM：0.20　秒 60%ストローク： 1.71　秒 100%ストローク： 3.70　秒	*：スクラム時間はSOMを含む。 (SOM:スクラム信号をCRD系が受信してから動作開始までの時間) SOM～60%、60%～100%はそれぞれ直線近似とした。 設計値(最大圧力)
中性子関連	中性子寿命（μ sec） 実効遅発中性子割合 β	別添２ ⑤参照	設計値
軸方向出力分布	SAFER、REDY 、SCATの各解析コードで使用している平均チャンネルとホッテストチャンネルのデジタル値	SAFER:別添2 ⑥参照 ＊２ REDY：別添3 ②参照 ＊１ SCAT：別添3 ①参照 ＊２	設計値
集合体出力	平均チャンネルとホッテストチャンネル	平均：4.4MW ホット： 7.8MW（SCAT）＊３ 8.7MW（SAFER）＊４	計算コード内部計算値
集合体入口流量	平均チャンネルとホッテストチャンネル(WR流量含まず)	平均：53.4t/h ホット：48.7t/h ＊５ SCAT：44.8t/h	設計値
	バイパス流量率 （WRを含む）	平均：14% ホット：15%	設計値

＊１：下方ピーク（初期ボイド率を高めに設定し、過圧時の反応度印加割合を大きくした。）
＊２：中央ピーク（代表的な出力分布として設定）
＊３：初期MCPRをOLMCPRと一致するように設定。
＊４：燃料棒本数、最大線出力密度、軸方向出力分布、有効発熱部長さに基づいて設定し、燃料被覆管温度を厳しめに評価した。
＊５：SAFERでは下記のように設定される。
（全炉心流量）*（流量配分比）/（体数）－（バイパス流量）として設定される。
SCATではホッテストチャンネル出力に応じた流量として設定される。

本資料のうち，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。

項　　目	対　　象	データ	備　　考
出口クオリティ、出口ボイド率	平均チャンネルとホットストチャンネル	平均： クオリティ 16.9% ボイド率　66.7% ホット： クオリティ 25.5% ボイド率　74.8%	設計値
崩壊熱曲線	SA有効性評価(炉心損傷防止)解析で用いる崩壊熱データ (ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t)	TC:別添4 TC以外：別添5	TC:計算コード内部計算値 TC以外:崩壊熱評価式(ANSI/ANS-5.1-1979)による計算値

本資料のうち，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。

５．機器特性データ他

項　　目	対　　象	データ	備　　考
ジェットポンプに関するデータ	・ジェットポンプ個数 ・ジェットポンプ駆動流量 ・ジェットポンプ吐出流量 ・各部の長さ ・各部の外径及び内径	－	ABWRにはジェットポンプ無し。
ＲＩＰ又は再循環ポンプの特性データ	・単相ホモロガス曲線 またはポンプQ-H特性及びQ-T特性 ・トルク(Ｎｍ)、水頭(m)、回転数(rad/sec)、流量(m^3/s)、モーメント($kg-m^2$) 水頭換算水密度(kg/m^3)		設計値
ＲＩＰ又は再循環ポンプ逆流時の特性	・ＲＩＰ逆流時の抵抗係数		設計値
	・ＲＩＰ逆流時のポンプ回転の取扱い＊	停止	＊：ＲＩＰを逆回転させるか、回転を停止するか。 設計値
原子炉再循環流量制御系	REDYで使っている原子炉再循環流量制御系の運転モード(自動/手動)及び下記制御器の特性(伝達関数ブロック図) ・主制御器 ・流量制御器 ・速度制御器	別添 6「再循環流量制御系ブロック図」参照	「原子炉再循環流量制御系ブロック図」により、解析で想定している運転モードを提示。 設計値

本資料のうち，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。

項　　目	対　　象	データ	備　　考
原子炉給水制御系	原子炉検出水位、主蒸気流量、給水流量を入力とし、原子炉への給水流量を算出する３要素制御系の制御特性（伝達関数ブロック図）	別添 6「給水制御系ブロック図」参照	設計値
原子炉圧力制御系	制御特性（伝達関数ブロック図）	TC:MSIV閉鎖により圧力制御していない。 別添6「圧力制御系ブロック図」参照	設計値
水位計	狭帯域及び広帯域水位計のタップ位置と初期水位の値	３．（１）参照 セパレータスカート下端から［　　］ （図４の⑬参照）	タップ位置 初期水位の値 設計値

逃がし弁設定値

	REDY	SAFER
開遅れ時間	0.4 秒（包絡値）	0.1 秒
全閉－全開時間	0.15 秒	同左
閉設定値	開設定値－0.24MPa	同左

（表中の値は全て設計値）

逃がし／安全弁

（逃がし弁）

吹出圧力（MPa[gage]）	弁個数	容量／個（吹出圧力において）（t／h）
7.51	1	363
7.58	1	367
7.65	4	370
7.72	4	373
7.79	4	377
7.86	4	380

（表中の値は全て設計値）

（安全弁）

吹出圧力（MPa[gage]）	弁個数	容量／個（吹出圧力×1.03 において）（t／h）
7.92	2	395
7.99	4	399
8.06	4	402
8.13	4	406
8.20	4	409

（表中の値は全て設計値）

本資料のうち，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。

初期定格状態のパラメータ
（炉心出力 100 %、炉心流量 100 %、蒸気ドーム圧力 7.07 MPa[gage]）

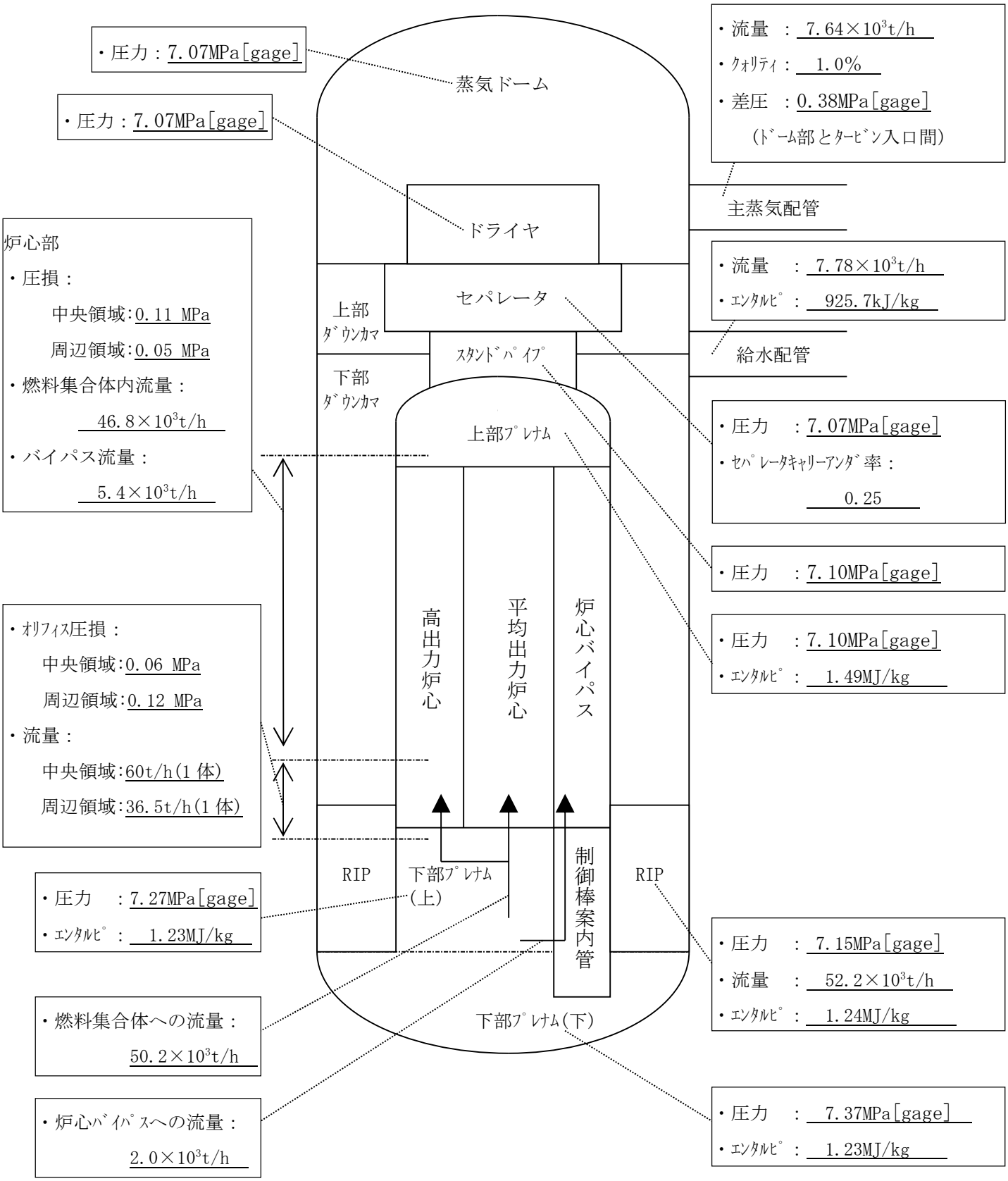
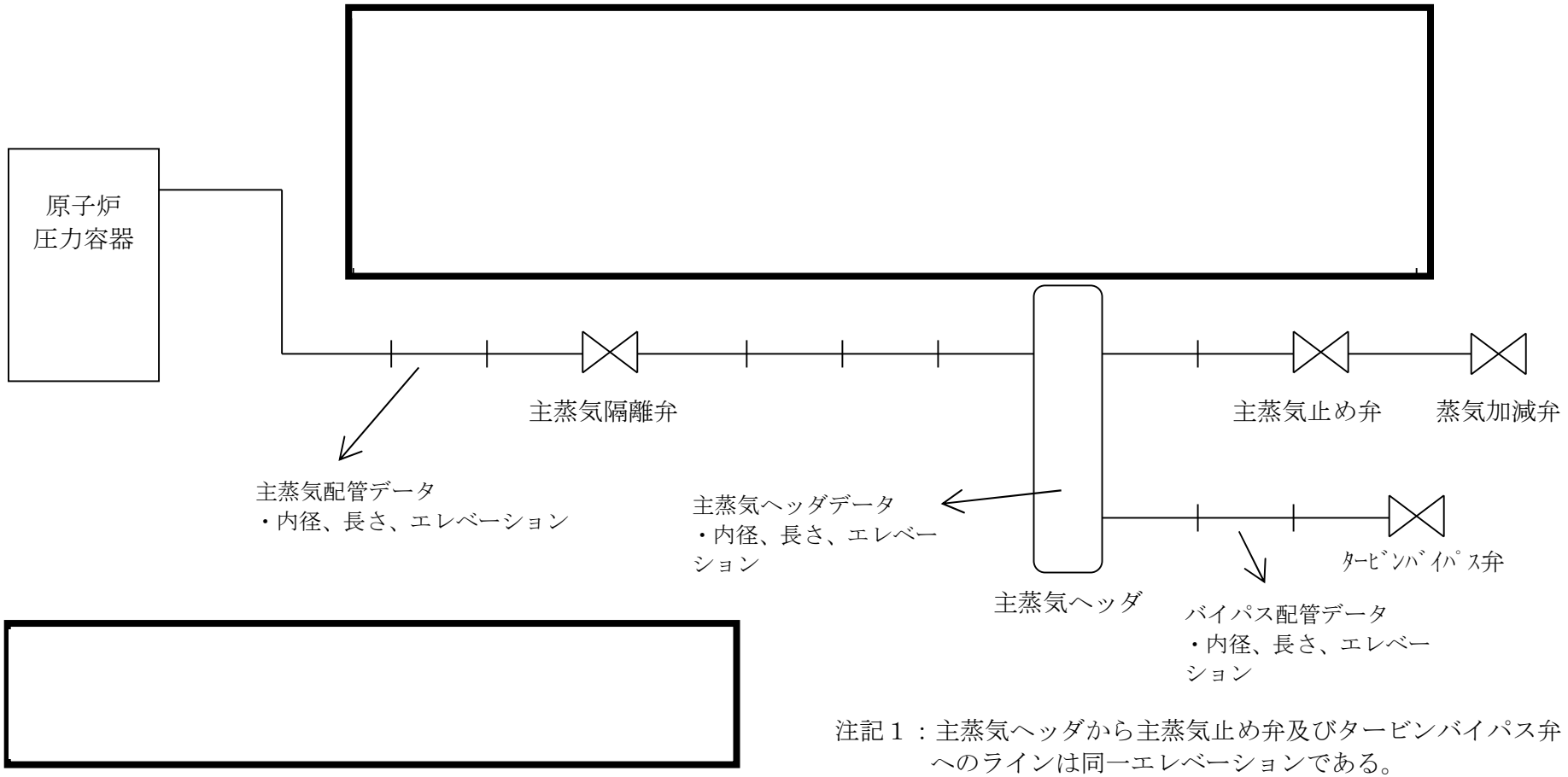


図１．圧力容器内ヒートバランスデータ

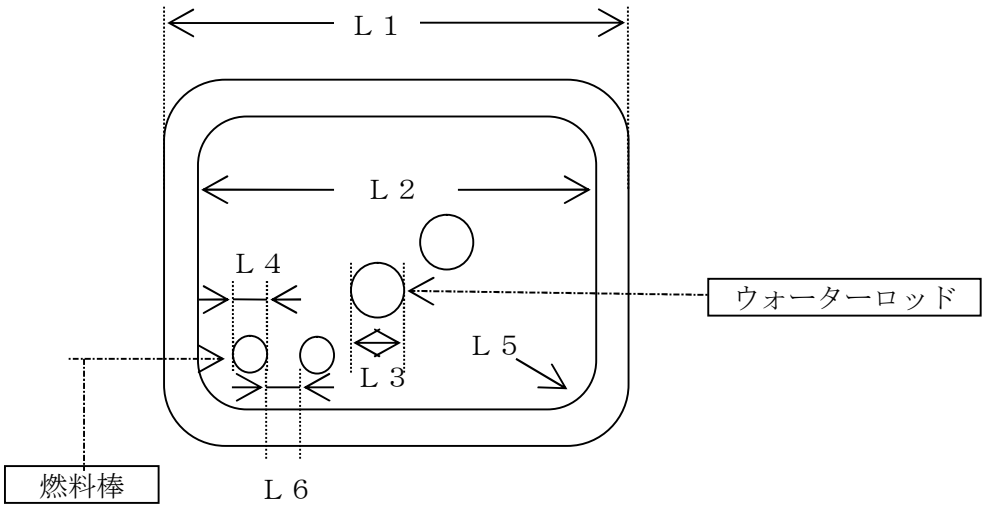
本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



注記１：主蒸気ヘッダから主蒸気止め弁及びタービンバイパス弁へのラインは同一エレベーションである。

図２．原子炉圧力容器から蒸気加減弁までの配管長さとエレベーション

本資料のうち，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。



項　　目	９×９燃料（A型）	備　　考
Ｌ１（mm）		
Ｌ２（mm）		
Ｌ３（mm）		
Ｌ４（mm）		
Ｌ５（mm）		コーナ部曲率半径
Ｌ６（mm）		
ギャップ コンダクタンス （W／m^2・K）	平均： REDY　7380 W/(m^2・K) SAFER　5678.264 W/(m^2・K) （軸方向一定置） ホット： SAFER　別添 2 参照 SCAT　別添 3 参照	

図 3-1　9×9 燃料（A 型）集合体略図

本資料のうち，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。

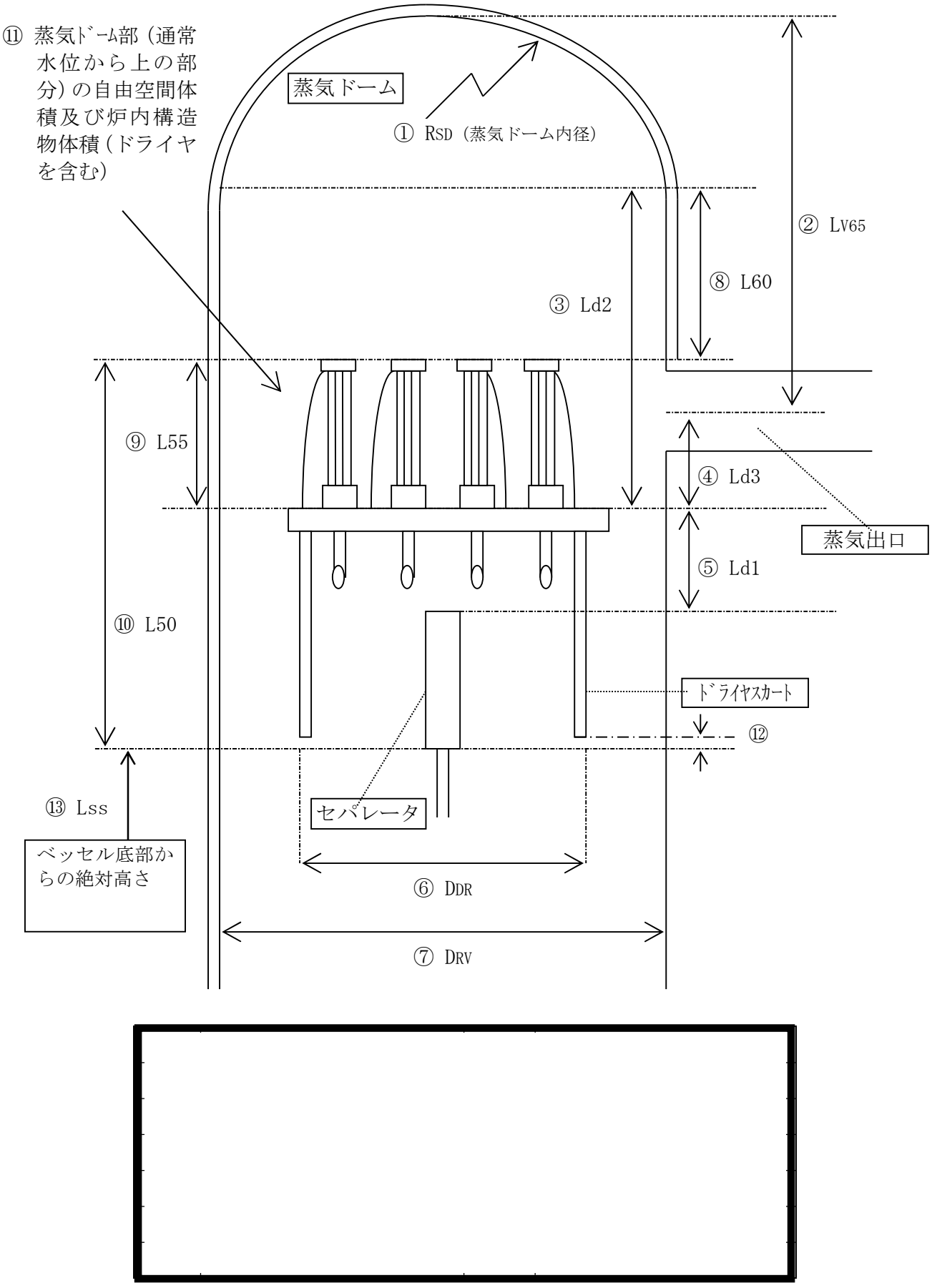
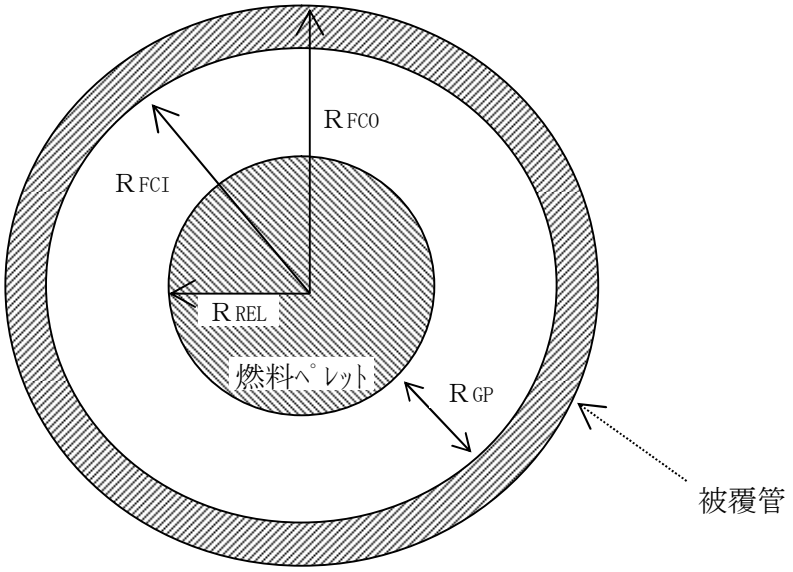


図４．蒸気ドーム周辺略図

本資料のうち，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。



項　　目	仕　　様	入力値	備　　考
RPEL（mm）	燃料ペレット半径		
RFCI（mm）	被覆管内半径		
RGP（mm）	ギャップ幅		
RFCO（mm）	被覆管外半径		
LF（mm）	燃料棒有効長（標準） 燃料棒有効長（部分長） 下端位置（部分長） 上端位置（部分長）		部分長の下端/上端位置は標準の下端を基準（0mm）としたときの値とする。
ペレット 径方向発熱分布		SAFER：平坦 SCAT：別添 3 ①参照	
ペレット密度	（kg/m³）		
ペレット物性値	温度（K）と熱伝導率（W/m･K）のテーブル 温度（K）と比熱（J/kg･K）のテーブル	表 5-1-1 参照	温度 300～3000K の範囲
被覆管密度	（kg/m³）		
被覆管物性値	温度（K）と熱伝導率（W/m･K）のテーブル 温度（K）と比熱（J/kg･K）のテーブル	表 5-1-2 参照	温度 300～1100K（被覆管の物性値として現実的な範囲）
ギャップ コンダクタンス （W／m²・K）	平均： ホット：	図 3-1 9×9 燃料（A 型）集合体略図参照	集合体のギャップコンダクタンスのため、図 3-1 への記載とする。

図 5-1. 9×9 燃料（A 型）燃料棒略図

本資料のうち，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5-1-1　ペレット物性値　９×９燃料（A型）

ペレット温度 (K)	熱伝導率 (W/(m･K))	比熱 (J/(kg･K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		
1200		
1300		
1400		
1500		
1600		
1700		
1800		
1900		
2000		
2100		
2200		
2300		
2400		
2500		
2600		
2700		
2800		
2900		
3000		

本資料のうち，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5-1-2　被覆管物性値　９×９燃料（Ａ型）

被覆管温度 (K)	熱伝導率 (W/(m・K))	比熱 (J/(kg・K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		

シーケンス	原子炉側		PCV側	
	設備	動作	設備	動作
TQUV	給水制御	起因事象のため喪失	代替PCVスプレイ	作動：PCV圧力180kPa[gage] (起動：L8／停止：L3)
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5		停止：PCVベント
		MSIV閉鎖後はSRV開閉	PCVベント	1Pd
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@L3		
		RIP 6台トリップ@L2		
	原子炉減圧	水位低L1+ 5分後，ADS 8弁手動減圧		
	原子炉注水	低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m^3/hに流量低減 起動：L3／停止：L8にて水位制御		
TQUX	給水制御	起因事象のため喪失	RHR-停止時冷却	冷却開始@12時間
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5	RHR-S/C冷却	冷却開始@水位高L8
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@水位低L3		
		RIP 6台トリップ@水位低L2		
	原子炉減圧	水位低L1+10分後，過渡時ADS 4弁自動減圧		
	原子炉注水	RHR-LPFL 1系統注水		
TB(SBO)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	PCVベント	1Pd
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉	RHR-D/Wスプレイ	24.5hr
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	24hr，SRV 2弁手動減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動／停止：L2／L8)		
		RHR-LPFL 1系統注水(24時間後手動起動)		
		低圧代替注水系ポンプ2台 起動：L3／停止：L8にて水位制御		
TB (RCIC失敗)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	PCVベント	1Pd
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉	RHR-D/Wスプレイ	24.5hr
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	24hr，SRV 2弁手動減圧		
	原子炉注水	HPAC(25分後手動起動：L2／L8)		
		RHR-LPFL 1系統注水(24時間後手動起動)		
		代替注水系ポンプ2台(起動：L3／停止：L8)		
TB (SRV1弁再閉失敗)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	RHR(代替RCW) -S/C冷却	冷却開始@20時間
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉	代替PCVスプレイ	13.7kPa[gage]到達時起動 (起動：L8／停止：L3)
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	原子炉圧力1.03MPa[gage]，SRV 2弁手動減		
	原子炉注水	RCIC(起動／停止：L2／L8)		
		RHR-LPFL 1系統注水(VB-1mで手動起動)		
		低圧代替注水系ポンプ2台 起動：L3／停止：L8にて水位制御		
TW (取水機能喪失)	給水制御	起因事象のため喪失	代替PCVスプレイ	水位高L8で手動起動 (起動：L8／停止：L3)
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5		
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		停止：25時間
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ	RHR(代替RCW) -S/C冷却	冷却開始@20時間
	原子炉減圧	SRV 2弁手動減圧@3時間		
	原子炉注水	RCIC(起動／停止：L2／L8) RCIC停止：3時間		
		低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m^3/hに流量低減 起動：L3／停止：L8にて水位制御		
		RHR-LPFL 1系統注水(VB-1mで手動起動)		
TW (RHR機能喪失)	給水制御	起因事象のため喪失	代替PCVスプレイ	作動：PCV圧力180kPa[gage]
	圧力制御	MSIV閉@水位高L8		
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@L3	PCVベント	1Pd
		RIP 6台トリップ@L2		
	原子炉減圧	水位高@L8，SRV 1弁手動減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動／停止：L2／L8)		
		HPCF(起動／停止：L1.5／L8)		
TC	給水制御	給水流量は3要素制御。定格流量から、5秒で68%給水流量まで低下後、復水器水位低により、約173秒から5秒で給水流量0%。	RHR	S/P水温度高から10分
	圧力制御	MSIV閉のため、圧力制御はSRVの開閉による。		
	再循環流量制御	MSIV閉に伴う炉圧高4台RPT後、再循環流量制御自動により、6台RIPは最低ポンプ速度になる。原子炉水位L2到達により、3台RPT、6秒後3台RPTとなる。 負荷要求偏差信号の挙動は別添9参照。		
	原子炉注水	RCIC(L1.5とL1.5+50cmで維持操作)		
		HPCF(L1.5とL1.5+50cmで維持操作)		
LOCA	給水制御	外部電源喪失のため事故と同時に喪失	代替PCVスプレイ	作動：PCV圧力180kPa[gage]
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5		(起動：L8／停止：L3)
		MSIV閉鎖後はSRV開閉		停止：PCVベント
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ	PCVベント	1Pd
	原子炉減圧	水位低L1+ 5分後，ADS 8弁手動減圧		
	原子炉注水	低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m^3/hに流量低減 起動：L3／停止：L8にて水位制御		
ISLOCA	給水制御	外部電源喪失のため事故と同時に喪失	除熱なし	
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5		
		MSIV閉鎖後はSRV開閉(ただし動作しない)		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	15分後SRV8弁による急速減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動／停止：L2／L8)，減圧後停止		
		HPCF(起動／停止：L1.5／L8) HPCF(L1～L1.5制御，4時間まで) HPCF(起動／停止：L3／L8，4時間以降)		

①ボイド反応度

ボイド係数 （$\times 10^{-4}$ Δk/k/%ボイド）

ボイド率（%）	9×9燃料(A型)炉心 平衡サイクル末期
0	
10	
20	
30	
40	
50	
60	
70	

保守係数:　　1.25 （9×9燃料(A型)）

②ドップラ係数

ドップラ反応度（$\times 10^{-5}$ Δk/k/℃）（減速材：287℃，ボイド率＝40%）

燃料温度（℃）	9×9燃料(A型)炉心 平衡サイクル末期
520	
750	
1000	
1250	
1500	
1750	
2000	
2250	
2500	
2750	
3000	

保守係数:　　0.9 （9×9燃料(A型)）

③ボロン反応度

	9×9燃料(A型)
ボロン価値(%⊿k/ppm)	

*サイクル初期

④スクラム反応度

設計用スクラム曲線($)

挿入割合	サイクル末期用
0.00	
0.05	
0.10	
0.20	
0.30	
0.40	
0.50	
0.60	
0.70	
0.80	
0.90	
1.00	

⑤中性子関連

中性子寿命 （μ sec）

9×9燃料(A型)炉心 平衡サイクル末期

動特性パラメータ(遅発中性子割合)

グループ	9×9燃料(A型)炉心 平衡サイクル末期	
	β の割合	λ (sec-1)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
トータル β		

⑥平均/ホッテストチャンネル軸方向分布（SAFER）

【SAFER】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.5316	0.7517	1.0342	1.2758	1.3817	1.3625	1.2208	1.0442	0.845	0.5525

ギャップコンダクタンス

ホット

9X9A

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft2-F	789.8	1143	1586.9	1959.5	2098.1	2079	1872.7	1600.9	1252.1	825.8
W/(m2-K)	4484.7	6490.3	9010.8	11126.6	11913.6	11805.1	10633.7	9090.3	7109.8	4689.1

①
【SCAT】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.431	0.511	0.596	0.692	0.797	0.912	1.037	1.158	1.253	1.318
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
軸方向出力分布	1.363	1.393	1.403	1.378	1.333	1.268	1.193	1.118	1.048	0.972
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
軸方向出力分布	0.887	0.792	0.672	0.516	0.346					

【SCAT】
半径方向出力分布
9X9A燃料

No	規格化半径	相対出力
1	0.00	0.929
2	0.10	0.929
3	0.20	0.930
4	0.30	0.932
5	0.40	0.937
6	0.50	0.944
7	0.60	0.955
8	0.70	0.971
9	0.80	0.991
10	0.90	1.027
11	1.00	1.478

ギャップコンダクタンス

【SCAT】

単位換算	[Btu/hr-ft2-F]*5.678264
9X9A燃料	
ホットロッド以外	軸方向一定値
Btu/hr-ft2-F	1900
W/(m2-K)	10788.702

ホットロッド

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft2-F	866.6	998.3	1138.2	1294.5	1545.4	1840.9	2125.8	2350.3	2615.8	2856.7
W/(m2-K)	4920.8	5668.6	6463.0	7350.5	8775.2	10453.1	12070.9	13345.6	14853.2	16221.1
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Btu/hr-ft2-F	3020.5	3087.6	3110	3054	2912.3	2671.4	2442.3	2277.8	2148.6	1977.7
W/(m2-K)	17151.2	17532.2	17659.4	17341.4	16536.8	15168.9	13868.0	12933.9	12200.3	11229.9
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
Btu/hr-ft2-F	1780.3	1532.4	1261.6	1006.5	718.4					
W/(m2-K)	10109.0	8701.4	7163.7	5715.2	4079.3					

②
【REDY】

規格化高さ	相対出力
0.0	0
0.125	1.42
0.2083	1.48
0.2917	1.41
0.375	1.29
0.4583	1.19
0.5833	1.05
0.7083	0.91
0.8333	0.72
1.0	0.16

サブクール環境計算のための分布

崩壊熱曲線(TC)

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06831
0.2	0.06746
0.3	0.06664
0.4	0.0659
0.5	0.06522
0.6	0.06459
0.7	0.06401
0.8	0.06347
0.9	0.06298
1	0.06251
2	0.0591
3	0.05692
4	0.05534
5	0.0541
6	0.05306
7	0.05216
8	0.05135
9	0.0506
10	0.04992
20	0.04488
30	0.04182
40	0.0398
50	0.03832
60	0.03715
70	0.03616
80	0.03528
90	0.03448
100	0.03374
200	0.02836
300	0.02526
400	0.02337
500	0.02215
600	0.02129
700	0.02064
800	0.0201
900	0.01964
1000	0.01923
2000	0.01615
3000	0.01416
4000	0.01282
5000	0.0119
6000	0.01124
7000	0.01074
8000	0.01035
9000	0.01003
10000	0.00976

崩壊熱曲線(TC以外)

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06447
0.2	0.06396
0.3	0.06349
0.4	0.06305
0.5	0.06262
0.6	0.06222
0.7	0.06183
0.8	0.06145
0.9	0.06109
1	0.06074
2	0.0578
3	0.05558
4	0.05383
5	0.05239
6	0.05118
7	0.05014
8	0.04922
9	0.04841
10	0.04768
20	0.04288
30	0.04013
40	0.03819
50	0.03669
60	0.03548
70	0.03446
80	0.03359
90	0.03283
100	0.03217
200	0.02812
300	0.02602
400	0.02461
500	0.02351
600	0.02261
700	0.02183
800	0.02116
900	0.02055
1000	0.02001
2000	0.01639
3000	0.01438
4000	0.0131
5000	0.0122
6000	0.01153
7000	0.01101
8000	0.01059
9000	0.01023
10000	0.009935
20000	0.008252
30000	0.007445
40000	0.006919
50000	0.006534
60000	0.006236
70000	0.005997
80000	0.0058
90000	0.005634
100000	0.005491
200000	0.004573
300000	0.003976
400000	0.003575
500000	0.003278
600000	0.003045
700000	0.002857
800000	0.002702
900000	0.002573
1000000	0.002463
2000000	0.00183
3000000	0.001515
4000000	0.001313
5000000	0.001175
6000000	0.00107
7000000	0.0009891
8000000	0.0009206
9000000	0.0008635
10000000	0.0008127

本資料のうち，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。

別添 6

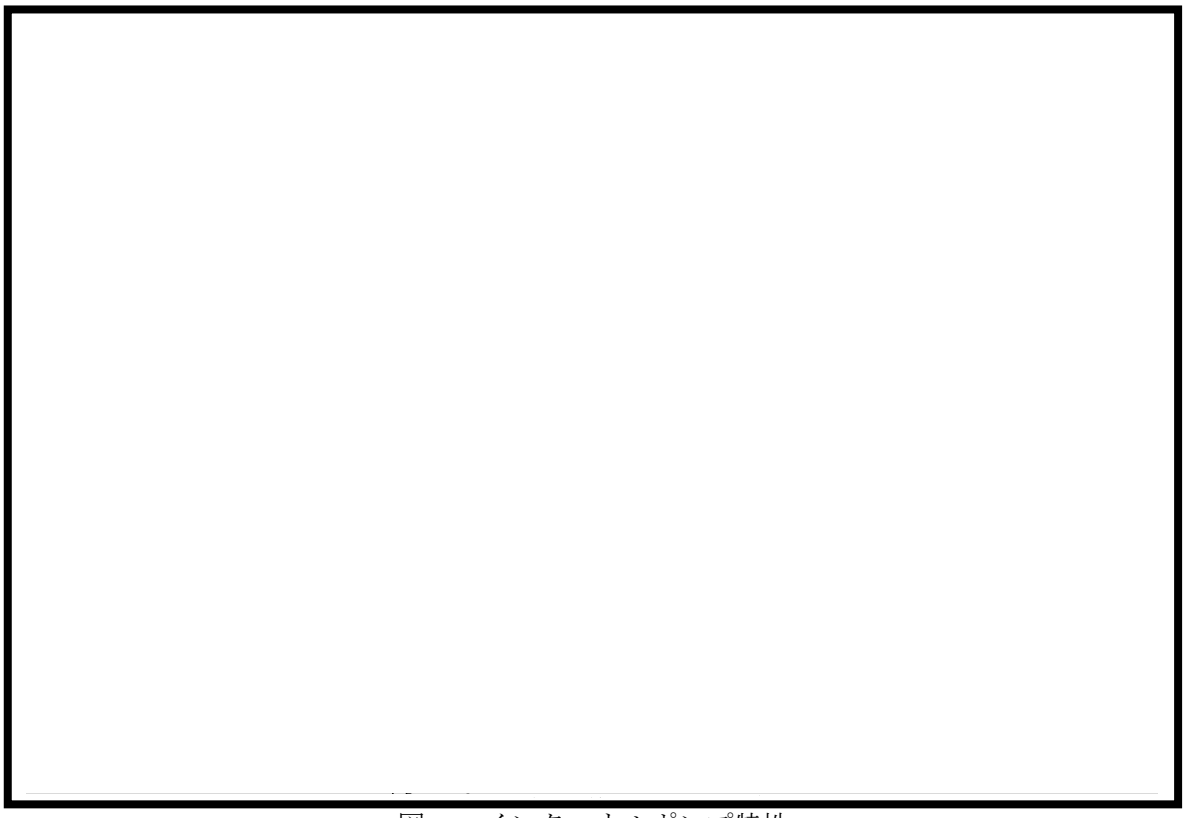


図　　インターナルポンプ特性

	ポンプ流量/台	回転数	揚程
定格流量運転			
最大流量運転			

本資料のうち，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。

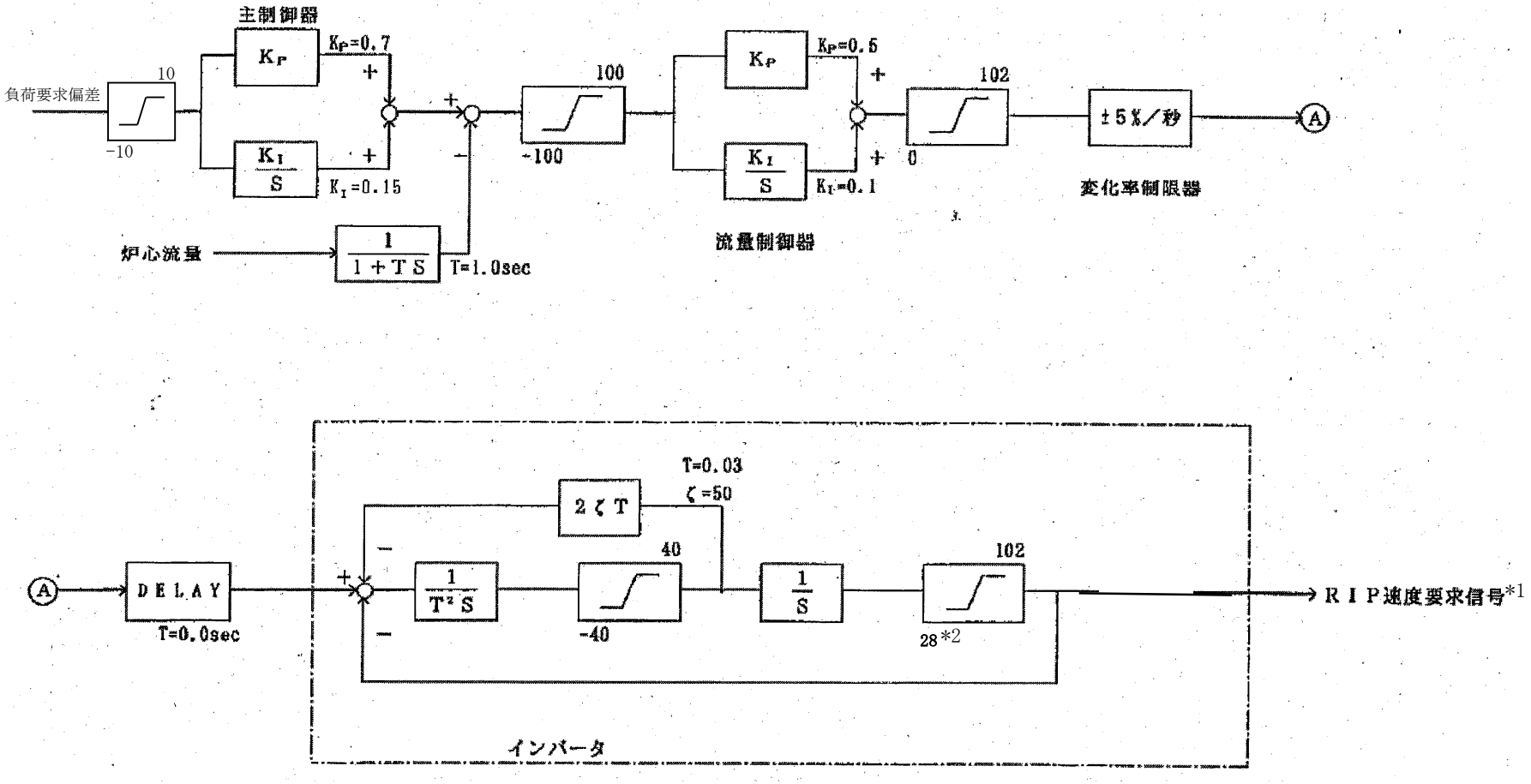


図　　再循環流量制御系ブロック図*

＊：運転モードは自動

*1　100%出力信号は最大炉心流量に相当する。

*2　28%出力信号は最低ポンプ速度に相当する。

本資料のうち，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。

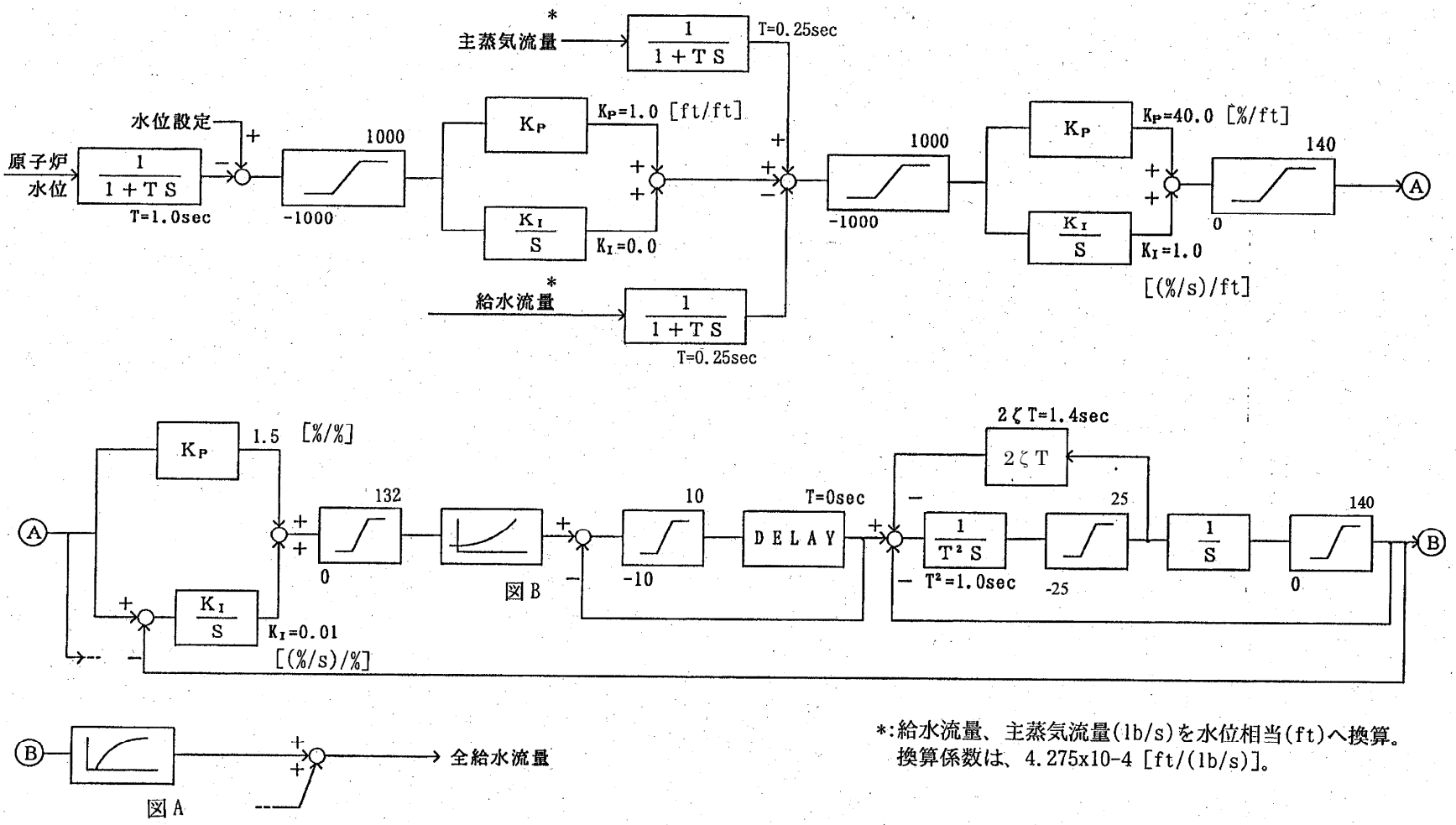
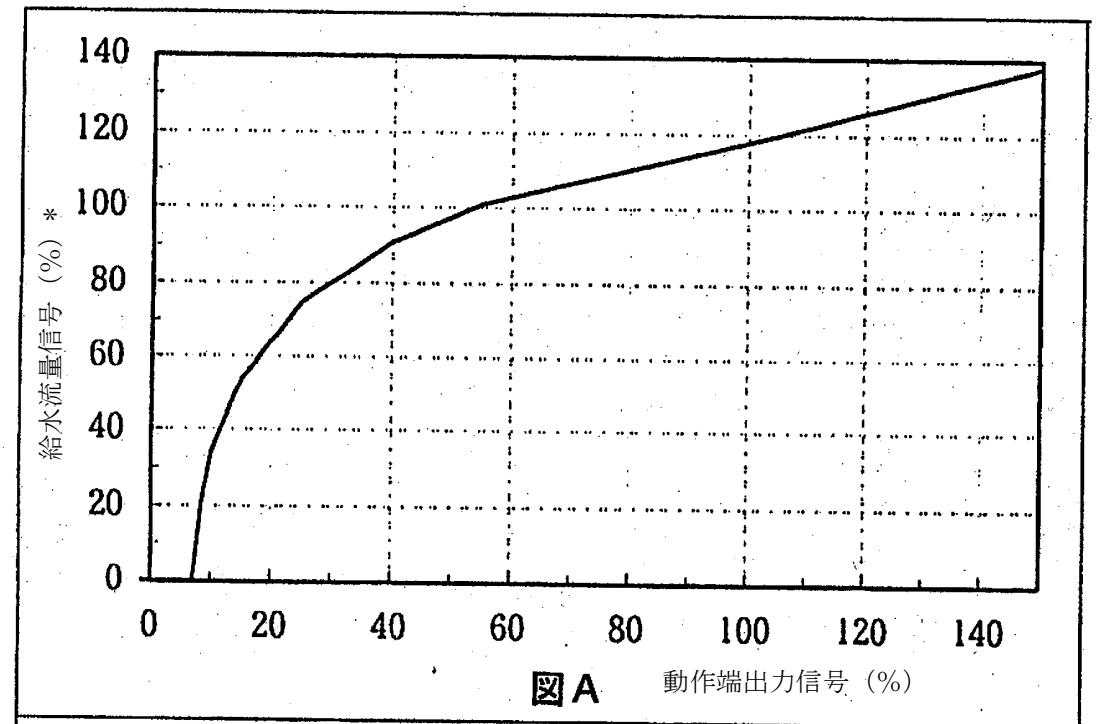
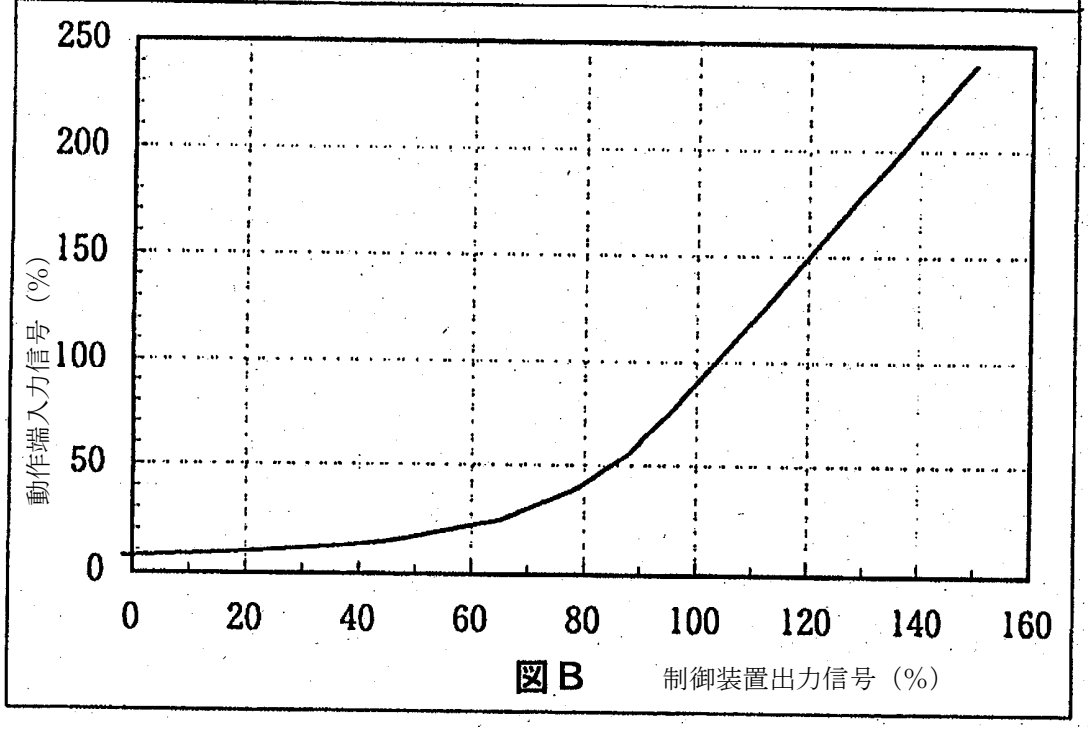


図　　給水制御系ブロック図

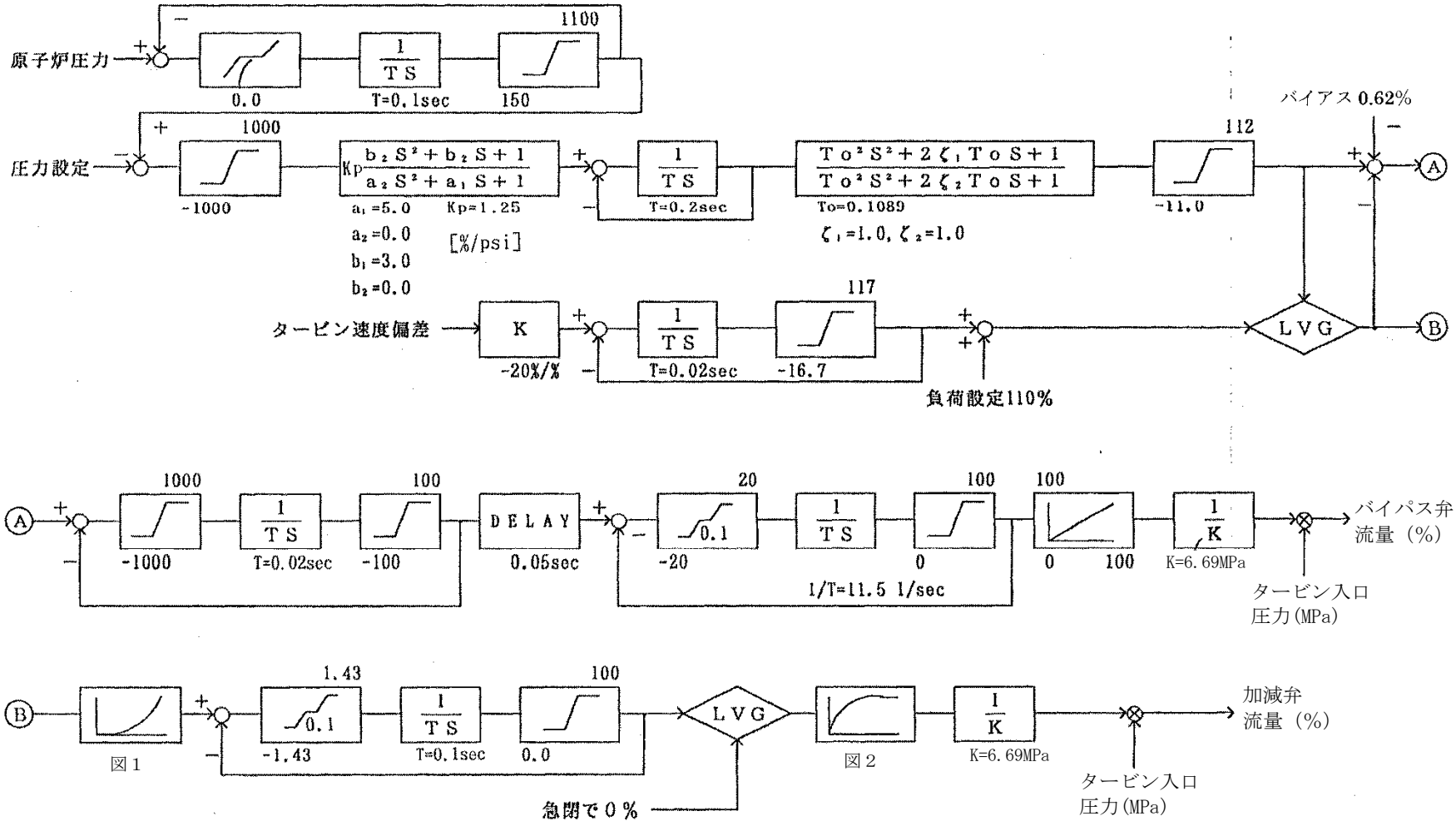


図A



図B

＊ 100%出力運転状態では給水流量信号が100%になる。
ここでの100%は定格給水流量に対する割合を示す。



添付図　　圧力制御系ブロック図（１／２）

本資料のうち，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。

別添６

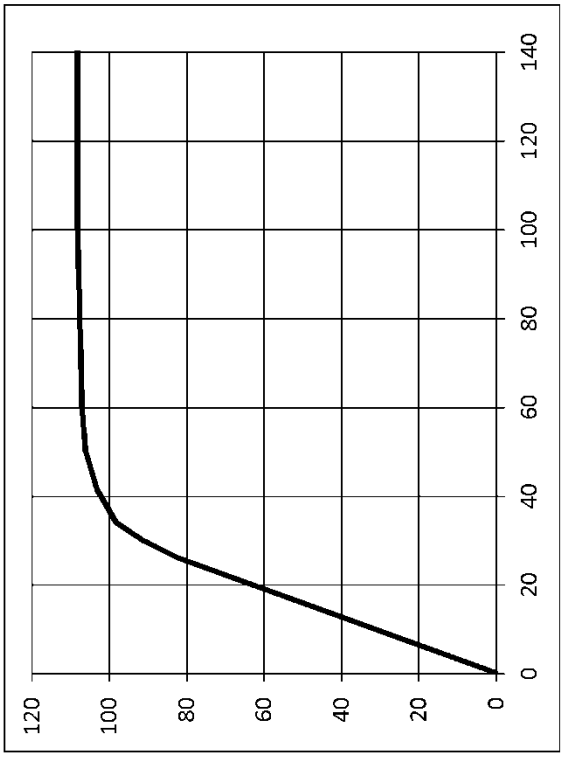


図２

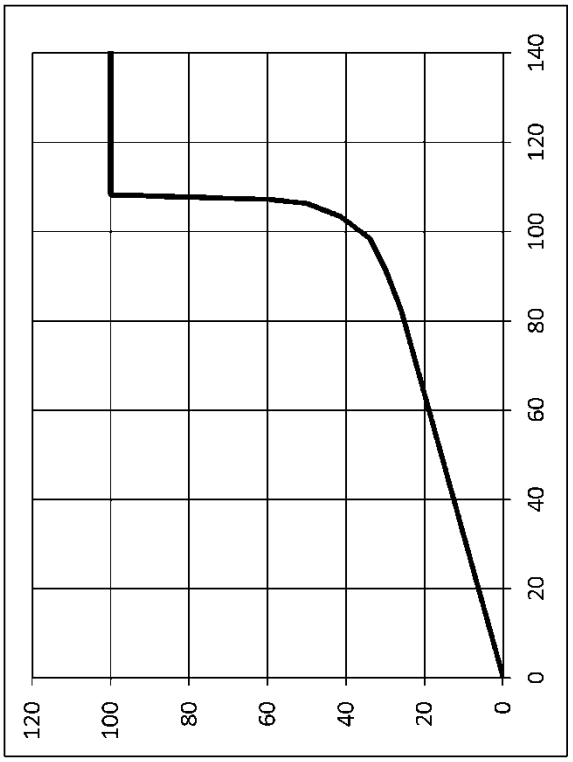
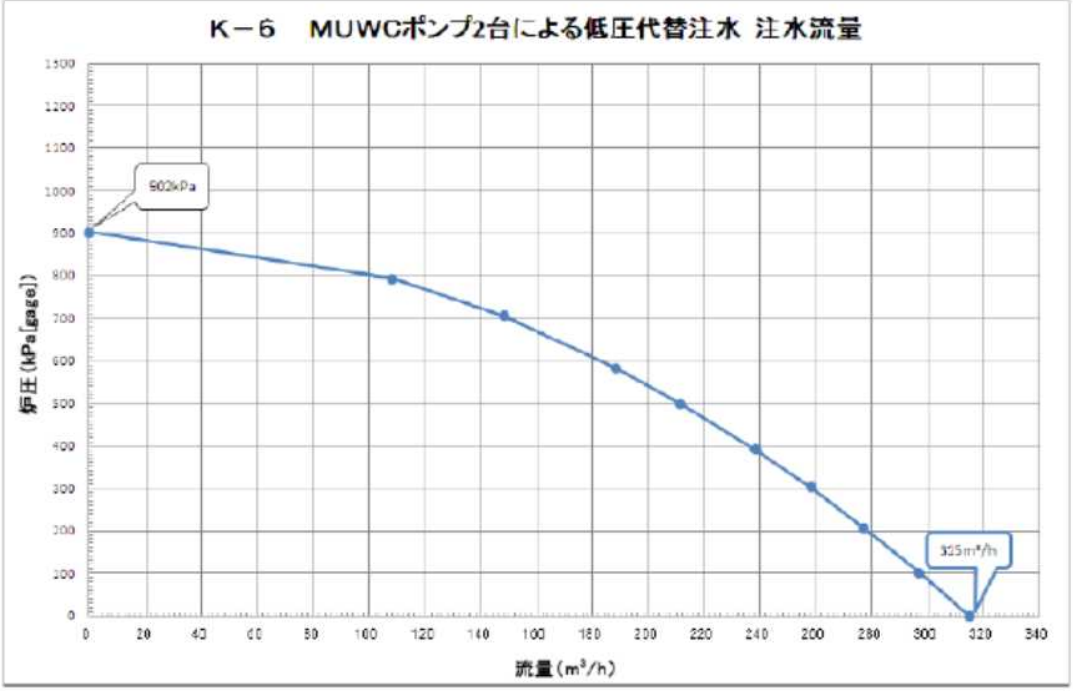


図１

添付図　　圧力制御系ブロック図（２／２）

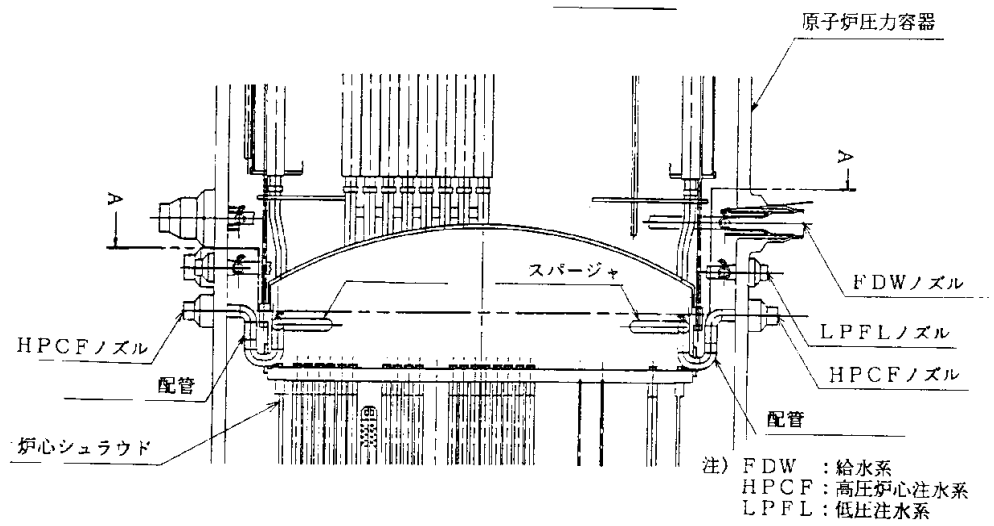
「MUWC ポンプ 2 台による注水流量評価結果」

炉圧 (kPa[gage])	0	102	207	303	392	500	583	706	794	902
流量(m^3/h) (ポンプ 2 台)	315	297	277	258	238	211	188	148	108	0



図－1「MUWC ポンプ 2 台による低圧代替注水 注水流量評価結果」

原子炉圧力容器概略図


原子炉圧力容器
A
A
スパージャ
FDWノズル
LPFLノズル
HPCFノズル
HPCFノズル
配管
配管
炉心シュラウド
注）FDW ：給水系
HPCF：高圧炉心注水系
LPFL：低圧注水系

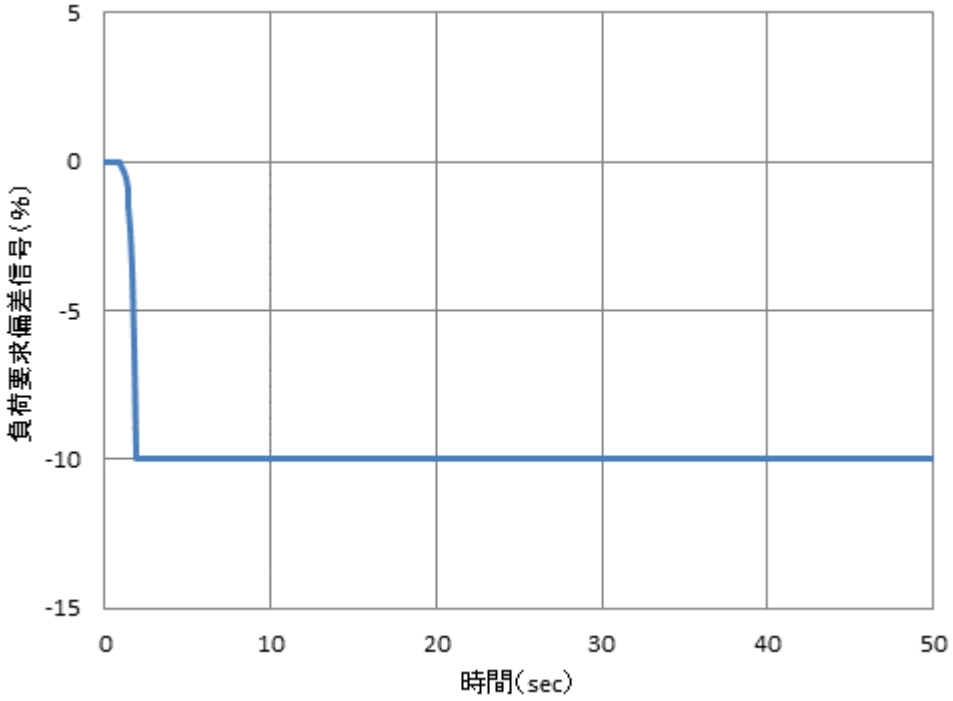


図1　負荷要求偏差信号時間変化

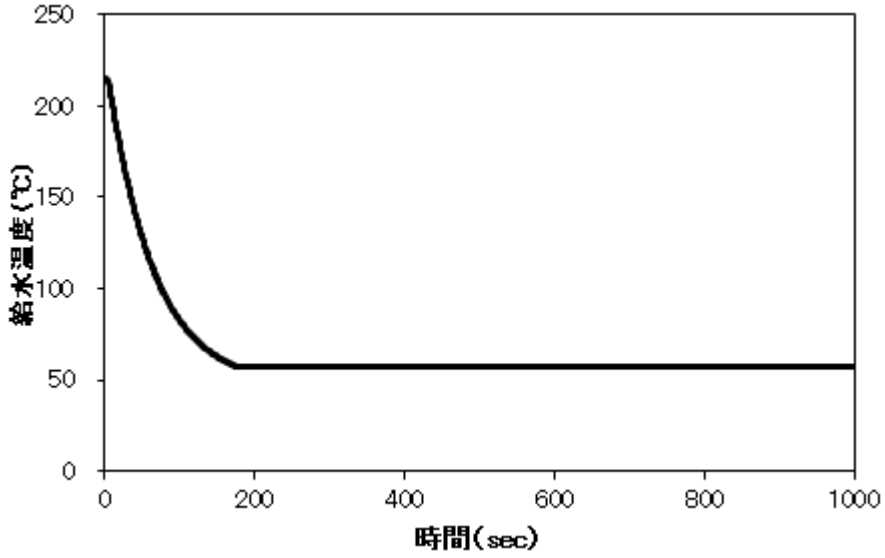


図2　給水温度時間変化

本資料のうち，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)格納容器破損防止

Ⅰ．定常運転条件等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1.　崩壊熱曲線 (1)　崩壊熱曲線 (2)　スクラム時の炉内インベントリ(同位体毎、非放射性物質を含む)	図 1.1 参照 [redacted]	平衡炉心サイクル末期相当 Xe Kr I Rb Cs Sr Ba Y La Zr Nb Mo Tc Ru Sb Te Ce Pr Nd Sm Np Pu

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
2. 炉内相対出力分布		設計値
(1)　径方向相対出力分布	図 1.2 参照	
	1.1646	ﾘﾝｸﾞ 1[内側]
	1.1965	ﾘﾝｸﾞ 2
	1.1150	ﾘﾝｸﾞ 3
	1.0118	ﾘﾝｸﾞ 4
	0.5121	ﾘﾝｸﾞ 5[外側]
(2) 軸方向相対出力分布	図 1.3 参照	
	0.0	非加熱部
	0.3485	ﾉｰﾄﾞ 10[上端]
	0.9670	ﾉｰﾄﾞ 9
	1.1651	ﾉｰﾄﾞ 8
	1.2385	ﾉｰﾄﾞ 7
	1.2982	ﾉｰﾄﾞ 6
	1.2647	ﾉｰﾄﾞ 5
	1.1884	ﾉｰﾄﾞ 4
	1.0691	ﾉｰﾄﾞ 3
	0.9354	ﾉｰﾄﾞ 2
	0.525	ﾉｰﾄﾞ 1[下端]
	0.0	非加熱部
	0.0	非加熱部

本資料のうち，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。

Ⅱ．幾何形状等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1. 定常運転時の圧力、温度、湿度		設計値
(1) 格納容器圧力(ドライウェル)	5.2kPa[gage]	
(2) 格納容器温度(ドライウェル)	330 K	
(3) 格納容器湿度(ドライウェル)	0.2	
(4) ベント管圧力	5.2kPa[gage]	
(5) ベント管温度	330 K	
(6) ベント管湿度	0.2	
(7) 格納容器圧力(ウェットウェル)	5.2kPa[gage]	
(8) 格納容器温度(ウェットウェル)	308 K	
(9) 格納容器湿度(ウェットウェル)	1.0	
(10) サプレッション・チェンバ・プール水温度	308 K	
(11) 原子炉建屋圧力	大気圧	
(12) 原子炉建屋温度	300 K	
(13) 原子炉建屋湿度	0.5	
(14) 格納容器気体成分比	窒素 100%	
(15) 原子炉建屋気体成分比	窒素 80% 酸素 20%	

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
2. 容積		設計値
(1) 原子炉圧力容器		
・自由空間体積(冷却材が無い場合、解析で想定される空間区分毎)	図 2.1 参照	
(2) ドライウェル（ベント管及び原子炉キャビティを含む）		
・ ドライウェル自由空間体積	7350m^3	
(3) ドライウェル（ベント管及び原子炉キャビティを除く）		
・ ドライウェル自由空間体積	5490m^3	
・ ドライウェル床からドライウェル頂部までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0.0m / 0.0m^3 9.0m / 5490m^3	
(4) 原子炉キャビティ		
・ 原子炉キャビティ自由空間体積	1648m^3	
・ 原子炉キャビティ底部からペデスタル頂部までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0.0m / 0.0m^3 4.27m / 377 m^3 8.57m / 1082 m^3 14.8m / 1648m^3	
(5) ベント管		
・ ベント管自由空間体積(プール水が無い場合)	212m^3	
(6) ウェットウェル(ABWR はアクセストンネルと別々に)		
・ ウェットウェル自由空間体積（プール水が無い場合）	5960m^3	
・ ウェットウェル底部からウェットウェル頂部までの高さと自由空間体積の関係（プール水が無い場合）	高さ / 体積 0.0m / 0.0 m^3 19.3m / 5960m^3	
・ サプレッション・チェンバ・プール水量	3580m^3	
(7) 原子炉建屋		
・ 原子炉建屋自由体積	86000m^3	
・ 原子炉建屋底部（マット）から原子炉建屋頂部（燃料交換建屋天井）までの高さと自由空間体積の関係	高さ / 体積 0.0m / 0.0 m^3 57.9m / 86000m^3	

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
3. 原子炉圧力容器形状に関するデータ		設計値
(1) 内部構造材材質及び重量	(材質) / (割合) 鉄鋼 0.74 ｸﾛﾑ 0.18 ﾆｯｹﾙ 0.08 炭素 0 989.94t	
(2) 燃料集合体材質及び重量(ウランも含む)		
・燃料ペレット	UO2	
・燃料被覆管	Zr	
・チャンネルボックス	Zr	
・構造材	(材質) / (割合) 鉄鋼 0.74 ｸﾛﾑ 0.18 ﾆｯｹﾙ 0.08 265.388t	
(3) LOCA が起こりうる配管の口径及び位置	312.9mm 10.921m	
4. ドライウェル形状に関するデータ(ABWR は上部、下部別々に)		設計値
(1) ドライウェル床高さ	図 2.2①参照 図 2.2②参照	上部 D/W 下部 D/W
(2) 圧力容器底部高さ	図 2.2③参照	
(3) 円錐フラスタム頂部高さ	図 2.2④参照	
(4) ドライウェル頂部高さ	図 2.2⑤参照 図 2.2⑥参照	上部 D/W 下部 D/W
(5) ドライウェル床内径	図 2.2⑦参照 図 2.2⑧参照	上部 D/W 下部 D/W
(6) 円錐フラスタム頂部内径	図 2.2⑮参照	
(7) ドライウェル・ライナ材質及び重量	鋼材	
(8) ドライウェル・ライナ厚さ	(上部) / (下部) [redacted] / [redacted] ― / [redacted]	
(9) ドライウェル・ライナ（円錐フラスタム部）とドライウェル遮へい壁との間隔	図 2.2⑯参照	

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
5. ウェットウェル形状に関するデータ		設計値
(1) ウェットウェル内径	図 2.2⑱参照	
(2) サプレッション・チェンバ・プール水深さ	図 2.2⑨参照	
(3) サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	
(4) ウェットウェル・ライナ材質及び重量	鋼材	
(5) ウェットウェル・ライナ厚さ	[壁] [redacted] [床] [redacted]	
(6) ウェットウェル・ライナとウェットウェル遮へい壁との間隔	図 2.2⑰参照	
6. ベント管形状に関するデータ		設計値
(1) ベント管頂部高さ	図 2.2⑩参照	
(2) ベント管材質及び重量	SUS　5000kg/本	
(3) ベント管外径及び内径	1.702m　1.2m	
(4) ベント管長さ	図 2.2⑭参照	
(5) ベント管本数	10 本	
(6) ベント管入口障壁の形状及びベント管との位置関係	(13)と同じ	
(7) ベント管出口のプール底部からの高さ	図 2.2⑪参照	
(8) 真空破壊装置の内径	[redacted]	
(9) 真空破壊装置の個数	8 本	
(10) 真空破壊装置の作動条件	3.43kPa	(ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧)
(11) 真空破壊装置の位置（高さ） 以下は ABWR のみ	W/W 床上 : 14.0m	
(12) リターンライン高さ、口径、個数	下部 D/W 床上：[redacted] 口径：[redacted] 5 本	
(13) RIP 搬出開口部	下部 D/W 床上：[redacted] 開口高さ：[redacted] 1 本	
(14) その他、上部 D/W と下部 D/W を接続する配管、接続口の幾何情報	コネクティングベント 高さ：[redacted] 内径：[redacted]	

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
7. FCVS/耐圧強化ベントに関するデータ		設計値
(1) ベント配管口径、位置	ベント管口径：501mm W/W 床上高さ：17.15m	
(2) 放出高さ	MAAP ﾓﾃﾞﾙ化無し	
8. 原子炉遮へい壁形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉遮へい壁頂部高さ	図 2.2⑫参照	
(2) 原子炉遮へい壁長さ	図 2.2⑬参照	
(3) 原子炉遮へい壁外径及び内径	10.66m 9.44m	
(4) 原子炉遮へい壁と圧力容器壁との間隔	0.982m	
(5) 原子炉遮へい壁材質及び重量	モルタルと鋼板	
9. ペデスタル形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉キャビティ床高さ	図 2.2②参照	
(2) 各部の長さ	図 2.2⑥参照	
(3) ペデスタル開口部のそれぞれの個数	真空破壊弁 8 個 リターンライン 5 本	
(4) コンクリート組成	玄武岩系コンクリート	
	(組成)　(割合) SiO2　0.5484 CaO　0.0882 Al2O3　0.0832 K2O　0.0539 Na2O　0.0180 MgO+MnO+TiO　0.0721 Fe2O3　0.0626 Fe　0.0000 Cr2O3　0.0000 H2O　0.0586 CO2　0.0150 O2　0.0000	文献値 (NUREG/CR-3920)
(5) コンクリート密度	2300kg/m3	文献値（コンクリート標準示方書）
(6) コンクリート融解温度	1380℃	文献値 (NUREG/CR-2282)
(7) コンクリート凝固温度	1080℃	文献値 (NUREG/CR-2282)

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
10. 原子炉建屋形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉建屋の縦、横長さ	54m×57m	
(2) 原子炉建屋頂部高さ	EL.49700	
(3) 燃料交換建屋床高さ	EL.-1700	
(4) 原子炉建屋マット厚さ	5.5m	
(5) ウェットウェル遮へい壁厚さ	2.0m	
(6) ドライウェル遮へい壁厚さ	2.0m	
(7) 原子炉建屋壁ウェットウェル部厚さ	－	
(8) 原子炉建屋壁ドライウェル部厚さ	－	
(9) 燃料交換建屋床厚さ	－	
(10) 燃料交換建屋壁厚さ	－	
(11) ブローアウトパネルの個数 位置 開口面積 吹出し圧力		
(12) 原子炉建屋内の開口部の個数、位置、開口面積	無し	

本資料のうち，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。

Ⅲ．工学的安全施設等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1. 高圧炉心スプレイ/注水系(代替を含む)		設計値
(1) ポンプ台数	2 台	
(2) 注水特性曲線	182～727m³/h *1	8.12～0.69MPa[dif]
(3) 水源切り替え条件	TC：S/P 水位高（初期水位+50mm）で水源を CSP から S/P へ切り替えている。	TC 以外では切り替えしない。
(4) スパージャノズル/注水高さ	10279.3mm	RPV ゼロからの高さ
2. 低圧注水系(代替を含む)		設計値
(1) ポンプ台数	3 台	
(2) 注水特性曲線	954m³/h*1	0.27MPa[dif]
(3) 注水位置	給水系：11613mm LPFL：10921mm	RPV ゼロからの高さ
3. 低圧代替注水		設計値
(1) ポンプ台数	2 台	
(2) 注水特性曲線	別添 7 参照	
(3) 注水位置	LPFL	
4. 原子炉隔離時冷却系		設計値
(1) ポンプ台数	1 台	
(2) 注水特性曲線	182m³/h *1	8.12～1.03MPa[dif]
(3) 水源切り替え条件	TC：S/P 水位高（初期水位+50mm）で水源を CSP から S/P へ切り替えている。	TC 以外では切り替えしない。*2

*1 計算コードへの入力は、当該計算コードの単位系の取り扱いに応じて、体積流量または質量流量に換算しているが、出力は温度・圧力等の影響を受けない質量流量としている。

*2 SAFER コードは蒸気ドームの蒸気を飽和と扱い、過熱エネルギは蒸気ドームに接する水面での冷却水の蒸発に置き換える。RCIC 注水時にダウンカマ部が未飽和の場合には蒸気への置き換えを行わず、過熱エネルギを蓄積する。蓄積した過熱エネルギは RCIC 停止後にダウンカマ部が飽和に復帰した時点で蒸気に置換する。このため、蒸気量増加し、RCIC 起動停止に伴う原子炉圧力低下幅が小さくなる。

本資料のうち，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。

項　目	数　値		備　考
(4) タービン駆動蒸気量	高圧時：18.5t/h 低圧時：5.9ｔ/h		
(5) タービン駆動蒸気凝縮水の温度	下記条件時の飽和温度 高圧：81.7kg/cm²・g 低圧：9.5 kg/cm²・g		
(6) 注水位置	給水系：11613ｍｍ		RPV ゼロからの高さ
5. 残留熱除去系熱交換器設計条件	RHR/RCW	RHR/ 代替 RCW	設計値
(1) 基数	3 台	1 台	
(2) 伝熱容量	8.26×10⁶ kcal/h/基	交換熱量 23MW	
(3) 伝熱面積	454m²		
(4) 一次側定格流量	954m³/h	954m³/h	
(5) 二次側定格流量	1200m³/h	580m³/h	
(6) 一次側入口温度	52℃	100℃	
及び出口温度	43.3℃	79℃	
(7) 二次側入口温度	28.5℃	35℃	
及び出口温度	35.4℃	69℃	
6. 復水貯蔵槽			設計値
(1) 縦/横/深さ	11500/11850/16540 ｍｍ		
(2) 水量（非常用水源）	約 1700m³		
(3) 水温	TC：32℃ TC 以外： 0～12hr：50℃ 12～24hr：45℃ 24hr～：40℃		

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
7. 格納容器スプレイ		設計値
(1) 代替 PCV スプレイの位置（床からの高さ）	8.3m	
(2) 代替 PCV スプレイの定格流量	140m^3/h	解析結果に応じた圧力制御可能な流量を設定。
8. ADS 機能を有する逃がし安全弁の弁個数及び容量、流路面積(代替 ADS を含む)	弁：8 個 容量：363t/ｈ @7.51MPa[gage] 流路面積：93cm^2/弁	設計値
9. PCV 圧力と ADS 閉鎖特性の関係	－	
10. 非常用ガス処理系 (1) 系統数 (2) 容量 (3) フィルタが無効（破損等）になる限界圧力降下 (4) 除去率（物質ごと） (5) 除去可能な粒径の下限 (6) 作動条件	－	解析では使用しない。

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
11. プラントインターロック等に関するデータ		
(1) 高圧炉心スプレイ系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L1.5+37 秒 停止：L8 (MSIV 閉 ATWS 時) ・PCV 圧力高 (13.7kPa[gage]) または L1.5+24 秒で自動起動	設計値
(2) 低圧注水系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L1+37 秒 停止：無し	設計値
(3) 低圧炉心スプレイ系の作動条件及び停止条件とその数値	－	ABWR は設備としてない。
(4) 原子炉隔離時冷却系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L2+30 秒 停止：L8 (MSIV 閉 ATWS 時) ・PCV 圧力高 (13.7kPa[gage]) または L2 で自動起動	設計値
(5) 残留熱除去系の作動条件及び停止条件とその数値	TB：24hr TW（取水喪失）：20hr (MSIV 閉 ATWS 時) ・手動起動	シナリオに基づく設定値 訓練実績に基づく設定値
(6) 格納容器スプレイ系の作動条件及び停止条件とその数値	作動：180kPa 停止:TW(取水喪失)は 25hr それ以外はベントで停止	設計基準事故時の最高圧力に基づく設定値

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
(7) ADS（自動減圧系）の作動条件及び停止条件とその数値	作動：L1+30 秒 停止：無し	設定値
(8) PCV ベント操作の開始条件及びベント経路とベント面積	1Pd，2Pd W/W ベント， 70%面積(1Pd 時) 50%面積(2Pd 時)	格納容器最高使用圧力，または，最高使用圧力の 2 倍
(9) 全交流電源喪失時の RCIC の DC バッテリーの有効時間	24hr	設定値

本資料のうち，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。

項　目	数　値	備　考
12. 破損に関連する条件		
(1) 材料溶融温度		文献値(MATPRO)
・ジルカロイ	2125K	
・酸化ジルコニウム	2911K	
・二酸化ウラン	3113K	
・ステンレス鋼	1700K	
・ステンレス鋼酸化物	1650K	
・Ｂ４Ｃ	2700K	
(2) 下部ヘッド破損条件	貫通部における破損モードは２種類による判定を実施している。 ①溶接部のせん断応力が限界せん断応力を超える場合 ②溶接部のひずみ量が閾値を超えた場合	解析モデル
・貫通部毎の過温破損条件		
・下部ヘッドクリープ破損条件	クリープ破損は、Larson-Miller パラメータ手法により評価している。	
・Larson-Miller 評価に用いるパラメータ	MAAP による内部計算	
(3) 被覆管破損条件	1000K	実験に基づく設定値
(4) コア・コンクリート反応条件	1653K	文献値 (NUREG/CR-2282)
(5) 水素燃焼条件		
・　燃焼開始濃度（水素、酸素、水蒸気）	水蒸気 75%以下 水素 4.1%以上 酸素 5%以上	実験に基づく設定値

本資料のうち，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。

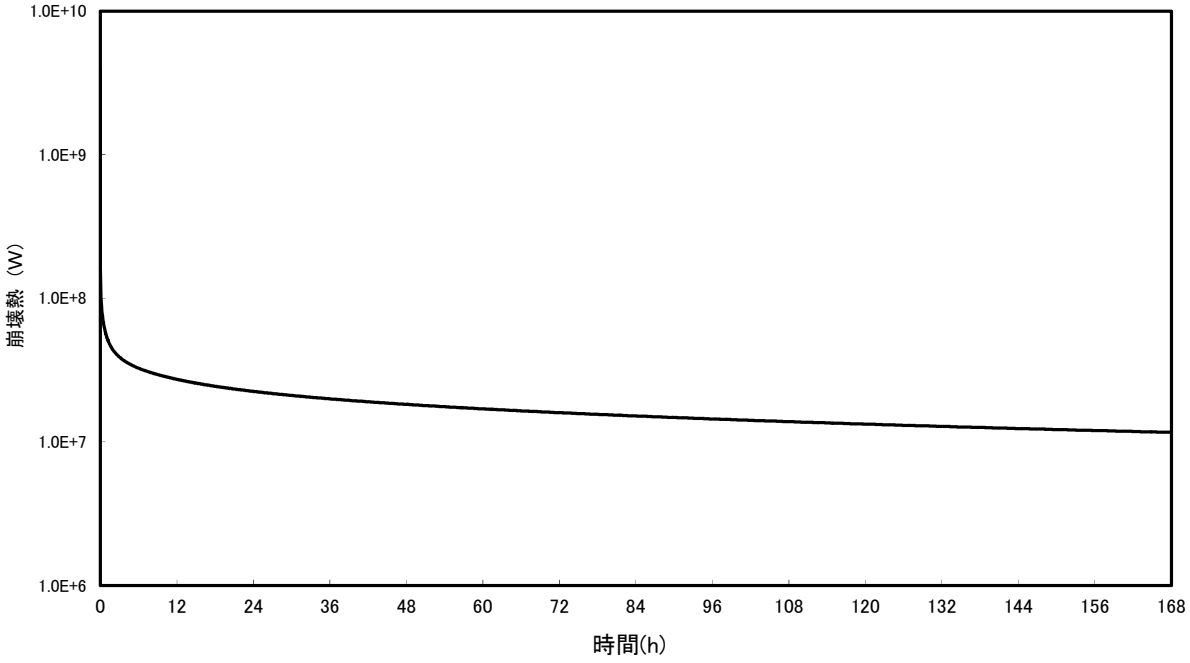


図 1.1　崩壊熱曲線

本資料のうち，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。

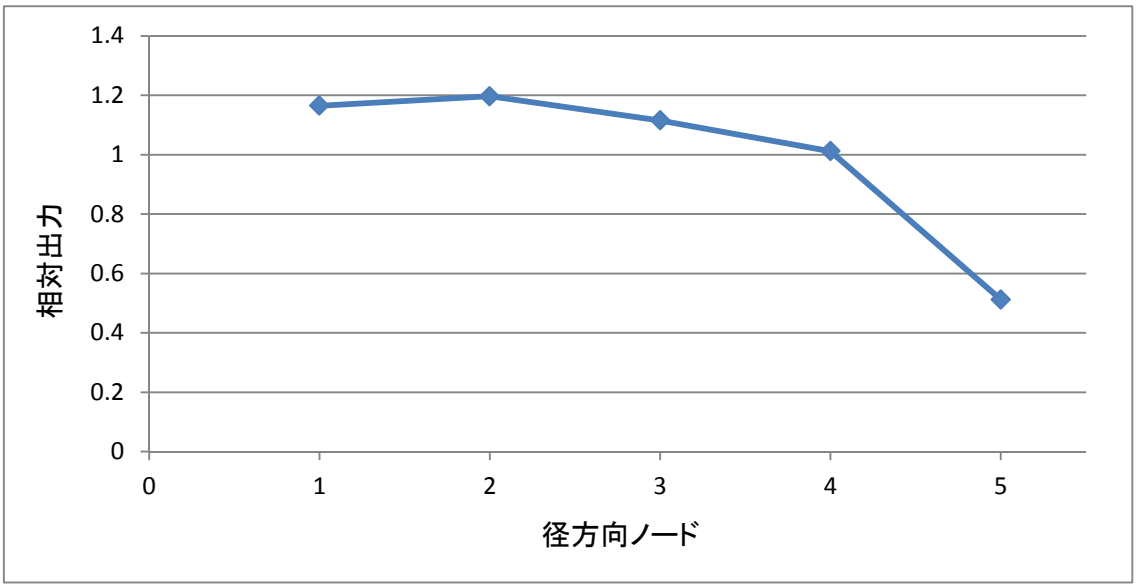


図 1.2　径方向出力分布

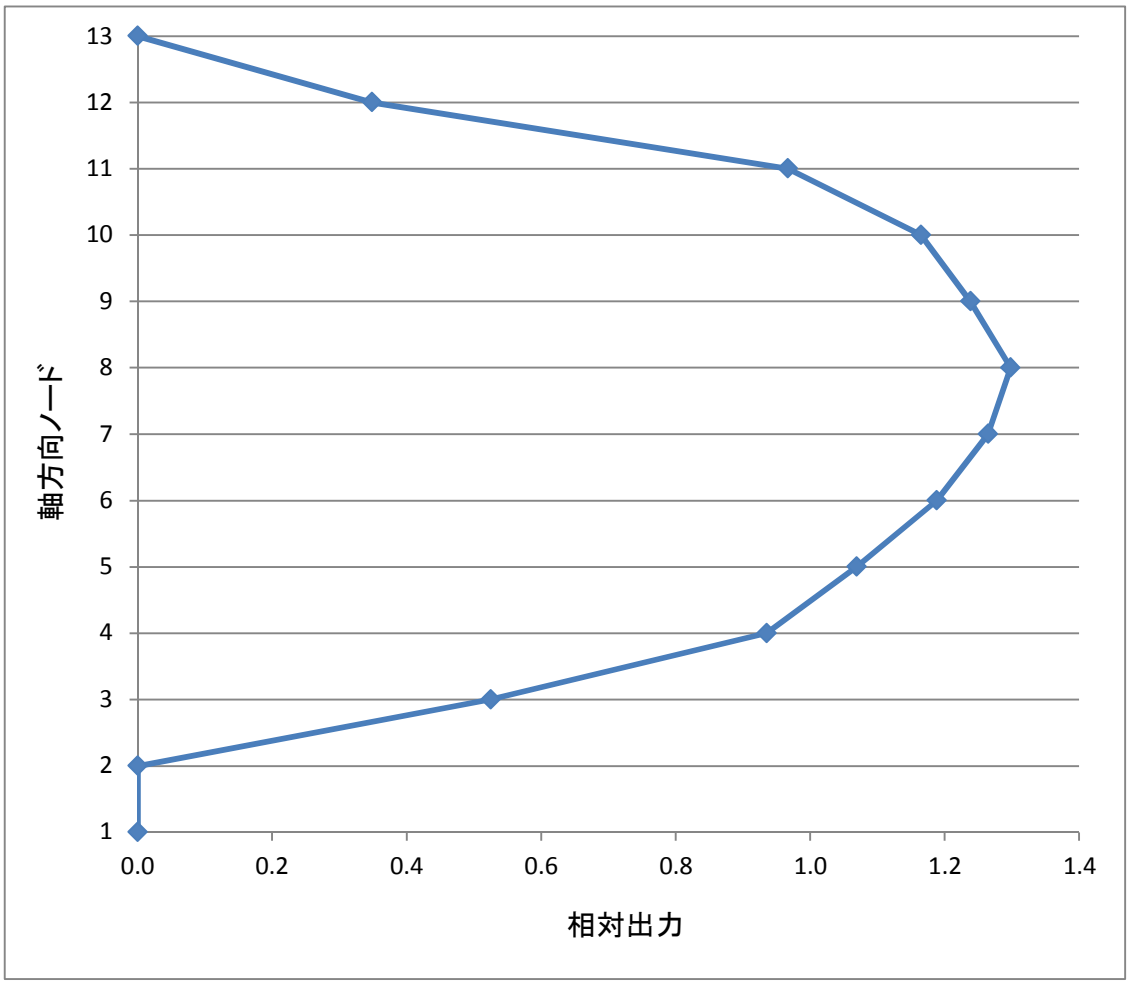


図 1.3　軸方向出力分布

本資料のうち，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。

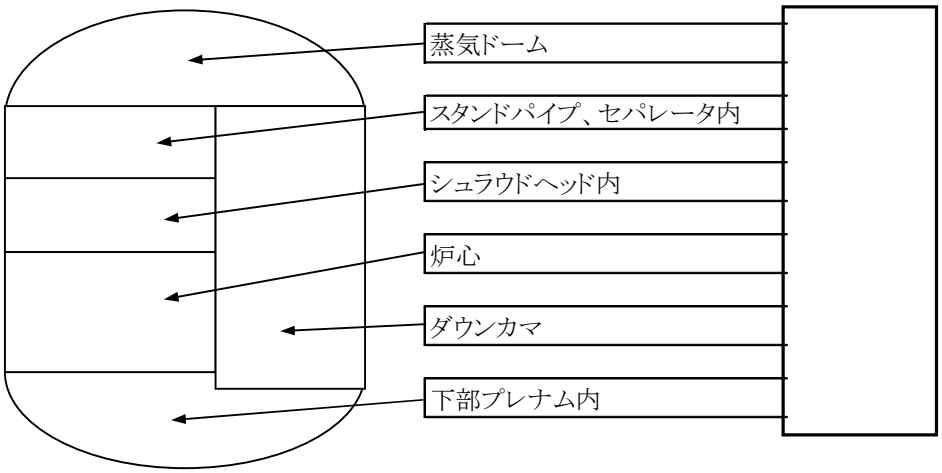


図 2.1　原子炉圧力容器内自由空間体積

本資料のうち，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。

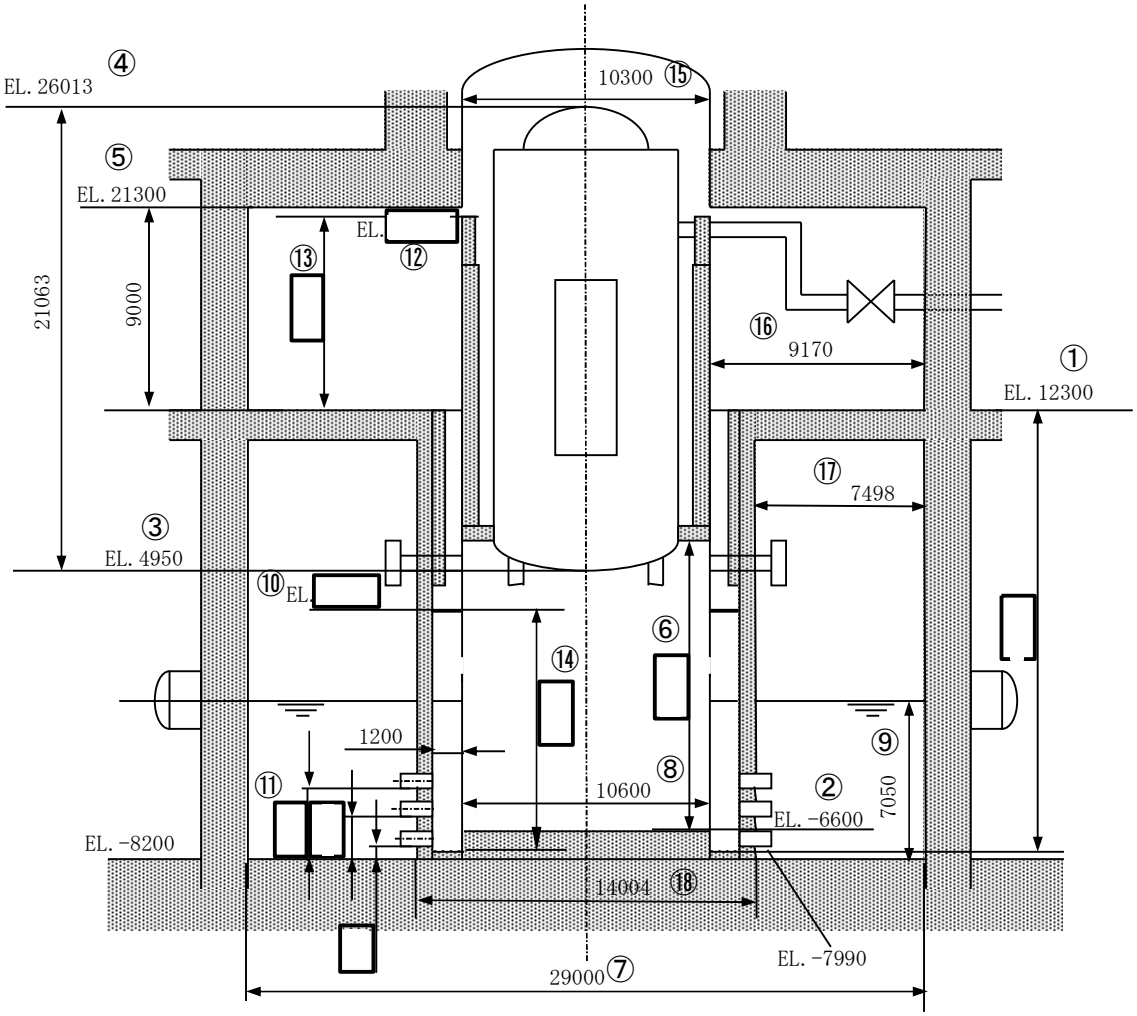


図 2.2　原子炉格納容器形状に関するデータ

本資料のうち，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。

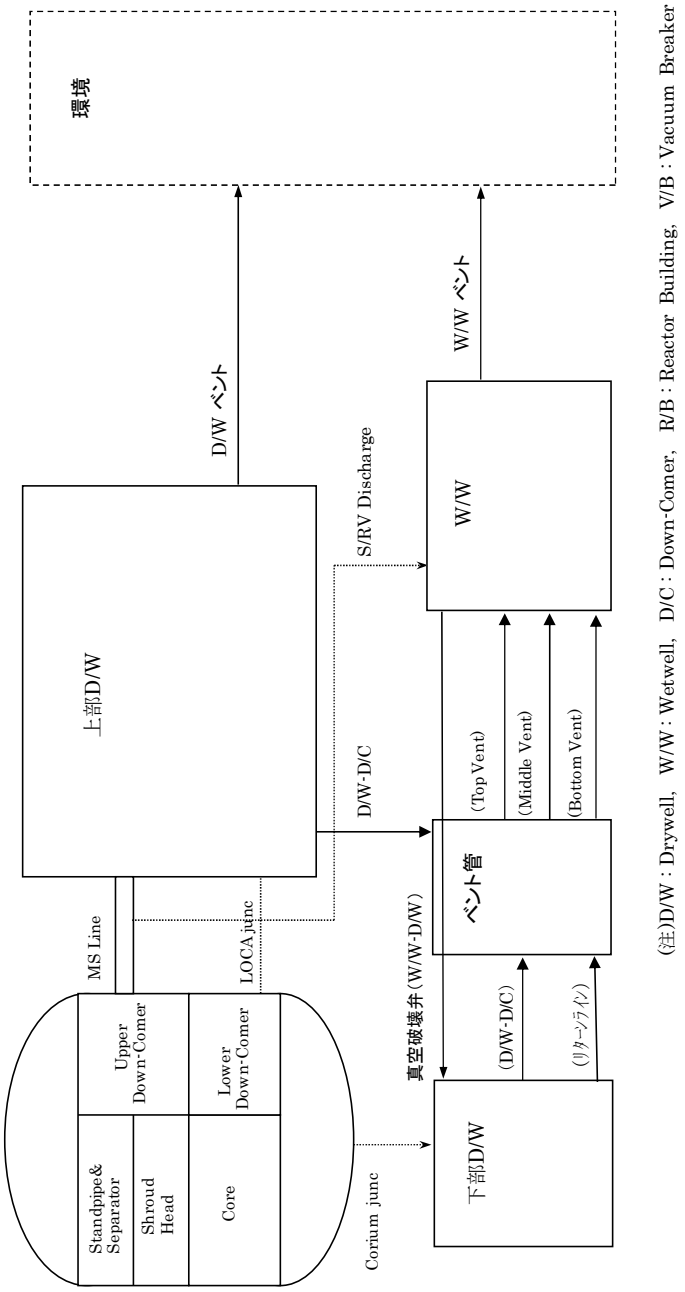


図 2.3　格納容器ノード分割（ABWR/RCCV）

本資料のうち，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) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)

１． JASMINE

１．１ 入力

(1) 計算体系の幾何形状

圧力容器、ペデスタル壁面、床面で形成される原形状の中から、JASMINE の計算体系にてモデル化した部分を図１に示す。モデル化した部分は、ペデスタル内壁及び上部に位置するベッセル下部となる。

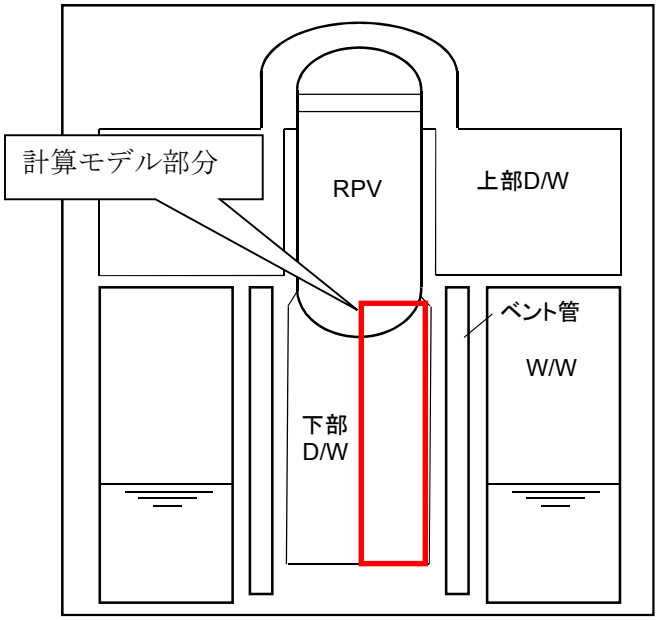
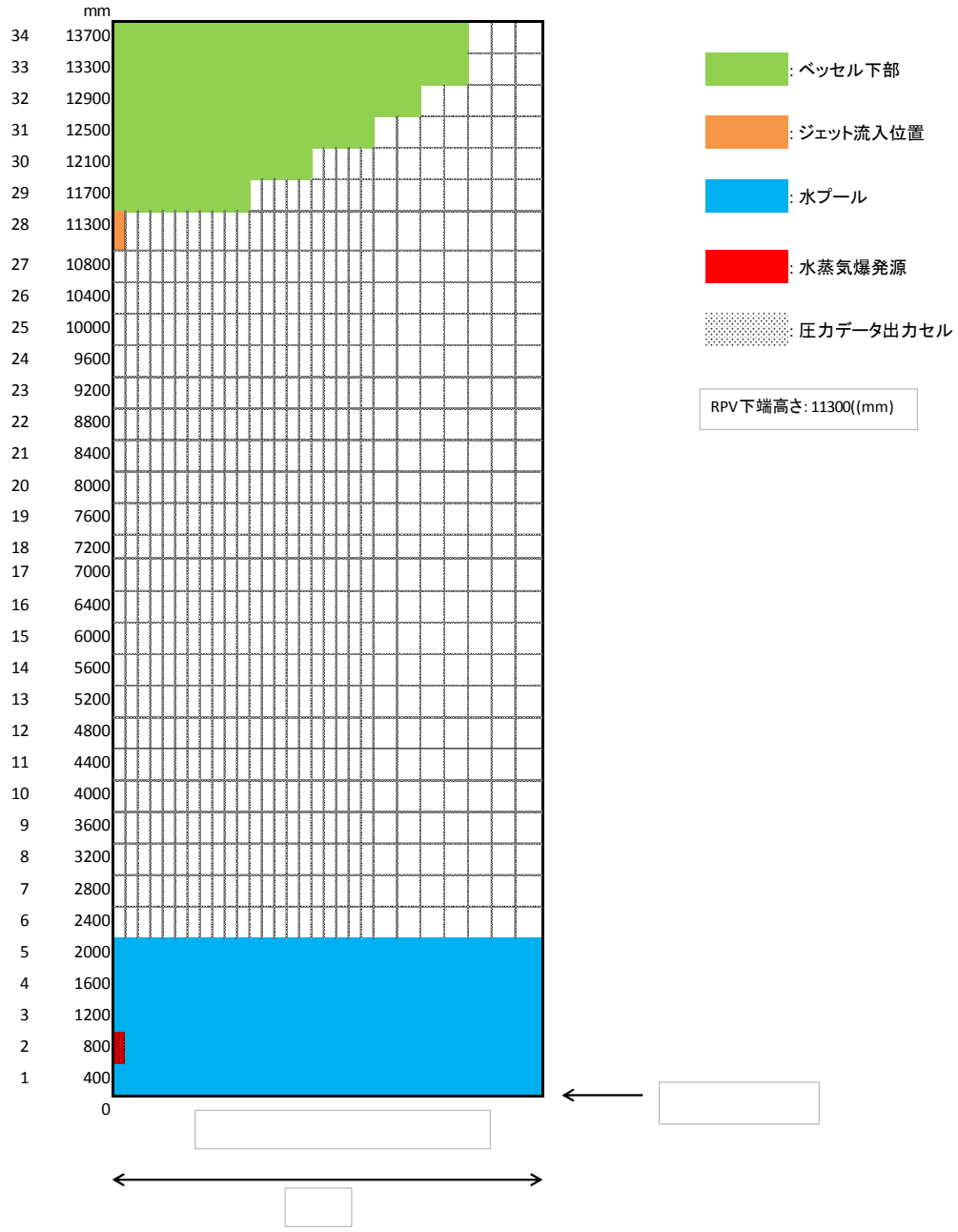


図１ JASMINE の計算体系にてモデル化した部分

(2)メッシュ分割

図１に示す原形状に対する JASMINE によるメッシュ分割（メッシュ分割数及びメッシュ寸法)、ベッセル、水面、壁面等の定義位置を図２に示す。メッシュ分割数は、JASMINE コードの制限値【Ｘ方向(=30)、Ｚ方向(=40) 】以内で、均等セルになるように調整した。

本資料のうち，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。



メッシュ分割　X方向：28　　Z方向：34

図２　JASMINE の計算体系モデル

本資料のうち,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) 溶融物放出履歴

表１にジェット口径、放出速度の時刻歴を示す。

表１　ジェット口径、放出速度の時刻歴

時刻[sec]	ジェット流入速度[m/s]	ジェット流入直径[m]	備考
0			
165.45			
165.46			

(3) 溶融炉心の組成

JASMINE では溶融炉心の組成を入力条件とはしていない。

(4) 溶融炉心物性値

表２に溶融炉心物性値を示す。本解析では、組み込みライブラリ(jasmine.corium2)を用いている。JASMINE コード付属の溶融コリウム模擬のライブラリ（jasmine.corium、jasmine.corium2、jasmine.corium3）のうち、水蒸気爆発時の発生エネルギについて最も大きい結果を与えた jasmine.corium2 を採用した。

(5) 主要入力値

表３に主要入力値を示す。

本資料のうち,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２　JASMINE 解析における物性値

No.	項目	物性値		備考
		数値	単位	
1	溶融点		[K]	組み込みライブラリ
2	固相線温度		[K]	(jasmine.corium2)
3	液相線温度		[K]	に基づく値
4	固相密度		[kg/m^3]	
5	液相密度		[kg/m^3]	
6	液相比熱		[J/(kg・K)]	
7	固相比熱		[J/(kg・K)]	
8	溶融潜熱		[J/kg]	
9	熱伝導率		[W/(m・K)]	
10	粘性係数		[Pa・s]	
11	表面張力		[N/m]	
12	輻射率		[-]	

本資料のうち，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３　JASMINE 解析における主な入力

No.	入力	値(定義)	単位	備考
1	初期圧力		[Pa]	
2	プール水温		[K]	
3	落下メルト総重量		[kg]	
4	メルトジェット温度		[K]	
5	メルト放出速度※		[m/s]	
6	自由１落下距離	該当入力なし		
7	トリガリング時の先端位置	該当入力なし		
8	プール水深	2	[m]	手順書に基づく設定値
9	予混合時液滴径		[m]	
10	爆発後粒子径		[m]	
11	ブレークアップ係数		[-]	
12	液滴速度ファクタ		[-]	
13	トリガリング位置	ベデスタルの中心、底から 0.6m	[m]	プール底部
14	トリガリングタイミング		[sec]	
15	トリガ閾値		[Pa]	
16	フラグメンタルモデル		[-]	
17	フラグメンテーション条件		[-]	
18	フラグメンテーション係数		[-]	
19	フラグメンテーション時間		[sec]	
20	蒸発に用いられるエネルギ割合		[-]	
21	フラグメンテーションにおけるボイド緩和係数		[-]	
22	トリガー点圧力		[Pa]	
23	トリガー点ガス割合		[-]	
24	トリガー点ガス温度		[K]	

※：MAAP 解析結果に基づき設定。MAAP では下部プレナムでの RPV-PCV 間差圧、水頭圧、重力加速度により放出速度が計算されている。

本資料のうち，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．AUTODYN

２．１　入力

(1) 計算体系の幾何形状

解析モデルを図 1 に示す。解析は 2 次元軸対称モデルを用い，気相部，液相部，圧力源，鋼板部及びコンクリートをモデル化している。当該モデルは 2 次元軸対称体系であるため、縦リブ鋼板及び開口等は模擬していない。

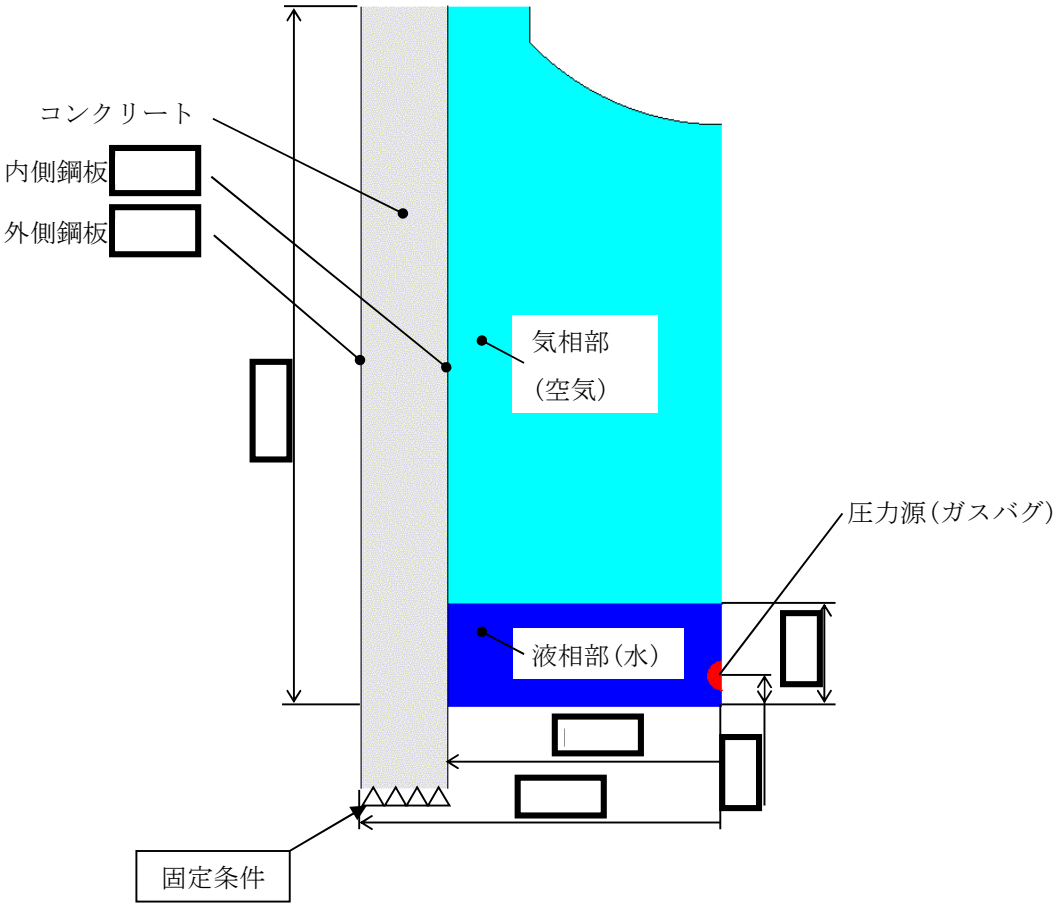


図 1　解析モデル（単位：mm）

本資料のうち，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) メッシュ分割及び拘束条件

(3) 有限要素及び要素プロパティ

本解析で適用した要素タイプ（AUTODYN ではソルバーと呼称）と材料特性の一覧を表 1 及び表 2 に示し、メッシュ図を図 2 に示す。

AUTODYN は複数のソルバーにより構成されるプログラムであり、モデル化の対象に応じて適切なソルバーを選択することができる。本解析では、爆発現象に伴う液相－気相部境界が大きく変動することが想定されることから、空間領域は複数物質の移流を考慮することが可能な Multi-material-Eular ソルバーを用いた。これにより、圧力源からのエネルギ開放に伴う水面の変動やブレークスルー等も模擬できる。

なお、鋼板はコンクリート壁に比べ厚みが小さいため Shell ソルバーを用いる。Shell ソルバーに対しては、Eular ソルバーとの相互作用を定義する境界として必要なポリゴンを設定することで流体－構造間の連成解析を実現する。

表 1　要素プロパティ一覧

部位	ソルバー	要素幅	要素数
コンクリート	Lagrange (Solid 要素)		
内外鋼板 (SPV490)	Shell		
空気，水， エネルギーソース	Eular (Multi-material)		

表 2　材料特性一覧

材料	密度※1	体積 弾性率※2	横弾性率 ※2	降伏応力 ※1	最大引張 強さ※1	限界ひずみ ※1
コンクリート				（図 3 の関係式による）		
SPV490						

※1 ノミナル物性値

※2 ノミナル物性値であり、下式に基づき算出したもの。

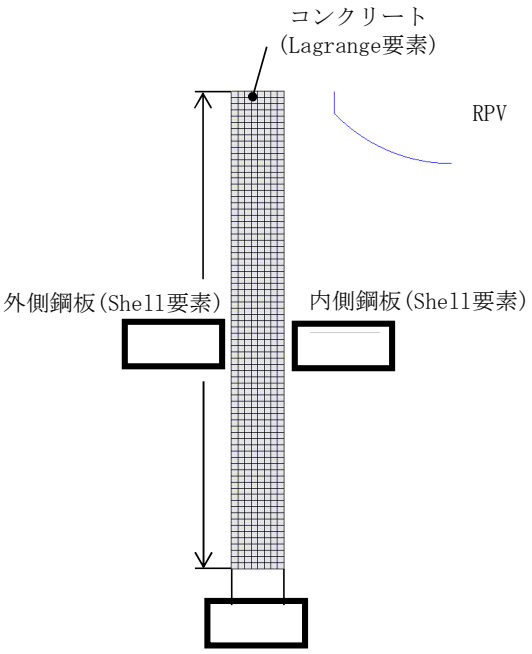
体積弾性率　　K=E／（3×(1－2・ν)）

横弾性率　　G=E／（2･(1＋ν)）

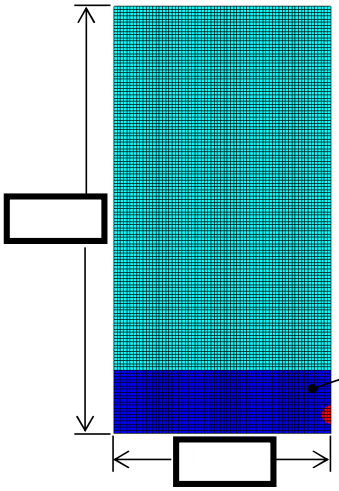
E は縦弾性係数で

ν はポアソン比で

本資料のうち，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。

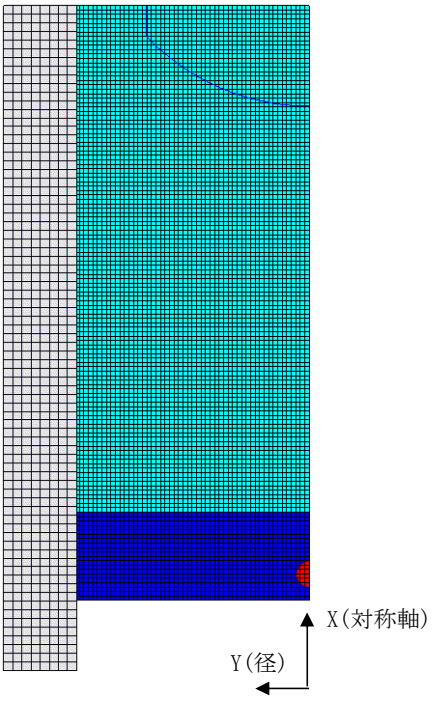


Shell要素及びLagrange要素



Euler要素は，構造要素の変形に伴って領域が変化するため，構造との境界よりも広めに設定している。

Euler要素部



要素分割

図２　メッシュ図

本資料のうち，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。

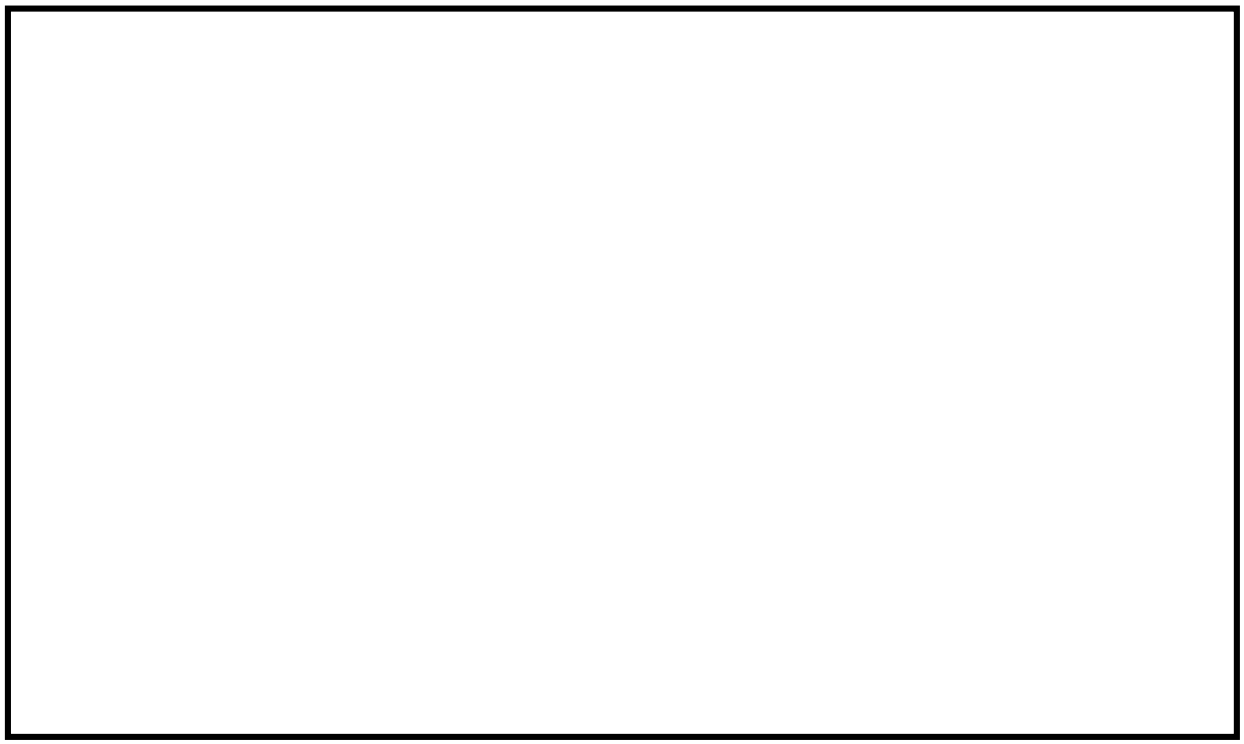


図 3　Drucker-Prager の降伏モデルにおけるコンクリートの圧力と降伏応力の関係

本資料のうち，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) 圧力発生点及び圧力履歴

圧力源（ガスバグ）の仕様を表 3 に示す。また、体積変化と圧力の関係を図 4 に示す。

表 3　ガスバグ仕様

項　目	値	備考
運動エネルギ		
初期半径		
初期圧力		
体積変化		

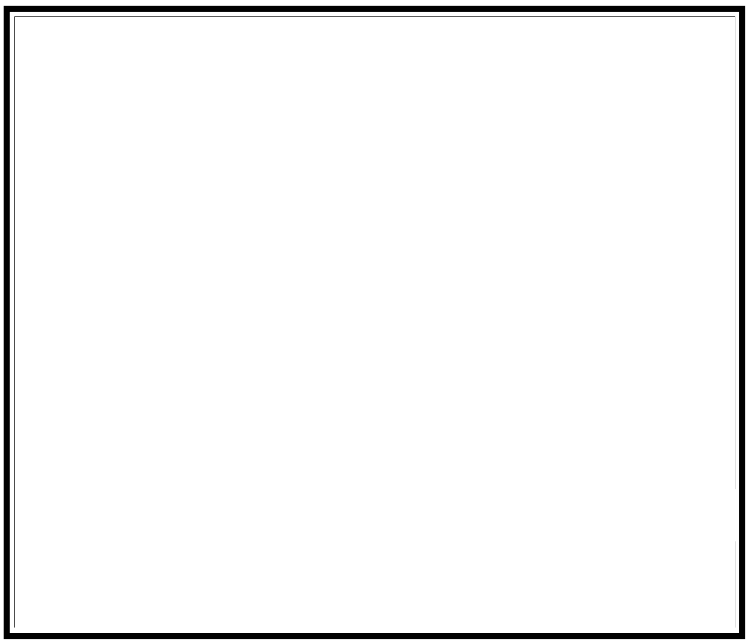


図 4　体積変化と圧力の関係

本資料のうち，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)溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)

1.　計算体系の幾何形状

図１に MCCI における MAAP 評価モデルの概要図を示す。

モデル化において想定される各評価条件について以下にまとめる。

・溶融炉心は、初期条件として溶融炉心全量が下部ドライウェル床面に均一に堆積していると仮定しており、溶融炉心上部には冷却材プール（約 2m）が形成されている。
・溶融炉心が落下する下部ドライウェル領域はペデスタル床（　　）、ペデスタル壁（　　）により囲まれている。
・局所形状のモデル化の扱いについては、下部ドライウェル領域内の配管、鉄筋構造物、サンプ、スリットについてはモデル化されていない。

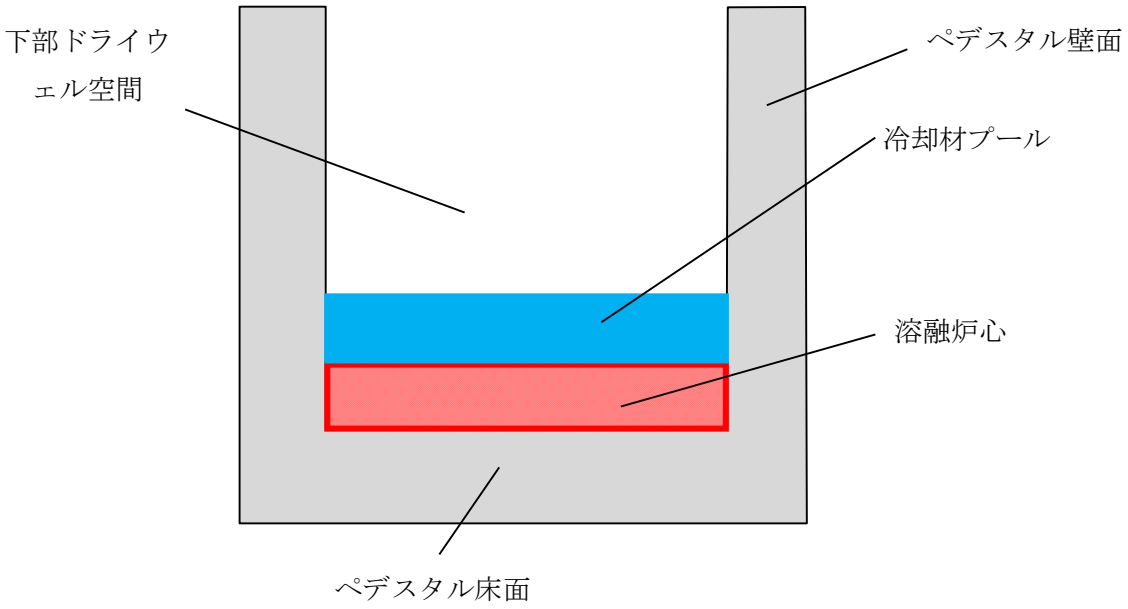


図１　MCCI 解析モデル図

2.　溶融炉心固相線・液相線

MAAP コードに内蔵されているものを使用している。

本資料のうち,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に主要入力値を示す。

表１．主要入力値

No.	入　力		入力値	備考
1	エントレインメント係数(Ricou-Spalding 係数)			
2	溶融炉心から下部、側面、上部クラストへの対流熱伝達係数	下部		
		側面		
		上部		
3	上部プール水とデブリ間熱流束※1			
4	コンクリート組成※2（玄武岩系コンクリート）	SiO_2	0.5484	文献値(NUREG/CR-3920)
		CaO	0.0882	
		Al_2O_3	0.0832	
		K_2O	0.0539	
		Na_2O	0.0180	
		$MgO+MnO+TiO_2$	0.0721	
		Fe_2O_3	0.0626	
		H_2O	0.0586	
		CO_2	0.0150	
5	コンクリート特性	コンクリート融点		
		液相温度		
		固相温度		
6	MCCI 開始時の格納容器内条件	下部 D/W プール水温		
		下部 D/W 気相圧力		
		下部 D/W 気相温度		

※1:上部プール水とデブリ間熱伝達係数(Kutateladze 係数)という指示だが、Kutateladze 型水平平板限界熱流束相関式が適用されている間の熱伝達係数と Kutateladze 係数は同じものではないため、総じて表現されている熱流束を示す。

※2：代表的な玄武岩コンクリート組成を採用。本シナリオは浸食量が小さく、コンクリート組成が異なることによる、浸食時の発生ガス量および発生ガスによる浸食挙動への影響は小さい。

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

重大事故等対策の有効性評価において LOCA 事象を想定する場合の破断位置及び口径設定の考え方については，以下のとおりである。

１．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

(1) LOCA 時注水機能喪失

① 破断位置

本事故シーケンスにおいて，燃料被覆管破裂が発生しない範囲の破断面積（1cm^2）を考慮し，非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，水頭圧により流出量が大きくなる原子炉圧力容器下部のドレン配管を選定した。

② 破断面積

破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm^2 を設定している。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認する。

なお，破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料被覆管破裂に関する感度解析の結果を下表に示す。下表に示すとおり，本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については，燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は約 5.6cm^2 となった。また，気相破断については高圧炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において，破断面積がそれぞれ約 100cm^2 及び 420cm^2 の場合でも燃料被覆管破裂が発生しないことを確認した。

表　燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管最高温度	破裂の有無
液相破断	約 5.3cm^2	約 860℃	無
	約 5.4cm^2	約 867℃	無
	約 5.5cm^2	約 873℃	無
	約 5.6cm^2	約 886℃	無
	約 5.7cm^2	約 895℃	有
気相破断	HPCF 配管 約 100cm^2 （完全破断の約 80%）	約 879℃	無
	RHR 吸込配管 約 420cm^2 （完全破断の約 53%）	約 863℃	無

(2) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図 1-1 に JEAG4602 に記載されている標準 ABWR の原子炉圧力材冷却バウンダリを示す。原子炉から原子炉格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

・RCIC 蒸気配管
・給水系注入配管
・LPFL 注入配管
・HPCF 注入配管
・原子炉冷却材浄化系吸込み配管
・炉水試料採取系吸込み配管
・RHR 停止時冷却モード戻り配管
・RHR 停止時冷却モード吸込み配管
・制御棒駆動機構注入配管
・ヘッドスプレイ配管
・主蒸気配管
・計測用配管

高圧バウンダリのみで構成されている RCIC 蒸気配管，原子炉冷却材浄化系吸込み配管及び主蒸気配管はインターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）の対象としない。影響の観点から，配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管，制御棒駆動機構注入配管及び計測用配管は評価の対象としない。また，RHR 停止時冷却モード戻り配管は，LPFL 注入配管と共用しており評価の対象としていない。

さらに，ISLOCA 発生頻度の観点から，給水系配管及びヘッドスプレイ配管等は 3 弁以上の弁で隔離されていることから評価の対象としない。

発生頻度の分析について，PRA においては，主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及び定例試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し，ISLOCA の発生確率が高いと考えられる配管(HPCF 注入配管，RCIC 注入配管，RHR 停止時冷却モード吸込み配管)について，各々の箇所での ISLOCA 発生確率を算出している。(事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.1.b-8 及び添付資料 3.1.1.b-9 参照)

下表の整理の通り，PRA 上は低圧設計配管までの弁数が少なく，定例試験時のヒューマンエラーによる低圧設計部への加圧の発生が考えられる HPCF 注入配管での ISLOCA 発生頻度が最も高い。各配管における ISLOCA の発生頻度は，HPCF 注入配管については 3.0×10^{-8}[/炉年]，定例試験の無い RHR 停止時冷却モード吸込配管においては 1.3×10^{-14}[/炉年]，LPFL 注入配管においては，HPCF 注入配管と同様に定例試験を実施するものの，低圧設計配管までの弁数が 3 弁であることから発生頻度は HPCF 注入配管より小さくなる(参考：低圧設計配管までの弁

数が同様に3弁であるRCIC注入配管におけるISLOCA発生頻度は1.7×10^{-16}[/炉年]である)。なお,「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率の評価基準について」(平成21・06・25原院第1号。平成21年6月30日原子力安全・保安院制定)によると,航空機落下の判断基準は10^{-7}[/年]とされており,HPCF配管におけるISLOCA発生頻度3.0×10^{-8}[/炉年]は十分小さいと判断できると考える。

以上より,評価対象の配管は,運転中に開閉試験を実施する系統のうち,ISLOCAが発生する可能性が最も高いHPCF注入配管を選定する。

表　低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無	ISLOCA発生頻度[/炉年]
HPCF	2弁	有	3.0×10^{-8}
RCIC	3弁*1	有	1.7×10^{-16}
LPFL注入ライン*2	3弁*1,3	有	RCICと同程度
RHR SHC吸込み*4	2弁	無	1.3×10^{-14}

*1：RCIC及びLPFLのA系の注入ラインに接続する給水系の逆止弁は考慮していない。

*2：PRAではISLOCA発生確率が低いこと及び残留熱除去系についてはRHR SHC吸込みラインで代表させるものとして,評価対象箇所からスクリーンアウトした。

*3：低圧注水系の注入ラインは,原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計($87.9kg/cm^2$)の配管で構成され,2弁目以降から残留熱除去系ポンプの吐出までの範囲は中圧設計($35.0kg/cm^2$)の配管で構成されており,3弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いことを考慮し,3弁目についても考慮の対象とした。

*4：残留熱除去系の吸込みラインは,原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計($87.9kg/cm^2$)の配管で構成され,2弁目以降から残留熱除去系ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計($14.0kg/cm^2$)の配管で構成されている。

② 破断口径

系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管(400A配管)とする。

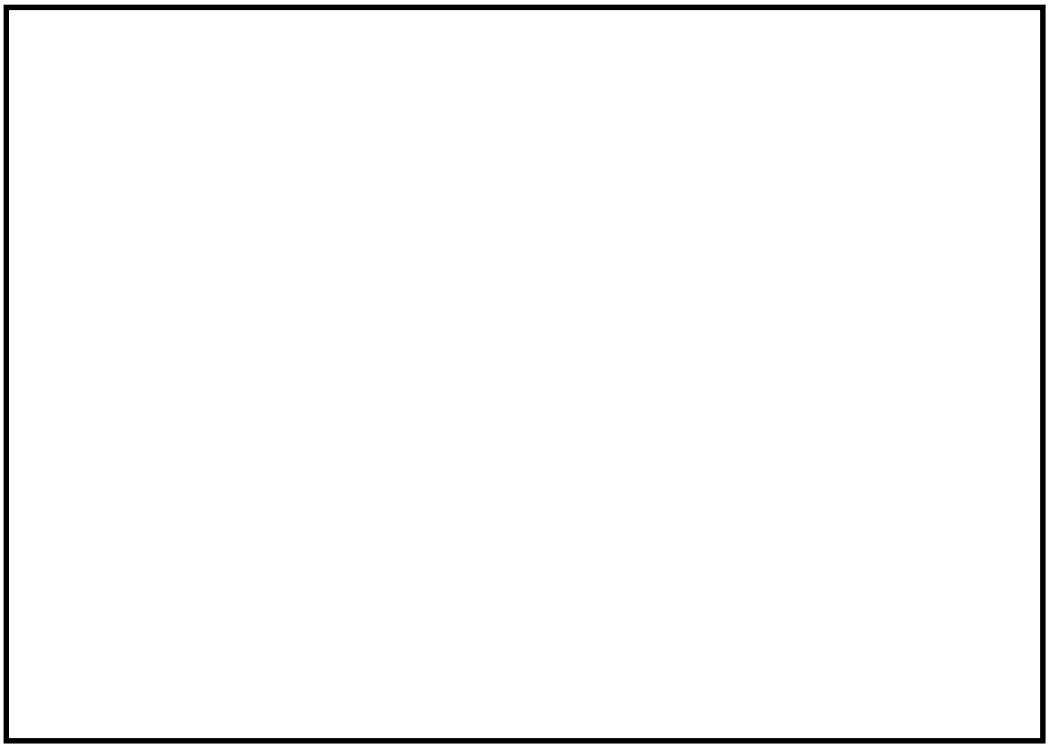


図 1-1　原子炉圧力材冷却バウンダリ

２．重大事故

(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）

① 破断位置

破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価する観点から選定する。許認可解析条件（非常用 D/G 等結果を最も厳しくする単一故障を考慮）での RPV に接続する各種配管破断解析（SAFER による解析）において，給水配管破断（HPCF+2LPFL 作動，破断面積：約 839cm^2）に比べて RHR 配管破断（RCIC+HPCF+2LPFL 作動，破断面積：約 769cm^2）は破断面積が小さく，作動する非常用炉心冷却系の系統が多いにも関らず，原子炉圧力容器内の保有水量の低下は早い。（図 2-1 参照）

なお，原子炉圧力容器内の保有水量が最も少なくなるのは HPCF 配管破断であるが，単一故障の想定によって健全側の HPCF の機能喪失を仮定していることから高圧注水系の作動台数が少なく，また，配管接続位置が最も低いことにより，結果として保有水量は他の事象に比べて最も低下するとの結果を与える。設計基準事故（原子炉冷却材の喪失）では，この HPCF 配管破断を選定している。

本有効性評価では，非常用炉心冷却系の機能喪失を前提としているため，破断箇所の想定は初期の保有水量の低下が早い箇所を選定することが事象の進展の早さという点で最も厳しい条件を与えることとなり，よって，残留熱除去系の吸込配管を破断箇所として選定することとした。

なお，ドレン配管破断については，破断口径が 65A と他に比べて小さいが，有効燃料棒頂部より下部に位置する配管であり，サプレッション・チェンバ・プールを水源とする非常用炉心冷却系のいずれかが使用可能である場合は，厳しい事象にはなり得ないものの，炉心冠水後も継続して原子炉圧力容器から原子炉格納容器内への流出が継続することとなる。非常用炉心冷却系の機能喪失を前提に外部水源（復水貯蔵槽）による注水を継続する本有効性評価では，原子炉格納容器内の水位上昇を早めることとなる。本影響については③において述べる。

また，図 2-2 に原子炉圧力容器の断面図を示す。

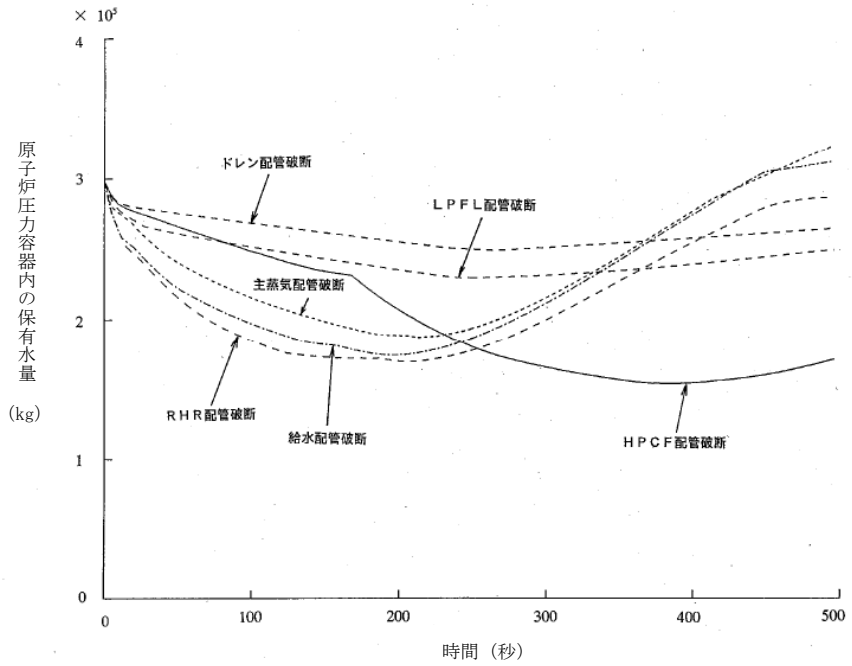


図 2-1　各種配管破断時における原子炉圧力内容器の保有水量の変化

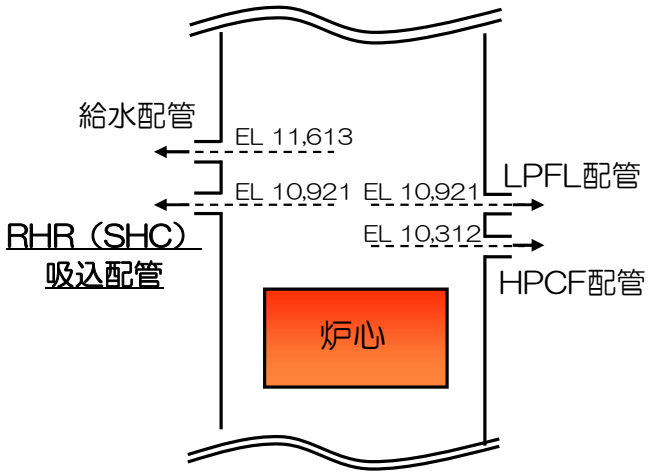


図 2-2　原子炉圧力容器断面図

破断箇所	破断配管位置(mm) ※1	配管口径	破断面積※2
給水配管	EL:11613	300A	839cm^2
RHR（SHC）吸込配管	EL:10921	350A	769cm^2
LPFL 配管	EL:10921	200A	205cm^2
HPCF 配管	EL:10312	200A	127cm^2

※1　原子炉圧力容器底部から位置

※2　スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため，破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

② 破断口径

配管の両端破断を想定することで，原子炉格納容器へのエネルギー放出量が大きくなるため，格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる。

③ 有効燃料棒頂部より下部での LOCA について

大破断 LOCA の配管破断選定にあたっては，配管の両端破断を想定した上で，破断位置及び破断面積を考慮し，原子炉圧力容器内の保有水量の観点から最も厳しい残留熱除去系の吸込配管破断を選定している。

一方，非常用炉心冷却系のような大口径配管は存在しないが，有効燃料棒頂部より下部に位置する配管もある。これらは原子炉圧力容器内の保有水量の観点からは厳しくないが，炉心冠水過程において，破断箇所から漏えいした冷却材は原子炉格納容器下部へ流入し続けるため，当該配管が破断した場合についても考慮する必要がある。しかしながら，全般的に静的な過圧・過温という観点では，今回選定した大破断 LOCA シナリオより格納容器圧力・温度は緩慢に推移するため，原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断は，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大破断 LOCA シナリオに包絡される事象となる。

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

1. 使用済燃料プールの概要

図1に使用済燃料プール等の平面図を示す。

定期検査時において，多くの場合はプールゲートが開放され，使用済燃料プールは原子炉ウェル，D/Sピット，キャスクピットと繋がっているが，有効性評価においては，プールゲートを閉鎖している場合を想定し，原子炉ウェル，D/Sピット，キャスクピットの保有水量は考慮しない。

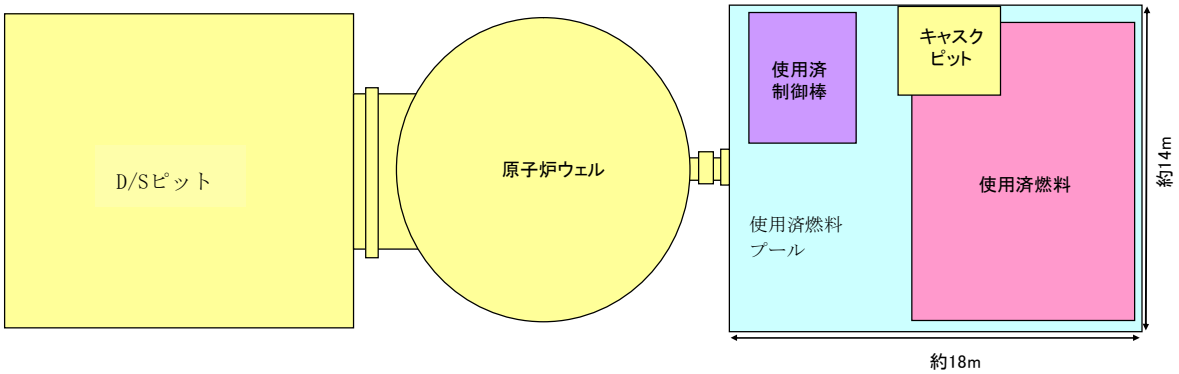


図1　使用済燃料プール等の平面図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

図2に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は，その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し，例えば10mSv/hの場合は，通常水位から約2.1m※下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プール水位の算出方法については添付資料4.1.2に示す。

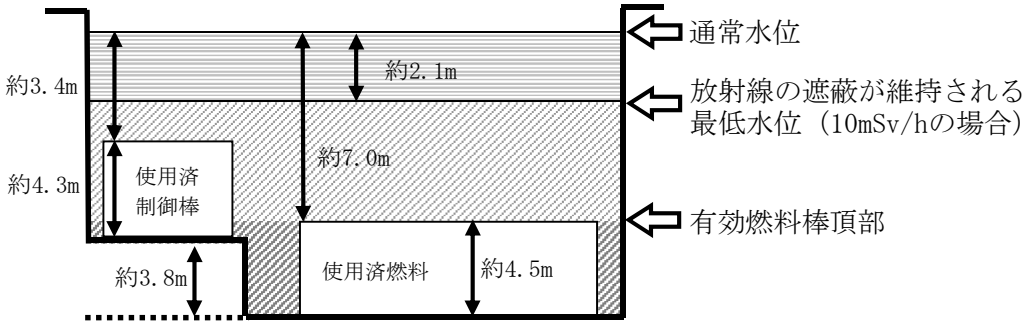


図2　放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの構造高さ，断面積及び保有水の容積について

図3に使用済燃料プールの高さを，表1に使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。

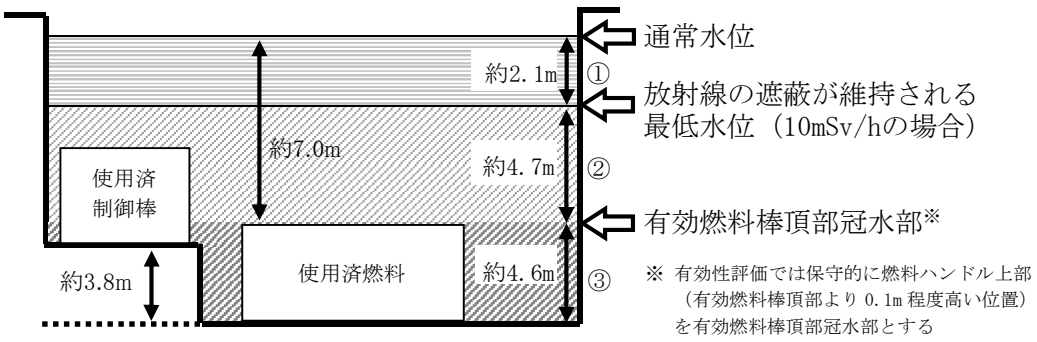


図3　6号及び7号炉の使用済燃料プールの構造高さ

表1　使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

領域	6 号炉		7 号炉	
	断面積[m^2]	保有水の容積[m^3]	断面積[m^2]	保有水の容積[m^3]
①	約 232	約 481	約 233	約 489
②	約 232	約 1,116	約 233	約 1,115
③	約 104	約 488	約 105	約 489
合計		約 2,085		約 2,093

図3に示す各領域①,②,③の保有水の容積は，使用済燃料プール容積から使用済燃料プール内の機器の容積を除くことで算出し，使用済燃料プールの保有水が存在する高さ毎の使用済燃料プールの断面積については，求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお，使用済燃料プールの断面積については各領域での平均的な値を示しているが，使用済燃料プール内に設置されている機器は②又は③の底部であるため，保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

4. 冷却機能喪失による使用済燃料プールの水温上昇と水位低下について

使用済燃料プールの冷却機能喪失により，崩壊熱による使用済燃料プール水位の低下について，以下の式を用いて計算を行った。事象を厳しく評価するため，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される最大水温の65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面などからの放熱は考慮しない。さらに，注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

○算定方法，算定条件

①冷却機能喪失から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{(100[℃]-65[℃]) \times \text{プール保有水の比熱[kJ/kg/℃]}^{※1} \times \text{プールの保有水[m}^3\text{]} \times \text{プールの保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から有効燃料棒頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$\text{1時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量[m}^3\text{]} \times \text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]}^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による使用済燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部まで水位低下にかかる時間[h]}}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プールの上部では水位低下速度は遅い。有効燃料棒頂部に水位が到達するまでの時間評価では，保守的に一律の水位低下速度を想定する。

○算定に使用する値

使用済燃料プール保有水の比熱[kJ/kg/℃]*1	使用済燃料プールの保有水[m³]	使用済燃料プールの保有水密度[kg/m³]*2	使用済燃料の崩壊熱[MW]
4.185	6号炉：2085.14 7号炉：2,093	958	10.899

蒸発潜熱[kJ/kg]*3	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量[m³]*4	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差[m]	通常水位から2.1m下までの保有水量[m³]
2256.47	6号炉：1597.63 7号炉：1604	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：481 7号炉：489

※1 65℃から100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる65℃の値を採用。（1999 年蒸気表より）
※2 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。（1999 年蒸気表より）
※3 100℃の飽和水のエンタルピと100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出。（1999 年蒸気表より）
※4 保有水量の算出では有効燃料棒頂部冠水部として燃料ハンドル上部（有効燃料棒頂部より0.1m程度高い位置）を設定

なお，①～③の式による算出については以下の保守的な仮定と非保守的な仮定の元の評価であるが，総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きく，保守的な評価となっていると考えられる。

＜保守的な仮定＞

・使用済燃料プールの温度変化に対する比熱及び密度の計算にて，もっとも厳しくなる値を想定している。

・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

＜非保守的な仮定＞

・簡易的な評価とするために使用済燃料プールの温度を全て均一の温度とし，プール全体が100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

なお，注水等の操作時間余裕は充分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

5. 燃料取出スキーム

取出燃料	柏崎刈羽7号炉から発生分				柏崎刈羽1,3,5号炉から発生分			
	冷却期間	燃料数[体]	取出平均燃焼度[GWd/t]	崩壊熱[MW]	冷却期間	燃料数[体]	取出平均燃焼度[GWd/t]	崩壊熱[MW]
5サイクル冷却済燃料	－	－	－	－	2×(14ヶ月＋70日)＋35ヶ月	476	50	0.198
4サイクル冷却済燃料	4×(14ヶ月＋70日)＋10日	208	50	0.088	－	－	－	－
	－	－	－	－	1×(14ヶ月＋70日)＋35ヶ月	528	50	0.277
3サイクル冷却済燃料	3×(14ヶ月＋70日)＋10日	208	50	0.112	－	－	－	－
	－	－	－	－	35ヶ月	528	50	0.404
2サイクル冷却済燃料	2×(14ヶ月＋70日)＋10日	208	50	0.167	－	－	－	－
1サイクル冷却済燃料	1×(14ヶ月＋70日)＋10日	208	50	0.312	－	－	－	－
定期検査時取出燃料	10日	872	33	9.341	－	－	－	－
小計	－			10.020	－			0.879
崩壊熱合計	崩壊熱:10.899 MW（燃料体数　3,236体）							

注1：柏崎刈羽7号炉の使用済燃料プールの燃料保管容量は3,444体（6号炉は3,410体），1取替分(208体）の新燃料のスペースを考慮して使用済燃料の体数は3,236体である。6号炉と比較して貯蔵体数が多いため，評価では7号炉の燃料の崩壊熱を使用する。

注2：崩壊熱は号炉間の燃料輸送を想定した設定とする。

注3：炉心燃料の取り出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後10日を採用する。

6.水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し，その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 [redacted] g/cm^3）

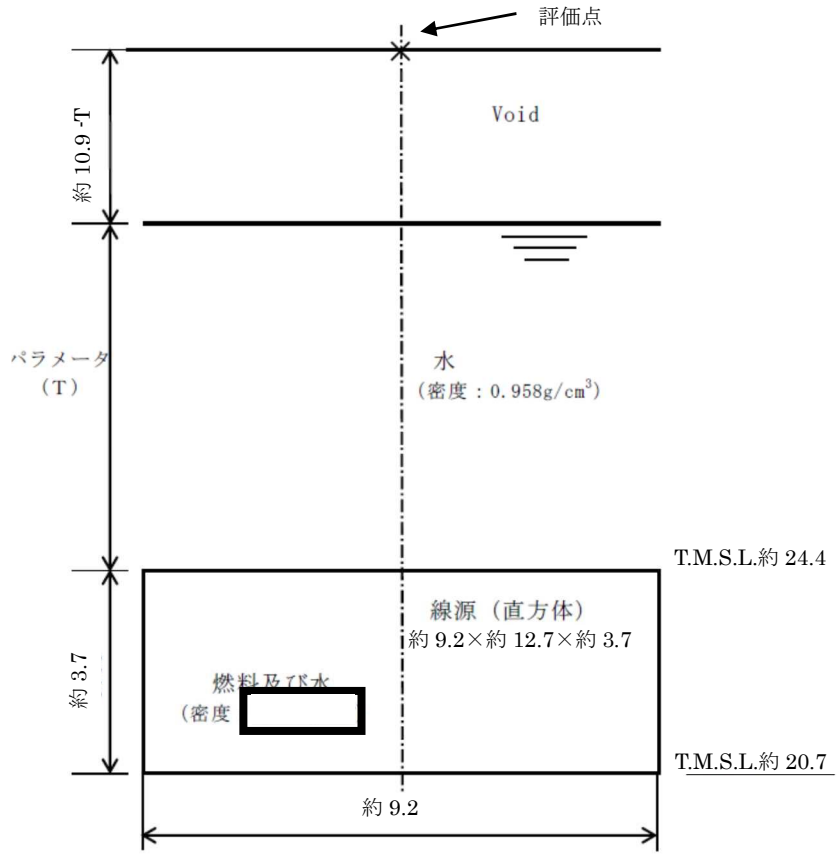
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。

- 燃料照射期間：1915 日（燃焼度 50GWd/t 相当の値）
- 燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型 （低 Gd）
- 濃縮度 [redacted] (wt.%)
- U 重量：燃料一体あたり [redacted] (kg)
- 停止後の期間：10 日（実績を考慮した値を設定）

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いており，その評価モデルを図 1 に示す。また，計算により求めた線源強度を表 1 に示す。



※T：遮蔽水位の高さを示す
（単位：m）

図 1　使用済燃料の線量率計算モデル

表 1　使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	2.66×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	6.07×10^{10}
3	3.75×10^{-2}	6.99×10^{10}
4	5.75×10^{-2}	4.56×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	5.4×10^{10}
6	1.25×10^{-1}	9.78×10^{10}
7	2.25×10^{-1}	5.65×10^{10}
8	3.75×10^{-1}	4.56×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	1.67×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	1.86×10^{11}
11	1.25×10^{0}	1.47×10^{10}
12	1.75×10^{0}	5.03×10^{10}
13	2.25×10^{0}	3.35×10^{9}
14	2.75×10^{0}	1.86×10^{9}
15	3.50×10^{0}	1.64×10^{7}
16	5.00×10^{0}	1.34×10^{2}
17	7.00×10^{0}	1.55×10^{1}
18	9.50×10^{0}	1.78×10^{0}
合計		1.12×10^{12}

7.水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料：水（密度 0.958g/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

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線はエネルギ 18 群（ORIGEN 群構造）とする

○線源強度は，使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し，使用済制御棒上部は上部ローラを，使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を，使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時（照射期間 426 日）にのみ，使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時（照射期間 1278 日）の間，炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

また，使用済燃料プールには，タイプ別でかつ，冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し，貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式(1)により算出した。

$$\text{・平均線源強度} = \frac{\sum\{(\text{制御棒タイプ・冷却期　間別の線源強度})\times(\text{制御棒タイプ・冷却期　間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \cdots \quad (1)$$

制御棒のタイプは Hf，B_4C の 2 タイプ，冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 204 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 2 に示す。また，計算により求めた線源強度を表 2 に示す。

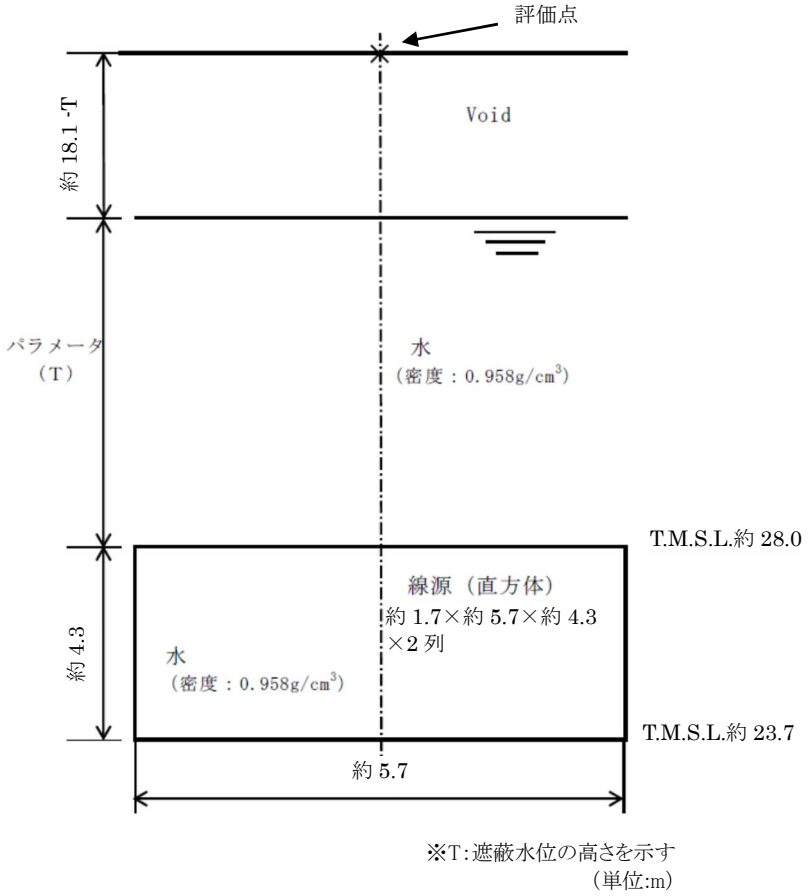


図 2　使用済制御棒の線量率計算モデル

表 2 使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($cm^{-3}\cdot s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}\cdot s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}\cdot s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	7.40×10^{6}	1.70×10^{9}	7.40×10^{6}
2	2.50×10^{-2}	5.85×10^{4}	1.32×10^{7}	5.85×10^{4}
3	3.75×10^{-2}	4.01×10^{4}	1.18×10^{7}	4.01×10^{4}
4	5.75×10^{-2}	4.41×10^{4}	4.37×10^{9}	4.41×10^{4}
5	8.50×10^{-2}	2.29×10^{4}	4.46×10^{7}	2.29×10^{4}
6	1.25×10^{-1}	3.99×10^{4}	6.42×10^{9}	3.99×10^{4}
7	2.25×10^{-1}	3.98×10^{4}	1.31×10^{8}	3.98×10^{4}
8	3.75×10^{-1}	2.36×10^{6}	1.52×10^{9}	2.36×10^{6}
9	5.75×10^{-1}	6.17×10^{6}	8.46×10^{9}	6.17×10^{6}
10	8.50×10^{-1}	2.22×10^{7}	7.39×10^{7}	2.22×10^{7}
11	1.25×10^{0}	8.13×10^{7}	5.27×10^{8}	8.13×10^{7}
12	1.75×10^{0}	1.14×10^{5}	1.79×10^{5}	1.14×10^{5}
13	2.25×10^{0}	4.31×10^{2}	4.52×10^{2}	4.31×10^{2}
14	2.75×10^{0}	3.47×10^{0}	1.24×10^{0}	3.47×10^{0}
15	3.50×10^{0}	1.46×10^{-3}	3.41×10^{-5}	1.46×10^{-3}
16	5.00×10^{0}	1.52×10^{-5}	3.55×10^{-7}	1.52×10^{-5}
17	7.00×10^{0}	0.00×10^{0}	0.00×10^{0}	0.00×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.00×10^{0}	0.00×10^{0}	0.00×10^{0}
合計		1.20×10^{8}	2.33×10^{10}	1.20×10^{8}

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの使用済制御棒ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している。

遮蔽計算をする際，線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価ではこちらの設定を制御棒が冠水時（①），一部露出時（②），露出時（③）のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

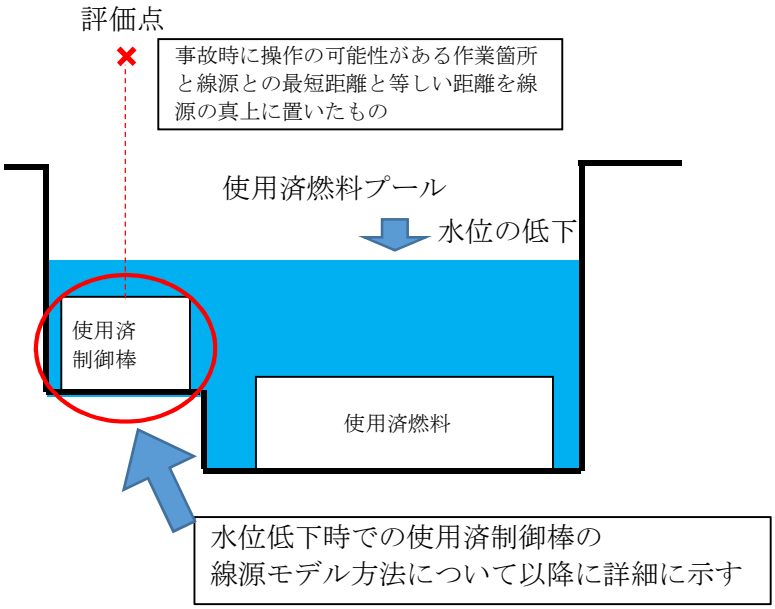
こちらは露出時（③）において，制御棒間等は気中とあるが，制御棒は水より密度の大きいステンレスや炭化ホウ素（またはハフニウム）等で構成されていること，線源以外にも使用済制御棒ハンガのような構造材があることから充分保守的なモデルとなっている。

冠水時（①），一部露出時（②）の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間など，気中であった箇所に水が入る為、遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては露出時（③）と同様，水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

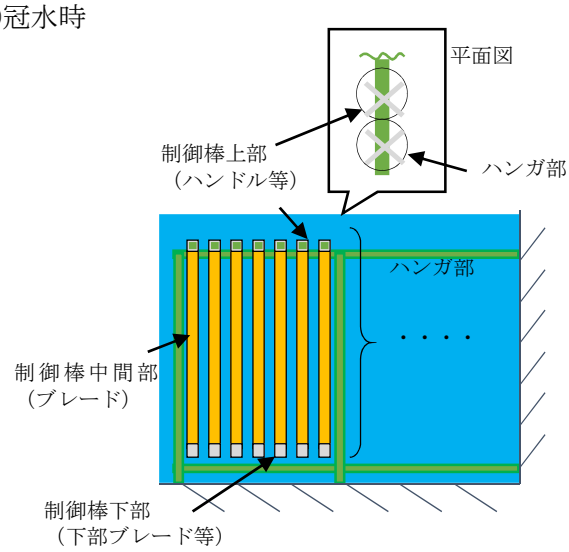
評価結果において，水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と，完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは，評価で上記に示す通り冠水時（①）と露出時（③）を等しく，線源が水として計算しているためである。

＜参考＞

一例として Co60 を線源とした時の 1/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して，鉄（密度：7.87kg/cm^3）であると約 7.4cm となり，これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

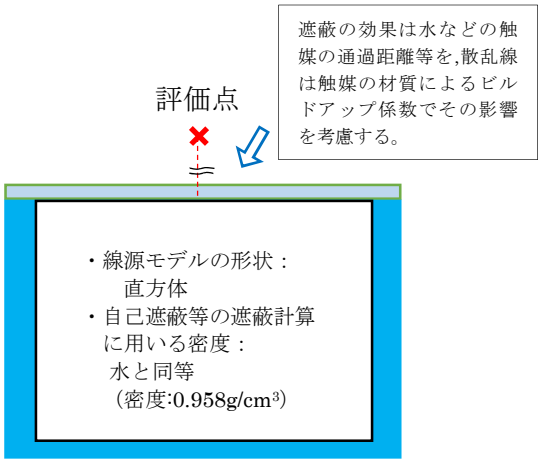


①冠水時



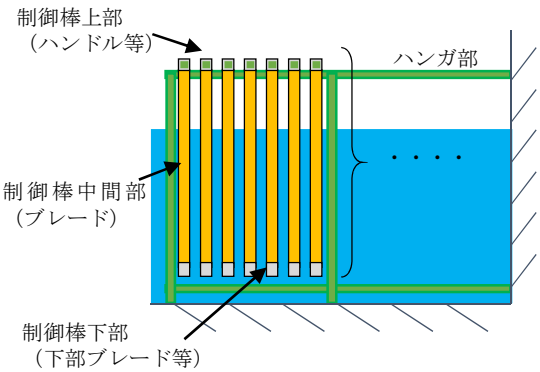
使用済制御棒の側面図

モデル化



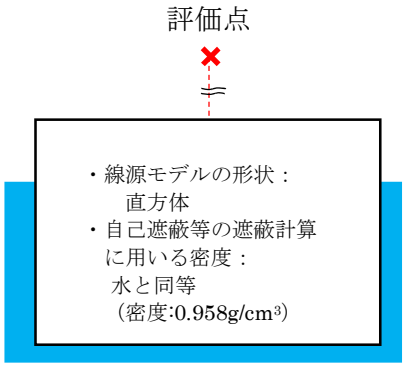
制御棒の線源モデル（冠水時）

②一部露出時



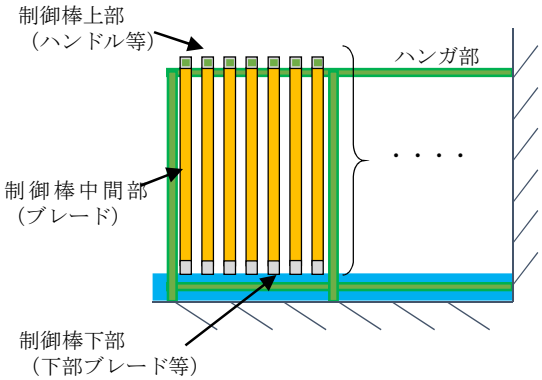
使用済制御棒の側面図

モデル化



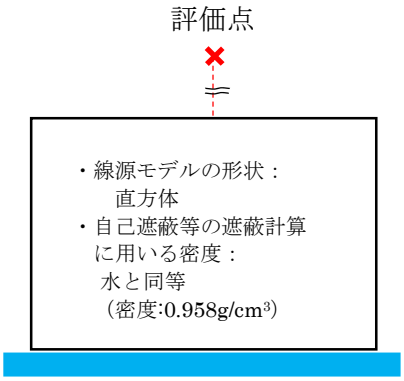
制御棒の線源モデル（一部露出時）

③露出時



使用済制御棒の側面図

モデル化



制御棒の線源モデル（露出時）

8. 線量率の評価

線量率は，QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では，線源領域を細分化し点線源で近似を行い，各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ，線源領域全空間で積分した後，線量率換算係数を掛けることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2R コードでは，式(2)を用い，線量率を計算している。図 3 に QAD-CGGP2R コードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^{\,2}} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \quad \cdots\cdots\cdots (2)$$

j　：エネルギ群番号（18 群）

i　：線源点番号

k　：領域番号（遮蔽領域）

F_j　：線量率換算係数

S_{ij}　：i 番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギ j 群の点線源強度

R_i　：i 番目の線源点と計算点の距離

B_{ij}　：ビルドアップ係数

μ_{jk}　：領域 k におけるエネルギ j 群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k　：領域 k をガンマ線が透過する距離

これにより求まったエネルギ第 j 群の線量率 D_j から，全ての線源エネルギ群について加えることによって全線量率を計算している。

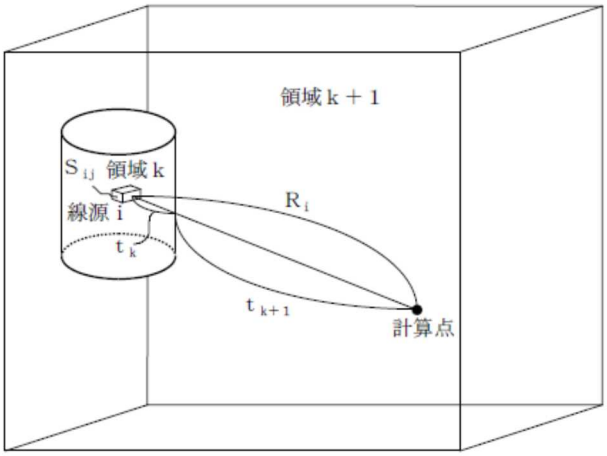


図 3　QAD-CGGP2R コードの計算体系

9. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の設置箇所（想定事故1では操作しない）を考慮して，原子炉建屋最上階の床付近とした。なお，評価では図1および図2の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1では原子炉建屋最上階での作業は不要であるため，被ばくの評価で照射時間を想定することは困難であるが，仮に使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の操作であっても長時間の作業とならない。そこで想定事故1の線量率は，緊急作業時の被ばく限度（100mSv）及び緊急作業時の被ばく限度を適用する作業区域（15mSvを超えるおそれがある区域）等の条件から十分余裕のある値であり，かつ定期検査作業での原子炉建屋最上階における現場作業の実績値（5.5mSv/h(柏崎刈羽原子力発電所7号炉　平成27年9月　蒸気乾燥器及び気水分離器取り外し作業の例)）を考慮して10mSv/hとした。

必要な遮蔽水位は下の図より柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉において約4.9mとなり，開始水位から約2.1mが低下した水位である。

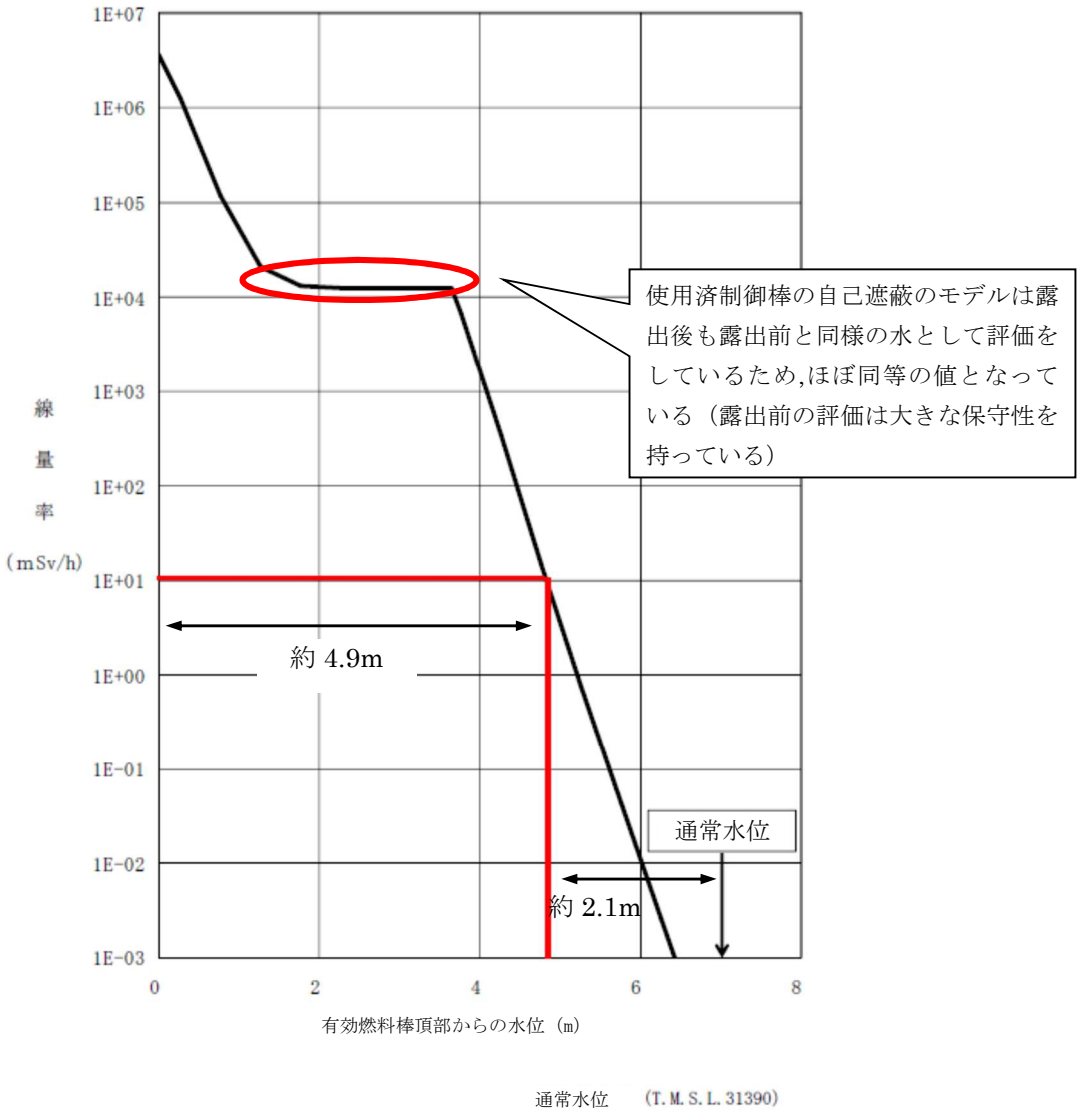
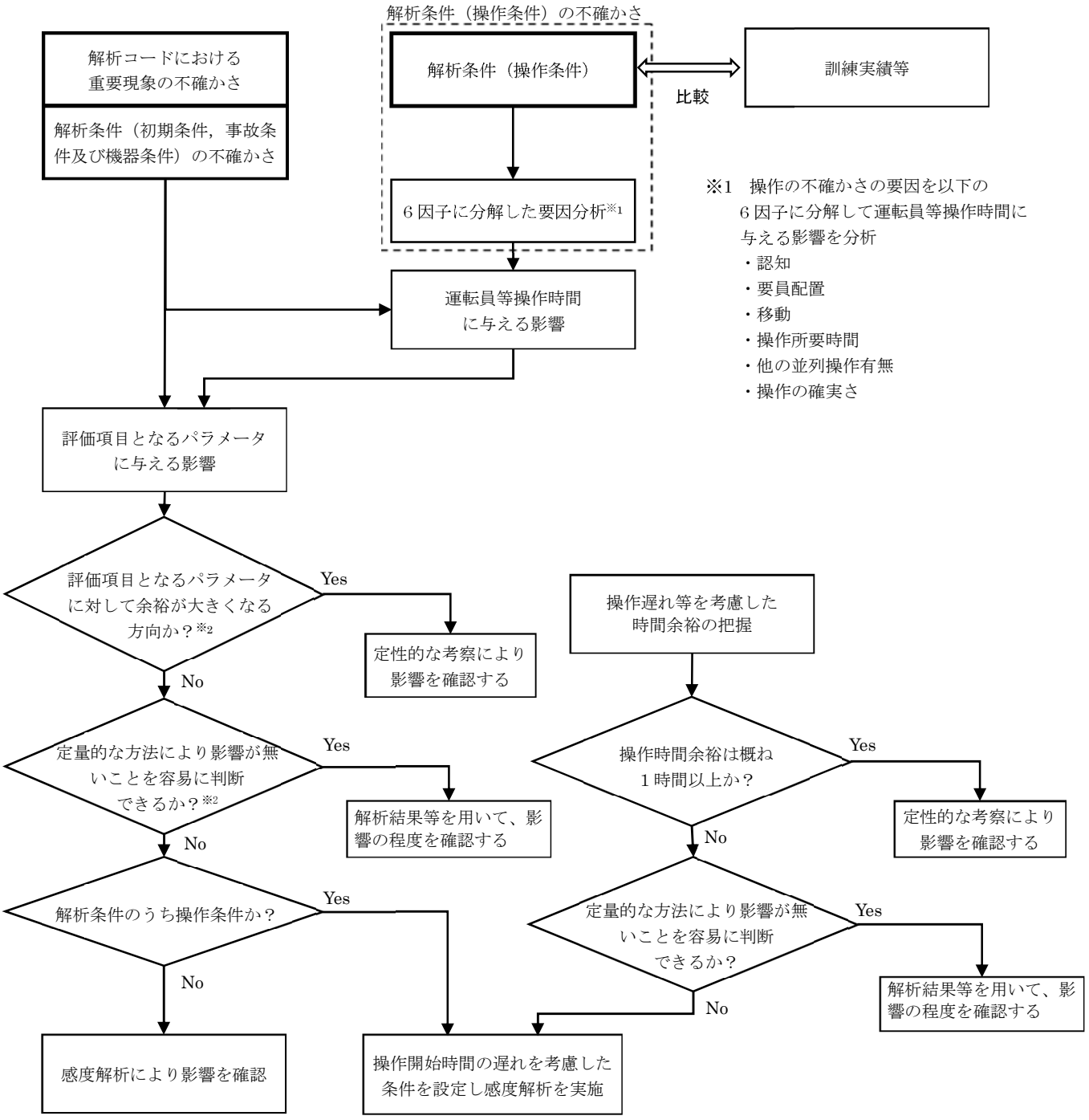


図 4　放射線の遮蔽が維持される水位

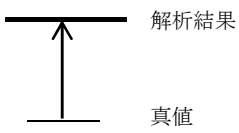
解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー

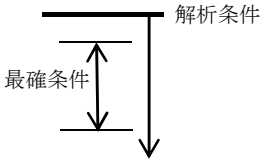


※1　操作の不確かさの要因を以下の
6 因子に分解して運転員等操作時間に
与える影響を分析
・認知
・要員配置
・移動
・操作所要時間
・他の並列操作有無
・操作の確実さ

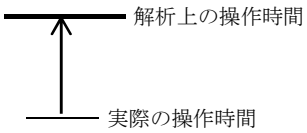
※2 評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方

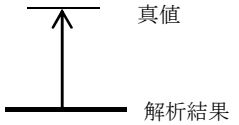
解析コードにおける重要現象の不確かさの場合	解析条件(初期条件，事故条件)の不確かさの場合	解析条件(操作条件)の不確かさの場合
① 真値が解析結果に包含されるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認	① 最確条件※3が解析条件に包含されるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認	①解析上の操作時間の余裕があるもの ⇒定性的に影響が無いことを確認
② 真値が解析結果に包含されないもの ⇒定量的に影響を確認又は 感度解析にて影響を確認	② 最確条件が解析条件に対して正負の値を取るもの ⇒厳しい側において定量的に影響を確認又は 感度解析にて影響を確認	②解析上の操作時間の余裕がないもの ⇒定量的に影響を確認又は 感度解析にて影響を確認

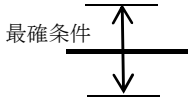


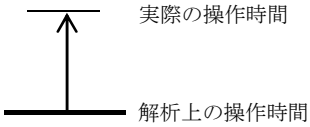


※3 プラントパラメータの最確条件には実測値(実績値)を，機器の最確条件には設計値を用いる









2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

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

ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループに対しては，高圧の注水機能に期待しない対策の有効性を評価することとする。なお，高圧及び低圧の注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待可能な事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失がある。これについては，2.3.2 において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃

がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.1.1 から図 2.1.3 に，手順の概要を図 2.1.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.1.5 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，24 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を追加起動し，2台運転とする。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

低圧代替注水系（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，原子炉水位計及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

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

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

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

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位等である。

以降，炉心の冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP，炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度（以降，格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは，炉心露出時間が長く，燃料被覆管の最高温度が高くなるため，輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEにより燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.1.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，低圧注水機能として低圧注水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るものとする。

外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し，原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大300m^3/hにて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，代替格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

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

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積約 70%相当で中

間開するが，格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合に比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から10分後に開始するものとし，操作時間は約4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約14分後に開始する。

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

(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.1.6から図2.1.11に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図2.1.12から図2.1.17に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.1.18から図2.1.21に示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で低圧注水系の起動に失敗する。これにより，低圧注水系の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉

する。

事象発生から約 14 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

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

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.1.12 に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 874℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.1.6 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.51MPa[gage]以

下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.81MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.1.7 に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.1.1）

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3　全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む），代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

（添付資料 2.1.2）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，

気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.1.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，本解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.1.2）

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，

「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約14分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，余裕時間を含めて設定されていることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa［gage］付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

（添付資料2.1.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，事象発生から約19分後（操作開始時間の5分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約944℃となり1,200℃以下となるため，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベントをしても敷地境界線量は約1.4mSvであり，5mSvを下回る。事象発生から約24分後（操作開始時間の10分程度の時間遅れ）では，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足するが，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベントをすると敷地境界線量は5mSvを超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力0.62MPa［gage］にて格納容器ベントすることとなるため，重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格

納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約20時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.1.2，2.1.3）

(4) まとめ

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

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

ａ．水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約5,200m^3の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約10,400m^3の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^3及び淡水貯水池に約18,000m^3の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯

蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

（添付資料2.1.4）

ｂ．燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,601kL）

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.1.5）

ｃ．電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器

除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

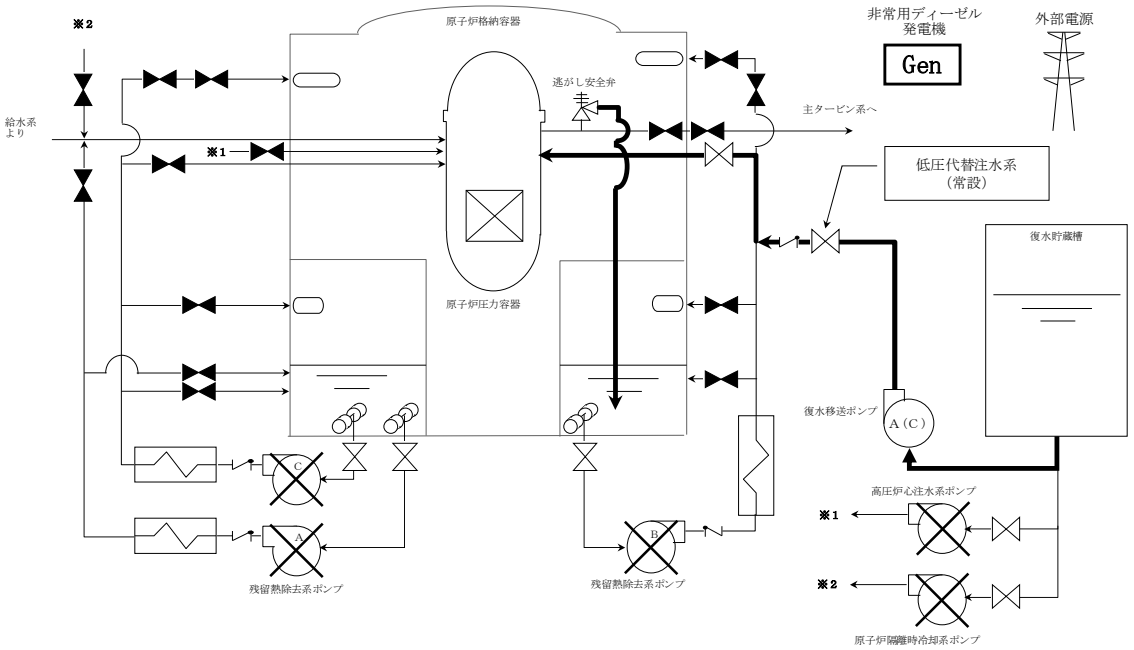
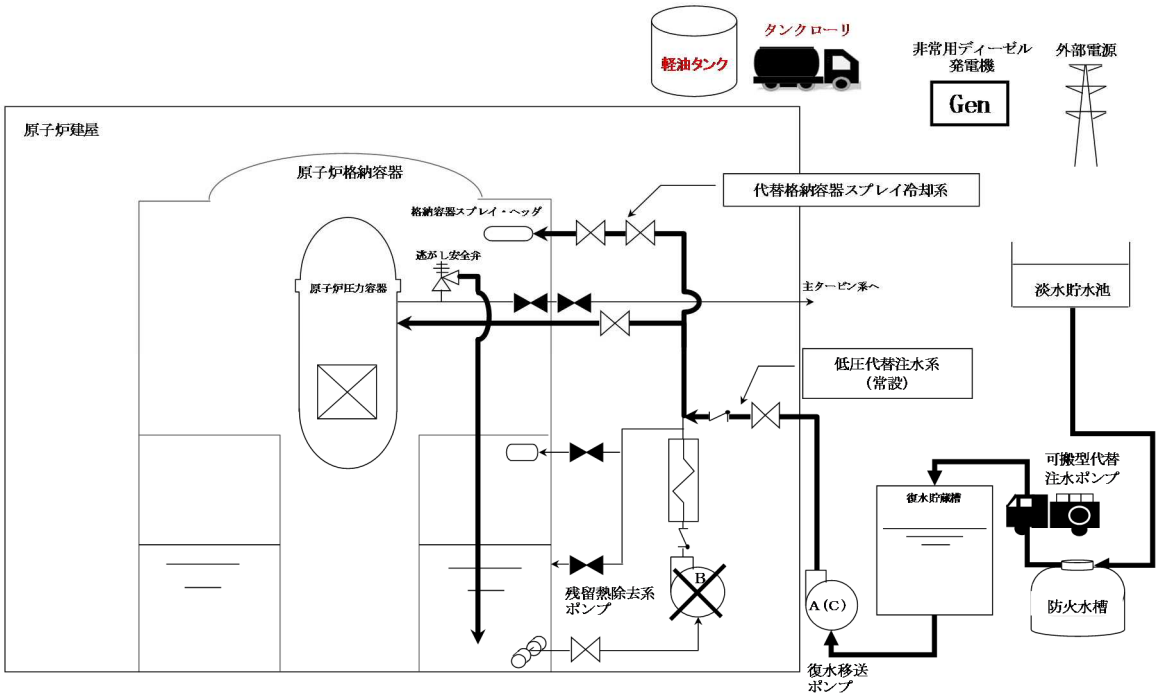


図 2.1.1　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）



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

図 2.1.2　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

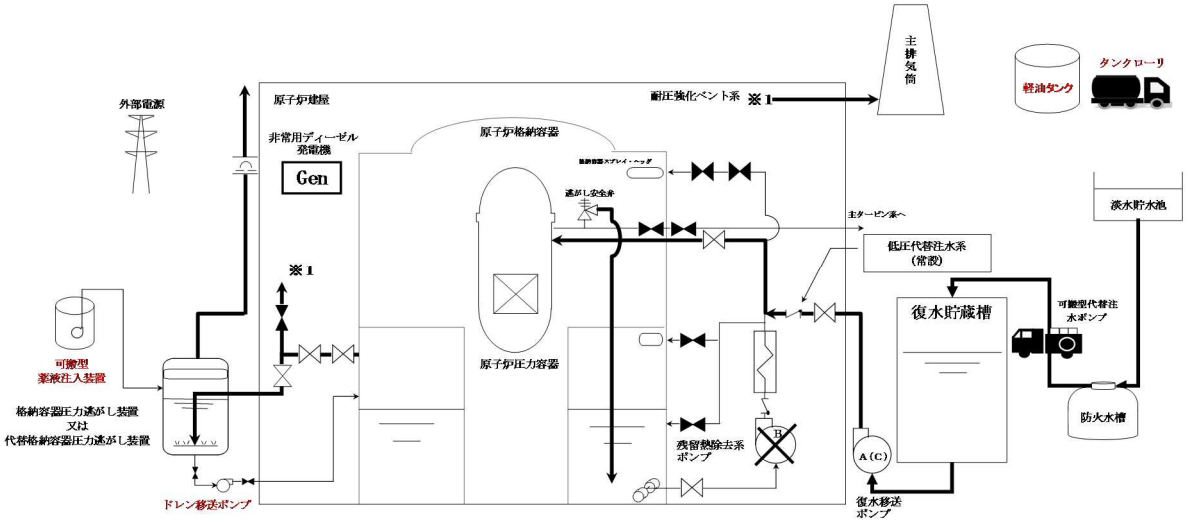
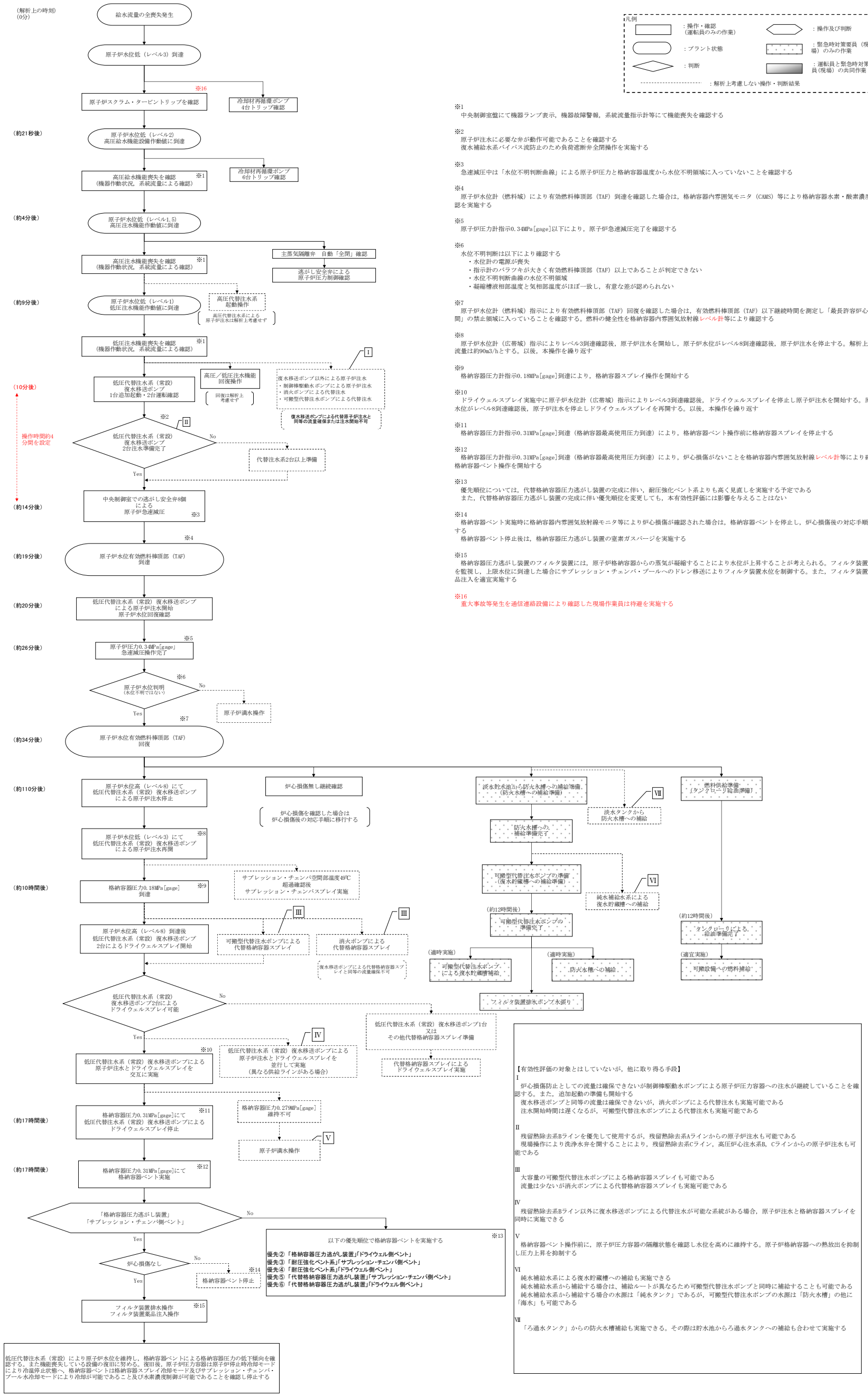


図 2.1.3　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



※1
中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて機能喪失を確認する

※2
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※3
急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する

※4
原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は，格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する

※5
原子炉圧力計指示0.34MPa[gage]以下により，原子炉急速減圧完了を確認する

※6
水位不明判断は以下により確認する
・水位計の電源が喪失
・指示計のバラツキが大きく有効燃料棒頂部（TAF）以上であることが判定できない
・水位不明判断曲線の水位不明領域
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない

※7
原子炉水位計（燃料域）指示により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は，有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する

※8
原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する。解析上，注水流量は約90m3/hとする。以後，本操作を繰り返す

※9
格納容器圧力計指示0.18MPa[gage]到達により，格納容器スプレイ操作を開始する

※10
ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後，ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を開始する。原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後，本操作を繰り返す

※11
格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器ベント操作前に格納容器スプレイを停止する

※12
格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※13
優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である
また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※14
格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線モニタ等により炉心損傷が確認された場合は，格納容器ベントを停止し，炉心損傷後の対応手順に移行する
格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※15
格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※16
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待避を実施する

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】

I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水ポンプによる原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する
復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが，消火ポンプによる代替注水も実施可能である
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水ポンプによる代替注水も実施可能である

II
残留熱除去系Bラインを優先して使用するが，残留熱除去系Aラインからの原子炉注水も可能である
現場操作により洗浄水弁を開することにより，残留熱除去系Cライン，高圧炉心注水系B，Cラインからの原子炉注水も可能である

III
大容量の可搬型代替注水ポンプによる格納容器スプレイも可能である
流量は少ないが消火ポンプによる代替格納容器スプレイも実施可能である

IV
残留熱除去系Bライン以外に復水移送ポンプによる代替注水が可能な系統がある場合，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施できる

V
格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する

VI
純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である
純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが，可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

VII
「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

図 2.1.4　高圧・低圧注水機能喪失時の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約21秒　原子炉水位低（レベル2） ▽約4分　原子炉水位低（レベル1.5） ▽約9分　原子炉水位低（レベル1） ▽プラント状況判断 ▽約14分　急速減圧 ▽約19分　原子炉水位有効燃料棒頂部到達※ ▽約20分　低圧代替注水系（常設）　原子炉注水開始 ▽約34分　原子炉水位有効燃料棒頂部回復※ ▽約110分　原子炉水位高（レベル8）	※シュラウド内水位に基づく時間
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員 （現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作 ・主蒸気隔離弁全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・残留熱除去系 自動起動／機能喪失確認	10分	解析上考慮せず
高圧／低圧注水機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系　機能回復		対応可能な要員により対応する
低圧代替注水系（常設）　準備操作	（2人） A，B	（2人） a，b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）ラインアップ	4分	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　8個 手動開放操作	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	

図 2.1.5 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間(1/2)

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	運転員（中央制御室） 7号	運転員（現場） 6号	運転員（現場） 7号	緊急時対策要員（現場） 6号	緊急時対策要員（現場） 7号	操作の内容	経過時間（時間）：2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24	備考
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	事象発生／約20分　低圧代替注水系（常設）　原子炉注水開始：格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持／レベル8到達後格納容器スプレイ切替 レベル3到達後原子炉注水切替／レベル3～レベル8維持	
代替格納容器スプレイ冷却系　操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	約10時間　格納容器圧力180kPa[gage]到達：原子炉注水と格納容器スプレイの 切替えを繰り返し実施	
原子炉満水操作（解析上考慮せず）	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉注水量の増加	約17時間　格納容器圧力310kPa[gage]到達：格納容器圧力279kPa[gage]以下維持不可の場合，格納容器空間部への熱の放出を防止するため，原子炉への注水量を増やしできるだけ高く維持する	解析上考慮せず
サプレッション・チェンバスプレイ操作（解析上考慮せず）	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	サプレッション・チェンバ空間温度49℃超過確認後 サプレッション・チェンバスプレイを実施する	解析上考慮せず
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	－	－	－	－	2人 ※1，※2		・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	2人，※1 ↓ （2人）	2人，※2 ↓ （2人）	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	180分	
	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施／現場確認中断（一時待避中）／適宜実施	
格納容器ベント準備操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	60分	
	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	※1，※2		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
	－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	
	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	解析上考慮せず
	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	20分	解析上考慮せず
	－	－	－	－	4人（参集）	4人（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施／作業中断（一時待避中）／適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	2人 C，D	2人 c，d	8人（参集要員8人）				

遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて格納容器ベントを行う。
操作は，現場への移動を含め，約5分後から開始可能である。（操作完了は，約20分後）
具体的な操作方法は，弁駆動部に設置されたエクステンションにより，二次格納施設外から手動にて操作を行う。

（　）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.1.5 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間(2/2)

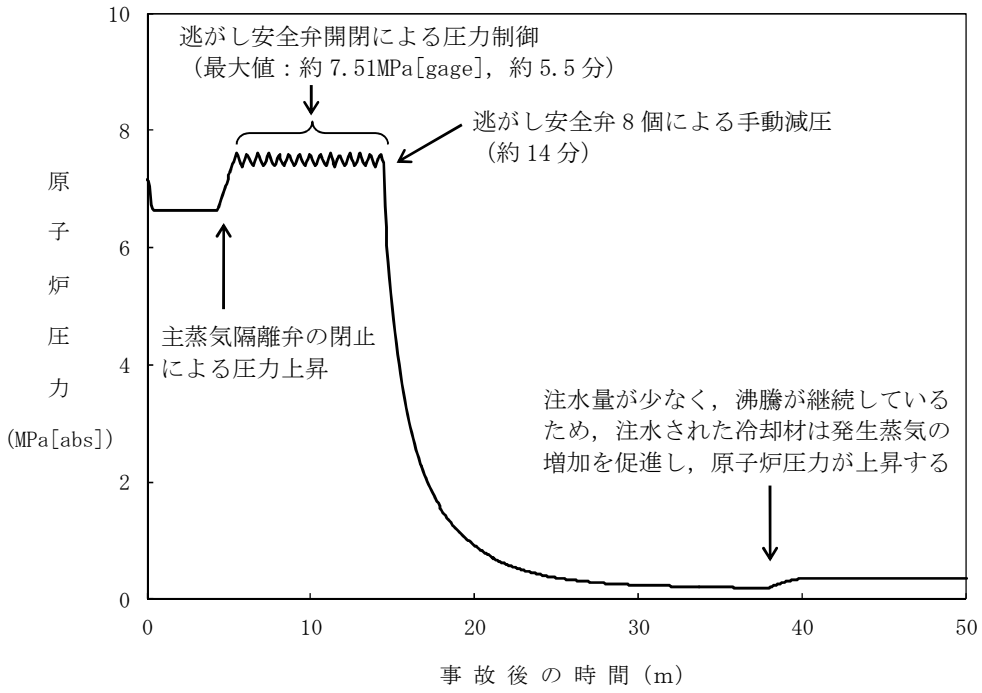


図 2.1.6　原子炉圧力の推移

原子炉圧力の上昇により，炉心下部プレナムのボイド率が低下することで，二相水位が低下し，それまでの満水状態から水位が現れている。二相水位による満水が維持できなくなるため，水位が形成される

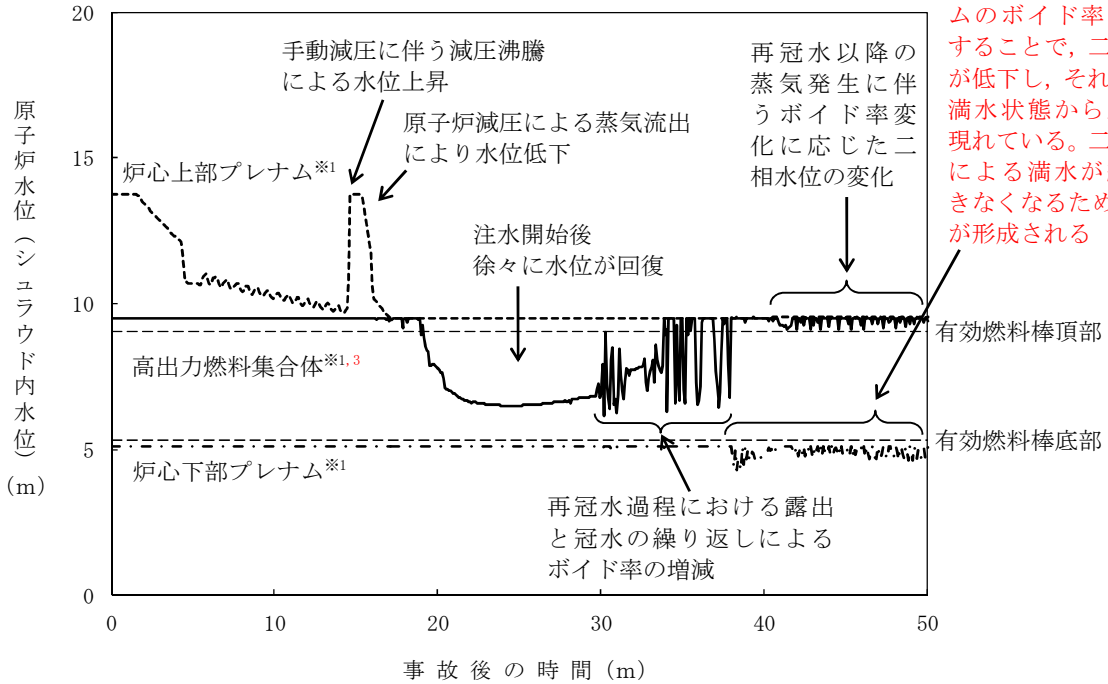


図 2.1.7　原子炉水位(シュラウド内水位)の推移※2

※1 SAFER では，炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは，炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)，高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部または高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は高出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。

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

※3 高出力燃料集合体とは，「燃料被覆管温度計算の観点から，集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。
（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　第 1 部　SAFER コード　3.3　解析モデル　3.3.1　熱水力モデル　(1) ノード分割　⑨ノード 9：高出力燃料集合体　参照）

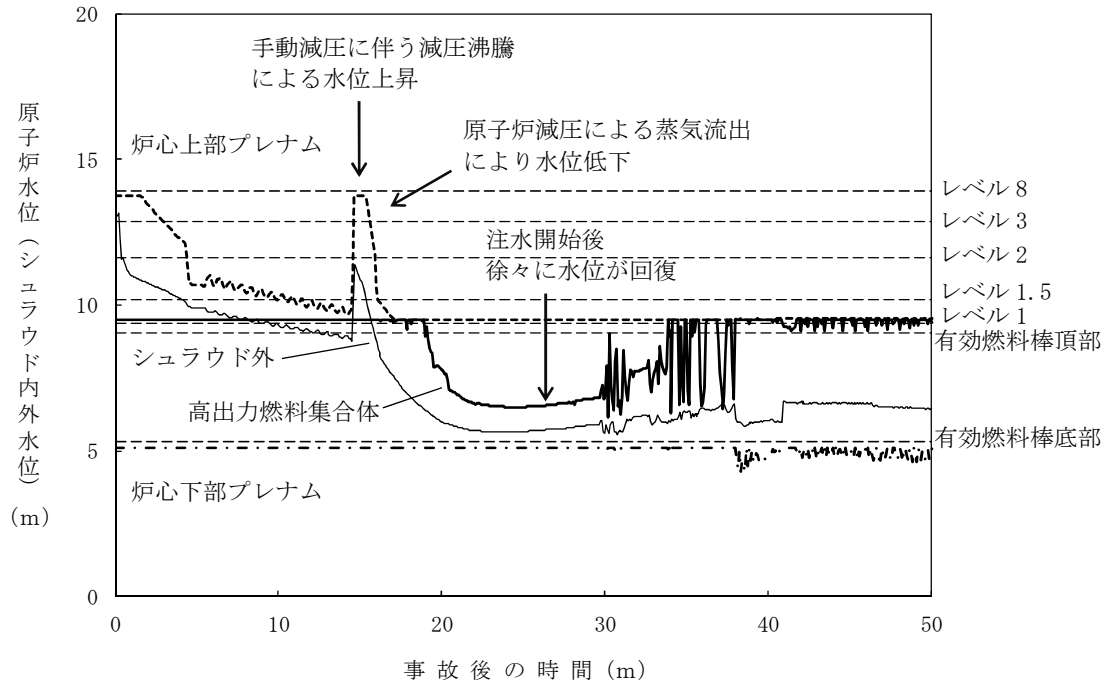


図 2.1.8　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

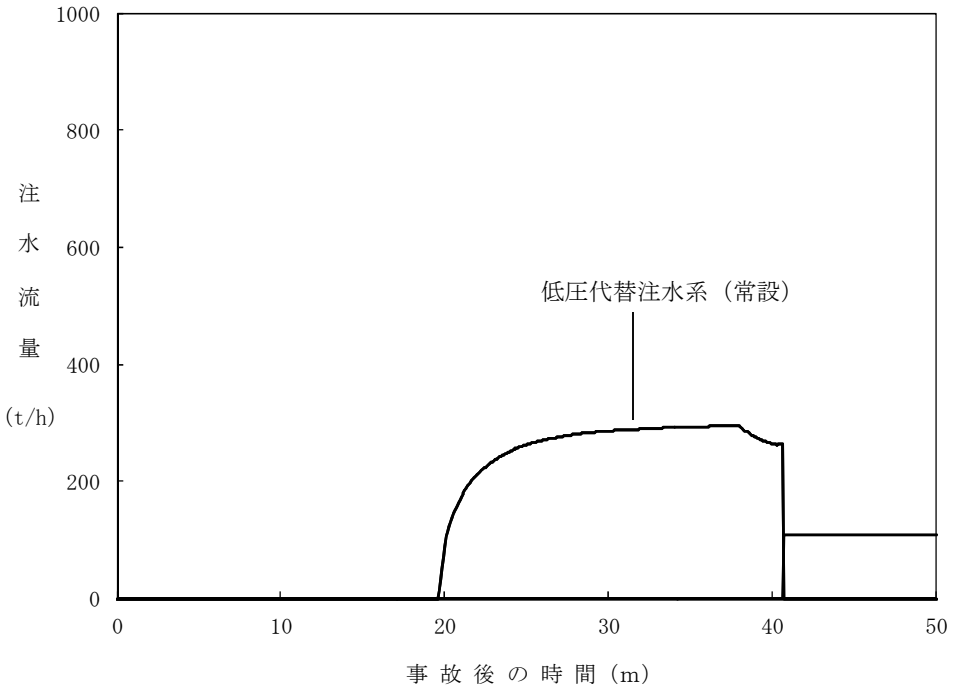


図 2.1.9　注水流量の推移

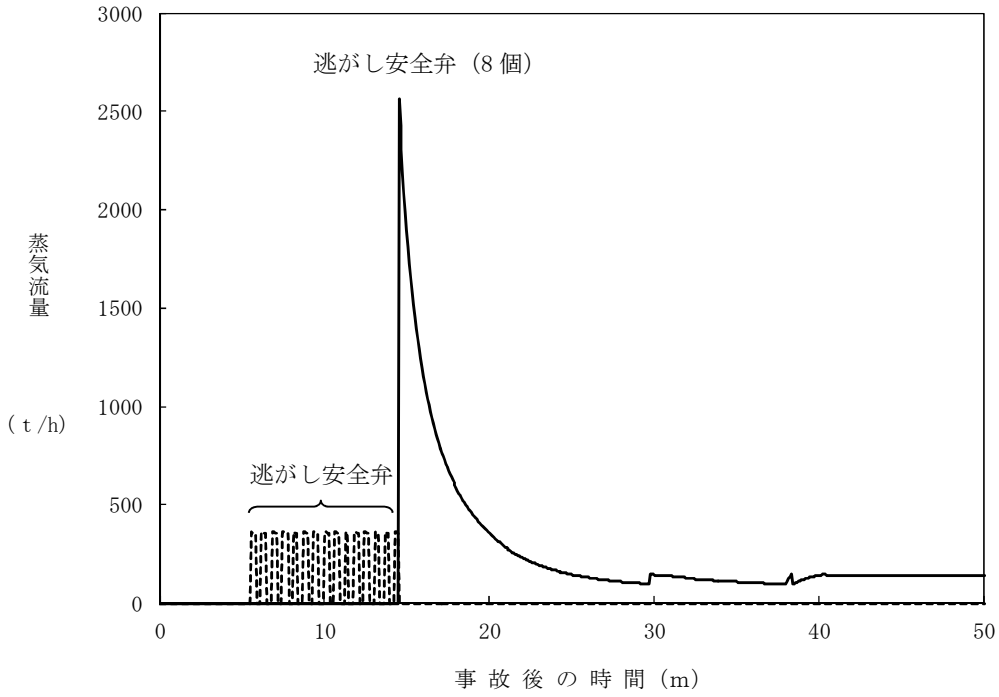


図 2.1.10　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

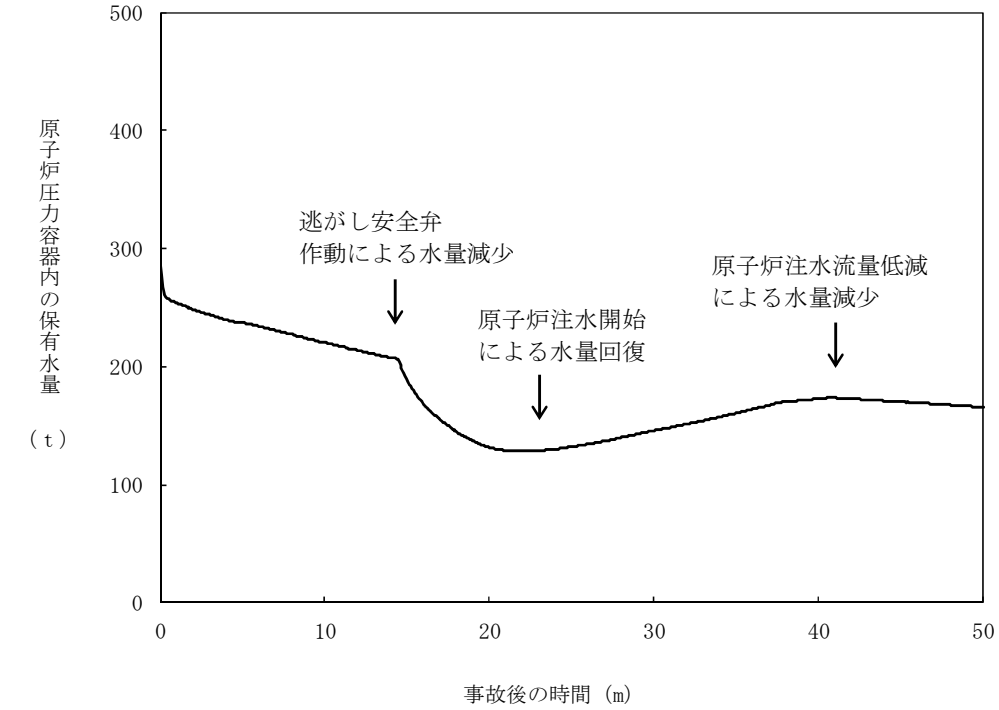


図 2.1.11　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

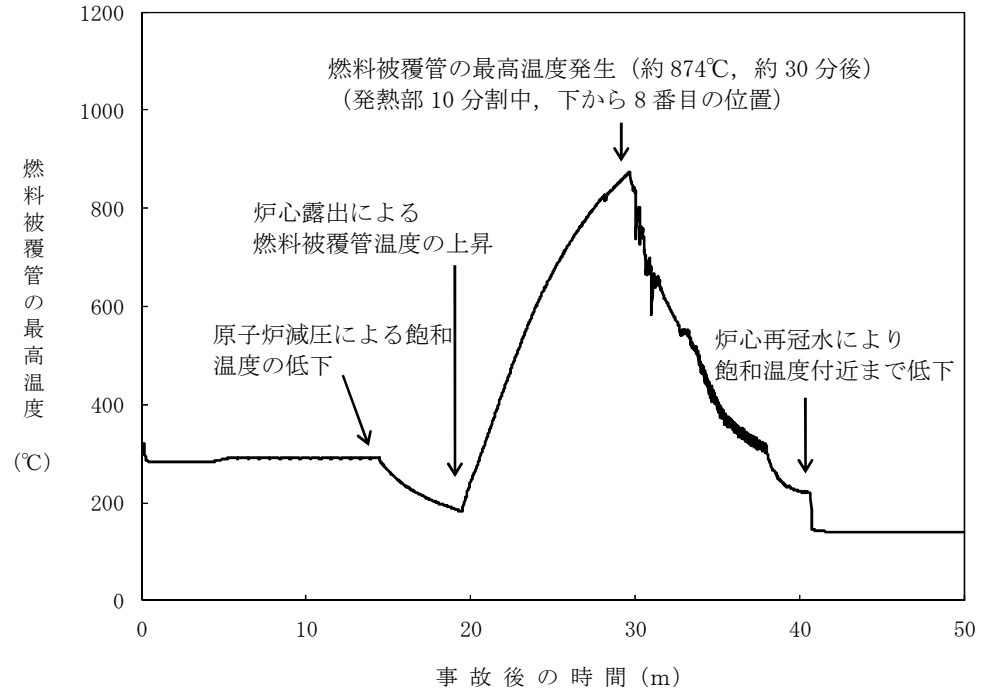


図 2.1.12　燃料被覆管温度の推移

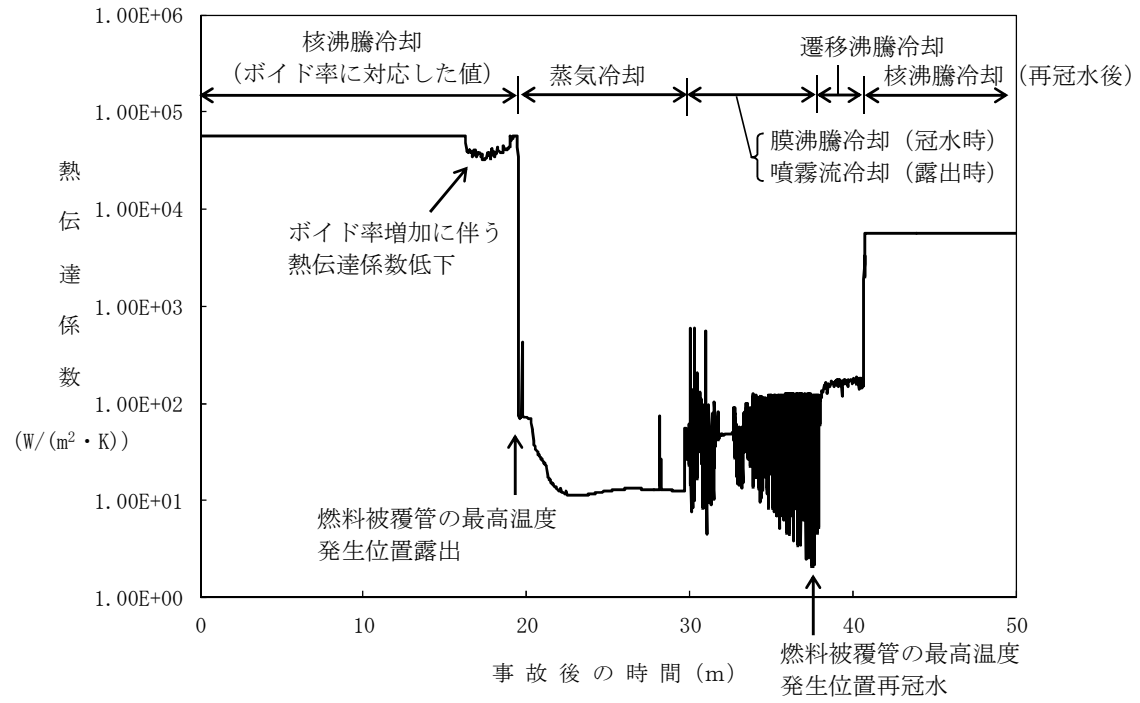


図 2.1.13　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

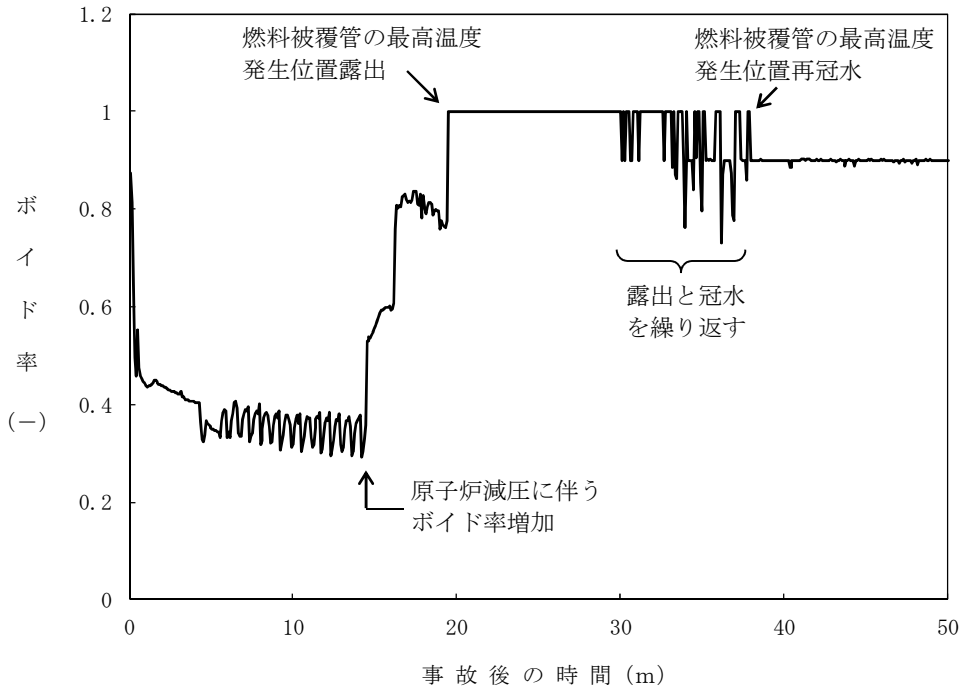


図 2.1.14　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

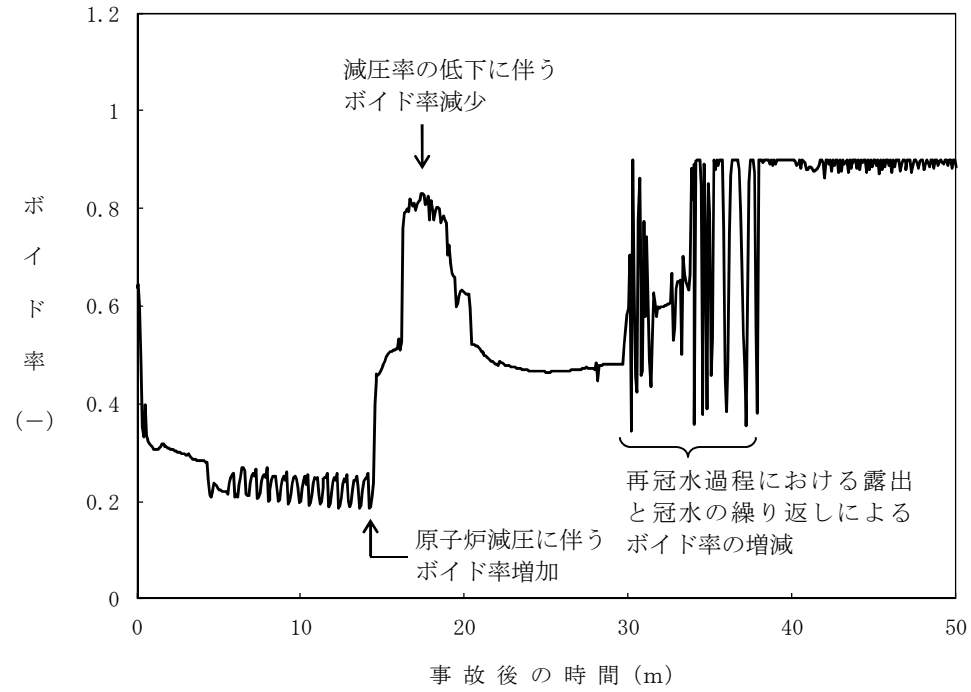


図 2.1.15　高出力燃料集合体のボイド率の推移※

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

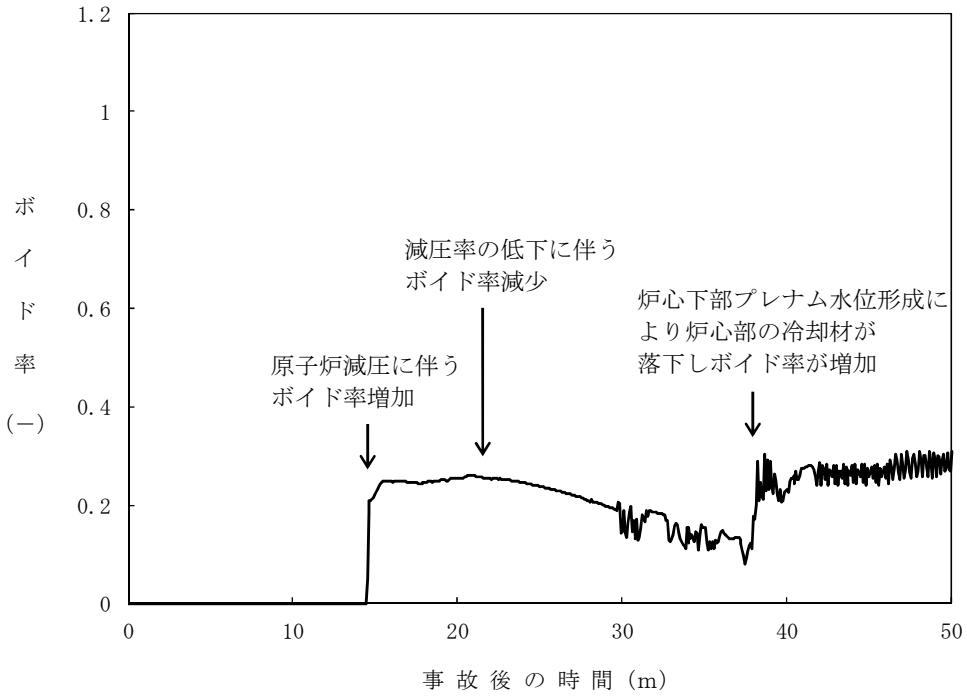


図 2.1.16　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

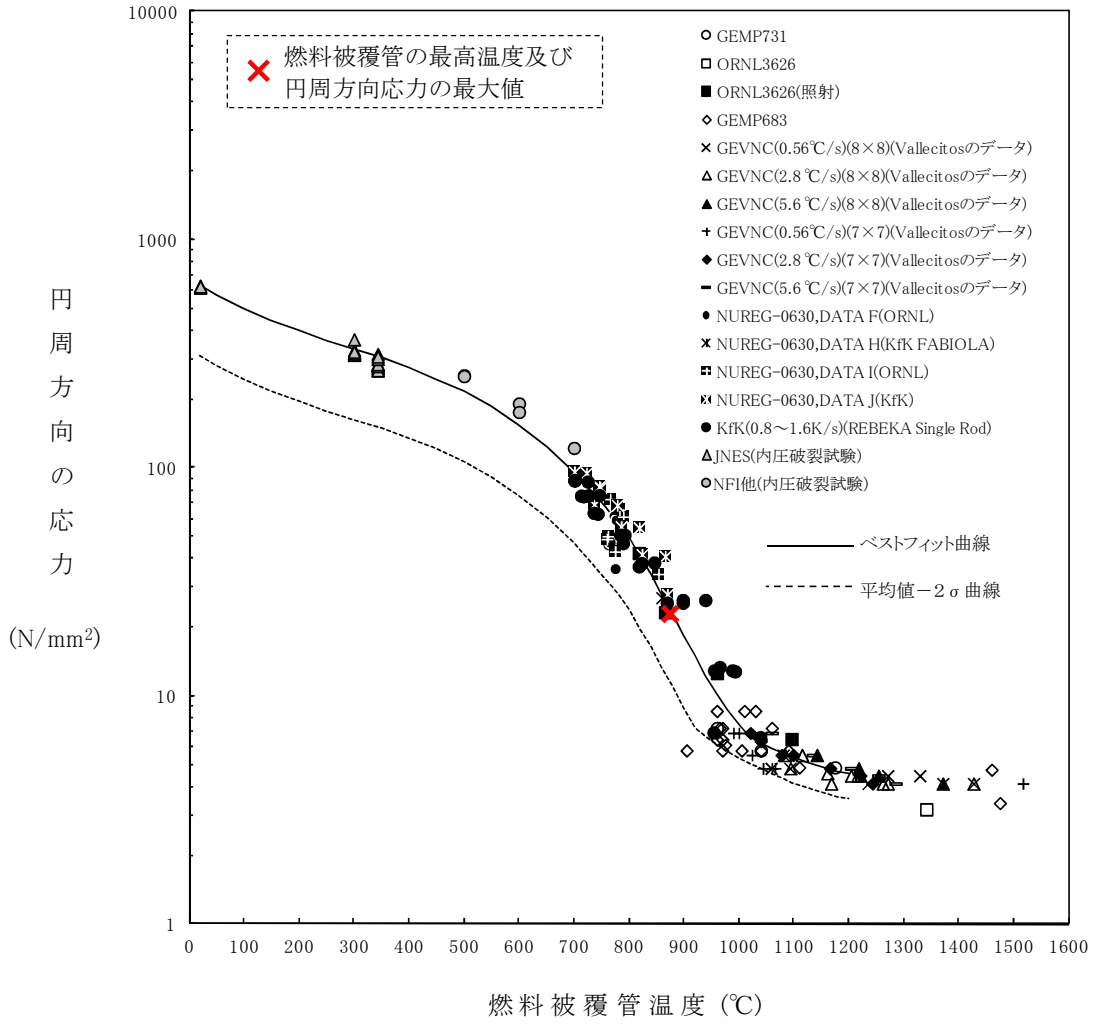


図 2.1.17　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

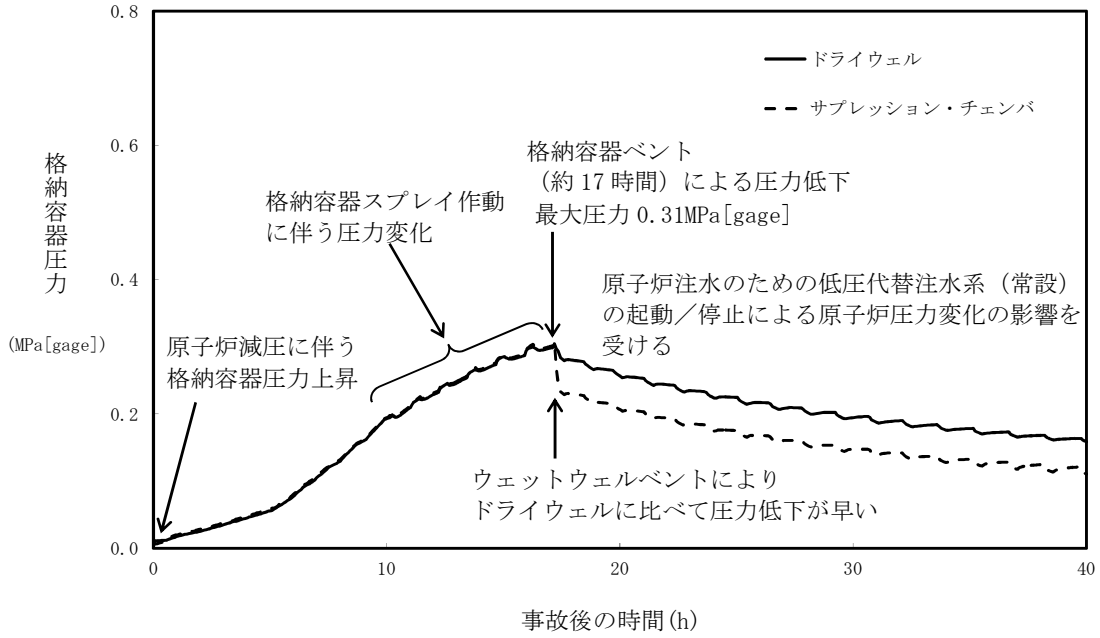


図 2.1.18　格納容器圧力の推移

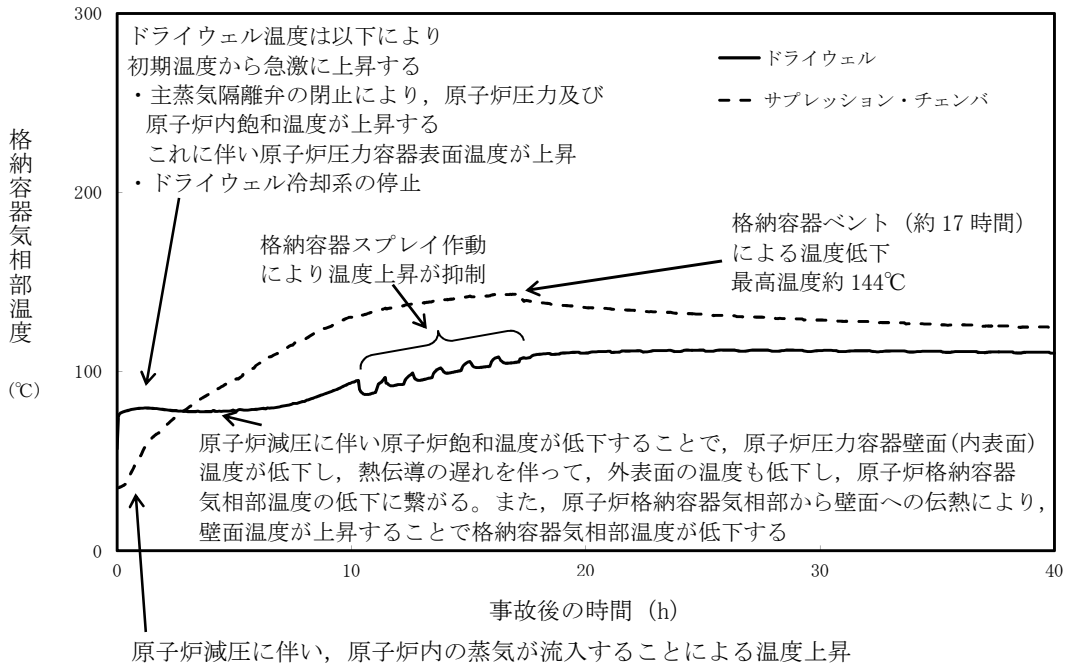


図 2.1.19　格納容器気相部温度の推移

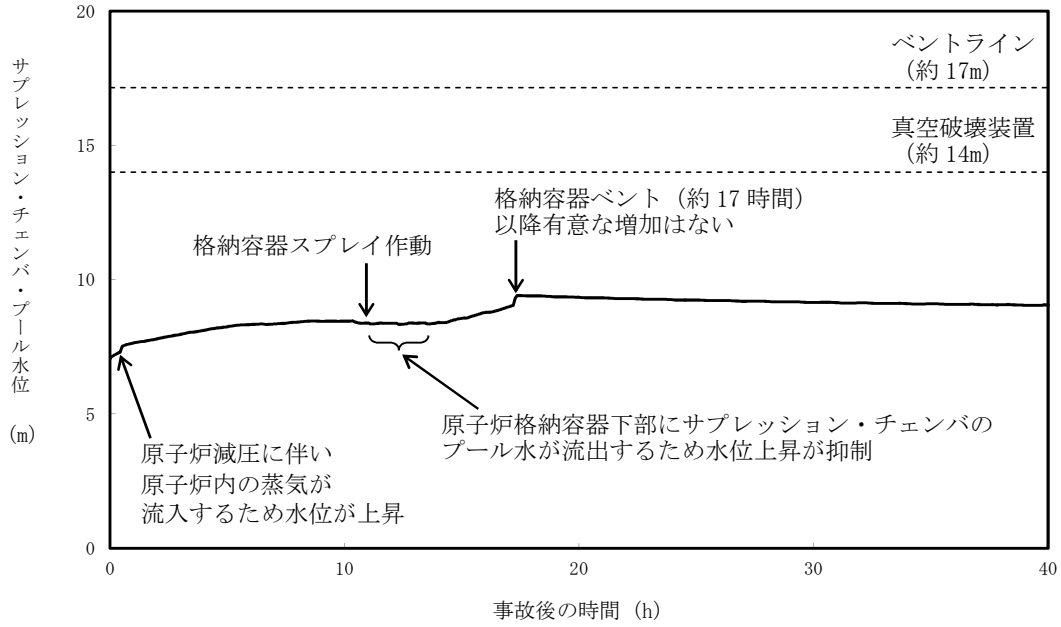


図 2.1.20 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

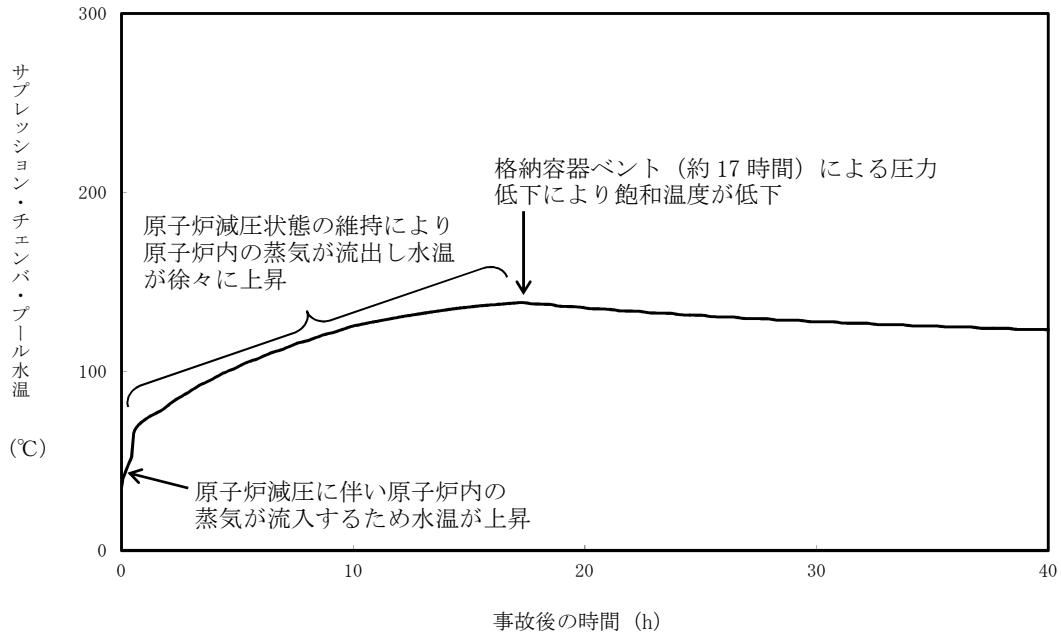


図 2.1.21 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.1.1　高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉水位回復	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，低圧代替注水系（常設）を２台運転とし，中央制御室にて逃がし安全弁８個を全開し，原子炉急速減圧を実施する	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない操作

表 2.1.2　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(1／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.1.2　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(2／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.1.2　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3／4）

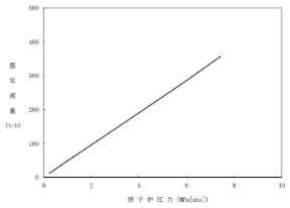
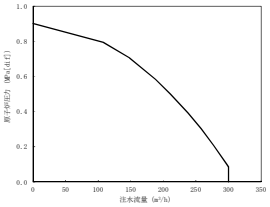
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

表 2.1.2　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(4／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は約 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から約 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

安定状態について

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 <u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し，事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）

安定状態の維持について

1.　安定状態の維持に関する定量評価

サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析

代替循環冷却又は格納容器ベントを使用した場合のサプレッション・チェンバ・プール水温の挙動を確認するため，有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち，サプレッション・チェンバ・プール水温が高く推移するシーケンスとして，重大事故として「格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用する場合及び代替循環冷却を使用しない場合)」について，運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として，格納容器ベントを行い，事故発生 40 時間時点のサプレッション・チェンバ・プール水温が最も高い「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオ」について，サプレッション・チェンバ・プール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサプレッション・チェンバ・プール水温の解析結果を示す。同様に，図 1.4 から図 1.6 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用しない場合）の解析結果を，図 1.7 から図 1.9 に，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオの解析結果を示す。

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

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

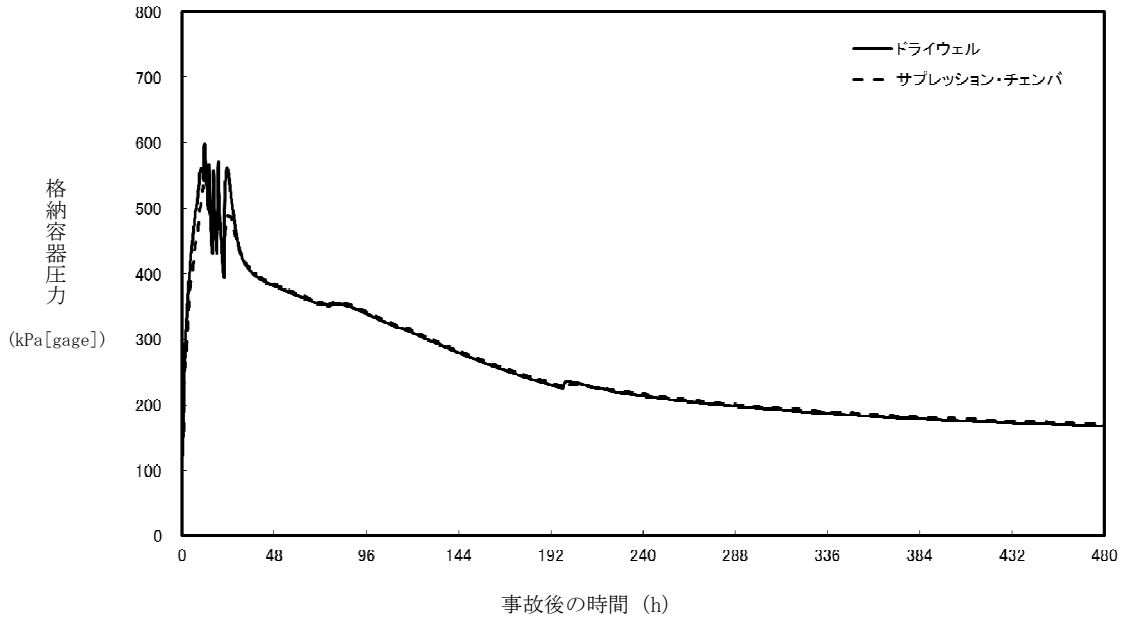


図 1.1　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用する場合）

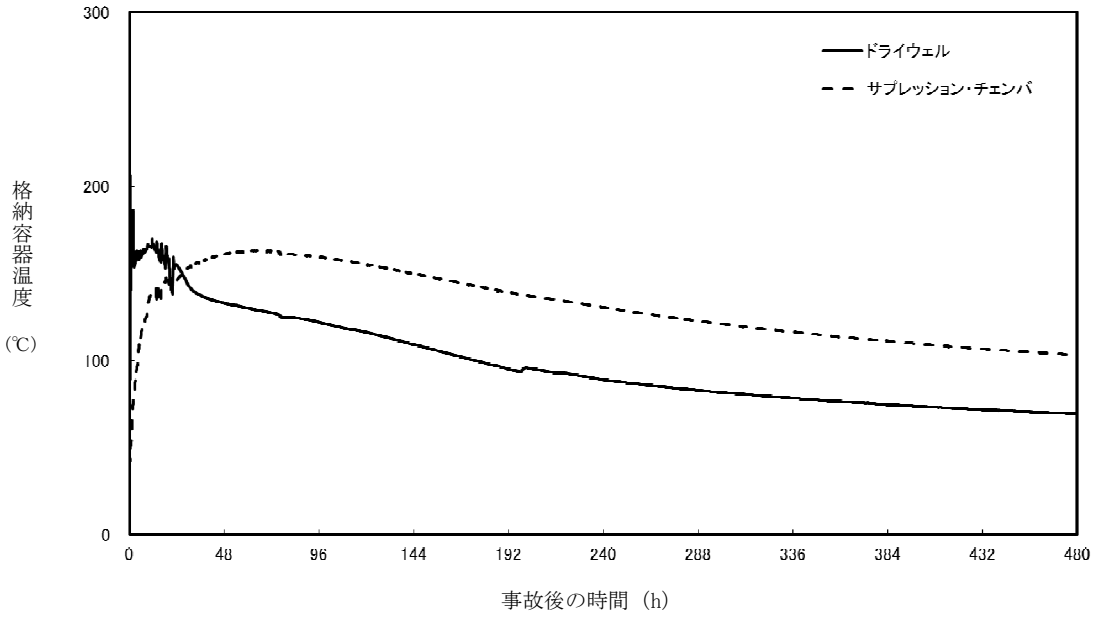


図 1.2　格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用する場合）

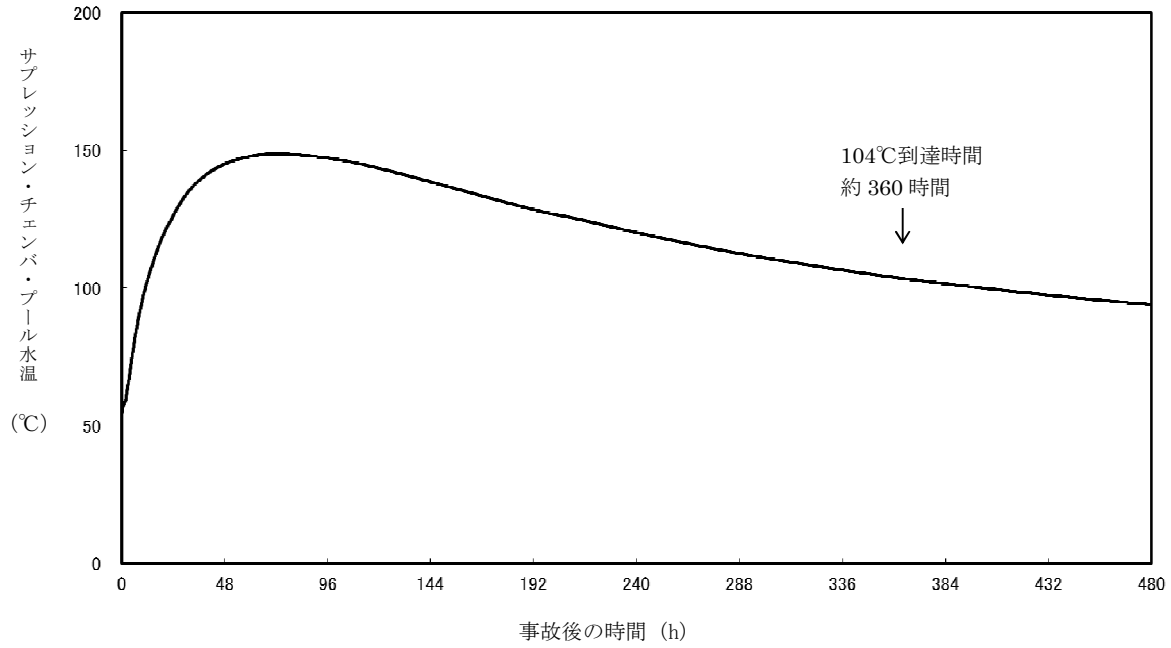


図 1.3　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用する場合）

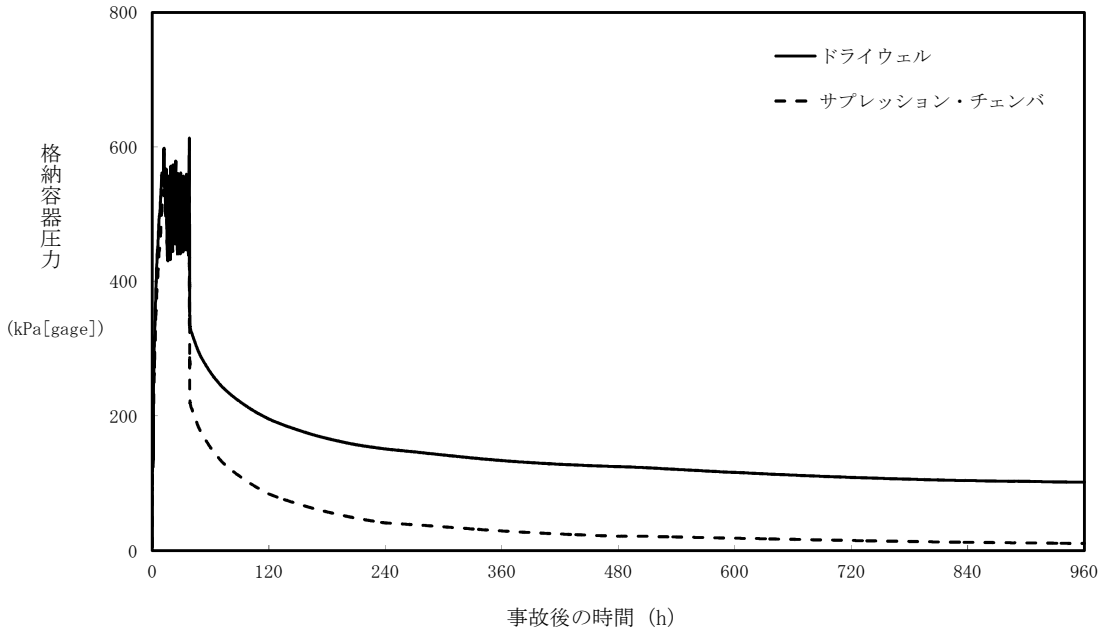


図 1.4　格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用しない場合）

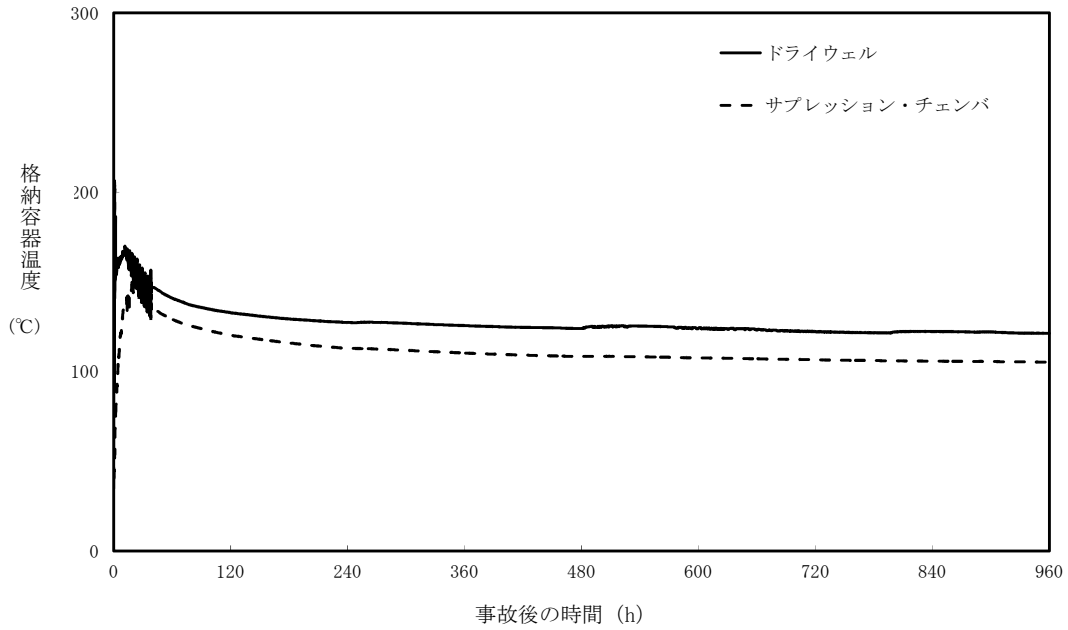


図 1.5　格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用しない場合）

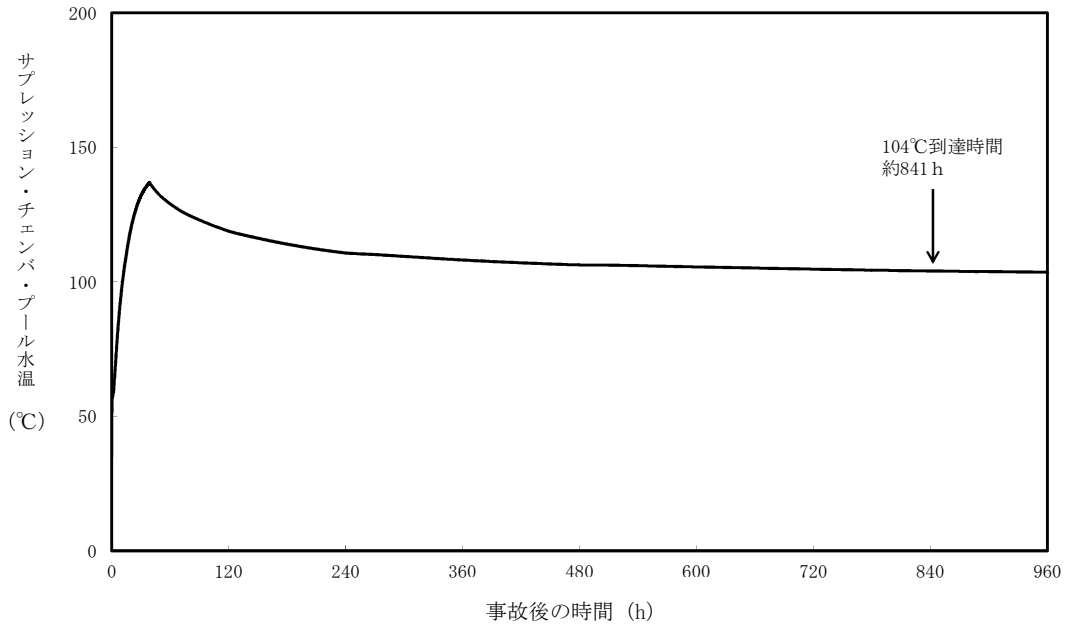


図 1.6　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用しない場合）

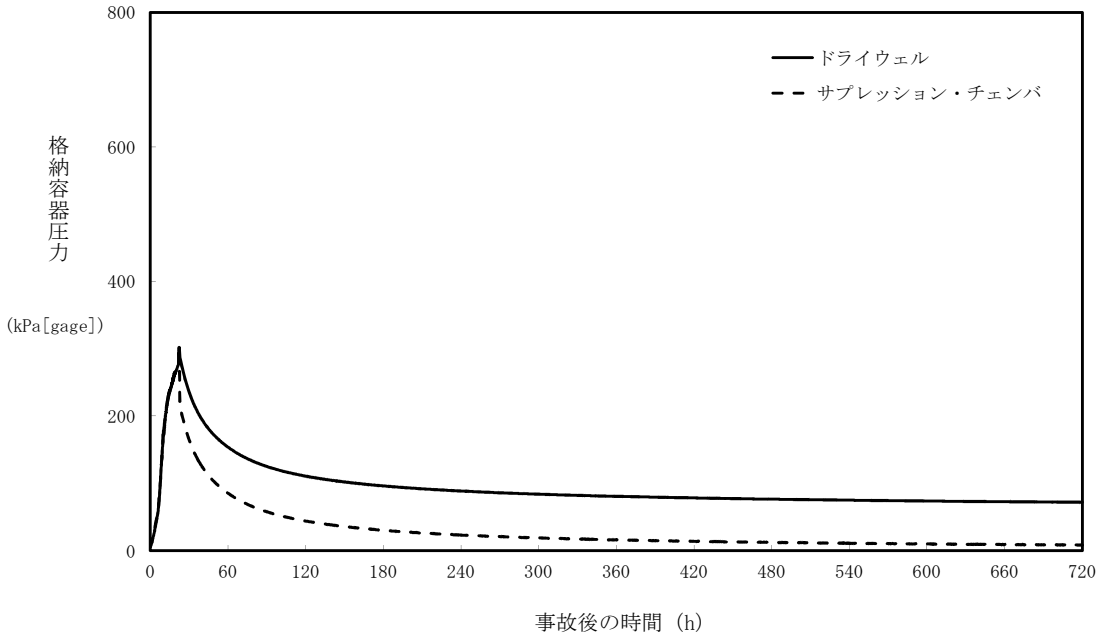


図 1.7　格納容器圧力の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

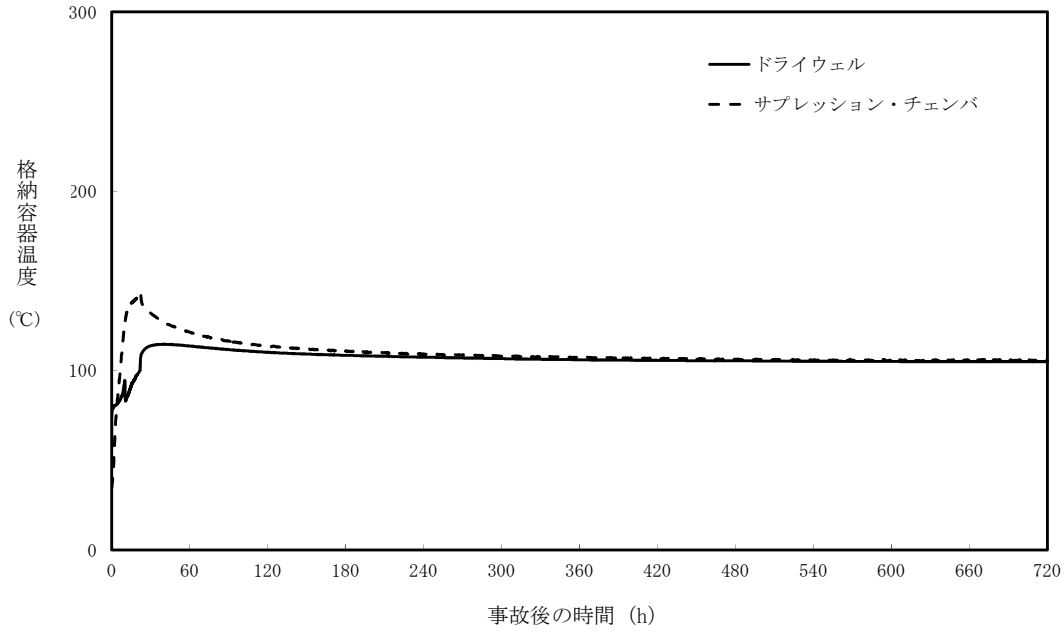


図 1.8　格納容器温度の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

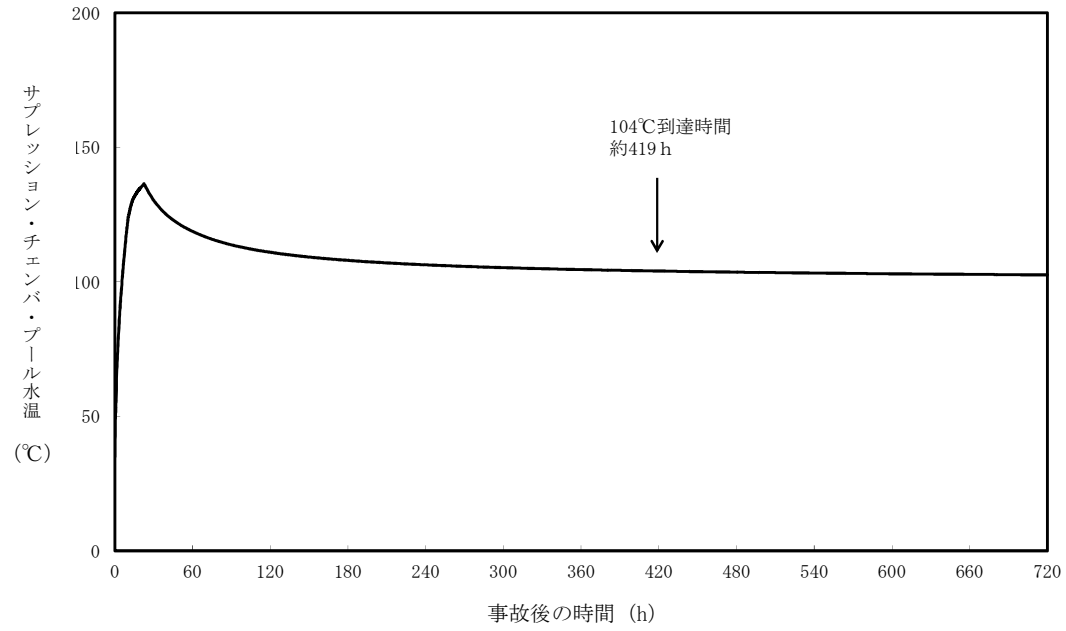


図 1.9　サプレッション・チェンバ水温の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは，残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として，安定状態は確立し，炉心の冷却は維持され，格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの，サプレッション・チェンバ・プール水位が比較的高く推移する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。

図 1.10 及び図 1.11 に，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の時間変化を，図 1.12 及び図 1.13 に，注水流量及びサプレッション・チェンバ・プール水位の時間変化を，それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

サプレッション・チェンバ・プール水位については，水位が真空破壊装置－1m に到達した時点で，低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し，かつ，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により，炉心及び原子炉格納容器の冷却を行いつつ，図 1.12 に示すように適宜サプレッション・チェンバのプール水を水源とする残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで，図 1.13 に示すようにサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇は抑制される。

また，図 1.11 に示すように，サプレッション・チェンバ・プール水温は事象発生 20 時間後に残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始した以降，低下が継続し，事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより，除熱能力が改善され，図 1.10 及び図 1.11 に示すように，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は大幅に低下する。

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

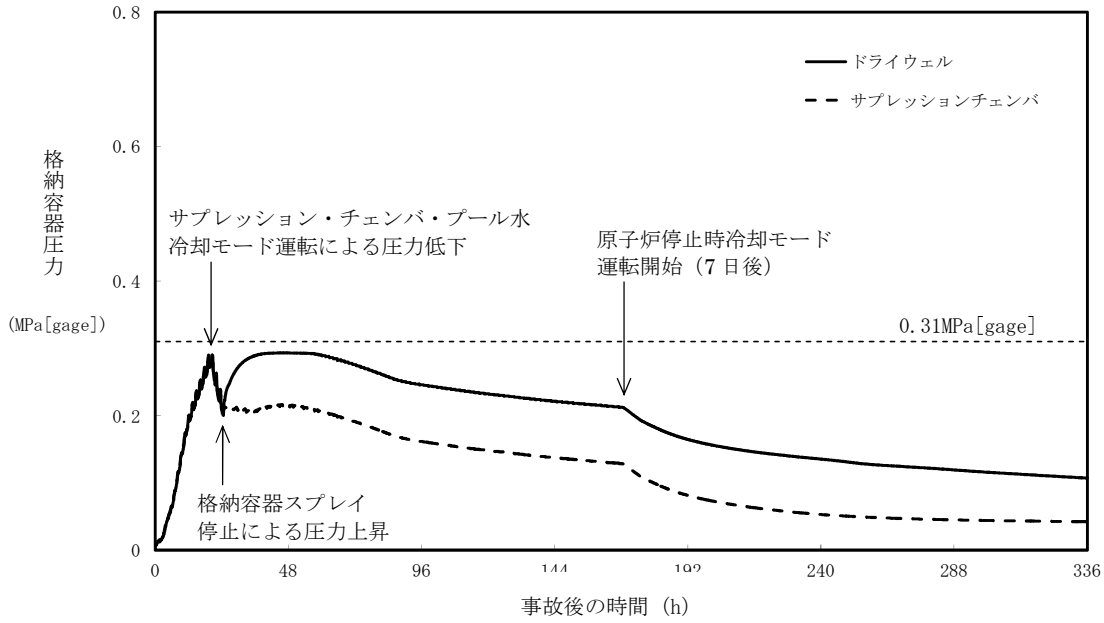


図 1.10　格納容器圧力の推移

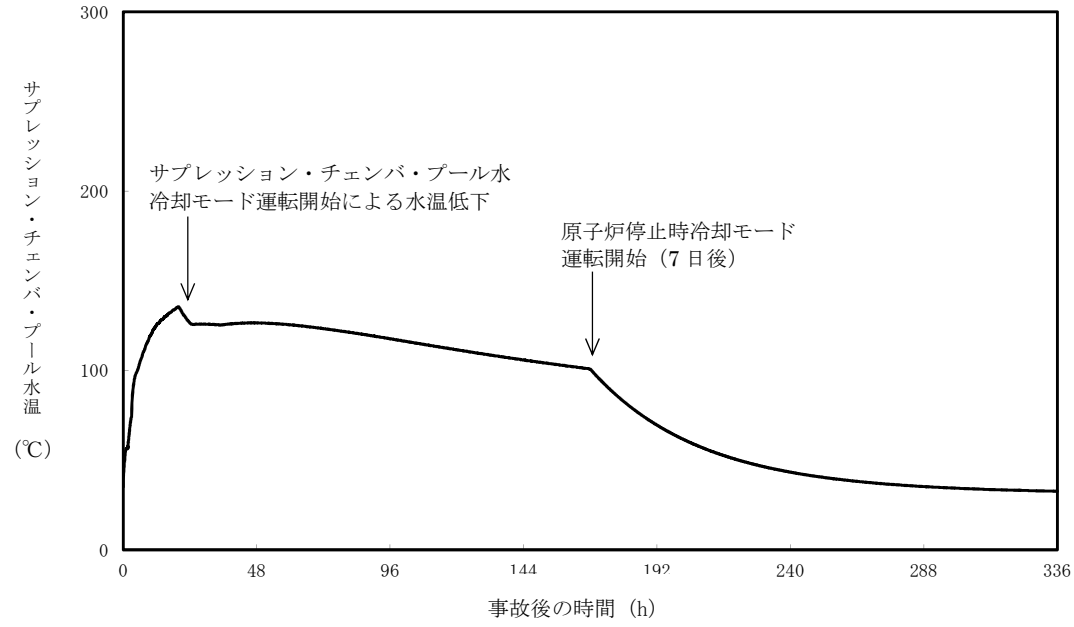


図 1.11　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

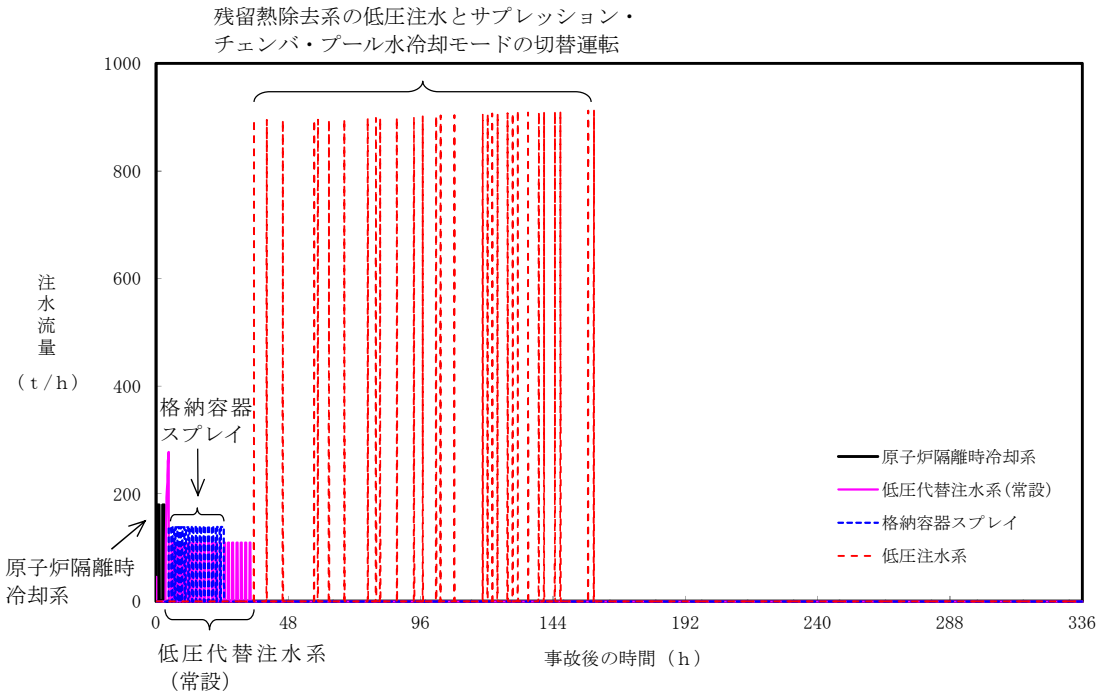


図 1.12　注水流量の推移

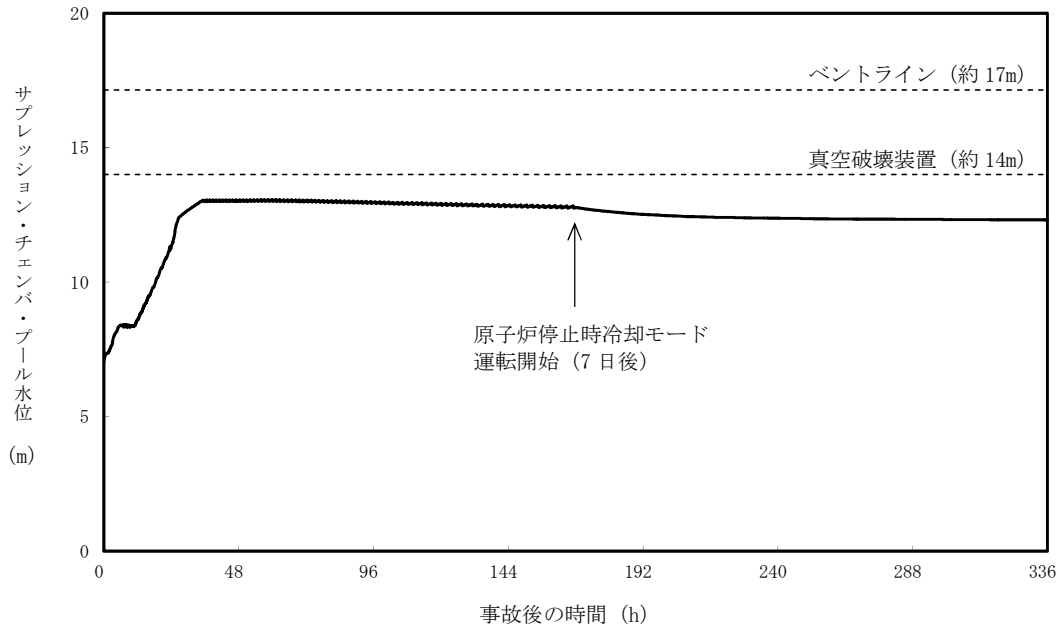


図 1.13　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

2.　残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

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

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

一方，残留熱除去系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること，さらに ABWR の残留熱除去系は 3 系統あることから，東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

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

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

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

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

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

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

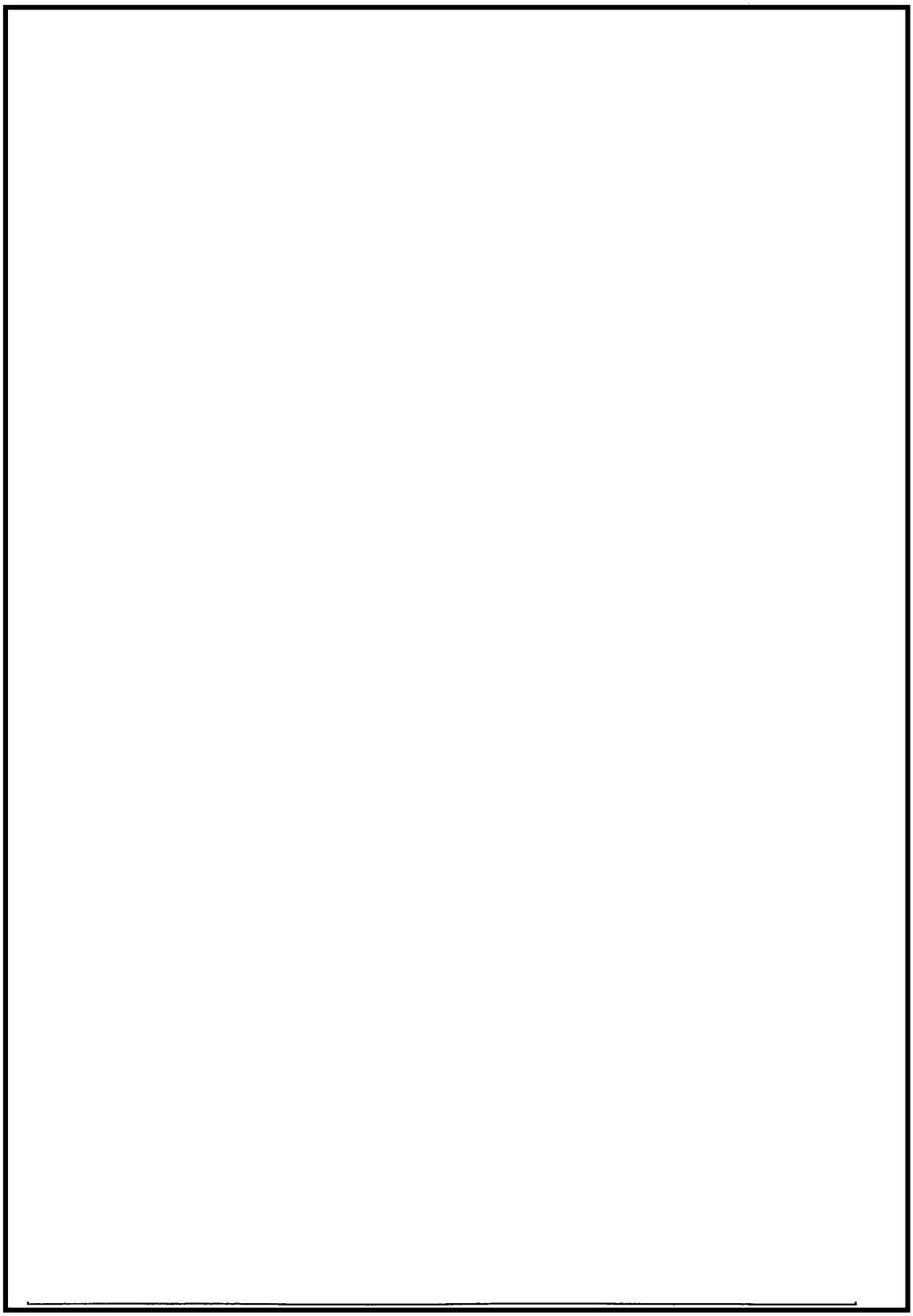


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

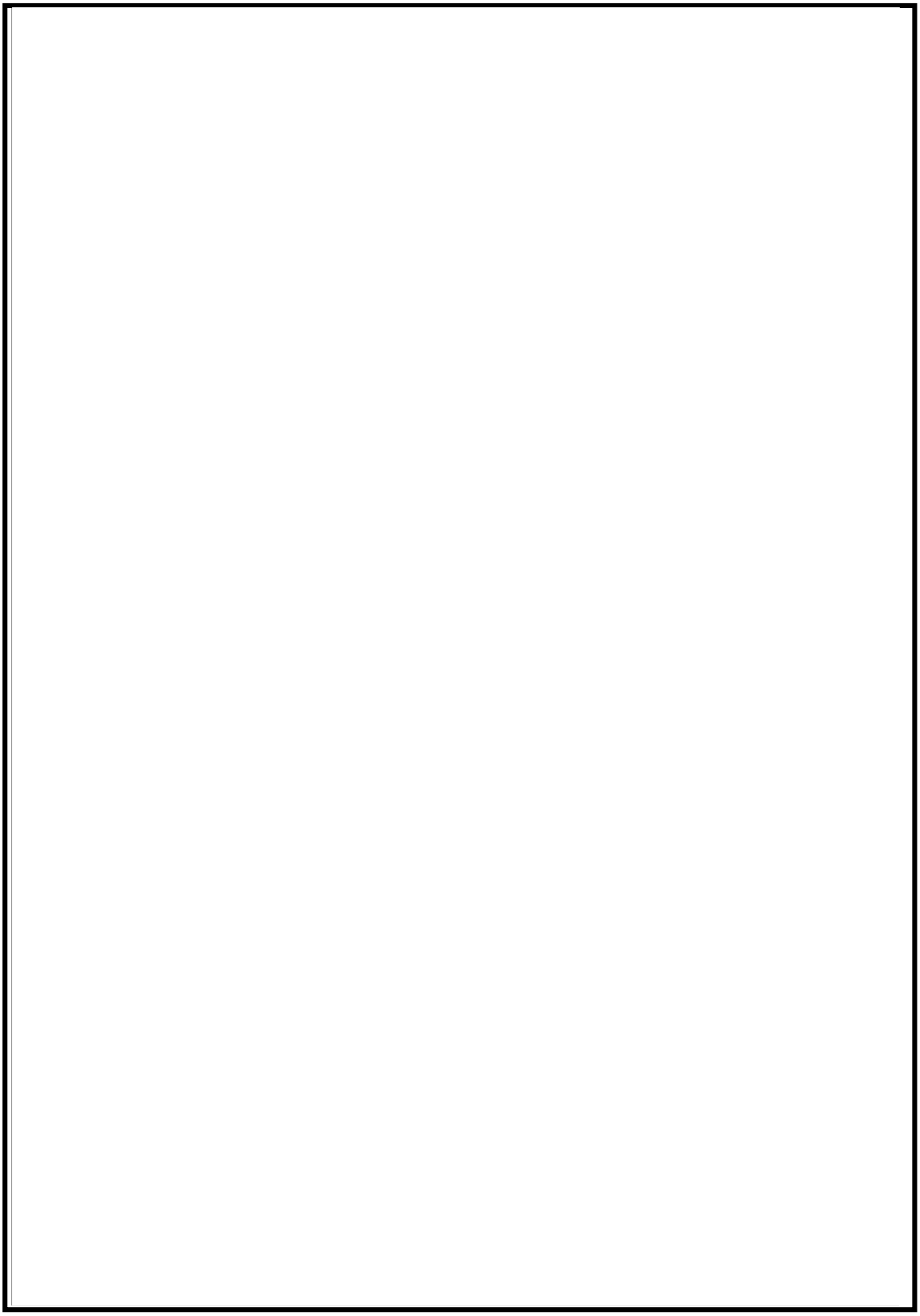


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

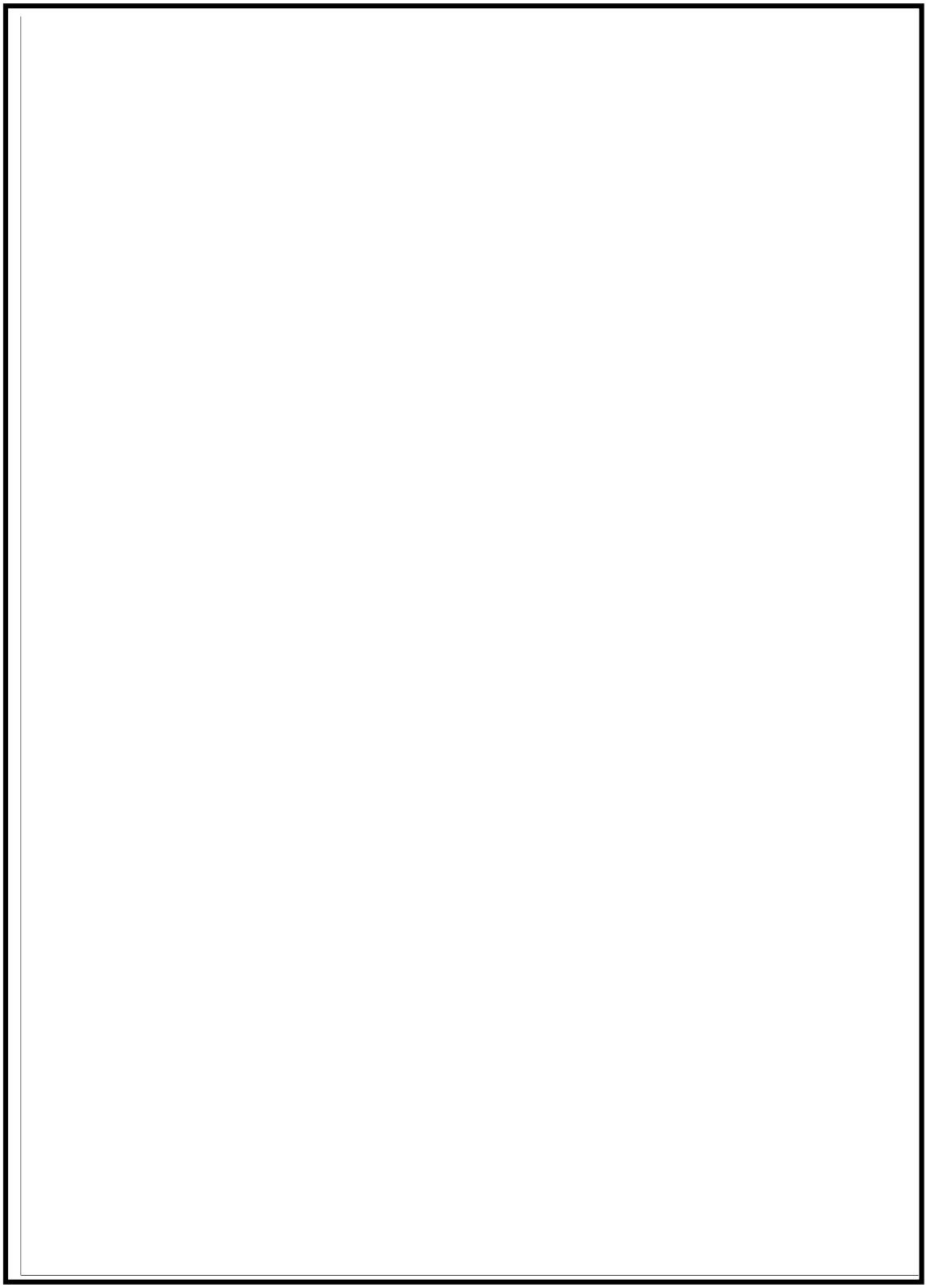


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

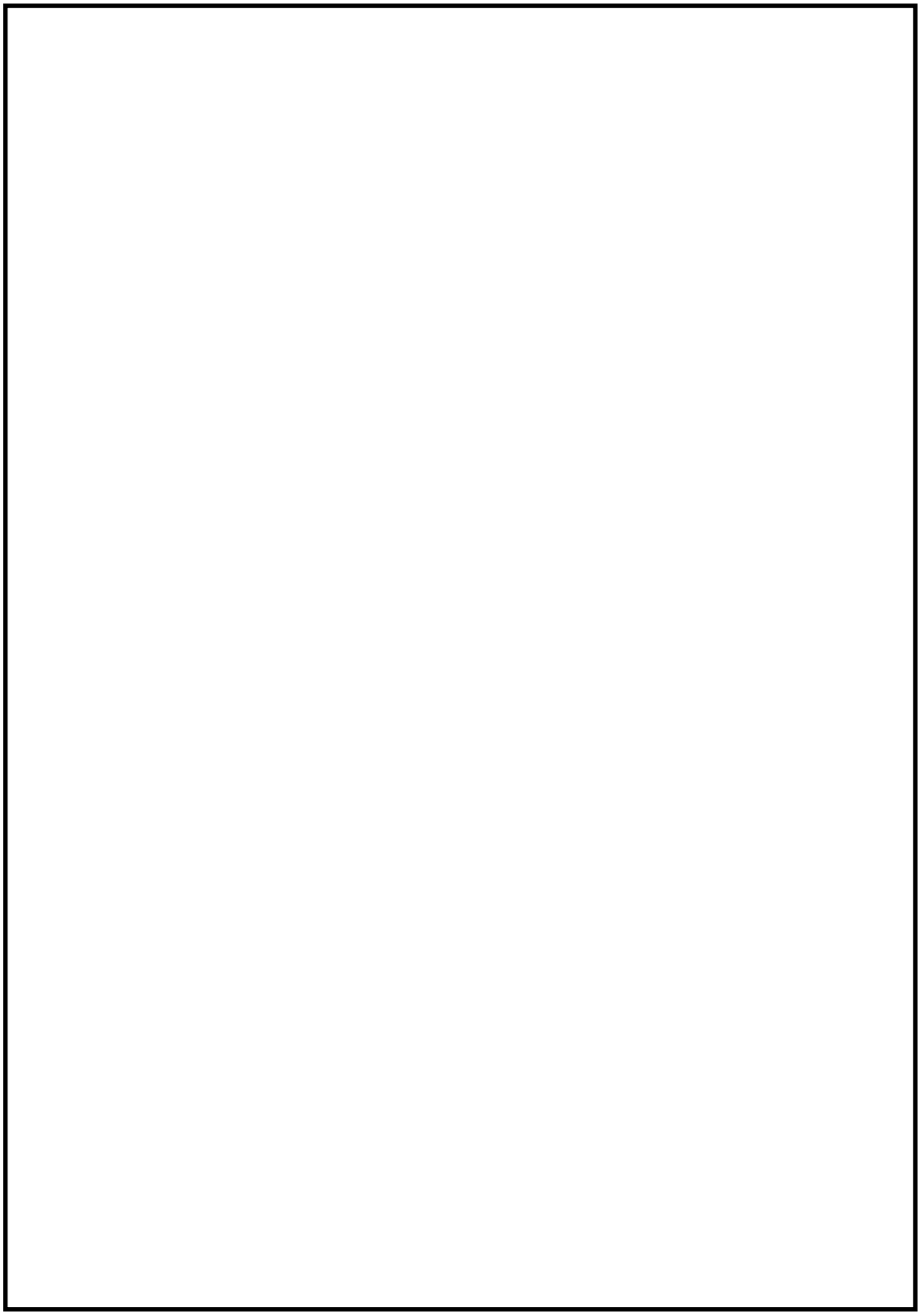


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

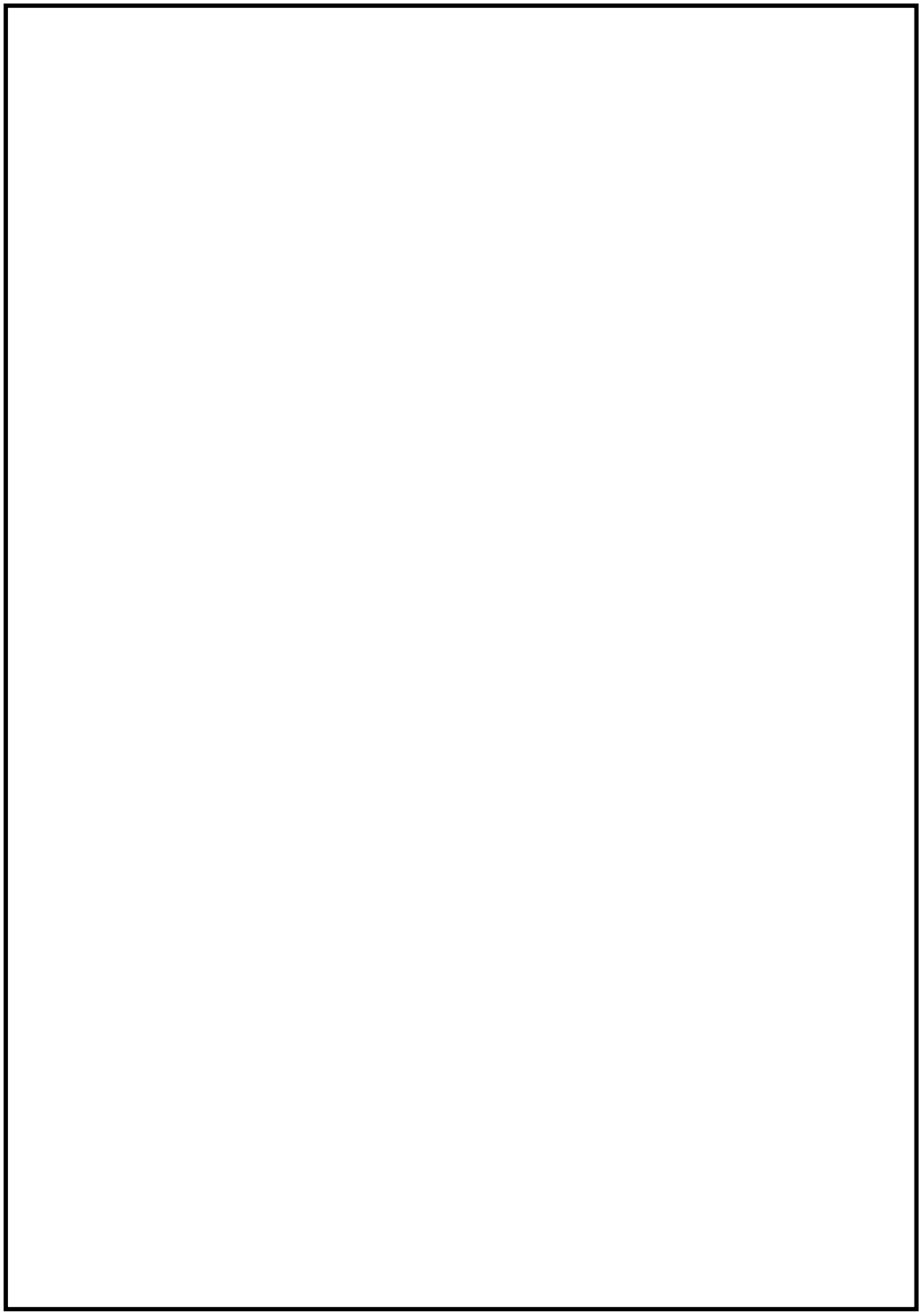


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

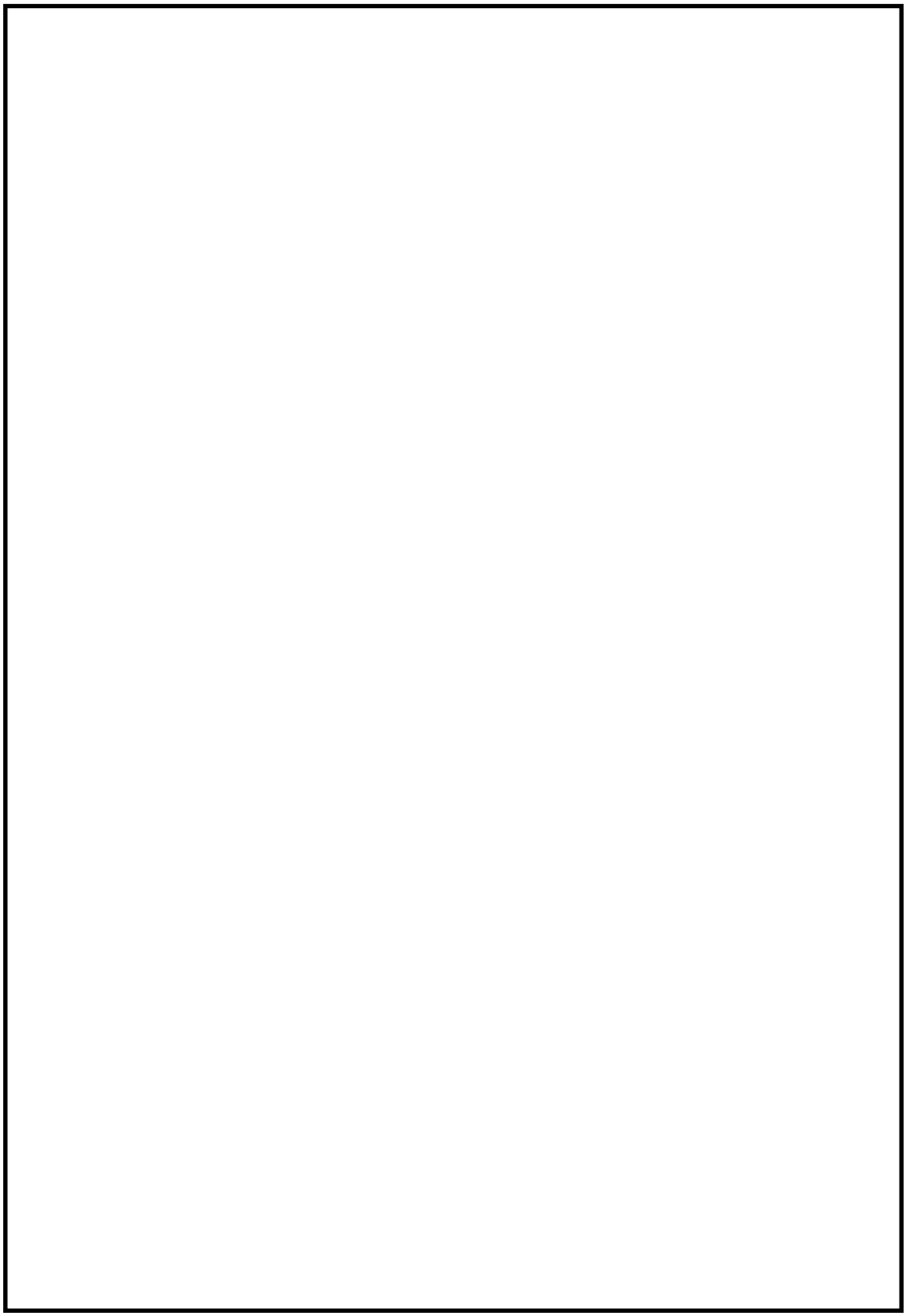


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

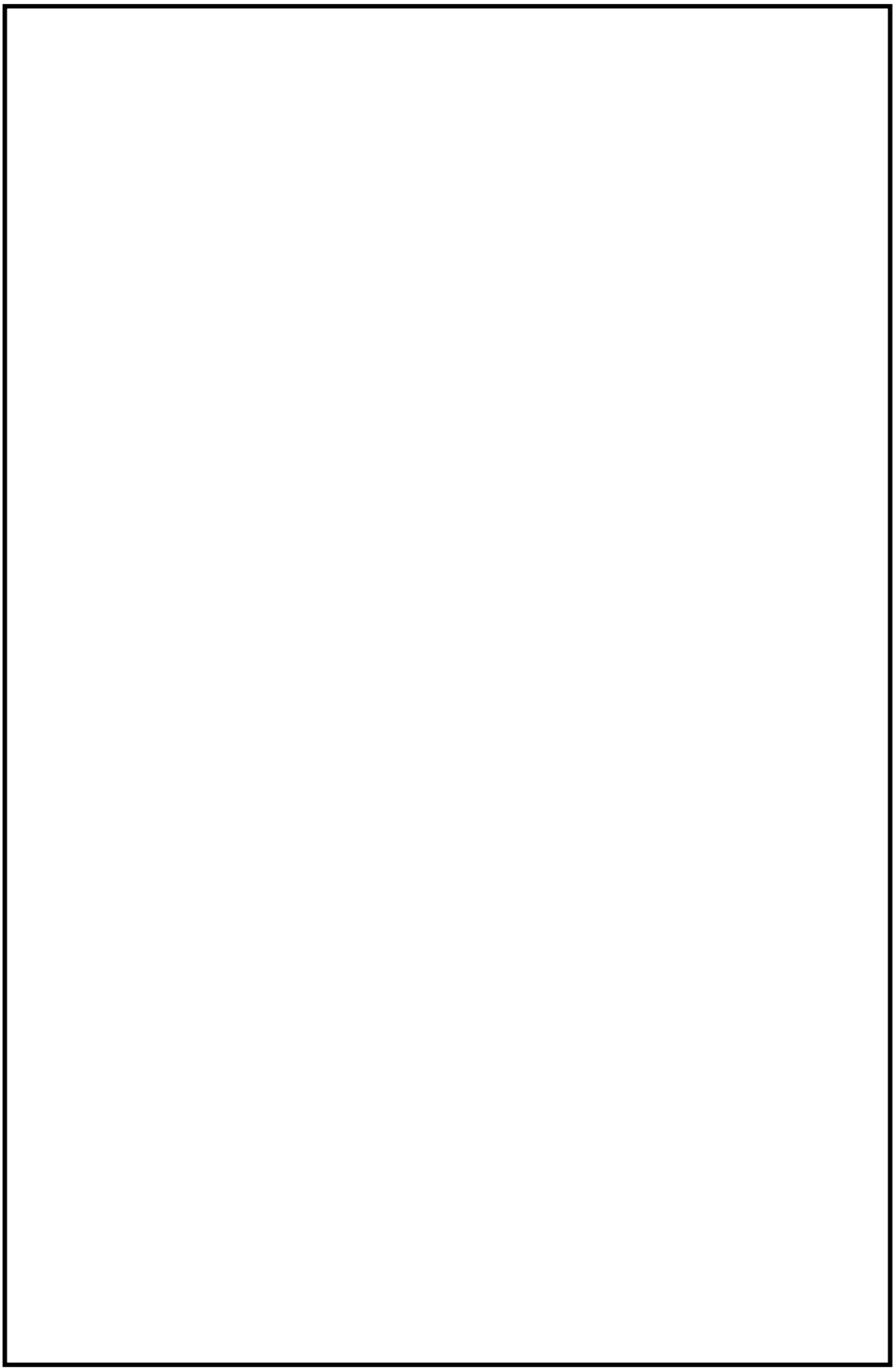


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7/8）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

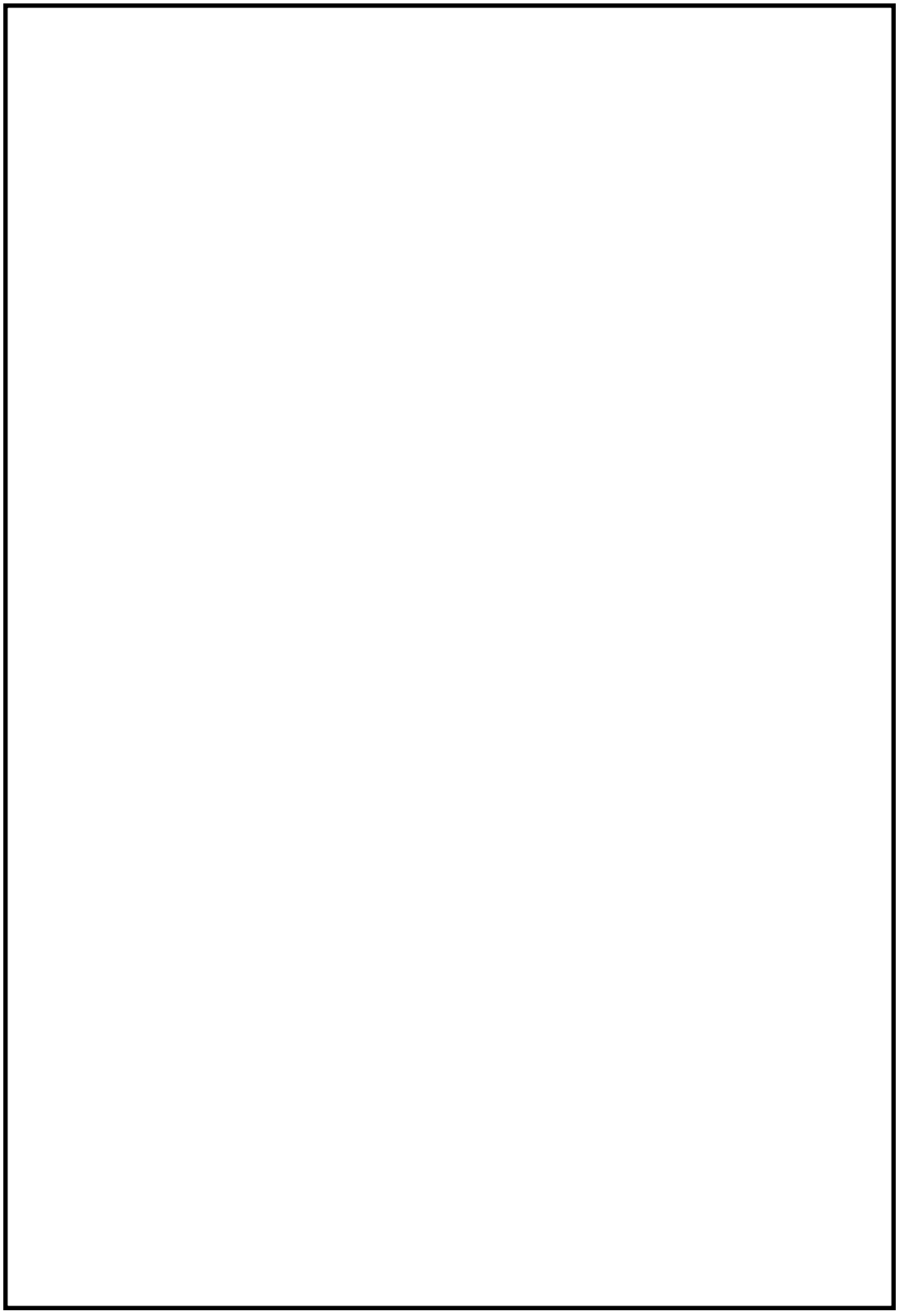


図 2.1　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8/8）

3.　原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御

重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は，残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり，長期にわたり格納容器の冷却が可能であること，格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり，可燃性ガス濃度制御系により格納容器[redacted]ることなく制御が可[redacted]きる。

格納容器ベント後の窒素ガス封入について扱い方を見直す

残留熱[redacted]チェンバ・プール水[redacted]ベント停止後の格納[redacted]ール水冷却運転のみ[redacted]

なお，[redacted]な蒸気凝縮により格[redacted]設定点を格納容器ス[redacted]至らないように格納[redacted]熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され，自動的に動作するものではない。

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

さらに，長期的な保管として格納容器の不活性化を，不活性ガス系による窒素ガス封入により実施することができる。不活性ガス系による窒素ガス封入は，可搬設備ではなく通常運転時に格納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして格納容器に供給される。この設備を使用する場合は，タンクローリ等による貯槽への補給体制，気化する設備への加熱源復旧，貯槽から格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティー復旧が必要となる。

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（高圧・低圧注水機能喪失）

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

【SAFER，CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は，1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて 0.67 を用いることで，輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお，輻射率 0.67 を用いた場合の PCT は，輻射率 0.75 を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また，部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。	燃料棒間，燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから，燃料被覆管温度に与える影響は小さい。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒間，燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから，燃料被覆管温度に与える影響は小さい。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，除熱操作までには本解析においても約 17 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクェンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生するまで，燃料被覆管温度は解析結果に対して約 70℃の余裕があることからその影響は小さい。 （添付資料 2.1.3）

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

【SAFER，CHASTE】

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

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～ 7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+118cm～+120cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約- 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約- 10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約- 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約- 10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部： 3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さい。

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（高圧・低圧注水機能喪失）(2/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 18kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 18kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さい。 また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3 以上 （淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の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は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	—

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定。	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。		
	外部電源	外部電源あり	—	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定。	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，外部電源ありを初期条件とする。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3）（遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低（レベル 3）（遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h でスプレイ	140m³/h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）	事象発生から約 14 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に低圧代替注水系（常設）の追加起動を行い，その操作終了後（約 4 分後）に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて非常用炉心冷却系機能喪失を確認する。非常用炉心冷却系機能喪失の確認時間については，詳細を以下に示すとおり，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって，解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約 14 分のうち，余裕時間を含め 10 分間を非常用炉心冷却系機能喪失の確認時間と想定している。 ［非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合］ ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に 1 分間を想定 ● 原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● 高圧炉心注水系の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● 低圧注水系の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に，非常用炉心冷却系機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，復水補給水系の隔離弁（1 弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の追加起動であり，何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため，1 操作に 1 分間を想定し，合計 2 分間であり，それに余裕時間を含めて操作時間約 4 分を想定している。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作が完了した後に，自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため，原子炉の急速減圧の開始を事象発生から約 14 分後と想定している。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【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。	非常用炉心冷却系機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，余裕時間を含めて設定されていることから，その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早くなる可能性があり，原子炉への注水開始時間を早める。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から約 19 分後（操作開始時間の 5 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約 944℃となり 1,200℃を下回るため，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また，格納容器ベントをしても敷地境界線量は約 1.4mSv であり 5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）では，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足するが，格納容器ベントをすると敷地境界線量は 5mSv を超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力 0.62MPa［gage］にて格納容器ベントすることとなるため，重大事故での対策の範囲となる。 （添付資料 2.1.3）	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。解析上においては，起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水系機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで約 14 分を想定しているところ，訓練実績は約 9 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３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約 10 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位高（レベル 8）到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【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。	原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa［gage］付近となるが，格納容器の圧力上昇は緩やかであり，代替格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり準備時間が確保できるため，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，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，格納容器圧力 0.18MPa［gage］に到達する前に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替操作を実施，切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 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。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員(現場)及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員(現場)及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の12時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常10分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，また，徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間と7弁の開閉状態確認を含めて60分を想定し，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。現場における運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁4個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。また，現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する。	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，格納容器の健全性という点では問題とはならない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，格納容器の健全性という点では問題とはならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約20時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約9分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を要した。運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約30分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，移動時間を含め約7分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について

1. はじめに

運転員による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目及び敷地境界の実効線量への影響について評価した。

2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響

(1) 評価項目への影響

減圧時間を有効性評価における設定よりも5分及び10分遅延することによる評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量）への感度解析を行った。表 1 に評価結果を示す。また，燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に，操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位)，燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図 2 から 5 に示す。

10 分程度の操作時間遅れの場合，燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの,燃料被覆管温度 1200℃及び燃料被覆管酸化率 15%を超えることはない。そのため，少なくとも 10 分程度の操作時間遅れでも評価項目を満足する。

(2) 敷地境界の実効線量への影響

上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも 5 分及び 10 分遅延することによる敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは,燃料被覆管の破裂本数については,実機炉心設計を考慮した。表 2,3 に，操作時間が 5 分又は 10 分遅れた場合の平衡炉心サイクル初期における燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合の評価結果を,表 4 に敷地境界の実効線量の評価結果を示す。

表 2,3 に示したとおり，5 分程度の操作時間遅れでは，燃料被覆管の破裂本数は全炉心の約 1%となるが,事象発生初期は燃料の線出力密度が高いため,10 分程度の操作時間遅れで,全炉心の約 26%の燃料被覆管に破裂が発生する。また，表 4 に示したとおり，5 分程度の操作時間遅れの場合,敷地境界での実効線量は 5mSv を下回るが,10 分程度の操作遅れの場合,格納容器圧力逃がし装置を使用しないドライウェルベントの場合,敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る。したがって，敷地境界での実効線量の観点からは 5 分程度の操作遅れの時間余裕がある。

なお，10 分程度の操作遅れの場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）にて炉心損傷と判断されるため，格納容器最高使用圧力（0.31MPa[gage]）での格納容器ベント操作から格納容器限界圧力（0.62MPa[gage]）での格納容器ベント操作に移行する。

3．まとめ

5 分程度の操作時間遅れの場合，評価項目（燃料被覆管の最高温度及び酸化量）を満足し，敷地境界での実効線量は 5mSv を下回る。一方，10 分程度の操作時間遅れの場合，評価項目を満足するが，敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る場合がある。したがって，原子炉減圧操作は 5 分程度の時間遅れ以内に実施することが必要となる。

表 1：炉心の健全性に関する感度解析結果（CHASTE 解析）

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化率
5 分	約 944℃	約 3%
10 分	約 1056℃	約 6%

表 2：燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（解析上の操作遅れ時間が 5 分の場合）

表 3：燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合
（解析上の操作遅れ時間が 10 分の場合）

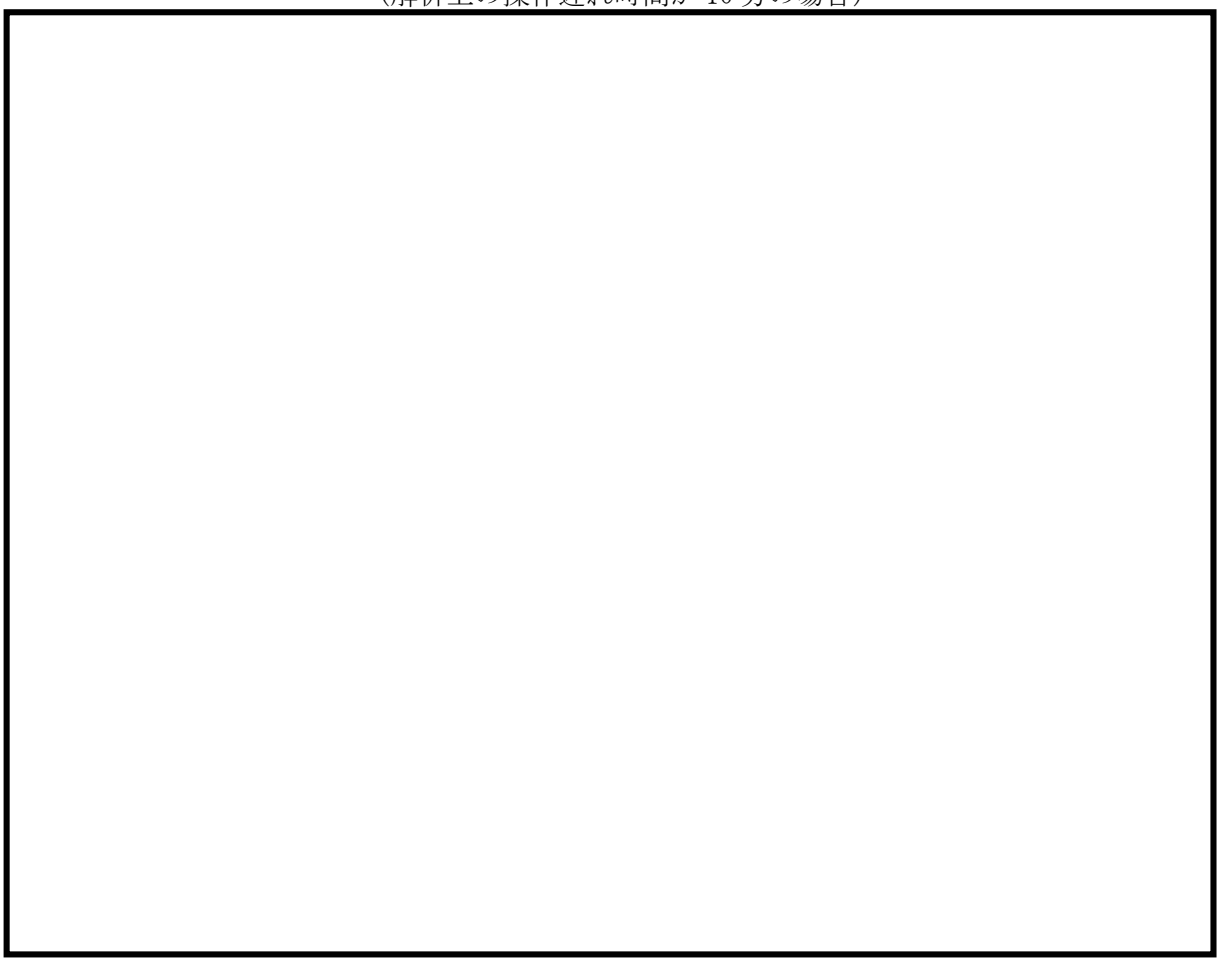


表 4：敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	ウェットウェルベント （格納容器圧力逃がし装置：使用） （ドライウェル圧力：0.31MPa[gage]）	ドライウェルベント （格納容器圧力逃がし装置：未使用） （ドライウェル圧力：0.31MPa[gage]）
5 分	約 4.3×10^{-2}mSv	約 1.4mSv
10 分	約 1.3mSv	約 36mSv

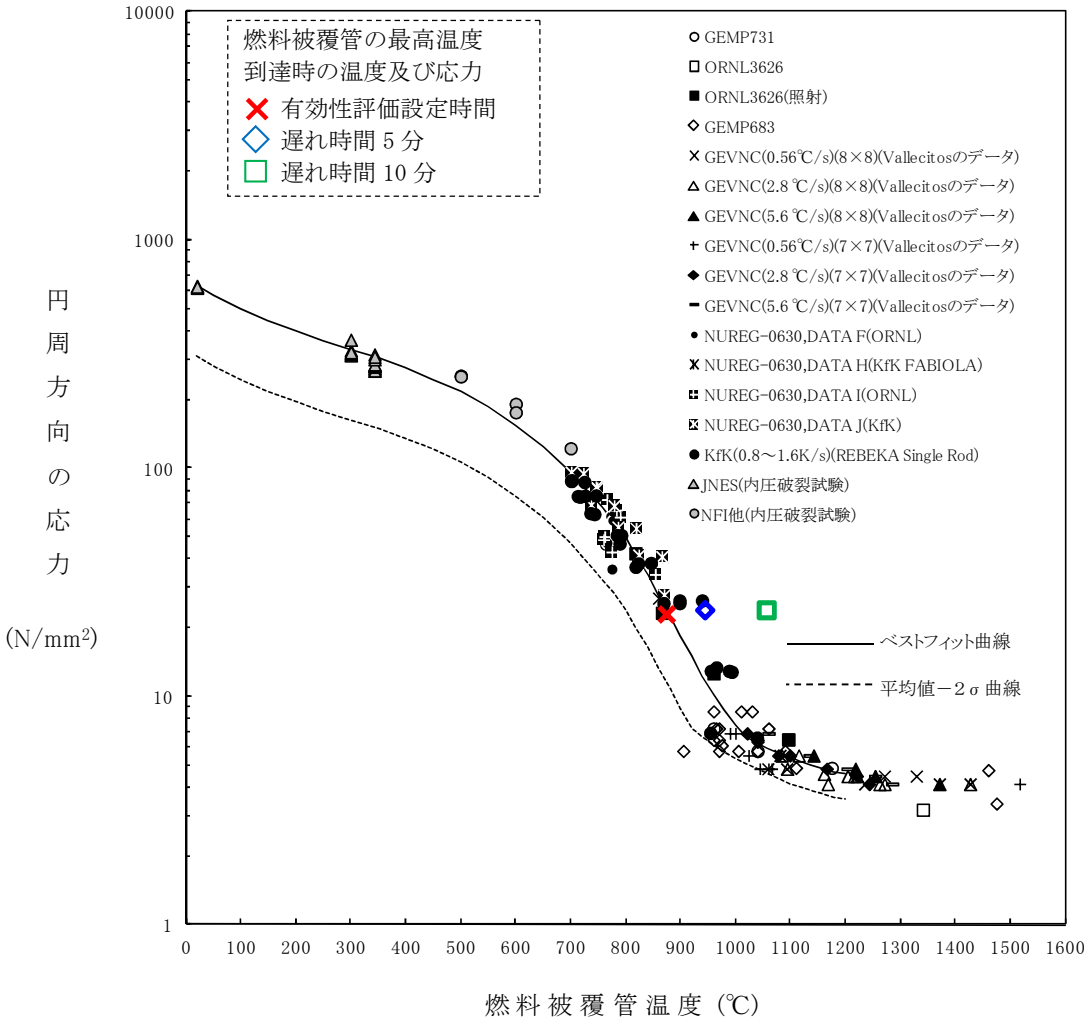


図 1: 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

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

燃料被覆管の円周方向応力σについては，次式により求められる。（下図参照）

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

ここで，

D ： 燃料被覆管内径

t ： 燃料被覆管厚さ

P_{in} ： 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} ： 燃料被覆管外側にかかる圧力（＝原子炉圧力）

である。

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

$$P_{in} = \left(\frac{\dfrac{V_p T_F}{V_F T_P}}{1 + \dfrac{V_p T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT_P}{V_p}$$

ここで，

V： 体積　　添字 P ： 燃料プレナム部

T ： 温度　　F ： ギャップ部

N ： ガスモル数

R ： ガス定数

である。

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

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

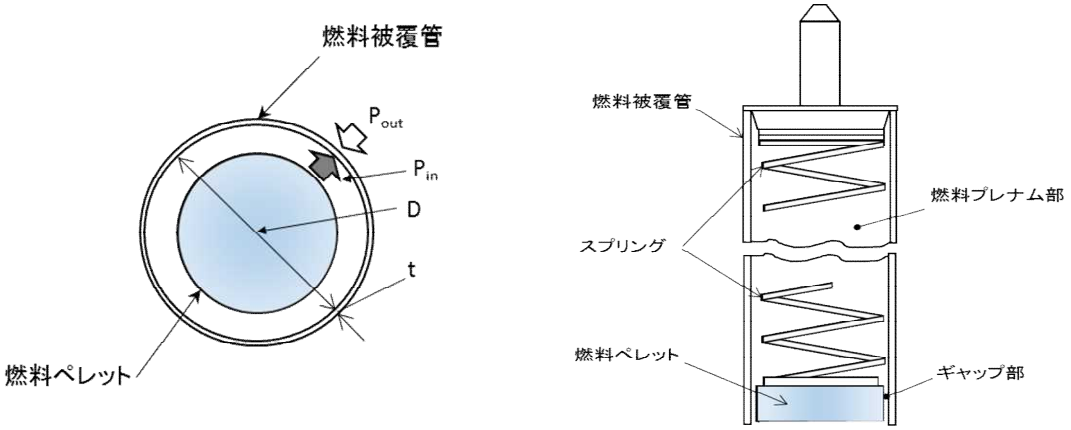


図:燃料棒断面図

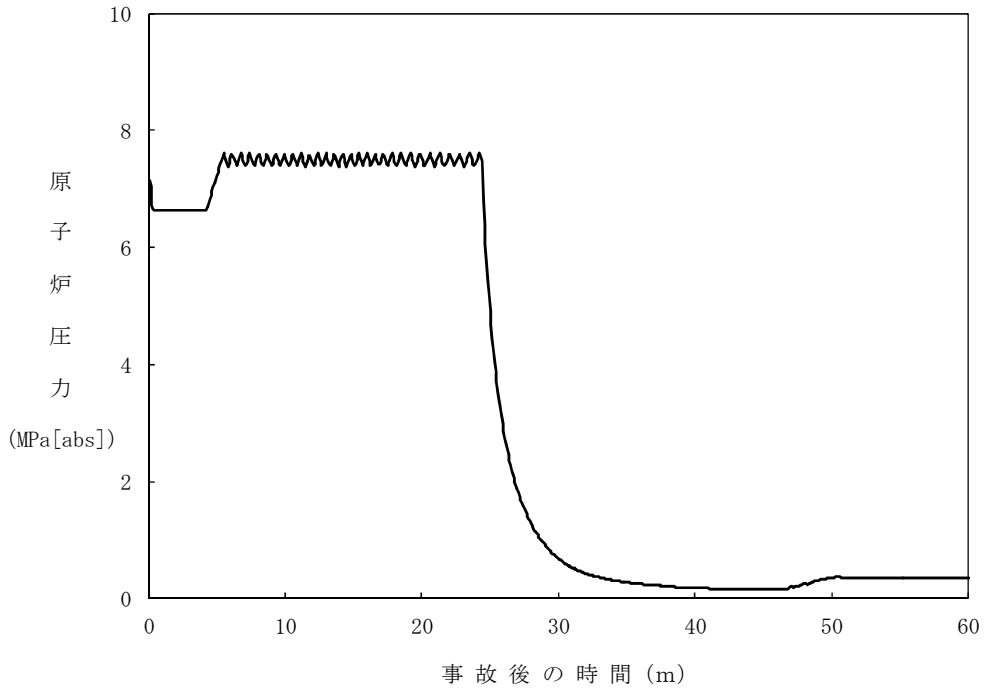


図 2：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

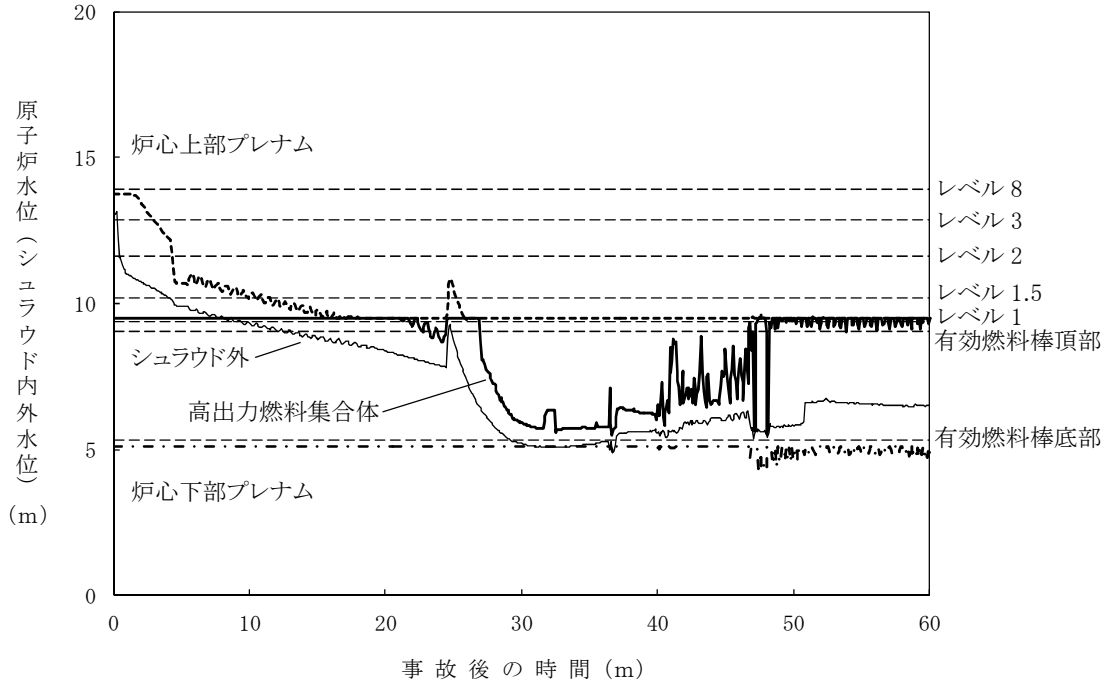


図 3：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

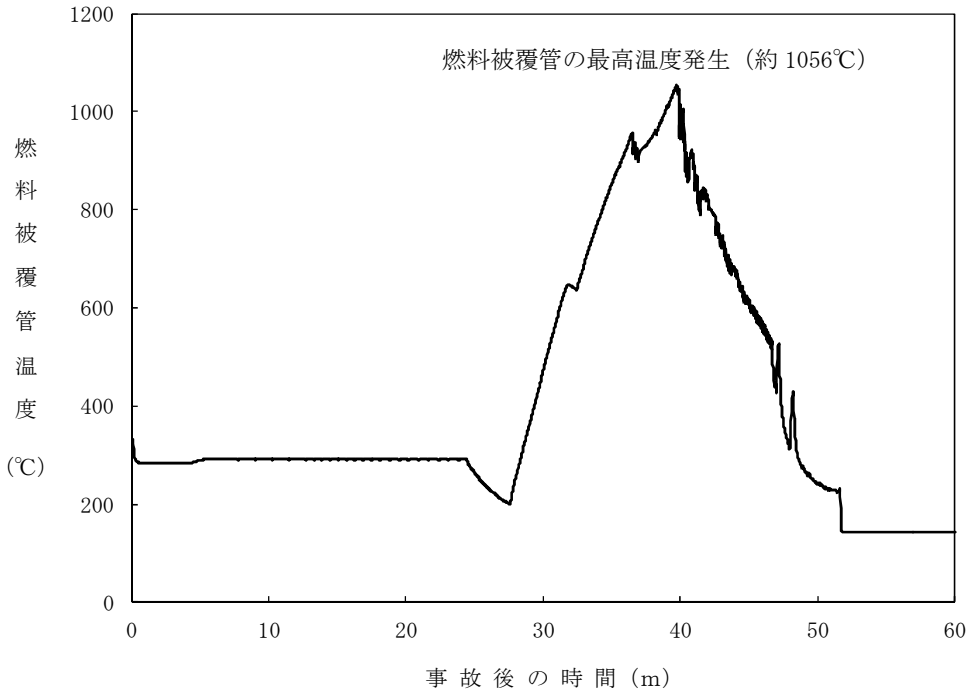


図 4：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

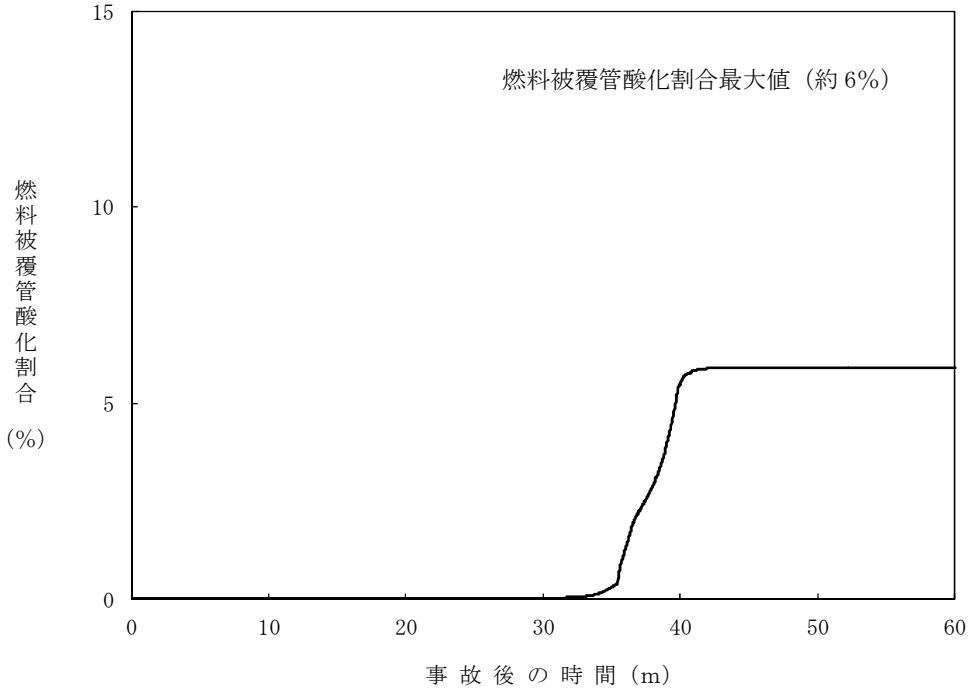


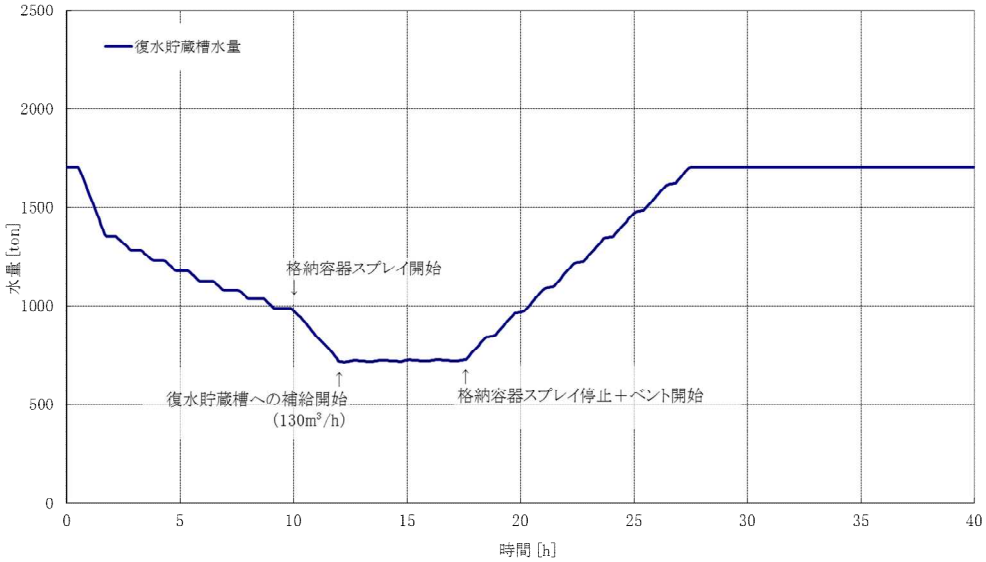
図 5：操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

○水源
復水貯蔵槽水量：約1,700m^3
淡水貯水池：約18,000m^3

○水使用パターン
①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後，炉心冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は，原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m^3/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し，
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間，格納容器スプレイを実施する（140m^3/h）。



③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ3台を用いて130m^3/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）
事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。格納容器ベントと同時に格納容器スプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果
時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約5,200m^{3}必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約10,400m^{3}必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：高圧・低圧注水機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約79kL**	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量**約200kL**）の残容量（合計）は**約639kL**であり， 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台＝4,536L			

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが，保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

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

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

本事故シーケンスグループは，原子炉が高圧のまま減圧できずに炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生の後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループに対しては，高圧の注水機能に期待しない対策及び減圧機能の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待可能な事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失がある。これについては，2.3.3 において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が

著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.2.1 から図 2.2.2 に，手順の概要を図 2.2.3 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 16 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について図 2.2.4 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，16 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。

原子炉水位はさらに低下し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。

c. 代替自動減圧ロジック動作確認

原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁4個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力等である。

d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

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

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

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

e. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

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

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

f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

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

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

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容

器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.2.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し，原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c) 原子炉減圧機能

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁 4 個により原子炉減圧する。容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル 1）到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し，逃

がし安全弁による原子炉減圧後に，954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて原子炉注水する。

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

伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

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

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が0.93MPa[gage]まで低下したことを確認後，事象発生12時間後に開始する。

（添付資料2.2.1）

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.2.5から図2.2.10に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図2.2.11から図2.2.16に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.2.17から図2.2.20に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が開き，原子炉が急速減圧される。減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。

再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

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

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

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い，冷温停止状態に移行することができる。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.2.11 に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 761℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.2.5 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.07MPa[gage]及び約 101℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.2.6 に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持でき

る。

（添付資料 2.2.2）

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

2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる

等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.2.3）

b．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.2.3）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料2.2.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条

件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，本解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.2.3）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達時（事象発生から約50分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.2.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料2.2.3）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約50分後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約17時間であり，約16時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。また，格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生から約38時間であり，約37時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.2.3）

(4) まとめ

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

2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は，「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

ａ．水源

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

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

ｂ．燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,581kL）。

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉 合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.2.4）

ｃ．電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

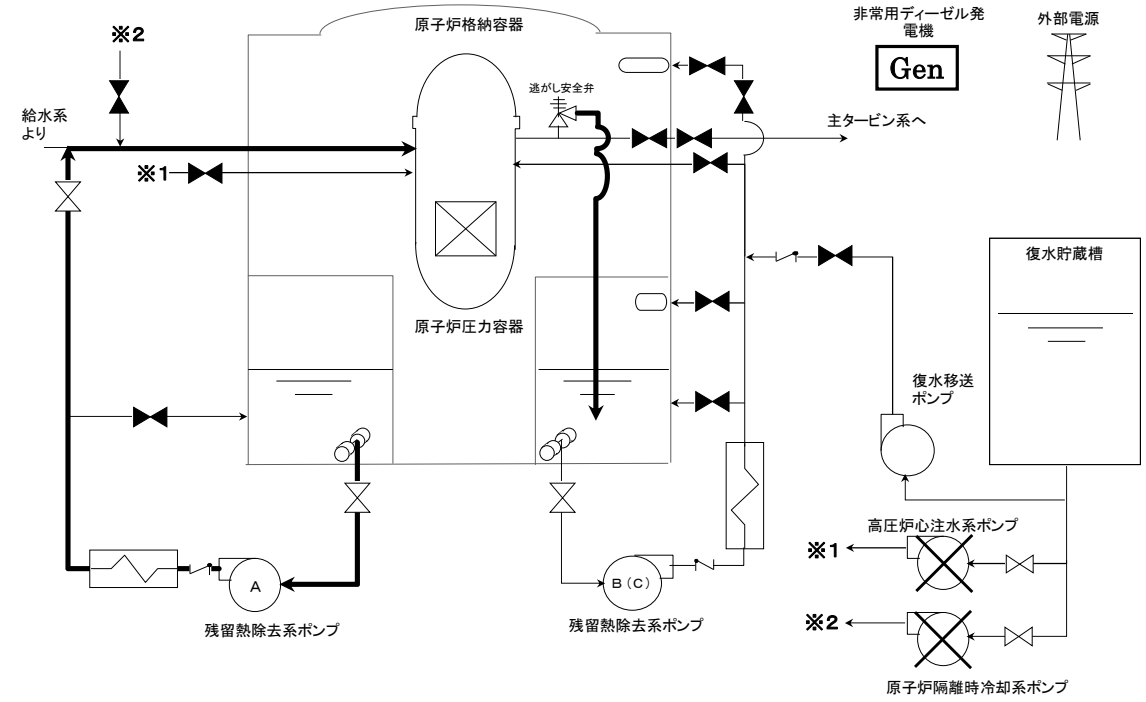


図 2.2.1　高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/2）
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）

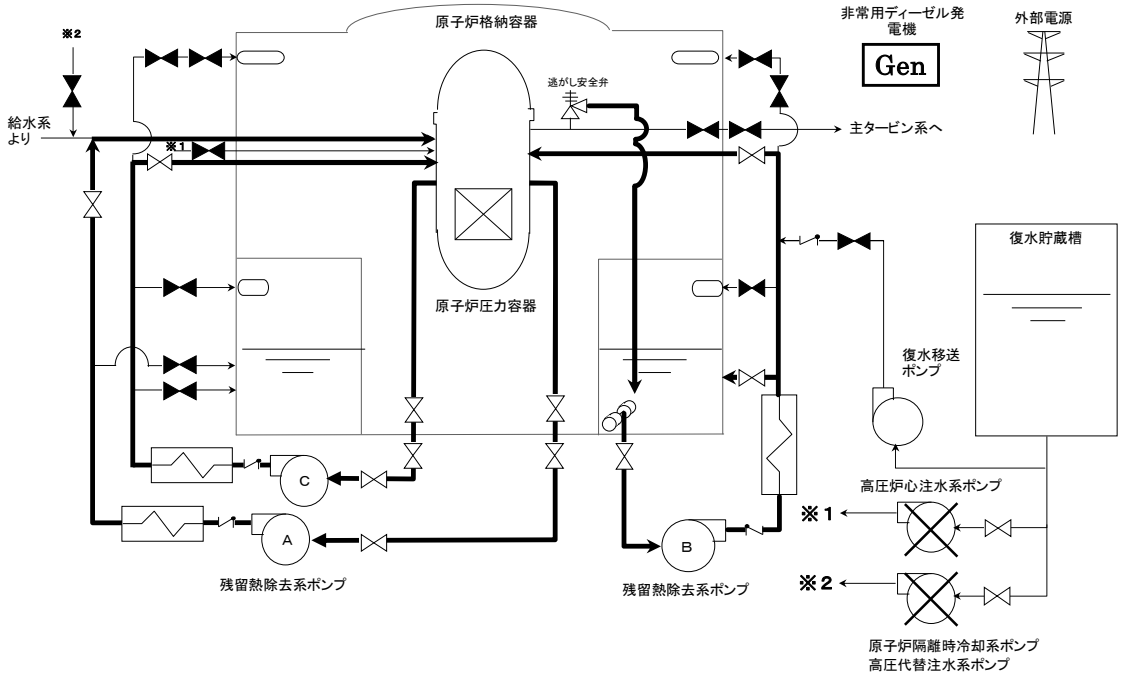


図 2.2.2　高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/2）
（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）

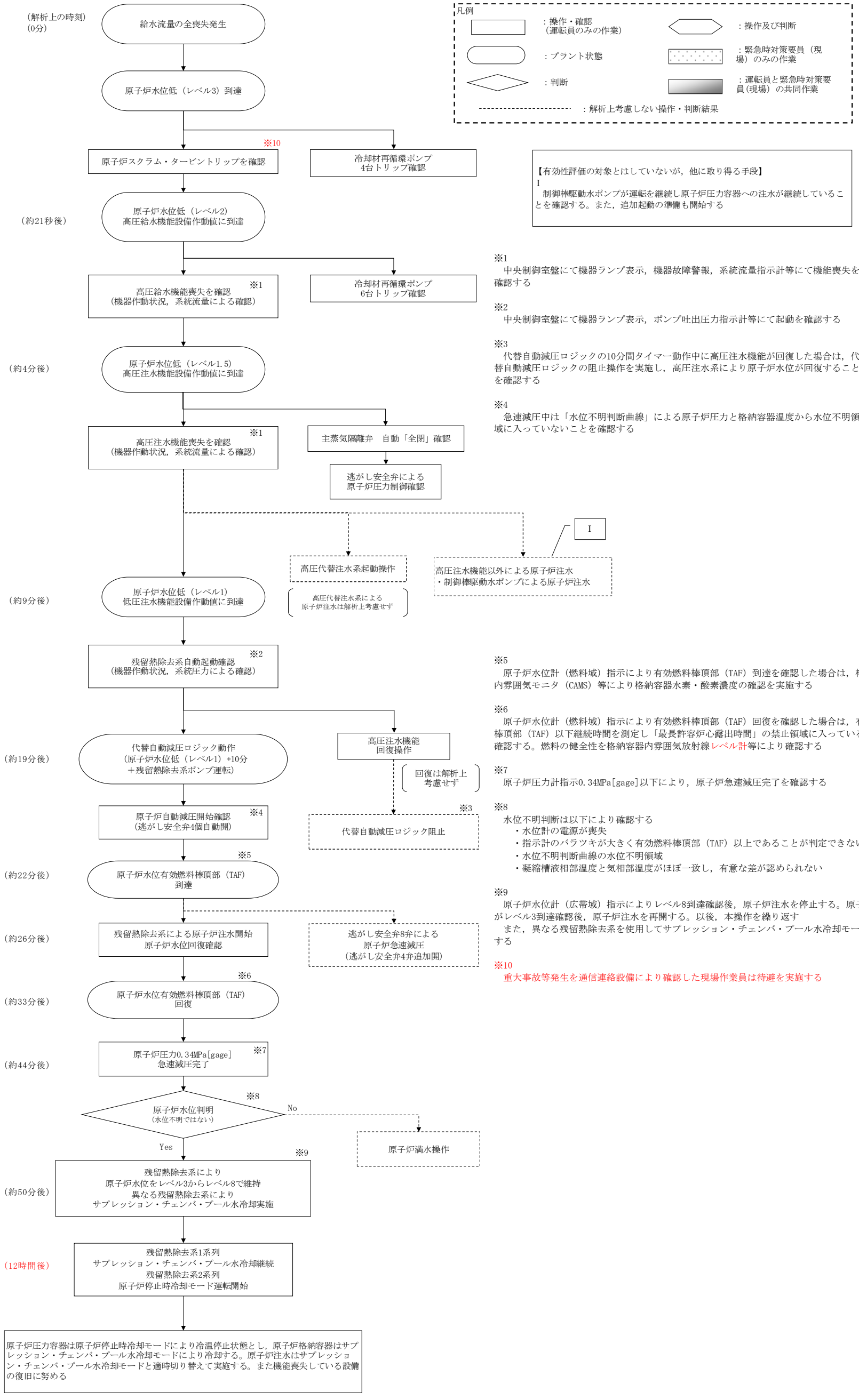


図 2.2.3　高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順の概要

高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			事象発生	
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮			原子炉スクラム	
		7号	当直副長	1人				約21秒　原子炉水位低（レベル2）	
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡			約4分　原子炉水位低（レベル1.5）	
								約9分　原子炉水位低（レベル1）	
								プラント状況判断	
								約19分　代替自動減圧ロジック動作	
								約22分　原子炉水位有効燃料棒頂部到達（※）	
								約26分　低圧注水系　原子炉注水開始	
								約33分　原子炉水位有効燃料棒頂部回復（※）	
								約50分　原子炉水位高（レベル8）	
								12時間後 残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード 運転開始	※シュラウド内水位に基づく時間
	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作 ・主蒸気隔離弁全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・残留熱除去系 自動起動確認	10分	解析上考慮せず
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・給水系，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系機能回復		対応可能な要員により対応する
原子炉減圧確認	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　4個 自動開放確認	適時確認	
低圧注水モード　注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁自動開確認 ・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持	残留熱除去系ポンプ（A）
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　試験用調節弁操作	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続 ＊2系列原子炉停止時冷却モード運転後は適宜原子炉注水実施	残留熱除去系ポンプ（B）
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　ラインアップ ・パラメータ監視	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離	30分	
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ（C）
低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード切替	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　ラインアップ ・パラメータ監視	90分	残留熱除去系ポンプ（A）
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離	30分	
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整	原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ（A）
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	2人 C，D	2人 c，d	0人				

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.2.4　高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

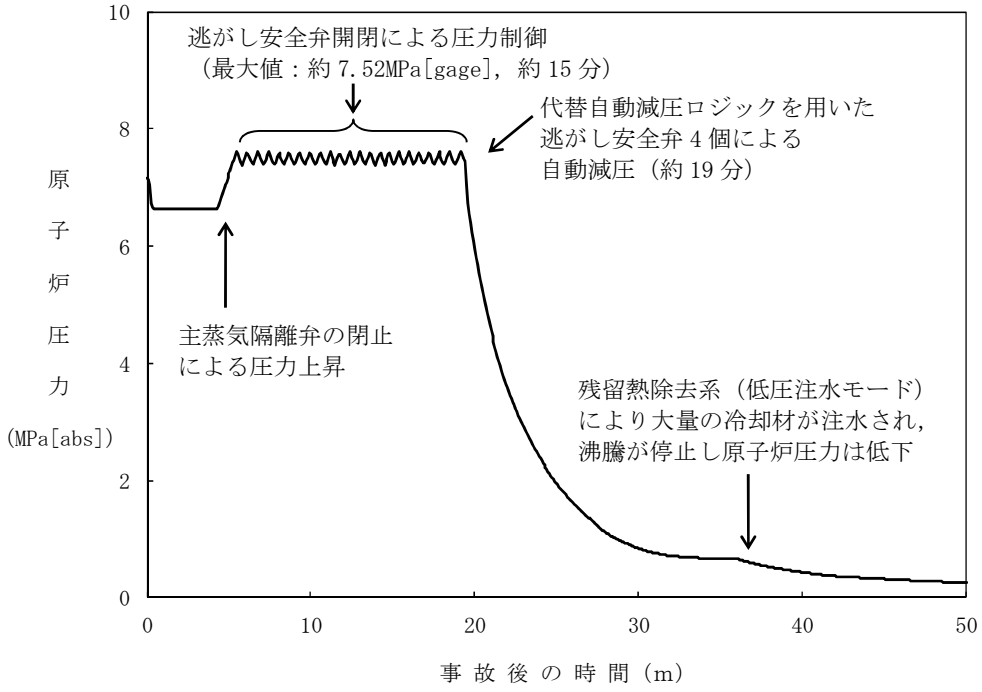


図 2.2.5　原子炉圧力の推移

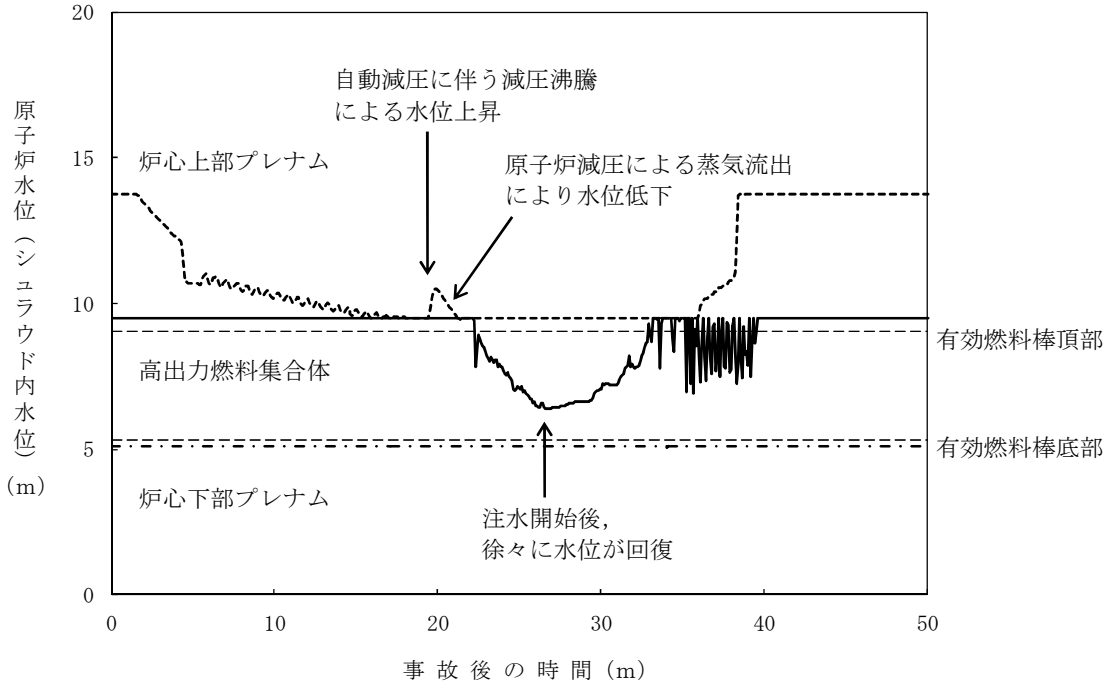


図 2.2.6　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

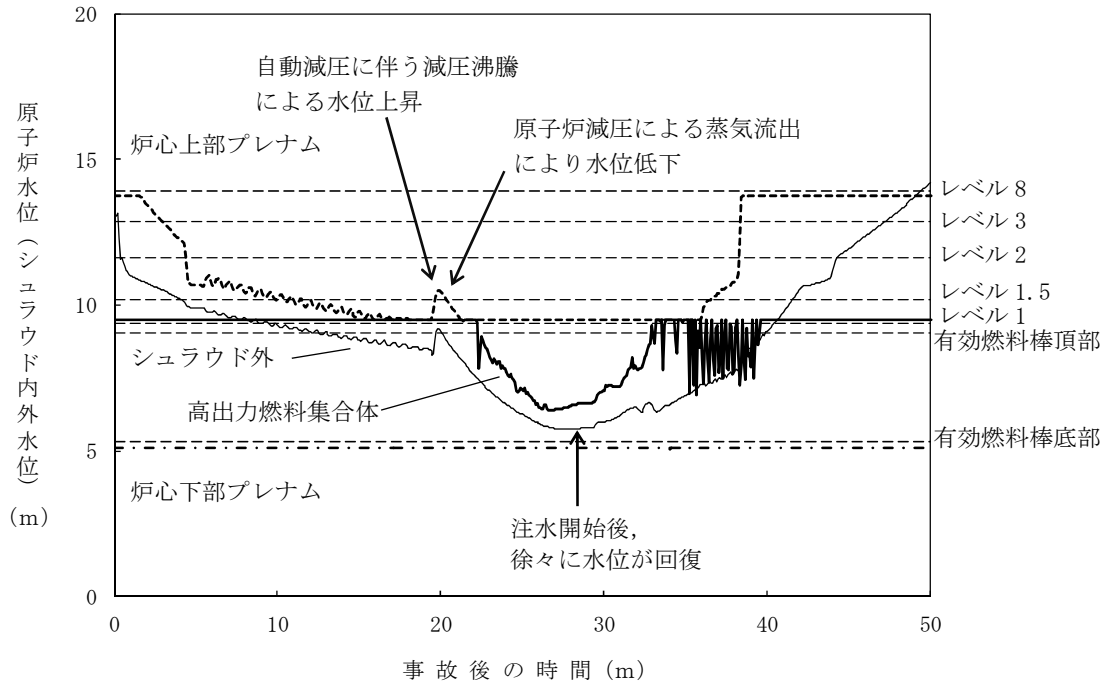


図 2.2.7　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

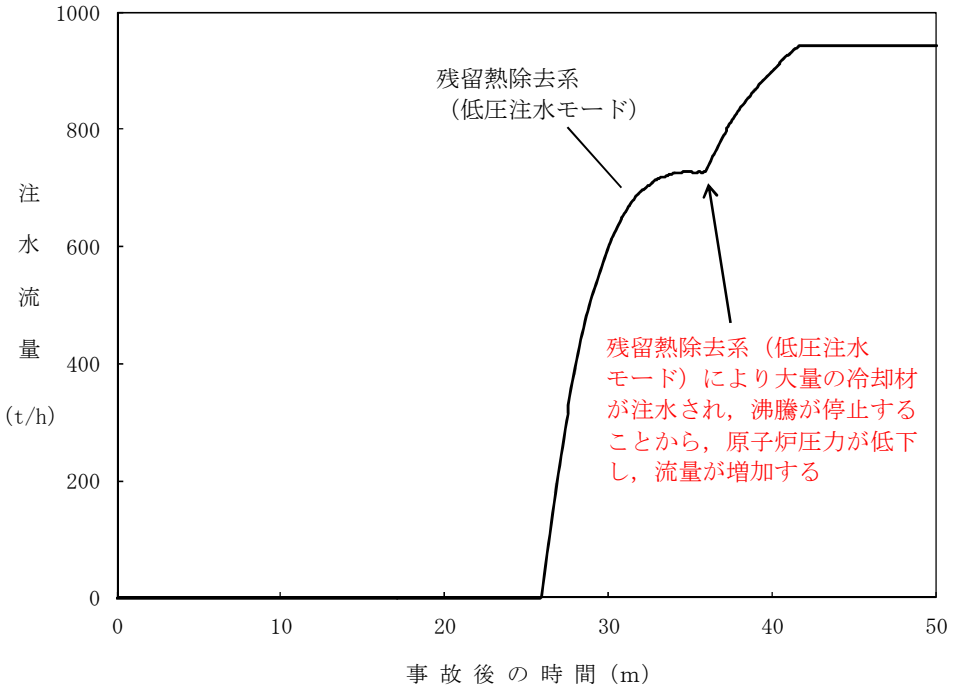


図 2.2.8　注水流量の推移

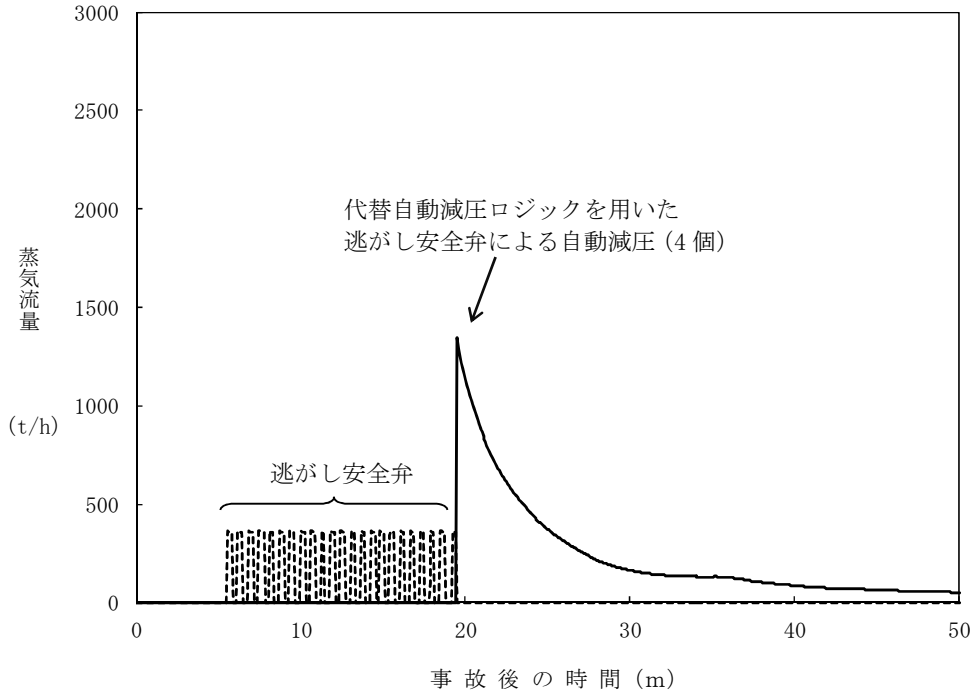


図 2.2.9　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

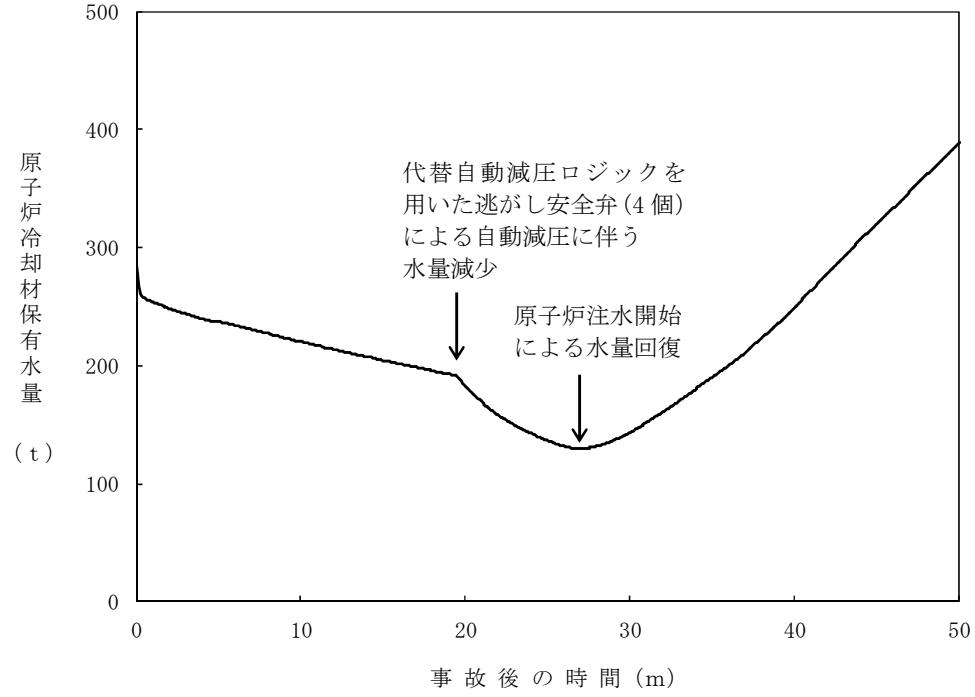


図 2.2.10　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

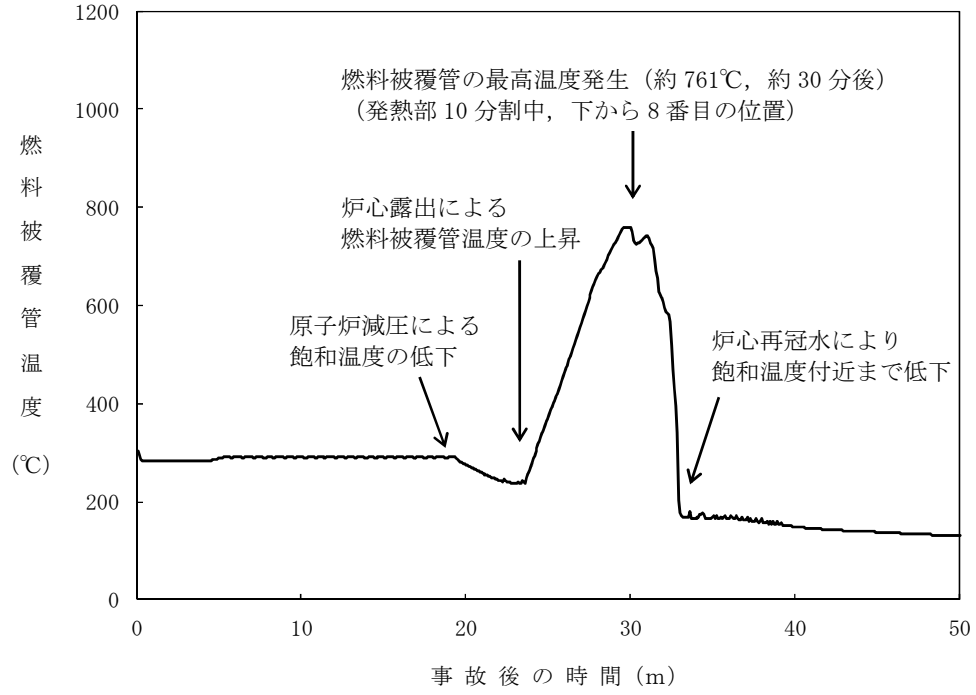


図 2.2.11　燃料被覆管温度の推移

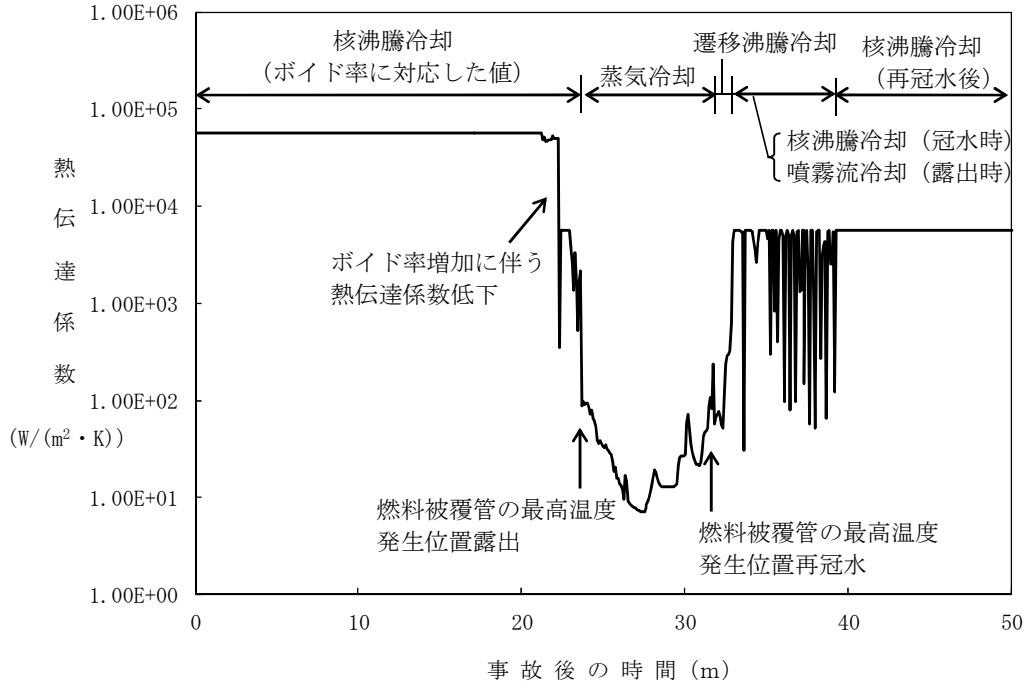


図 2.2.12　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

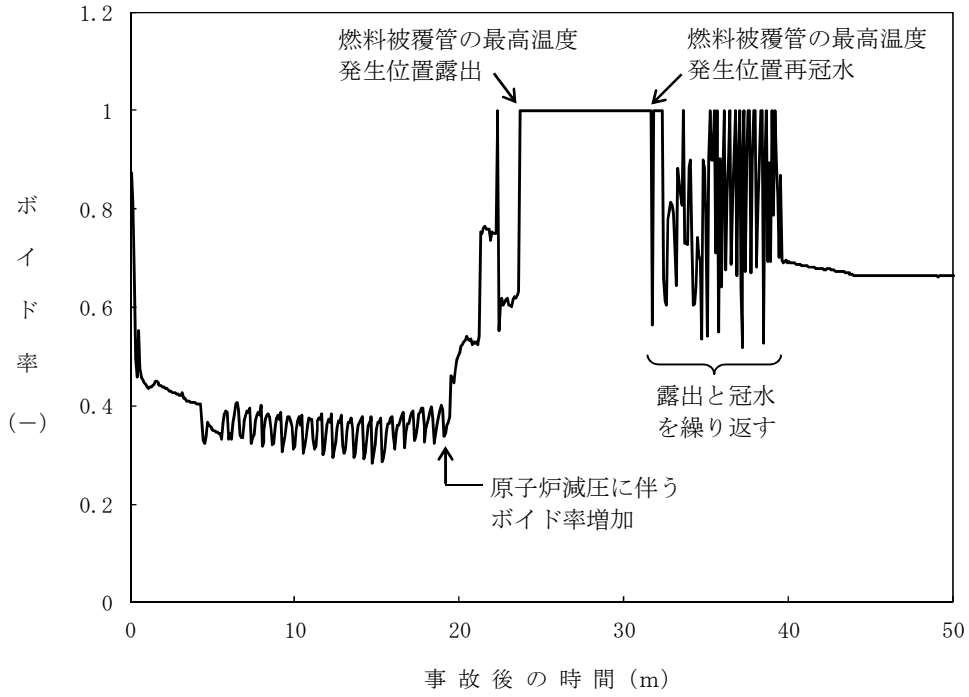


図 2.2.13　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

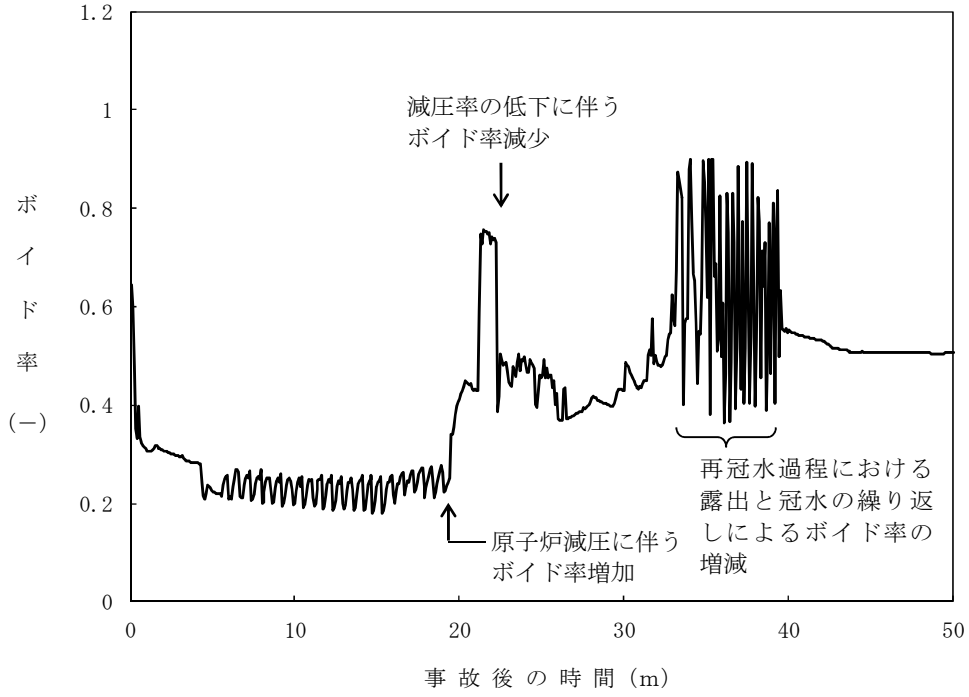


図 2.2.14　高出力燃料集合体のボイド率の推移

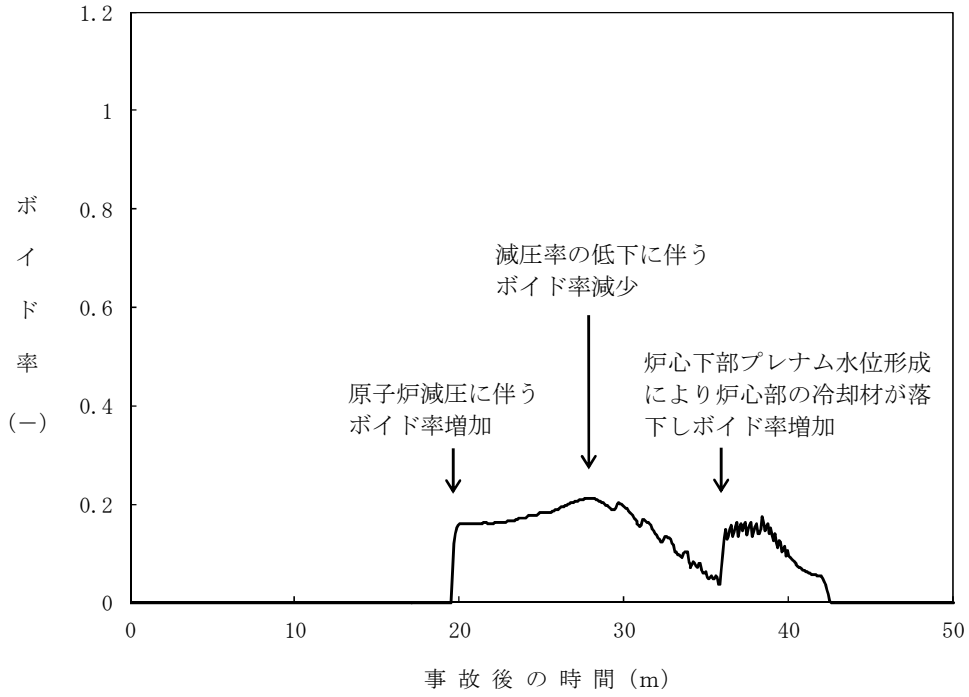


図 2.2.15　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

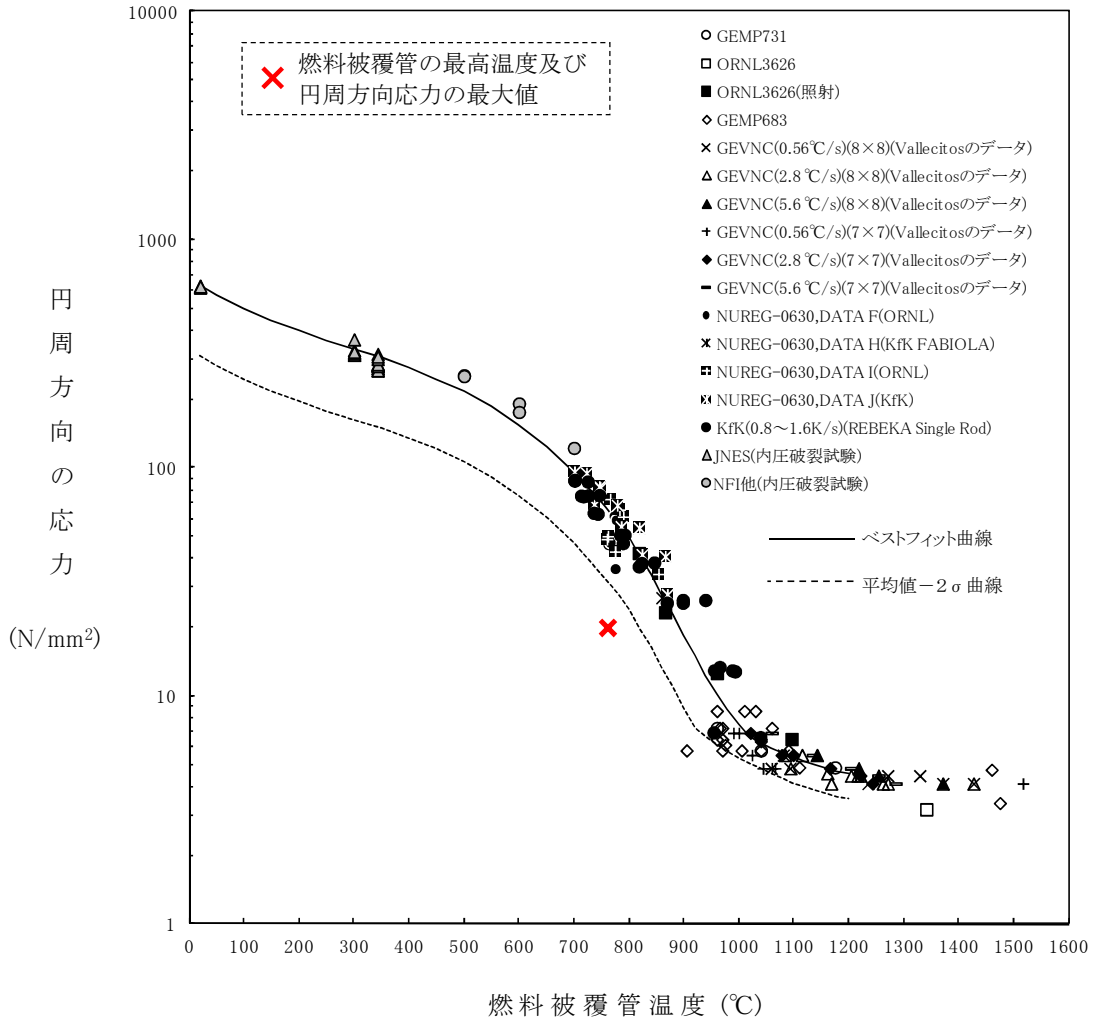


図 2.2.16　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

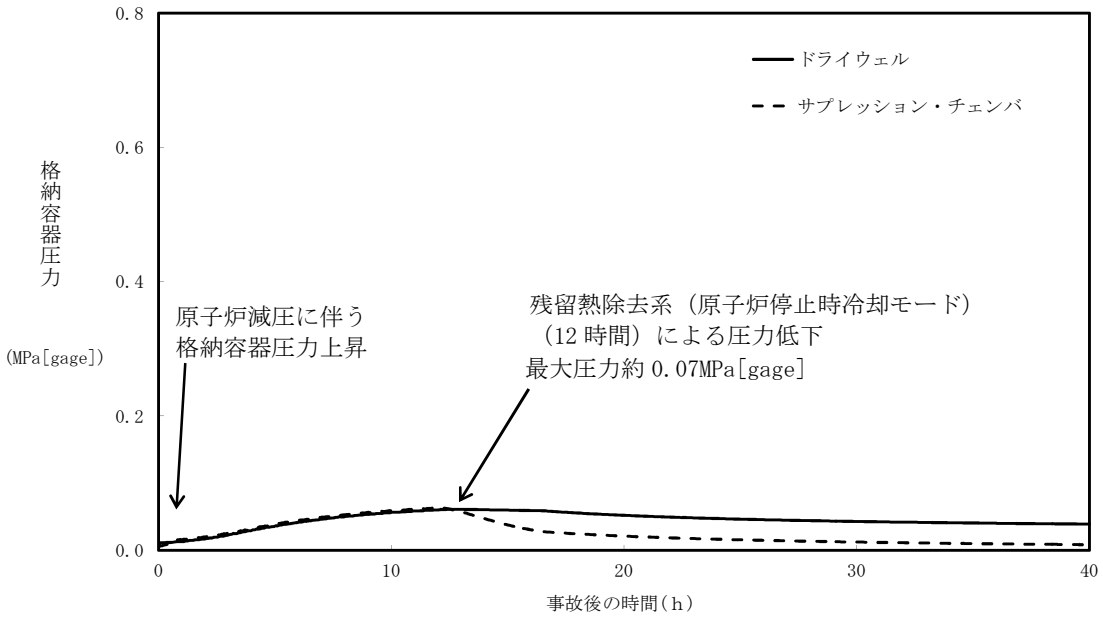


図 2.2.17　格納容器圧力の推移

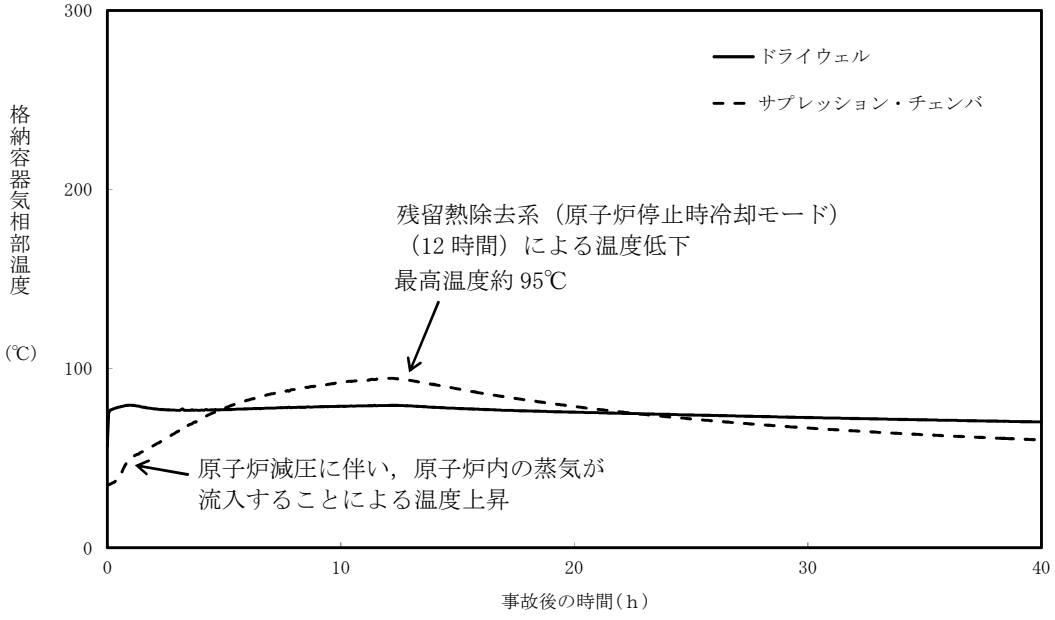


図 2.2.18　格納容器気相部温度の推移

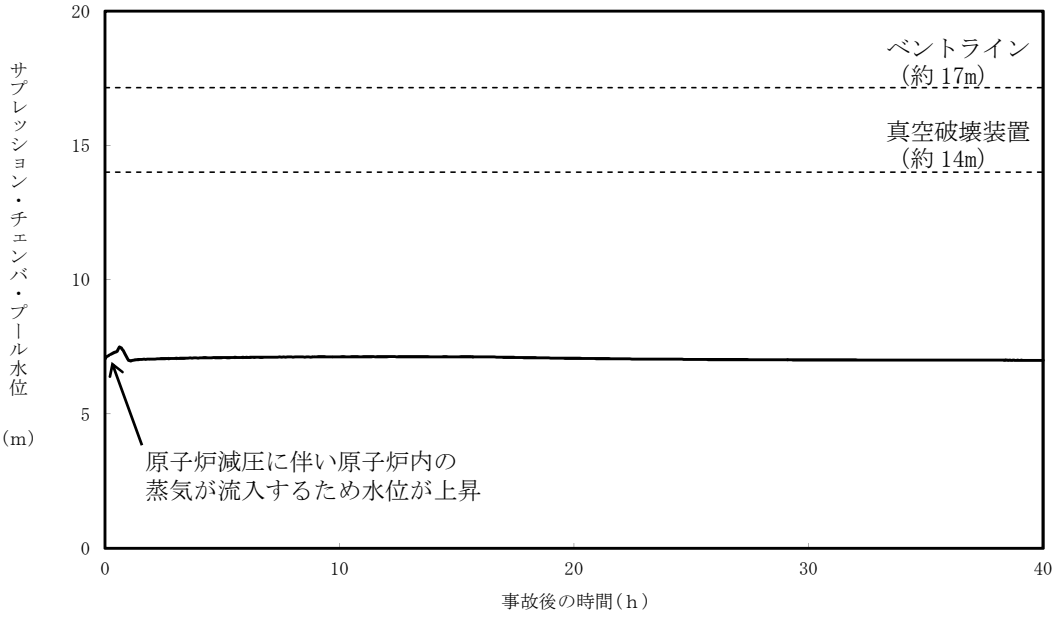


図 2.2.19　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

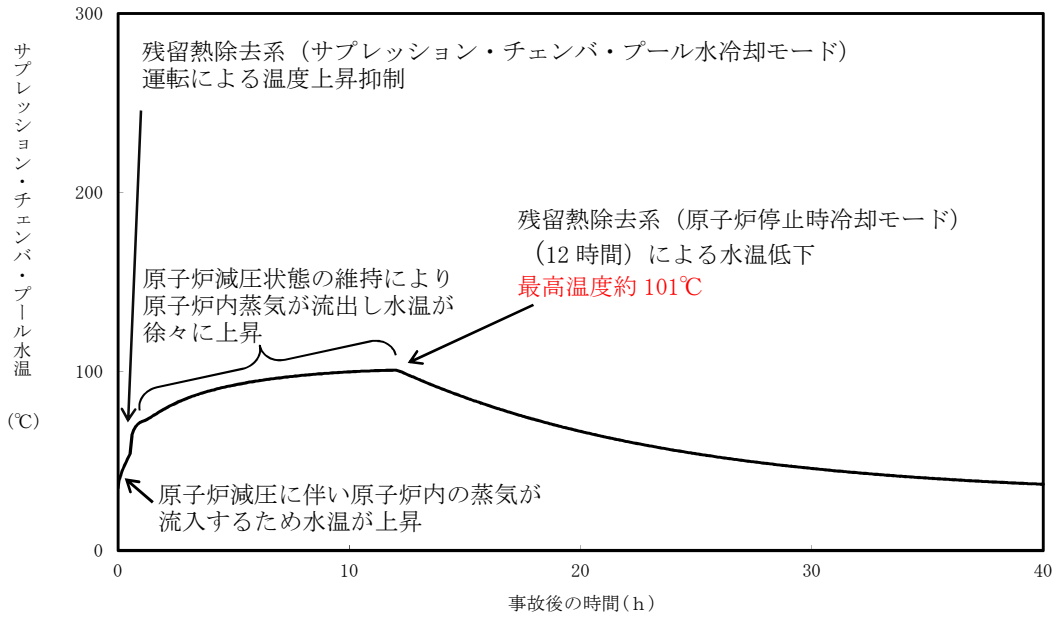


図 2.2.20　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.2.1　高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが，各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動するが，原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が開き，原子炉急速減圧する	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によりサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する	【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	－	【残留熱除去系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，プール水温度が静定することを確認後，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切替える	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない操作

表 2.2.2　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定

表 2.2.2　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.2.2　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(3／4)

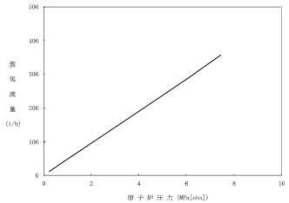
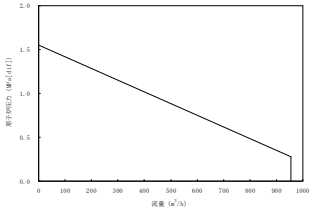
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		代替自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁の 4 個開による原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後 作動数：4 個 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

表 2.2.2　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(4／4)

目　項		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動 954m^3/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から 12 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定

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

1. はじめに

高圧注水・減圧機能喪失のシナリオにおいては，原子炉圧力が 0.93MPa[gage]まで低下したことを確認した後，事象発生 12 時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは，過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは，平成 19 年 7 月 16 日に発生した新潟県中越沖地震時における柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。

2. 新潟県中越沖地震時の実績

以下に新潟県中越沖地震時の柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉における残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード）の運転までの時系列を示す。

10：13　地震発生，原子炉スクラム
18：54 ～ 19：28　RHR(A)起動（剥離運転）（フラッシング）
20：17 ～ 20：59　RHR(A)配管ウォーミング
23：59　RHR(A)SHC 起動

} 残留熱除去系の起動準備操作

上記に示すとおり，起動準備から約 5 時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。

3. まとめ

2. に示した通り，新潟県中越沖地震時のプラントスクラム停止時においても，柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉においては，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約 5 時間で運転を開始している実績がある。

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

以上

安定状態について

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本解析においてはサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL,ROSA-Ⅲ,FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，実験結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL,ROSA-Ⅲ,FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへの移行は冠水後の操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件とした場合には解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力の上昇が遅くなる。サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなり，格納容器圧力は僅かに低くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（高圧注水・減圧機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 12 時間あたり約 59kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 12 時間あたり約 59kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の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は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定。		
	外部電源	外部電源あり	－	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定。	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，外部電源ありを初期条件とする。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の 4 個開による原子炉急速減圧	代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の 4 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動 954m^3/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 1）にて自動起動 954m^3/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ･プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル 8）到達時（約 50 分後）	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）を踏まえ，原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	【認知】 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位の上昇を継続監視することにより，原子炉水位高（レベル 8）到達を十分に認知することができるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。電動弁「2 弁」の操作が必要ではあるが，サプレッション・チェンバ・プール水温度の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており，同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を実施することから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうる。 【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。	複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが，その時間は短く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早くなる可能性があるが，中央制御室で行う操作であることから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 50 分後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 17 時間であり，約 16 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。また，格納容器限界圧力 0.62MPa[gage]に到達するまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力･温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約 38 時間であり，約 37 時間以上の余裕があることから，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，原子炉水位高（レベル 8）到達から 8 分後に残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作を開始。電動弁「2 弁」の操作は約 2 分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から 12 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約 60 分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約 10 分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	残留熱除去系の低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替操作	事象発生から 13.5 時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	残留熱除去系を低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替え操作開始までの時間は，事象発生から 12 時間以上あり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約 60 分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約 10 分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
事象：高圧注水・減圧機能喪失は6号及び7号炉を想定。
なお，外部電源喪失は想定していないが，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，免震重要棟等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	7日間の軽油消費量 **約751kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	7日間の軽油消費量 **約751kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後7日間 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台＝4,536L	7日間の軽油消費量 **約79kL**	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量**約200kL**）の残容量（合計）は**約659kL**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は2台で足りるが，保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが，保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 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，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失)」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失)」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード)，低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失)」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.1.1 から図 2.3.1.4 に，手順の概要を図 2.3.1.5 に示すと

ともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.3.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は10名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.1.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

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

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

d. 直流電源切替

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため，事象発生から 8 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切替）を実施する。事象発生から，19 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切替）を実施することにより 24 時間にわたって直流

電源の供給を行う。なお，所内蓄電式直流電源設備の切替操作を実施する際には，時間的裕度を確保するため，原子炉水位高（レベル 8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉隔離時冷却系を停止し，切替操作を実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。

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

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

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

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等の原子炉格納容器ベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ 1 台を手動起動する。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。

g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

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

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

h. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後，中央制御室からの遠隔操

作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）に切替えるとともに，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

i．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）への切替え後は，低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

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，原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.1.2に示す。ま

た，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。

(c) 外部電源

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から24時間後に手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）

逃がし安全弁による原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し，954m^3/hにて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また，伝熱容量は，熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）とする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）への切替え後に，崩壊熱相当量で原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流

量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開※）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが，格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。解析においては，操作手順の考え方を踏まえ，中間開操作（流路面積約 70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

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

(b) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，事象発生から24時間後に開始する。

(d) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は，事象発生24時間後に開始する。

(e) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から24時間後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1mに到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）の起動操作は，事象発生から約25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず，燃料被覆管の破裂も発生していないため，放射性物質の放出を評価する際は，設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため，敷地境界での実効線量評価にあたっては，発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。

(a) 事故発生時の冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容される I-131 の最大濃度とし，その組成を拡散組成とする。これにより，事故発生時に冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約 1.3×10^{12}Bq となる。

(b) 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は，I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値※1である3.7×10^{13}Bqとし，

その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより，原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は，希ガスについてはγ線実効エネルギ0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq，よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。

※1　過去に実測されたI-131追加放出量から，全希ガス漏洩率（f値）1mCi/s（3.7×10^{7}Bq/s）あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏洩率が 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/s）の場合，全希ガス漏洩率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq（37Ci）であり，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は，これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq（1000Ci）を条件としている。（1Ci = 3.7×10^{10}Bq/s）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（TLR-032）

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

(c) 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし，残りの96%は無機よう素とする。

(d) 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち，10%は瞬時に気相部に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素，無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。

(e) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合，希ガス及び有機よう素は全量が，無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

(f) サプレッション・チェンバの無機よう素は，スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については，スクラビングの効果を考えない。また，核分裂生成物の自然減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

(g) 敷地境界における実効線量は，内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し，よう素の内部被ばくによる実効線量は，主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式（1）で，また，希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量は，放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式（2）で計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_I \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (1)$$

R　　：呼吸率（m^3/s）

呼吸率Rは，事故期間が比較的短いことを考慮し，小児の呼吸率（活動時）0.31m^3/hを秒当たりに換算して用いる。

H_{∞}　：よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量(1.6×10^{-7}Sv/Bq)

χ/Q　：相対濃度（s/m^3）

Q_I　　：事故期間中のよう素の大気放出量（Bq）

（I-131等価量－小児実効線量係数換算）

$H_\gamma = K \cdot D/Q \cdot Q_\gamma$ ・・・・・・・・・・・・・・ (2)

K ：空気吸収線量から実効線量当量への換算係数
（K＝1Sv/Gy）

D/Q ：相対線量（Gy/Bq）

Q_γ ：事故期間中の希ガスの大気放出量（Bq）
（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

(h) 大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（χ/Q）を 1.2×10^{-5}（s/m^3），相対線量（D/Q）を 1.9×10^{-19}（Gy/Bq）とし，耐圧強化ベント系を用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（χ/Q）は 6.2×10^{-6}（s/m^3），相対線量（D/Q）は 1.2×10^{-19}（Gy/Bq）とする。

(i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10，格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000，排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。

（添付資料 2.3.1.1）

(4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.1.7から図2.3.1.12に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.1.13から図2.3.1.15に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.1.16から図2.3.1.19に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

所内蓄電式直流電源設備は，負荷切離しを行わずに 8 時間，その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替（蓄電池 A から蓄電池 A-2）を実施し，加えて事象発生から 19 時間経過するまで直流電源切替（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池）を実施することにより，更に 16 時間の合計 24 時間にわたり，重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。この間，原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）での自動

起動及び原子炉水位高（レベル 8）でのトリップを繰り返すことによって，原子炉水位は適切に維持される。

（添付資料 2.3.1.2，2.3.1.3）

事象発生から 24 時間経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで，原子炉の急速減圧を実施し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 16 時間経過した時点で実施する。また，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の機能は維持される。この点と，蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し，その確実な運転継続を確保する観点から，原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は，ベントラインを閉じて，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※2 シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.3.1.13 に示すとおり，初期値(約 310℃)を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.3.1.7 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する

蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

（添付資料 2.3.1.4）

図 2.3.1.8 に示すとおり，原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.3.1.5）

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3}mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2}mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2），格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作，所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

（添付資料 2.3.1.6）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.6）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

（添付資料2.3.1.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから，上記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ない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力の上昇は遅くなるが，格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料2.3.1.6）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）は，解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として，本操作は停電切替操作であり，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから，原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動

する可能性があるが，炉心は冠水維持されるため問題とならない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約16時間後であり，格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め実施可能である。また，格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。操作開始時間が遅れた場合においても，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）は，解析上の操作開始時間として事象発生から19時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として，本操作は停電切替操作であり，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから，原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが，炉心は冠水維持されるため問題とならない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

（添付資料2.3.1.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが，直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり，操作開始時間が変動しても，枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性がある

が，直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり，操作開始時間が変動しても，枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性がある。この場合，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。

（添付資料2.3.1.6）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）については，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが，原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約20時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）については，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが，原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており，4時間程度の準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

（添付資料2.3.1.6）

(4) まとめ

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

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

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「2.3.1.1 (3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約1,600m^{3}の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約3,200m^{3}の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料 2.3.1.7）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要とな

る。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。また，代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプについては，保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,093kL）

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

（添付資料 2.3.1.8）

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6号及び7号炉で約2,342kW（6号炉：約1,159kW，7号炉：約1,183kW）必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

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

（添付資料 2.3.1.2，2.3.1.9）

2.3.1.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」に対す

る炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても，蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転，逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」において，原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」に対して有効である。

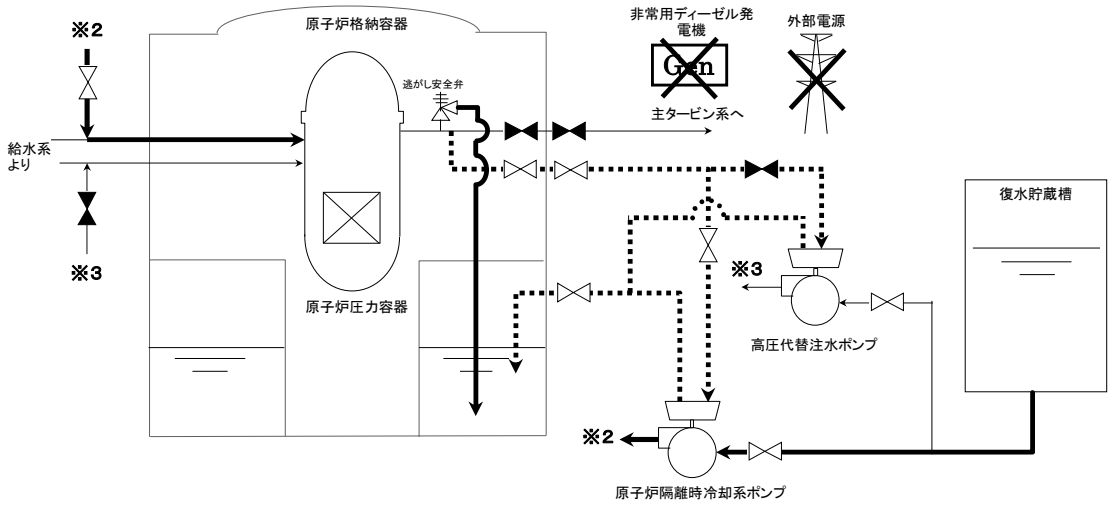


図 2.3.1.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

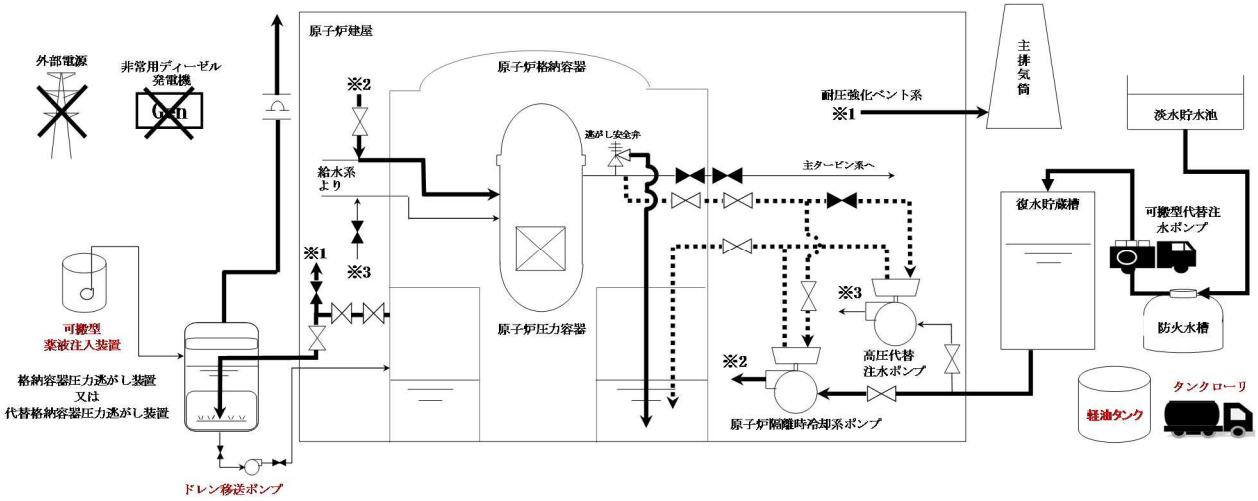


図 2.3.1.2　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

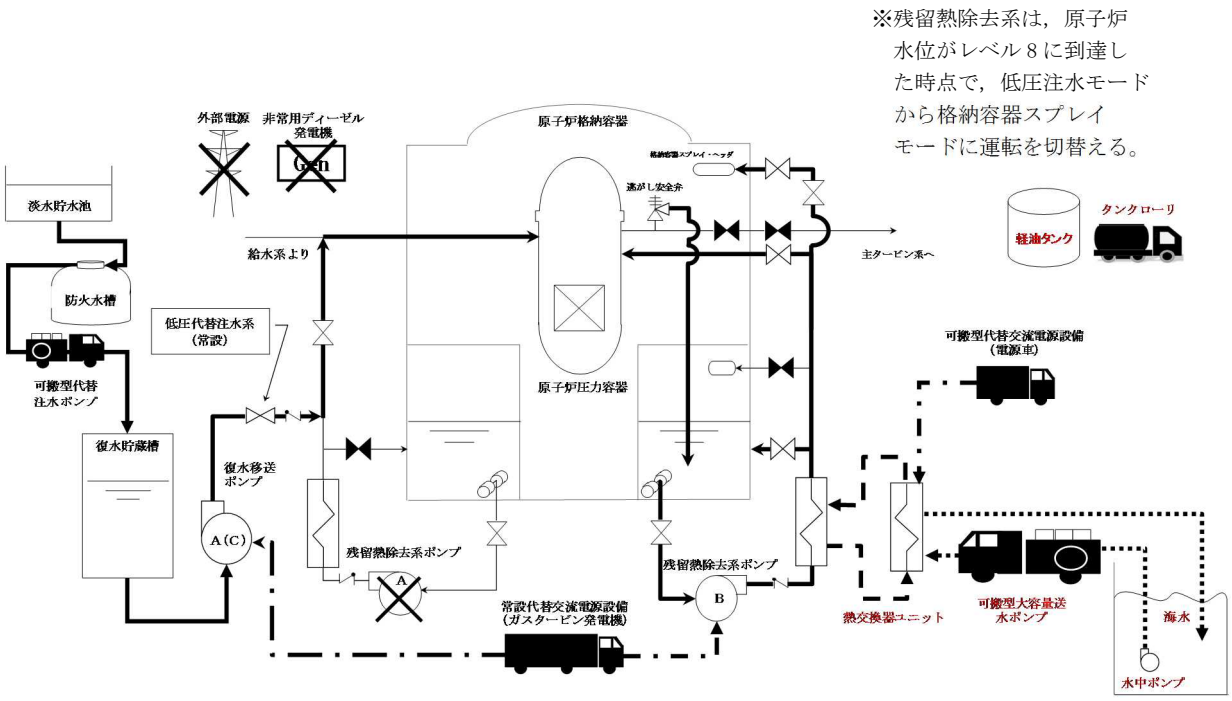


図 2.3.1.3　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

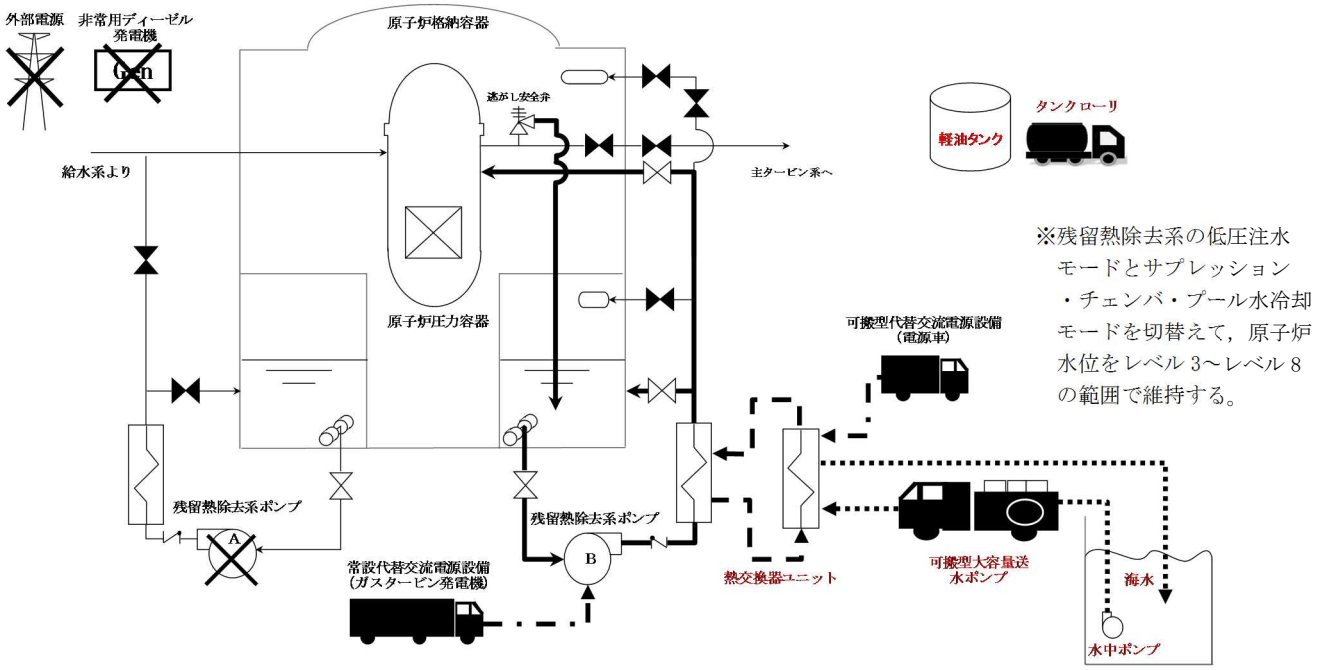
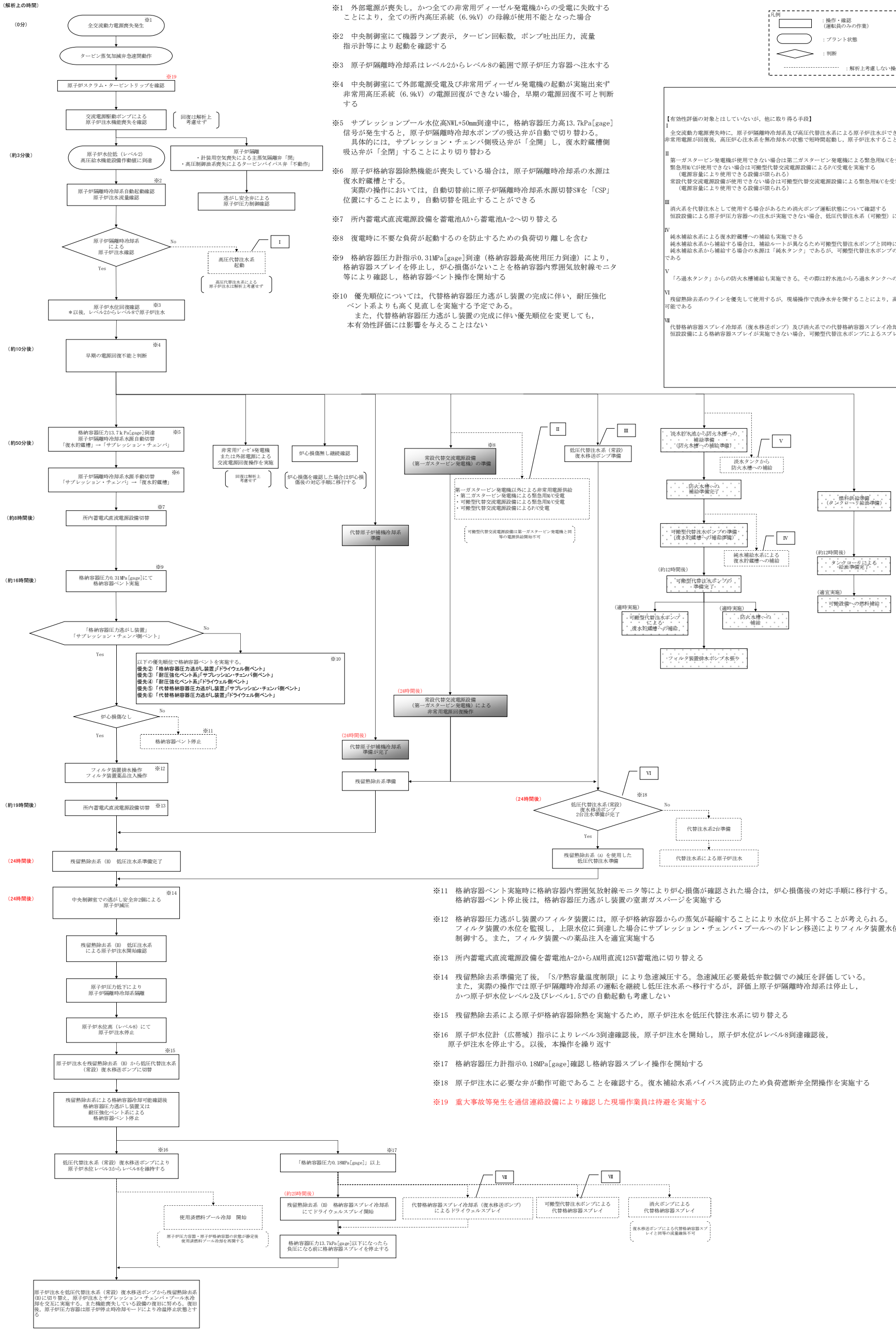


図 2.3.1.4　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉格納容器除熱）



※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合

※2 中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※3 原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する

※5 サプレッションプール水位高NWL+50mm到達中に，格納容器圧力高13.7kPa[gage]信号が発生すると，原子炉隔離時冷却水ポンプの吸込弁が自動で切り替わる。
具体的には，サプレッション・チェンバ側吸込弁が「全開」し，復水貯蔵槽側吸込弁が「全閉」することにより切り替わる

※6 原子炉格納容器除熱機能が喪失している場合は，原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。
実際の操作においては，自動切替前に原子炉隔離時冷却系水源切替SWを「CSP」位置にすることにより，自動切替を阻止することができる

※7 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池Aから蓄電池A-2へ切り替える

※8 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※9 格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器スプレイを停止し，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※10 優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。
また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※11 格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線モニタ等により炉心損傷が確認された場合は，炉心損傷後の対応手順に移行する。
格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※12 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。
フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※13 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切り替える

※14 残留熱除去系準備完了後，「S/P熱容量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数2個での減圧を評価している。
また，実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが，評価上原子炉隔離時冷却系は停止し，かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※15 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施するため，原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える

※16 原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する。以後，本操作を繰り返す

※17 格納容器圧力計指示0.18MPa[gage]確認し格納容器スプレイ操作を開始する

※18 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※19 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待避を実施する

図 2.3.1.5 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間） 10 20 30 40 50 60 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 ▽事象発生 ▽原子炉スクラム 約5分 原子炉水位低（レベル2） ▽プラント状況判断 約8時間 直流電源切替 約16時間 格納容器圧力 310kPa[gage]到達	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）	緊急時対策要員（現場）				
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分	
								・原子炉スクラム・タービントリップ確認		
								・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認		
								・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認		
原子炉注水操作		(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
		－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
常設代替交流電源設備　準備操作 （第一ガスタービン発電機）		(2人) A, B	(2人) a, b	－	－	－	－	・受電前準備（中央制御室）	20分	
		－	－	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・受電前準備（現場）	50分	
				(2人) C, D	－			・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・第一ガスタービン発電機機能・性能確認	20分	実際は事象直後より対応する
								・第一ガスタービン発電機給電準備	10分	実際は事象直後より対応する
所内蓄電式直流電源設備切替操作		－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
								・蓄電池切替準備	30分	
								・蓄電池切替操作（A→A-2）	10分	蓄電池Aから蓄電池A-2へ切替える
代替原子炉補機冷却系　準備操作		－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	300分	
				－	－	13人 (参集) ↓ ※1	13人 (参集) ↓ ※1	・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	330分＋待機時間30分	・作業時間10時間
淡水貯水池から防火水槽への補給準備		－	－	－	－	2人 ↓ ※2, ※3		・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から淡水貯蔵槽への補給		－	－	－	－	2人，※2 ↓	2人，※3 ↓	・放射線防護装備準備	10分	
								・可搬型代替注水ポンプによる淡水貯蔵槽への往水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	180分	
						(2人) ↓ ※4	(2人) ↓ ※4	・可搬型代替注水ポンプによる淡水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施	
格納容器ベント準備操作		－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	60分 この時間内に実施	交流動力電源喪失が長期に及ぶ場合に実施する
		－	－			－	－	・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
		－	－	－	－	※2, ※3		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
		－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
燃料給油準備		－	－	－	－	2人 ↓ ※5		・放射線防護装備準備	10分	
								・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ容量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業		－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施	

図 2.3.1.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の作業と所要時間（1/2）

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）16〜27	備考
原子炉注水操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水 原子炉隔離時冷却系での注水は，復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施	
格納容器ベント準備操作	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f	－	－	・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	※2，※3		・7号炉フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	
	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	4人（参集）	4人（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料給油準備	－	－	－	－	※2，※3 ↓ （2人）		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	－	－	※1 ↓ （13人） ↓ ※6，※7	※1 ↓ （13人） ↓ ※6，※7	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	作業中断（一時待避中） 270分＋待避時間30分	・作業時間10時間
燃料給油準備	－	－	－	－	※6 ↓ （2人）		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※7 ↓ （3人）	※7 ↓ （3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
所内蓄電式直流電源設備切替操作	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・蓄電池切替準備	30分	蓄電池A-2からAM用蓄電池へ切り替える 事象発生19時間後
							・蓄電池切替操作（A-2→AM用）	15分	
常設代替交流電源設備　準備操作（第一ガスタービン発電機）	－	－	（2人）C，D	－	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機起動，給電	20分	
常設代替交流電源設備　運転（第一ガスタービン発電機）	－	－	（2人）C，D	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	5分	
			－		2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・M/C　受電確認	20分	
	－	－	（2人）E，F	－			・放射線防護装備準備	10分	
							・6号炉　M/C（D）　受電 ・6号炉　MCC（D）　受電	10分	
							・6号炉　M/C（C）　受電 ・6号炉　MCC（C）　受電	10分	
			－	（4人）c，d e，f			・7号炉　M/C（C）（D）　受電 ・7号炉　MCC（C）（D）　受電	10分	
残留熱除去系　起動操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系ポンプ起動	15分	
原子炉急速減圧操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個　手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水	5分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　ラインアップ	15分	
	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
低圧注水モードから低圧代替注水系（常設）切替	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位はレベル3～レベル8維持	
格納容器ベント停止操作	－	－	（2人）E，F	（2人）e，f	－	－	・格納容器ベント停止操作	30分	
格納容器スプレイ冷却系　起動操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7～180kPa[gage]維持	
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する 60分	
	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	※4 ↓ （2人）	※4 ↓ （2人）	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	
燃料給油作業	－	－	－	－	※5 ↓ （2人）		・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	4人 C，D，E，F	4人 c，d，e，f	10人（参集要員34人）				

（　）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.1.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時の作業と所要時間（2/2）

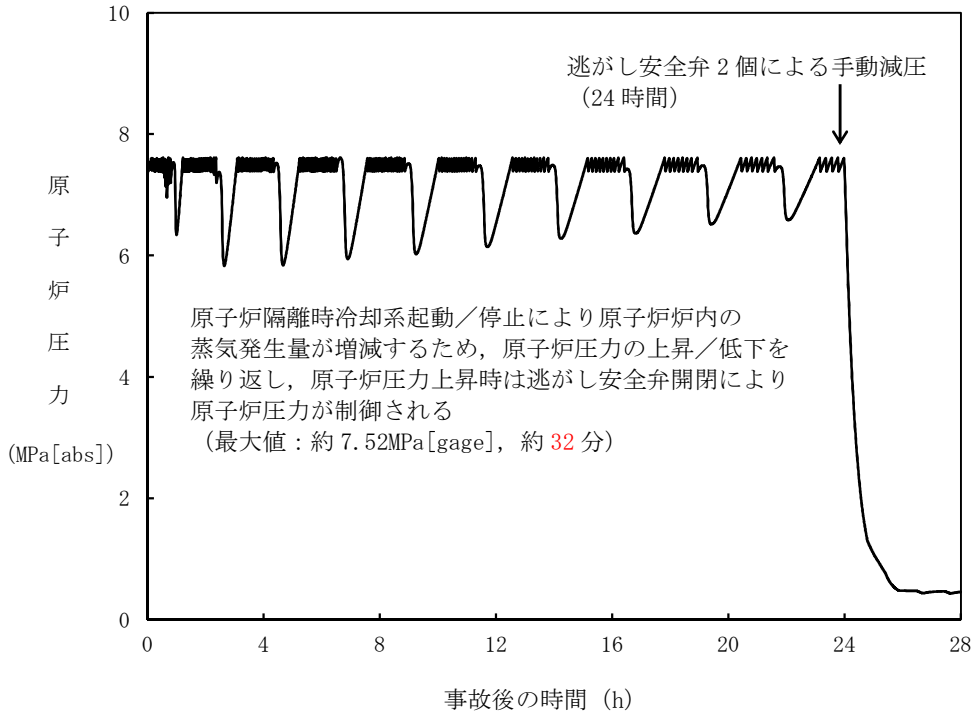


図 2.3.1.7　原子炉圧力の推移

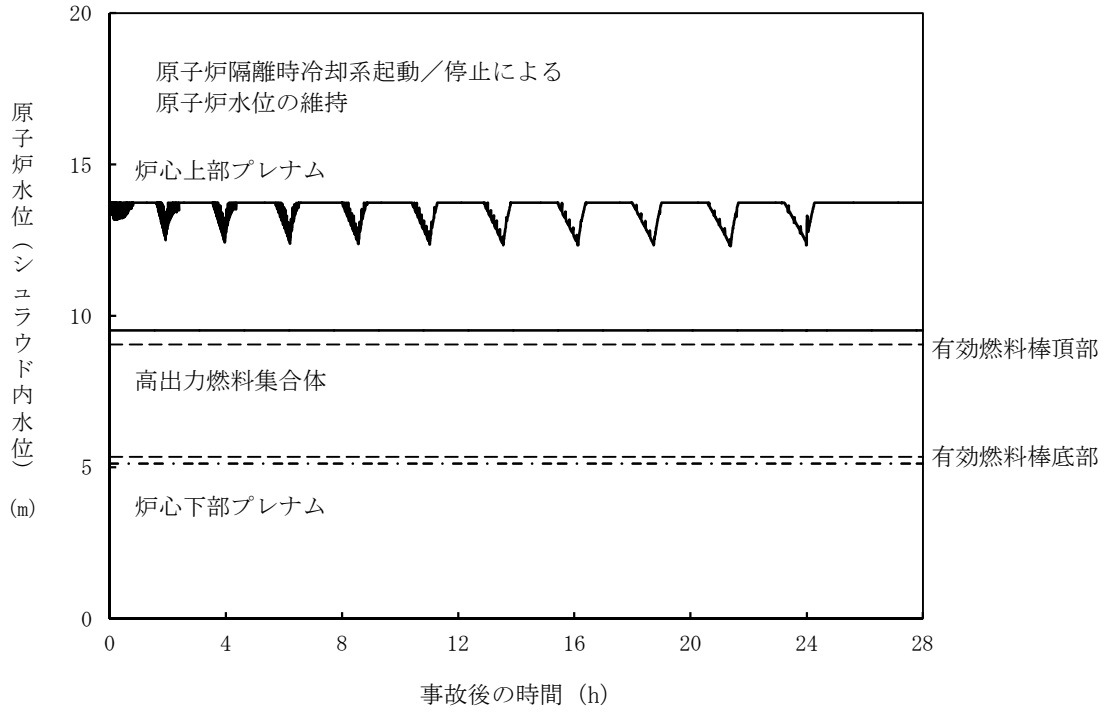


図 2.3.1.8　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

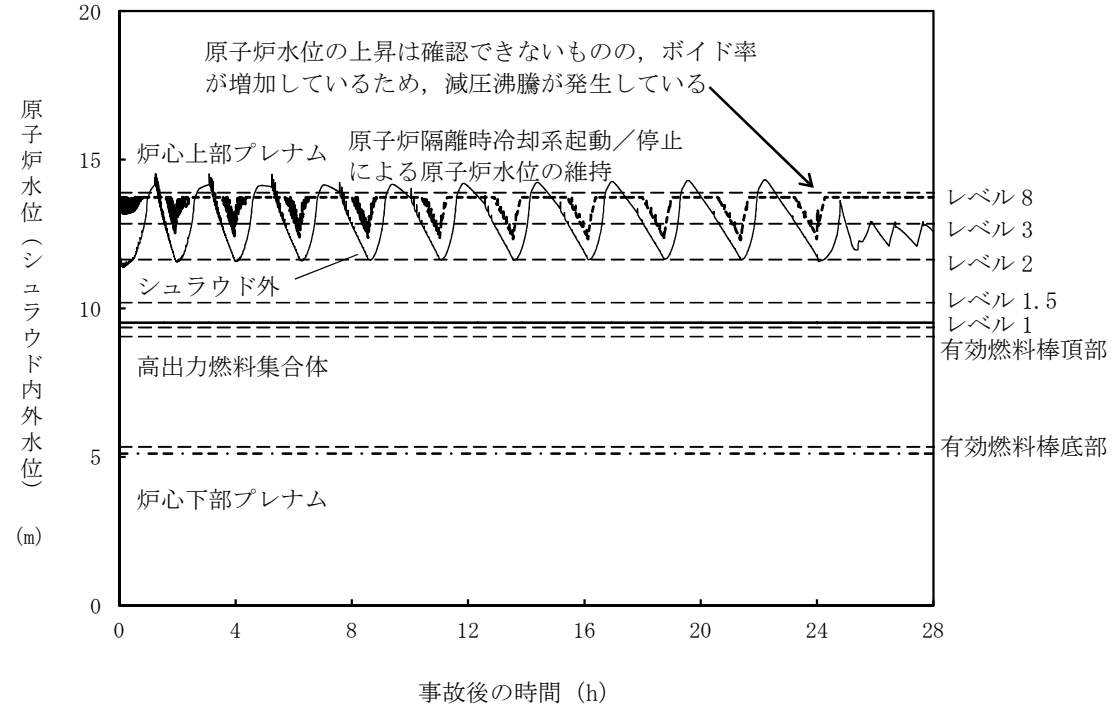


図 2.3.1.9　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

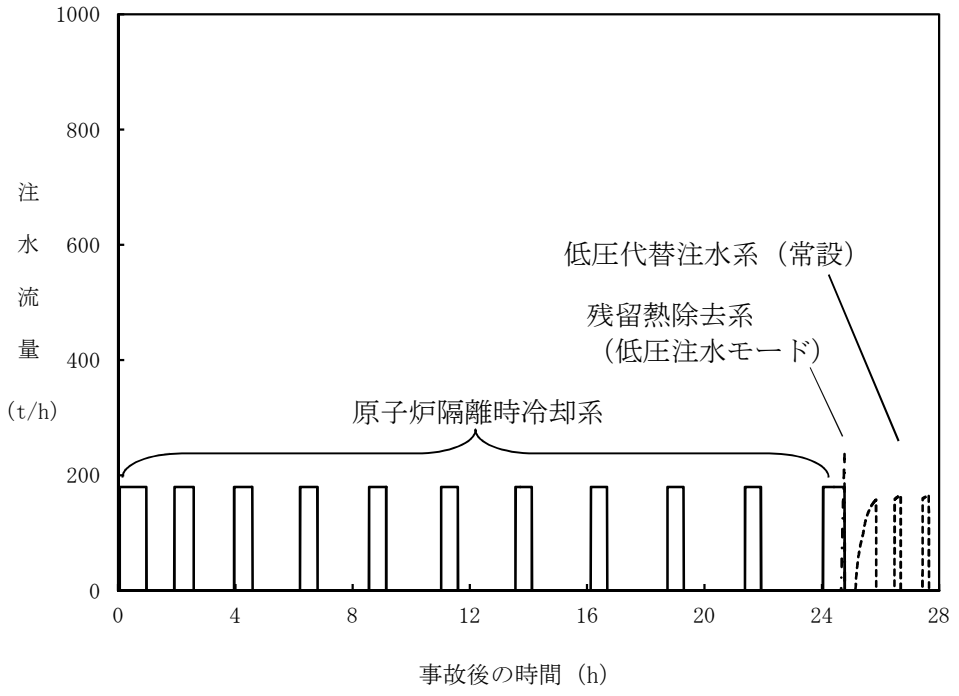


図 2.3.1.10　注水流量の推移

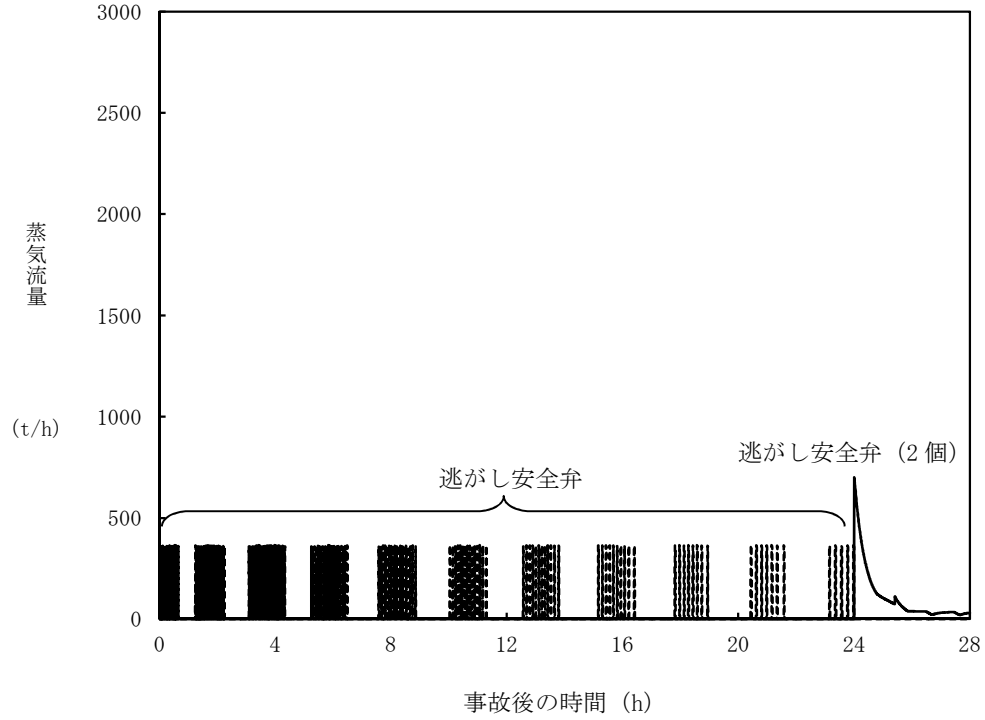


図 2.3.1.11　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

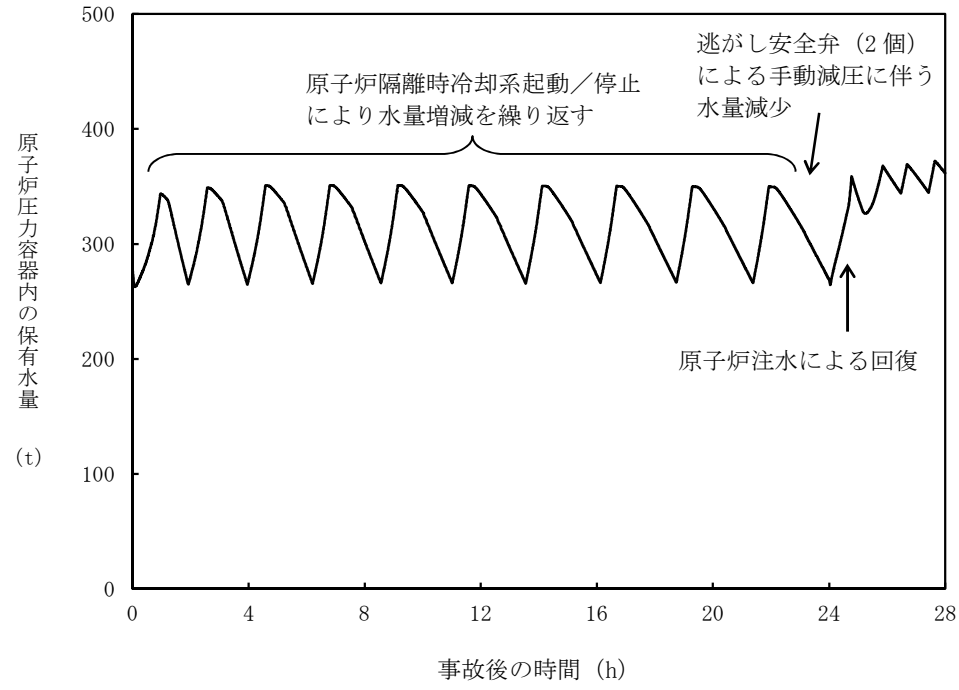


図 2.3.1.12　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

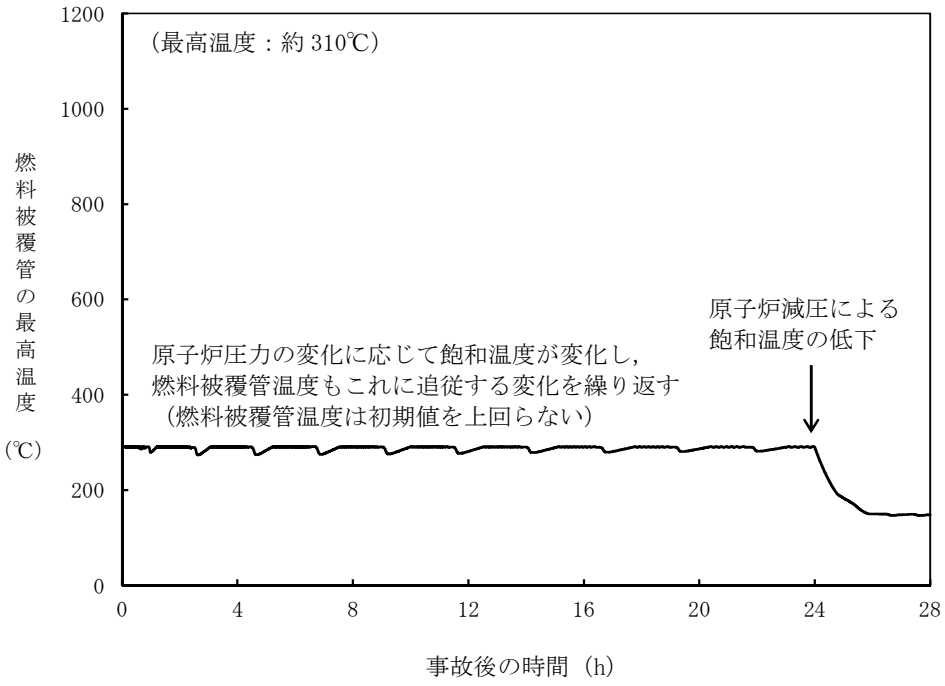


図 2.3.1.13　燃料被覆管温度の推移

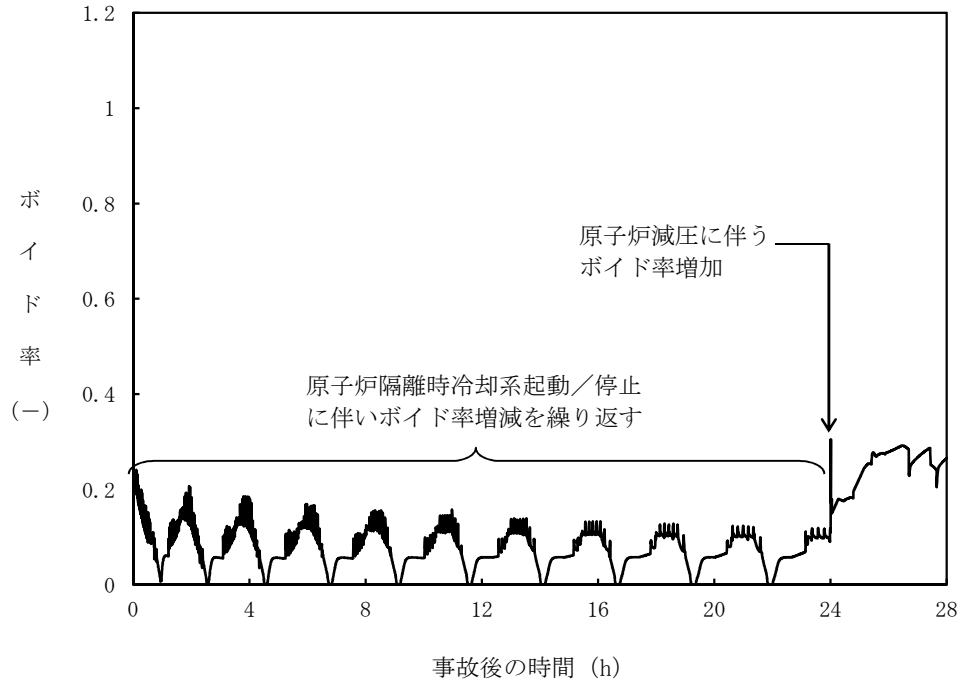


図 2.3.1.14　高出力燃料集合体のボイド率の推移

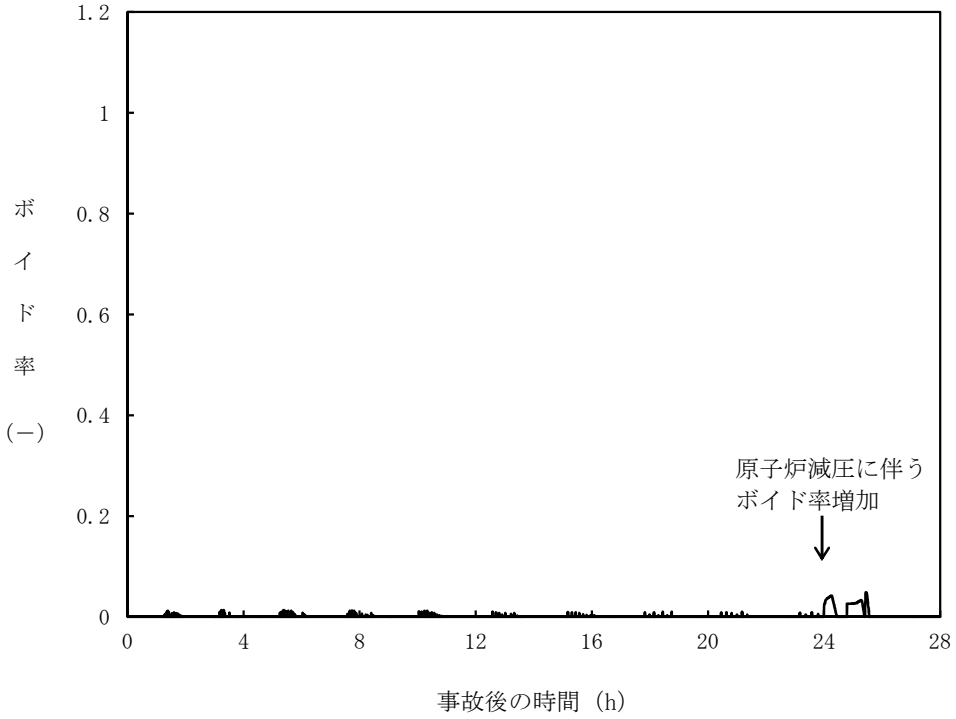


図 2.3.1.15　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

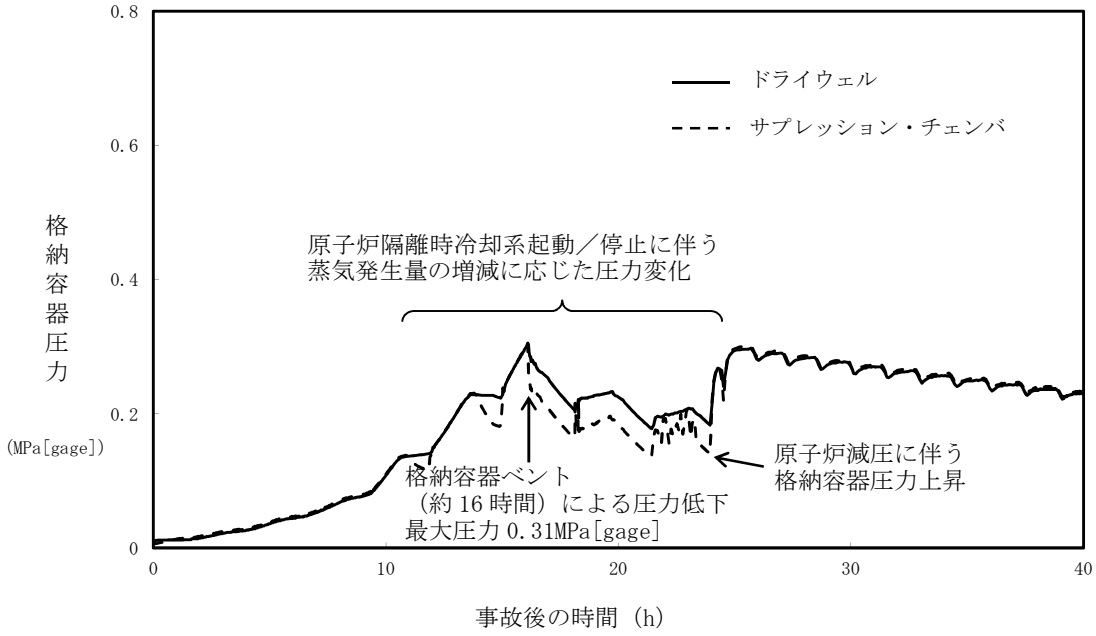


図 2.3.1.16　格納容器圧力の推移

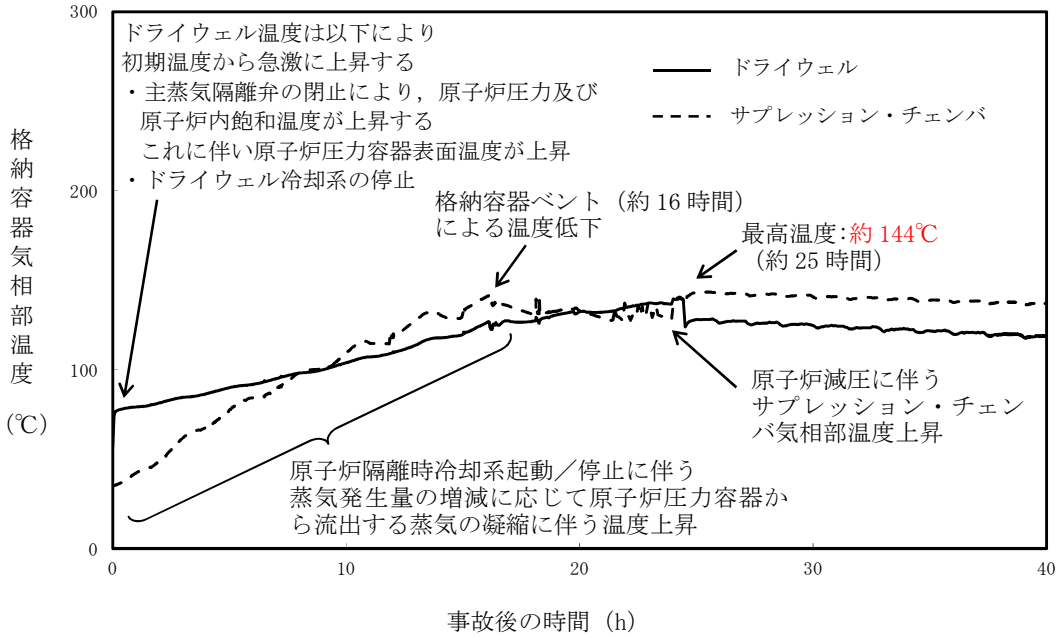


図 2.3.1.17　格納容器気相部温度の推移

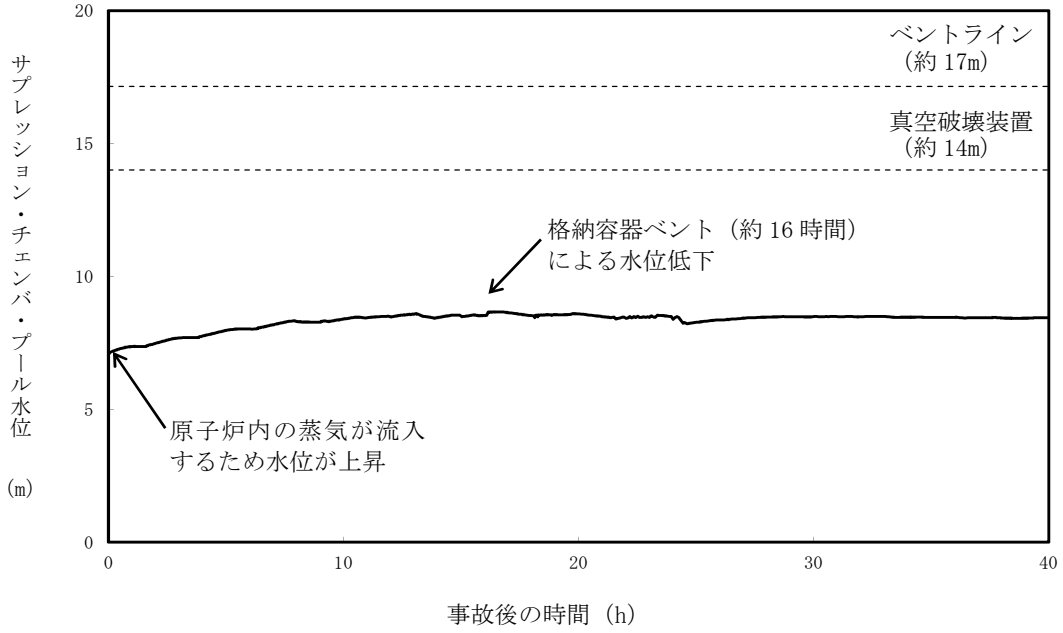


図 2.3.1.18　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

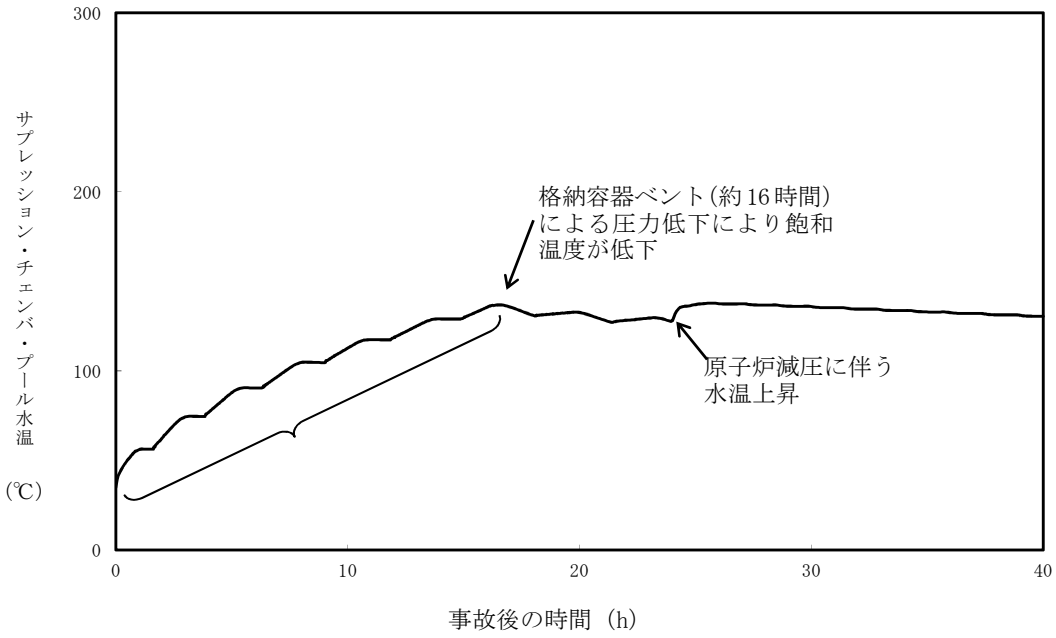


図 2.3.1.19　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.1.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため，蓄電池の切替えを実施し 24 時間にわたって直流電源の供給を行う	所内蓄電式直流電源設備	－	－
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，残留熱除去系ポンプを手動起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の系統圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系(格納容器スプレイモード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）

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

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

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

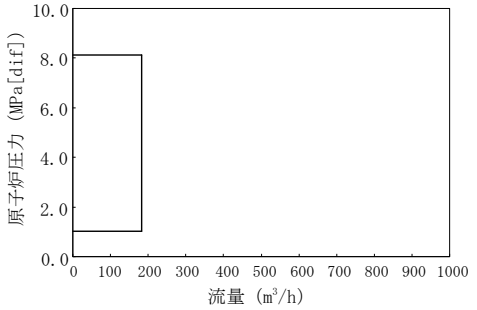
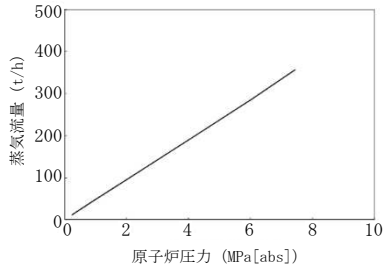
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において） にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個，377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開放することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

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

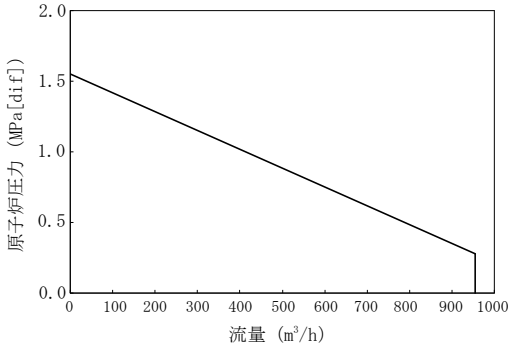
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系(格納容器スプレイモード)	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

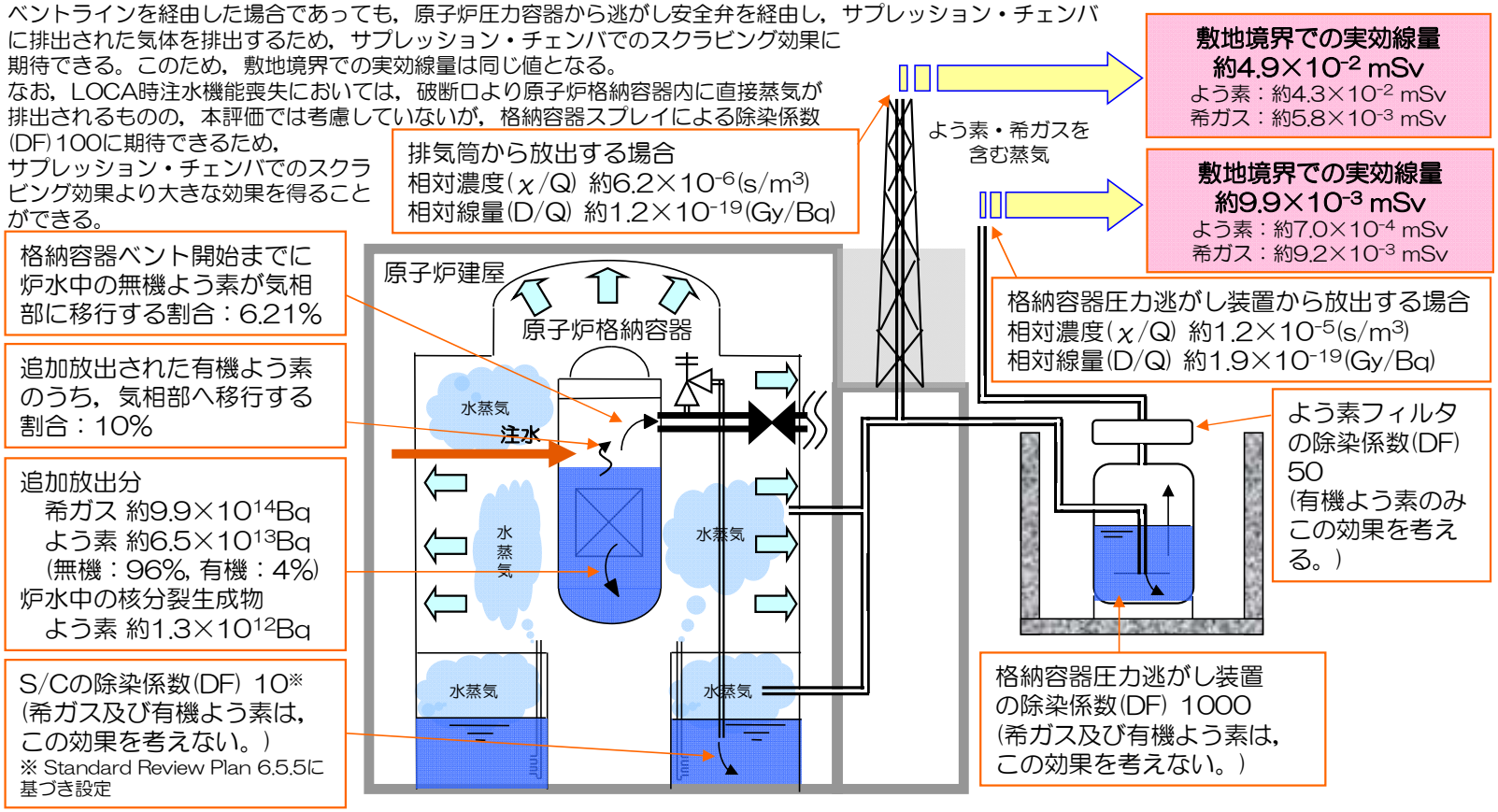
敷地境界での実効線量評価について

【事象の概要】

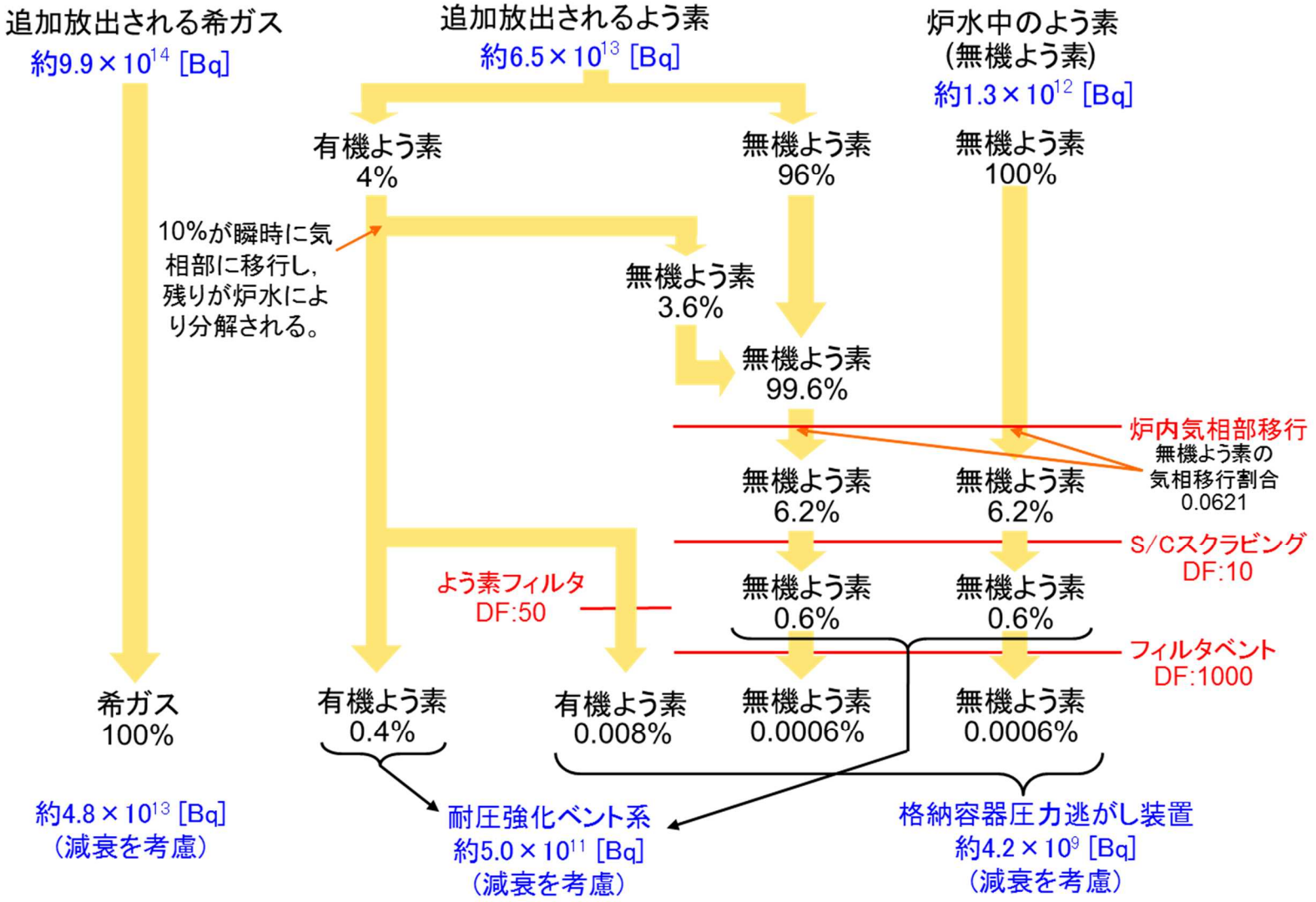
1．全交流動力電源喪失が発生するが，原子炉隔離時冷却系により原子炉への注水は継続され，炉心冠水は維持される。
　発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバ（S/C）に移行する。
2．全交流動力電源喪失発生から約16時間後，格納容器圧力0.31MPa[gage]到達により格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界での実効線量は，5mSvに対して十分小さい。（ドライウェル，サプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても，原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由し，サプレッション・チェンバに排出された気体を排出するため，サプレッション・チェンバでのスクラビング効果に期待できる。このため，敷地境界での実効線量は同じ値となる。
なお，LOCA時注水機能喪失においては，破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの，本評価では考慮していないが，格納容器スプレイによる除染係数(DF)100に期待できるため，サプレッション・チェンバでのスクラビング効果より大きな効果を得ることができる。



核分裂生成物の環境中への放出について



蓄電池による給電時間評価結果について（6 号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統，常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 6A に接続されており，非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に，負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後，電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 5,942Ah，直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 3,572Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,816Ah であることに対し，蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 6,000Ah，直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 4,000Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから，電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 6A
型式：鉛蓄電池
容量：約 6,000Ah
設置場所：コントロール建屋地下中 2 階（T.M.S.L.+0.1m）

名称：直流 125V 蓄電池 6A-2
型式：鉛蓄電池
容量：約 4,000Ah
設置場所：コントロール建屋地下 1 階（T.M.S.L.+6.5m）

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池
型式：鉛蓄電池
容量：約 3,000Ah
設置場所：原子炉建屋 4 階（T.M.S.L.+31.7m）

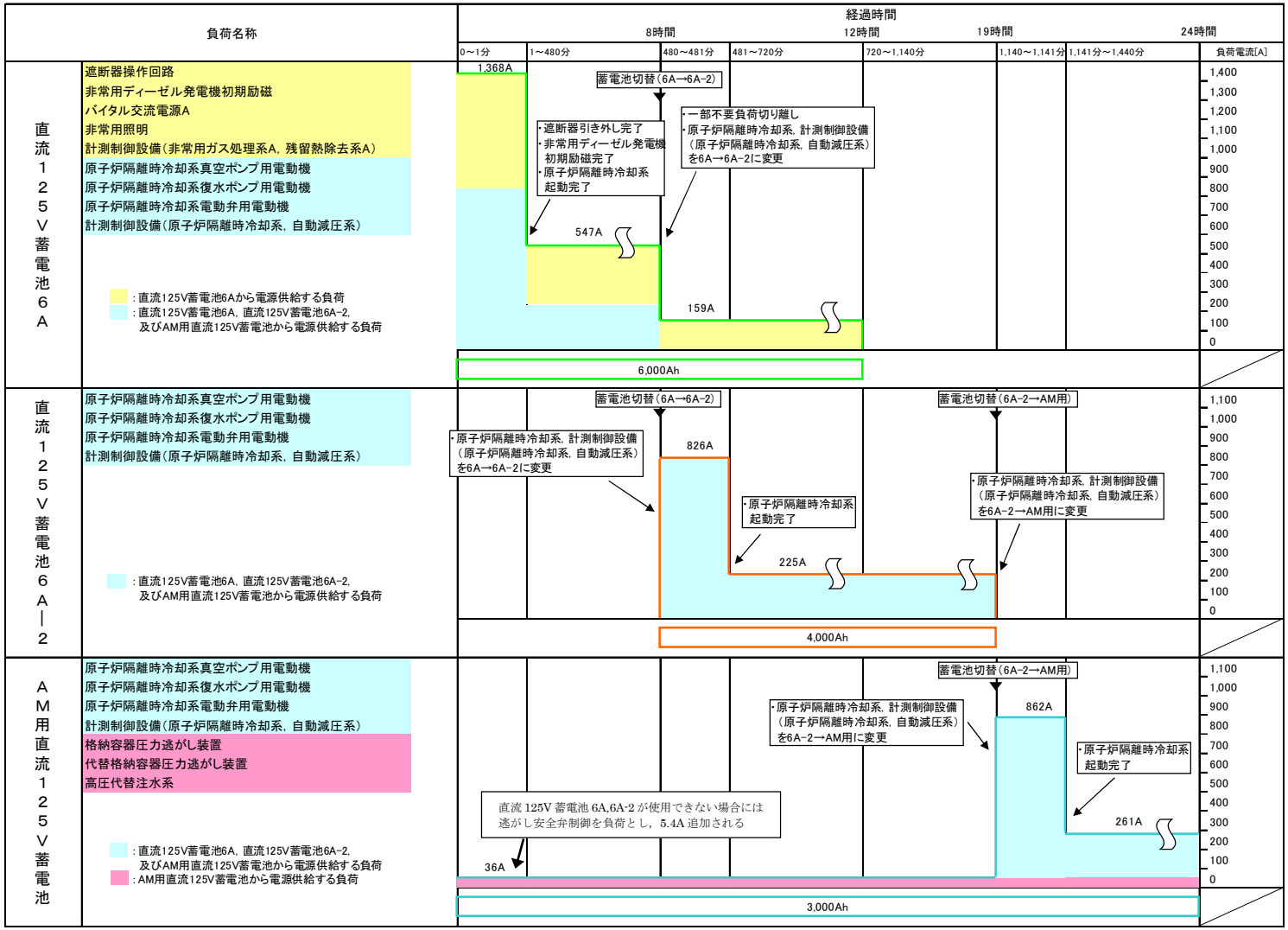


図 2.3.1.2-1　直流 125V 蓄電池 6A，6A-2，AM 用直流 125V 蓄電池　負荷曲線

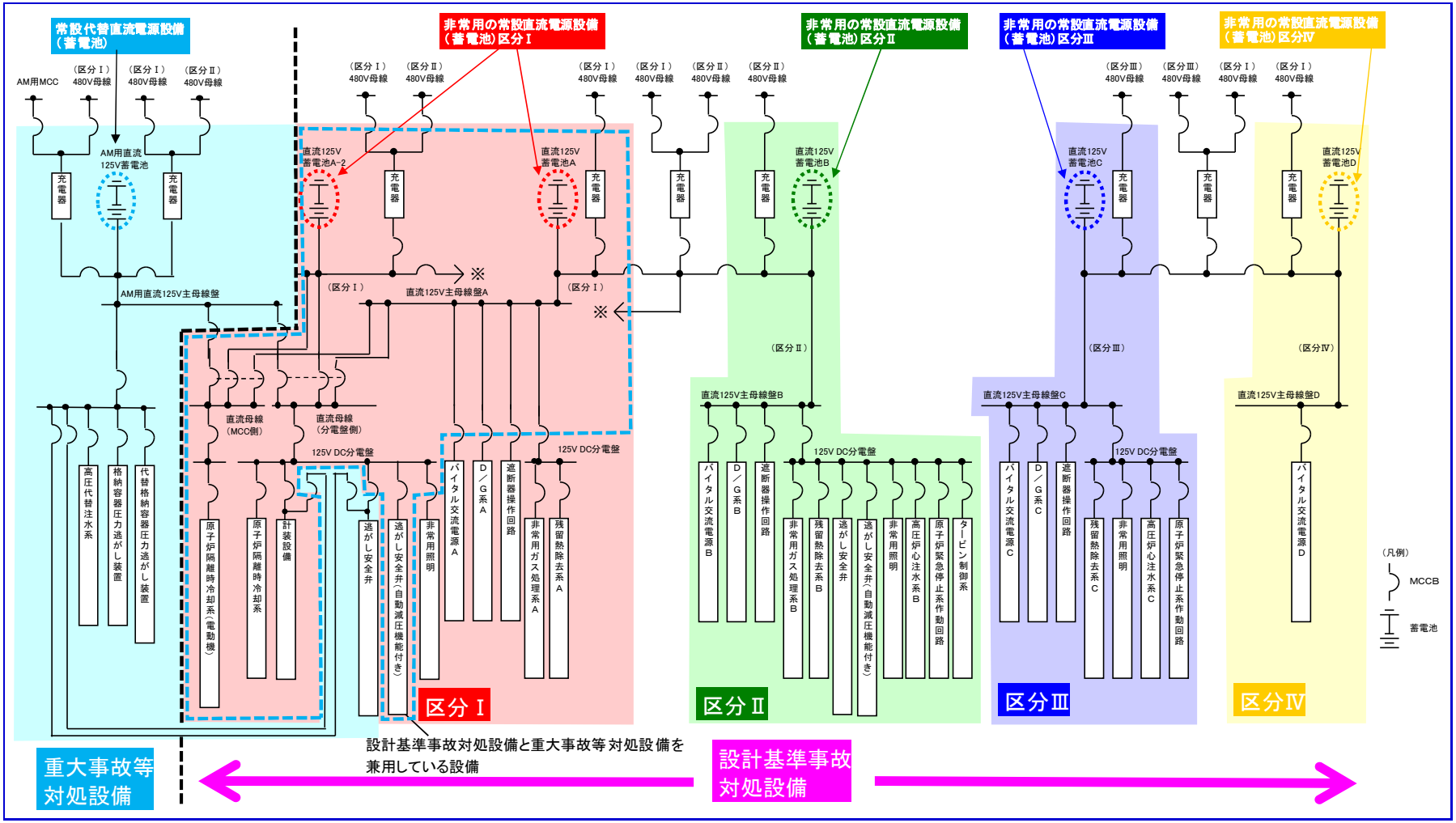


図 2.3.1.2-2　直流電源単線結線図（6 号炉）

蓄電池による給電時間評価結果について（7 号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統，常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 7A に接続されており，非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に，負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後，電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 5,995Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 3,779Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,909Ah であることに対し，蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 6,000Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 4,000Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから，電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 7A
型式：鉛蓄電池
容量：約 6,000Ah
設置場所：コントロール建屋地下中 2 階（T.M.S.L.+0.2m）

名称：直流 125V 蓄電池 7A-2
型式：鉛蓄電池
容量：約 4,000Ah
設置場所：コントロール建屋地下 1 階（T.M.S.L.+6.5m）

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池
型式：鉛蓄電池
容量：約 3,000Ah
設置場所：原子炉建屋 4 階（T.M.S.L.+31.7m）

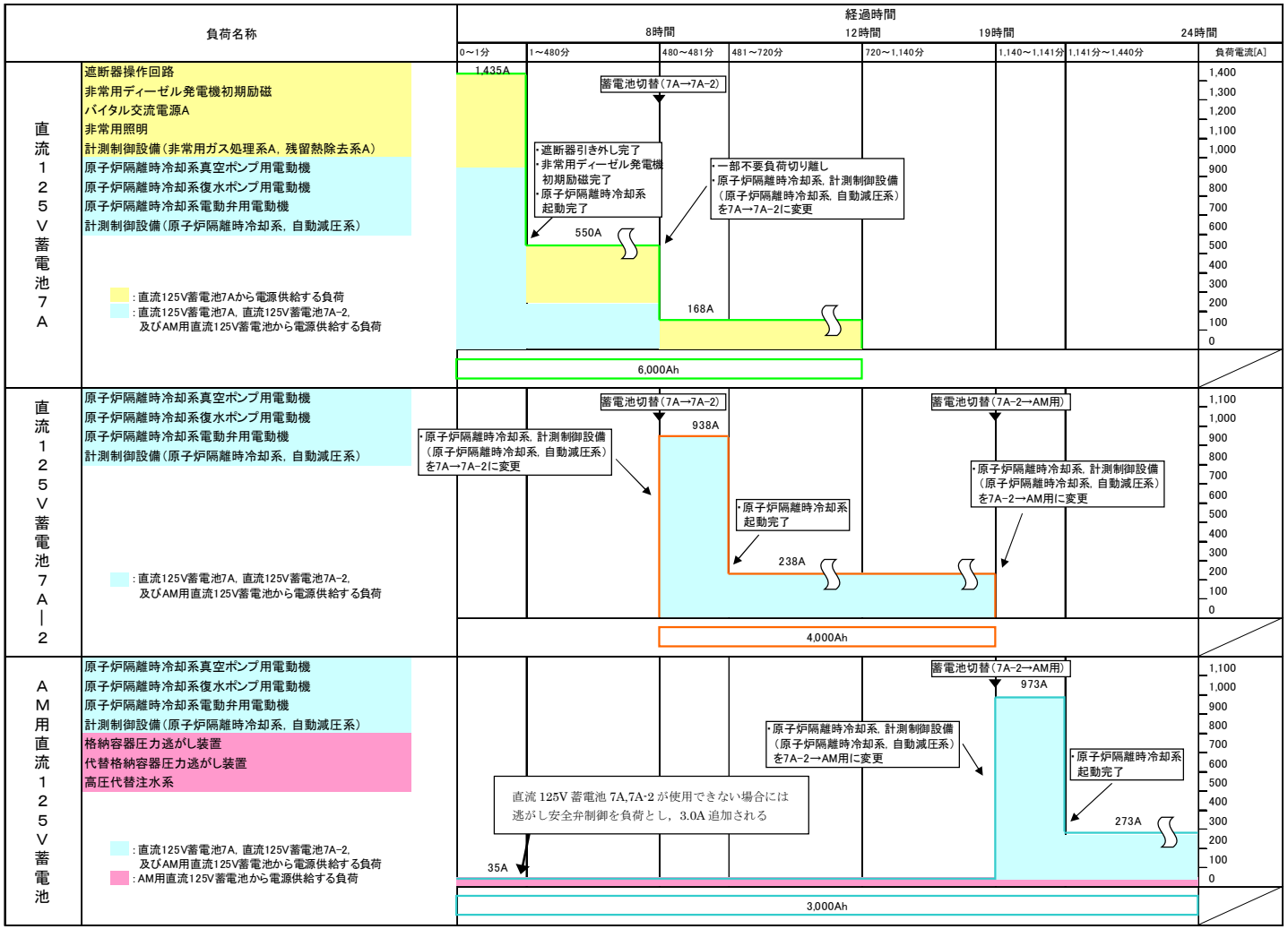


図 2.3.1.2-3　直流 125V 蓄電池 7A，7A-2，AM 用直流 125V 蓄電池　負荷曲線

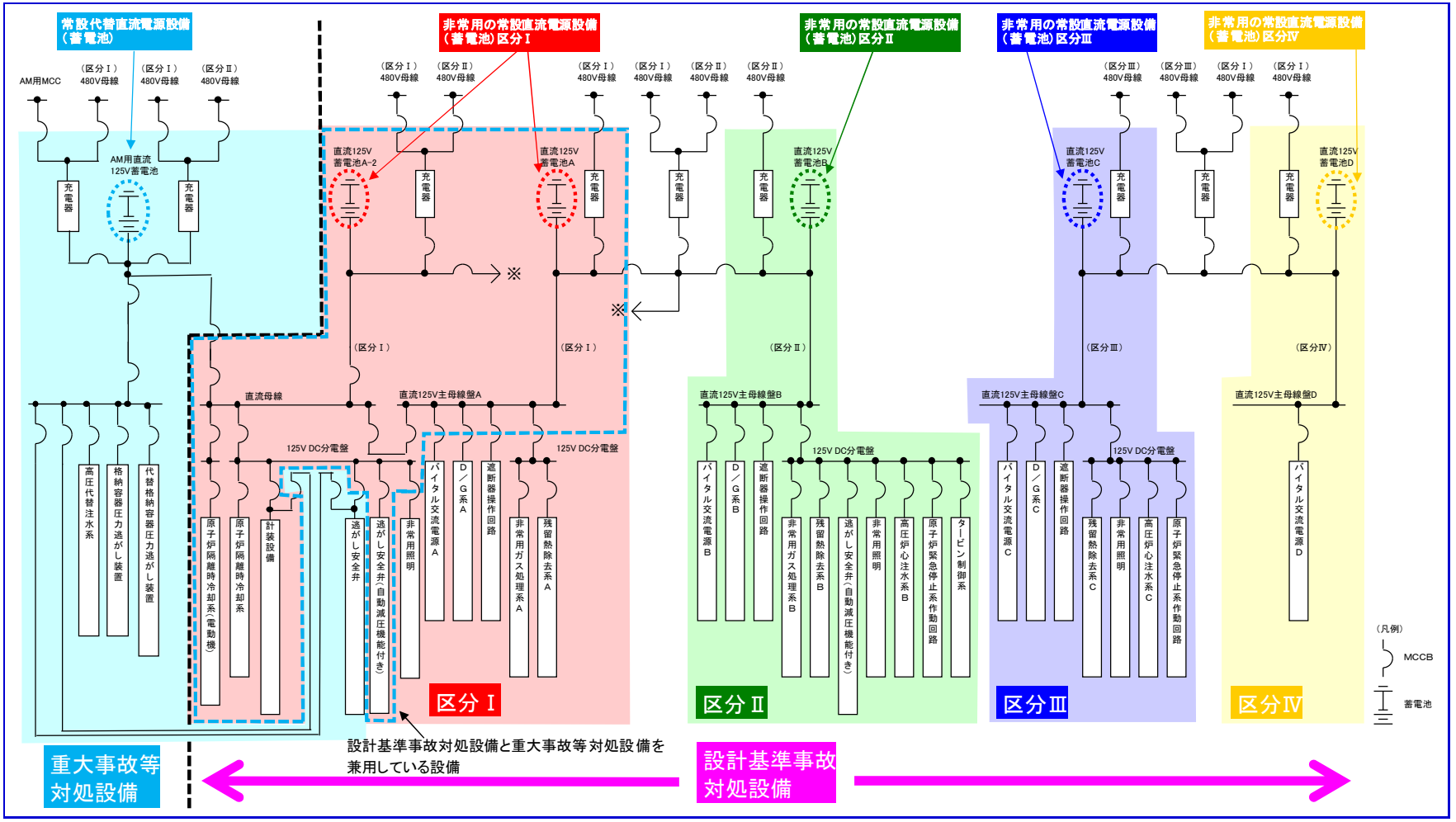


図 2.3.1.2-4　直流電源単線結線図（7 号炉）

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

有効性評価の全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）時において，交流電源が喪失している24時間，原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCICの起動から24時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は，計測制御設備の他，電動弁及び真空ポンプ並びに復水ポンプの電動機である。図1にRCICの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・RCIC室温の上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため，その影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はRCICの24時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以　上

表 1　RCIC 継続運転の評価（1/2）

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	S/C のプール水の水温が上昇し，RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合，RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽（以下「CSP」という。）であるが，LOCA 信号（L1.5 又は D/W 圧力高）かつ S/C 水位高信号の入力により，第二水源である S/C に水源が切替わる。一方で，SBO 時には S/C のプール水の冷却ができず，水温上昇が想定されるため，水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切替えることとなる。したがって，S/C のプール水の水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。なお，CSP は淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ等により補給するため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため，S/C 圧力 0.34 MPa[gage]にて，RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し，RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果，事象発生から約 16 時間後（最大圧力である炉心損傷前ベント直前）の S/C 圧力は約 0.31MPa[gage]であり，RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって，S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため，中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから，換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）と評価され，制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃※1 を下回る。したがって，中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても，直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表 1　RCIC 継続運転の評価（2/2）

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC ポンプ室の室温上昇	RCIC のポンプ，電気制御系統，弁，タービン等の設計で想定している環境の最高温度は，事象発生から 24 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため，RCIC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC 室内の発熱と RCIC 室部屋の放熱・吸熱の熱バランスから，換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 54℃（補足資料参照）と評価され，RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって，RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。 なお，RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているバロメトリック・コンデンサはSBO時であっても直流電源により機能維持されるため，蒸気漏えいについても問題とならない。 また，直流電源喪失時におけるRCIC運転についても福島第一原子力発電所2号炉での実績※2より，運転員が地震発生から約12時間後のRCIC室に入室できていたことや，3月13日の計装設備点検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため，軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏えいにより，RCICの継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。

※2 福島原子力事故調査報告書　別紙 2「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について（平成 24 年 6 月版）」

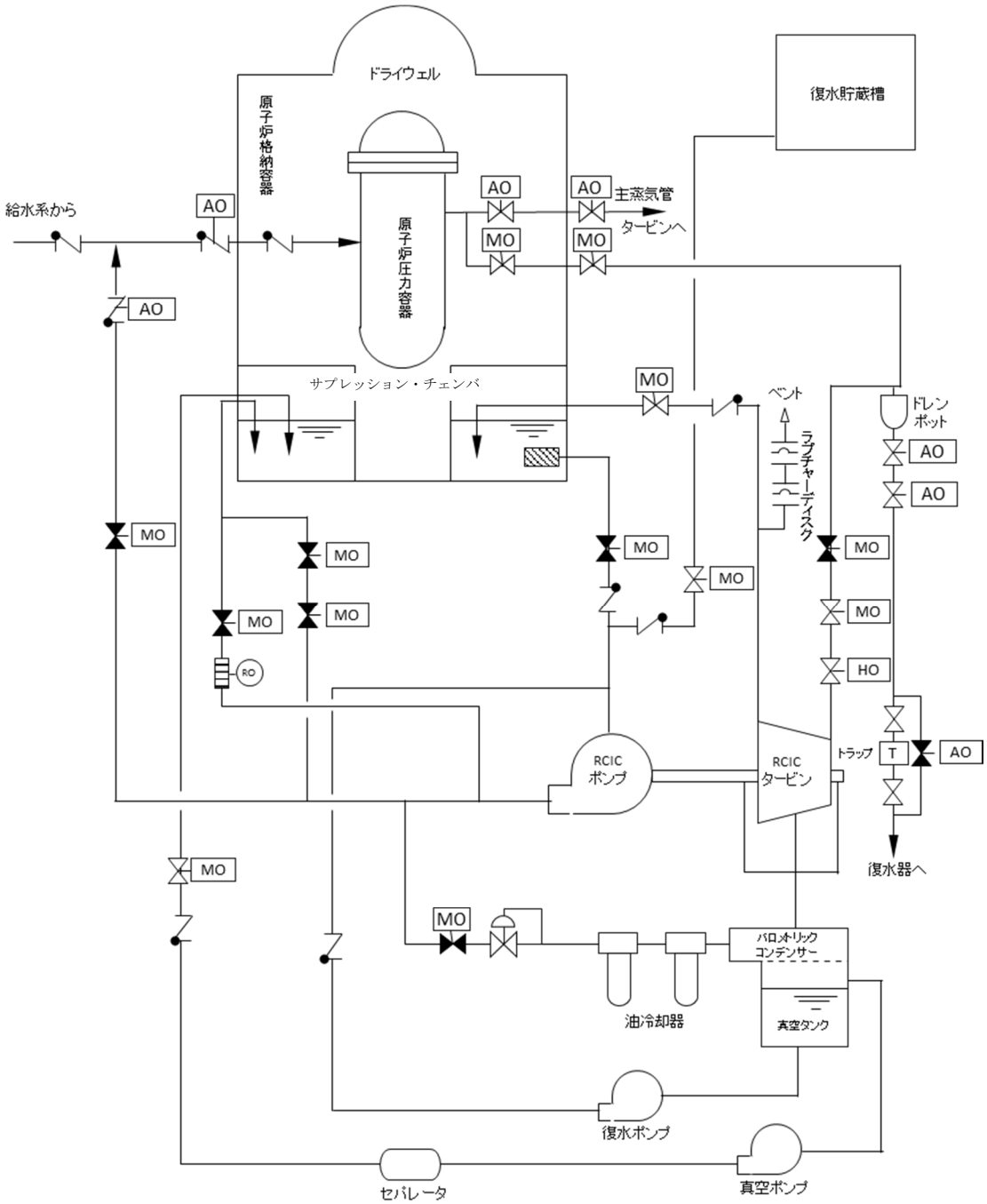


図 1　RCIC 系統構成概略図

全交流動力電源喪失時における RCIC 室・中央制御室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1)評価の流れ

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

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

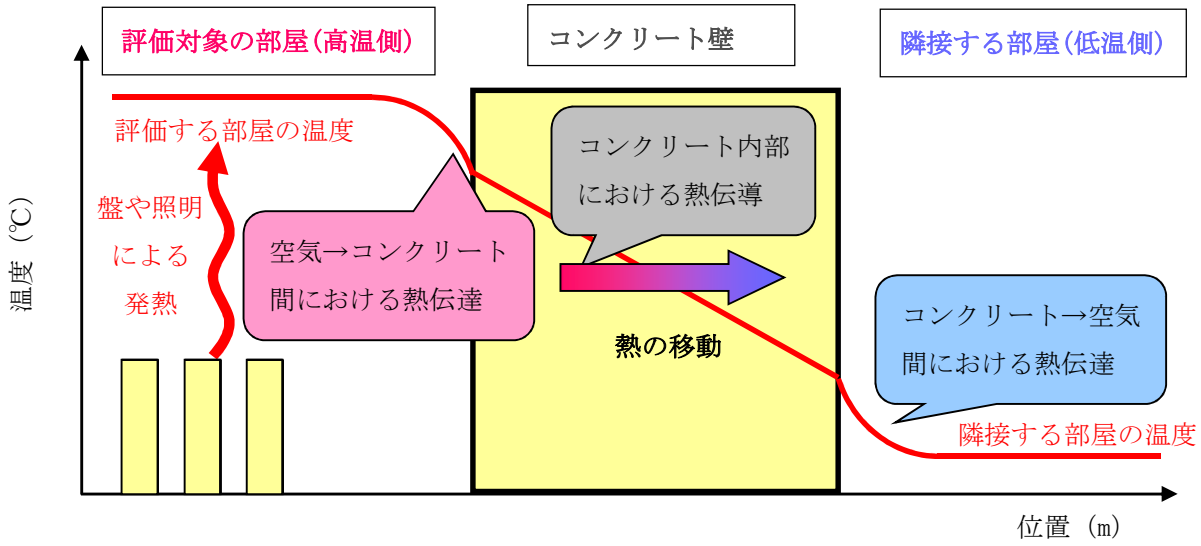


図1　室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2)評価条件

評価条件を以下にまとめる。

・評価対象とする部屋の条件：表1参照

・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

：一般エリア　40℃

屋外　32℃（夏期設計外気温）

S/C　138℃（有効性評価 SBO時の最高温度）

地中　18℃

・壁－空気の熱伝達率：□W/m²℃（無換気状態）［出典：空気調和衛生工学便覧］

・コンクリート熱伝導率：□W/m℃［出典：空気調和衛生工学便覧］

表1　評価する部屋の条件（6号炉の場合）

	中央制御室	RCIC室
発熱負荷[W]		
容積[m^3]		
熱容量[kJ/℃]		
初期温度[℃]	26	40

(3)評価結果

全交流動力電源喪失時において，事象発生後24時間のRCIC室最高温度は約54℃，中央制御室の最大温度は約38℃となり，設計で考慮している温度を超過しないため，RCIC運転継続に与える影響はない。

以　上

逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について

1．逃がし安全弁について

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は，排気管により，サプレッション・チェンバのプール水面下に導き凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は，バネ式（アクチュエータ付）で，アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち，逃がし安全弁は，バネ式の安全弁に，外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので，蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開閉するほか，外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり，次の機能を有している。

（１） 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため，原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

（２） 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため，逃がし弁機能のバックアップとして，圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

（３） 自動減圧機能

自動減圧機能は，非常用炉心冷却系の一部であり，原子炉水位低とドライウェル圧力高の同時信号により，ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し，LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて，低圧注水系の早期の注水を促す。18 個の逃がし安全弁のうち，8 個がこの機能を有している。

（４） その他の機能

原子炉停止後，熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に，崩壊熱により発生した蒸気を除去するため，中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し，原子炉圧力を制御することができる。18 個の逃がし安全弁は，全てこの機能を有している。

表 1 に，逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表 1．逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

（逃がし弁機能の吹き出し圧力）

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.51	1	363	P
7.58	1	367	J
7.65	4	370	B,G,M,S
7.72	4	373	D,E,K,U
7.79	4	377	C,H,N,T
7.86	4	380	A,F,L,R

（安全弁機能の吹き出し圧力）

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.92	2	395	P,J
7.99	4	399	B,G,M,S
8.06	4	402	D,E,K,U
8.13	4	406	C,H,N,T
8.20	4	409	A,F,L,R

※：囲み文字は，自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

2．逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

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

表 2．逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 （ADS 機能付き）	1 回 （ドライウェル最高使用圧力 （310kPa[gage]） 又は 5 回 （ドライウェル通常圧力 （13.7kPa[gage］以下）	ADS 機能用 アキュムレータ （200 L）	図 1 参照
	1 回 （ドライウェル通常圧力 （13.7kPa[gage］以下）	逃がし弁機能用 アキュムレータ （15 L）	
逃がし安全弁 （ADS 機能なし）	1 回 （ドライウェル通常圧力 （13.7kPa[gage］以下）	逃がし弁機能用 アキュムレータ （15 L）	図 2 参照

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は，常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ，減圧弁等により構成し，窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は窒素ガスボンベ，減圧弁等から構成され，独立した A 系，B 系の 2 系列から成る高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系より供給される。また，常用系と非常用系の間にはタイラインを設け，通常時は，非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。図 3 に系統構成図を示す。

LOCA 後等の長期冷却時には，逃がし安全弁（ADS 機能付き）のアキュムレータに対し，窒素ガスを供給する。このとき常用系が健全であれば，常用系から供給するが，常用系が機能を喪失した場合は，非常用系の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ，非常用系（窒素ガスボンベ）より供給する。

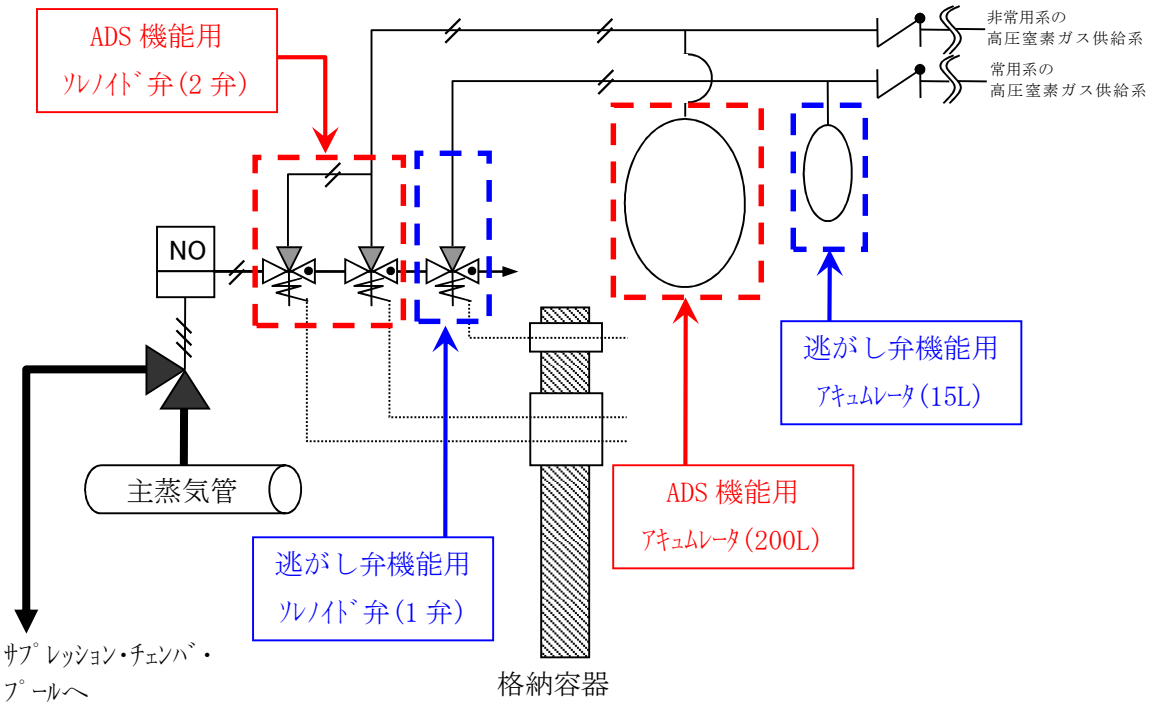


図 1. 逃がし安全弁（ADS 機能付き）概略図

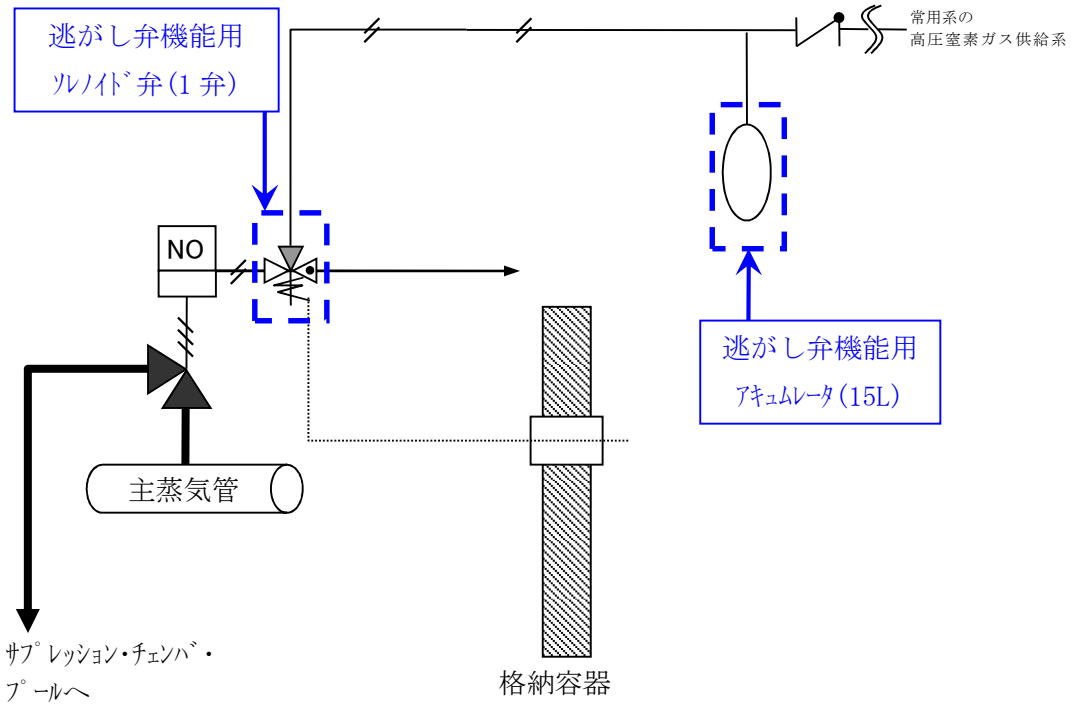


図 2. 逃がし安全弁（ADS 機能なし）

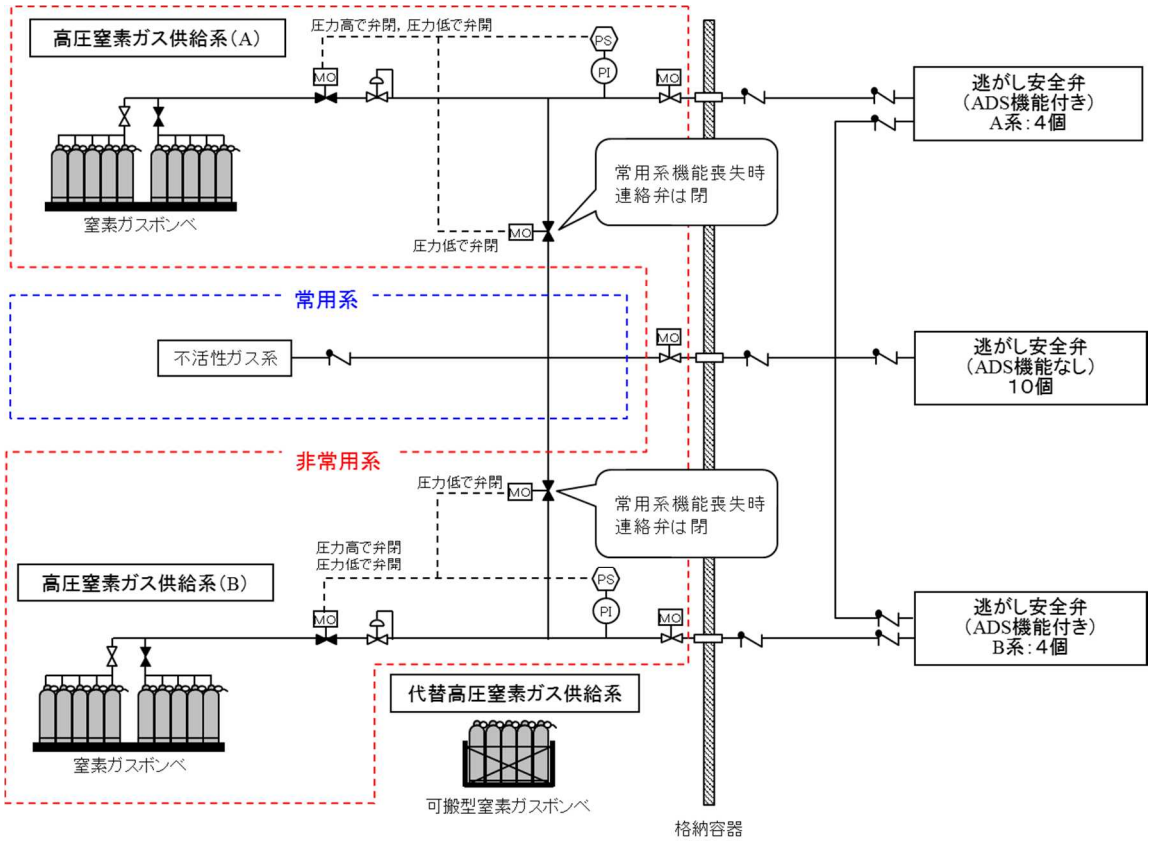


図 3. 高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系　系統概要図

3. 常用系の高圧窒素ガス供給系が機能喪失した場合の有効性評価への影響について

有効性評価の全交流動力電源喪失シナリオにおいて，逃がし弁機能の最低設定圧力（7.51MP[gage]）にて原子炉を圧力制御することを前提としている。しかしながら，不活性ガス系からの窒素供給が機能喪失し，各逃がし弁用のアキュムレータに窒素が供給されないまま，長期間の事故により各弁のアキュムレータ内の窒素を消費した場合，最終的に安全弁機能の最低設定圧力（7.92MPa[gage]）で圧力は制御されることとなる。

上記の状態においても，原子炉隔離時冷却系による注水は可能であり，原子炉系の最高使用圧力（8.62MPa[gage]）以下での制御されるため問題とならない。

図 4 から図 7 に安全弁機能を使用した場合の全交流動力電源喪失時の感度解析の結果を示す。図 4 に示すとおり，原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として原子炉格納容器に排気されるタイミングの差異は生じるが，圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉の影響は軽微で，格納容器ベント（1Pd 到達）の実施時期を含めて原子炉格納容器除熱への影響はない。

また，低圧注水等に移行するための急速減圧は，自動減圧用のアキュムレータを用いるため，逃がし弁用のアキュムレータ内の窒素の消費の状況に係わらず操作は可能であり，逃がし安全弁の吹出圧力が 7.51MP[gage] から 7.92MPa[gage] に上昇することで，急速減圧時の減圧前の圧力が上昇するが，減圧時間に対する影響は軽微で，図 6 に示すとおり燃料被覆管温度に対しても有為な影響はない。

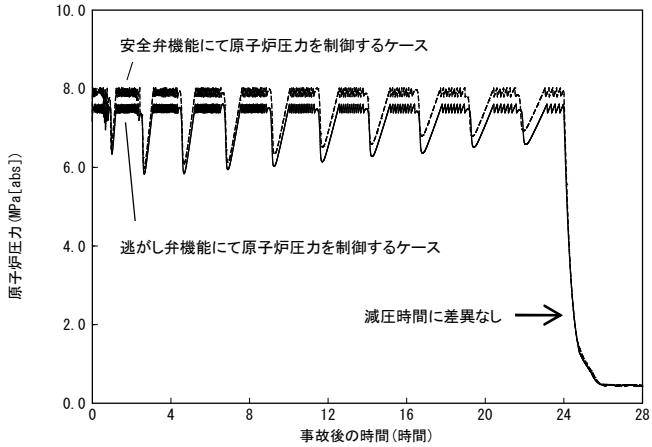


図 4. 原子炉圧力の変化

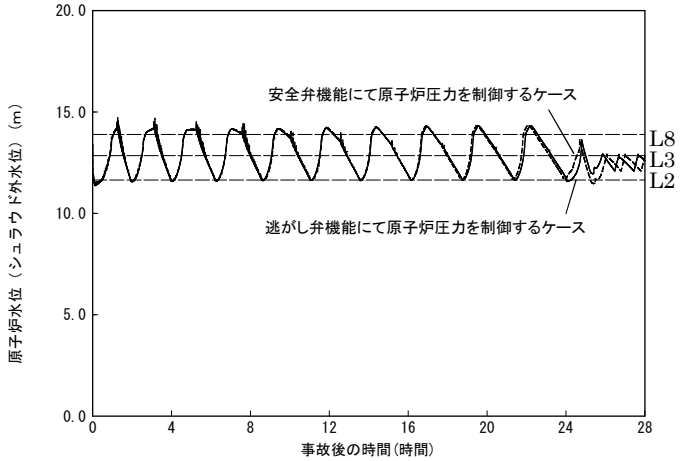


図 5. 原子炉水位の変化

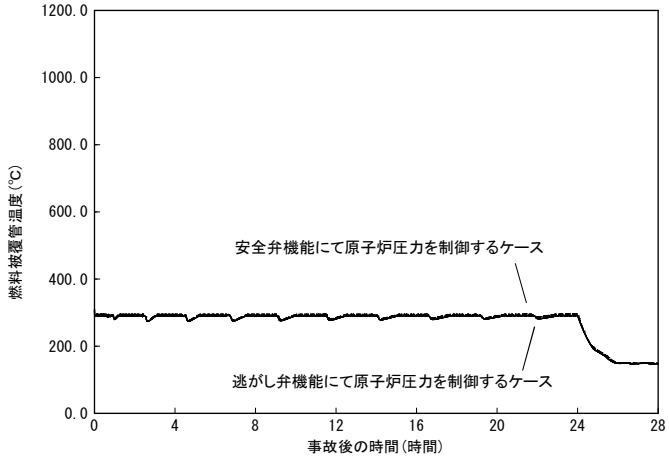
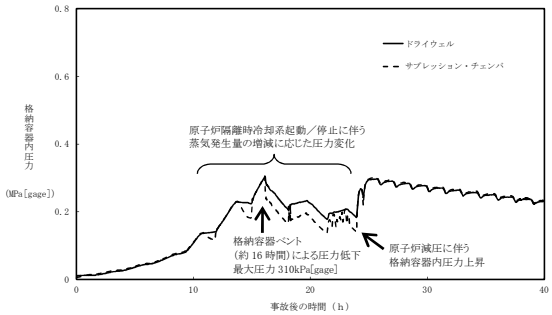
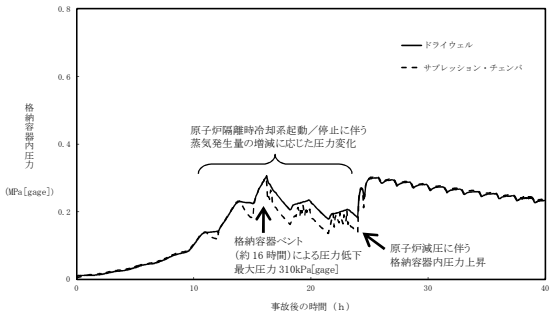


図 6. 高出力燃料集合体の燃料被覆管の温度の変化



(a)逃がし弁機能



(b)安全弁機能

図 7．格納容器圧力の変化

4．逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば，逃がし安全弁の逃がし弁機能のアキュムレータに，不活性ガス系から窒素が供給され，逃がし弁機能の最低設定圧力の7.51MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。地震等により，常用系が使用不可の場合は，7.51MPa[gage]から徐々に吹出圧力が上昇し，最終的には安全弁機能の最低設定圧力の7.92MPa[gage]で圧力は制御される。

有効性評価では，逃がし弁機能の最低設定圧力（7.51MPa[gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが，実態の運用としては，事故時運転操作手順書（徴候ベース）に定めるとおり，逃がし安全弁による減圧にあたっては，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を均一にするため，水温を監視しながら，なるべく離れた排気管クエンチャ位置の弁を順次開放することとしている。なお，安全弁機能で圧力制御される場合においても逃がし安全弁のうち安全弁機能の最低設定圧力（7.92MPa[gage]）を有する弁は 2 個あり，図 8 に示すように当該弁はサプレッション・チェンバ・プールの対角位置に設置されていることから，安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても，原子炉から放出される水蒸気が 1 カ所に偏らないよう考慮されている。

5．原子炉圧力制御に係るサプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響

「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 第 5 部 MAAP 別添 1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて，温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており，これを踏まえ，ABWR におけるサプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響について，以下に述べる。

解析コード資料で参照した 2F-4 の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図 9 と同様な位置関係であり，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように，原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ，逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には，原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う撹拌効果により，温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方，原子炉隔離時冷却系を停止し，逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行う場合には，サプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の発生の可能性はあるが，図 9 に示すとおり柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバ・プールの底部から約 2m 程度の下部の位置に設置されていることから，この付近を境に上下の温度差が発生したとしても，サプレッション・チェンバ・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため，解析コード資料で参照した 2F-4 と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

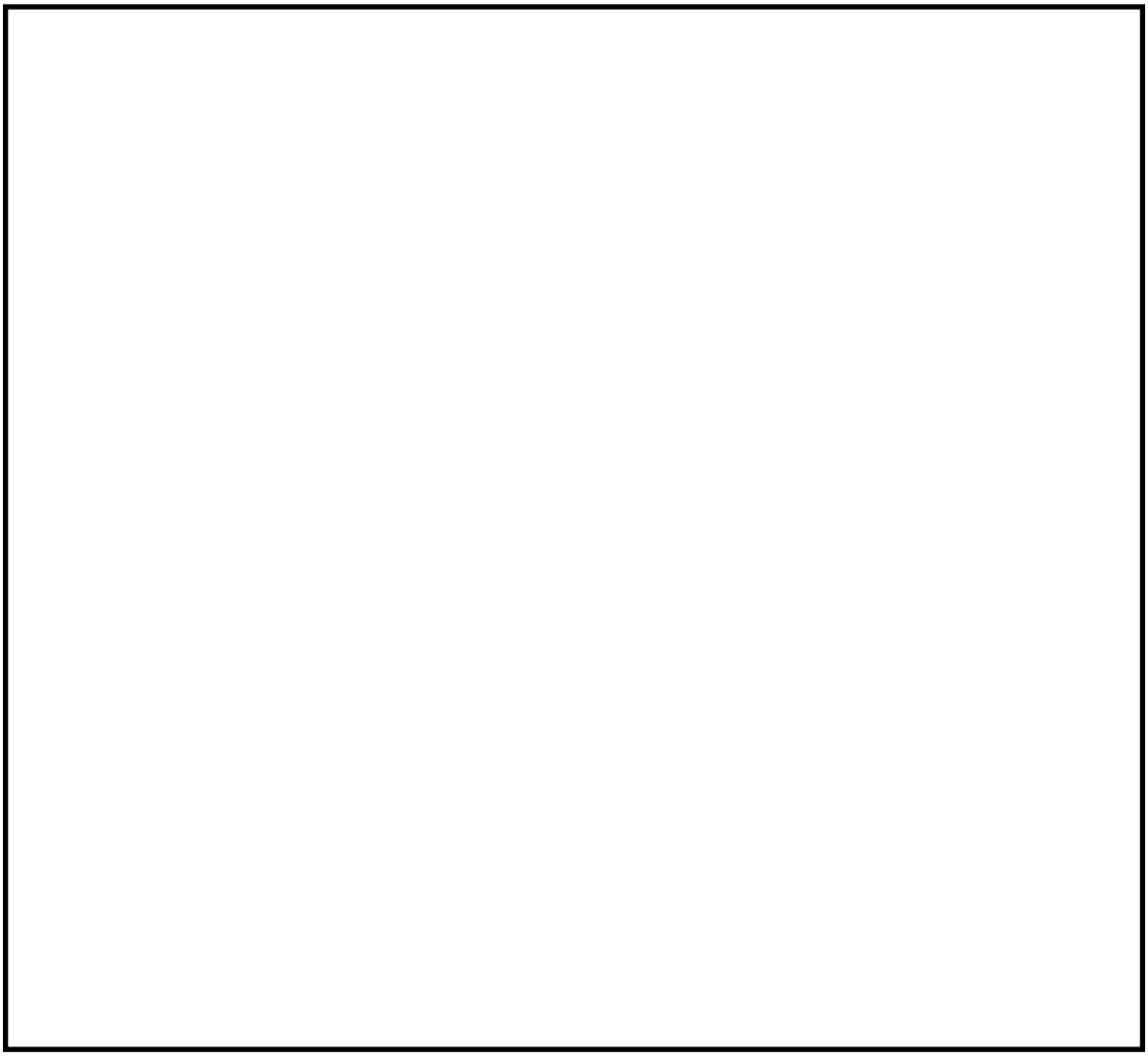


図 8. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

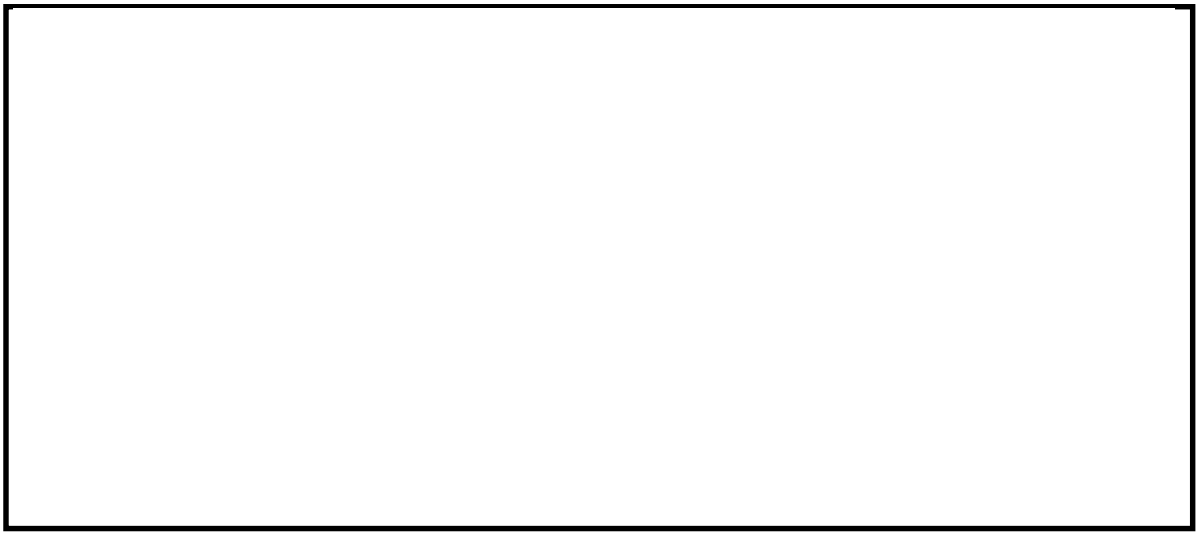


図 9. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの配置図

安定状態について

全交流動力電源喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

<u>原子炉安定停止状態の確立について</u>

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして，事象発生 24 時間以降は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，原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

<u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u>

炉心冷却を継続し，事象発生から約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，実効線量は約 4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，原子炉格納容器内温度及び圧力を起点としている原子炉格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致すること確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約　7.05　～ 7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから，上記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ない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さい。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））(2/3)

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 19kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 19kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなることがあり，原子炉水位挙動に影響する可能性があるが，この顕熱分の影響は小さい。また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，その影響は小さく評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3 以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））(3/3)

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として，冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として，冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として，冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として，冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/h にてスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器１基あたり約 8MW(サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において)	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/h にてスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器１基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，伝熱容量は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また，伝熱容量は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（1/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）	事象発生8時間経過するまで	所内蓄電式直流電源設備(A→A-2)切替えは，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。直流電源が枯渇しないよう設定	【認知】 所内蓄電式直流電源設備（A→A-2）切替えは，全交流動力電源喪失から事象発生 8 時間経過するまでであり，経過時間を認識しながら対応操作を実施するため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 本切替操作は現場操作であり，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置している。運転員(現場)は，事象発生 1 時間後までは常設代替交流電源設備の準備操作を行うが，その後，事象発生 8 時間後までは重複する他の作業はないため，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員(現場)は，中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下 1 階及び原子炉建屋地下 1 階の切替盤までのアクセスルートは，コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり，通常 15 分程度で移動可能であるが，余裕を含めて 30 分の移動時間を含めた切替前準備時間を想定している。また，アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ 2 箇所の操作であり，4 分程度で操作可能であるが，余裕を含めて 10 分の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため，原子炉水位維持の観点から，原子炉水位高（レベル 8）にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等，安全側の操作を臨機に行うため，原子炉水位の状況等により，操作開始時間が変動しうる。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	本操作は停電切替操作であり，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから，原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが，炉心は冠水維持されるため問題とならない。	実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが，直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり，操作開始時間が変動しても，枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉水位高(レベル 8)到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが，原子炉水位高(レベル 8)から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約 1 時間以上あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，所内蓄電式直流電源設備（A→A-2）切替操作は，移動時間を含め約 11 分で操作可能なことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ，電源車，可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台），代替原子炉補機冷却系用の電源車（6 号及び 7 号炉：各 2 台）及び可搬型大容量送水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉で 1 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分，常設代替交流電源設備への燃料給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 95 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 120 分のところ訓練実績等では約 96 分，常設代替交流電源設備への燃料給油作業は，許容時間 540 分のところ訓練実績等では約 135 分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））(2/5)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 16 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の 12 時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，また，徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて，運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。また，二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。また，格納容器ベント開始操作は，運転員（現場）による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり，本操作は，格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで，予め準備し格納容器圧力 0.31 MPa[gage]到達時に実施する。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 16 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。操作開始時間が遅れた場合においても，格納容器限界圧力は 0.62MPa[gage]のため，格納容器の健全性という点では問題とならない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)及び緊急時対策要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。 格納容器限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり，約 20 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約 30 分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は，移動時間含め約 35 分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント操作は，伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作を移動時間含め約 12 分の操作時間で完了する見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（3/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）	事象発生19時間経過するまで	所内蓄電式直流電源設備（A-2→AM）切替えは，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。直流電源が枯渇しないよう設定	【認知】 所内蓄電式直流電源設備（A-2→AM）切替えは，全交流動力電源喪失から事象発生 19 時間経過するまでであり，経過時間を認識しながら対応操作を実施するため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 本切替操作は現場操作であり，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)を配置している。運転員(現場)は，事象発生 19 時間後頃に重複する他の作業はないため，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員(現場)は，中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下 1 階及び原子炉建屋地下 1 階の切替盤までのアクセスルートは，コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり，通常 15 分程度で移動可能であるが，余裕を含めて 30 分の移動時間を含めた切替前準備時間を想定している。また，アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ 2 箇所の操作であり，4 分程度で操作可能であるが，余裕を含めて 15 分の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため，原子炉水位維持の観点から，原子炉水位高（レベル 8）にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等，安全側の操作を臨機に行うため，原子炉水位の状況等により，操作開始時間が変動しうる。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	本操作は停電切替操作であり，負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから，原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが，炉心は冠水維持されるため問題とならない。	実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが，直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり，操作開始時間が変動しても，枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉水位高（レベル 8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが，原子炉水位高（レベル 8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約 1 時間以上あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，所内蓄電式直流電源設備（A-2→AM）切替操作は，移動時間を含め約 15 分で操作可能なことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

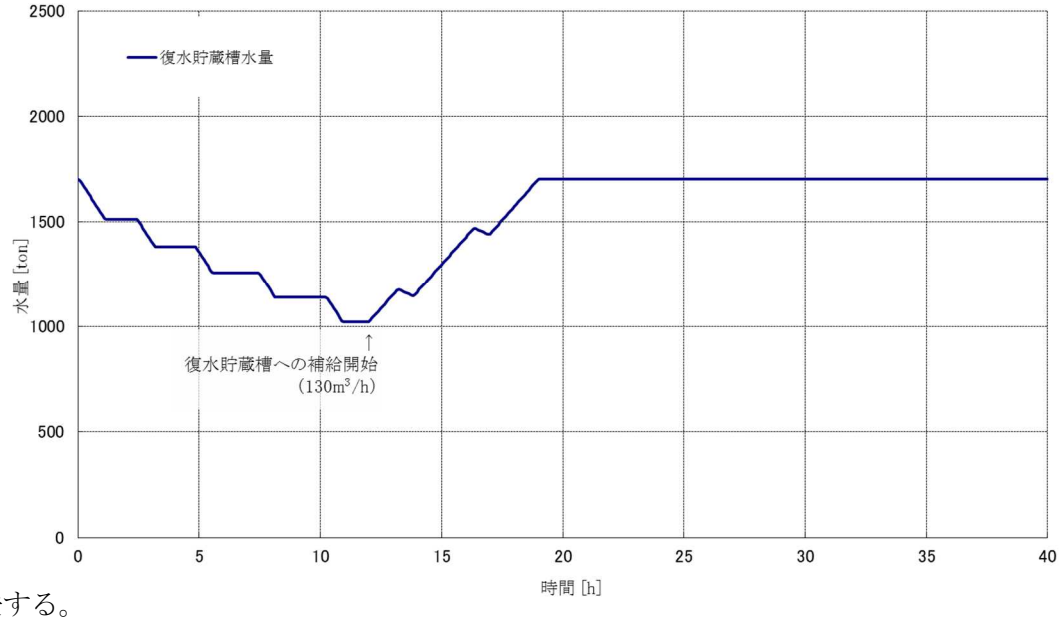
表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（4/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と，代替原子炉補機冷却系の移動，敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。運転員(現場)は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，操作開始時間に与える影響はなし。 【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，操作対象が 20 弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており，これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避（想定約 4 時間）を踏まえても，解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる。	操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性がある。この場合，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。	事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており，4 時間程度の準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	訓練実績等より，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定。	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去ポンプを起動し，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。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））（5/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，復水移送ポンプの起動を確認し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 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 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成に約 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。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	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，格納容器スプレイ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。

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



○水源
復水貯蔵槽水量：約1,700m³
淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン
①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
事象発生後24時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する。
（原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル2）の間で注水する）

②低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生から24時間後の原子炉減圧後は，低圧代替注水系（常設）により注水する。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ3台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）
事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。
事象発生12時間後からは，復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果
時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 1,600m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 3,200m³ 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m³ 及び淡水貯水池に 18,000m³ の水を保有することから，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

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

プラント状況：6 号及び 7 号炉運転中。1～5 号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）は 6 号及び 7 号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，免震重要棟等，プラントに関連しない設備も対象とする。

<table>
<tr><th>号炉</th><th colspan="4">時系列</th><th>合計</th><th>判定</th></tr>
<tr><td rowspan="2">7 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間</td><td rowspan="4">7 日間の軽油消費量
<u>約 1,014kL</u></td><td rowspan="4">6 号及び 7 号炉軽油タンク各<u>約 1,020kL</u>及びガスタービン発電機用燃料タンク<u>約 200kL</u>の容量（合計）は
<u>約 2,240kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 3 台起動。
18L/h×24h×7 日×3 台＝9,072L</td><td rowspan="3">空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。※1
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,705L/h×24h×7 日×3 台＝859,320L</td><td>代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
110L/h×24h×7 日×2 台＝36,960L</td><td>可搬型大容量送水ポンプ 1 台起動
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
178L/h×24h×7 日×1 台＝29,904L</td></tr>
<tr><td rowspan="2">6 号炉</td><td>事象発生直後～事象発生後 7 日間</td><td colspan="2">事象発生直後～事象発生後 7 日間</td></tr>
<tr><td>復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 3 台起動。
18L/h×24h×7 日×3 台＝9,072L</td><td>代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
110L/h×24h×7 日×2 台＝36,960L</td><td>可搬型大容量送水ポンプ 1 台起動
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
178L/h×24h×7 日×1 台＝29,904L</td></tr>
<tr><td>1 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>1 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>2 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>2 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>3 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>3 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>4 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>4 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>5 号炉</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2
（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 632kL</u></td><td>5 号炉軽油タンク容量は
<u>約 632kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
<tr><td>その他</td><td colspan="4">事象発生直後～事象発生後 7 日間
免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
437L/h×24h×7 日＝73,416L
モニタリング・ポスト用発電機 3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定）
9L/h×24h×7 日×3 台＝4,536L</td><td>7 日間の軽油消費量
<u>約 79kL</u></td><td>1～7 号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は
<u>約 1,147kL</u> であり，
7 日間対応可能。</td></tr>
</table>

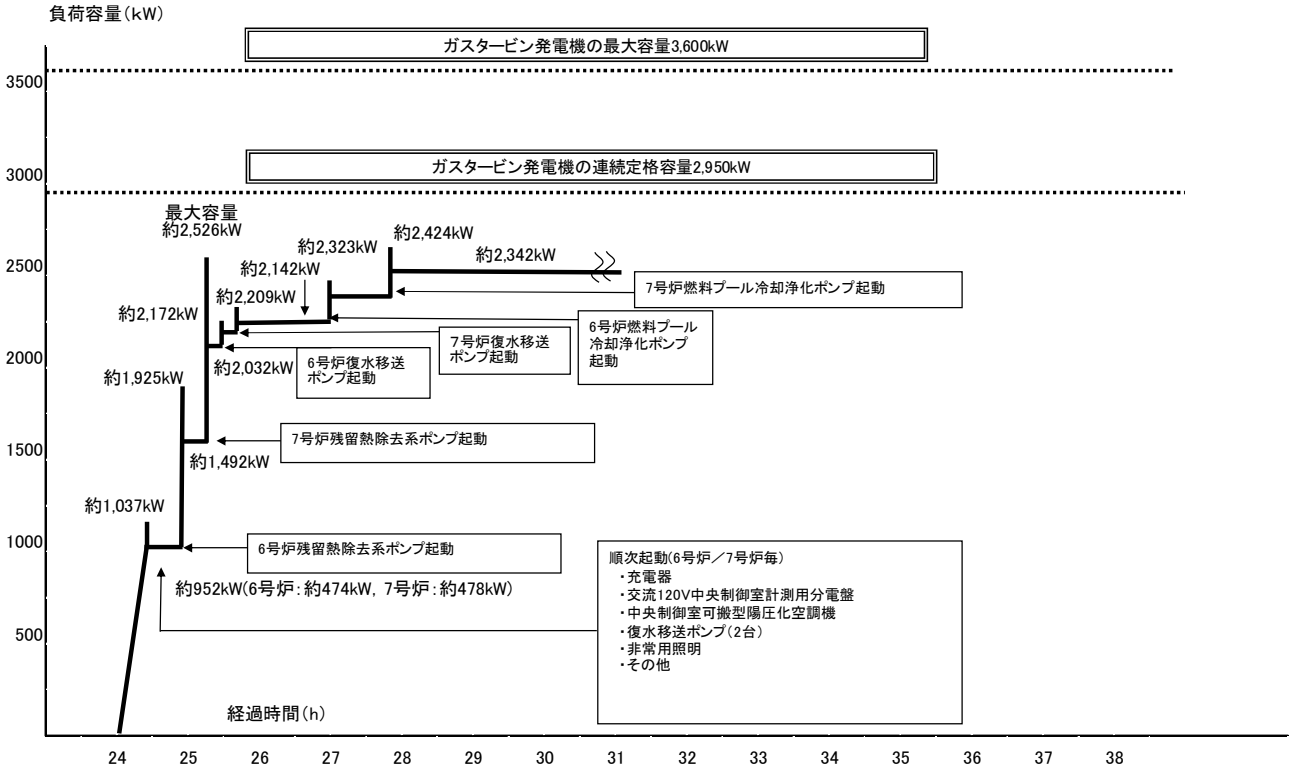
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが，保守的にガスタービン発電機 3 台を起動させて評価した。

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

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

〈6 号及び 7 号炉〉

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ（起動時）	540kW（973kW）	540kW（1034kW）
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW（181kW）	110kW（192kW）
その他	約74kW	約81kW
小計	約1, 159kW	約1, 183kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約2, 342kW （約2, 526 kW）	



負荷積算イメージ

2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗)」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.2.1 から図 2.3.2.4 に，手順の概要を図 2.3.2.5 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.3.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は10名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.2.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量計である。

b. 高圧代替注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

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

高圧代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び高圧代替注水系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については，2.3.1.1（3）e と同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については，2.3.1.1（3）ｆと同じ。

f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

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

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については，2.3.1.1（3）hと同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，2.3.1.1（3）iと同じ。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し，その上，原子炉隔離時冷却系を喪失し，全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.2.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。同時に，原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムはタービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 高圧代替注水系

運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である 182m^3/h(8.12MPa[dif]において)～114m^3/h(1.03MPa[dif]において）に対し，保守的に 20%減の流量で注水するものとした。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から24時間後に手動起動し，954m^3/h(0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）

逃がし安全弁による原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m^3/h にて原子炉格納容器にスプレイするものとする。また，伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）とする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）への切替え後に，崩壊熱相当量で原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

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

にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが，格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。解析においては，操作手順の考え方を踏まえ，中間開操作（流路面積約 70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は，事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始するものとし，操作時間は，原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して15分間とする。

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

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(d) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，事象発生から24時間後に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は，事象発生から24時間後に開始する。

(f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から24時間後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1mに到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）の起動操作は，事象発生から約25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は，2.3.1.2(3)と同じ。

(4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.2.7から図2.3.2.12に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.2.13から図2.3.2.15に，格納容器圧力，格納容器温度，

サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.2.16から図2.3.2.19に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後，高圧代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

事象発生から 24 時間経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開することで，原子炉の急速減圧を実施し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 16 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は，ベントラインを閉じて，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※ シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.3.2.13 に示すとおり，初期値(約 310℃)を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.3.2.7 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最

高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 146℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.2.8 に示すとおり，高圧代替注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.3.1.5）

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3}mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2}mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，高圧代替注水系による原子炉注水操作，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については，「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料 2.3.2.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

本重要事故シーケンスにおける初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件に係る不確かさの影響評価については，「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

（添付資料2.3.2.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定されていることから，操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約16時間後であり，格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。また，操作開始時間が遅れた場合においても，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子

炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

（添付資料2.3.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが，操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性がある。この場合，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。

（添付資料2.3.2.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については，事象発生から50分後（操作開始時間の25分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約859℃となり1,200℃を下回るため，炉心の著しい損傷は発生しない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約20時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，事象想定として常設代替交流電

源設備からの受電を事象発生から24時間後としており，4時間程度の準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

（添付資料2.3.2.2）

(4) まとめ

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

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「2.3.2.1 (3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

高圧代替注水系，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に必要な水量は，2.3.1.4(2) a.「水源」の必要水量とほぼ同じであり，必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

2.3.1.4(2) b.「燃料」と同じであり，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6号及び7号炉で約2,342kW（6号炉：約1,159kW，7号炉：約1,183kW）必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

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

（添付資料2.3.1.2,2.3.1.9）

2.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても，高圧代替注水系による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える

影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗」において，高圧代替注水系等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗」に対して有効である。

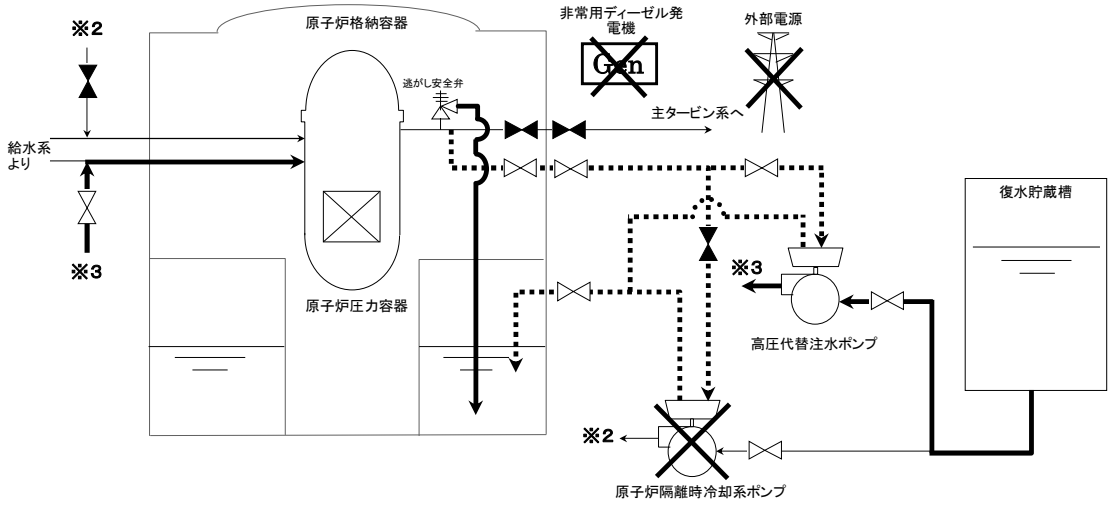


図 2.3.2.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

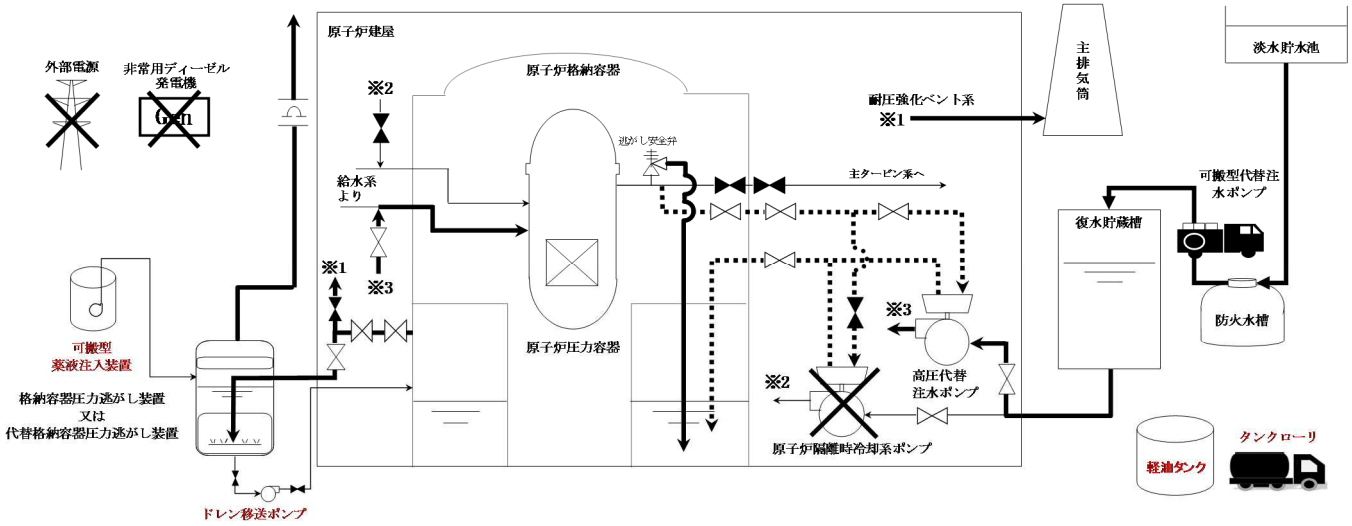


図 2.3.2.2　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

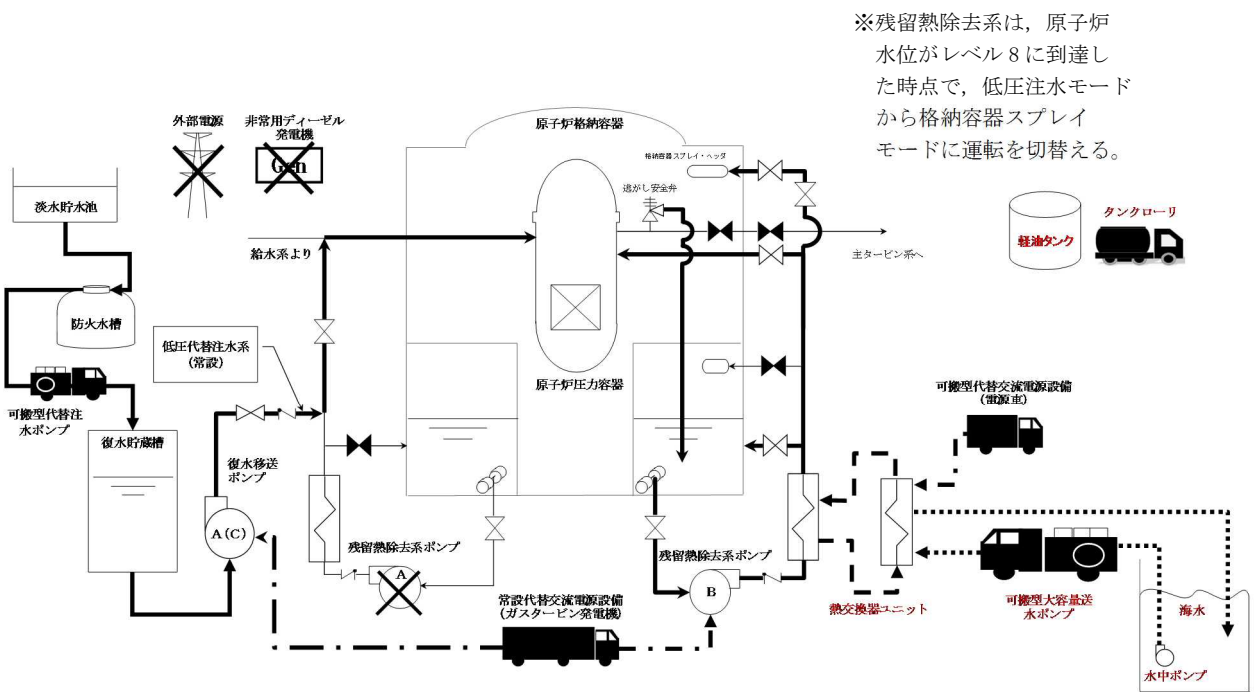


図 2.3.2.3　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

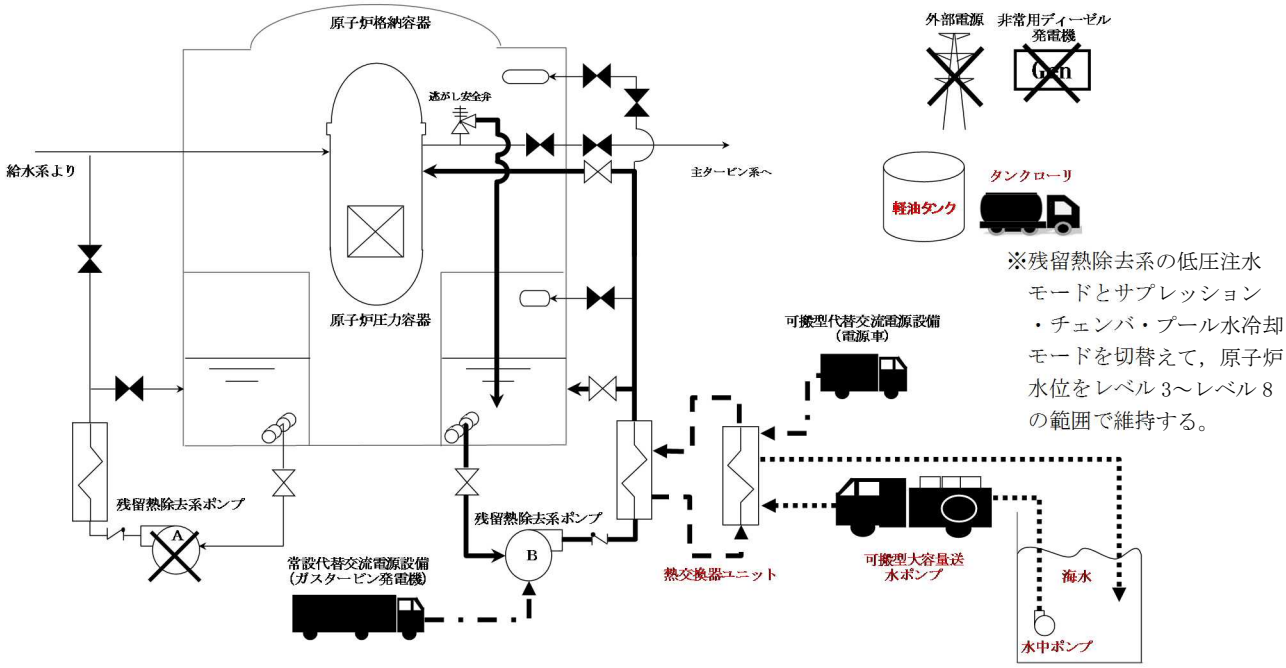
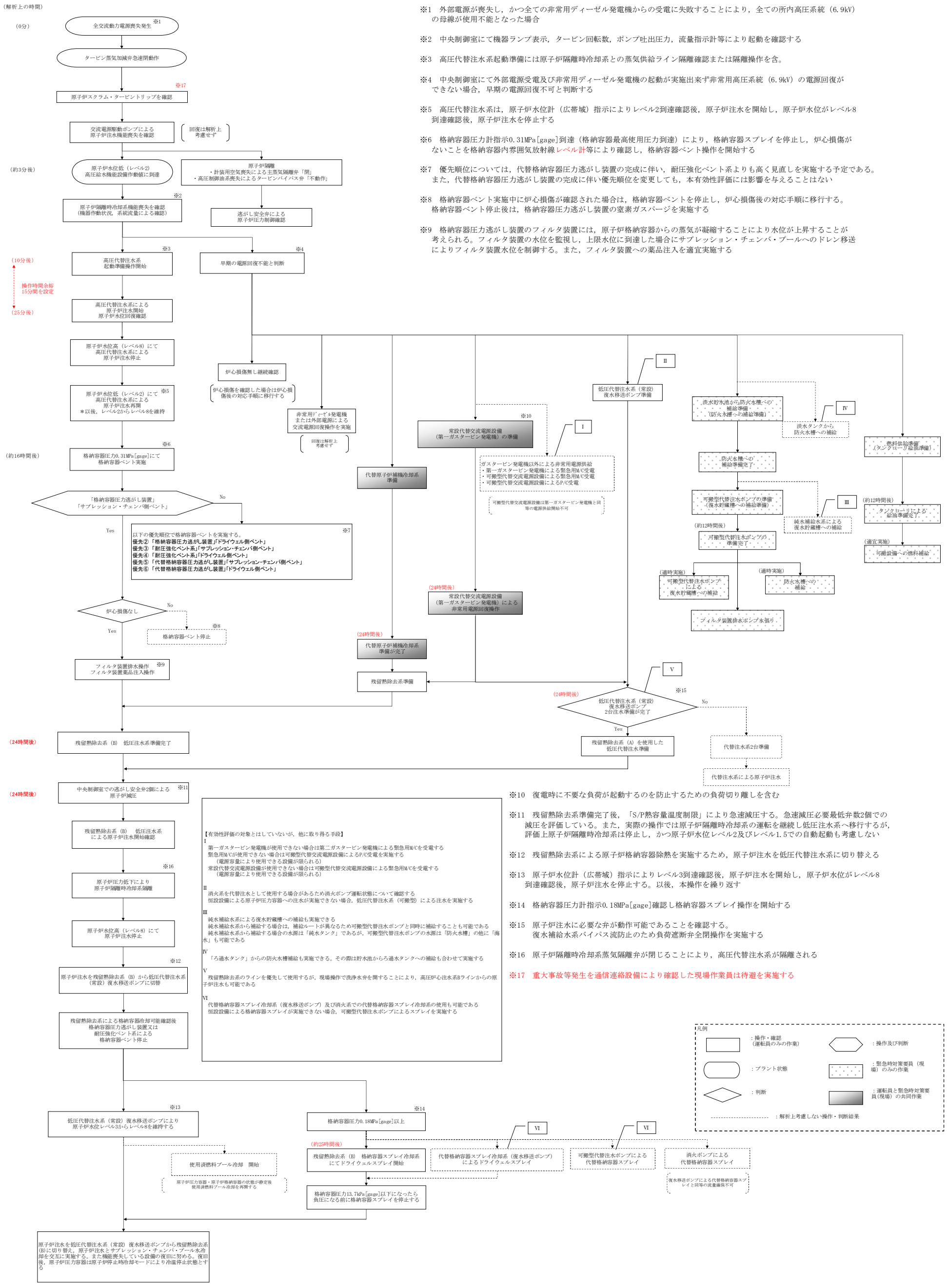


図 2.3.2.4　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉格納容器除熱）



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合

※2　中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※3　高圧代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認または隔離操作を含。

※4　中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する

※5　高圧代替注水系は，原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル2到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する

※6　格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器スプレイを停止し，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※7　優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※8　格納容器ベント実施中に炉心損傷が確認された場合は，格納容器ベントを停止し，炉心損傷後の対応手順に移行する。格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※9　格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※10　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※11　残留熱除去系準備完了後，「S/P熱容量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数2個での減圧を評価している。また，実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが，評価上原子炉隔離時冷却系は停止し，かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※12　残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施するため，原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える

※13　原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する。以後，本操作を繰り返す

※14　格納容器圧力計指示0.18MPa[gage]確認し格納容器スプレイ操作を開始する

※15　原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※16　原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁が閉じることにより，高圧代替注水系が隔離される

※17　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待避を実施する

図 2.3.2.5　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の対応手順の

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）/ 経過時間（時間）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）	緊急時対策要員（現場）				
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		2人 A,B	2人 a,b	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	
								・原子炉スクラム・タービントリップ確認	
								・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	
								・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自動起動確認	
								・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	
原子炉隔離時冷却系機能喪失調査，復旧操作（解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系　機能回復	対応可能な要員により対応する
交流電源回復操作（解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復	対応可能な要員により対応する
		－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復	
高圧代替注水系起動操作		(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	
高圧代替注水系による原子炉注水		(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・高圧代替注水系　起動／停止操作	
常設代替交流電源設備　準備操作（第一ガスタービン発電機）		(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・受電前準備（中央制御室）	高圧代替注水系による原子炉注水を優先して実施する
		－	－	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	－	－	・放射線防護装備準備	
								・現場移動 ・受電前準備（現場）	
				(2人) C,D	－			・放射線防護装備準備	
								・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認	実績は事象直後より対応する
								・第一ガスタービン発電機給電準備	実績は事象直後より対応する
代替原子炉補機冷却系　準備操作		－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	
		－	－	－	－	13人 （参集） ↓ ※1	13人 （参集） ↓ ※1	・放射線防護装備準備	
								・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	・作業時間10時間
淡水貯水池から防火水槽への補給準備		－	－	－	－	2人 ↓ ※2,※3		・放射線防護装備準備	
								・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給		－	－	－	－	2人,※2 ↓ (2人) ※4	2人,※3 ↓ (2人) ※4	・放射線防護装備準備	
								・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	
								・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	
格納容器ベント準備操作		－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	交流動力電源喪失が長期に及ぶ場合に実施する
		－	－			－	－	・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	
		－	－	－	－	※2,※3		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	
		－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	
燃料給油準備		－	－	－	－	2人 ↓ ※5		・放射線防護装備準備	
								・軽油タンクからタンクローリへの補給	タンクローリ容量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業		－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	

図 2.3.2.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の作業と所要時間（1/2）

全交流動力電源喪失（&原子炉隔離時冷却系機能喪失時）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間） 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27	備考
								約16時間　格納容器圧力310kPa[gage]到達	
								24時間 第一ガスタービン発電機による給電開始，残留熱除去系ポンプ起動	
								24時間 原子炉急速減圧	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・高圧代替注水系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水 高圧代替注水系での注水は，復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施	
格納容器ベント準備操作	－	－	(2人) E，F	(2人) e，f	－	－	・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	※2，※3		・7号炉フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	
	－	－	(2人) E，F	(2人) e，f	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	4人（参集）	4人（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料給油準備	－	－	－	－	※2，※3 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	－	－	※1 ↓ (13人) ↓ ※6，※7	※1 ↓ (13人) ↓ ※6，※7	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	作業中断（一時待避中） 270分＋待避時間30分	・作業時間10時間
燃料給油準備	－	－	－	－	※6 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※7 ↓ (3人)	※7 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
常設代替交流電源設備　準備操作（第一ガスタービン発電機）	－	－	(2人) C，D	－	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機起動，給電	20分	
常設代替交流電源設備　運転（第一ガスタービン発電機）	－	－	(2人) C，D	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	5分	
			－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・M/C　受電確認	20分	
	－	－	(2人) E，F	(4人) c，d e，f			・放射線防護装備準備	10分	
				－			・6号炉　M/C（D）　受電 ・6号炉　MCC（D）　受電	10分	
							・6号炉　M/C（C）　受電 ・6号炉　MCC（C）　受電	10分	
			－	(4人) c，d e，f			・7号炉　M/C（C）（D）　受電 ・7号炉　MCC（C）（D）　受電	10分	
残留熱除去系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系ポンプ起動	15分	
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個　手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水	5分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　ラインアップ	15分	
	－	－	(2人) C，D	(2人) c，d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
低圧注水モードから低圧代替注水系（常設）切替	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位はレベル3～レベル8維持	
格納容器ベント停止操作	－	－	(2人) E，F	(2人) e，f	－	－	・格納容器ベント停止操作	30分	
格納容器スプレイ冷却系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7～180kPa[gage]維持	
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	－	－	(2人) C，D	(2人) c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する 60分	
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	※4 ↓ (2人)	※4 ↓ (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	
燃料給油作業	－	－	－	－	※5 ↓ (2人)		・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	4人 C，D，E，F	4人 c，d，e，f	10人（参集要員34人）				

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.2.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時の作業と所要時間（2/2）

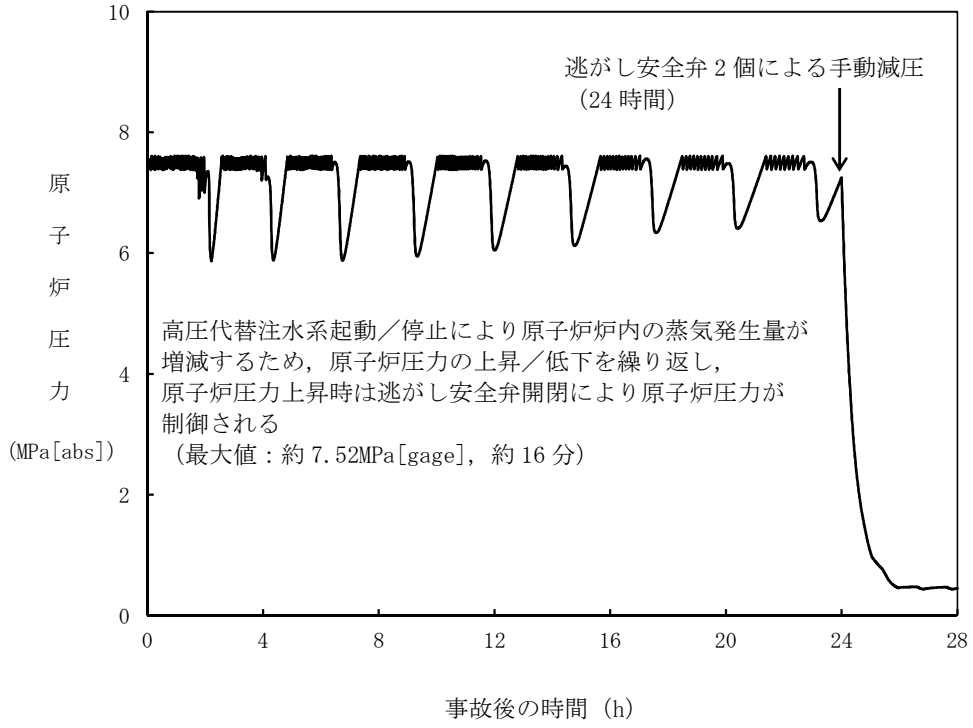


図 2.3.2.7　原子炉圧力の推移

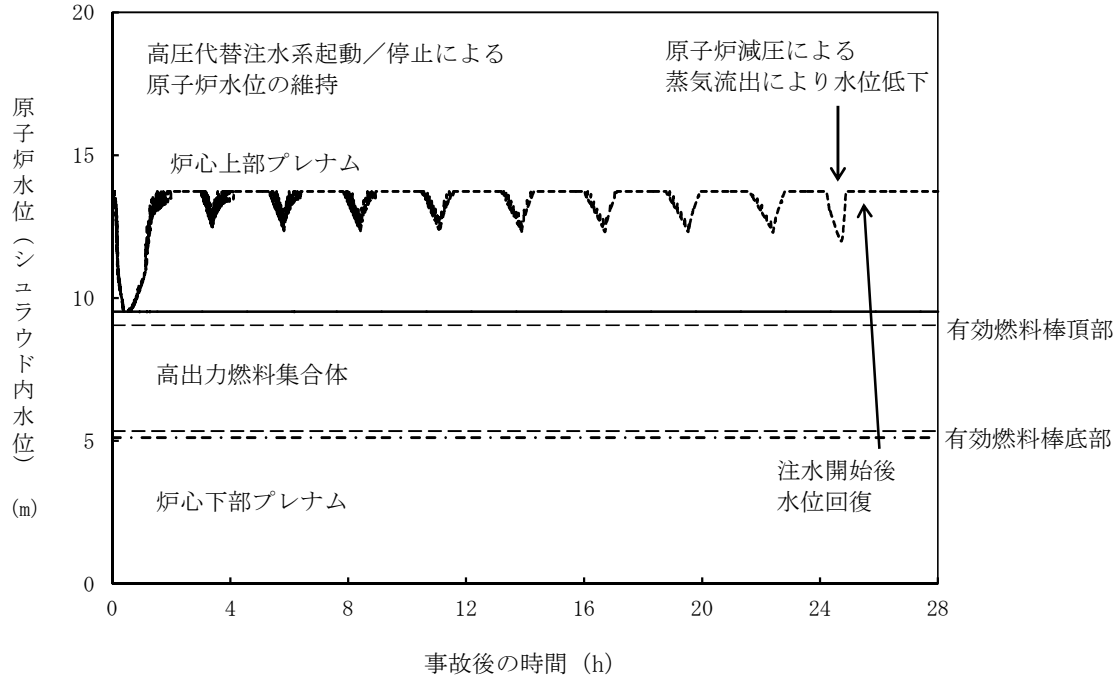


図 2.3.2.8　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

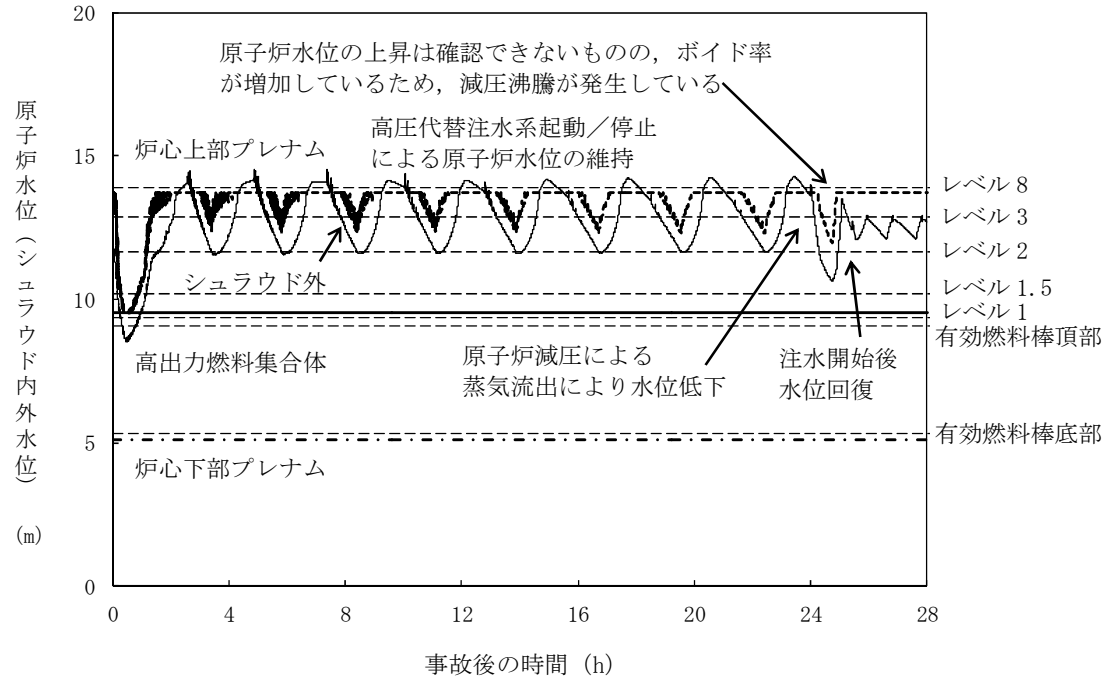


図 2.3.2.9　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

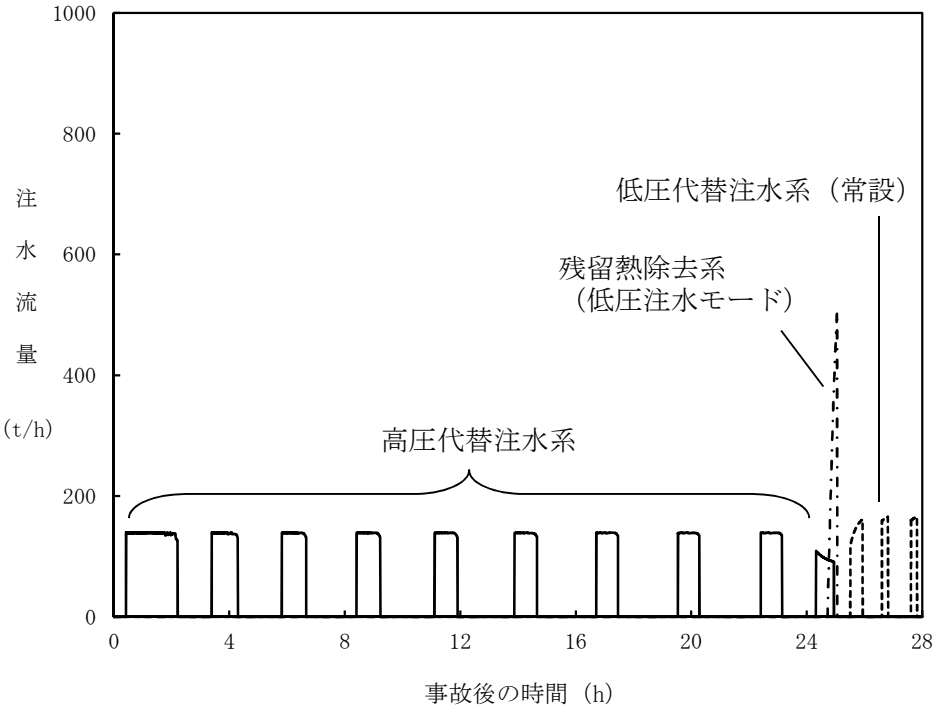


図 2.3.2.10　注水流量の推移

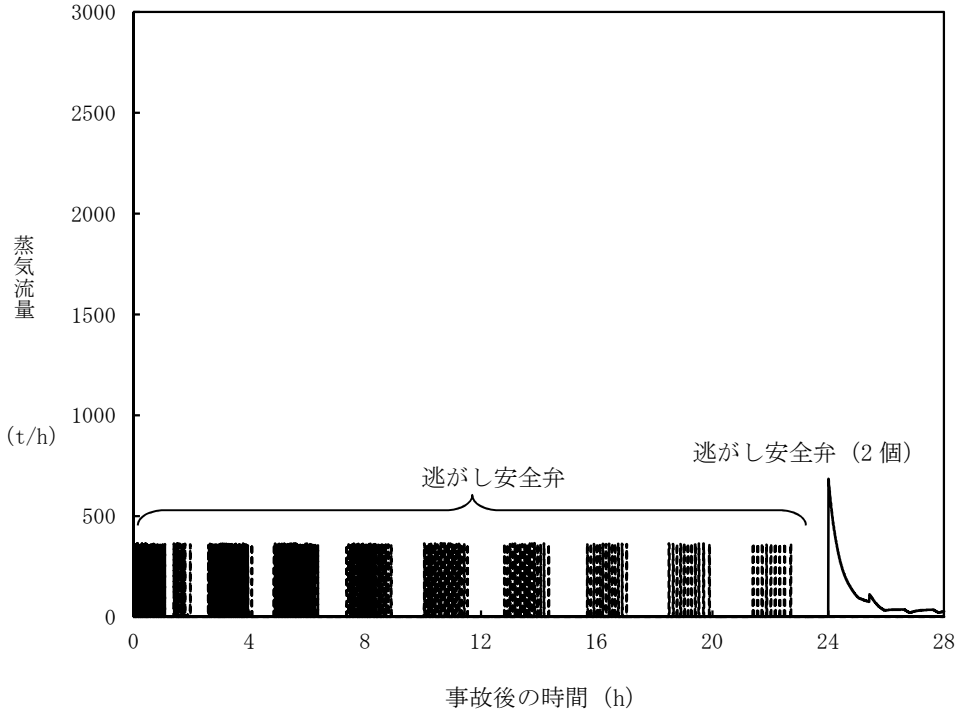


図 2.3.2.11　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

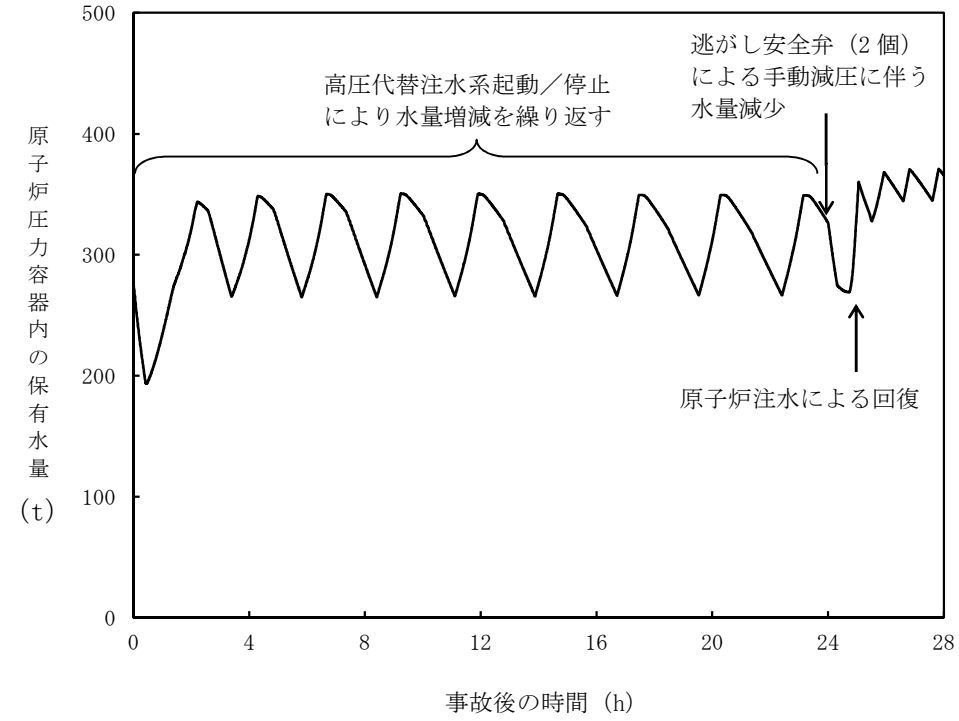


図 2.3.2.12　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

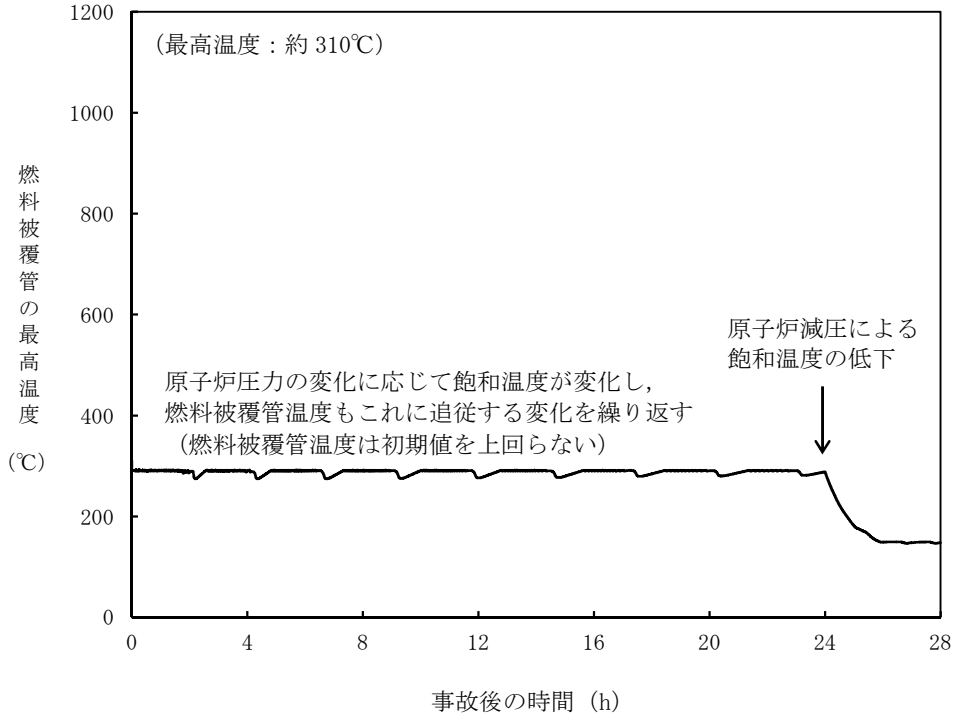


図 2.3.2.13　燃料被覆管温度の推移

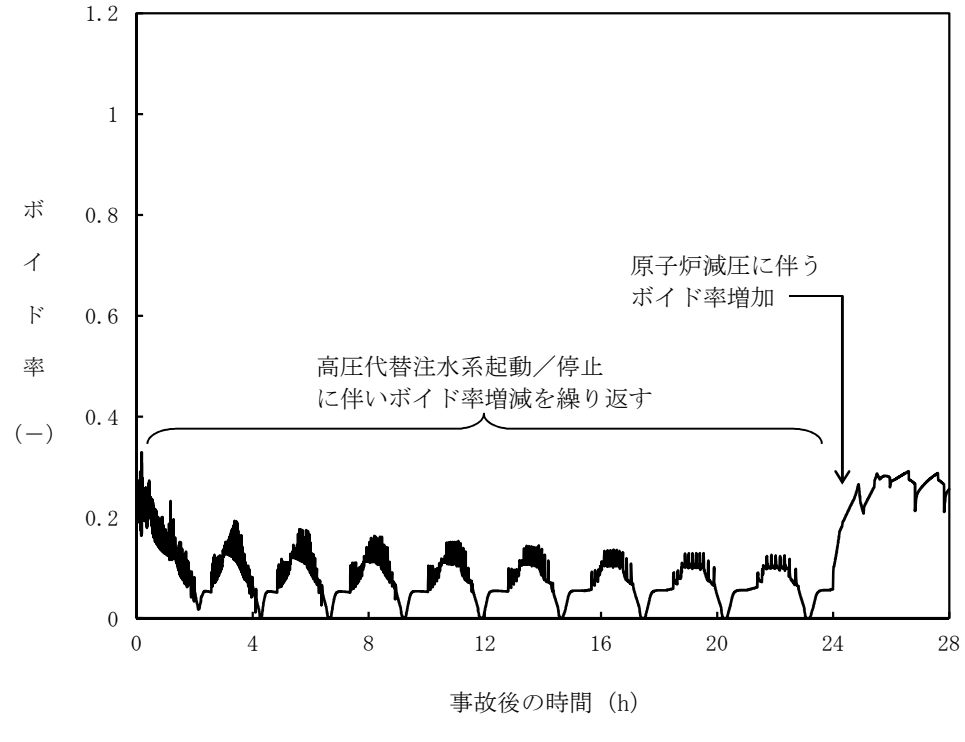


図 2.3.2.14　高出力燃料集合体のボイド率の推移

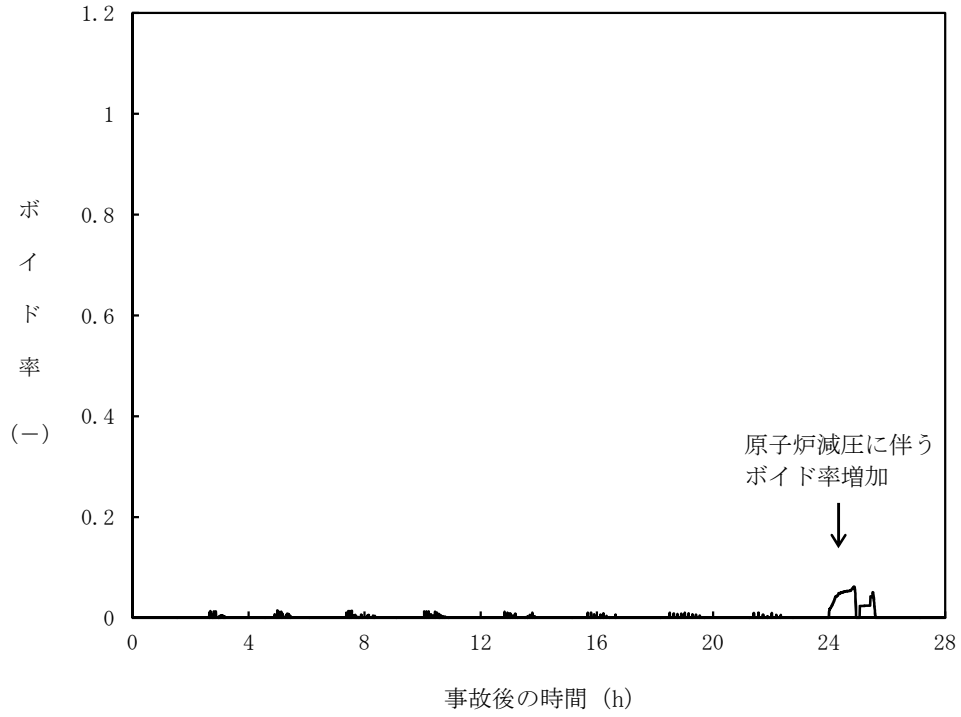


図 2.3.2.15　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

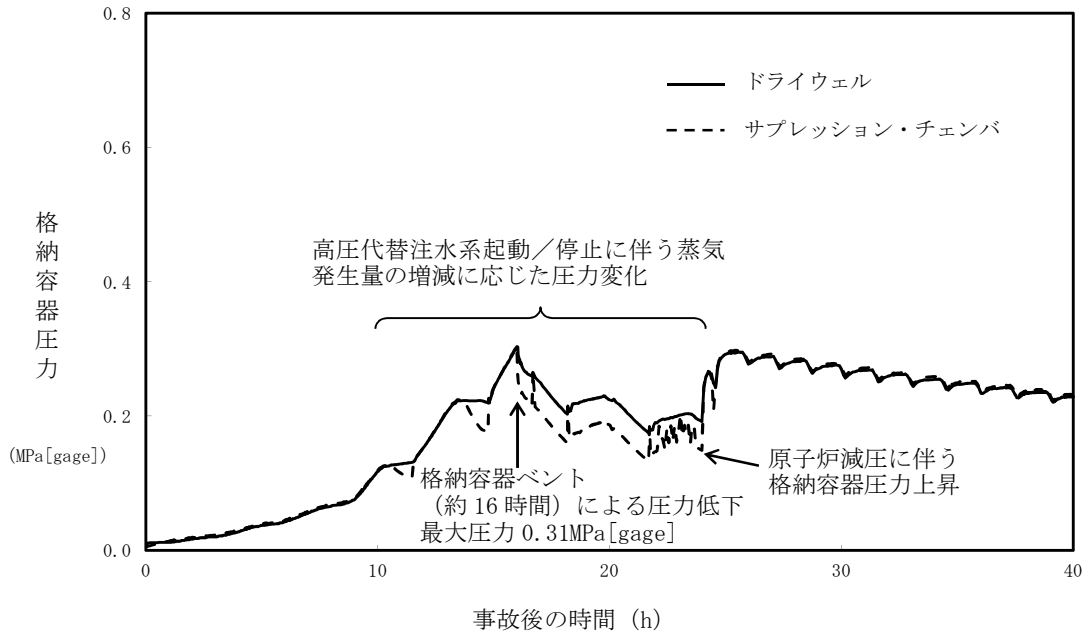


図 2.3.2.16　格納容器圧力の推移

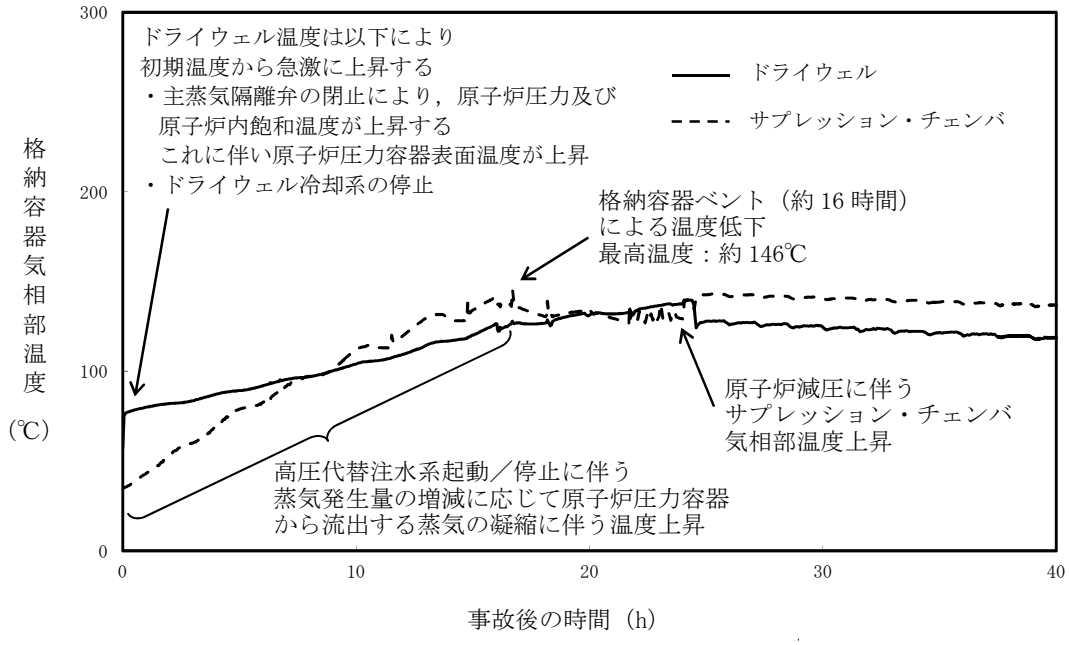


図 2.3.2.17　格納容器気相部温度の推移

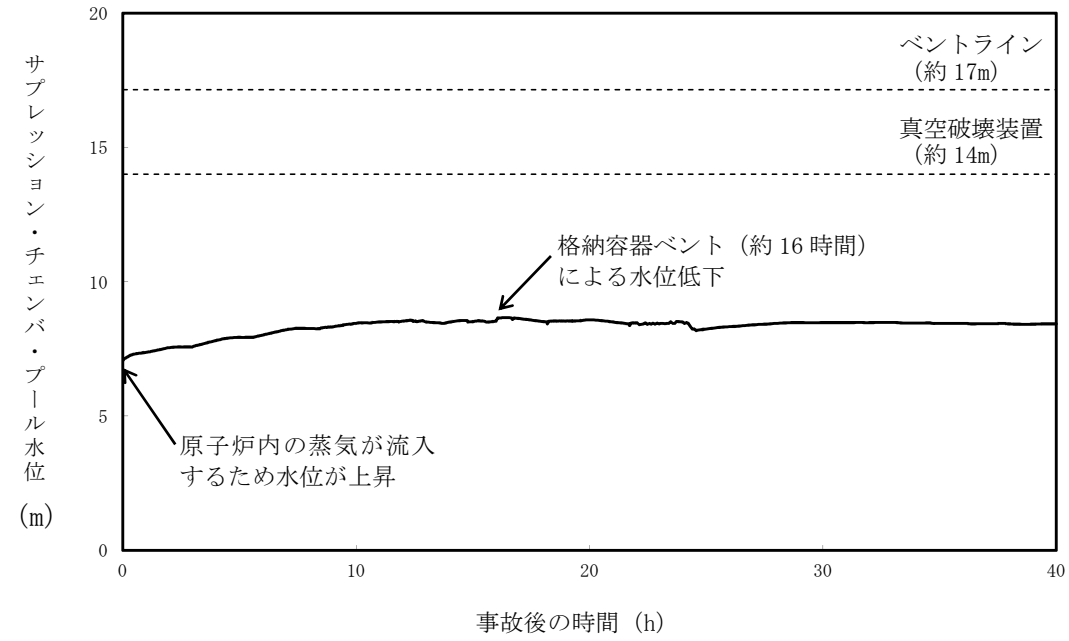


図 2.3.2.18　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

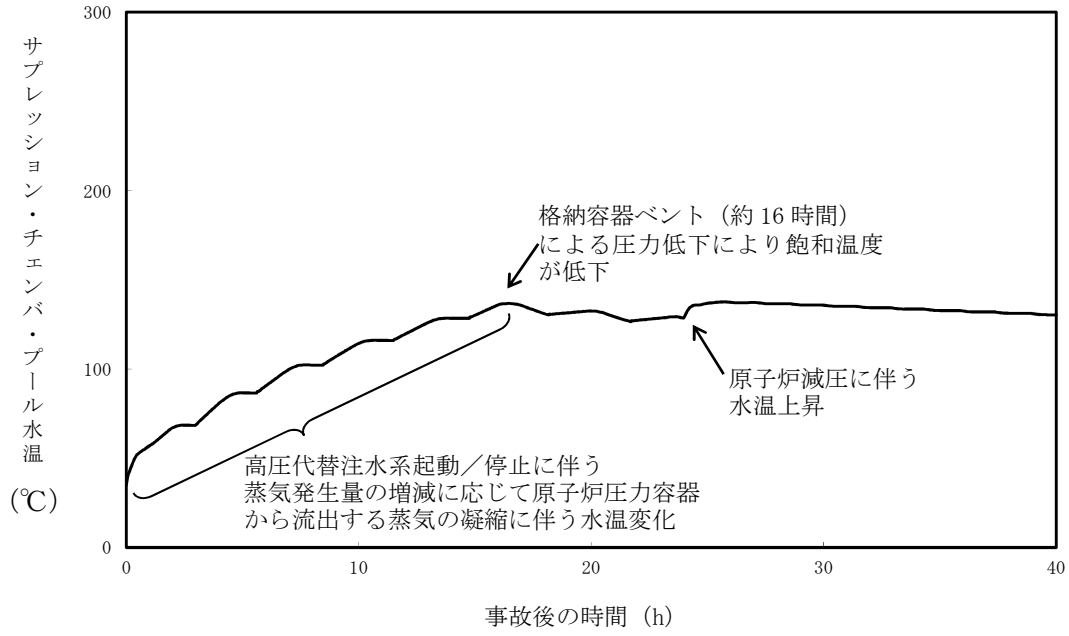


図 2.3.2.19　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.2.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，残留熱除去系ポンプを手動起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(1/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(2/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(3/6)

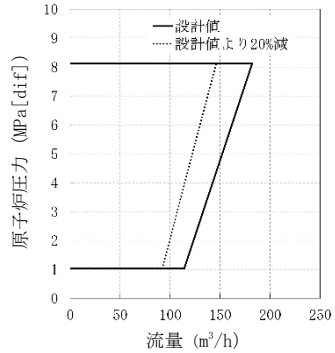
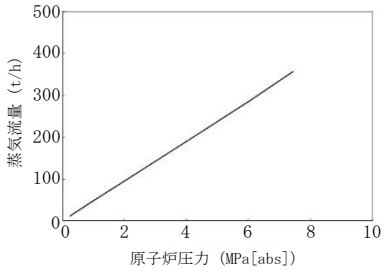
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	高圧代替注水系	原子炉水位低（レベル 2）にて手動起動，原子炉水位高（レベル 8）にて手動停止 設計値である 182m³/h（8.12MPa[dif]において）～114m³/h（1.03MPa[dif]において）に対し，保守的に 20%減の流量にて注水	高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に 20%減の流量を設定  高圧代替注水系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(4/6)

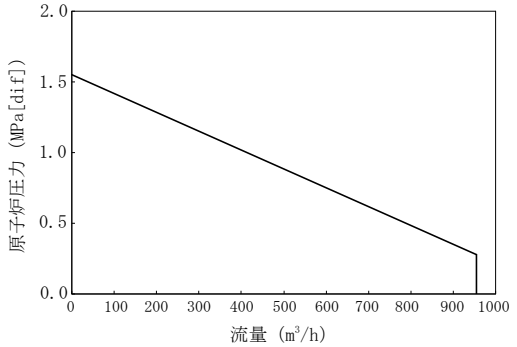
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/h にてスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(5/6)

目　項		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.2.2　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(6/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は，原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系準備操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の24時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）」では，高圧代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた事象発生から24時間の原子炉注水に期待している。

HPACが起動から24時間運転を継続するために必要な直流電源は，AM用直流125V蓄電池より供給され，その容量は「添付資料2.3.1.2」にて確認している。なお，HPACの系統構成の概略を図1に示す。

直流電源の容量以外にも，事故時にはサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・HPAC室の温度上昇がHPACの運転継続に影響することも考えられるため，ここではそれらの影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因は，HPACの24時間運転継続の制約とならないことから，本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。

以　上

表 1　HPAC 運転継続の制約要因の評価

HPAC 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため，S/C のプール水の温度上昇の影響はない。	左記の理由により，評価不要である。
S/C 圧力上昇	S/C 圧力上昇は HPAC タービンの排気圧上昇に関係するが，事故時の予期せぬトリップを防止するため，HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により，評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の HPAC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため，中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから，換気空調系停止 24 時間後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）であり，制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃※1 を下回る。したがって，中央制御室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。
HPAC ポンプ室の温度上昇	HPAC のポンプ，弁，タービン，計装品等の設計で想定している環境の最高温度は，66℃（初期 6 時間まで 100℃，それ以降は 66℃の設計）を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため，HPAC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。	HPAC 室内の発熱と HPAC 室の放熱・吸熱の熱バランスから，換気空調系停止 24 時間後の HPAC 室の最高温度は約 55℃（補足資料参照）と評価され，HPAC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって，HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない。

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても，直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

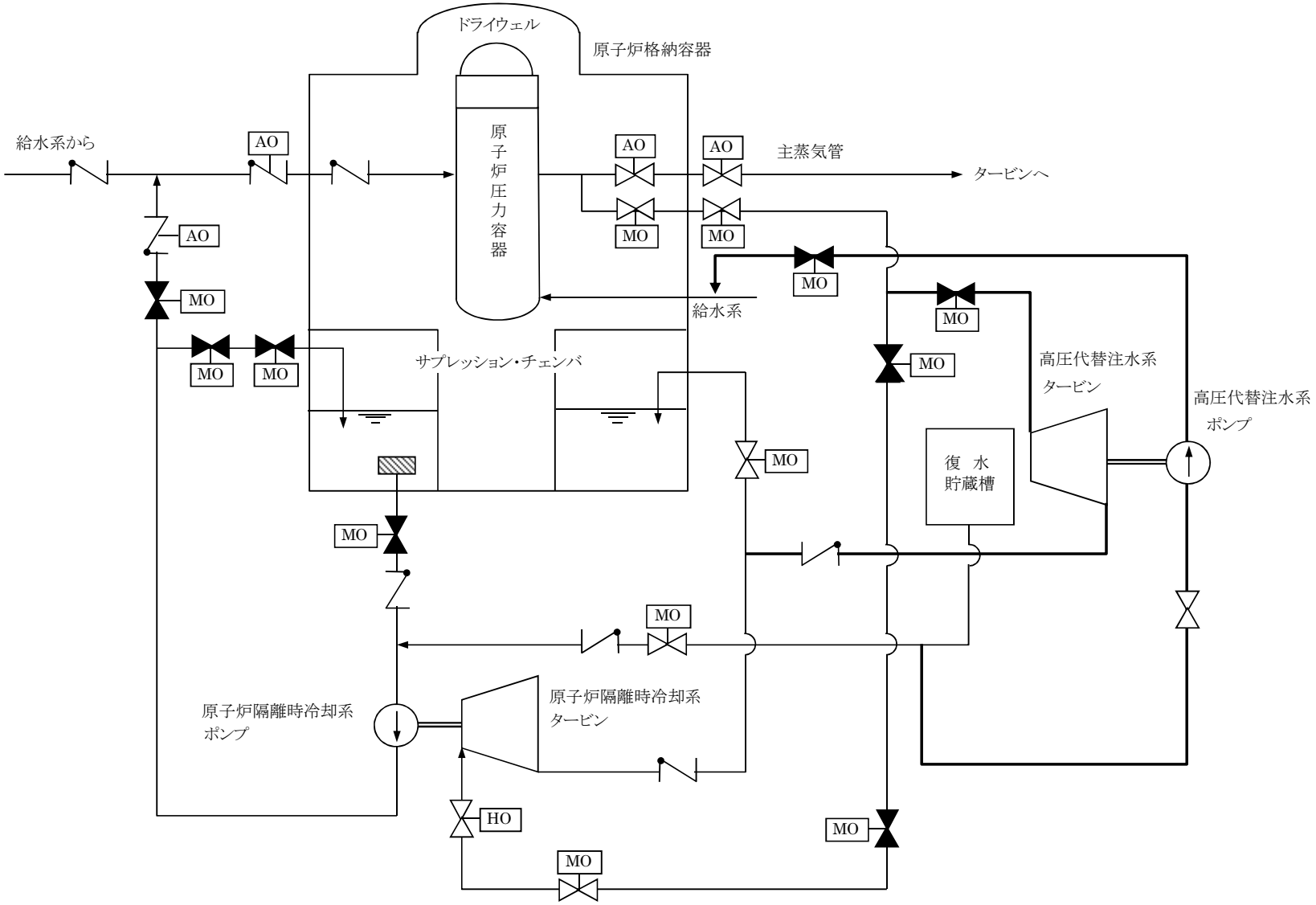


図１　高圧代替注水系系統概要図

全交流動力電源喪失時における HPAC 室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

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

ここでは，添付資料2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いてHPAC室温を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

・評価対象とする部屋の条件：表1，表2参照

・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

：一般エリア　40℃

：S/C　　138℃

・壁－空気の熱伝達率：□W/m²℃（無換気状態）[出典：空気調和衛生工学便覧]

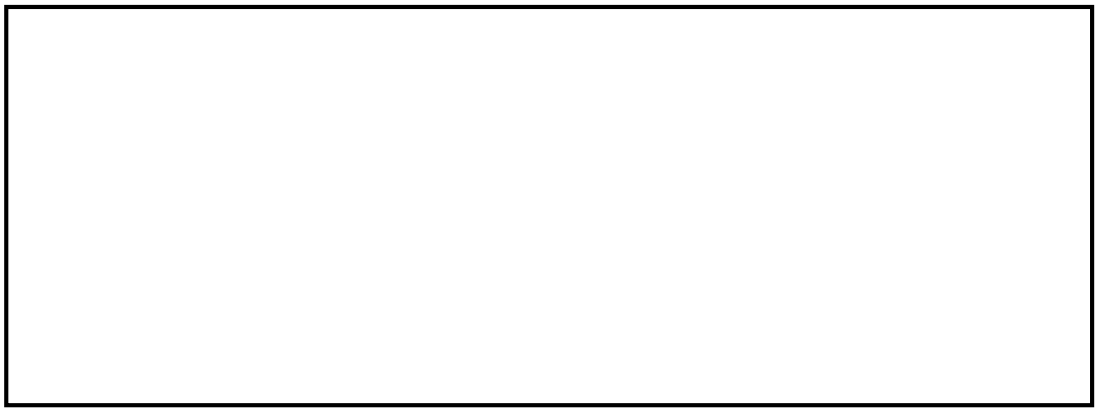
・コンクリート熱伝導率：□W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1　評価する部屋の条件（7号炉の場合）

	HPAC室
発熱負荷 [W]	
容積 [m³]	
熱容量 [kJ/℃]	
初期温度 [℃]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

表2　評価する部屋の寸法（7号炉の場合）



(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において，事故後24時間のHPAC室の最高温度は約55℃となり，設計で考慮している温度※を超過しないため，HPAC運転継続に与える影響はない。

※HPAC室 ：（HPACのポンプ，弁，タービン，計装品等）

： 66℃（初期6時間まで100℃，それ以降は66℃の設計）

以 上

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧代替注水系の起動操作は，給水喪失に伴う原子炉水位の低下開始を起点として，原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから，上記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ない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～約 35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さい。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(2/3)

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 19kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 19kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなることがあり，原子炉水位挙動に影響する可能性があるが，この顕熱分の影響は小さい。また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。		
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	－	本事故シーケンスにおける前提条件。		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧代替注水系	原子炉水位低（レベル 2）にて手動起動 182m^3/h（8.12[dif]において）～114m^3/h（1.03MPa[dif]において）に対し，保守的に 20%減の流量で注水	原子炉水位低（レベル 2）にて手動起動 182m^3/h（8.12[dif]において）～114m^3/h（1.03MPa[dif]において）で注水	高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に 20%減の流量を設定。	解析条件と最確条件の流量に差異があっても，レベル 2～レベル 8 で原子炉水位を制御する操作は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	レベル 2～レベル 8 で原子炉水位が制御されることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生 24 時間後に手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m^3/h にてスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m^3/h にてスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，伝熱容量は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また，伝熱容量は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（1/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	事象発生後，10 分間は運転員による操作に期待しないことに加え，原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕として，15 分を設定	【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて原子炉隔離時冷却系（RCIC）の機能喪失を確認する。解析上は事象発生後，10 分間は運転員による操作に期待しないこととしているが，全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合は，高圧注水系機能喪失の確認時間は，以下に示すとおり 6 分間程度と想定している。よって，操作開始時間は早くなる可能性がある。 ［全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合］ ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に 1 分間を想定 ● RCIC 機能喪失の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● 全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により，全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合に，高圧注水系機能喪失の所要時間を 6 分間と想定 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 高圧代替注水系による原子炉注水準備の操作は，系統構成のための電動弁 3 弁の開閉操作及び高圧代替注水系の手動起動である。何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため，1 操作に 1 分間を想定し，合計の操作時間を 4 分間と想定している。これに余裕時間を含めて操作時間を 15 分間と想定している。よって，操作開始時間は早くなる可能性がある。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室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。なお，高圧代替注水系は，原子炉水位（レベル 2）から原子炉水位（レベル 8）まで手動にて原子炉水位制御を行うが，運転員は事象の発生を十分に認知しており，当該作業を誤る可能性は低い。	原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して設定されていることから，操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，原子炉への注水開始時間を早める。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが，操作開始時間が早くなった場合も原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から 50 分後（操作開始時間の 25 分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約 859℃となり 1,200℃を下回るため，炉心の著しい損傷は発生しない。	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，起因事象の全交流動力電源喪失後 3 分で高圧代替注水系の起動操作を開始。 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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（2/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ，電源車，可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定。	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台），代替原子炉補機冷却系用の電源車（6 号及び 7 号炉：各 2 台）及び可搬型大容量送水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉で 1 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分，常設代替交流電源設備への燃料給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 95 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 120 分のところ訓練実績等では約 96 分，常設代替交流電源設備への燃料給油作業は，許容時間 540 分のところ訓練実績等では約 135 分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表３　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（3/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 16 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の 12 時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，また，徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて，運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。また，二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。また，格納容器ベント開始操作は，運転員（現場）による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり，本操作は，格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで，予め準備し格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時に実施する。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 16 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。操作開始時間が遅れた場合においても，格納容器限界圧力は 0.62MPa[gage]のため，格納容器の健全性という点では問題とならない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)及び緊急時対策要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。 格納容器限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり，約 20 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約 30 分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は，移動時間含め約 35 分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント操作は，伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作を移動時間含め約 12 分の操作時間で完了する見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（4/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と，代替原子炉補機冷却系の移動，敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。運転員(現場)は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，操作開始時間に与える影響はなし。 【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，操作対象が 20 弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており，これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避（想定約 4 時間）を踏まえても，解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる。	操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性がある。この場合，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。	事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており，4 時間程度の準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	訓練実績等より，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表３　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）（5/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータ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。
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，復水移送ポンプの起動を確認し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 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 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成に約 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。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	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，格納容器スプレイ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。

2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋直流電源喪失」※1 である。

※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が失われることを想定する。このため，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.3.1 から図 2.3.3.4 に，手順の概要を図 2.3.3.5 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策にお

ける設備と操作手順の関係を表 2.3.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は10名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.3.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認※2

外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失※3する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し，これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

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

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは 2.3.3.2 の通り，「外部電源喪失＋直流電源喪失」であるが，全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧代替注水系による原子炉注水

高圧代替注水系による原子炉水注水については，2.3.2.1（3）b と同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し，中央制御室からの電源回復が困難となるため，早期の交流電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については，2.3.1.1（3）e と同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

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

f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

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

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については，2.3.1.1（3）ｈと同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，2.3.1.1（3）ｉと同じ。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失＋直流電源喪失」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する解析条件は表2.3.2.2と同じ。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する機器条件は，2.3.2.2 (2) b と同じ。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は，2.3.2.2 (2) cと同じ。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は，2.3.1.2 (3)と同じ。

(4) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は，2.3.2.2 (4)と同じ。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」は，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが，対応操作が同様であることから，不確かさの影響評価の観点では 2.3.2.3 と同じ。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は，「2.3.3.1 (3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可

能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は，2.3.2.4 (2)と同じ。

2.3.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し，これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても，高圧代替注水系による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」において，高圧代替注水系等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」に対して有効である。

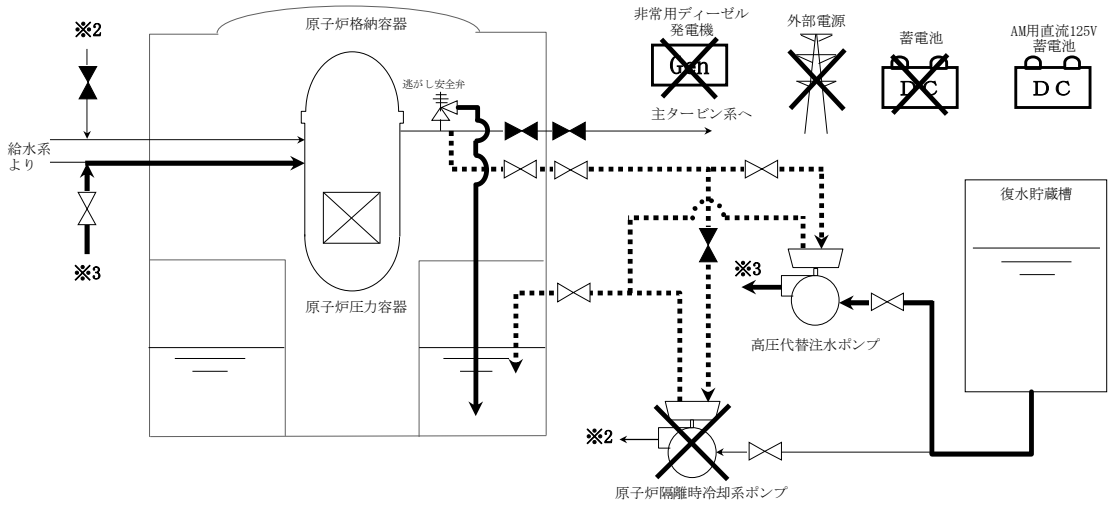


図 2.3.3.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)
（原子炉注水）

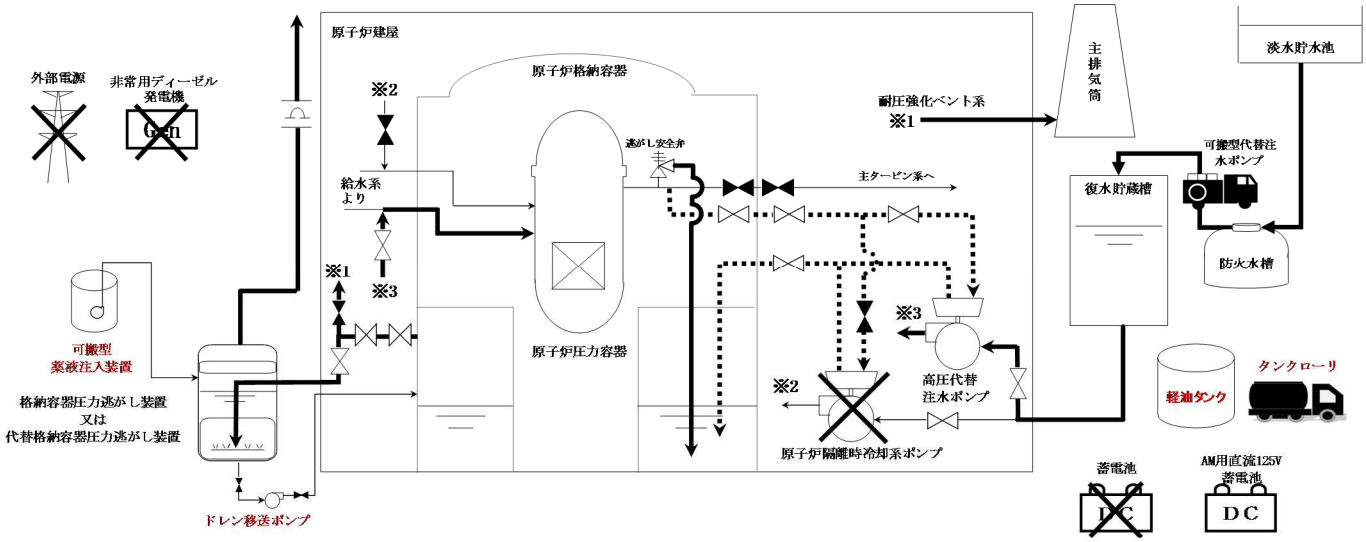


図 2.3.3.2　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

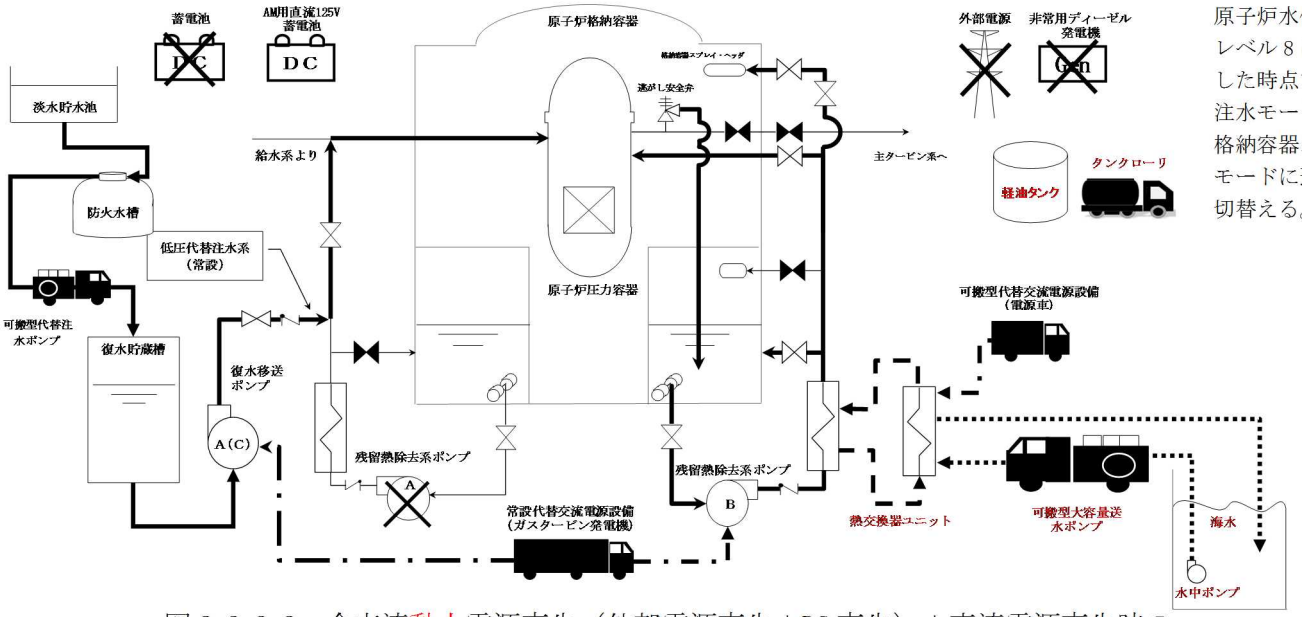


図 2.3.3.3　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

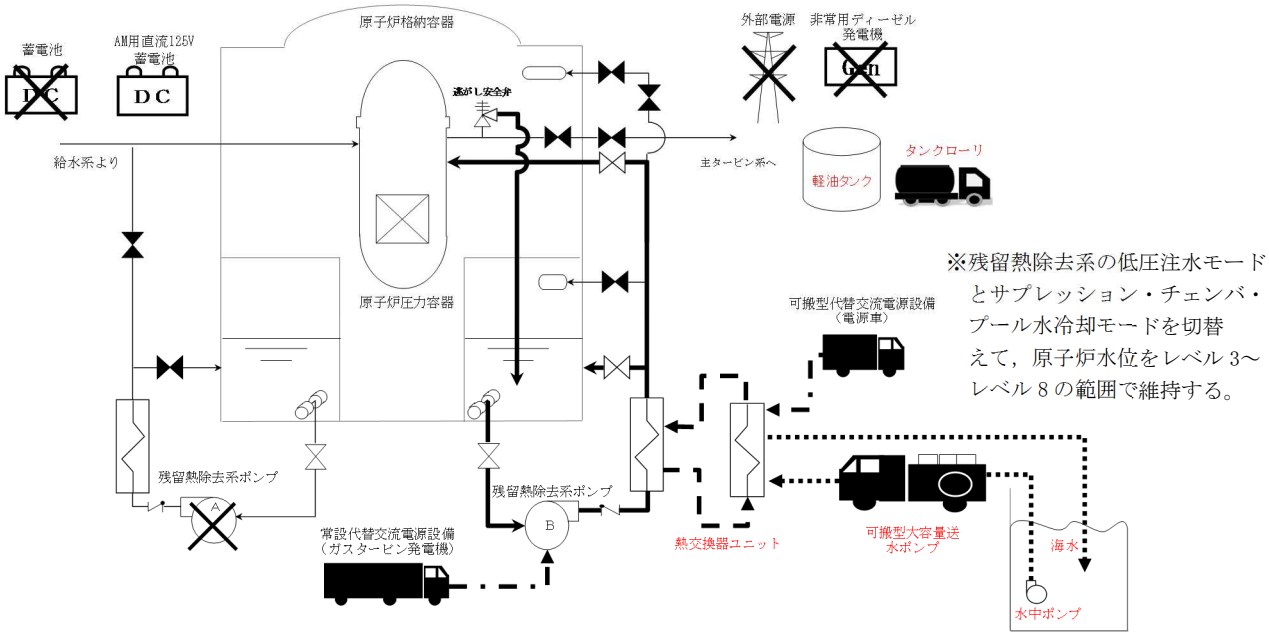
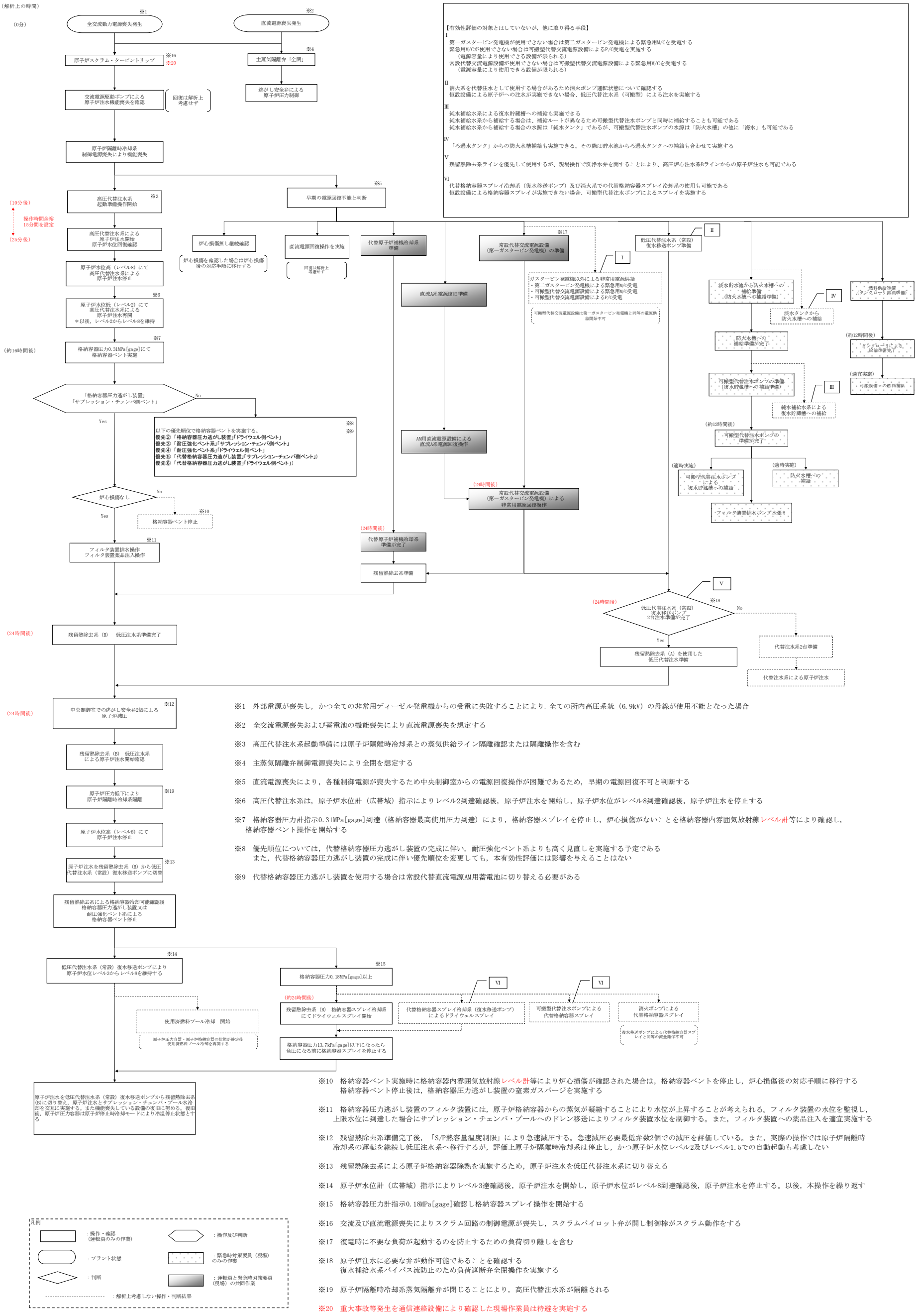


図 2.3.3.4　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)
（原子炉格納容器除熱）



【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】

I
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する
（電源容量により使用できる設備が限られる）
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する
（電源容量により使用できる設備が限られる）

II
消火系を代替注水として使用する場合があるため消火ポンプ運転状態について確認する
恒設設備による原子炉への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する

III
純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である
純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

IV
「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

V
残留熱除去系ラインを優先して使用するが、現場操作で洗浄水弁を開することにより、高圧炉心注水系Bラインからの原子炉注水も可能である

VI
代替格納容器スプレイ冷却系（復水移送ポンプ）及び消火系での代替格納容器スプレイ冷却系の使用も可能である
恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合、可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する

※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合

※2　全交流電源喪失および蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する

※3　高圧代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認または隔離操作を含む

※4　主蒸気隔離弁制御電源喪失により全閉を想定する

※5　直流電源喪失により，各種制御電源が喪失するため中央制御室からの電源回復操作が困難であるため，早期の電源回復不可と判断する

※6　高圧代替注水系は，原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル2到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する

※7　格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器スプレイを停止し，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※8　優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である
また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※9　代替格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は常設代替直流電源AM用蓄電池に切り替える必要がある

※10　格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線レベル計等により炉心損傷が確認された場合は，格納容器ベントを停止し，炉心損傷後の対応手順に移行する
格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※11　格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※12　残留熱除去系準備完了後，「S/P熱容量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数2個での減圧を評価している。また，実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが，評価上原子炉隔離時冷却系は停止し，かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※13　残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施するため，原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える

※14　原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する。以後，本操作を繰り返す

※15　格納容器圧力計指示0.18MPa[gage]確認し格納容器スプレイ操作を開始する

※16　交流及び直流電源喪失によりスクラム回路の制御電源が喪失し，スクラムパイロット弁が開し制御棒がスクラム動作をする

※17　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※18　原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※19　原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁が閉じることにより，高圧代替注水系が隔離される

※20　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待避を実施する

図 2.3.3.5　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（&直流電源喪失喪失時）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			事象発生	
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮			原子炉スクラム	
		7号	当直副長	1人				初8分　原子炉水位低（レベル2）	
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡			プラント状況判断	初10時間 格納容器圧力 310kPaGage到達
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分	
							・原子炉スクラム・タービントリップ確認		
							・主蒸気隔離弁全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認		
							・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認		
							・直流電源喪失確認 ・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認		
直流電源機能喪失調査，復旧操作 （解析上考慮せず）							・直流電源　機能回復		対応可能な要員により対応する
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
高圧代替注水系起動操作	(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	15分	
高圧代替注水系による原子炉注水	(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・高圧代替注水系　起動／停止操作	原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	2人 C,D	2人 c,d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	300分	
			－	－	12人 (参集) ↓ ※1	12人 (参集) ↓ ※1	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・資機材運搬及びホース布設，起動及び系統水張り	330分＋待避時間30分	・作業時間18時間
常設代替交流電源設備　準備操作 （第一ガスタービン発電機）	(2人) A,B	(2人) a,b	－	－	－	－	・受電前準備（中央制御室）	20分	
	—	—	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・直流125V主母線盤受電前負荷隔離	30分	代替交流電源設備からの交流電源受電までに実施する
			(2人) C,D	(2人) c,d			・緊用直流125V蓄電池ー直流125V主母線盤受電	10分	代替交流電源設備からの交流電源受電までに実施する
			2人 E,F	2人 e,f			・放射線防護装備準備	10分	
			(4人) C,D E,F	(4人) c,d e,f			・現場移動 ・受電前準備（現場）	50分	
			(2人) C,D	－			・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認	20分	実際は事象直後より対応する
							・第一ガスタービン発電機給電準備	10分	実際は事象直後より対応する
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	－	－	－	－	2人 ↓ ※2,※3		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への将航構成，ホース水張り	90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	2人，※2 ↓ (2人) ※4	2人，※3 ↓ (2人) ※4	・放射線防護装備準備	10分	
							・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	180分	
							・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施	
格納容器ベント準備操作	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－					・ベント準備（格納容器ベント バウンダリ構成）	80分	この時間内に実施 / 交流動力電源喪失が長期に及ぶ場合に実施する
	－	－					・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	80分	
	－	－			※2,※3		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	80分	
	－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	80分	
燃料給油準備	－	－	－	－	2人 ↓ ※5		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施	

図 2.3.3.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の作業と所要時間（1/2）

全交流動力電源喪失（&直流電源喪失喪失時）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）16〜27	備考
								約16時間　格納容器圧力310kPa[gage]到達	
								24時間 第一ガスタービン発電機による給電開始、残留熱除去系ポンプ起動	
								24時間 原子炉急速減圧	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位 レベル2〜レベル8で原子炉注水 原子炉隔離時冷却系での注水は，復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施	
格納容器ベント準備操作	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	※2, ※3		・7号炉フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	60分	
	－	－	－	－	4人（参集）	4人（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
燃料給油準備	－	－	－	－	※2, ※3 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	－	－	※1 ↓ (13人) ↓ ※6, ※7	※1 ↓ (13人) ↓ ※6, ※7	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	作業中断（一時待避中） 270分＋待避時間30分	・作業時間10時間
燃料給油準備	－	－	－	－	※6 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※7 ↓ (3人)	※7 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
常設代替交流電源設備　準備操作（第一ガスタービン発電機）	－	－	(2人) C,D	－	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機起動，給電	20分	
常設代替交流電源設備　運転（第一ガスタービン発電機）	－	－	(2人) C,D	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	5分	
			－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機　運転状態監視	適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・M/C（D系）　受電確認	10分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) c,d			・放射線防護装備準備	10分	
							・M/C（D系）　受電	10分	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・M/C（C系）　受電確認	10分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・M/C（C系）　受電 ・MCC（C系）　受電	10分	
残留熱除去系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系ポンプ起動	15分	
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個　手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水	5分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　ラインアップ	15分	
	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
低圧注水モードから低圧代替注水系（常設）切替	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位はレベル3〜レベル8維持	
格納容器ベント停止操作	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・格納容器ベント停止操作	30分	
格納容器スプレイ冷却系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7〜180kPa[gage]維持	
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側１系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する 60分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	※4 ↓ (2人)	※4 ↓ (2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	
燃料給油作業	－	－	－	－	※5 ↓ (2人)		・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断（一時待避中） 適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人（参集要員34人）				

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.3.6　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時の作業と所要時間(2/2)

表 2.3.3.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移，および逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，残留熱除去系ポンプを起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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

2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

ただし，本事故シーケンスグループは，「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」の主要解析条件である，「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」という条件の有無によって，炉心損傷防止の成否が変わることを踏まえ，本条件を除外して有効性評価を実施する。なお，本条件を除外しない場合，本事故シーケンスグループの評価は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスの評価に包絡される。

（添付資料 2.3.4.1）

(3) 炉心損傷防止対策

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

敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，常設代替交流電源設備による給電手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.4.1 から図 2.3.4.4に，手順の概要を図2.3.4.5に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.3.4.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名，緊急時対策要員（現場）は10名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について図2.3.4.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量である。

原子炉水位回復後は，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後，原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認した時点で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。

e. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

低圧代替注水系（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，原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

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

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する。

g. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

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

原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を再開する。

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し，逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は，原子炉隔離時冷却系を喪失し，全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

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

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m^3/h (8.12MPa[dif]～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉減圧後に，最大300m^3/hで原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，代替格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。

(g) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m^3/h (0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は，事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1mに到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系が停止した時点で開始する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，事象発生から約25時間後に停止する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は，事象発生から20時間後に開始する。

(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流出流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.4.7から図2.3.4.12に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.4.13から図2.3.4.15に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.4.16から図2.3.4.19に示す。

※シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

事象発生から 70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始する。逃がし安全弁（1 個）が開固着しているため，蒸気の流出が継続し，事象発生から約 1.5 時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため，原子炉隔離時冷却系が停止した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって，逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1 個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，有効燃料棒頂部を下回ることはなく，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，原子炉水位は回復する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧による原子炉水位の低下に伴って上昇するが，燃料被覆管では核沸騰冷却が継続するため熱伝達係数は変化しない。このため，燃料被覆管温度が上昇することは無く，原子炉減圧による飽和温度の低下に伴って燃料被覆管温度は低下する。

全交流動力電源喪失に伴い，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び事象発生から 20 時間後からは，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。

なお，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を交互に実施することで，サプレッション・チェンバ・プールの水位上昇を抑制しつつ，原子炉水位維持及び原子炉格納容器除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.3.4.13 に示すとおり，初期値(約 310℃)を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.3.4.7 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最

高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.4.8 に示すとおり，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

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

2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗では，事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが，逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により，原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については，「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料 2.3.4.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

本重要事故シーケンスにおける初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する

機器条件に係る不確かさの影響評価については，「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

（添付資料2.3.4.2）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作は，認知に10分間，移動に10分間，操作所要時間に50分間の合計70分間であり，解析上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約1.5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位の維持の点では問題とならない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa［gage］到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが，操作開始時間に与える影響はない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合

計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

（添付資料2.3.4.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まった場合，原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが，燃料被覆管の冠水は維持されるため，その影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある。

（添付資料2.3.4.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（約1.5時間）内に低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（約1.5時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約2時間あり，準備時間が確保できる

ため，時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から20時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，運転操作が遅れる場合においても，限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約38時間であり，約18時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.3.4.2）

(4)まとめ

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

2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は，「2.3.4.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

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

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約3,400m^{3}の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約6,800m^{3}の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^{3}及び淡水貯水池

に18,000m^{3}の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料 2.3.4.3）

b. 燃料

2.3.1.4 (2) b.「燃料」と同じであり，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6号及び7号炉で約2,342kW（6号炉：約1,159kW 7号炉：約1,183kW）必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料 2.3.4.4）

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失し，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

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

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」において，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」に対して有効である。

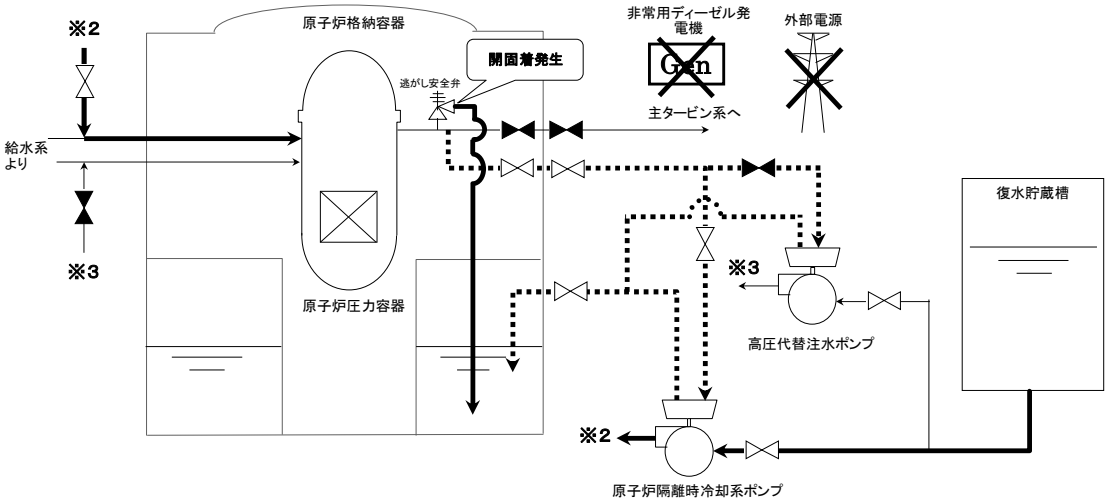


図 2.3.4.1　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

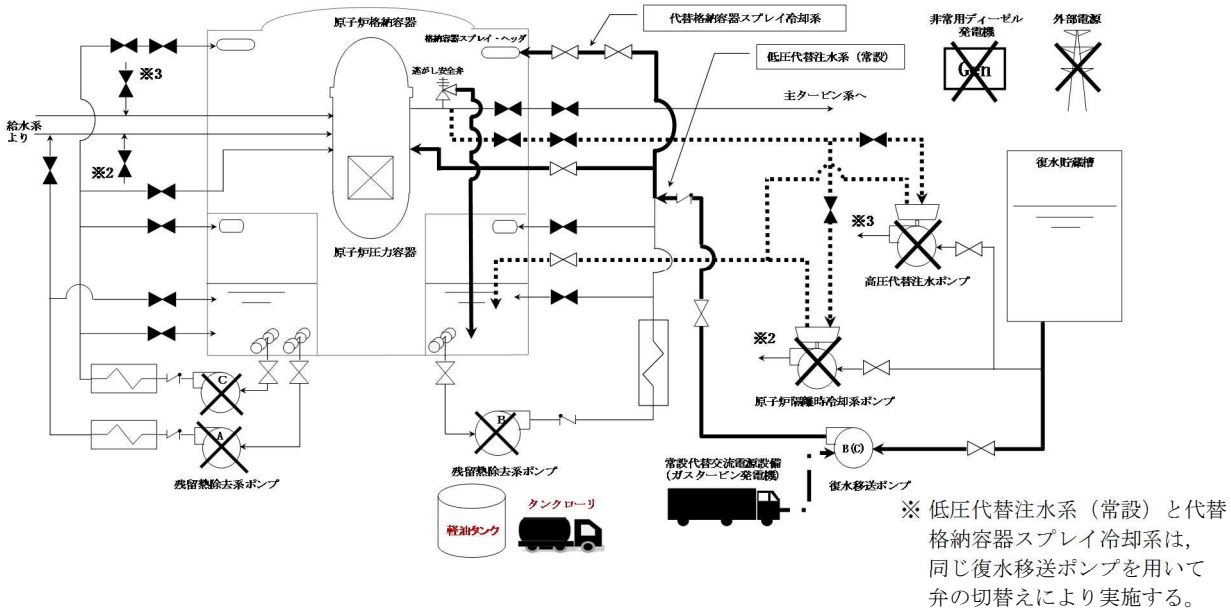


図 2.3.4.2　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

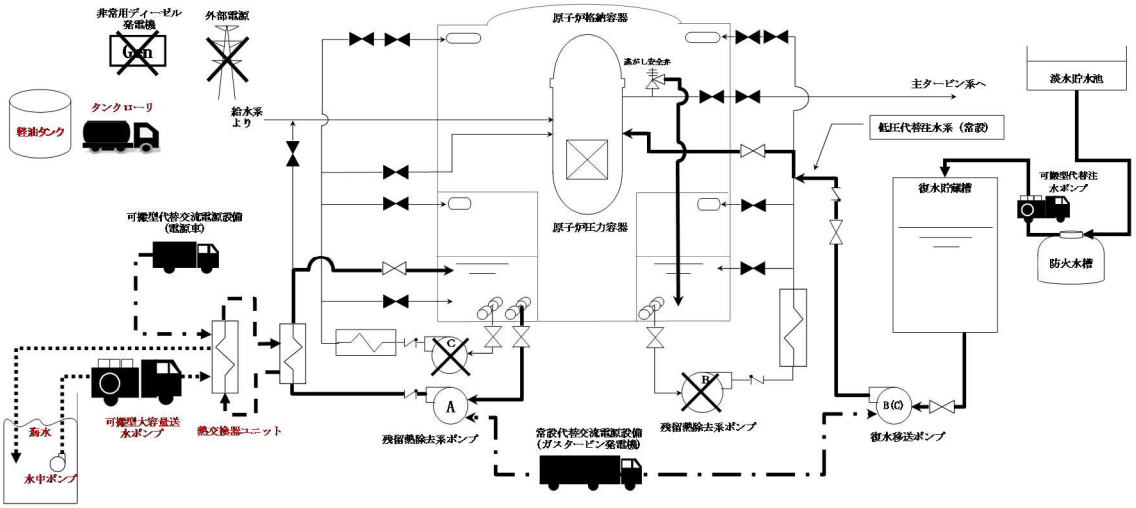
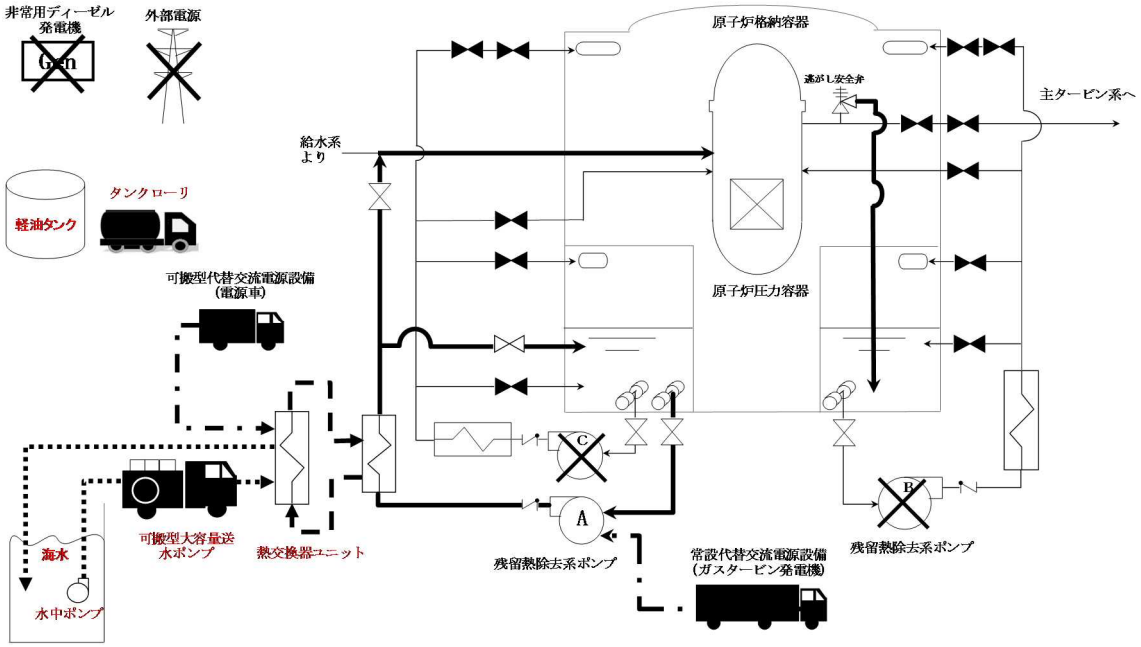
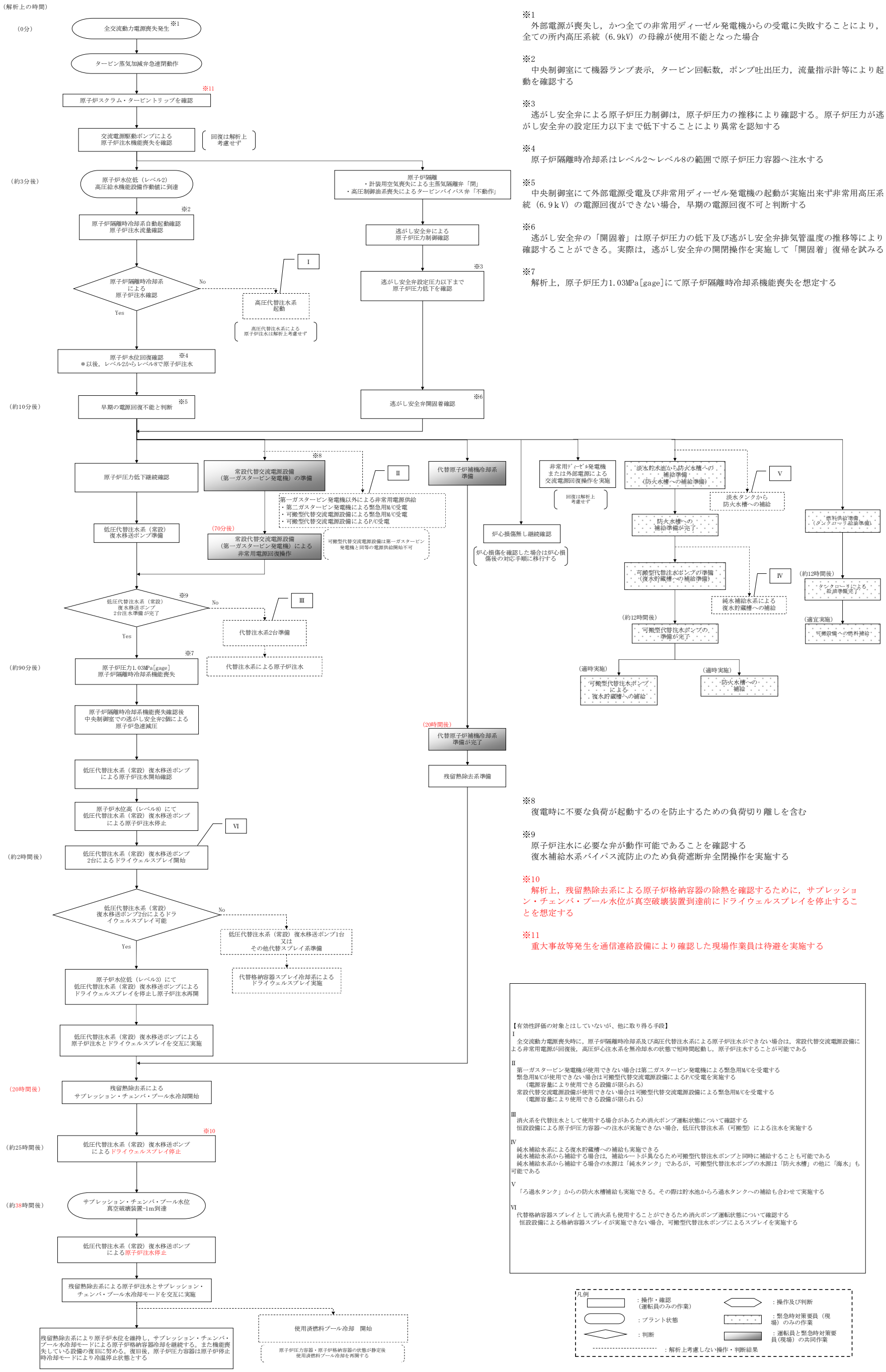


図 2.3.4.3　全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗時の重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



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

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



※1
外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合

※2
中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※3
逃がし安全弁による原子炉圧力制御は，原子炉圧力の推移により確認する。原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を認知する

※4
原子炉隔離時冷却系はレベル2～レベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※5
中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統（6.9ｋV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する

※6
逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して「開固着」復帰を試みる

※7
解析上，原子炉圧力1.03MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する

※8
復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※9
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※10
解析上，残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱を確認するために，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置到達前にドライウェルスプレイを停止することを想定する

※11
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待避を実施する

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
I
全交流動力電源喪失時に，原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉注水ができない場合は，常設代替交流電源設備による非常用電源が回復後，高圧炉心注水系を無冷却水の状態で短時間起動し，原子炉注水することが可能である

II
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する
（電源容量により使用できる設備が限られる）
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する
（電源容量により使用できる設備が限られる）

III
消火系を代替注水として使用する場合があるため消火ポンプ運転状態について確認する
恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合，低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する

IV
純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給水系から補給する場合は，補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である
純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが，可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

V
「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

VI
代替格納容器スプレイとして消火系も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する
恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合，可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する

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

全交流動力電源喪失（&逃がし安全弁漏えい）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 事象発生 原子炉スクラム 約3分　原子炉水位低（レベル2） プラント状況判断 約70分 低圧代替注水系（常設）　注水準備完了 約90分 原子炉圧力1.033MPa,原子炉隔離時冷却系機能喪失 原子炉急速減圧開始	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員 （現場）			
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		2人 A,B	2人 a,b	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・逃がし安全弁「開固着」確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	10分	
原子炉注水操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は，原子炉圧力1.033MPaまで実施 原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
		－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
常設代替交流電源設備　準備操作 （第一ガスタービン発電機）		（2人） A,B	（2人） a,b	－	－	－	－	・受電前準備（中操）	20分	
		－	－	2人 C,D	－	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認	20分	
								・第一ガスタービン発電機給電準備	10分	
								・第一ガスタービン発電機起動，給電	20分	
常設代替交流電源設備からの受電準備操作		－	－	2人 E,F	4人 c,d e,f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
				（2人） E,F	－			・現場移動 ・6号炉　M/C（D）受電準備	50分	
				－	（4人） c,d e,f			・現場移動 ・7号炉　M/C（C）（D）受電準備	50分	
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）		－	－	（2人） C,D	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　運転状態確認	25分	
		－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
		－	－	－	－			・現場移動 ・第二ガスタービン発電機　状態確認	30分	要員を確保して対応する
		－	－	－	－			・現場移動 ・第一ガスタービン発電機　運転状態確認	適時実施	
常設代替交流電源設備からの受電操作		（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・M/C　受電確認	10分	
		－	－	（2人） E,F	－	－	－	・6号炉　M/C（D）　受電 ・6号炉　MCC（D）　受電	10分	
		－	－	－	（4人） c,d e,f	－	－	・7号炉　M/C（C）（D）　受電 ・7号炉　MCC（C）（D）　受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ（B,C）起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）ラインアップ	15分	交流電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
		－	－	（2人） C,D	（2人） c,d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
常設代替交流電源設備からの受電準備操作		－	－	（2人） E,F	－	－	－	・現場移動 ・6号炉　M/C（C）受電準備	50分	
常設代替交流電源設備からの受電操作		（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・6号炉　M/C（C）　受電確認	10分	
		－	－	（2人） E,F	－	－	－	・6号炉　M/C（C）　受電 ・6号炉　MCC（C）　受電	10分	
原子炉急速減圧操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個　手動開放操作	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位は レベル3～レベル8維持	

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

全交流動力電源喪失（&逃がし安全弁漏えい）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）	備考
低圧代替注水系（常設）　注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	原子炉水位はレベル3～レベル8維持しレベル8まで注水後は，適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施 格納容器スプレイ停止後は，原子炉水位はレベル3～レベル8維持	
代替格納容器スプレイ冷却系　操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	原子炉水位確保可能を条件に格納容器スプレイ開始 適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	－	－	－	－	2人 ※1，※2		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	2人，※1	2人，※2	・放射線防護装備準備	10分	
							・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	180分	
					(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施	
燃料給油準備	－	－	－	－	※1，※2 (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	90分	
							・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	(2人) C，D	(2人) c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	300分	
			－	－	13人 (参集) ※3，※4	13人 (参集) ※3，※4	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	10時間	
燃料給油準備	－	－	－	－	※3 (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※4 (3人)	※4 (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
残留熱除去系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード　起動準備	10分	
							・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード　起動	5分	
残留熱除去系　原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	レベル8まで注水後は，適宜原子炉注水とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの切替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル3～レベル8維持	適宜実施
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　サプレッション・チェンバ・プール水冷却弁操作		適宜実施
使用済燃料プール冷却　再開 （解析上考慮せず）	－	－	(2人) C，D	(2人) c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する 60分	
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	
燃料給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施	
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	4人 C，D，E，F	4人 c，d，e，f	10人 (参集要員26人)				

事象発生
約2時間 格納容器スプレイ開始
20時間 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード開始
約25時間 格納容器スプレイ停止
約38時間 低圧代替注水系による原子炉注水停止 残留熱除去系による原子炉注水開始

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

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

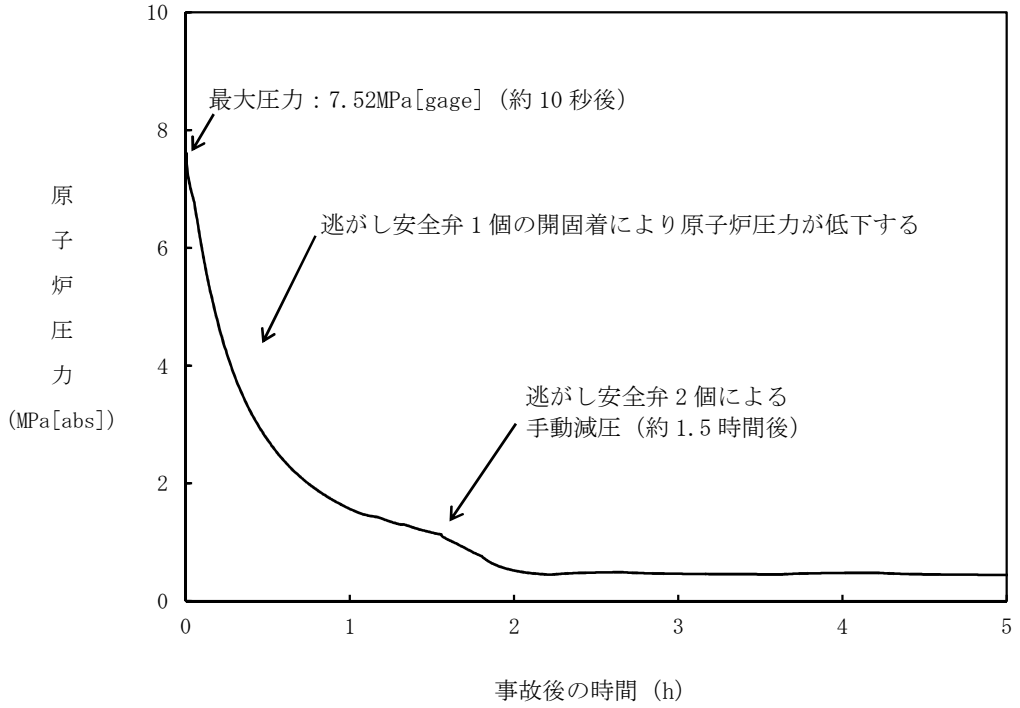


図 2.3.4.7　原子炉圧力の推移

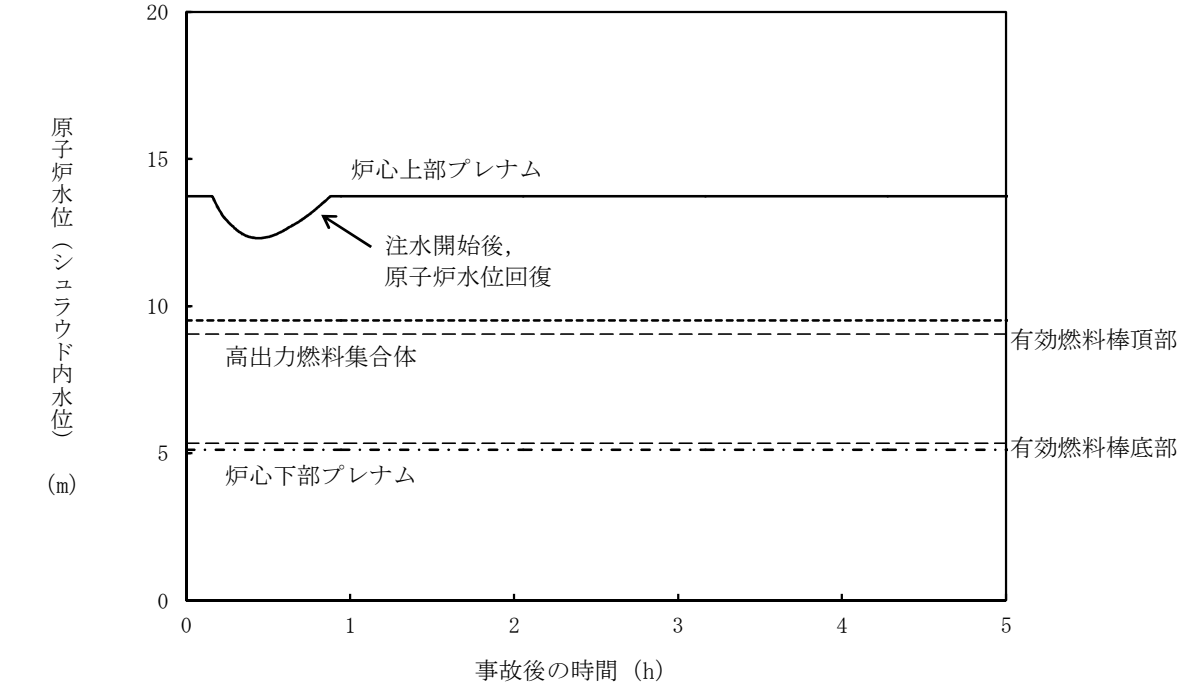


図 2.3.4.8　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

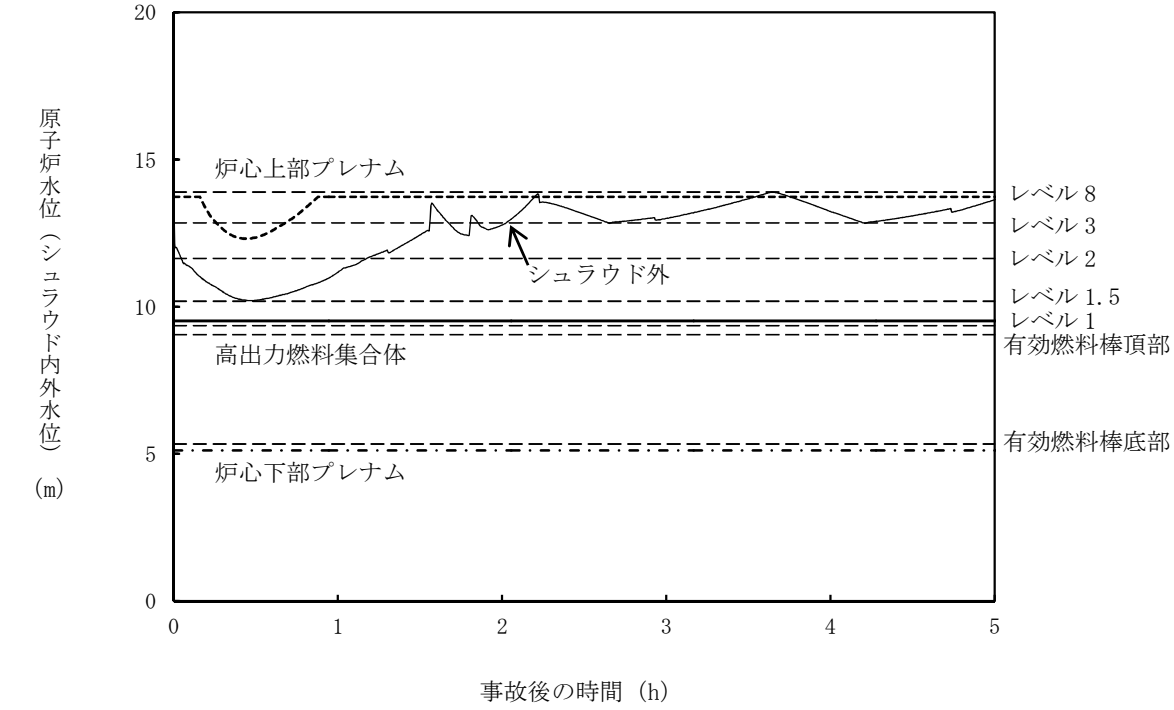


図 2.3.4.9　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

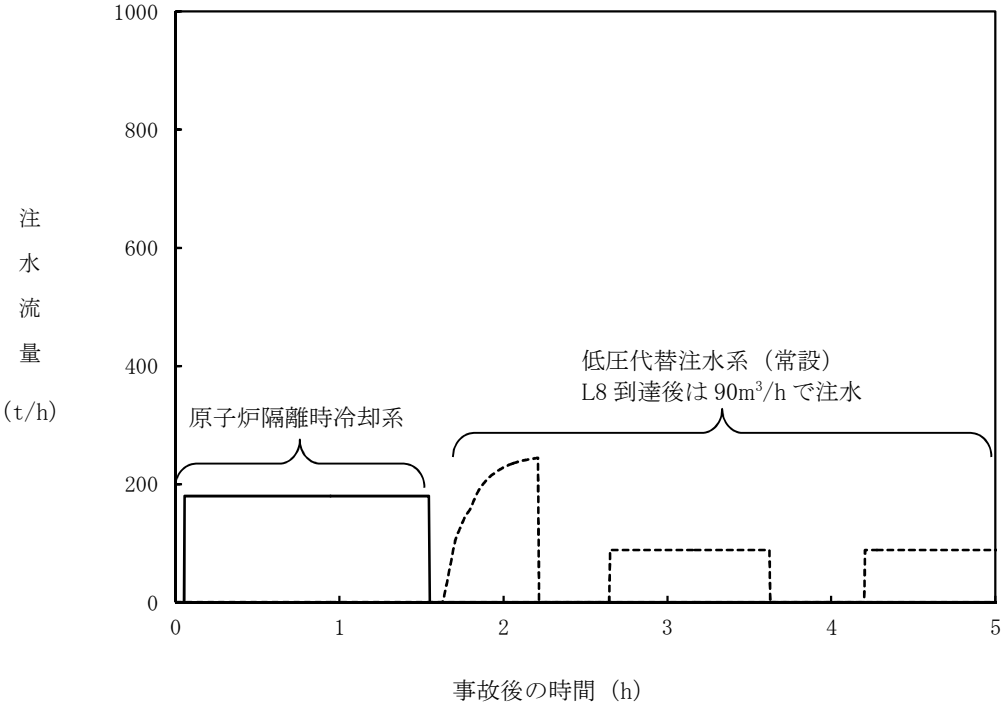


図 2.3.4.10　注水流量の推移

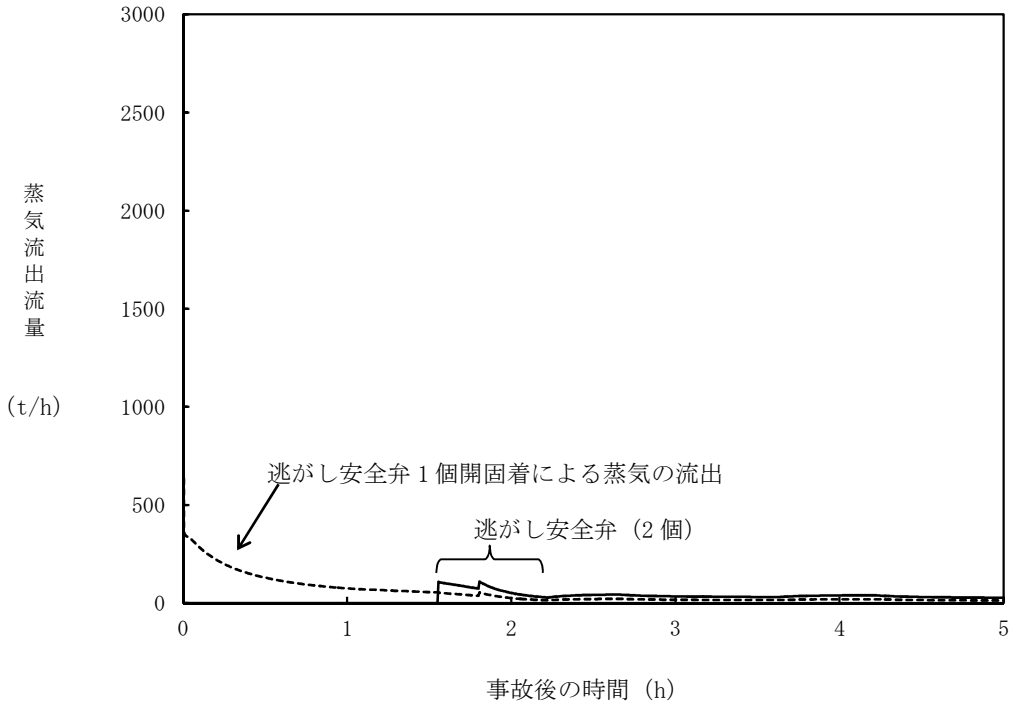


図 2.3.4.11　逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

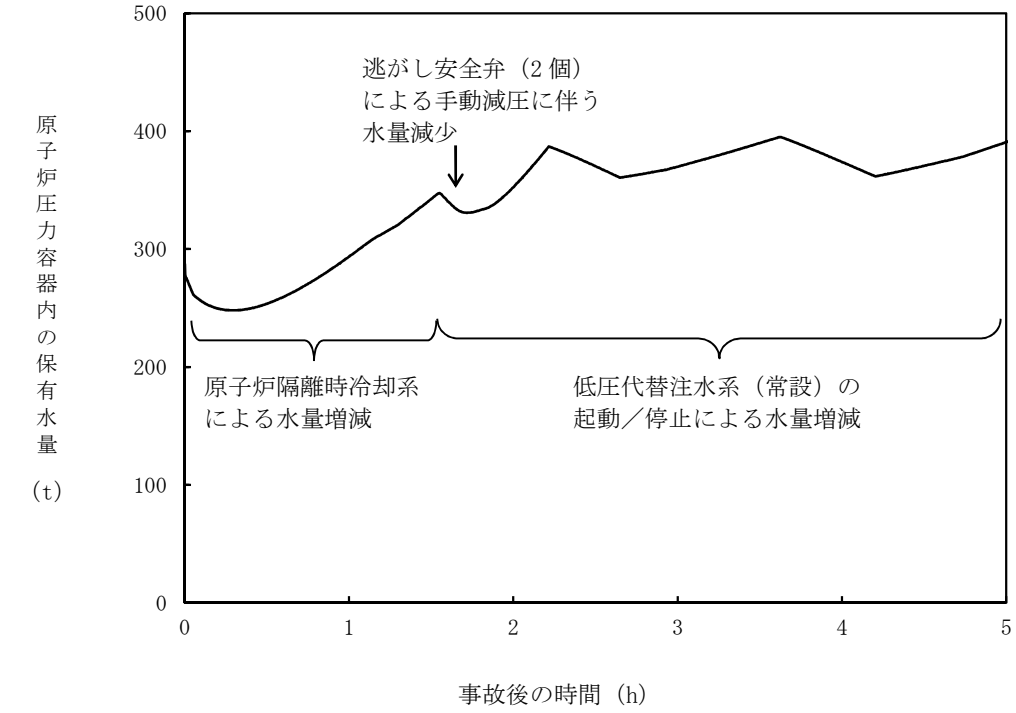


図 2.3.4.12　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

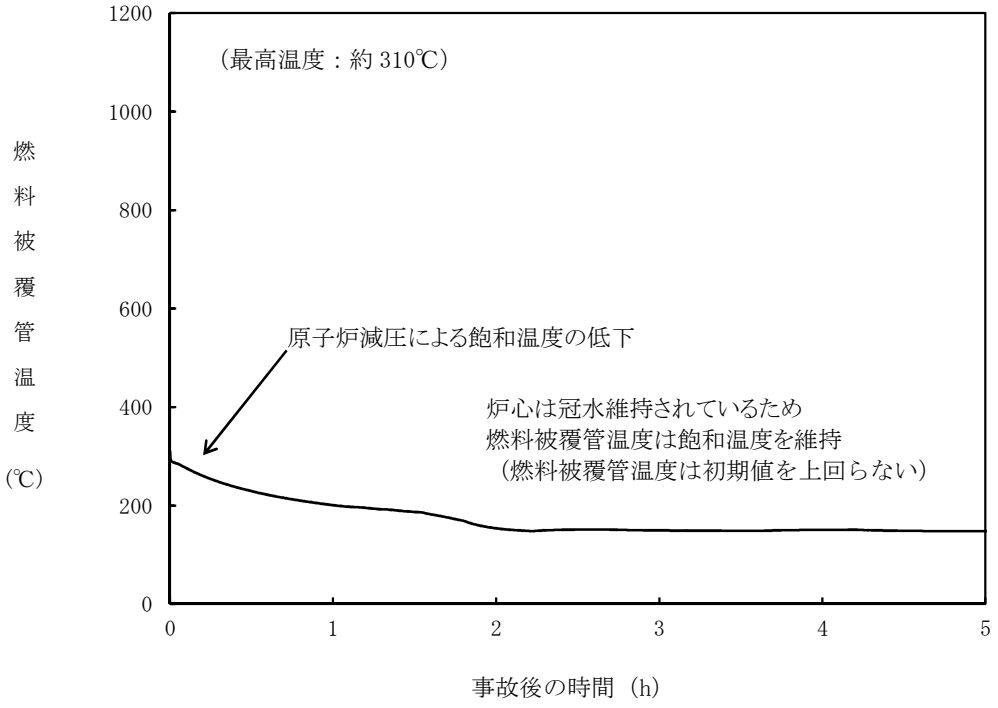


図 2.3.4.13　燃料被覆管温度の推移

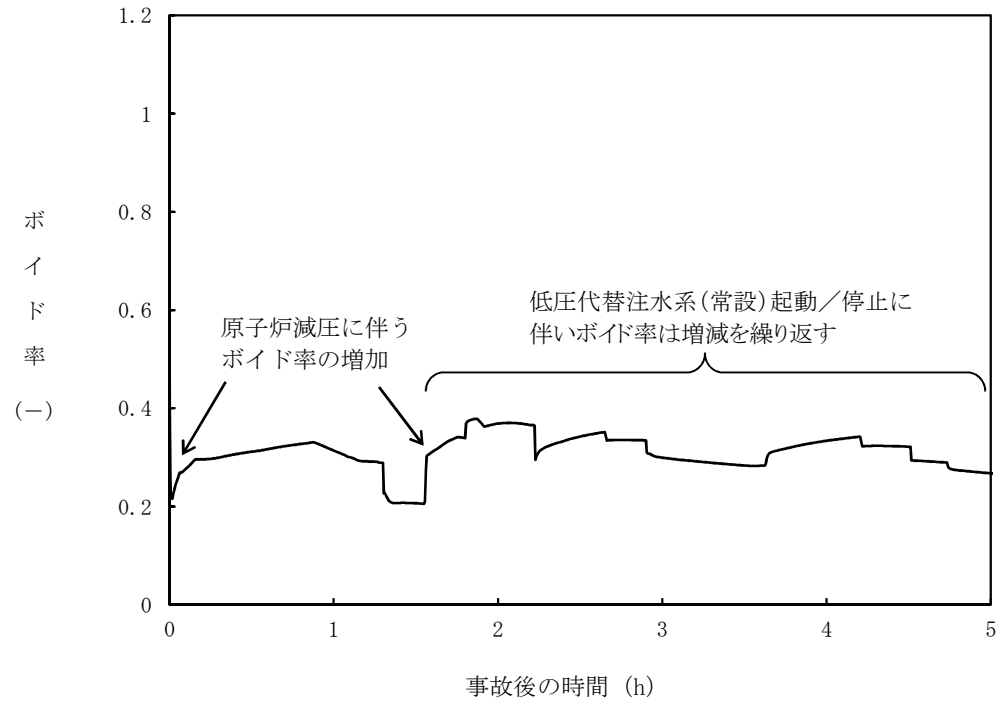


図 2.3.4.14　高出力燃料集合体のボイド率の推移

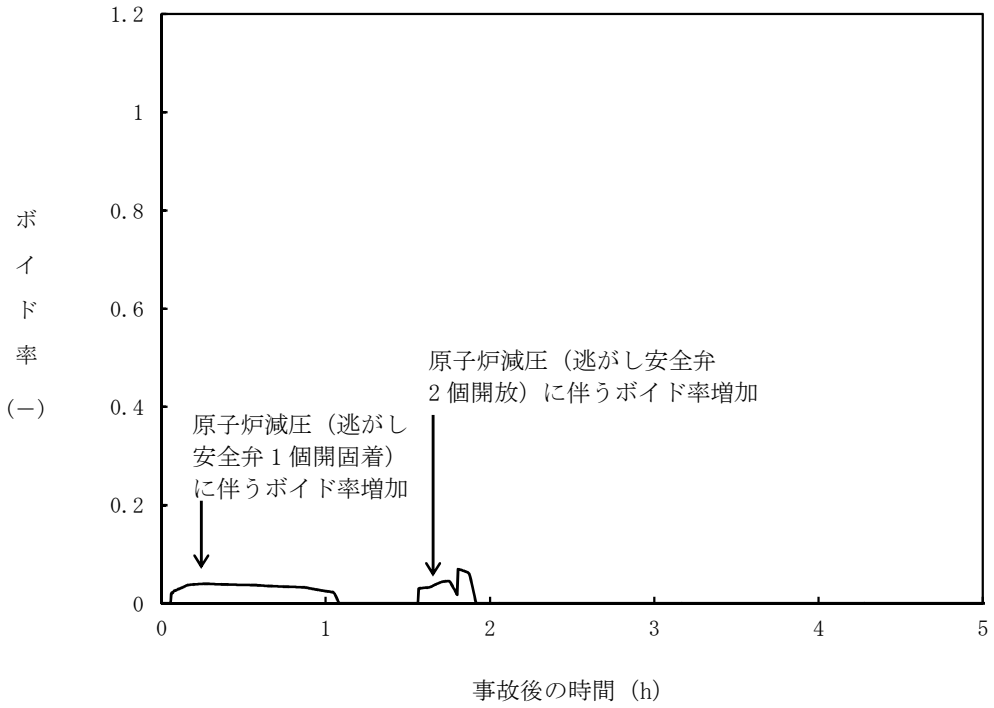


図 2.3.4.15　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

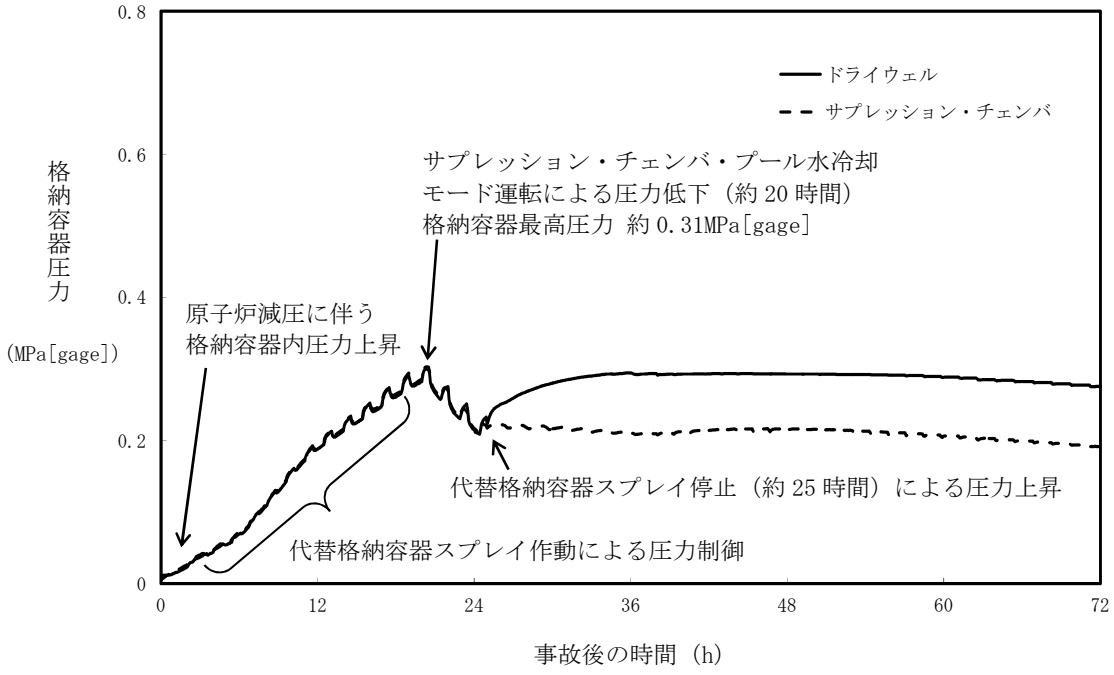


図 2.3.4.16　格納容器圧力の推移

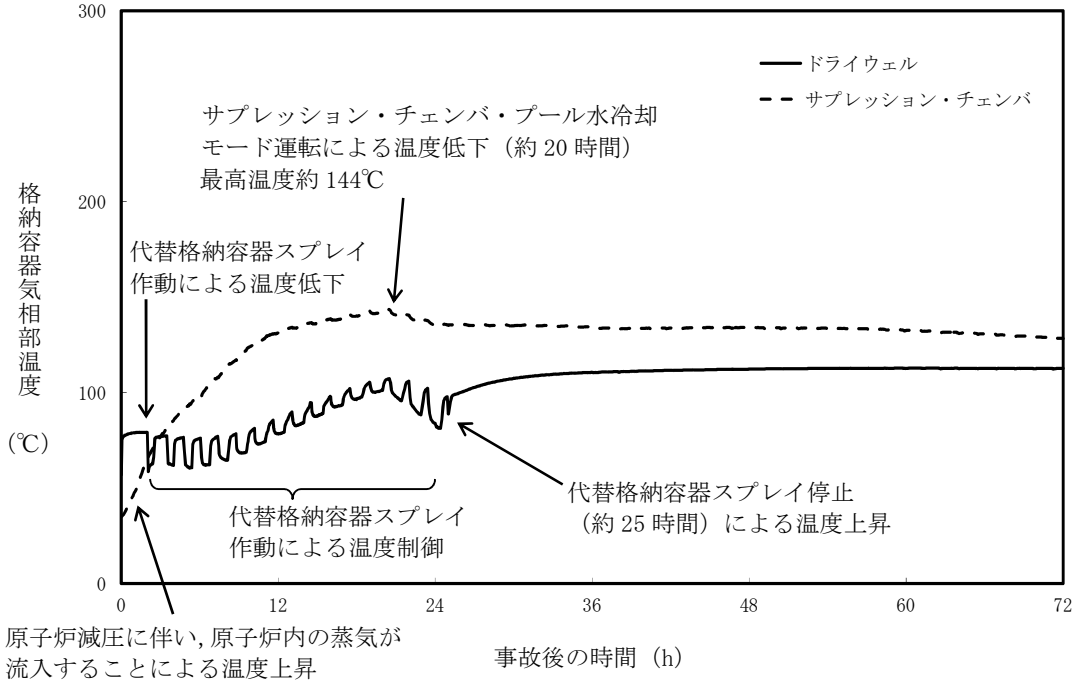
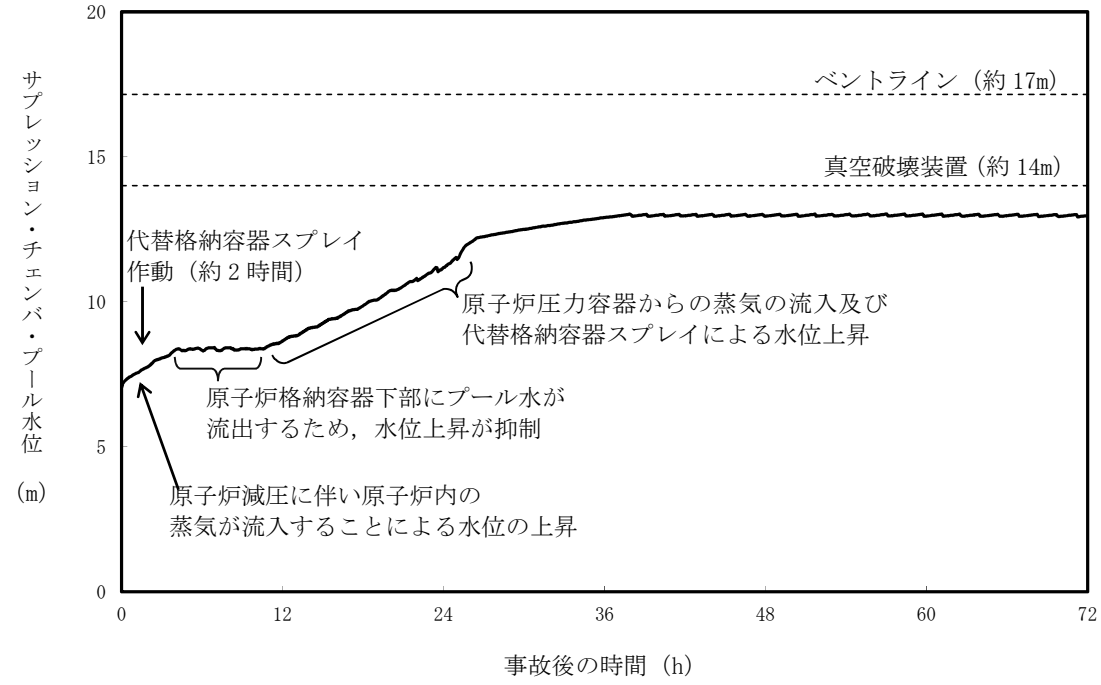


図 2.3.4.17　格納容器気相部温度の推移



※サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し，かつ，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による炉心冷却及び原子炉格納容器除熱とサプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉注水を適宜切替えて実施することで，水位の上昇が抑制される。

図 2.3.4.18　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

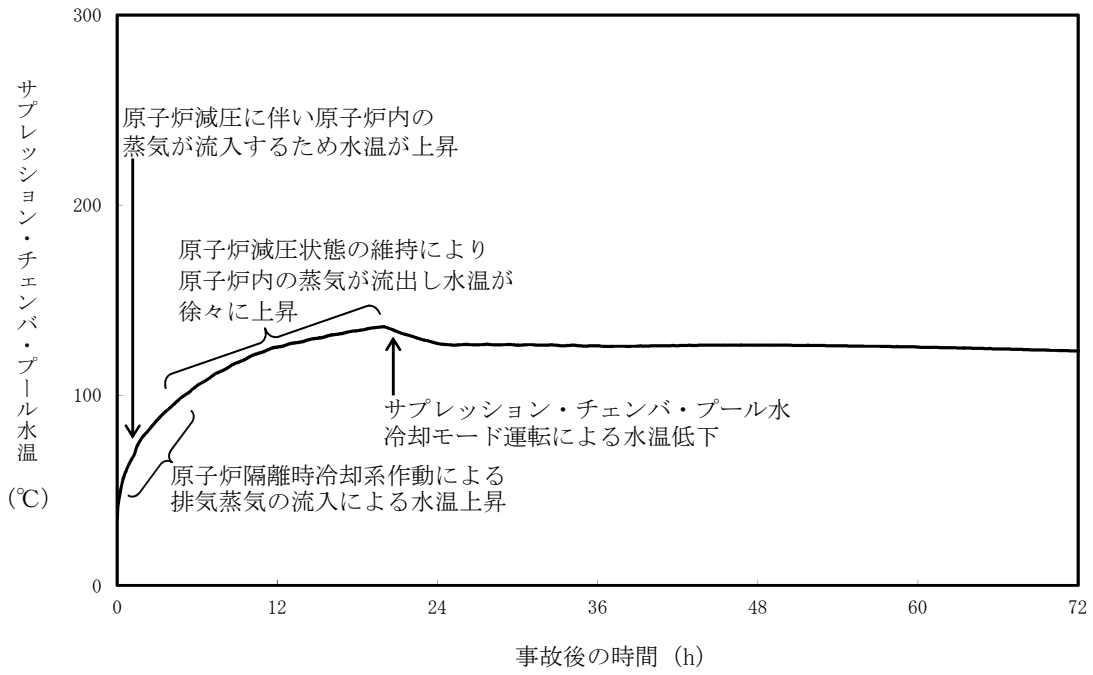


図 2.3.4.19　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

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

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを手動起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が，原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，代替スプレイを再開する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置－1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	サプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

　　：有効性評価上考慮しない操作

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

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

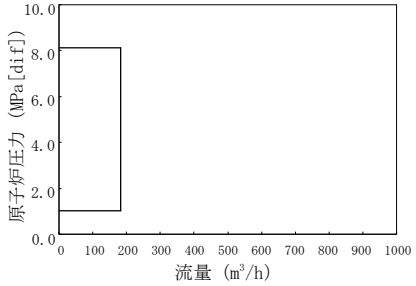
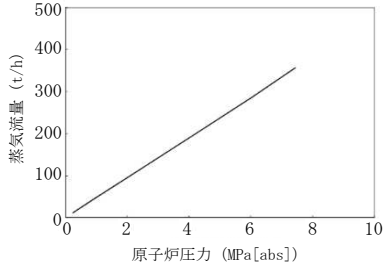
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4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

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

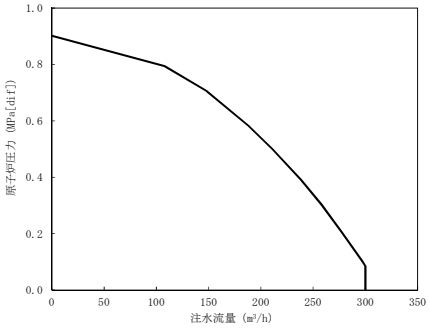
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m^3/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

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

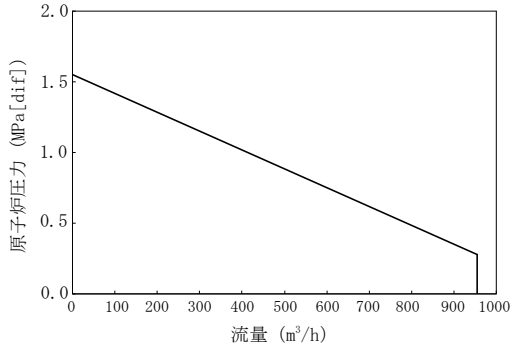
目　項		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1 台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系が停止した時点	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水確保を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の特徴及び対応の基本的考え方

1. 本事故シーケンスグループの特徴

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

しかしながら，本事故シーケンスグループに対して，「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。）の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の主要解析条件である，事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという条件及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件を設定すると，代替の注水手段を講じることができず，炉心損傷を防止することができない。

本事故シーケンスグループは，全ての設計基準事故対処設備の注水機能を失うこと及び原子炉圧力容器からの蒸気の流出が継続し，原子炉隔離時冷却系が運転できない範囲まで原子炉圧力が低下するという点で，大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスと同じ事象進展上の特徴を有している。

大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンス「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失」は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであることから，格納容器破損防止対策の有効性を評価する事故シーケンスと整理している。

このため，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失」と同じ事象進展上の特徴を有する本事故シーケンスグループについても，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループと整理し，起点のプラント損傷状態を「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」※とした「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに含めて評価する。なお，原子炉圧力容器からの蒸気の流出（原子炉水位の低下速度）の観点では，蒸気が流出する際の口径の観点で大破断 LOCA の方が厳しいこと及びプラント損傷状態に全交流動力電源喪失を含めたことから，「雰囲気圧力・温度によ

る静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに本事故シーケンスは包絡される。

※プラント損傷状態には，PRA から抽出された「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失」に全交流動力電源喪失を加えているが，これは全交流動力電源喪失を加えることで電源復旧等の対応が生じ，重大事故等対処設備の有効性を総合的に評価する上で効果的なシナリオになるためである。

2. 実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合

一方，事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件を除外し，実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合には，本事故シーケンスグループに対しても炉心損傷を防止できる。

事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の運転が可能な事故シーケンスに対して，直流電源設備の増強等による原子炉隔離時冷却系の長時間運転の有効性を確認するシナリオに誘導する観点での条件であると考えられる。そのため，逃がし安全弁 1 個が開状態で固着することによる原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系の長時間運転に期待できない本事故シーケンスグループに対しては，非常に厳しい条件となる。また，審査ガイドでは，PWR の全交流動力電源喪失に対する主要解析条件として，RCP シール LOCA が発生しない場合に対しては，全交流動力電源が 24 時間使用できないものとしているが，RCP シール LOCA が発生する場合に対してはこれを主要解析条件としていない。本事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失と，原子炉圧力が速やかに低下する規模の原子炉冷却材の流出が重畳する点で，PWR における全交流動力電源喪失と RCP シール LOCA が重畳する場合と類似の事故条件と考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいて，実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待することは，PWR における全交流動力電源喪失の扱いと同等と考える。

3. 可搬型設備の速やかな接続に期待する場合

可搬型設備の使用開始時間の条件は事象発生から 12 時間後としているが，原子炉圧力が約 1MPa（原子炉隔離時冷却系の設計上の運転圧力の下限）まで低下する，事象発生から約 90 分で可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を開始できるとした場合，交流動力電源が 24 時間使用できない場合であっても，2.の実際に対応可能な時間内で交流動力電源を復旧する場合において，低圧代替注水系（常設）を用いる場合と同様に炉心損傷を防止することができる。

4. 本事故シーケンスグループの評価条件

本事故シーケンスグループは審査ガイドの主要解析条件「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」の有無及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件によって，炉心損傷防止の成否が変わるものであることから，審査ガイドの全交流動力電源喪失についての BWR 及び PWR の記載を考慮し，実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待した場合について，有効性評価を実施することとした。

以上

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

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，除熱操作までには本解析においても 20 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクェンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生するまで，燃料被覆管温度は余裕があることからその影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため，運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，水位低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器の熱容量は若干大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが，その影響は小さい。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）(2/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 13kPa（約 20 時間で約 270kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 13kPa（約 20 時間で約 270kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管に対する影響は小さい。 また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため，格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）(3/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定。		
		逃がし安全弁１弁開固着	－	本事故シーケンスにおける前提条件。		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h にてスプレイ	140m³/h 以上にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧注水系（残留熱除去系（低圧注水モード））	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	低圧注水系（残留熱除去系（低圧注水モード））の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）(1/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後に受電完了※1（事象発生 60 分後に操作開始）	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員(現場)と，常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)が配置されている。受電準備を行う運転員及び運転員(現場)は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員(現場)は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが，移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員は，屋外に移動するが，移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)，受電準備を行う運転員及び運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で 50 分間となる。 ［起動操作等を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 40 分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ，配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作，給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動，起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に 20 分間を想定 ［受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり，1 個あたりの操作時間に移動時間含めて 2 分間程度を想定し，操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 35 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に，中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に 15 分間を想定 【他の並列操作有無】 上述のとおり，起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は，認知に 10 分間，移動に 10 分間，操作所要時間に 50 分間の合計 70 分間であり，解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	常設代替交流電源設備からの受電操作については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（約 1.5 時間）内に低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。	訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

※1　常設代替交流電源設備からの受電完了時間は，低圧代替注水系(常設)への電源供給が完了する時間を想定している。

表３　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（2/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	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，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成に約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
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約1.5 時間後	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後，原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が停止する時点	【認知】 低圧代替注水系（常設）起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後，原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系によって原子炉注水が停止するまでに低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により，原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる。 【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。	実態の運転操作においては，原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系によって原子炉注水が停止するまでに低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位維持の点では問題とならない。	実態の操作開始時間が早まった場合，減圧時点の崩壊熱が高くなるが，燃料被覆管の冠水は維持されるため，その影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）への移行は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後から，原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系の停止までに実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生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，復水移送ポンプの起動を確認し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約１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３　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（3/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage] 到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時（約２時間後）	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8））に到達するのは事象発生約２時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位高（レベル 8）到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【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。	実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，操作開始時間に与える影響はない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，代替格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 2 時間あり，準備時間が確保できるため，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，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却へ切替操作を実施，切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ，電源車，可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台），代替原子炉補機冷却系用の電源車（6 号及び 7 号炉：各 2 台）及び可搬型大容量送水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉で 1 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分，常設代替交流電源設備への燃料給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 95 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 120 分のところ訓練実績等では約 96 分，常設代替交流電源設備への燃料給油作業は，許容時間 540 分のところ訓練実績等では約 135 分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表 3　操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）（4/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と，代替原子炉補機冷却系の移動，敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。運転員(現場)は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，操作開始時間に与える影響はなし。 【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，操作対象が 20 弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており，これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避（想定約 4 時間）を踏まえても，解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり，この場合，格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 20 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 また，操作が遅れる場合においても，格納容器限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり，約 18 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から 20 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去系ポンプを起動し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 5 分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点 （約 30 時間後）	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は，事象発生から約 30 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去系ポンプを起動し，低圧注水モードのための系統構成に約 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。

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

○水使用パターン

①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

事象発生後約 1.5 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し，その後は低圧代替注水系（常設）により注水する。

冠水後は，原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）の範囲で注水する（約 90m^3/h）。

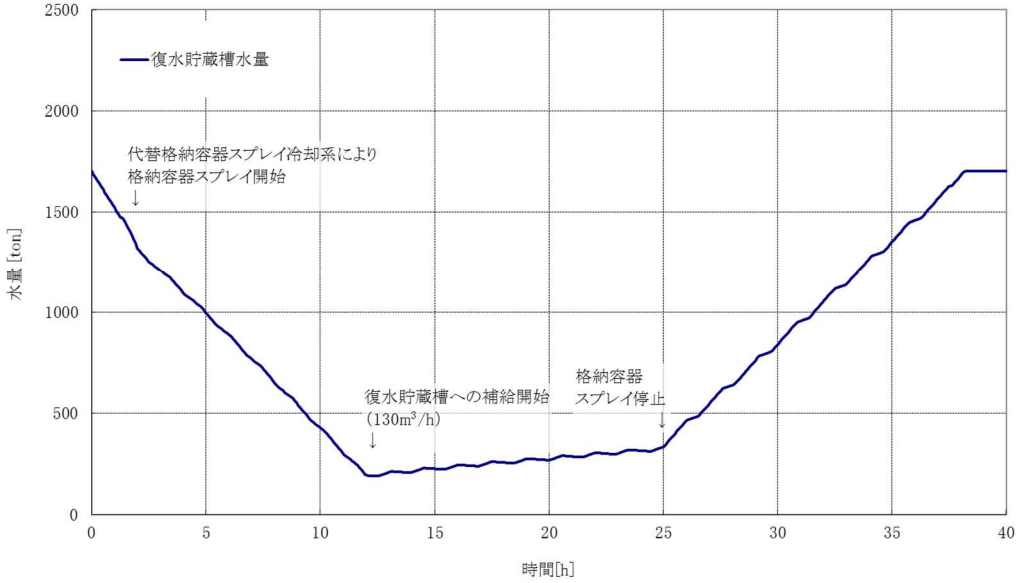
②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ

原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）までの間，代替原子炉格納容器スプレイを実施（140m^3/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m^3/h で復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量は徐々に回復する。事象発生約 25 時間後に格納容器スプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

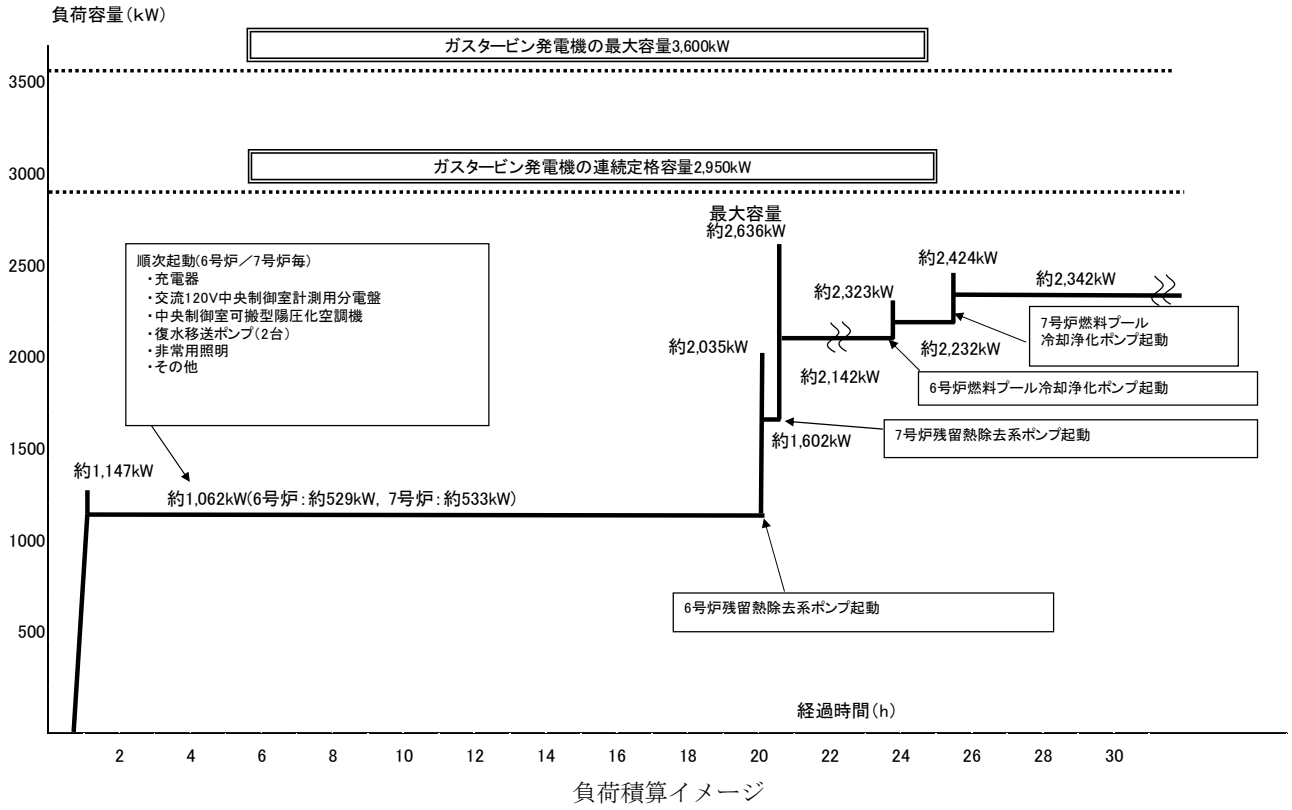
○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,400m^3 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 6,800m^3 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有することから，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も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。

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

〈6 号及び 7 号炉〉

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A，B	約29kW	約23kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ（起動時）	540kW（973kW）	540kW（1034kW）
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW（181kW）	110kW（192kW）
その他	約74kW	約81kW
小計	約1，159kW	約1，183kW
合計（連続最大負荷）（最大負荷）	約2，342kW（約2，636 kW）	



負荷積算イメージ

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断 LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA＋RHR 失敗」である。

(2)事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，併せて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた

対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.4.1.1 から図 2.4.1.4 に，手順の概要を図 2.4.1.5 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.4.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 10 名である。

また，事象発生10時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について図2.4.1.6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，30名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

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

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し，サプレッション・チェンバ・プール水熱容量温度制限により，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。

e. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

低圧代替注水系（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，原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

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

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する。

g. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

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

原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)有効性評価の方法

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

なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2)有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.1.2に示す。ま

た，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

ａ)事象の進展に対する影響

外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，外部電源が喪失し，同時に原子炉スクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ，原子炉水位の低下が早く，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお，本評価では，初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行うこととなるため，その後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に移行する際の原子炉減圧過程では，崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

ｂ)重大事故等対策に対する影響

本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員及び資源等の観点で厳しい条件となる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)原子炉スクラム信号

原子炉スクラムはタービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b)原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c)逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d)低圧代替注水系（常設）

原子炉減圧後に，最大300m^3/hにて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替格納容器スプ

レイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e)代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，代替格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f)代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。

(g)残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

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

(h)残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 - 1m に到達した時点で手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は，事象発生70分後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1mに到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，事象発生約3時間後に開始する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却は，原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，事象発生から約25時間後に停止する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は，事象発生20時間後に開始する。

(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。

(3)有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内

外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.4.1.7から図2.4.1.12に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図2.4.1.13から図2.4.1.18に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.4.1.19から図2.4.1.22に示す。

a．事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

事象発生から 70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。

原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が行われ，炉心が再冠水すると燃料被覆管温度は低下することから，ボイド率は低下し，熱伝達係数は上昇する。

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び事象発生から 20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近

となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.4.1.13 に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心の上部が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 427℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.4.1.7 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.30MPa[gage]及び約 143℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.1.8 に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.4.1.1）

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

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低

圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

（添付資料 2.4.1.2）

b．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.4.1.2に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩

和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，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。

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

（添付資料2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による原子炉注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，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。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，本解析条件の不確かさとして，実際の注水

量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.4.1.2）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から70分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作は，認知に10分間，移動に10分間，操作所要時間に50分間の合計70分間であり，解析上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位の維持の点では問題とならない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa［gage］到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが，操作開始時間に与える影響はない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時

間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

（添付資料2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある。

（添付資料2.4.1.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については，低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，代替原子炉補機冷却系運転開始

までの時間は，事象発生から20時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約18時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.4.1.2）

(4) まとめ

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

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1)必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は，「2.4.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

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

(2)必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約3,500m^3の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約7,000m^3の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^3及び淡水貯水池に約18,000m^3の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，

復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料2.4.1.3）

ｂ．燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプについては，保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,093kL）

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

（添付資料 2.4.1.4）

ｃ．電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6号及び7号炉で約2,342kW（6号炉：約1,159kW 7号炉：約1,183kW）必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料 2.4.1.5）

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱

除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」において，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。

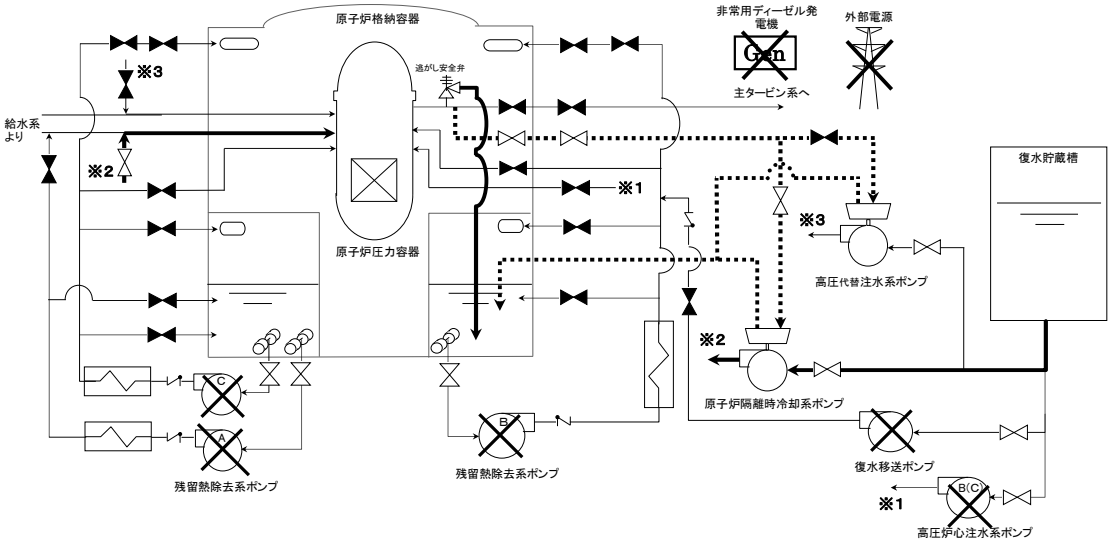
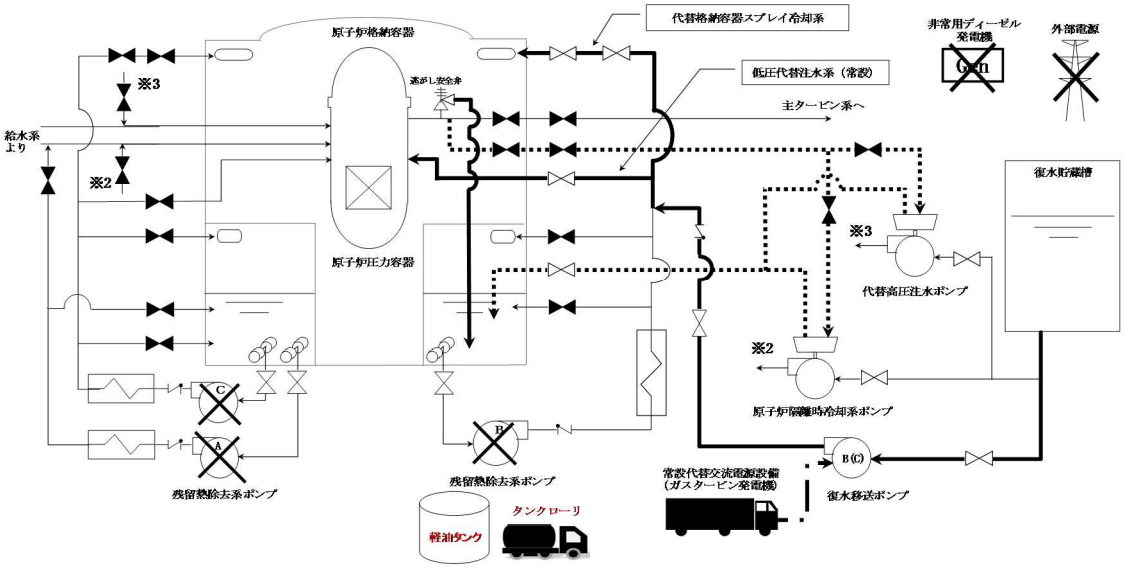


図 2.4.1.1　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)



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

図 2.4.1.2　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

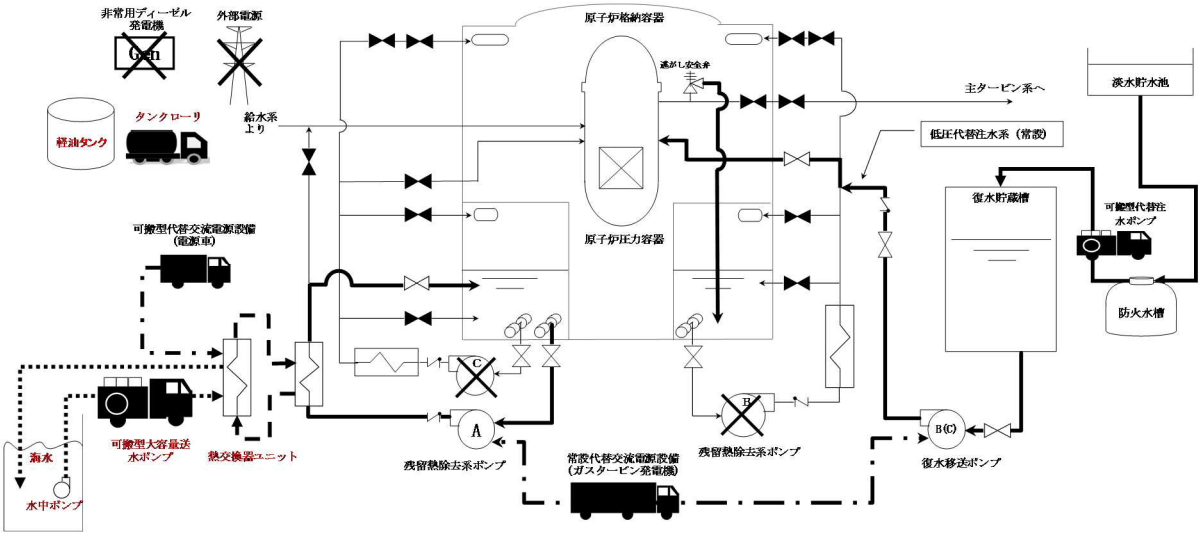
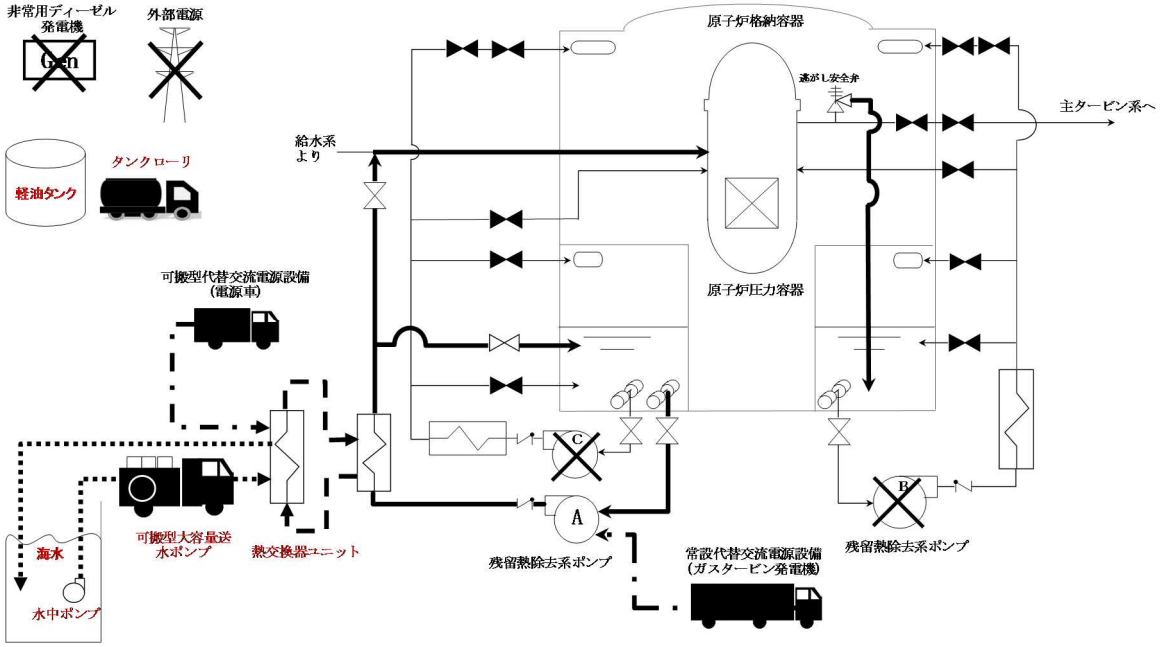
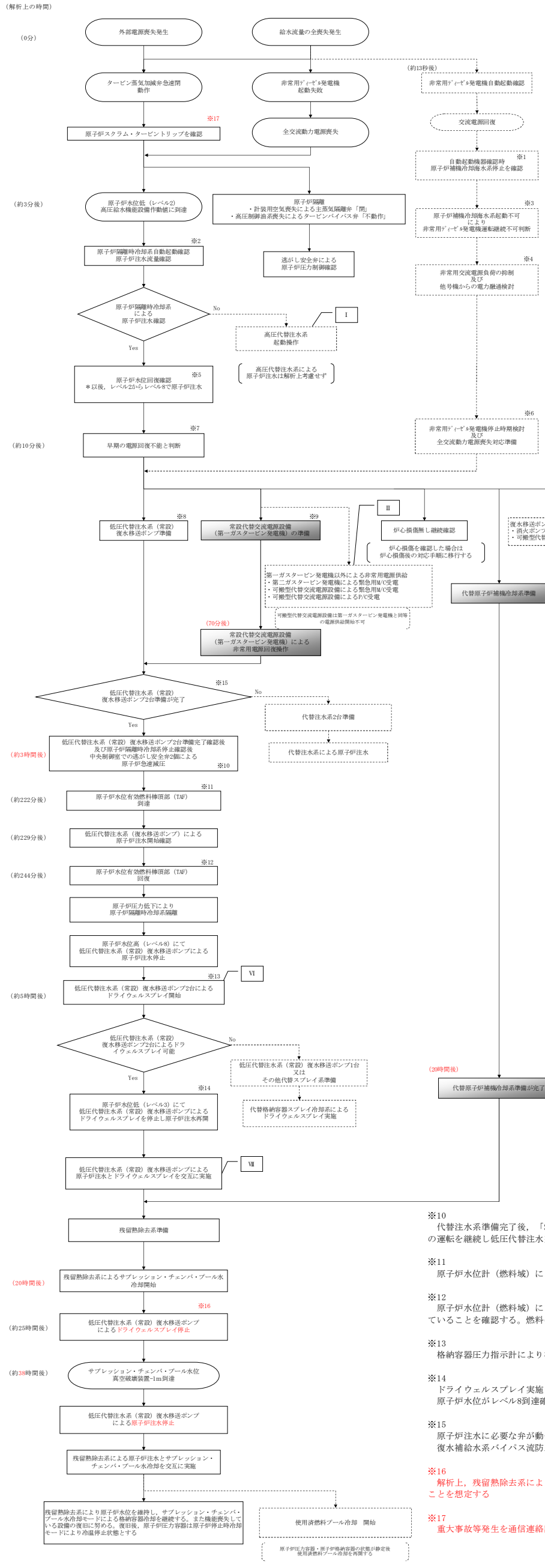


図 2.4.1.3　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



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

図 2.4.1.4　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



凡例

：操作・確認
（運転員のみの作業）

：操作及び判断

：プラント状態

：緊急時対策要員（現場）
のみの作業

：判断

：運転員と緊急時対策要員
（現場）の共同作業

：解析上考慮しない操作・判断結果

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】

Ⅰ
全交流動力電源喪失時に，原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉注水ができない場合は，常設代替交流電源設備による非常用電源が回復後，高圧炉心注水系を無冷却水の状態で短時間起動し，原子炉注水することが可能である

Ⅱ
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用MM/Cを受電する
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する
（電源容量により使用できる設備が限られる）
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する
（電源容量により使用できる設備が限られる）

Ⅲ
消火系を代替注水として使用する場合があるため消火ポンプ運転状態について確認する
恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合，低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する

Ⅳ
純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給水系から補給する場合は，補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である
純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが，可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

Ⅴ
「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

Ⅵ
代替格納容器スプレイとして消火系も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する
恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合，可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する

Ⅶ
残留熱除去系Bライン以外に復水移送ポンプによる代替注水が可能な系統がある場合，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施できる

※1
非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機冷却海水系が起動していないことを確認する

※2
中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※3
原子炉補機冷却海水系が起動できないため，非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機の冷却効率が悪化する。そのため，長時間の運転継続が不可能と判断する

※4
非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機起動後に自動起動している機器の内，停止可能な機器を停止し負荷を抑制する。また，他号機からの電力融通についても検討する

※5
原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※6
非常用ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する

※7
中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する

※8
代替注水系の準備は，中央制御室から容易に操作が可能であり，注水可能流量が大きい設備から準備を開始する

※9
機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため，待機設備を優先して準備する
復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む

※10
代替注水系準備完了後，「S/P熱容量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数「2個」での減圧を評価している。また，実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧代替注水系へ移行するが，低圧代替注水系の評価上原子炉隔離時冷却系は停止し，かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※11
原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は，格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する

※12
原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は，有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する

※13
格納容器圧力指示計により格納容器圧力が13.7kPa[gage]を超過し，格納容器冷却機能もないため原子炉水位確保後，代替格納容器スプレイを実施する

※14
ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位計指示（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後，ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を開始する
原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後，本操作を繰り返す

※15
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※16
解析上，残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱を確認するために，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置到達前にドライウェルスプレイを停止することを想定する

※17
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待避を実施する

図 2.4.1.5　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	事象発生 原子炉スクラム 約3分　原子炉水位低（レベル2） 10分	
原子炉注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 　原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は，復水移送ポンプによる注水開始を確認するまで実施 原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
常設代替交流電源設備　準備操作 （第一ガスタービン発電機）	（2人） A，B	（2人） a，b	－	－	－	－	・受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	2人 C，D	－	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認	20分	
							・第一ガスタービン発電機給電準備	10分	
							・第一ガスタービン発電機起動，給電	20分	
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	－	－	2人 B，F	4人 o，d e，f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
			（2人） B，F	－			・現場移動 ・6号炉　M/C（D）受電準備	50分	
			－	（4人） o，d e，f			・現場移動 ・7号炉　M/C（C）（D）受電準備	50分	
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）	－	－	（2人） C，D	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　運転状態確認	25分	
	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備／装備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・第二ガスタービン発電機　状態確認	30分	要員を確保して対応する
	－	－	－	－			・現場移動 ・第一ガスタービン発電機　運転状態確認	適時実施	
常設代替交流電源設備からの受電操作	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・M/C　受電確認	10分	
	－	－	（2人） B，F	－	－	－	・6号炉　M/C（D）　受電 ・6号炉　MCC（D）　受電	10分	
	－	－	－	（4人） o，d e，f	－	－	・7号炉　M/C（C）（D）　受電 ・7号炉　MCC（C）（D）　受電	10分	
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	－	－	（2人） B，F	－	－	－	・現場移動 ・6号炉　M/C（C）受電準備	50分	
常設代替交流電源設備からの受電操作	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・6号炉　M/C（C）　受電確認	10分	
	－	－	（2人） B，F	－	－	－	・6号炉　M/C（C）　受電 ・6号炉　MCC（C）　受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ（B，C）起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）ラインアップ	15分	交流電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
	－	－	（2人） C，D	（2人） o，d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ 　※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	

図 2.4.1.6　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の作業と所要時間（１／２）

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	7号	運転員（現場） 6号	7号	緊急時対策要員（現場） 6号	7号	操作の内容	経過時間（時間）	備考
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認 ・原子炉隔離時冷却系　手動停止	事象発生	※シュラウド内水位に基づく時間
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　2個　手動開放操作	約3分　原子炉水位低（レベル2） 5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	約3時間　低圧代替注水系（常設）　注水準備完了、原子炉急速減圧開始 原子炉水位はレベル3～レベル8まで注水後は，適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施 格納容器スプレイ停止後は，原子炉水位はレベル3～レベル8維持	
代替格納容器スプレイ冷却系　操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	約222分　原子炉水位　有効燃料棒頂部到達※ 約229分　低圧代替注水系（常設）　原子炉注水開始 約244分　原子炉水位　有効燃料棒頂部回復※ 約5時間　原子炉水位高（レベル8） 原子炉水位確保可能を条件に格納容器スプレイ開始 適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	－	－	－	－	2人 ※1, ※2		・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	10分 90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	2人, ※1 (2人)	2人, ※2 (2人)	・放射線防護装備準備 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備（可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続） ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	10分 180分 適宜実施	
燃料給油準備	－	－	－	－	※1, ※2 (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場ラインアップ	300分	
	－	－	－	－	13人 (参集) ※3, ※4	13人 (参集) ※3, ※4	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・資機材配置及びホース布設，起動及び系統水張り	10時間	
燃料給油準備	－	－	－	－	※3 (2人)		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・可搬型大容量送水ポンプへの給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※4 (3人)	※4 (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
残留熱除去系　起動操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード　起動準備	10分	
							・サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード　起動	5分	
残留熱除去系　原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	レベル8まで注水後は，適宜原子炉注水とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの切替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル3～レベル8維持	適宜実施
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　サプレッション・チェンバ・プール水冷却弁操作		適宜実施
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する　60分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	
燃料給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施	
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 (その他参集26人)				

20時間　サプレッションプール冷却開始
約25時間　格納容器スプレイ停止
約38時間　低圧代替注水系による原子炉注水停止　残留熱除去系による原子炉注水開始

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.4.1.6　崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の作業と所要時間（２／２）

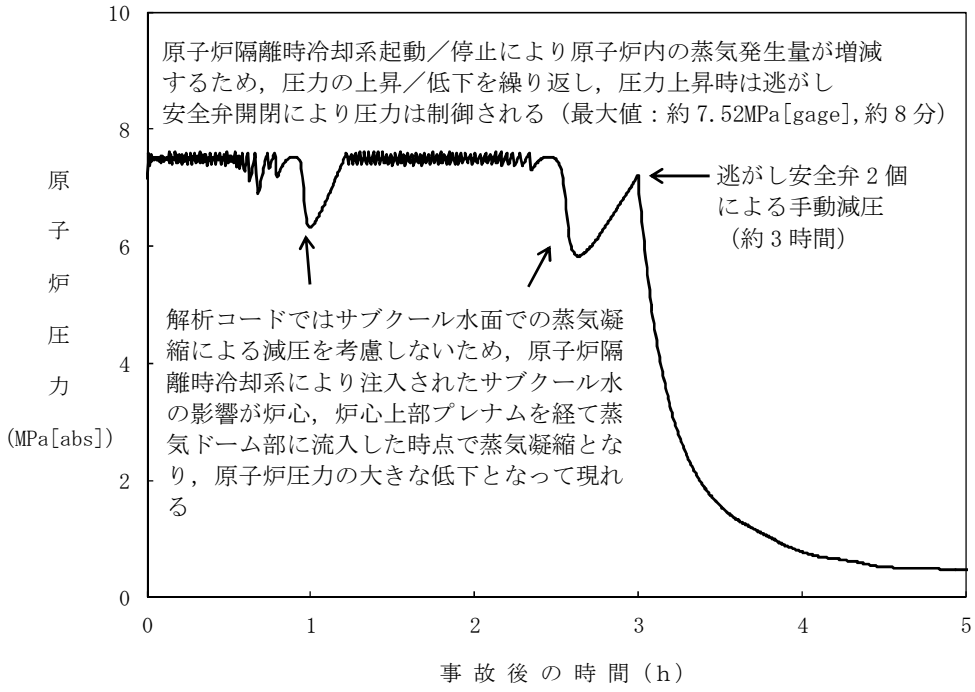


図 2.4.1.7　原子炉圧力の推移

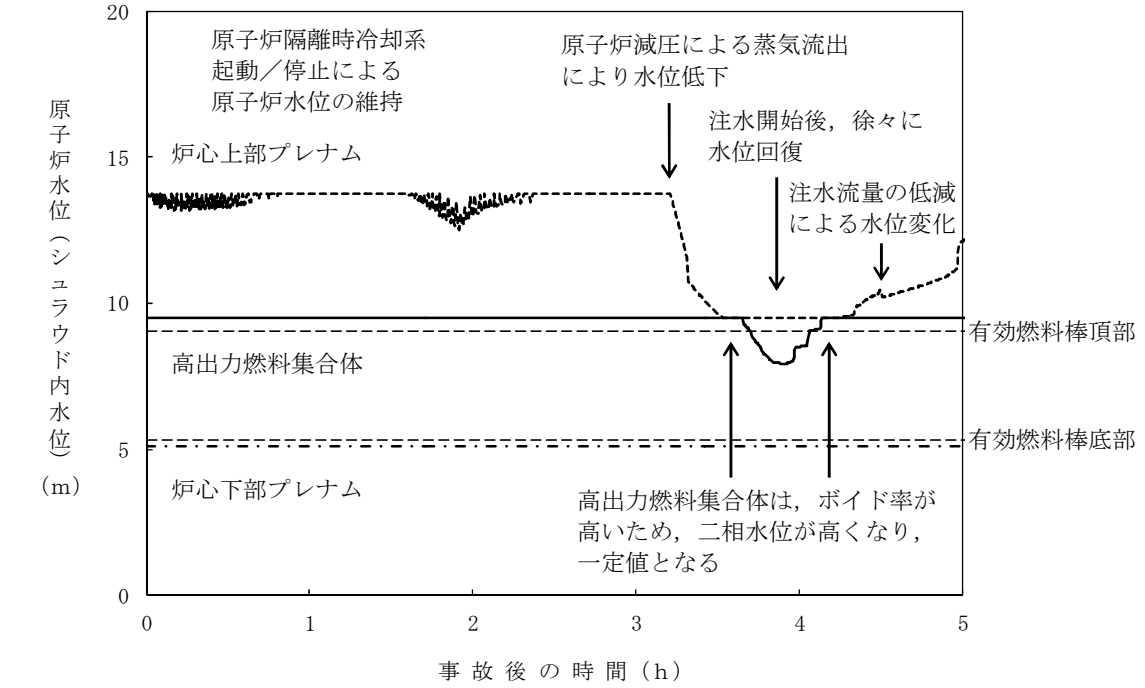


図 2.4.1.8　原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

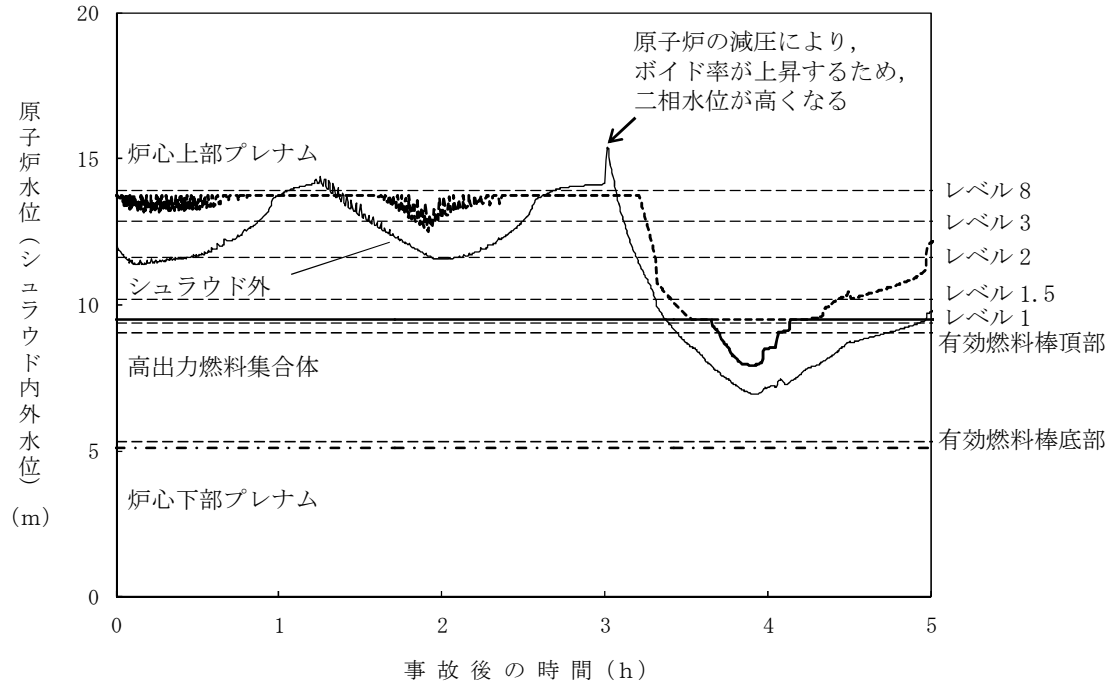


図 2.4.1.9　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

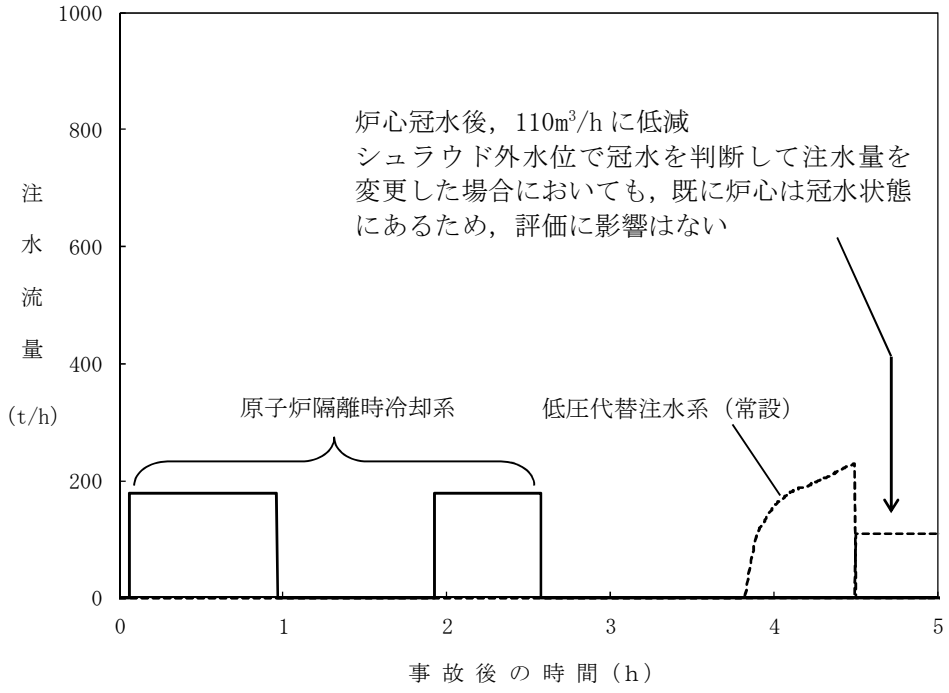


図 2.4.1.10　注水流量の推移

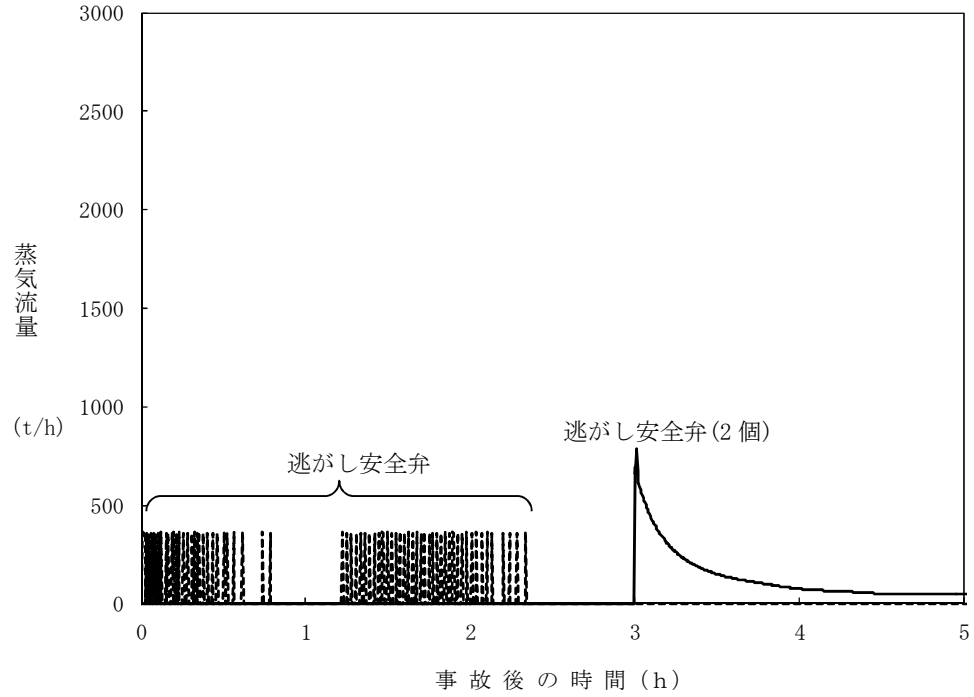


図 2.4.1.11　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

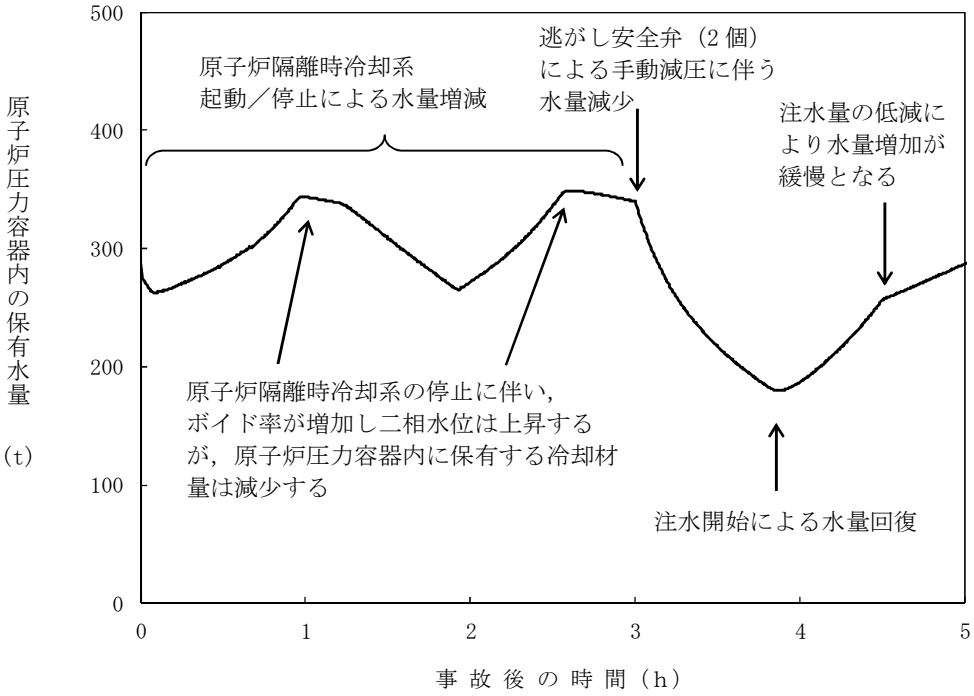


図 2.4.1.12　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

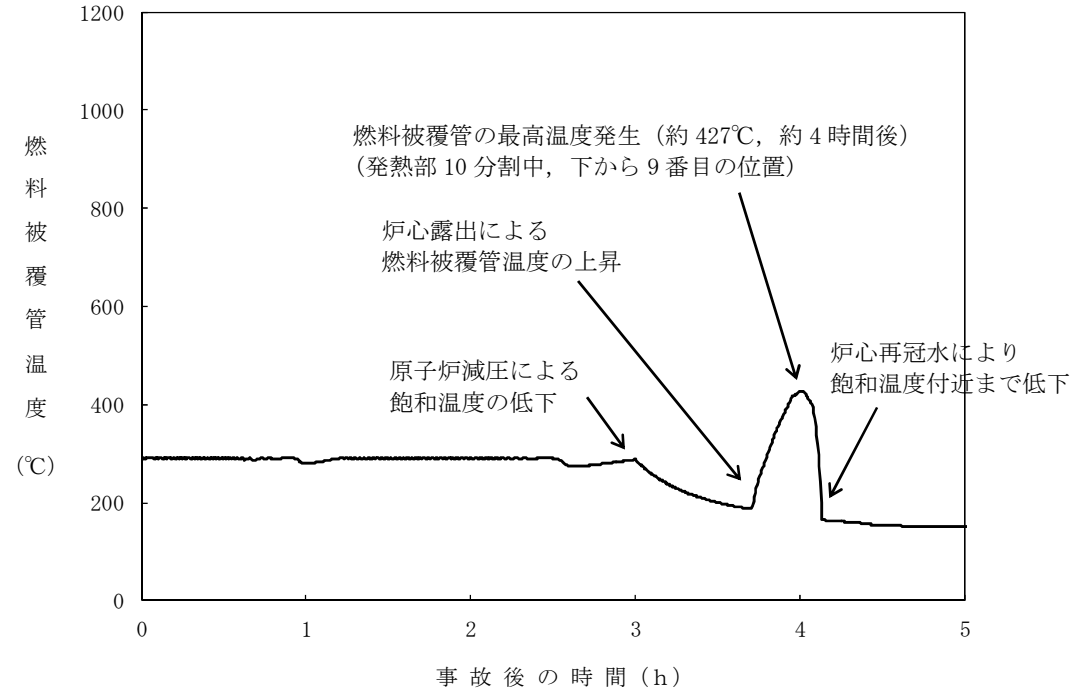


図 2.4.1.13　燃料被覆管温度の推移

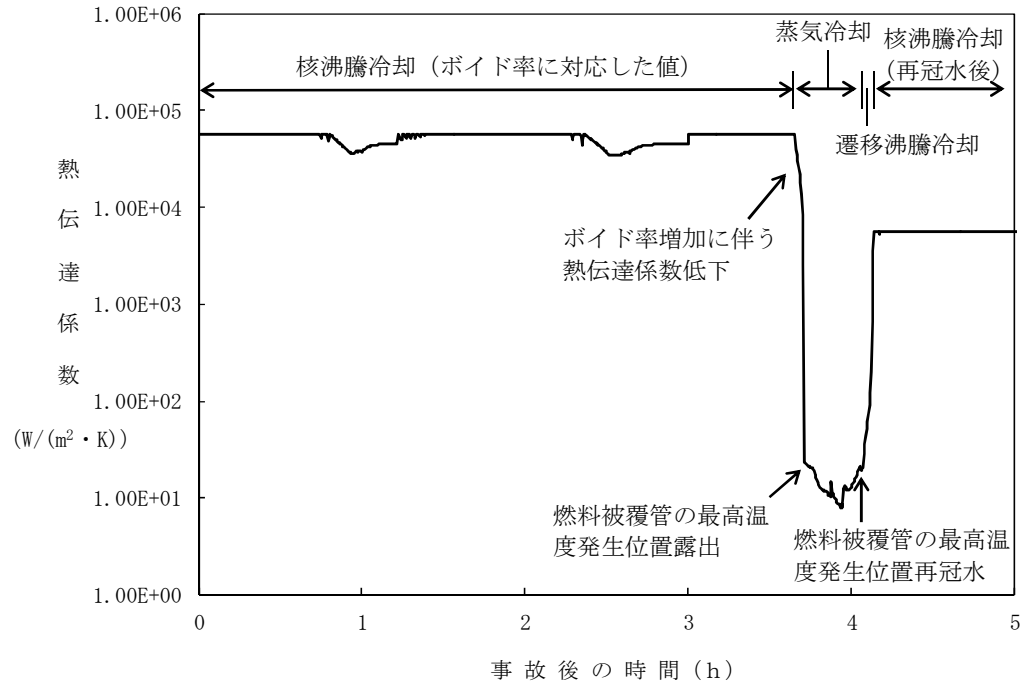


図 2.4.1.14　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

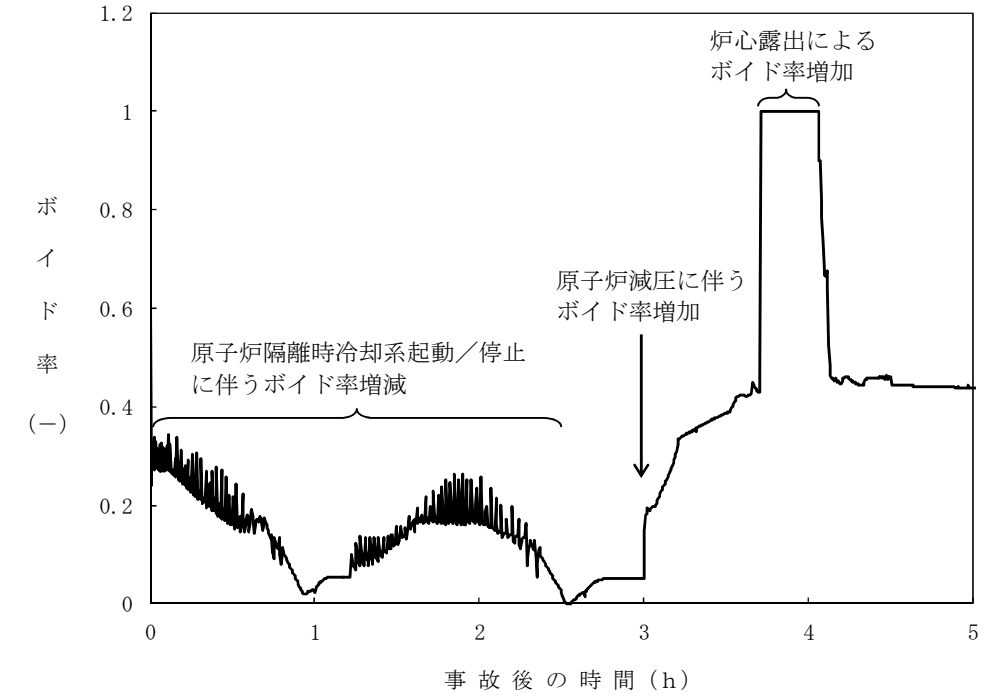


図 2.4.1.15　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

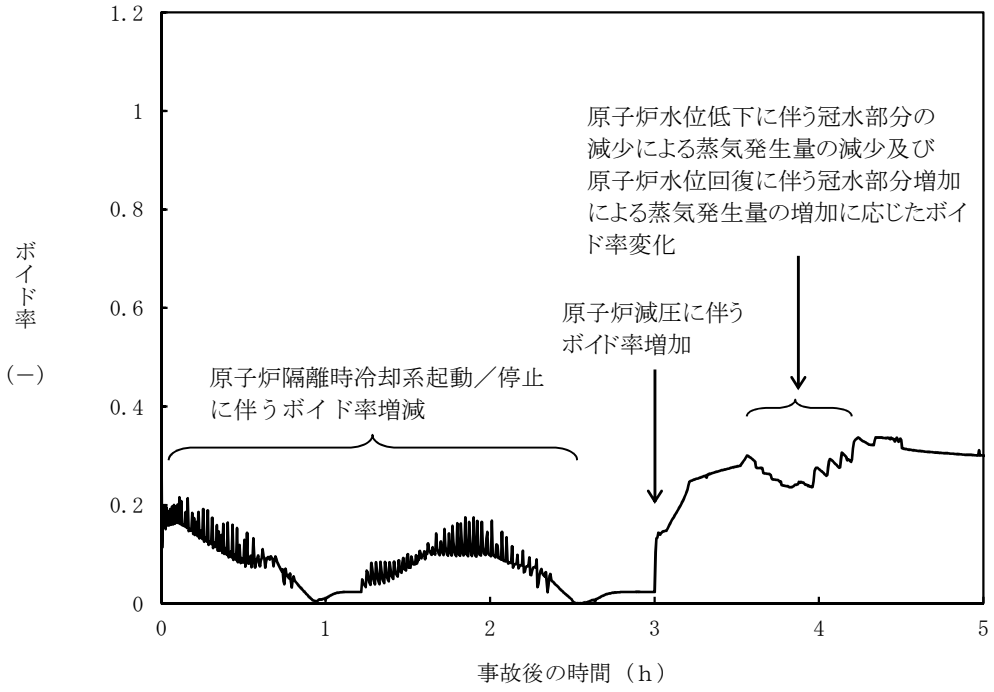


図 2.4.1.16　平均出力燃料集合体のボイド率の推移

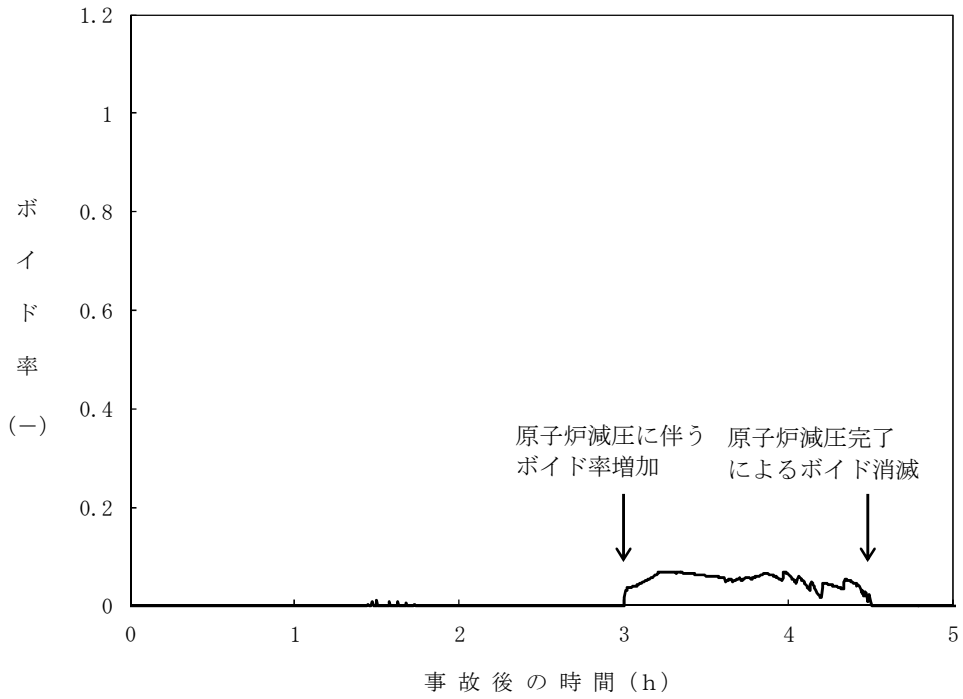


図 2.4.1.17　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

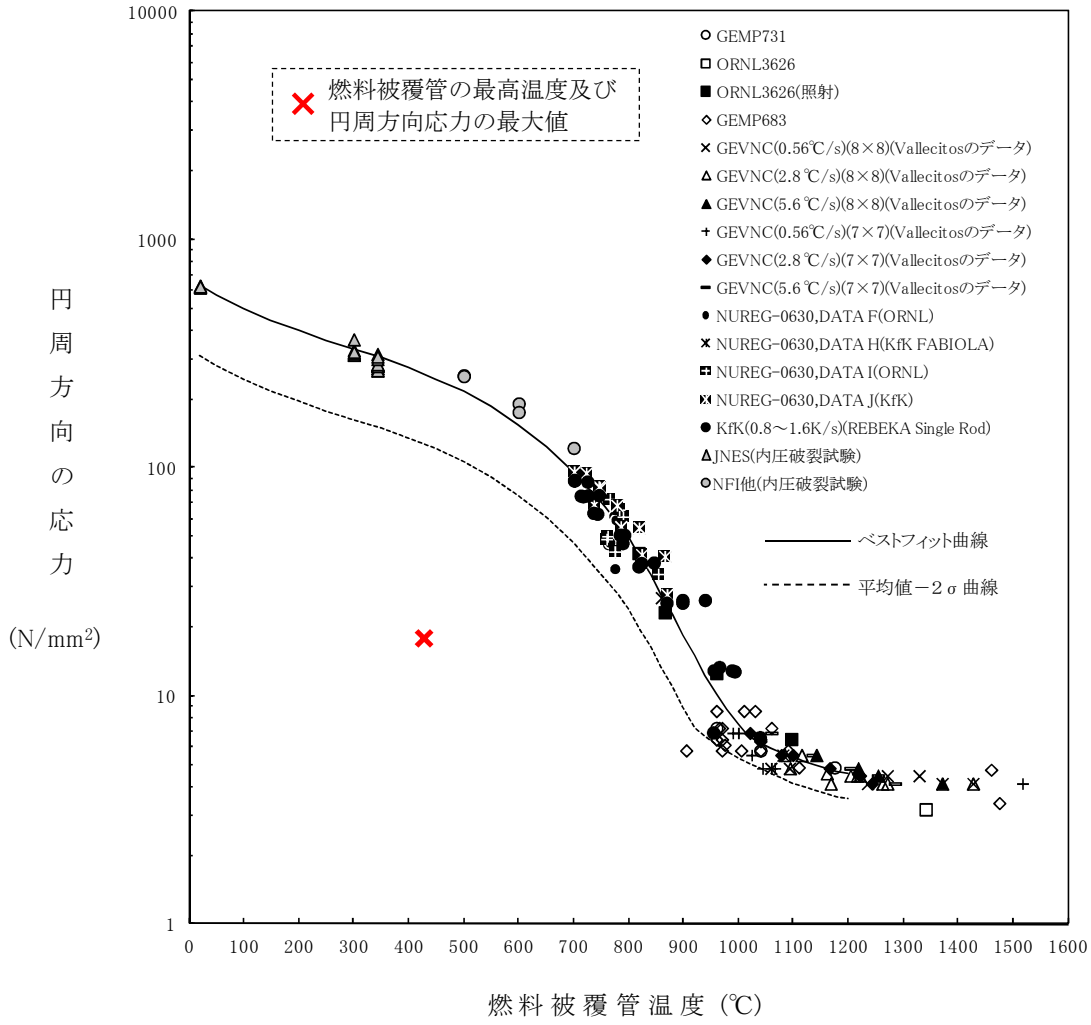


図 2.4.1.18　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

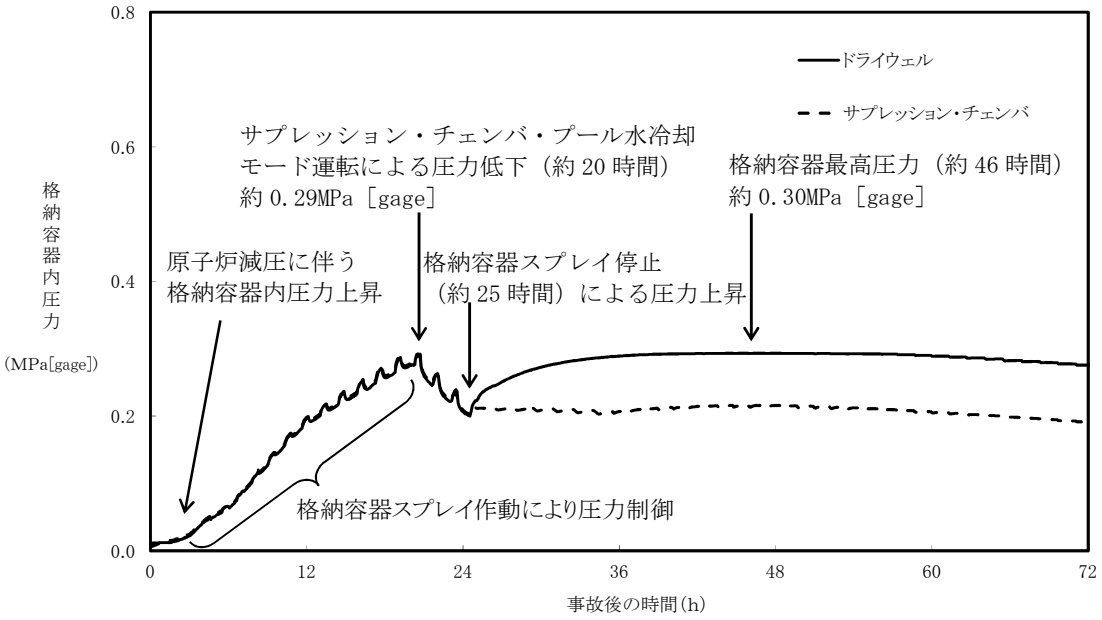


図 2.4.1.19　格納容器圧力の推移

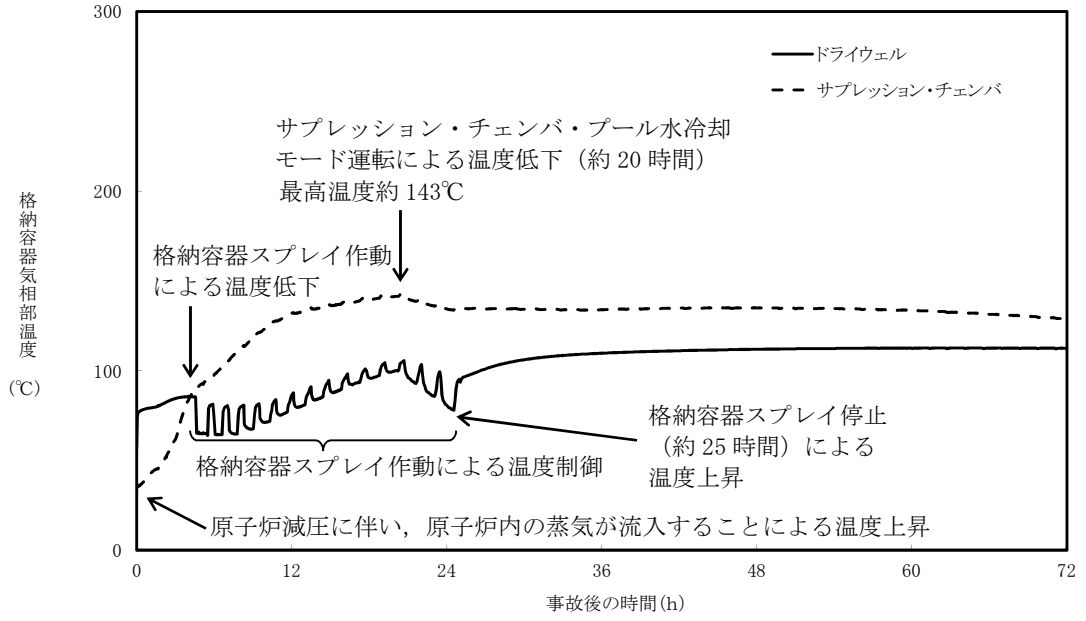


図 2.4.1.20　格納容器気相部温度の推移

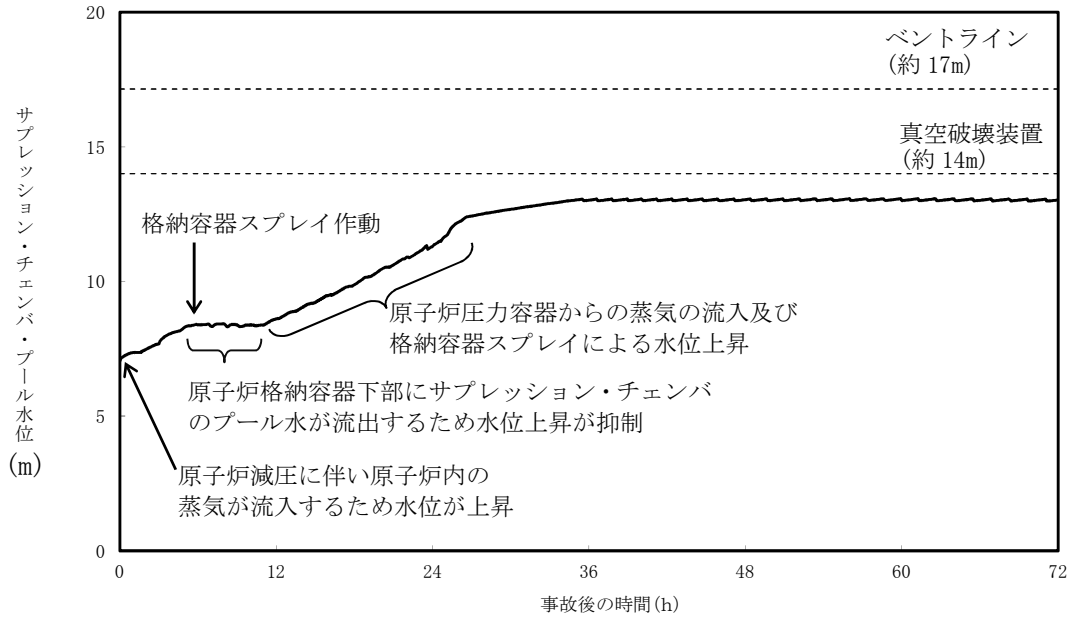


図 2.4.1.21　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

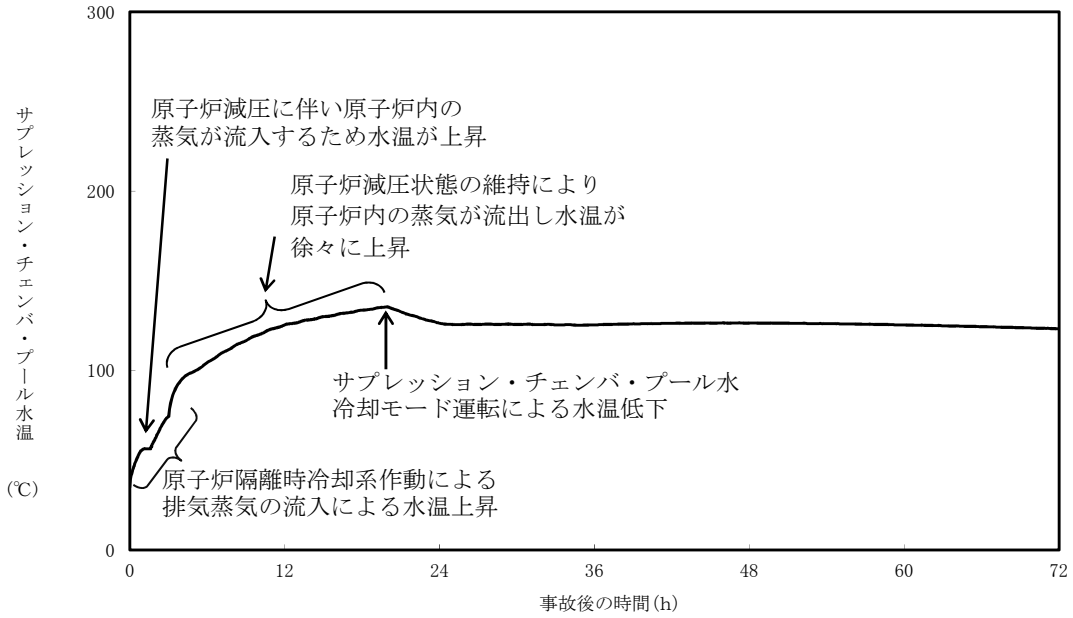


図 2.4.1.22　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.4.1.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における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及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
高圧代替注水系による原子炉水位注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	－	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が，原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，代替スプレイを再開する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	【残留熱除去系系統流量計】 サプレッション・チェンバ・プール水温度計
残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ	サプレッション・チェンバ・プール水位計 原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない操作

表 2.4.1.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.4.1.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，要員及び資源等の観点で厳しいことから設定

表 2.4.1.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(3／5)

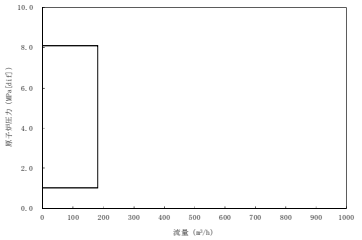
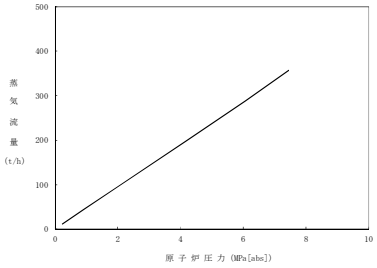
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/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

表 2.4.1.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4／5）

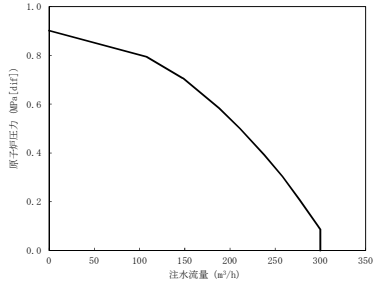
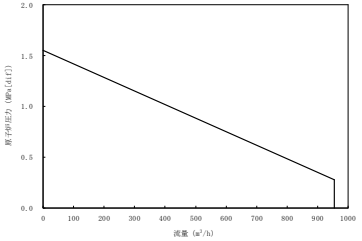
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性

表 2.4.1.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作後，原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3 からレベル 8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 <u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し，事象発生から 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，除熱操作までには本解析においても 20 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクェンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生するまで余裕があることからその影響は小さい。

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/2）

【SAFER】

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

表 1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器の熱容量は若干大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが，その影響は小さい。

表 2　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(2/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 15kPa（約 20 時間で約 290kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 15kPa（約 20 時間で約 290kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存していることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管に対する影響は小さい。 また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため，格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 （軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(3/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。		
	外部電源	外部電源なし	－	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，事象進展が厳しいことから設定。	仮に，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m^3/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m^3/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m^3/h にてスプレイ	140m^3/h 以上にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ･プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実勢等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後に受電完了※1（事象発生 60 分後に操作開始）	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）と，常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）が配置されている。受電準備を行う運転員及び運転員（現場）は，常設代替交流電源設備からの受電準備ための負荷切離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが，移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）は，屋外に移動するが，移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場），常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で 50 分間となる。 ［起動操作等を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 40 分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ，配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作，給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動，起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に 20 分間を想定 ［受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり，1 個あたりの操作時間に移動時間含めて 2 分間程度を想定し，操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 35 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し及び操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に，中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に 15 分間を想定 【他の並列操作有無】 上述のとおり，起動操作等を行う運転員（現場）と受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は，認知に 10 分間，移動に 10 分間，操作所要時間に 50 分間の合計 70 分間であり，解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24 時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。	訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

※1　常設代替交流電源設備からの受電完了時間は，低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了する時間を想定している。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	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，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成に約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
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約３時間後	低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル８に到達した時点	【認知】 低圧代替注水系（常設）起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル８）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により，原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる。 【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。	実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル８）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位維持の点では問題とならない。	原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24 時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生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，復水移送ポンプの起動を確認し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約１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 3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage] 到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時（約 5 時間後）	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8））に到達するのは事象発生約 5 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位高（レベル 8）到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【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。	実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，操作開始時間に与える影響はない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，代替格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 5 時間あり，準備時間が確保できるため，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，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却へ切替操作を実施，切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ，電源車，可搬型大容量送水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台），代替原子炉補機冷却系用の電源車（6 号及び 7 号炉：各 2 台）及び可搬型大容量送水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 1 台），及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉で 1 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分，常設代替交流電源設備への燃料給油準備は，所要時間 120 分のところ訓練実績等では約 95 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 分，電源車及び可搬型大容量送水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 120 分のところ訓練実績等では約 96 分，常設代替交流電源設備への燃料給油作業は，許容時間 540 分のところ訓練実績等では約 135 分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表 3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員(現場)と，代替原子炉補機冷却系の移動，敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。運転員(現場)は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，操作開始時間に与える影響はなし。 【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，操作対象が 20 弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており，これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり，この場合，格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 20 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 また，操作が遅れる場合においても，格納容器限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間であり，約 18 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また，運転員(現場)の行う現場系統構成は，想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から 20 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去系ポンプを起動し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 5 分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点（約 35 時間後）	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は，事象発生から約 35 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去系ポンプを起動し，低圧注水モードのための系統構成に約 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。

7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m^3

淡水貯水池：約 18,000m^3

○水使用パターン

①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

事象発生後約 3 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し，

その後は低圧代替注水系（常設）により注水する。

冠水後は，原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）の範囲で注水する（約 110m^3/h）。

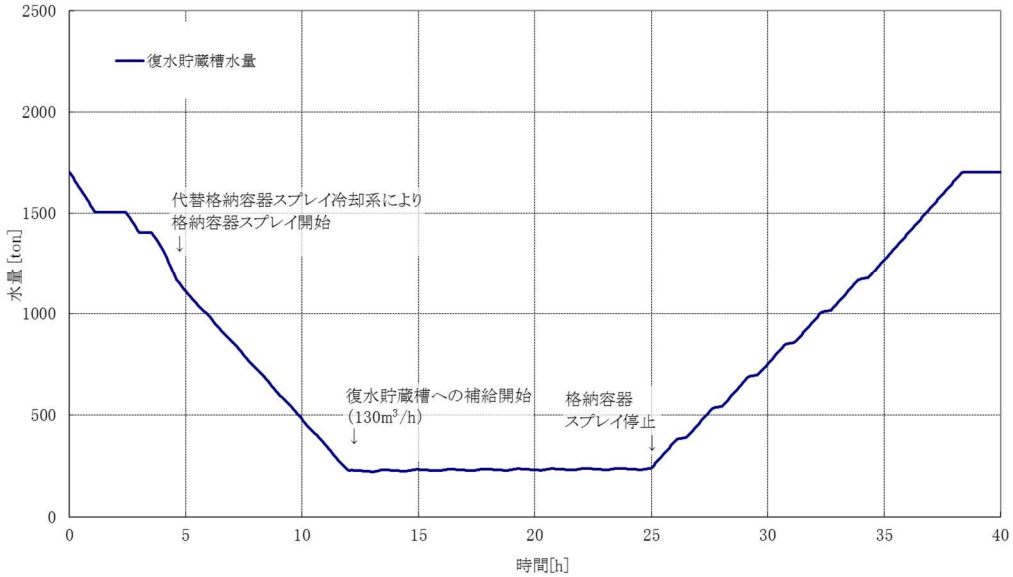
②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ

原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）までの間，代替原子炉格納容器スプレイを実施（140m^3/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 3 台を用いて 130m^3/h で復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。事象発生約 25 時間後に格納容器スプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,500m^3 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 7,000m^3 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有することから，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も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。

7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

プラント状況：6 号及び 7 号炉運転中。1～5 号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は 6 号及び 7 号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，免震重要棟等，プラントに関連しない設備も対象とする。

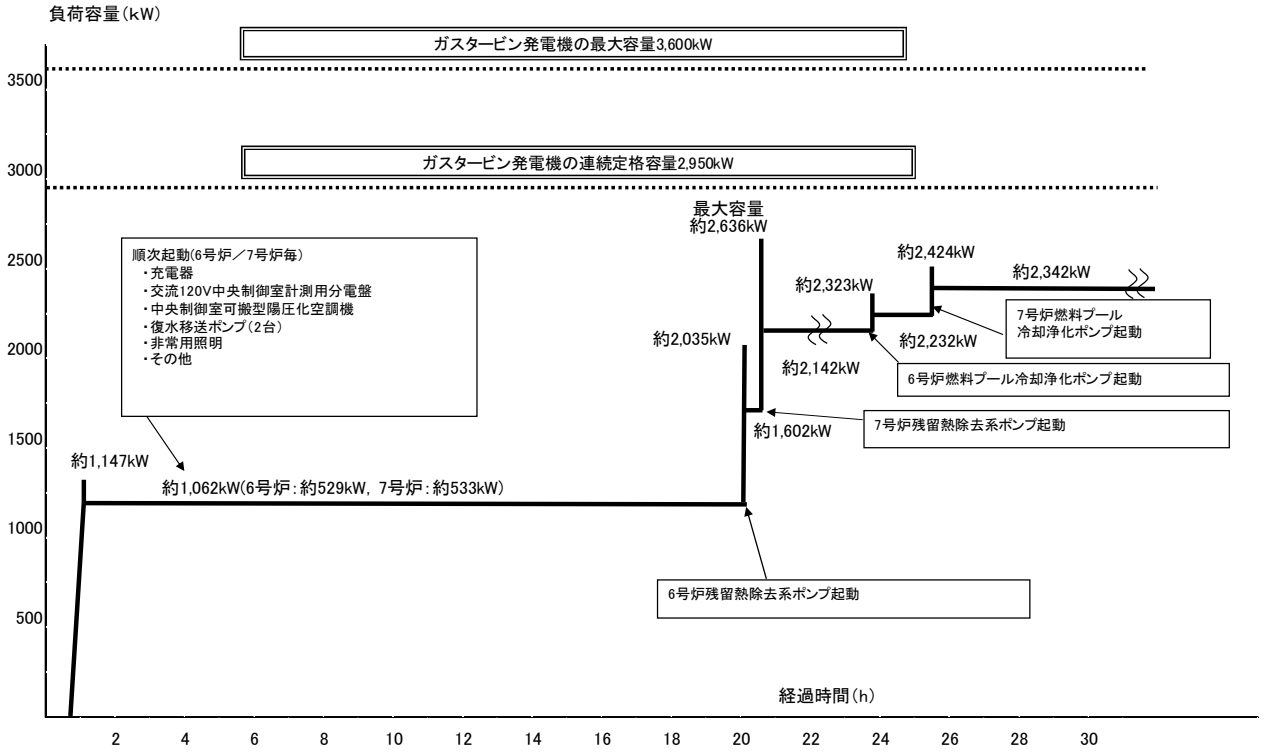
号炉	時系列				合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 1,014kL**	6 号及び 7 号炉軽油タンク各**約 1,020kL** 及びガスタービン発電機用燃料タンク**約 200kL** の容量（合計）は**約 2,240kL** であり，7 日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,705L/h×24h×7 日×3 台＝859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 3 台起動。 18L/h×24h×7 日×3 台＝9,072L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7 日×2 台＝36,960L	可搬型大容量送水ポンプ 1 台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 178L/h×24h×7 日×1 台＝29,904L		
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間					
		復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) 3 台起動。 18L/h×24h×7 日×3 台＝9,072L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7 日×2 台＝36,960L	可搬型大容量送水ポンプ 1 台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 178L/h×24h×7 日×1 台＝29,904L		
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	1 号炉軽油タンク容量は**約 632kL** であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	2 号炉軽油タンク容量は**約 632kL** であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	3 号炉軽油タンク容量は**約 632kL** であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	4 号炉軽油タンク容量は**約 632kL** であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 632kL**	5 号炉軽油タンク容量は**約 632kL** であり，7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L					
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間				7 日間の軽油消費量 **約 79kL**	1～7 号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は**約 1,147kL** であり，7 日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7 日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台＝4,536L					

※1　事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが，保守的にガスタービン発電機 3 台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが，保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

〈6 号及び 7 号炉〉

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A，B	約29kW	約23kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ（起動時）	540kW（973kW）	540kW（1034kW）
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW（181kW）	110kW（192kW）
その他	約74kW	約81kW
小計	約1，159kW	約1，183kW
合計（連続最大負荷）（最大負荷）	約2，342kW（約2，636 kW）	



負荷積算イメージ

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断 LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA＋RHR 失敗」である。

(2)事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.4.2.1 から図 2.4.2.3 に，手順の概要を図 2.4.2.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。

また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.4.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.2.5 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，24 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

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

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・チェンバのプール水の冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

d. 逃がし安全弁による原子炉減圧

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により，主復水器による原子炉減圧ができないため，中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し，かつ，逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。

原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。

e. 高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉圧力が低下するため，原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。

高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，高圧炉心注水系系統流量等である。

原子炉水位回復確認後，原子炉隔離時冷却系は停止する。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

g. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を継続しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

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

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位等である。

以降，炉心の冷却は，高圧炉心注水系による注水により継続的に行う。

なお，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対

象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2)有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.2.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)外部電源

外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。

ａ)事象の進展に対する影響

外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，外部電源が喪失し，同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ，原子炉水位の低下が早く，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお，本評価では，初期の炉心冠水維持は高圧注水系にて行うこととなるため，その後に低圧注水系の注水に移行する際の減圧過程では，崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

ｂ)重大事故等対策に対する影響

本解析においては，残留熱除去系の喪失を仮定しており，非常用交流電源設備は使用可

能であることから，外部電源の有無によって，常設代替交流電源設備等更なる重大事故等対策が必要となることはない。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b)代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し，原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c)原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(d)高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し，727m^3/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(e)逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(f)代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(g)格納容器圧力逃がし装置等

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

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが，格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。解析においては，操作手順の考え方を踏まえ，中間開操作（流路面積約 70%開）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。

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

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3)有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.4.2.6から図2.4.2.11に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.4.2.12から図2.4.2.14に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.4.2.15から図2.4.2.18に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して，原子炉水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし，原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。

原子炉水位が回復した時点で，残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 1 個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後，原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は，高圧炉心注水系による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水時に，炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され，原子炉が減圧されることにより，一時的に増加する。

炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水時に原子炉減圧の影響を受け，一時的に増加する。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約22時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

※シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の

水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，図 2.4.2.12 に示すとおり初期値(約 310℃)を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.4.2.6 に示すとおり逃がし安全弁の作動により，7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.37MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.2.7 に示すとおり，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.4.2.1）

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3　全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与え

る影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.2.2）

b．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.2.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.4.2.2に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条

件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機より電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約310℃)を上回ることはないことから，上記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ない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循

環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。

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

（添付資料2.4.2.2）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約10時間後であり，格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員

等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約22時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため，原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

（添付資料2.4.2.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約16時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.4.2.2）

(4) まとめ

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

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1)必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「2.4.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2)必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水源

原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約

6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計12,400m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

（添付資料 2.4.2.3）

ｂ．燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機が最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,601kL）

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.4.2.4）

ｃ．電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。

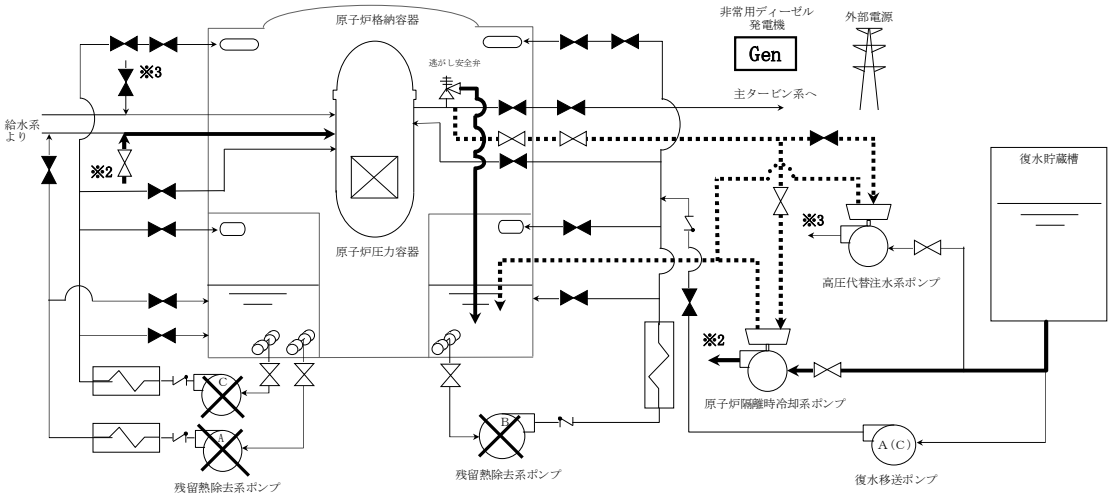


図 2.4.2.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）

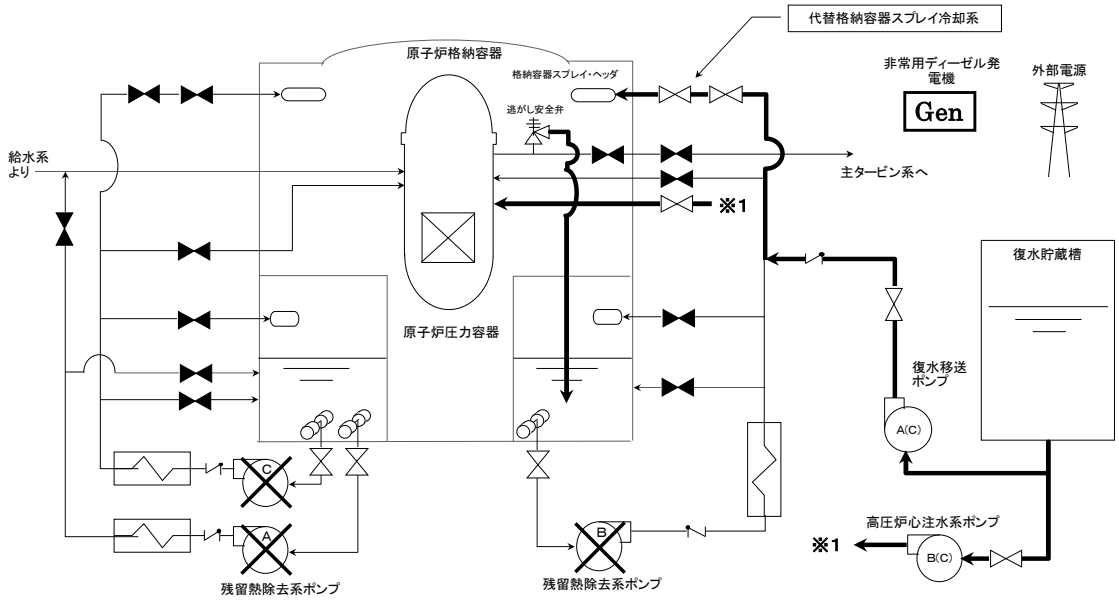


図 2.4.2.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

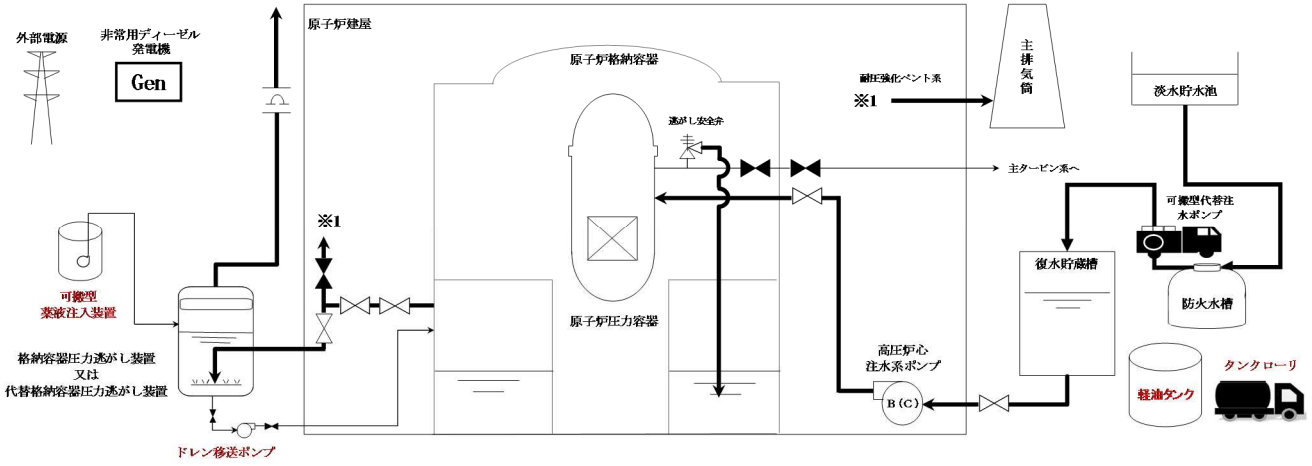
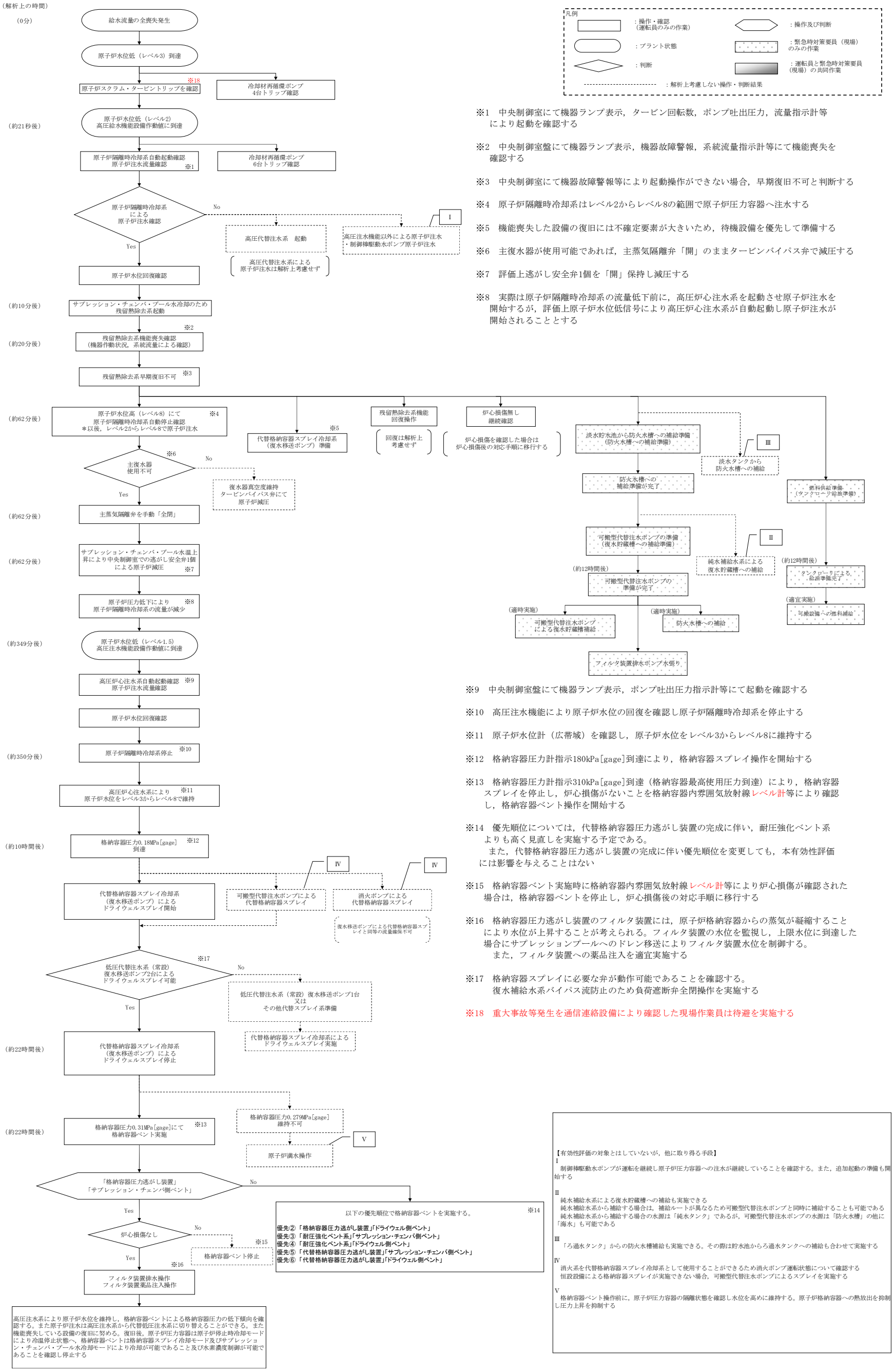


図 2.4.2.3　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※1　中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※2　中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて機能喪失を確認する

※3　中央制御室にて機器故障警報等により起動操作ができない場合，早期復旧不可と判断する

※4　原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する

※5　機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため，待機設備を優先して準備する

※6　主復水器が使用可能であれば，主蒸気隔離弁「開」のままタービンバイパス弁で減圧する

※7　評価上逃がし安全弁1個を「開」保持し減圧する

※8　実際は原子炉隔離時冷却系の流量低下前に，高圧炉心注水系を起動させ原子炉注水を開始するが，評価上原子炉水位低信号により高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水が開始されることとする

※9　中央制御室盤にて機器ランプ表示，ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する

※10　高圧注水機能により原子炉水位の回復を確認し原子炉隔離時冷却系を停止する

※11　原子炉水位計（広帯域）を確認し，原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する

※12　格納容器圧力計指示180kPa[gage]到達により，格納容器スプレイ操作を開始する

※13　格納容器圧力計指示310kPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器スプレイを停止し，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※14　優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。
　また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※15　格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線レベル計等により炉心損傷が確認された場合は，格納容器ベントを停止し，炉心損傷後の対応手順に移行する

※16　格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッションプールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。
　また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※17　格納容器スプレイに必要な弁が動作可能であることを確認する。
　復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※18　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待避を実施する

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】

I
　制御棒駆動水ポンプが運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する

II
　純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
　純水補給水系から補給する場合は，補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である
　純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが，可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

III
　「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する

IV
　消火系を代替格納容器スプレイ冷却系として使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する
　恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合，可搬型代替注水ポンプによるスプレイを実施する

V
　格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する

図 2.4.2.4　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）	緊急時対策要員 （現場）				
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認	10分	
原子炉注水操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 　原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で 原子炉注水	
残留熱除去系機能喪失確認		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（A）（B）（C） 　手動起動操作／機能喪失確認	10分	
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・残留熱除去系　機能回復		対応可能な要員により対応する
原子炉減圧操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　1個　手動開放操作	5分	
高圧注水機能　起動確認		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・高圧炉心注水系 　自動起動確認	原子炉水位レベル3～レベル8維持	
代替格納容器スプレイ冷却系　準備操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系　ラインアップ	30分	
		－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
		－	－			－	－	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系　現場ラインアップ 　※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
代替格納容器スプレイ冷却系　操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	復水移送ポンプトリップ水位 付近でスプレイ停止	
淡水貯水池から防火水槽への補給準備		－	－	－	－	2人 ↓ ※1, ※2		・放射線防護装備準備	10分	
								・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	90分	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給		－	－	－	－	2人, ※1 ↓ （2人）	2人, ※2 ↓ （2人）	・放射線防護装備準備	10分	
								・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	180分	
								・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施	一時待避
格納容器ベント準備操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	60分	
		－	－	（2人） C, D	（2人） c, d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
		－	－			－	－	・現場移動 ・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	60分	
		－	－	－	－	※1, ※2		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
		－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後， 適宜ベント状態監視	適宜実施
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後， 適宜ベント状態監視	解析上考慮せず
		－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	20分	解析上考慮せず
		－	－	－	－	4人 （参集）	4人 （参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定		適宜実施
		－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給		適宜実施
燃料給油準備		－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
								・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業		－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施	一時待避
必要人員数　合計		2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 （参集要員8人）				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

事象発生
原子炉スクラム
約21秒　原子炉水位低（レベル2）
プラント状況判断
約62分
サプレッションプール水温　49℃到達
約349分　原子炉水位低（レベル1.5）
約10時間　格納容器圧力180kPa[gage]到達
約22時間
代替格納容器スプレイ停止
格納容器圧力
310kPa[gage]到達

遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて格納容器ベントを行う。
操作は，現場への移動を含め，約5分後から開始可能である。（操作完了は，約20分後）
具体的な操作方法は，弁駆動部に設置されたエクステンションにより，二次格納施設外から手動にて操作を行う。

図 2.4.2.5　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の作業と所要時間

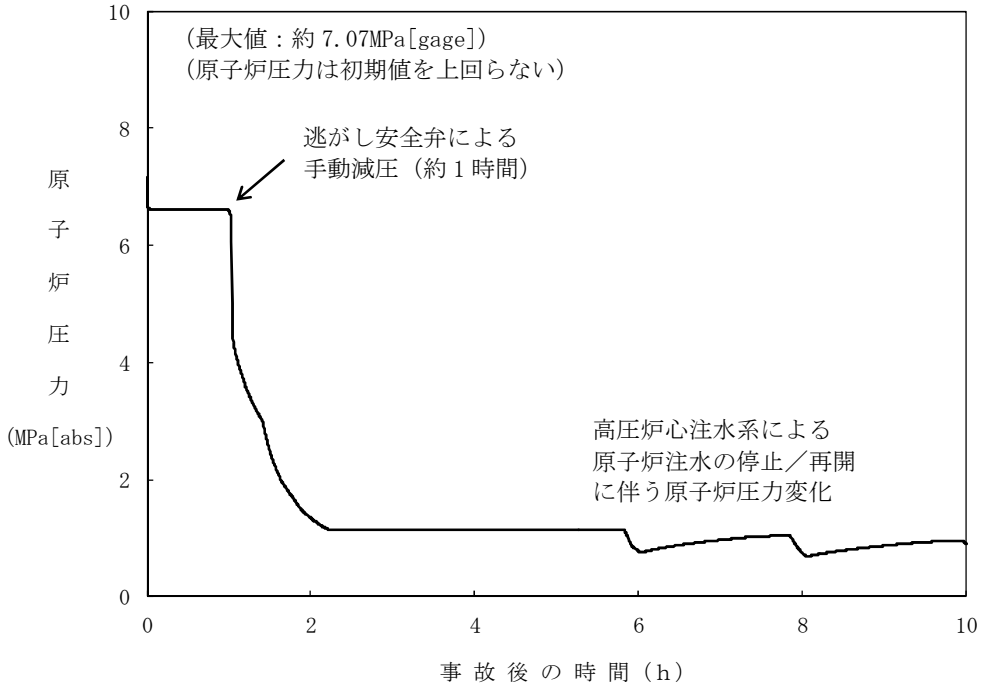


図 2.4.2.6　原子炉圧力の推移

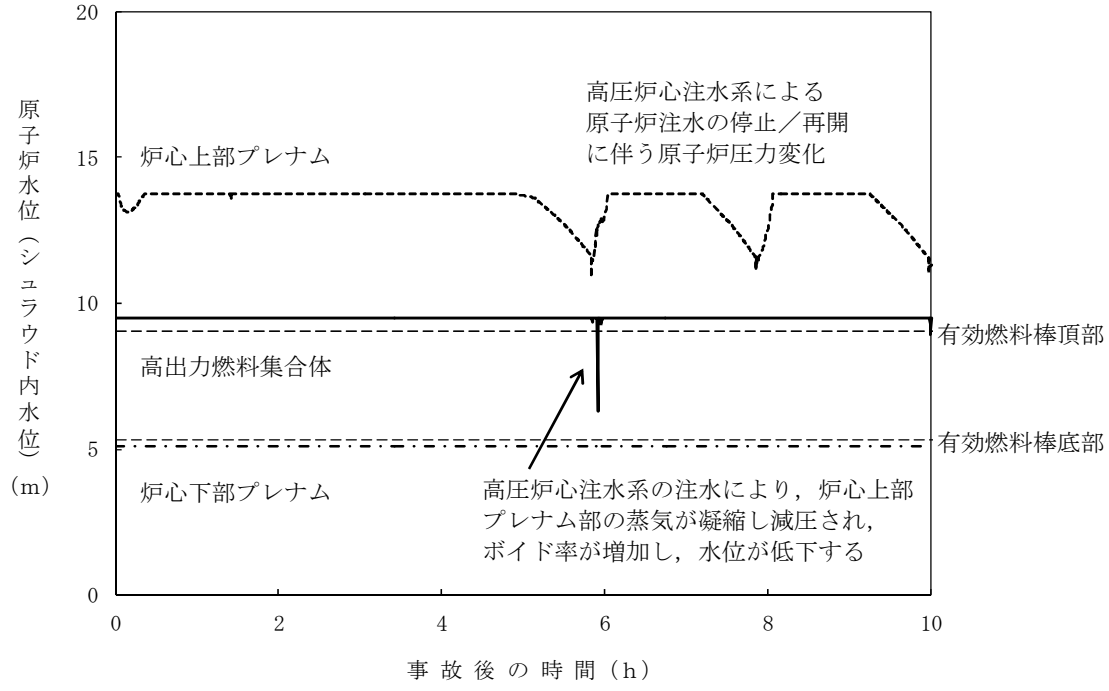


図 2.4.2.7　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

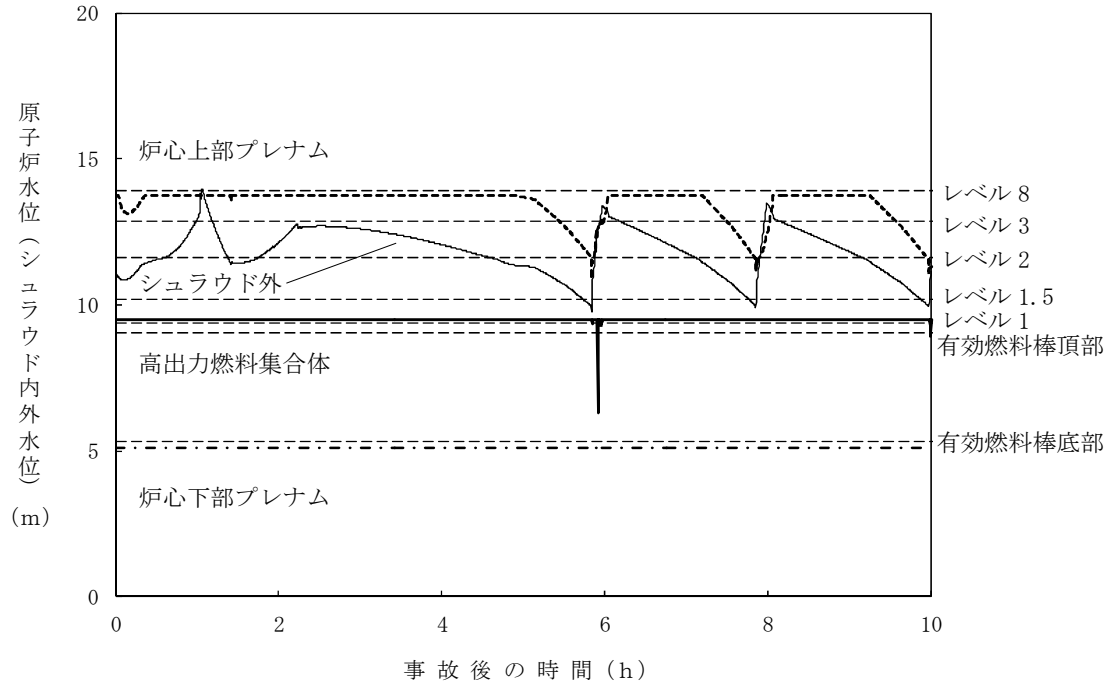


図 2.4.2.8　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

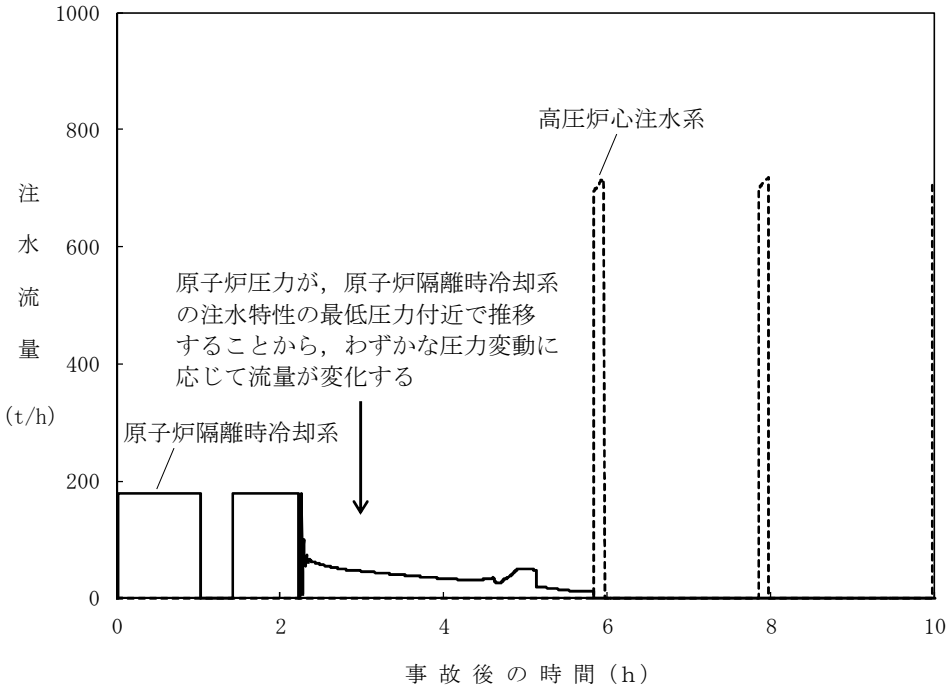


図 2.4.2.9　注水流量の推移

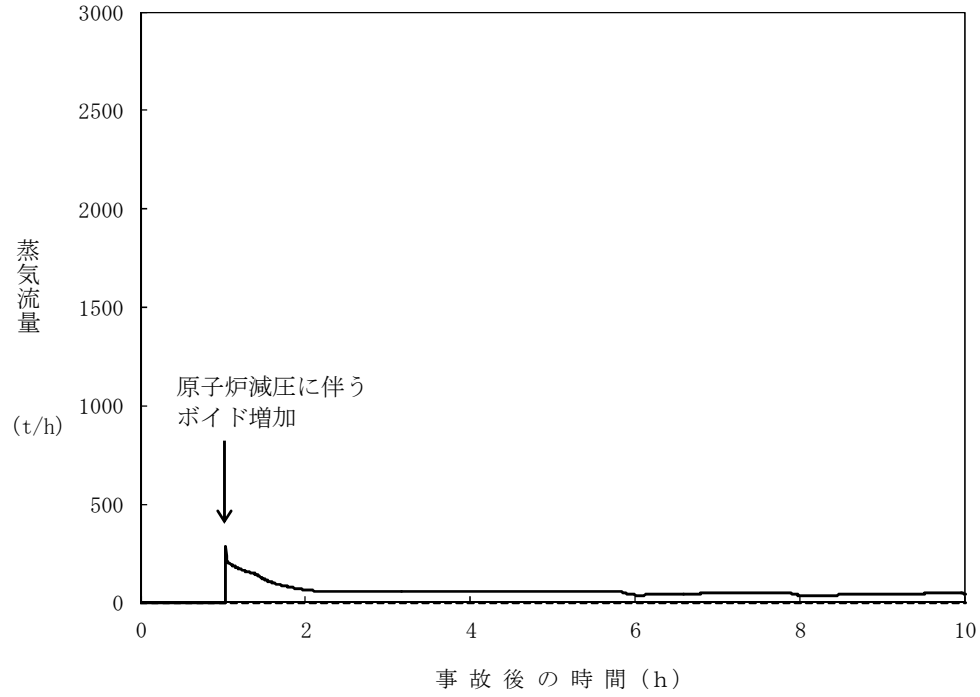


図 2.4.2.10　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

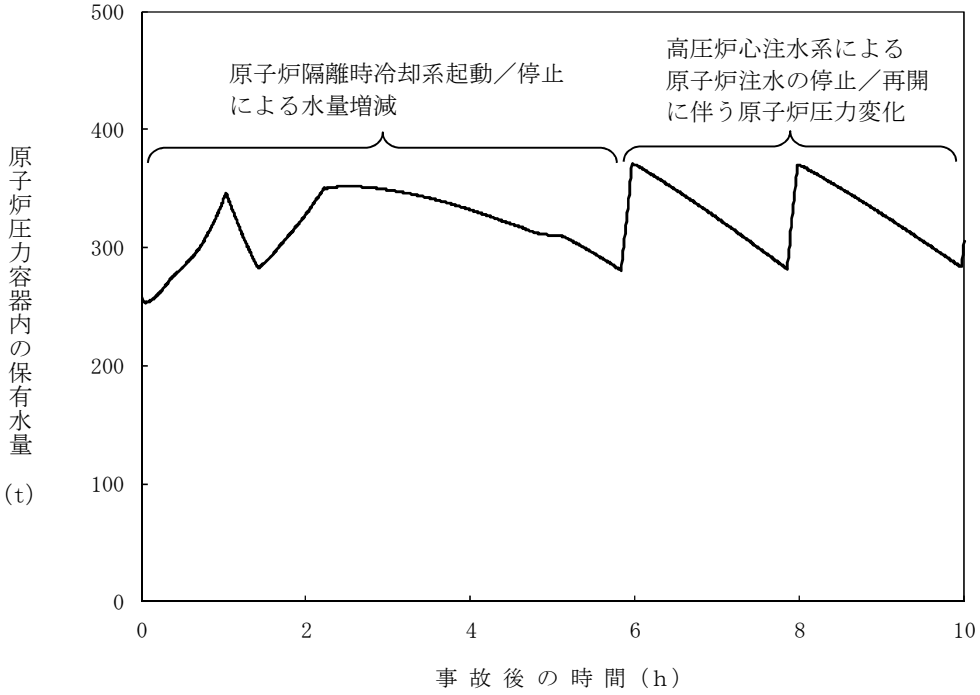


図 2.4.2.11　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

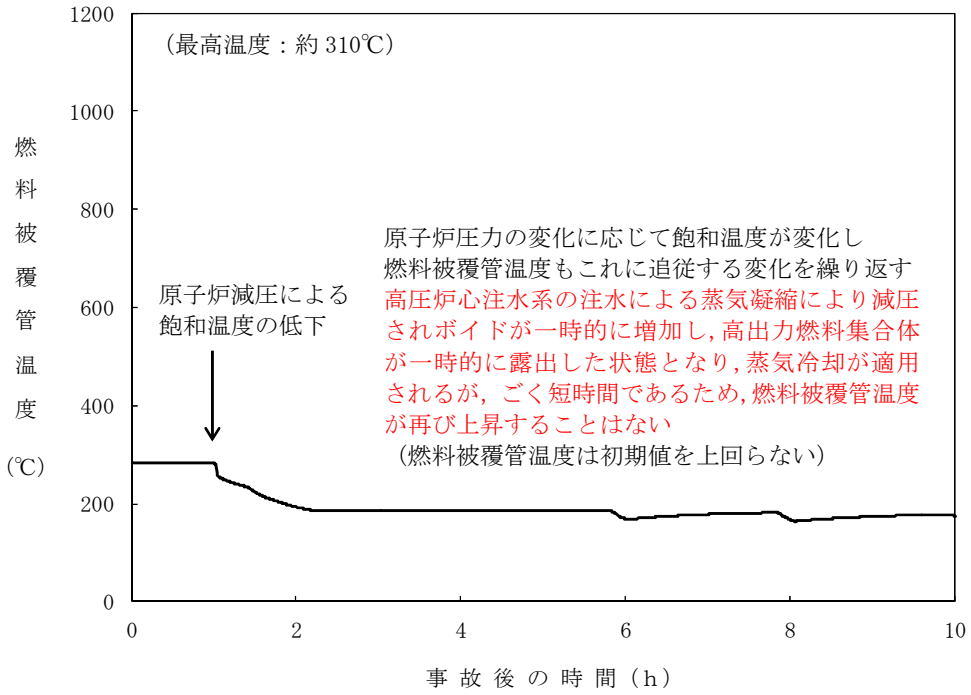


図 2.4.2.12　燃料被覆管温度の推移

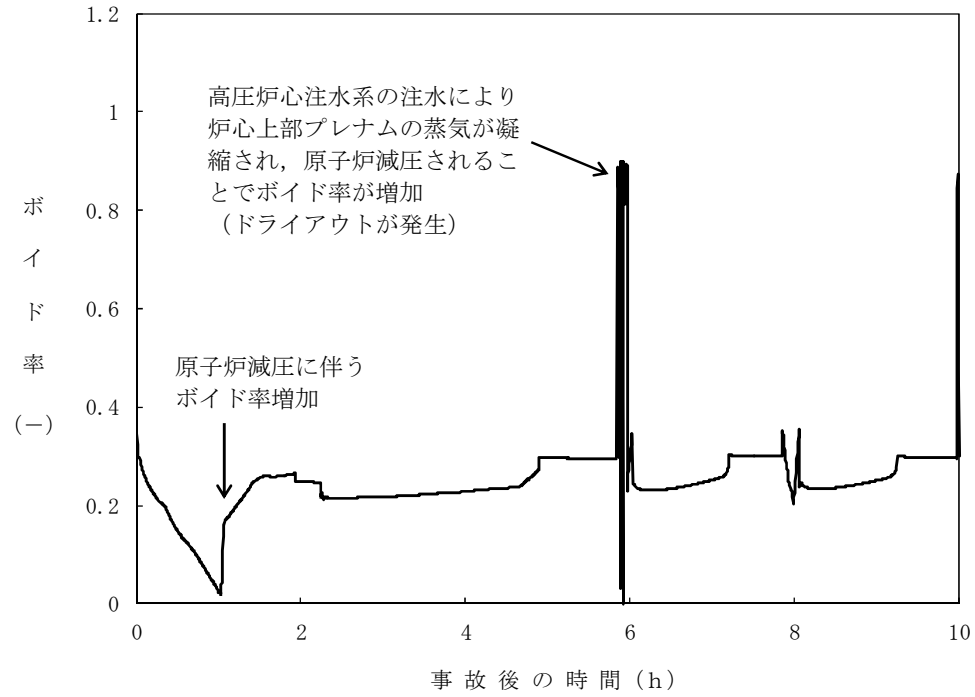


図 2.4.2.13　高出力燃料集合体のボイド率の推移

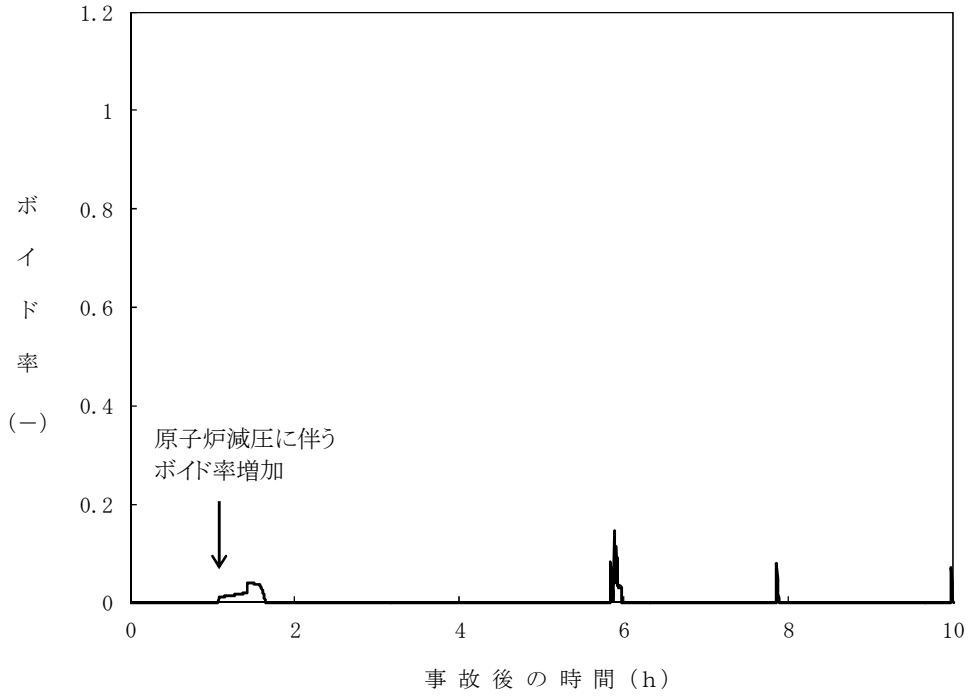


図 2.4.2.14　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

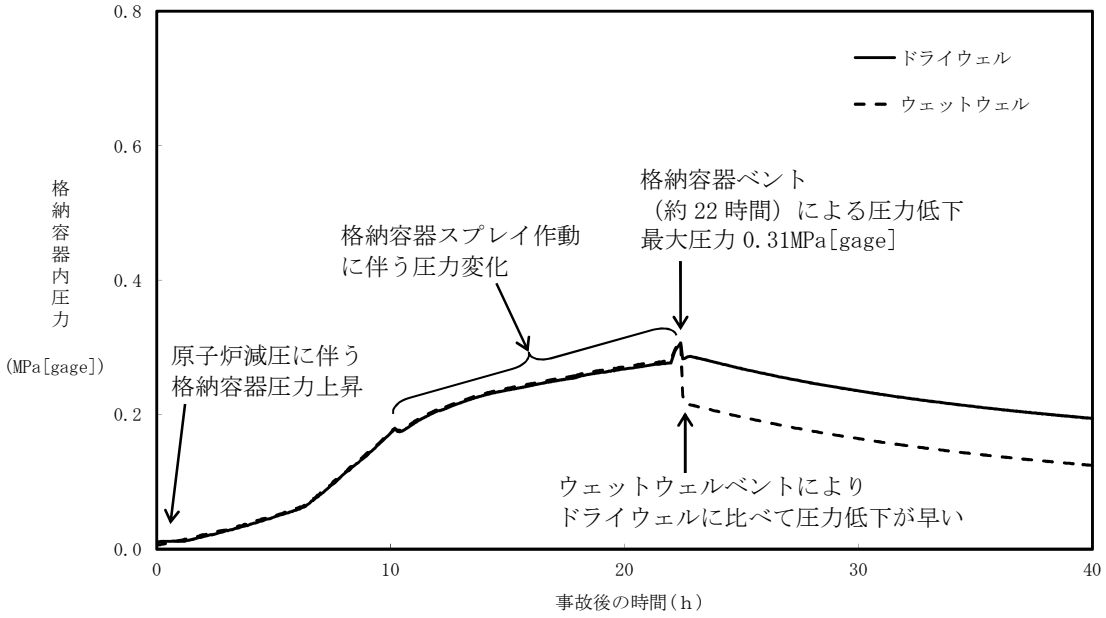


図 2.4.2.15　格納容器圧力の推移

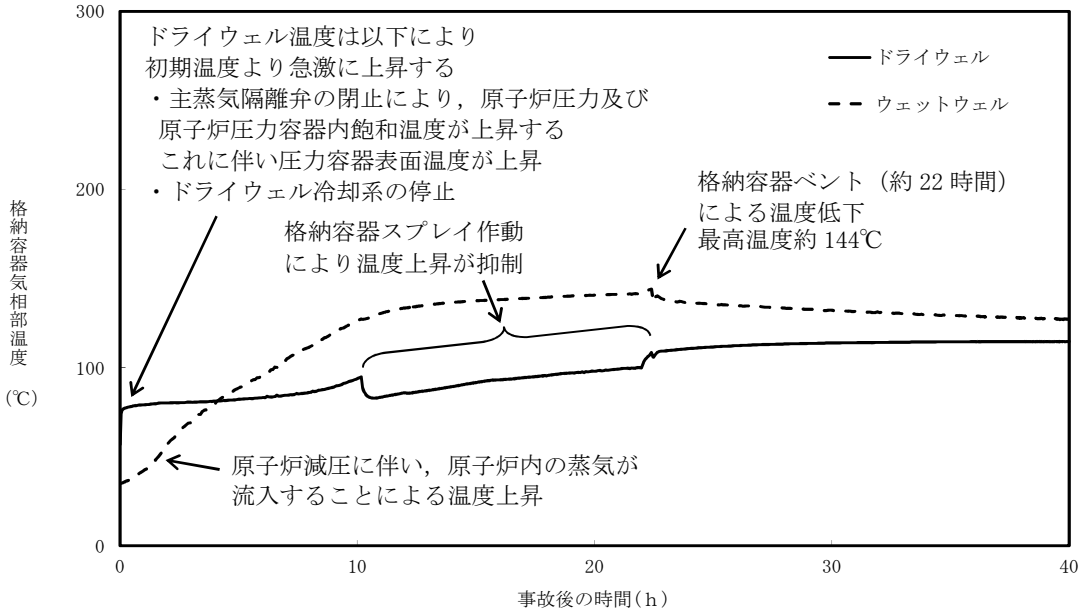


図 2.4.2.16　格納容器気相部温度の推移

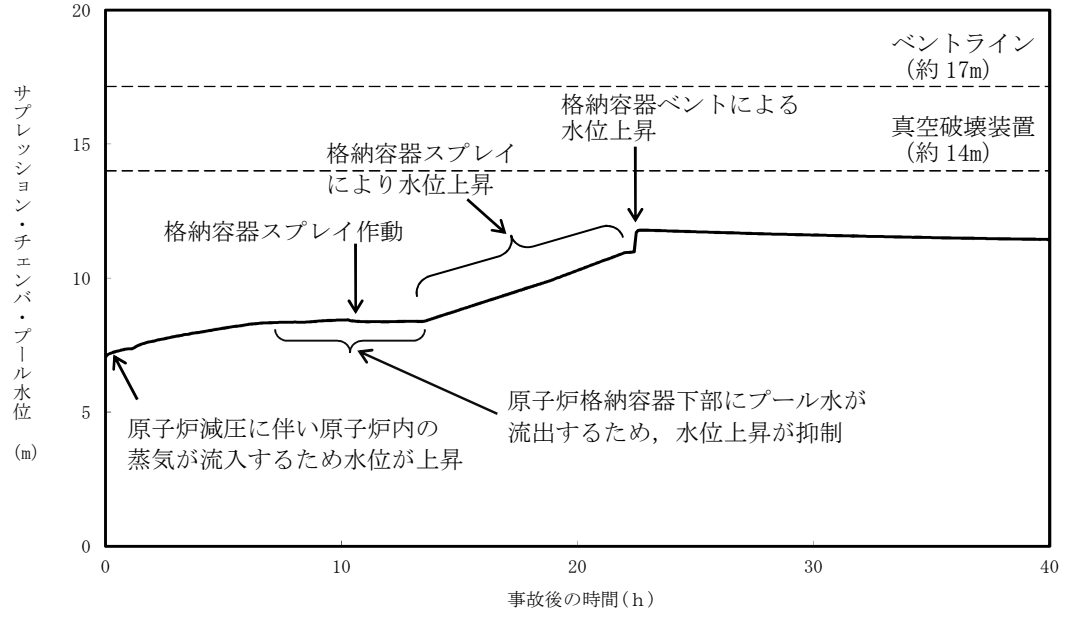


図 2.4.2.17 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

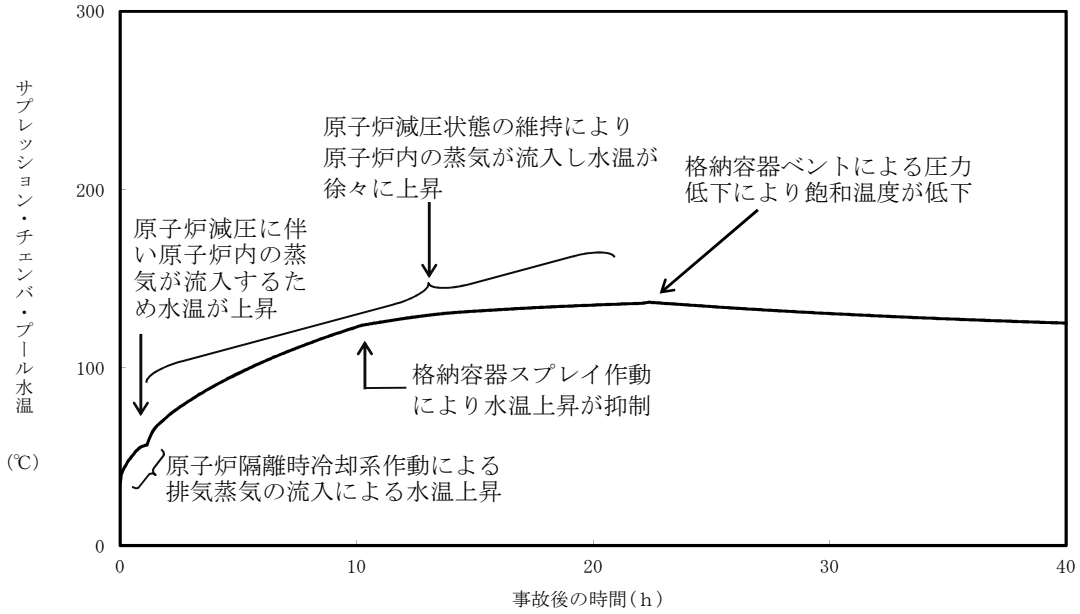


図 2.4.2.18 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.4.2.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する	逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない操作

表 2.4.2.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.4.2.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.4.2.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3／5）

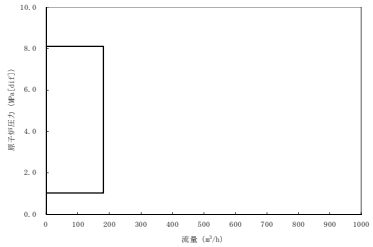
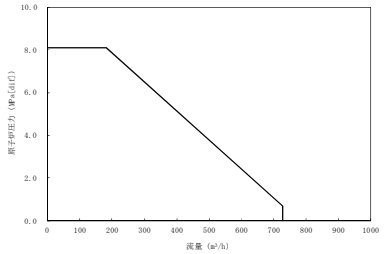
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m^3/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性

表 2.4.2.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4／5）

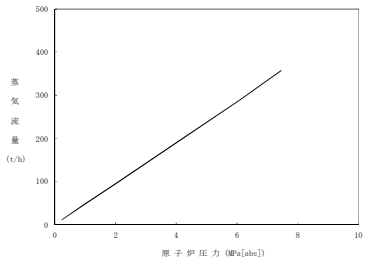
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個，377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m^3/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

表 2.4.2.2　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

表 1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への初期注水は自動起動であるため，運転員等操作に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。主蒸気逃がし弁流量の変動により原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが，その影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから，上記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ない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時(7.05m)の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベントの操作開始時間が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため格納容器圧力上昇の程度は小さくなる。格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作は事象発生から約 10 時間後以降の操作であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため，格納容器圧力上昇の程度は小さくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の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は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/3)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	全給水流量の喪失が発生し，原子炉への給水はできないものとして設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。		
	外部電源	外部電源あり	－	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定。	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，外部電源ありを初期条件とする。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に外部電源がない場合は,事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3）（遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低（レベル 3）（遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 1 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 1 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h スプレイ	140m³/h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりは無いことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転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	訓練実勢等
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温度 49℃到達時	高温待機運転中のプール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定	【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温度の上昇は緩やかであることから，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉隔離時冷却系の運転に加え高圧炉心注水系が自動起動可能な状態であり，原子炉水位の状況に関わらず原子炉減圧操作が実施可能であることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【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。	事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約１時間であり，準備時間が確保できるため，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，事象発生後６分で残留熱除去系の不具合を確認し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の維持及び原子炉圧力の推移を確認し，サプレッション・チェンバ・プールの熱容量曲線到達前に原子炉の減圧を行うことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage] 到達時（約 10 時間後）	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約 10 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 代替格納容器スプレイ冷却系は制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 高圧炉心注水系にて原子炉への注水を行っているが，代替格納容器スプレイ冷却系は並行して実施可能なため，操作開始時間に与える影響はなし。 【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。	格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 10 時間後であり，代替格納容器スプレイの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり，準備時間が確保できるため，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，復水移送ポンプの起動を確認し，格納容器スプレイ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。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプへの燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリーへの補給完了まで）は，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 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。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約22時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の12時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常10分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，また，徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間と7弁の開閉状態確認を含めて60分を想定し，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。現場における運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁4個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。また，現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する。	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約22時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため，格納容器の健全性の点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，格納容器の健全性という点では問題とはならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約16時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約9分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を要した。運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約30分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，移動時間を含め約7分で操作を実施できた。 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。

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m^3

淡水貯水池：約18,000m^3

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系による原子炉注水

事象発生後に原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系により注水する。

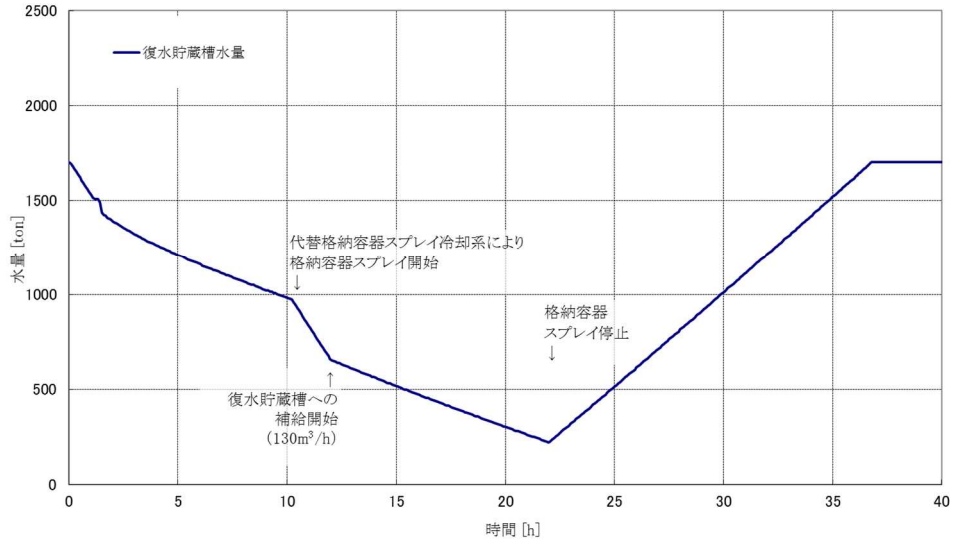
②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ

格納容器圧力が0.18MPa[gage]となった以降に代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイを実施する（140m^3/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生12時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ3台を用いて130m^3/hで復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約6,200m^{3}必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約12,400m^{3}必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700m^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も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。

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

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	7号炉軽油タンク容量は **約1,020kL** であり，7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h負荷時を想定日×3台＝750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	6号炉軽油タンク容量は **約1,020kL** であり，7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A2級）3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h負荷時を想定日×3台＝750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は **約632kL** であり，7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は **約632kL** であり，7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は **約632kL** であり，7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は **約632kL** であり，7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は **約632kL** であり，7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約79kL**	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量**約200kL**）の残容量（合計）は**約639kL**であり，7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台＝4,536L			

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが，保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

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

2.5　原子炉停止機能喪失

2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，③「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「大破断 LOCA＋原子炉停止失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，原子炉停止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，代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心の著しい損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段を整備し，原子炉水位の制御には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いる。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし，重要事故シーケンスに対する有効性評価では，保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を図 2.5.1 から図 2.5.3 に，手順の概要を図 2.5.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.5.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 12 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業

項目について図 2.5.5 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，12 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム失敗確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。

原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

また，主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし，炉心流量が低下し，原子炉出力が低下する。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり，給水温度が低下するため，徐々に出力が増加する傾向となる。

b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認

逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。

高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持

主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。

なお，ここでの原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 2）で再循環ポンプ 6 台がトリップし，炉心流量が低下し，原子炉出力が低下する。

この後は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低（レベル 1.5）付近で水位を維持する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び各系統の流量指示等である。

d. 自動減圧系の自動起動阻止

ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号と原子炉水位低（レベル 1）信号の両方が 30 秒継続した場合であって，高圧炉心注水系又は低圧注水系ポンプが 1 台以上運転している（各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている）場合，自動減圧系が自

動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。

e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制確認後，ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により，中性子束が徐々に減少し原子炉は未臨界に至る。

原子炉の未臨界確保を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタ等である。

f. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇して 49℃に到達し，その後もサプレッション・チェンバ・プール水温は上昇し続ける。このため，ほう酸水注入系の手動起動と同時に，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量及びサプレッション・チェンバ・プール水温度である。

以降，原子炉冷却及び原子炉格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。

2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力抑制の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，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（ボイド・ドップラ / ボロン），崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化，気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），ほう酸水の拡散，原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コード REDY，単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力等の過渡応答

を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.5.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

2) 手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する。

3) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。これは，サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

（添付資料 2.5.1）

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は，原子炉圧力高（7.48MPa[gage]）又は原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし，原子炉水位低（レベル 2）信号により残り再循環ポンプ 6 台がトリップするものとする。なお，4 台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの運転速度を 5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については，保守的に使用できないものと仮定する。

また，再循環ポンプが 2 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の

高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても使用できないものと仮定する。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁（18個）は，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 電動駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。

(d) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル 2）又はドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し，182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(e) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系は原子炉水位低（レベル 1.5）又はドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し，182～727m^3/h（8.12～0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(f) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10 分間が経過した時点で手動起動し，190L/分の流量及びほう酸濃度 13.4%で注入するものとする。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件は，「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) 自動減圧系の自動起動阻止

自動減圧系の自動起動阻止は，原子炉が停止できない場合にドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル1）によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止することを手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

（添付資料2.5.2）

(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の手動起動

本評価では，ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10分間が経過した

時点で手動起動することとしている。残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）は，サプレッション・チェンバのプール水の平均温度が49℃に到達することをもって実施することとしており，サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した時点から，10分間が経過した時点で残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を手動起動することとしている。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，非常用炉心冷却系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外）※1，逃がし安全弁の流量，平均炉心ボイド率，燃料被覆管温度，熱伝達係数及びクオリティの推移を図2.5.6から図2.5.20に，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を図2.5.21に示す。

※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）はシュラウド外側の水位であることからシュラウド外側の水位を示した。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後，主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの，この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約730℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ4台がトリップする。なお，本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号（7.48MPa[gage]）で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により，タービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが，再循環ポンプの運転速度が最低となり，炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは，主蒸気が遮断されているため，給水温度が低下し，サブクールの大きい冷却材が給水される給水加熱喪失の状態となるためである。また，出力上昇の過程では逃がし安全弁の開閉が生じるため，中性子束及び平均表面熱流束が変動し，これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約1060℃まで上昇する。

逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサプレッション・チェンバへ流入するため，サプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し，事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。合わせて格納容器圧力も上昇するため，事象発生から約34

秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し，事象発生から約 43 秒後にサプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達し，その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 173 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため，原子炉水位が低下し，事象発生から約 191 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の再循環ポンプがトリップする。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため，炉心は冠水維持される。その後は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により，原子炉水位低（レベル 1.5）付近で原子炉水位を維持する。

事象発生から約 11 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後），手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時に（サプレッションプール水温高到達から 10 分後）残留熱除去系ポンプ 3 台によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後，中性子束は徐々に減少し，未臨界に至る。その後は，原子炉水位及びサプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は，図 2.5.11 に示すとおり，給水加熱喪失の状態によって出力が増加し，沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく，事象発生から約 176 秒で最高の約 1060℃に到達するが，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.5.9 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 8.92MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 9.22MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが，それぞれ約 0.19MPa[gage]，約 113℃以下に抑えられ，原子炉格納容器バウンダリの限界圧力（0.62MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し，未臨界に至る。その後は，原子炉水位及びサプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.5.3）

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

2.5.3 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。

原子炉停止機能喪失では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，自動減圧系の自動起動阻止操作，ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として SLMCPR で沸騰遷移が発生するよう設定しているため，解析結果は燃料被覆管温

度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な値を用いているため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く，ボロン反応度印加割合が大きくなり未臨界までの時間が早くなるが，ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.5.4）

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高めに評価することから，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価するため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても，燃料被覆管の最高温度は約 1150℃，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4%以下であり，評価項目の要件を満足する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があり，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価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。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，未臨界までの時間を遅く評価し，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.5.4，2.5.5）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.5.2に示すとお

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の「52,200t/h（定格流量（100%））」に対して最確条件は「定格流量の約91%～約110%」である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり，事象進展に影響を与え，運転員等操作時間に影響を与える。よって，炉心流量が少ない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は，解析条件の「1.22」に対して最確値は「1.22以上」であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，解析条件よりも大きくなるため，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の「44.0kW/m」に対して最確条件は「約42.0kW/m以下」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の「平衡サイクル末期の値の1.25倍」に対して最確条件は「平衡サイクル初期から末期の値」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動しうるが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せとした場合においても，プラント挙動への影響は小さいことが確認されている（「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」）。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の「平衡サイクル末期の値の0.9倍」に対して最確条件は「平衡サイクル初期から末期の値」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことが確認されている（「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」）。

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件の「閉止時間：3秒」に対して最確条件は「閉止時間：3秒以上4.5秒以下」であり，本解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが，事象発生から極短時間での動作であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料2.5.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の「52,200t/h（定格流量（100%））」に対して最確条件は「定格流量の約91%～約110%」である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により，評価項目となるパラメータに影響を与える。よって，炉心流量が少ない場合（定格流量の90%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は，解析条件の「1.22」に対して最確値は「1.22以上」であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の「44.0kW/m」に対して最確条件は「約42.0kW/m以下」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の「平衡サイクル末期の値の1.25倍」に対して最確条件は「平衡サイクル初期から末期の値」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇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が，評価項目となるパラメ

ータに与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動しうるが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せとした場合においても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の「平衡サイクル末期の値の0.9倍」に対して最確条件は「平衡サイクル初期から末期の値」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇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。

解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず，原子炉出力が低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が確保される。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件の「閉止時間：3秒」に対して最確条件は「閉止時間：3秒以上4.5秒以下」であり，本解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，初期の原子炉出力上昇が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.5.4，2.5.6，2.5.9）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位低（レベル1）到達後30秒以内を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため，操作開始時間は変動しうるが，本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は10分間を想定しているが，制御棒挿入失敗が確認され次第，ほう酸水注入系の起動操作を優先して速やかに実施する手順となっていること，また，本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間を早める。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達後10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて，状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.5.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は，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は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。操作条件のほう酸水注入系運転操作は，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなる可能性があり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管温度は，ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料2.5.4）

(3) 感度解析

解析条件の不確かさにより，初期条件の炉心流量が最確条件のうち最小（定格流量の 90%）となる場合には，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。その結果，燃料被覆管の最高温度は約 1080℃となり，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1060℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。また，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 9.12MPa[gage]※2 であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお，その他の評価項目である，燃料被覆管の酸化量，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温については，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じ。

※2 解析コードによる評価結果を示す。一方，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」では，原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合，その最高値は，原子炉圧力の最高値（8.97MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.27MPa となるが，この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。

（添付資料2.5.6）

(4) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については，自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも，自動減圧系の作動による減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには，低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまでの時間があり，この間に自動起動阻止操作又は開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき，実際にはこの間についても操作時間として確保できることから，時間余裕がある。

ほう酸水注入系運転操作は，手順上，事象発生直後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は，主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが，事象発生から10分後に操作を開始した場合でも，格納容器圧力及び格納容器温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回ることから、事象発生から10分以上の時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作に

ついては，サプレッションプール水温高警報の発報から10分程度あり，操作時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料2.5.4，2.5.10）

(5) まとめ

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

2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は，「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7日間の継続実施が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL(6 号及び 7 号炉 合計 約 2,040kL)

の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

2.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失し，反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また，重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの，原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能，手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

なお，解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており，いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。

（添付資料2.5.6，2.5.7，2.5.8，2.5.9）

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンス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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

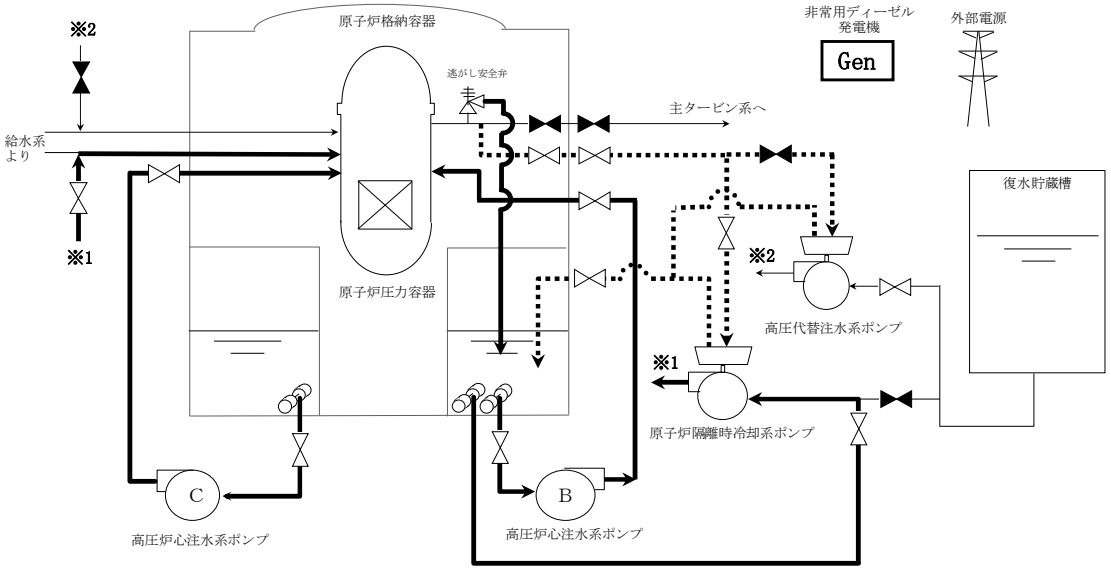


図 2.5.1　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）

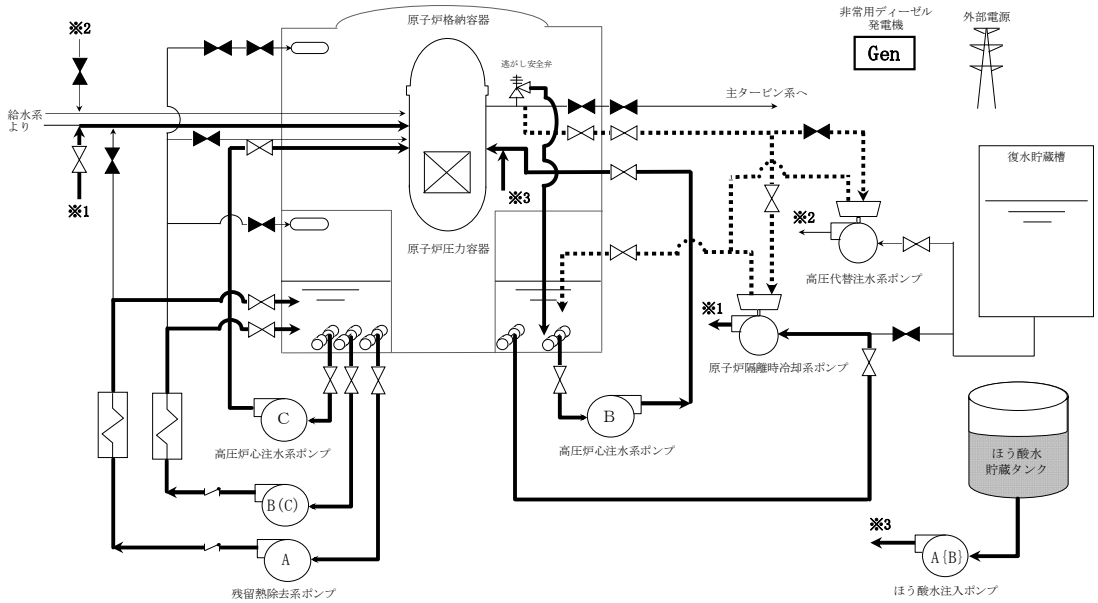


図 2.5.2　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図（2/3）
（原子炉未臨界操作，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

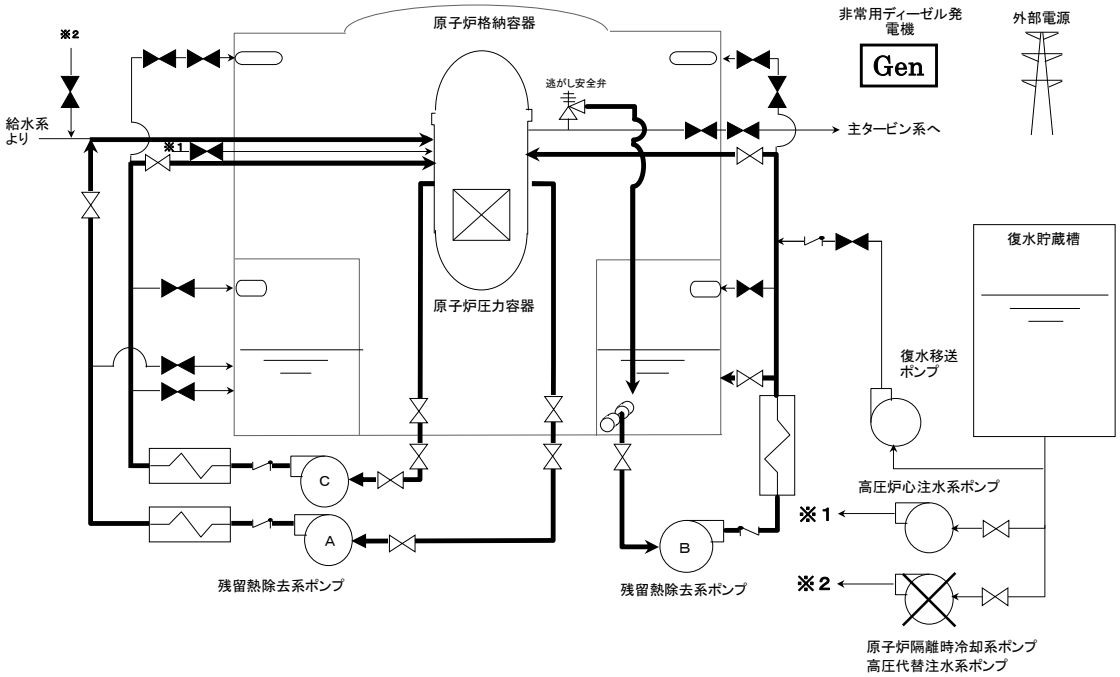
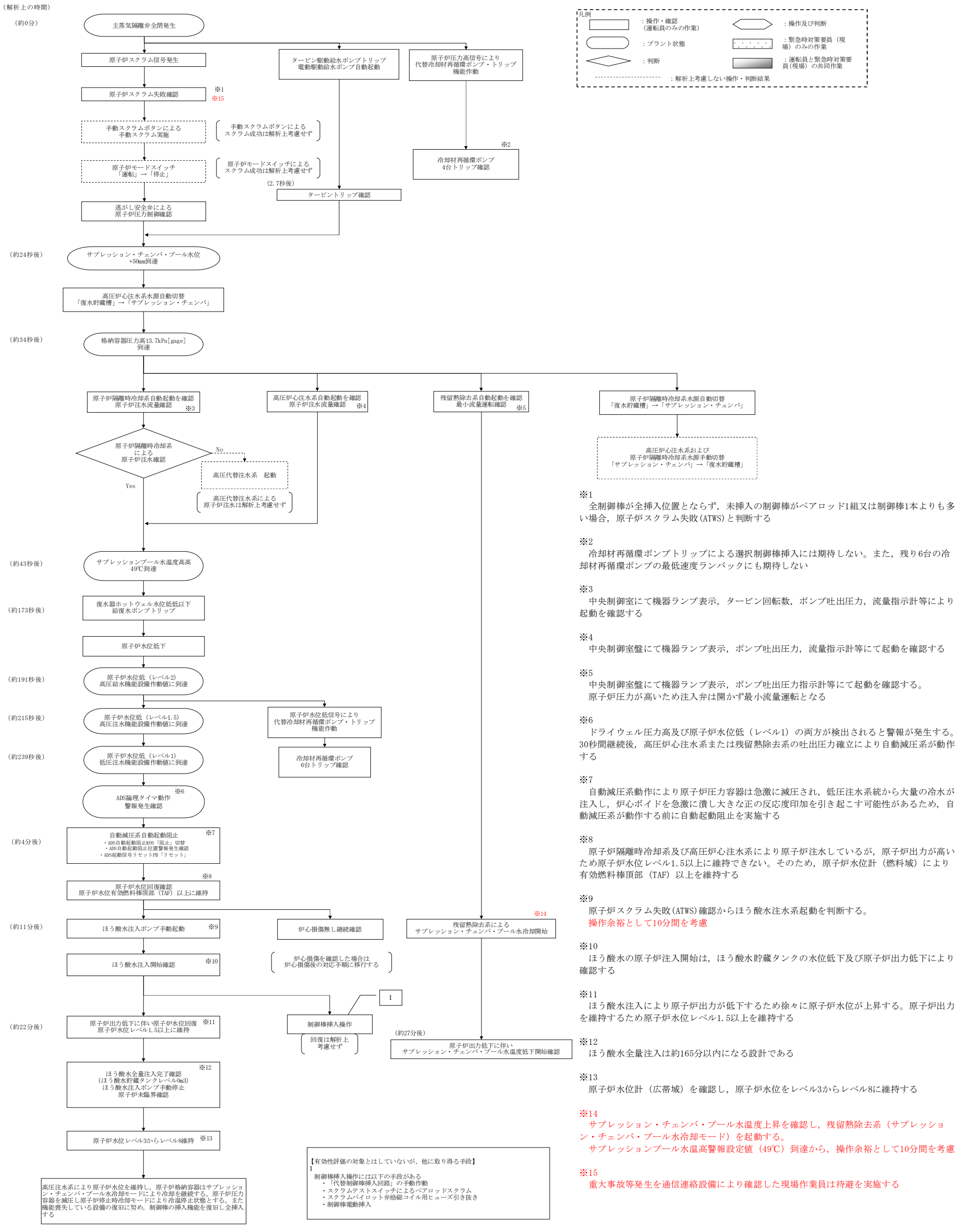


図 2.5.3　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図（3/3）
（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



※1
全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒がペアロッド1組又は制御棒1本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗(ATWS)と判断する

※2
冷却材再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。また，残り6台の冷却材再循環ポンプの最低速度ランバックにも期待しない

※3
中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※4
中央制御室盤にて機器ランプ表示，ポンプ吐出圧力，流量指示計等にて起動を確認する

※5
中央制御室盤にて機器ランプ表示，ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する。
原子炉圧力が高いため注入弁は開かず最小流量運転となる

※6
ドライウェル圧力高及び原子炉水位低（レベル1）の両方が検出されると警報が発生する。30秒間継続後，高圧炉心注水系または残留熱除去系の吐出圧力確立により自動減圧系が動作する

※7
自動減圧系動作により原子炉圧力容器は急激に減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入し，炉心ボイドを急激に潰し大きな正の反応度印加を引き起こす可能性があるため，自動減圧系が動作する前に自動起動阻止を実施する

※8
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水しているが，原子炉出力が高いため原子炉水位レベル1.5以上に維持できない。そのため，原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）以上を維持する

※9
原子炉スクラム失敗(ATWS)確認からほう酸水注水系起動を判断する。
操作余裕として10分間を考慮

※10
ほう酸水の原子炉注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する

※11
ほう酸水注入により原子炉出力が低下するため徐々に原子炉水位が上昇する。原子炉出力を維持するため原子炉水位レベル1.5以上を維持する

※12
ほう酸水全量注入は約165分以内になる設計である

※13
原子炉水位計（広帯域）を確認し，原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する

※14
サプレッション・チェンバ・プール水温度上昇を確認し，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を起動する。
サプレッションプール水温高警報設定値（49℃）到達から，操作余裕として10分間を考慮

※15
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待避を実施する

図 2.5.4　原子炉停止機能喪失における操作概要

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡			▽事象発生 ▽原子炉スクラム失敗確認 ▽約34秒　格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）到達 ▽約43秒　サプレッションプール水温度高高（49℃）到達 ▽約173秒　給復水ポンプトリップ（復水器ホットウェル水位低低による） ▽約191秒　原子炉水位低（レベル2） ▽約215秒　原子炉水位低（レベル1.5） ▽約239秒　原子炉水位低（レベル1） ▽プラント状況判断	
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員 （現場）			
		6号	7号	6号	7号	6号	7号		
状況判断		2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・主蒸気隔離弁　全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービントリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系，残留熱除去系　自動起動確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・給復水ポンプトリップ、原子炉水位低下確認	10分	
自動減圧系　自動起動阻止		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ADS自動起動阻止KOS「阻止」 ・ADS起動信号リセットPB「リセット」	30秒	
残留熱除去系　運転モード切替操作		（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・低圧注水モード→サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード	3系統ともサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへ切り替え	
		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・サプレッションプール冷却状況監視	適宜実施	
ほう酸水注入系　起動操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ほう酸水注入系　起動 ・注入状況監視	ほう酸水全量注入完了まで運転継続	
制御棒手動挿入、復旧操作 （解析上考慮せず）		－	－	－	－	－	－	・代替制御棒挿入機能起動 ・制御棒電動挿入操作		対応可能な要員により対応する
		－	－	－	－	－	－	・現場移動 ・スクラムパイロット弁電磁弁の電源切		
原子炉水位調整操作		（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系　流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持	
								・高圧炉心注水系　流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持	
必要人員数　合計		2人 A，B	2人 a，b	0人	0人	0人				

（　）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.5.5　原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

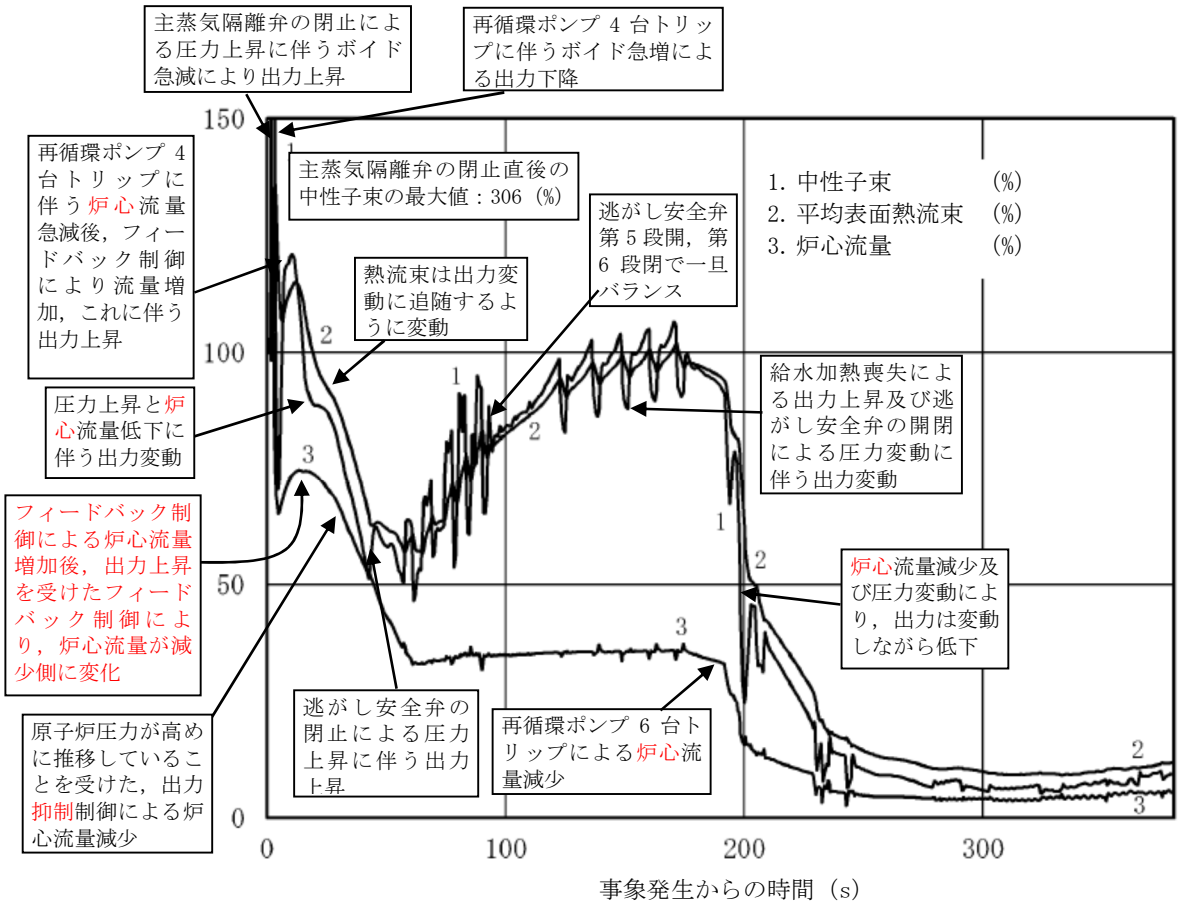


図 2.5.6　中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

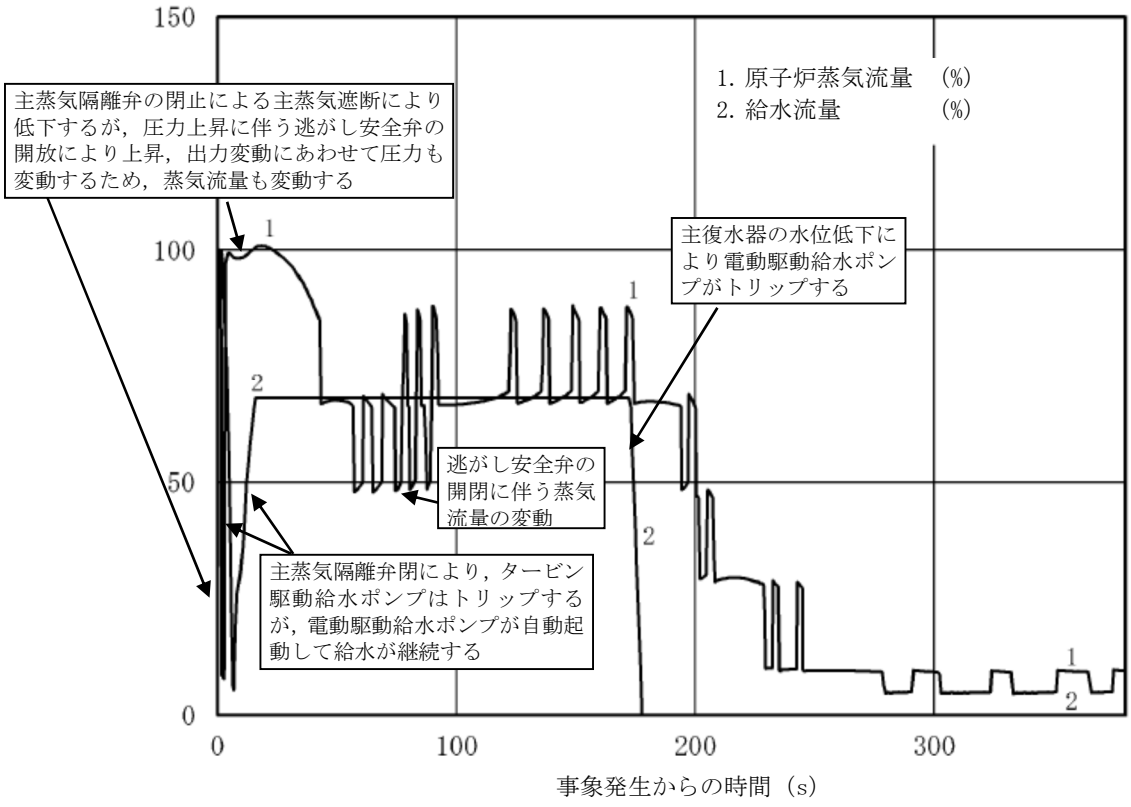


図 2.5.7　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

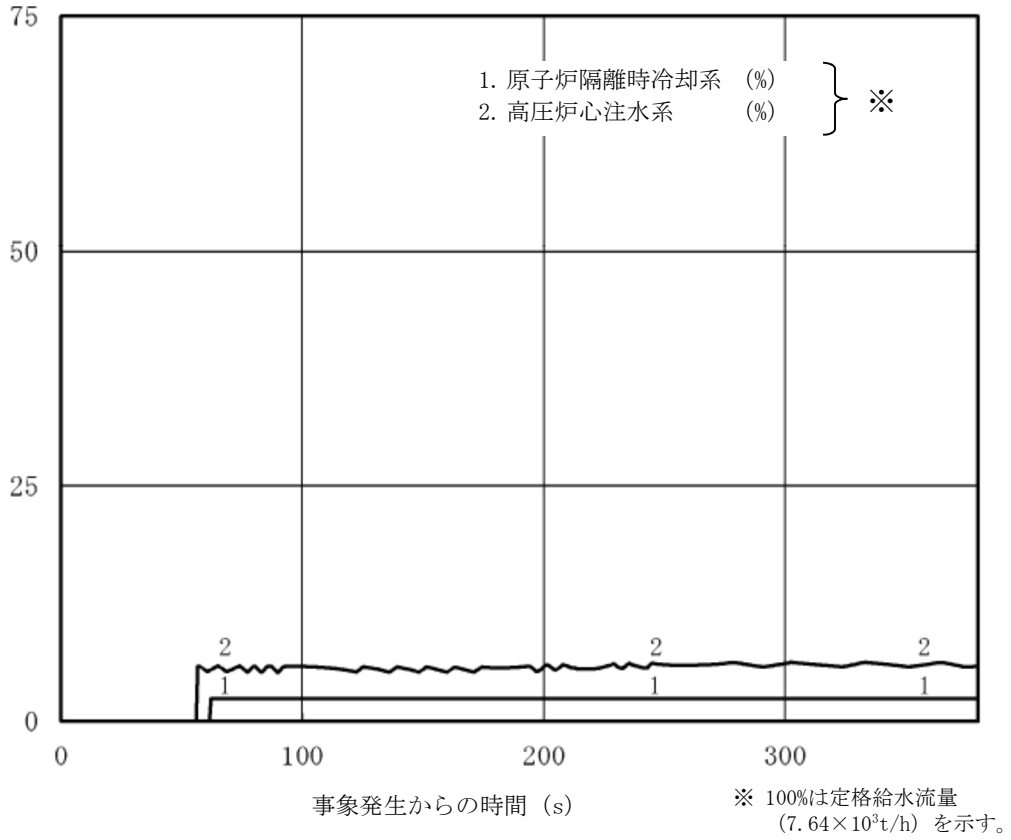


図 2.5.8　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

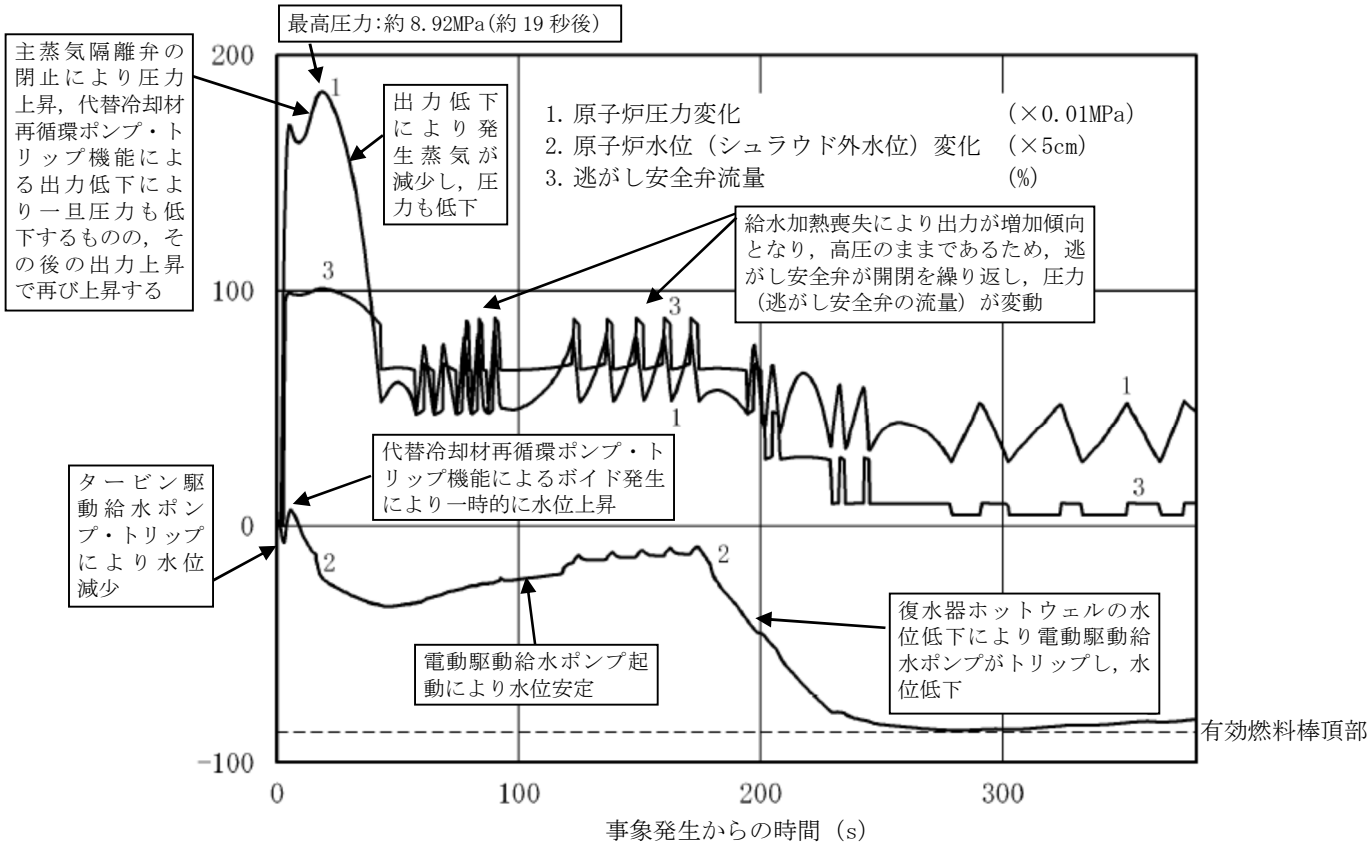


図 2.5.9　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁の
流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

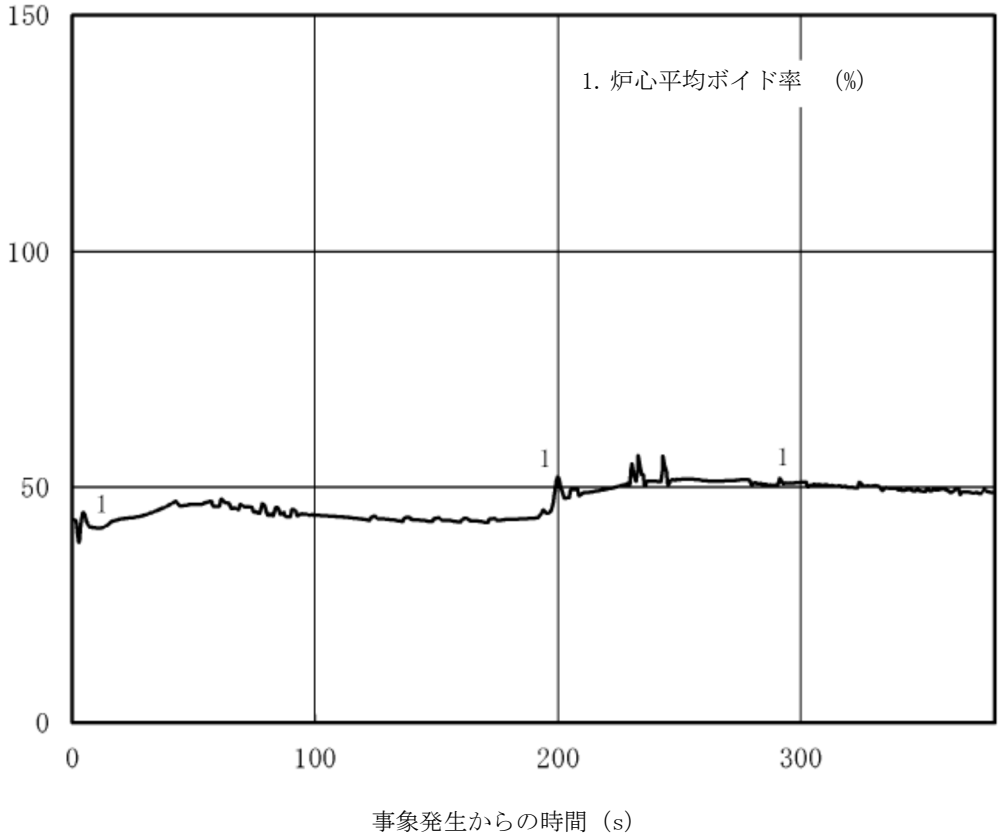


図 2.5.10　炉心平均ボイド率の推移（事象発生から 400 秒後まで）

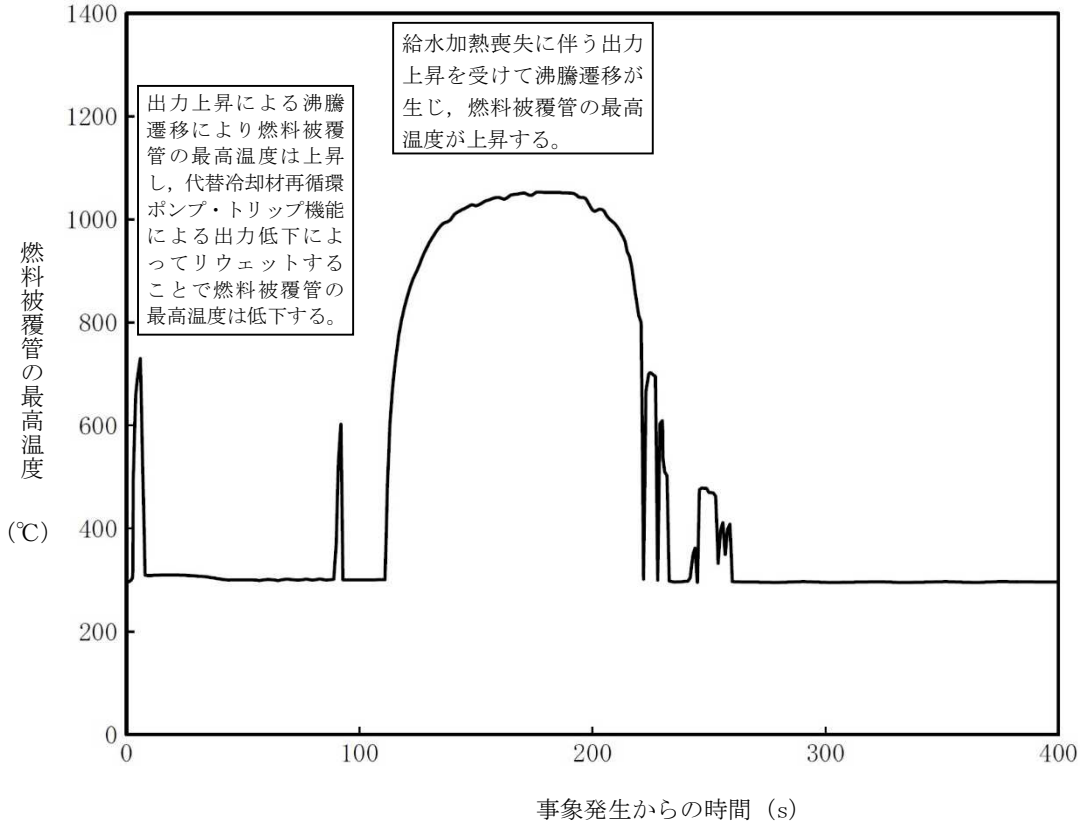


図 2.5.11　燃料被覆管温度の推移（15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）

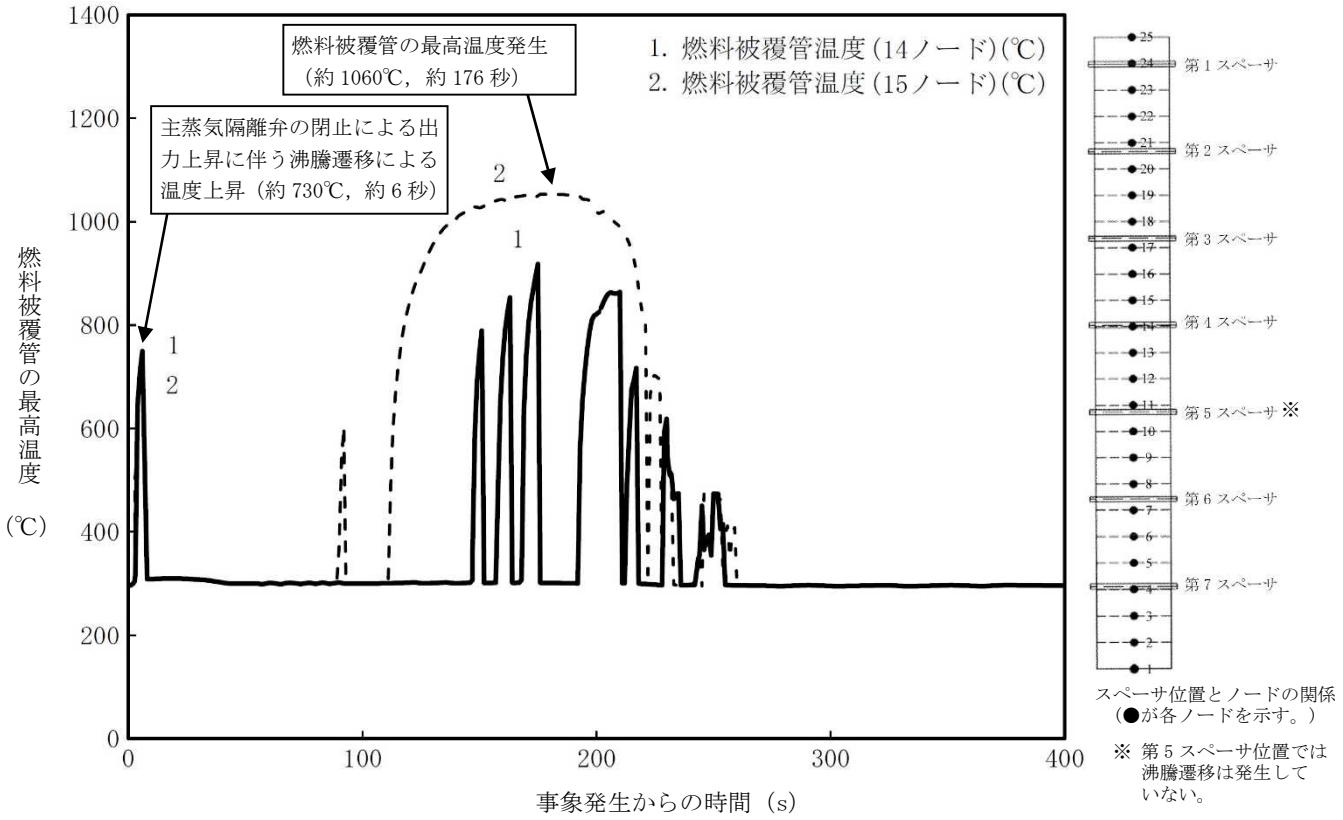


図 2.5.12　燃料被覆管温度※の推移

（14 ノード（第 4 スペーサ位置）及び 15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）

※ 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している。

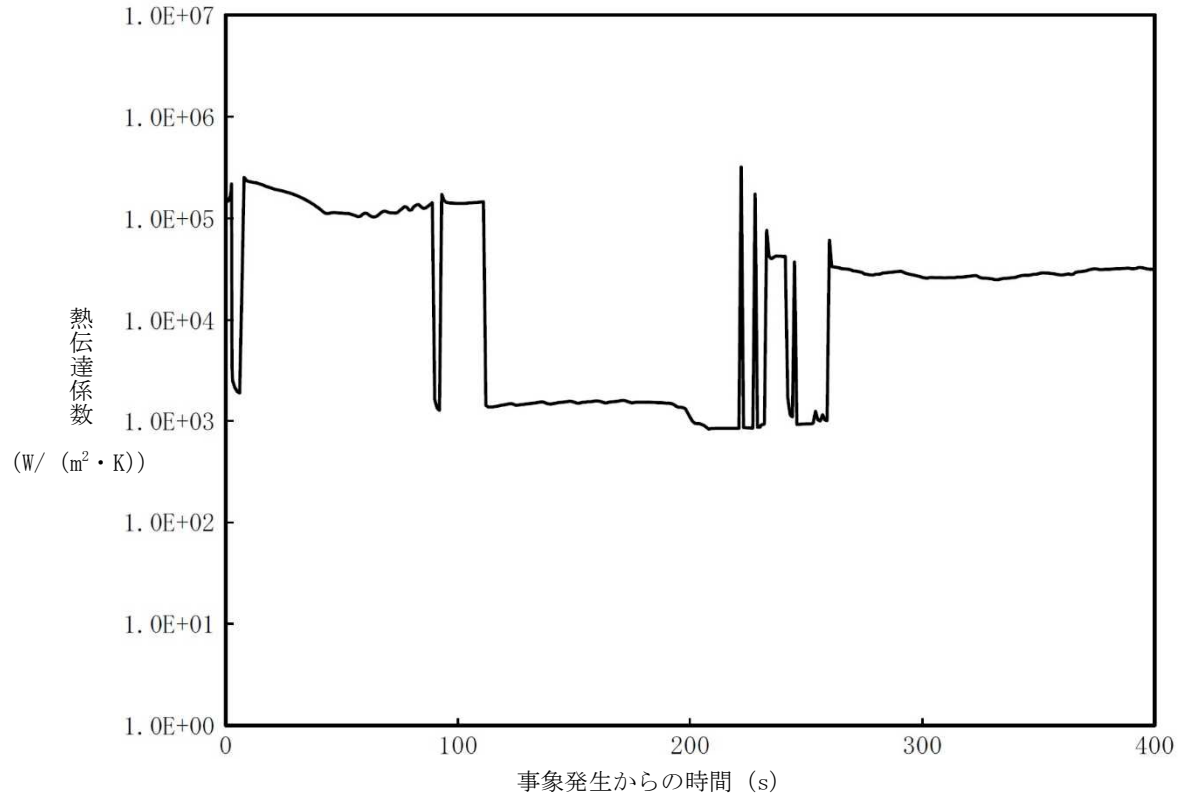


図 2.5.13　熱伝達係数（燃料被覆管の最高温度の発生位置）の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

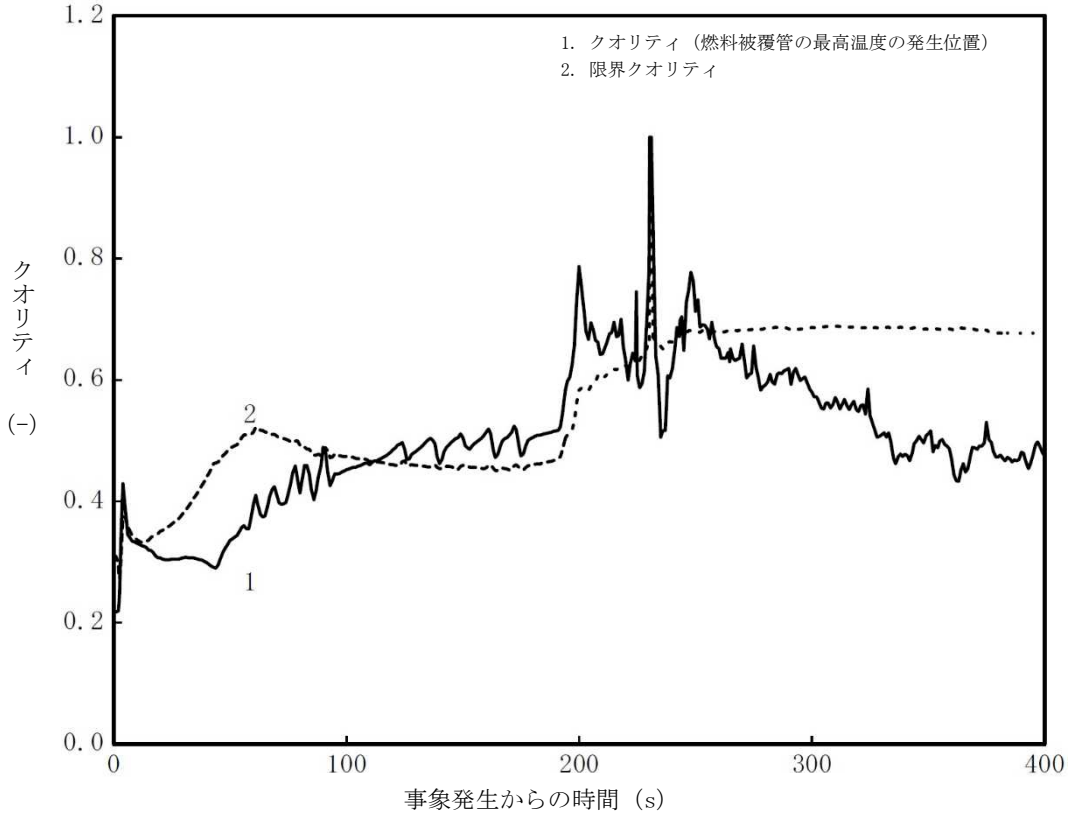


図 2.5.14　クオリティ（燃料被覆管の最高温度の発生位置）の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

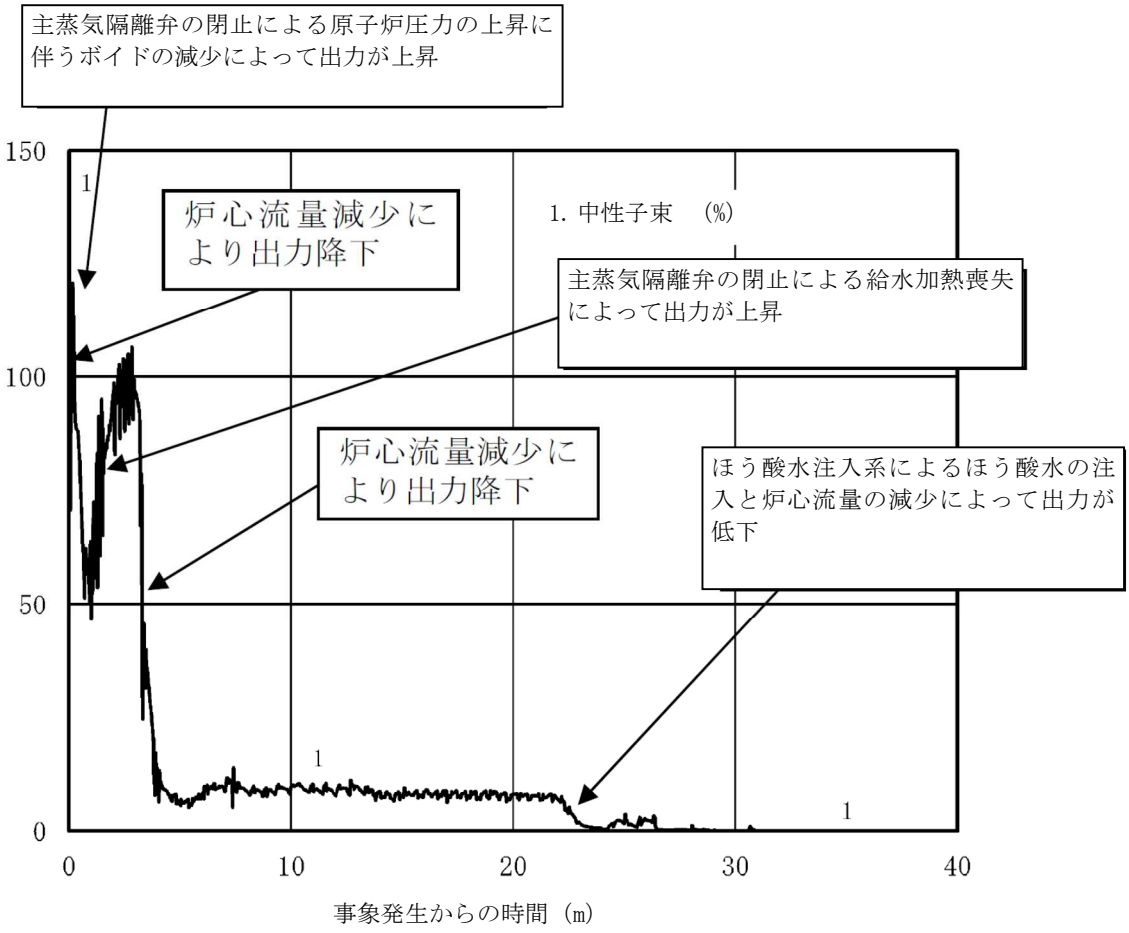


図 2.5.15　中性子束の推移（事象発生から 40 分後まで）

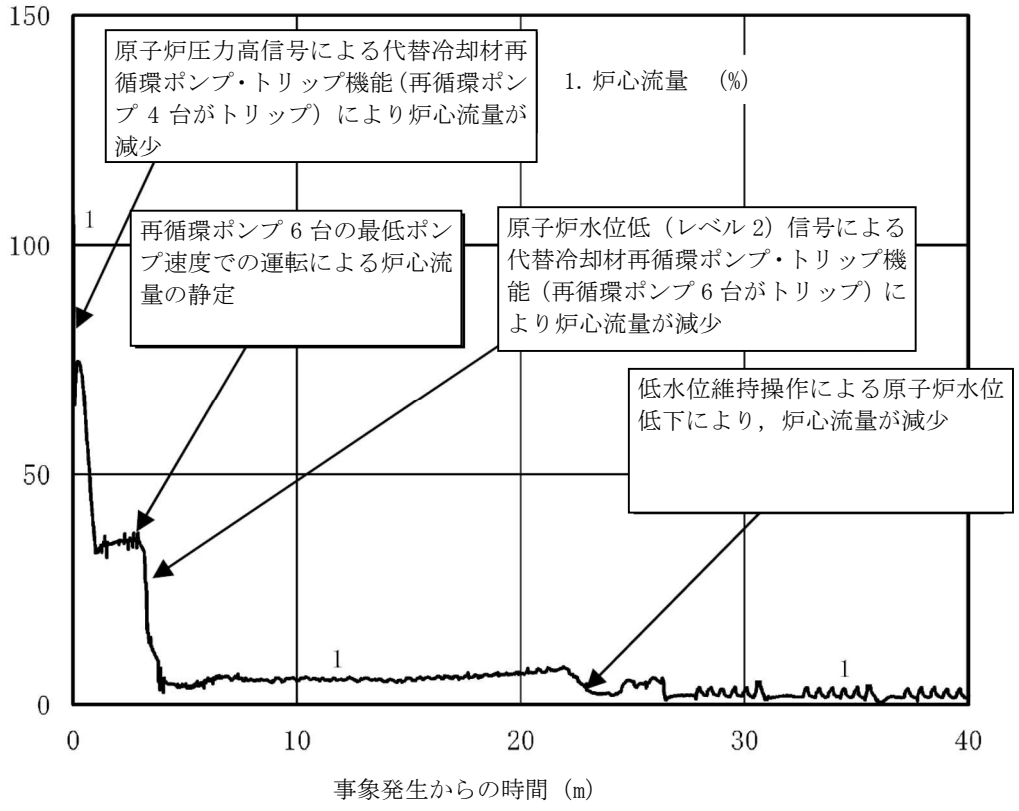
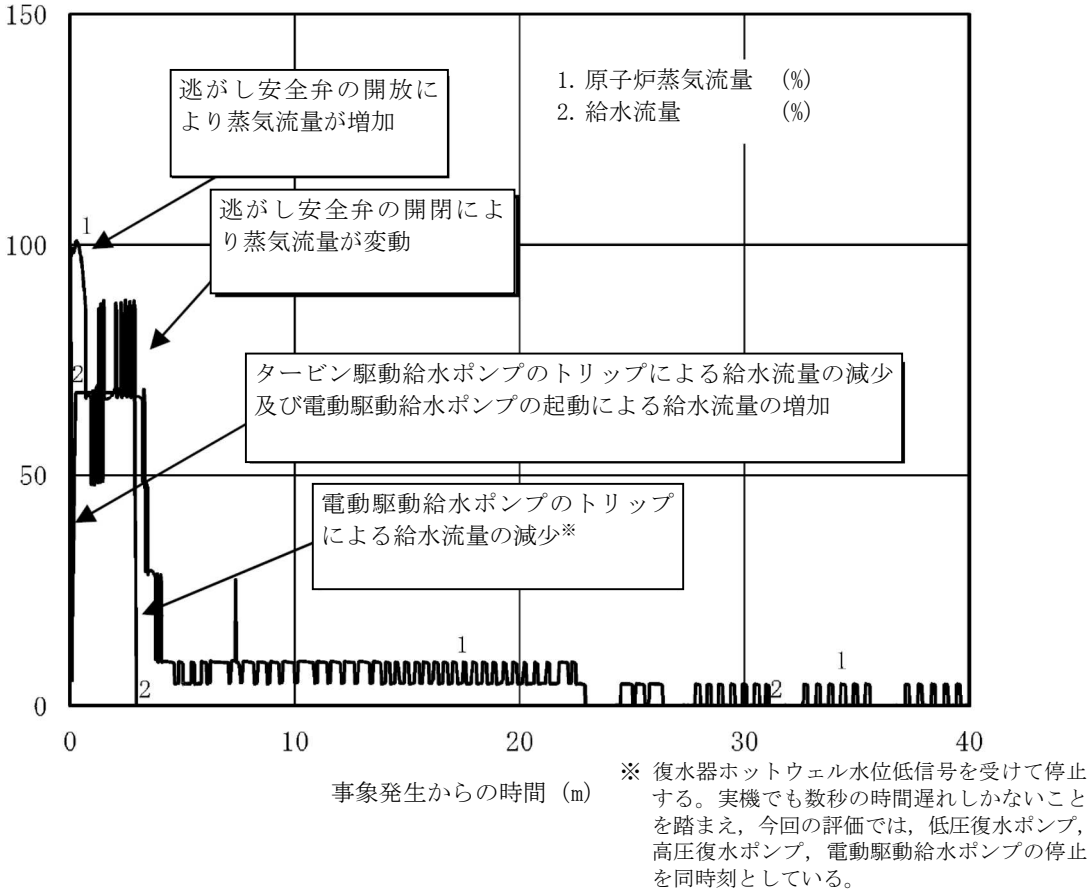
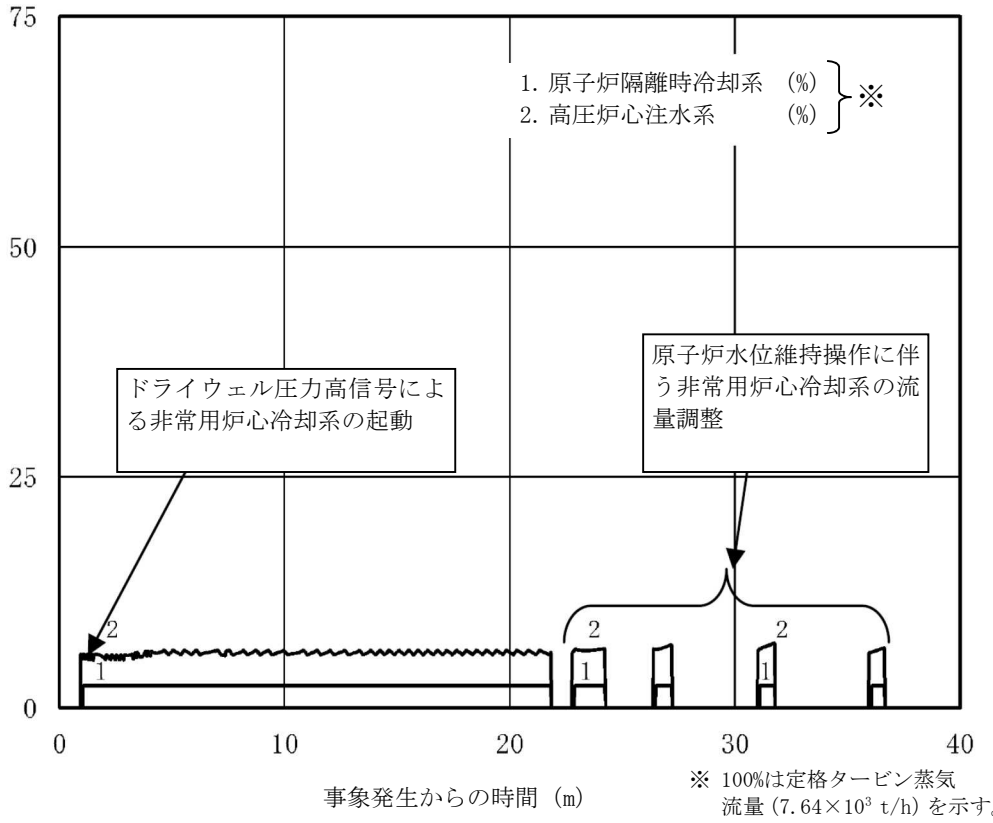


図 2.5.16　炉心流量の推移（事象発生から 40 分後まで）



※ 復水器ホットウェル水位低信号を受けて停止する。実機でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ，今回の評価では，低圧復水ポンプ，高圧復水ポンプ，電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。

図 2.5.17　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 40 分後まで）



※ 100%は定格タービン蒸気流量 (7.64×10^3 t/h) を示す。

図 2.5.18　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
（事象発生から 40 分後まで）

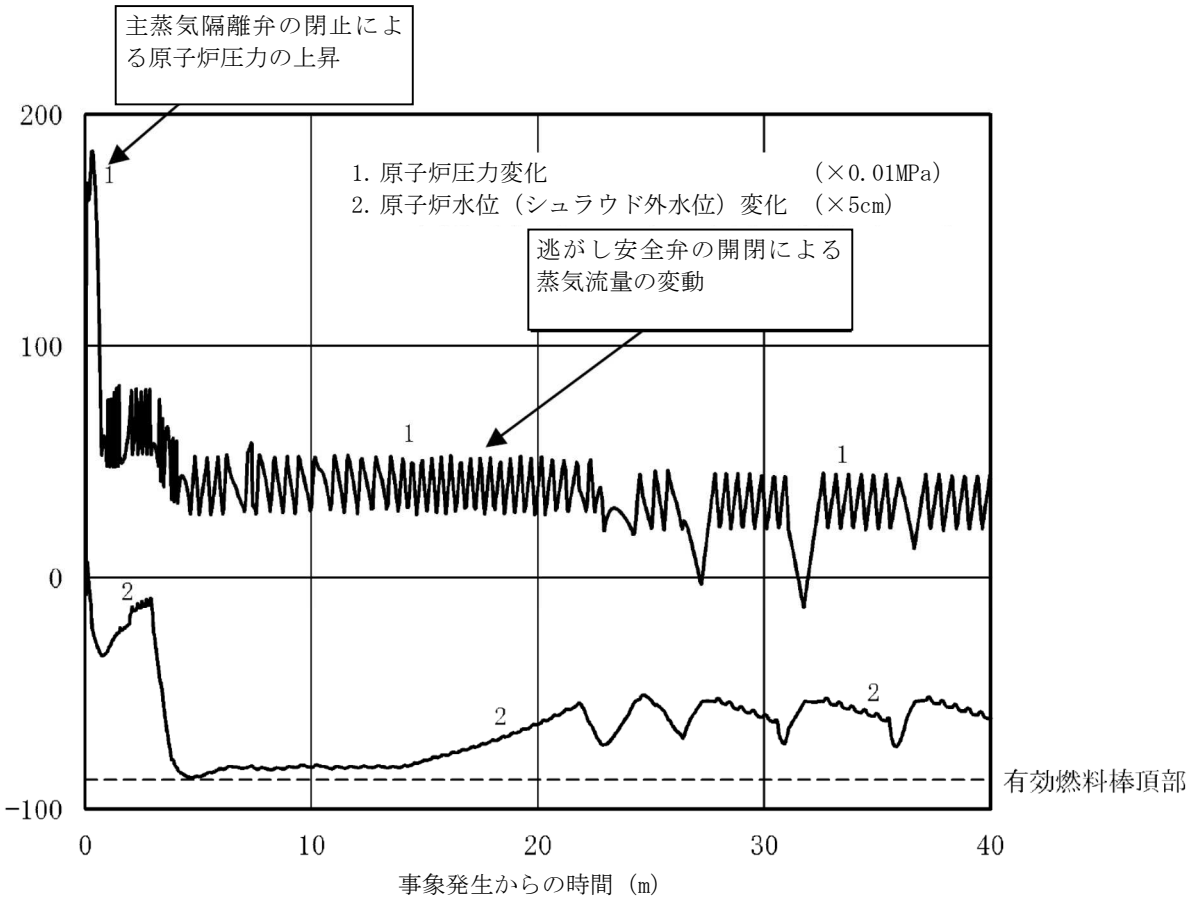


図 2.5.19　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 40 分後まで）

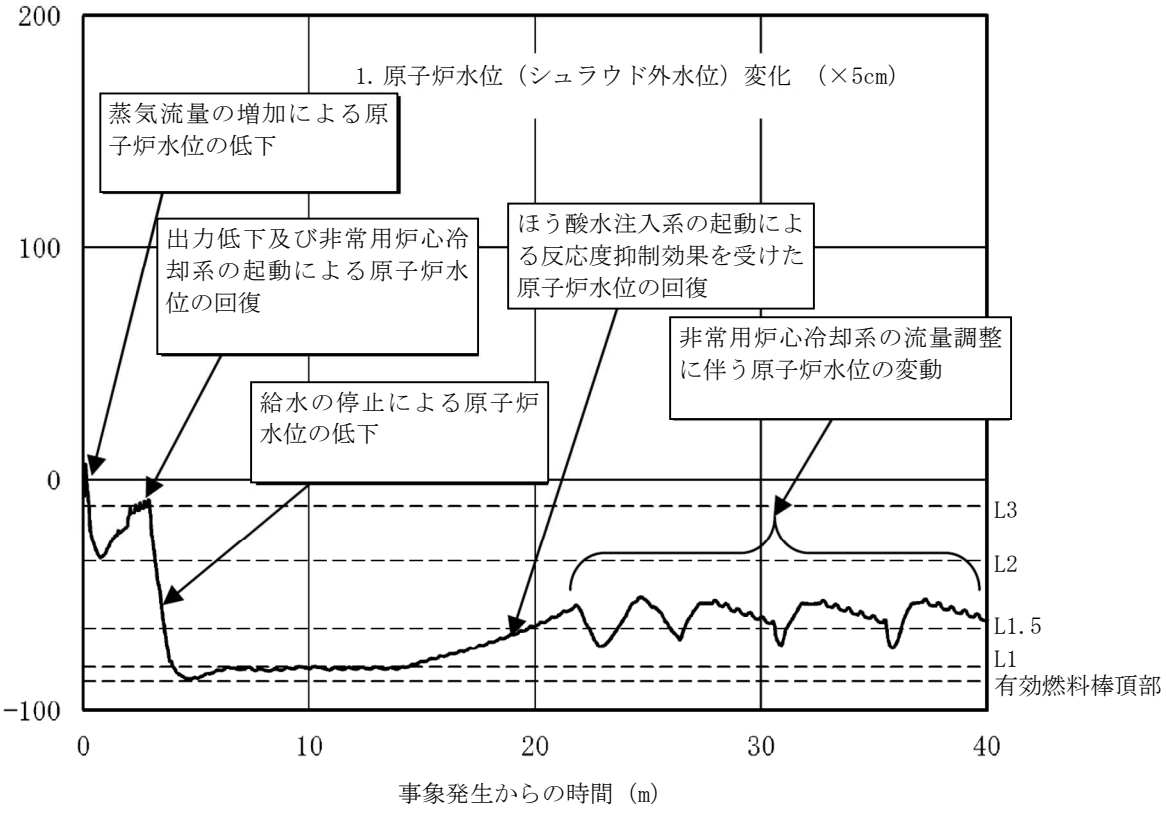


図 2.5.20　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）

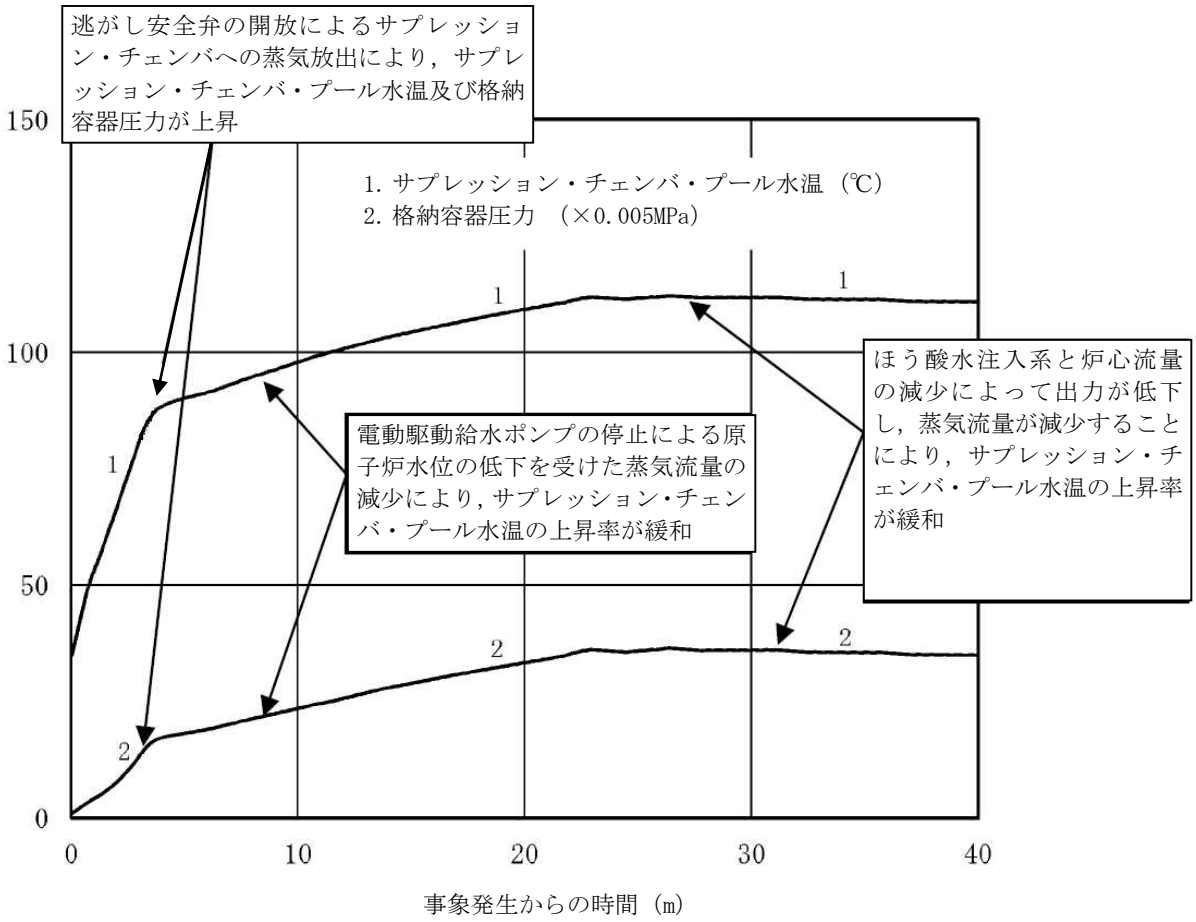


図 2.5.21　サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から 40 分後まで）

表 2.5.1　原子炉停止機能喪失における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
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7 kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位(SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する	自動減圧系の起動阻止スイッチ	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する	ほう酸水注入系	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する	【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	－	サプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない設備

表 2.5.2　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(1/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：REDY	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52.2×10^3t/h	定格炉心流量として設定
	主蒸気流量	7.64×10^3t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	215℃	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後，200 秒程度で 57℃まで低下し，その後は 57℃一定に設定
	燃料及び炉心	9×9 燃料（A 型）（単一炉心）	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）の熱水力的な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
	核データ（動的ボイド係数）	サイクル末期の値の 1.25 倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることから，サイクル末期として設定
	核データ（動的ドップラ係数）	サイクル末期の値の 0.9 倍	
	ドライウェル空間容積	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	サプレッション・チェンバ容積	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	復水貯蔵槽水温	32℃	－
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源が使用できる場合，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップしないため，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

表 2.5.2　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	－
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計上の下限値（最も短い時間）として設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉圧力高（7.48MPa[gage]）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	原子炉圧力高設定点	7.48MPa[gage]	再循環ポンプ 4 台トリップの設計値
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	非常用炉心冷却系ポンプの起動信号等の設計値
	原子炉水位低（レベル 2）設定点	セパレータスカート下端から-58cm	再循環ポンプ 6 台トリップ等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
	原子炉水位低（レベル 1.5）設定点	セパレータスカート下端から-203cm	高圧炉心注水系起動信号等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
	原子炉水位低（レベル 1）設定点	セパレータスカート下端から-287cm	自動減圧系起動信号等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
	再循環ポンプ・トリップの作動遅れ時間	0.2 秒	－
	原子炉再循環流量制御系	自動運転モード 高速ランバック機能には使用できないものと仮定する	－
	逃がし安全弁（逃がし弁機能）の動作設定値	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個，377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定

表 2.5.2　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(3/5)

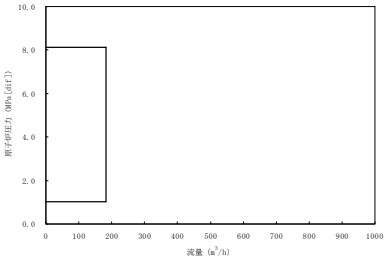
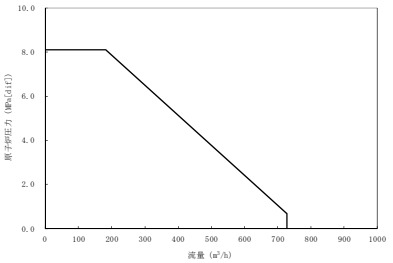
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	・原子炉水位低（レベル 2）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって自動起動 ・注水遅れ時間 30 秒 ・注水流量 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	高圧炉心注水系	・原子炉水位低（レベル 1.5）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって自動起動 ・注水遅れ時間 24 秒（設計値の 37 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値） ・注水流量 182～727m³/h（8.12～0.69MPa[dif]において）	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性
	ほう酸水注入系	・注水流量 190L/分 ・ほう酸濃度 13.4w%	ほう酸水注入系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	・熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

表 2.5.2　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(4/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	・自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし，自動減圧系は動作しない	・急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ，自動減圧系起動信号発生後，逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	・原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	・原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	・サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	・サプレッションプール水温高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値

表 2.5.2　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	SCAT（ホットバンドル解析）	－
最小限界出力比（MCPR）	1.22	通常運転時の MCPR の下限値
最大線出力密度（MLHGR）	44kW/m	通常運転時の MLHGR の上限値
BT 判定（時刻）	GEXL 相関式	－
BT 後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式	学会標準における相関式 2	－

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

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では，評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期としている。この評価条件とした理由を以下に示す。

プラントの動特性の評価では，動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合，動的ボイド係数の絶対値が大きいほど，炉心に印加される正の反応度が大きくなり，出力増加量を厳しくする。

動的ボイド係数は，減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり，動的ボイド係数は一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。また，今回の評価ではボイド率が40%から55%程度で推移することから，動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1に，今回の評価におけるボイド率の推移を図1に，減速材ボイド係数を図2に，動的ボイド係数を図3に示す。

上記の通り，サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮し，評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とした。

以上

表1　サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β値）

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合（β値）	[redacted]	[redacted]

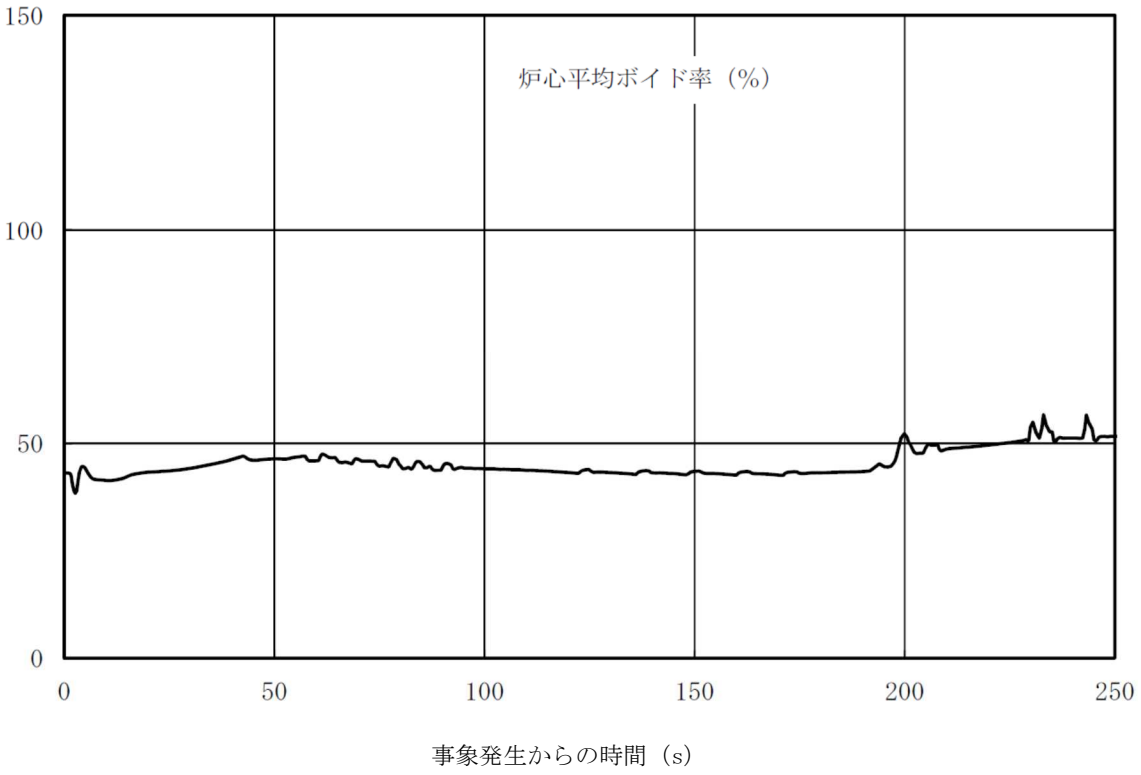


図 1　ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移（事象発生から 250 秒後まで）

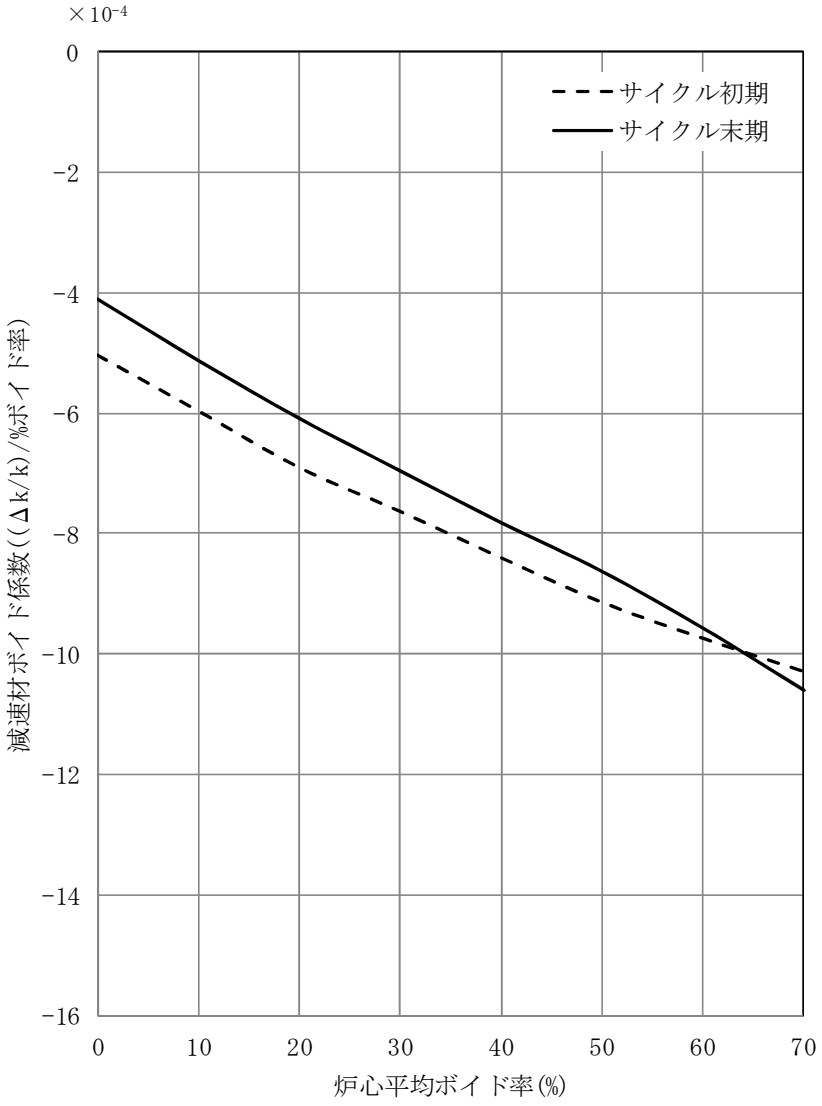


図 2　減速材ボイド係数（9×9 燃料（A 型）取替炉心）

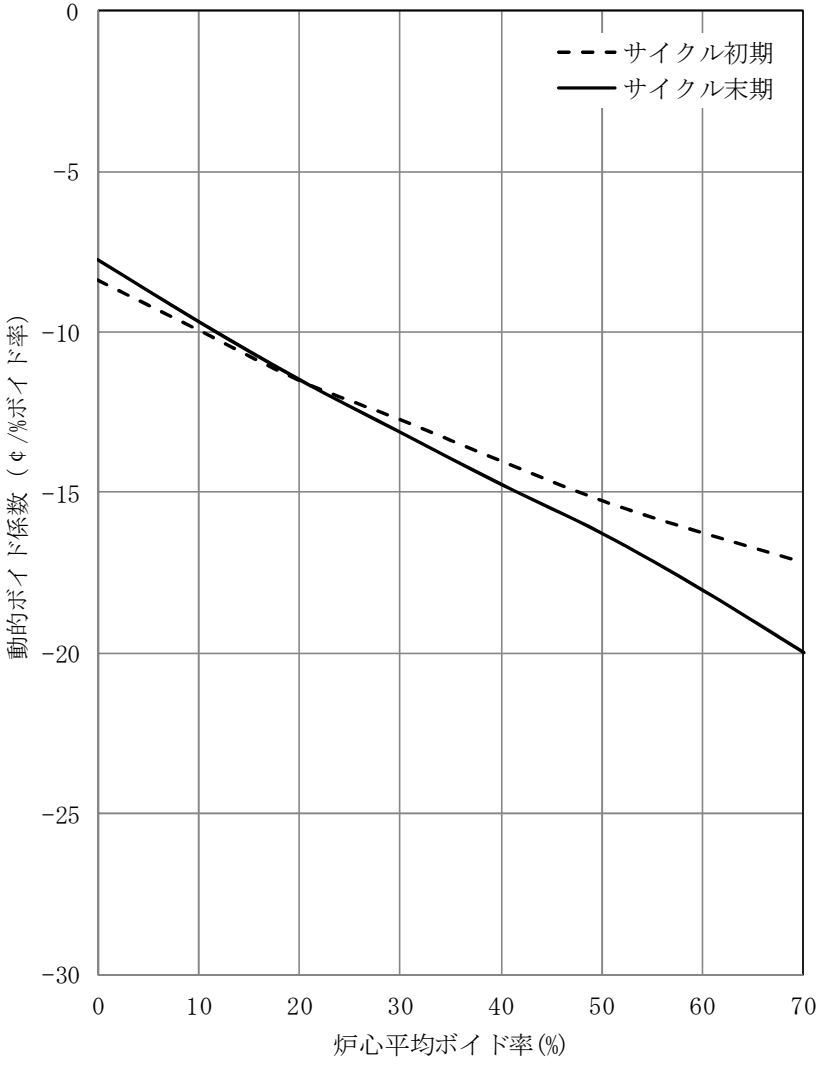


図 3　動的ボイド係数（9×9 燃料（A 型）取替炉心）

自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は，ドライウェル圧力高（13.7kPa）信号が発生し，原子炉水位低（レベル1）信号が発生すると自動起動信号が発信され，発信から30秒の時間遅れの後，高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合，高圧炉心注水系，低圧注水系によって，炉心に大量の低温の水が注入される。これは，制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては，炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために，原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており，手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し，本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について

本事象では，事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため，その後30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり，他の操作では見込んでいる運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。

本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり，運転員の訓練を重ねている操作であるが，他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると評価に組み込むことができず，炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価とならない。

このため，本操作に関しては，その操作が容易なスイッチ操作であること，本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること，本操作の判断の余裕として与えられている30秒であること等を考慮し，事象発生から10分以内の操作であるものの，設計の思想通りに評価に見込むものとした。なお、運転員の手順書においては自動減圧系の自動起動信号が発信する前に，それに至る可能性がある場合は自動起動阻止操作を実施することを定めている。

以上

安定状態について

原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

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

【REDY】

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	核分裂出力	核特性モデル	考慮しない	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル（ボイド・ドップラ）	動的ボイド係数 ：0.68～1.53 動的ドップラ係数 ：0.81～1.25	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「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」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）の項にて述べる。	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「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」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）の項にて述べる。
		反応度モデル（ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度：-3%Δk	ほう酸水の拡散の違いにより，ボロン反応度印可割合が変わり，未臨界までの時間に影響するが，SLC 操作開始時間に与える影響はない。	反応度モデル（ボロン）の不確かさが評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第３部　REDY））。
	崩壊熱	崩壊熱モデル	1 秒後+0.8%/-0.1%	崩壊熱モデルによる不確かさの影響は小さく，挙動が大幅に変わることはないことから，運転員操作時間等に与える影響はない。	崩壊熱モデルの不確かさが評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している（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（第３部　REDY））。
	沸騰･ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心流量補正 ：補正無し/最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は，原子炉出力変化に影響を及ぼし，燃料被覆管温度，サプレッション・チェンバ・プール水温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら，その影響は小さく，多少の挙動の変化は運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ボイドモデル等の仮定の不確かさにより，補正量が大きい方が，炉心流量が小さくなった場合に炉心ボイド率を少なめに模擬することから原子炉出力を高めに評価し，燃料被覆管温度を厳しめに評価するが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化（強制循環時）	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数 ：+10%/-10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は，再循環ポンプトリップ時の炉心流量，原子炉出力変化に影響するが，事象発生初期短時間の影響であり，運転員操作の起点となるサプレッション・チェンバ・プール水温や原子炉水位変化に影響を与えるものではないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	冷却材流量変化（強制循環時）速度が小さいと原子炉バウンダリ圧力が高く評価され，大きいと燃料被覆管温度が高く評価されるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	冷却材流量変化（自然循環時）	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環流量は，再循環ポンプトリップ後の炉心流量変化として，原子炉出力変化に影響し，サプレッション・チェンバ・プール水温や水位変化に影響する可能性があるが，実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	冷却材流量変化（自然循環時）が大きいと燃料被覆管温度が高くなる可能性はあるが，実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから，評価パラメータに与える影響は小さい。
	冷却材（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁モデル	逃がし弁流量 ：+16.6%	逃がし弁流量が多くなると，原子炉水位の低下やサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	冷却材放出量が小さいと，原子炉圧力及び燃料被覆管温度が高く評価されるが，下限値を使用しているため不確かさについては考慮不要。冷却材放出量が大きいと，格納容器圧力及び格納容器プール水温度が高く評価される可能性があるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している。

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

【REDY】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	給水系モデル	給水エンタルピ (1) 給水温度（主蒸気流量零で）：-60kJ/kg（-14℃） (2) 遅れ時間：+50 秒	給水エンタルピの低下が早くなると，給水加熱喪失による出力上昇が早くなり，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が早くなることが考えられるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	事象発生初期の給水温度低下による出力上昇により燃料被覆管温度が高くなる可能性，また，給水流量や非常用炉心冷却系の流量が多いと格納容器圧力とサプレッション・チェンバ・プール水温に影響を与える可能性があるが，感度解析（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（第３部 REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している。
			高圧炉心注水系流量：137%	高圧炉心注水系の流量が増加すると原子炉水位が高めに維持されることで，発生蒸気量が増加し，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が早くなることが考えられるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			サプレッション・チェンバのプール水の初期エンタルピ：-104kJ/kg（-25℃）	初期のサプレッション・チェンバ・プール水温（初期エンタルピ）が低いと，サプレッションプール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが，感度解析（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（第３部　REDY））結果より，評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な値を使用	解析コードは保守的な値を用いているため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く，ボロン反応度印加割合が大きくなり未臨界までの時間が早くなるが，ほう酸水注入開始以降に実施する運転操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，未臨界までの時間を遅く評価し，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
原子炉格納容器	サプレッション・プール冷却	格納容器モデル	モデルの仮定に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の。転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

【SCAT】

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	出力分布変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため，燃料被覆管温度は高く評価される。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため，燃料被覆管温度は高く評価される。このため，実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力することにより燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒内温度変化	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	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため，過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高めに評価されるが有意ではない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため，過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高く評価される。このため，実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力することにより過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるものの有意ではない。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウェットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加えて輻射熱伝達を無視しているため燃料棒表面の熱伝達係数は概ね小さく評価される。	解析コードでは，燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用し，輻射熱伝達を無視しているため，燃料棒表面の熱伝達係数は概ね小さく評価される。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は解析コードによる評価結果よりも大きめとなり，燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低めとなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式の採用及び輻射熱伝達を無視した取扱いにより燃料被覆管温度を概ね高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。なお，燃料被覆管温度が概ね高く評価されるため，リウェット時刻は遅く評価されるが，更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても評価項目となるパラメータは評価項目の要件を満足する。 （添付資料 2.5.5）
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として，初期条件を運転制限 MCPR となるバンドル出力，バンドル流量とし，SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。	解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として，初期条件を運転制限 MCPR となるバンドル出力，バンドル流量とし，SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。このため，実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは沸騰遷移が生じやすい条件設定によって燃料被覆管温度を概ね高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル， リウェットモデル	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を適用し，加えて輻射熱伝達を無視しているため，蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。このため，燃料被覆管温度に対する気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱っているとしてよい。	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達を概ね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を適用し，加えて輻射熱伝達を無視しているため，気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱えることから，燃料被覆管温度は概ね高めに評価される。しかしながら，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは概ね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を適用し，輻射熱伝達を無視することで，気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱うことができ，燃料被覆管温度を概ね高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，事象発生約 300 秒後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約−4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約−10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，事象発生約 300 秒後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約−4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約−10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化し，炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり，事象進展に影響を与え，運転員等操作時間に影響を与える。	炉心の反応度補償のため初期値は変化し，炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により，評価項目となるパラメータに影響を与える。 （添付資料 2.5.6）
	給水温度	約 215℃	約 216～218℃ （実測値）	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁の閉止に伴う給水加熱喪失の後，200 秒程度で 57℃まで低下し，その後は 57℃一定に設定。	最確条件とした場合は、給水温度が高くなることから、負の反応度投入となり出力が低くなるが、その影響は小さいため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、給水温度が高くなることから、負の反応度投入となり出力が低くなるが、その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料及び炉心	9×9 燃料（A 型）（単一炉心）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，ともに修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 の保守性に概ね包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は大きくないことから，運転員等操作時間に与える影響は有意とならない。 （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（第４部　SCAT）））	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，ともに炉心動特性及びポスト BT 挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない。 （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（第４部　SCAT）））
	最小限界出力比	1.22	約 1.30 以上 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，解析条件よりも大きくなるため，燃料被覆管温度の上昇幅等は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇幅等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実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	核データ（動的ボイド係数）	サイクル末期の値の1.25倍	－	反応度印加割合が大きくなるよう保守的な条件として設定。	最確条件とした場合，動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動しうるが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せとした場合においても，プラント挙動への影響は小さいことが確認されている（「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」）。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動しうるが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せと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とを確認している（「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」）。
	核データ（動的ドップラ係数）	サイクル末期の値の0.9倍	－		最確条件とした場合，動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことが確認されている（「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」）。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している（「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」）。
	ドライウェル空間容積	7,350m^3	7,350m^3（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・チェンバ容積	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約5,980～約5,945m^3 液相部： 約3,560～約3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m^{3}相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m^{3}相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約7.01m～約7.08m（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位の低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m^{3}相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位の低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m^{3}相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m^{3}相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，サプレッションプール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが，事象初期の温度上昇に対してその影響は僅かであり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，原子炉格納容器の熱容量は大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉への非常用炉心冷却系による注水に伴う反応度印加の観点では，最確条件の方がサプレッション・チェンバ・プール水温が低いため，解析条件よりも高い反応度を印加することとなるが，最確条件と解析条件の差は僅かであり，原子炉への注水流量の観点では給水系が支配的であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は無視できる。
	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，格納容器圧力は事象発生約1500秒後に最大値の約0.19MPaに到達するが，この最大値と比べてゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，格納容器圧力は事象発生約1500秒後に最大値の約0.19MPaに到達するが，この最大値と比べてゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	32℃	約30℃～約50℃（実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に保守的に低めの値を設定。	当該解析では極めて短時間（約24秒）にサプレッション・チェンバのプール水に自動で切り替わることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	当該解析では極めて短時間（約24秒）にサプレッション・チェンバのプール水に自動で切り替わることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料2.5.7）

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（原子炉停止機能喪失）（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	－	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定。	－	－
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能，手動での原子炉スクラムおよび代替制御棒挿入機能の喪失	－	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定。		
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	－	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮して設定。		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉出力が高く維持されることから，原子炉格納容器の圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定。	仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動駆動原子炉給水ポンプによる原子炉への給水も行われないため，事象進展が緩やかとなり，事故発生直後の運転員等操作に若干の時間余裕が生じる。	仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動駆動原子炉給水ポンプによる原子炉への給水も行われず，原子炉出力が低くなるため，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。 （添付資料 2.5.9）
機器条件	主蒸気隔離弁の閉止	閉止時間：3 秒	閉止時間：3 秒以上 4.5 秒以下	設計値のうち最短時間を保守的に設定。	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが，事象発生から極短時間での動作であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，初期の原子炉出力上昇が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	冷却材ポンプ 4 台トリップ信号	7.48MPa[gage] 遅れ時間：0.2 秒	7.48MPa[gage] 遅れ時間：0.2 秒	冷却材再循環ポンプ 4 台トリップの設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材ポンプ 6 台トリップ信号	原子炉水位低（レベル 2）到達時	原子炉水位低（レベル 2）到達時	冷却材再循環ポンプ 6 台トリップ等の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心注水系起動信号	ドライウェル圧力高到達時 原子炉水位低（レベル 1.5）到達時	ドライウェル圧力高到達時 原子炉水位低（レベル 1.5）到達時	高圧炉心注水系起動信号等の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 2.5.8）
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動，727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動，727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）であっても，反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）であっても，反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.5.8）
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ほう酸水注入系	注入流量：190L/分 ほう酸濃度：13.4%	注入流量：190L/分 ほう酸濃度：13.4%	ほう酸水注入系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3　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（原子炉停止機能喪失）（1/2）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	自動減圧系起動阻止操作	原子炉水位低（レベル 1）到達後 30 秒以内	急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ，自動減圧系起動信号発生後，逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系起動阻止操作を設定	【認知】 自動減圧系起動信号の一部である「原子炉水位低（レベル 1）」は，事故時の重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，運転員の認知を助けるために原子炉水位による複数の警報と，自動減圧系起動 30 秒タイマー動作の警報が発報する。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 自動減圧系起動阻止操作は制御盤の操作スイッチを 2 つ操作する必要があるが，簡単な操作であるため，操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。 【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。	ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため，操作開始時間は変動しうるが，本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は 2 名で対応することから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	自動減圧系起動阻止操作が行われなかった場合でも，自動減圧系の作動による減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまでの時間があり，この間に自動起動阻止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき，実際にはこの間についても操作時間として確保できるため，時間余裕がある。 運転状態の原子炉圧力(約 7MPa)から逃がし安全弁 8 個で減圧する場合について，同操作を実施している 2.1 高圧・低圧注水機能喪失を参照すると，原子炉圧力(図 2.1.6 参照)は逃がし安全弁 8 個による減圧開始後約 160 秒で約 2MPa まで低下している。このことから，自動減圧系の作動により逃がし安全弁 8 個による減圧が開始された場合であっても，減圧開始から約 160 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで，低圧注水系による原子炉注水を防止できる。	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，原子炉水位低（レベル 1）より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動減圧系起動阻止操作を実施。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。
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として10分を考慮して設定	【認知】 原子炉スクラムが成功しているかは，スクラム警報の発生の有無・制御棒の挿入状態・中性子束の減少により確認するが，これらは中央制御室の大型表示盤等で容易に確認することができる。制御棒の挿入状態は「全制御棒全挿入」表示によって確認可能であり，中性子束の減少は，原子炉スクラムが成功していれば平均出力領域モニタの指示が急激に低下するため容易に確認することができる。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 ほう酸水注入系起動操作は制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であるため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作，制御棒の挿入操作，原子炉水位制御操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。ただし，並列操作の中でも，手順では制御棒挿入失敗が確認され次第速やかにほう酸水注入系の起動操作を優先する手順となっている。 【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。	状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を想定しているが，制御棒挿入失敗が確認され次第，ほう酸水注入系の起動操作を優先して速やかに実施する手順となっていること，また，本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉へのほう酸水注入系による注水開始時間を早める。 当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作と重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くな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。 なお，燃料被覆管温度は，ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから影響はない。	ほう酸水注入系運転操作は事象発生直後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は，主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが，事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも，格納容器圧力及び格納容器温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回ることから，事象発生から 10 分以上の時間余裕がある。 （添付資料 2.5.10）	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，原子炉停止機能喪失を確認し約 3 分でほう酸水注入系運転操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 3　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（原子炉停止機能喪失）（2/2）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達後 10 分	サプレッションプール水温度高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	【認知】 原子炉停止機能喪失時に原子炉出力が高く，かつ原子炉が隔離状態にある場合はサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は重要な監視パラメータであり，認知遅れにより操作開始時間与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響なし。 【操作所要時間】 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作，原子炉水位制御操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。 【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。	ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて，状況把握の時間及び操作時間に余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サプレッションプール水温度高警報の発報から 10 分程度あり，操作時間が確保できるため，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，サプレッションプール水温度高警報の発報から約5分で残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始。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。

リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

1. リウェットの考慮と燃料被覆管温度への影響

有効性評価では，炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するための評価項目として，「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり，かつ，炉心を十分に冷却できるものであること。」が挙げられており，その要件として，「燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること。」及び「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。」（以下「炉心冷却の要件」という。）が定められている。

原子炉停止機能喪失の有効性評価における燃料被覆管温度の上昇は，原子炉圧力の上昇や，原子炉圧力容器へのサブクールの大きな冷却材の注入等，反応度投入に伴う出力上昇により，燃料被覆管表面での沸騰遷移（ドライアウト）が生じる状況下で確認される。

ドライアウトに至り，急激に上昇した燃料被覆管温度は，再び冷却材によって冷却されることで急激に低下するが，燃料被覆管温度が上昇している途中で冷却材によって冷却される場合，冷却に転じる時点の燃料被覆管温度はリウェットのモデルの影響を大きく受けることとなる。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の有効性評価「原子炉停止機能喪失」では，リウェット評価に日本原子力学会標準における相関式2を用いている。「原子炉停止機能喪失」の様な燃料被覆管温度が高温となる範囲でも相関式2の保守性は維持されるものと考えるが，一方で，相関式2によるリウェット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられる。このため，ここではリウェットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し，その最高温度を確認した。

2. 評価条件

リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を90%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については，今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じである。

3. 評価結果

リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を 90%及び 100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図 1 及び図 2 に，ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図 3 に示す。また，評価結果のまとめを表 1 に示す。

リウェットを考慮しない場合，事象発生の起因としている主蒸気隔離弁の閉止に伴う反応度投入により，事象発生直後に燃料被覆管表面での沸騰遷移（ドライアウト）が生じ，リウェットに伴う大幅な温度低下が生じることなく燃料被覆管温度の高い状態が継続する。その後，復水器ホットウェルの水位低下に伴う電動駆動給水ポンプの停止，それに伴う原子炉水位の低下（レベル 2）による原子炉冷却材再循環ポンプ 6 台のトリップにより，原子炉

の出力が抑制され，燃料被覆管表面が冠水することで，事象発生から約 230 秒後に燃料被覆管温度は大幅に低下する。

燃料被覆管の最高温度は，リウェットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが，炉心冷却の要件の 1 つである 1200℃を下回る。また，燃料被覆管の酸化量は，リウェットを考慮しないことによって燃料被覆管表面が高温で維持される時間が長くなるため，ベースケースに比べて大きな値となるが，炉心冷却の要件の 1 つである 15%を下回る。

また，リウェットを考慮しない場合について，初期炉心流量の違いの影響を確認すると，初期炉心流量が 90%の場合の方が，燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが，その幅は燃料被覆管の最高温度において約 30℃，燃料被覆管の酸化量において約 0.4%であり，リウェットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約 90℃，燃料被覆管の酸化量が約 1.9%増加したことに比べるとその変化幅は小さく，いずれも炉心冷却の要件を満たしていることから，特別な対応が必要となるものでは無いと考える。

以上の結果より，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を 90%及び 100%とした場合について，原子炉停止機能喪失事象への炉心損傷防止対策の有効性を評価しても炉心冷却の要件を満足することを確認した。したがって，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，リウェットのモデルの精度に係らず，有効性評価「原子炉停止機能喪失」において炉心冷却の要件を満足することが可能である。

以　上

表1　リウェット考慮の有無による評価項目への影響

項目	感度解析		ベースケース	評価項目
リウェット	考慮せず		相関式 2	－
初期炉心流量(%)	90	100	100	－
燃料被覆管の最高温度(℃)	約 1180	約 1150	約 1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量(%)	約 4.3	約 3.9	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下

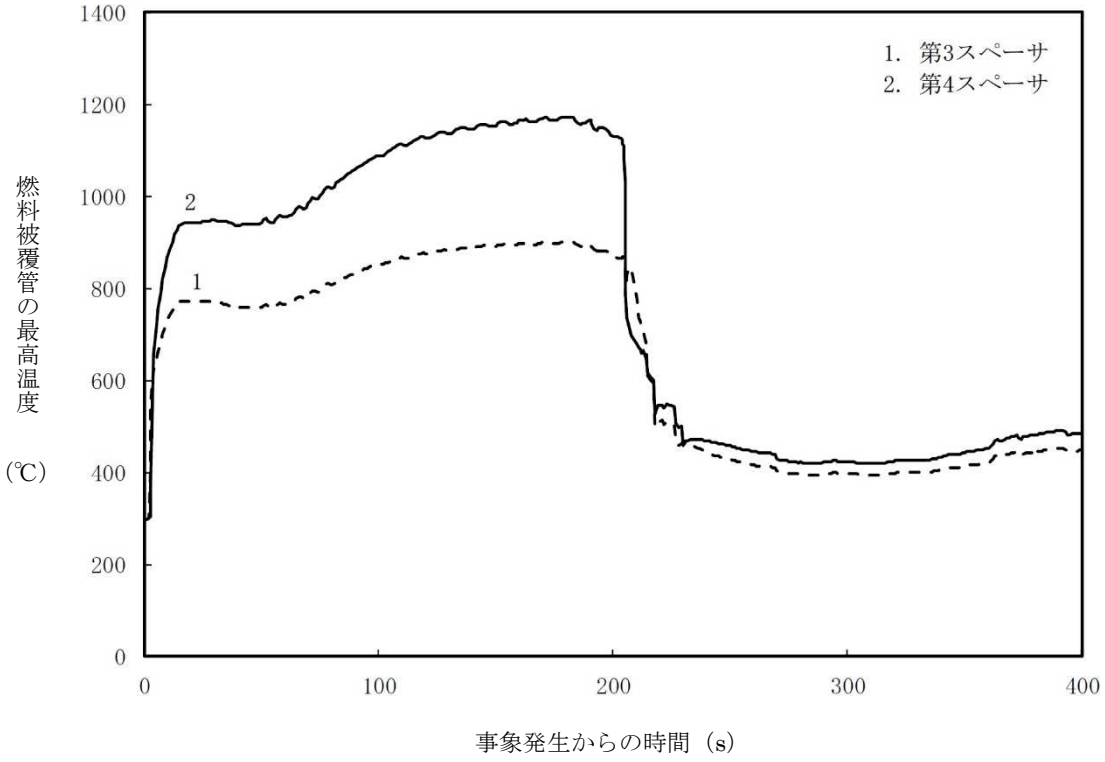


図 1　燃料被覆管温度の推移
（リウェット考慮せず，初期炉心流量 90%）

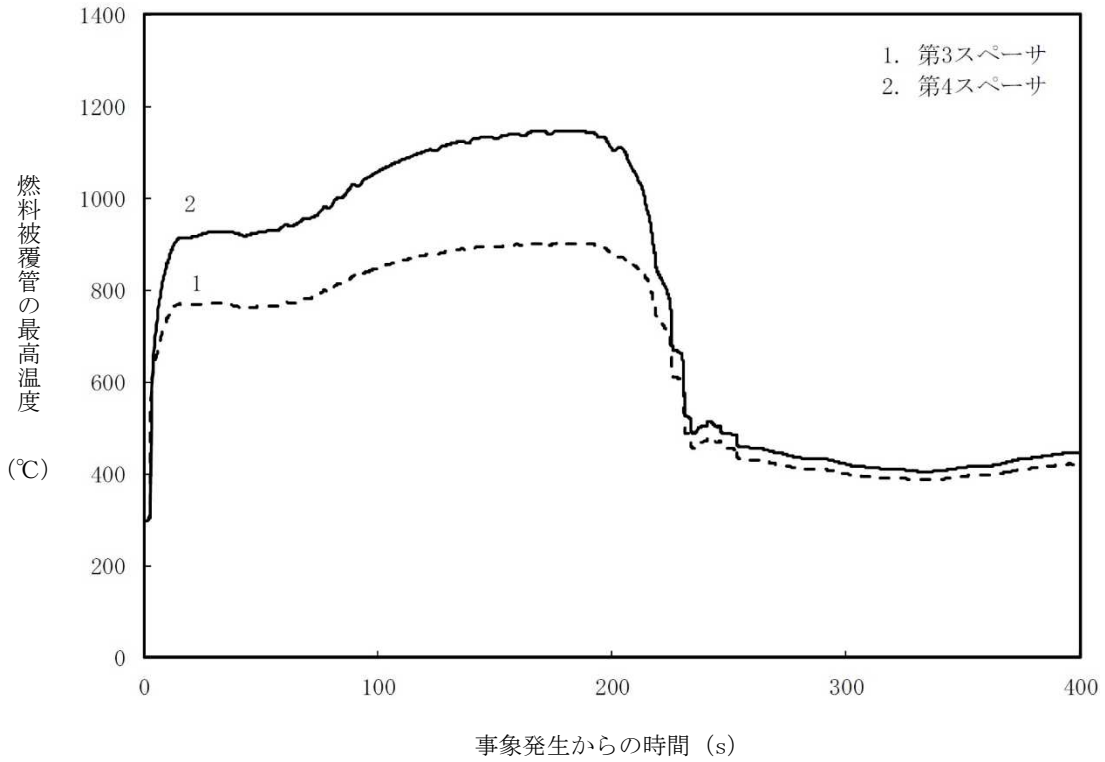


図 2　燃料被覆管温度の推移
（リウェット考慮せず，初期炉心流量 100%）

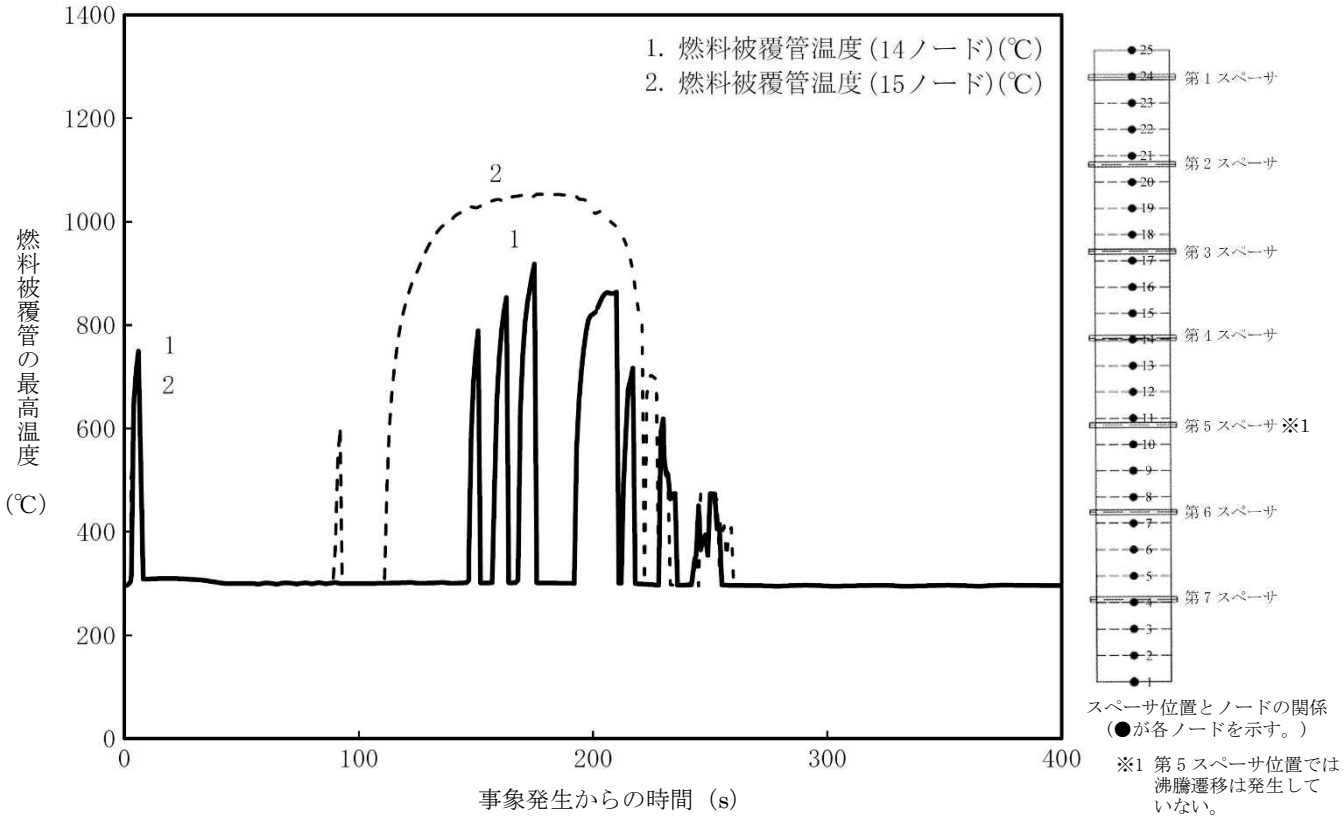


図3　燃料被覆管温度※2の推移（ベースケース）

※2 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。

初期炉心流量の相違による評価結果への影響

1. はじめに

今回の申請では，通常運転時における代表的な状態として，初期炉心流量を100%として解析を実施している。また，再循環ポンプの運転台数は10台，再循環ポンプのスピードは，10台で炉心流量100%に対応する速度としている。一方，定格熱出力100%の場合，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では炉心流量を90%まで下げて運転することができる。

初期炉心流量が少ない場合，初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。

このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から，今回の申請と同等の条件で，初期炉心流量を90%とした場合の評価を実施した。

2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して，初期炉心流量を90%（再循環ポンプ10台で炉心流量90%に対応する速度）に変更した以外は，ベースケースの評価条件と同じである。

3. 評価結果（再循環ポンプのスピード（初期炉心流量）が与える影響）

ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を90%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また，評価結果のまとめを表1に示す。

初期炉心流量を90%としたケースでは，初期ボイド率が高く，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり，炉心で発生する蒸気量が増加し，圧力ピークが高くなる。その後の出力上昇時（約50秒から約180秒の間）も，逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際，炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから，中性子束が高めに推移する。また，90%炉心流量の場合の方が，中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり，水位低下が早くなるため，原子炉水位低（レベル2）による冷却材再循環ポンプ6台トリップのタイミングが早まる。

ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に大きな違いが見られるが，これは上述の通り，出力上昇時（約50秒から約180秒の間）に中性子束が高めに推移することによる影響と考える。

なお，再循環流量制御系を手動モードとした場合，再循環ポンプ4台トリップ後の整定出力，整定流量は，初期炉心が100%の場合は整定出力79%，整定流量66%となり，初期炉心が90%の場合は整定出力約79%，整定流量約59%となる。

4. まとめ

初期炉心流量を90%とした場合，燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが，評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。

以上

表1　初期炉心流量の相違による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
初期炉心流量（%）	90	100	－
燃料被覆管の最高温度（℃）	約 1080	約 1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage]（限界圧力）を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度（サプレッション・チェンバ・プール水温（℃））	約113	約113	200℃（限界温度）を下回る

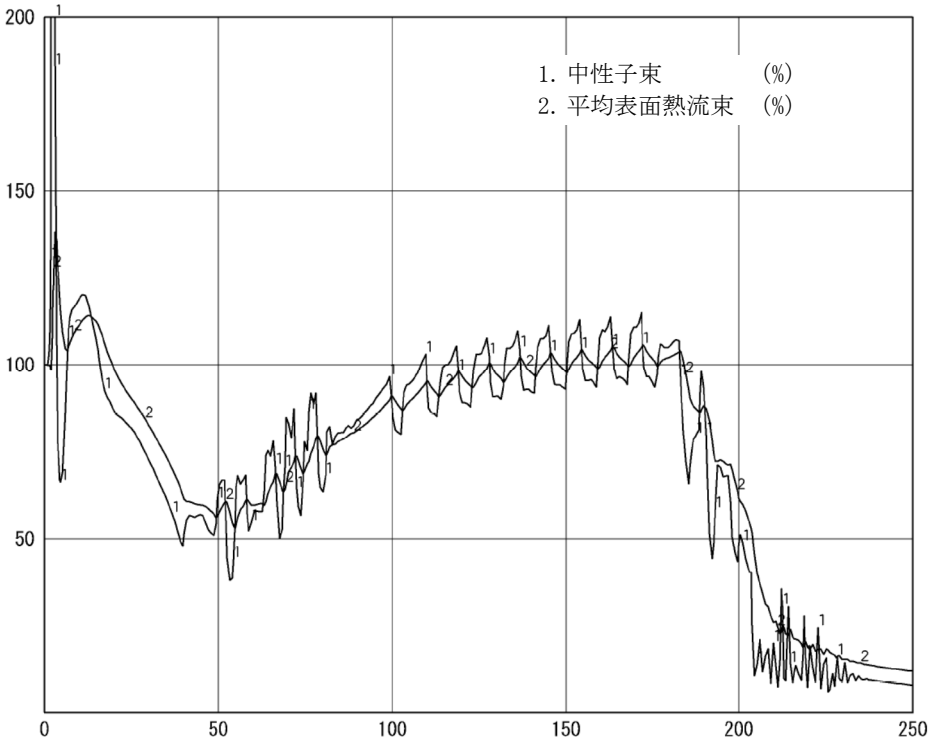


図 1　中性子束，平均表面熱流束の推移（事象発生から 250 秒後まで）

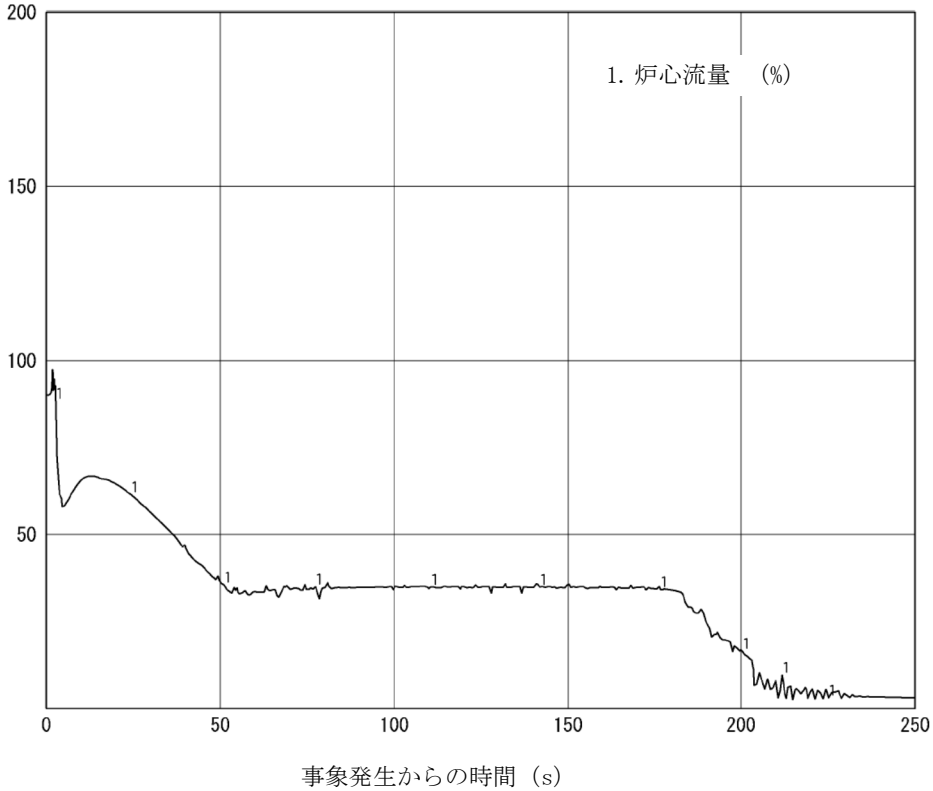


図 2　炉心流量の推移（事象発生から 250 秒後まで）

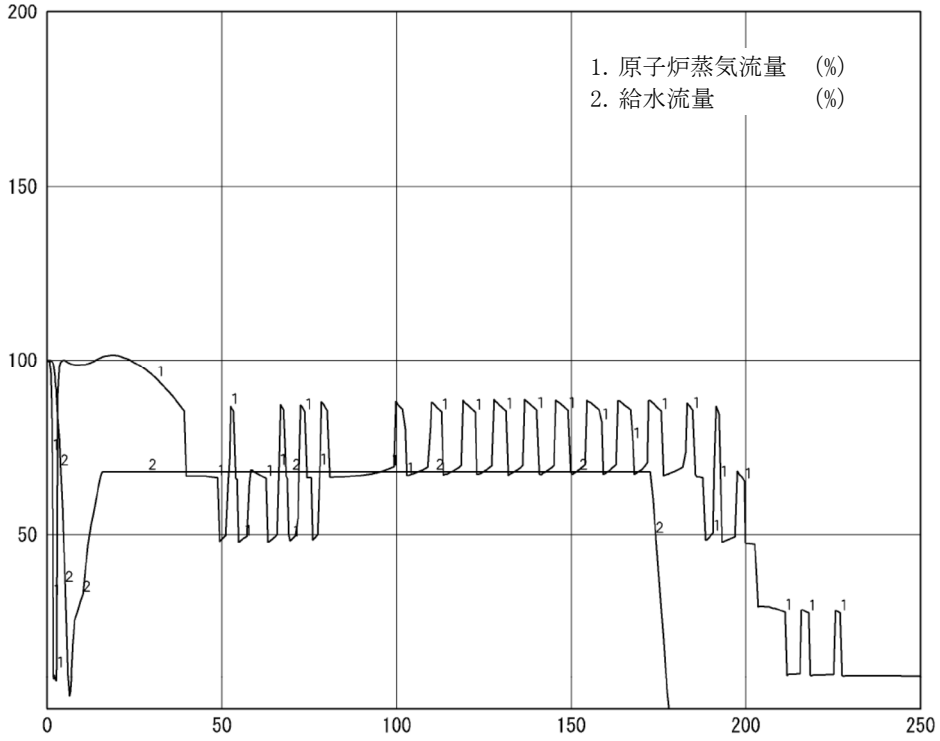


図 3　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 250 秒後まで）

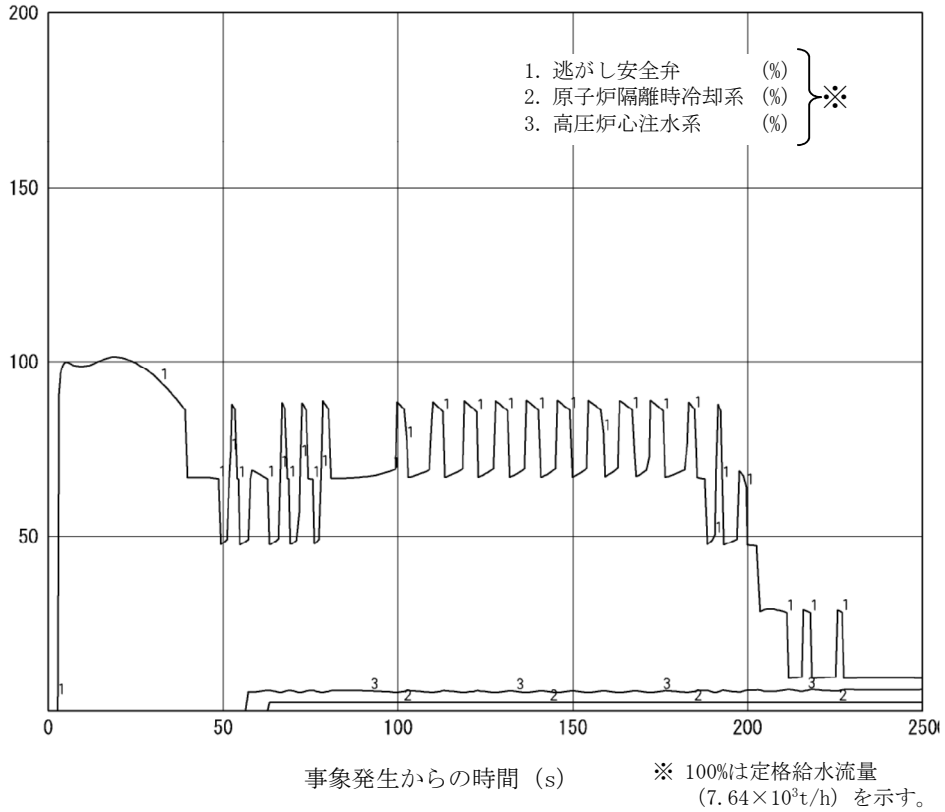


図 4　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から 250 秒後まで）

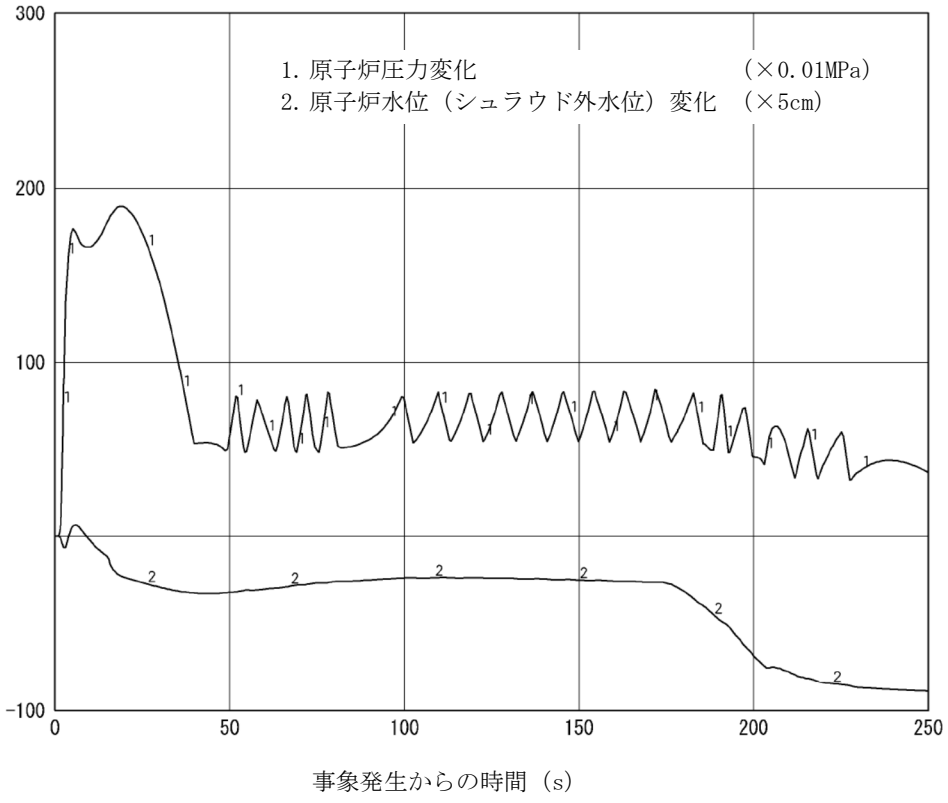
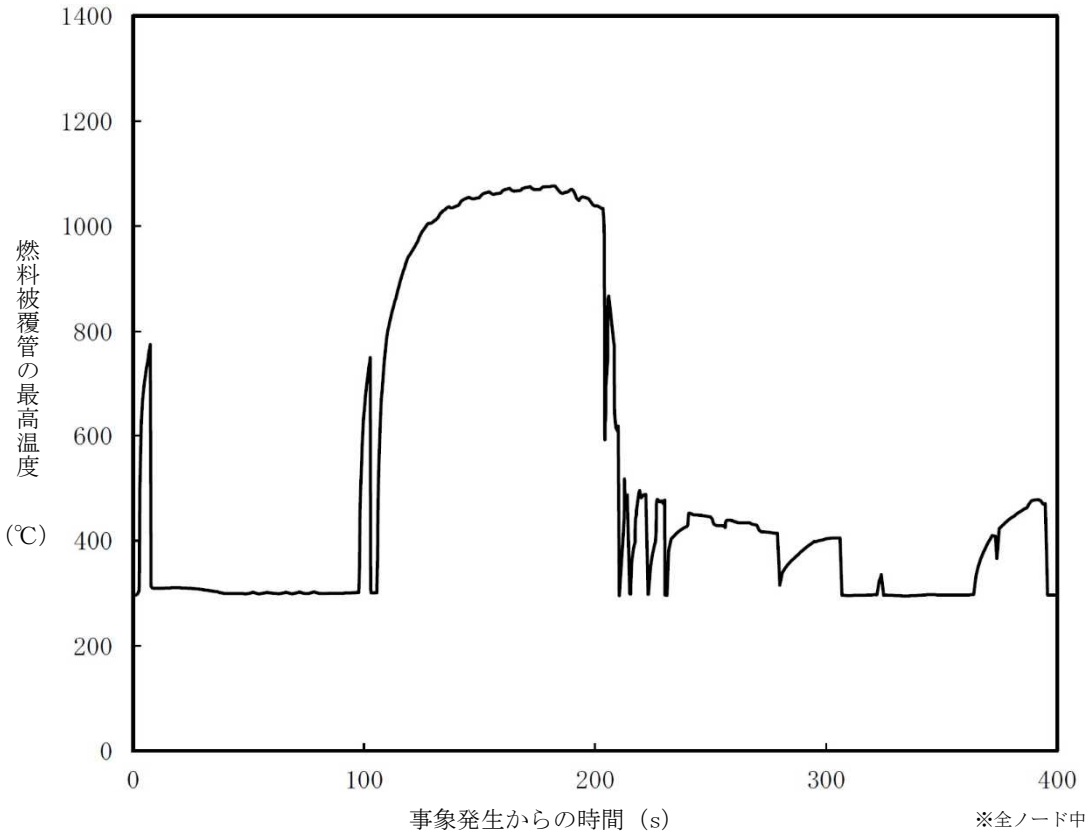


図 5　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 250 秒後まで）



※全ノード中、燃料被覆管の温度が最高を示した 15 ノードの推移を示す。

図 6　燃料被覆管温度の推移（事象発生から 400 秒後まで）

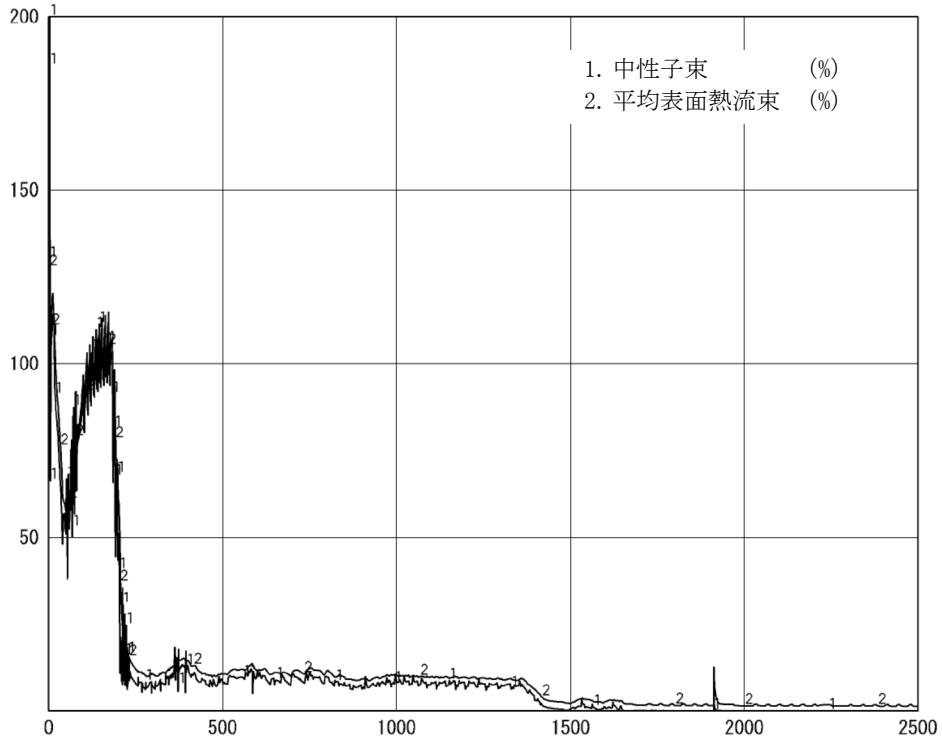


図 7　中性子束，平均表面熱流束の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

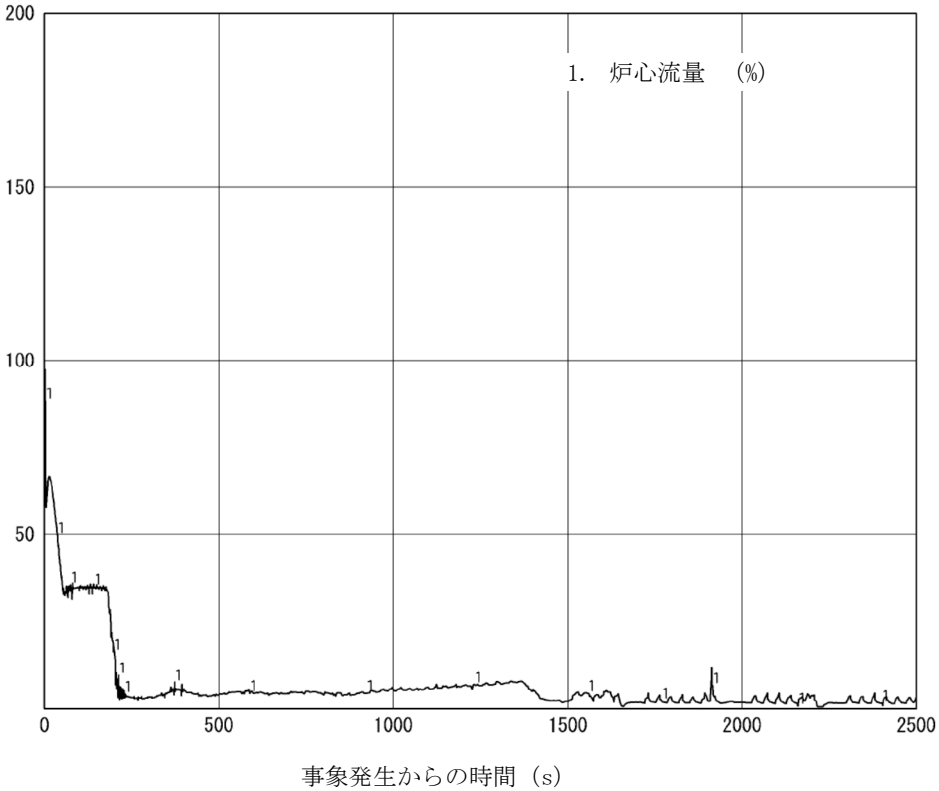


図 8　炉心流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

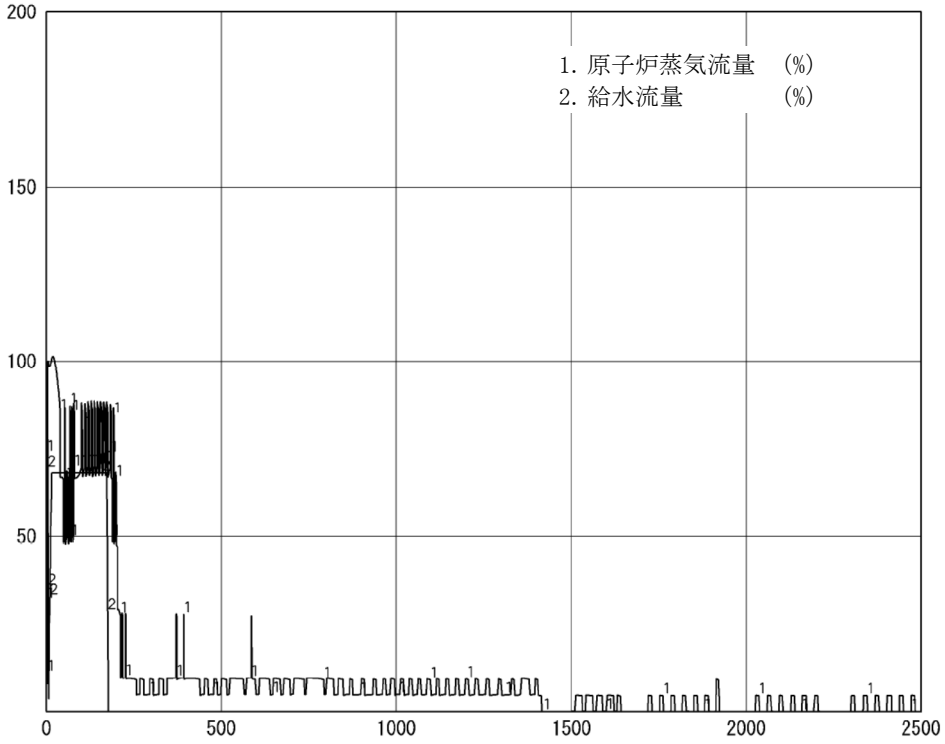


図 9　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

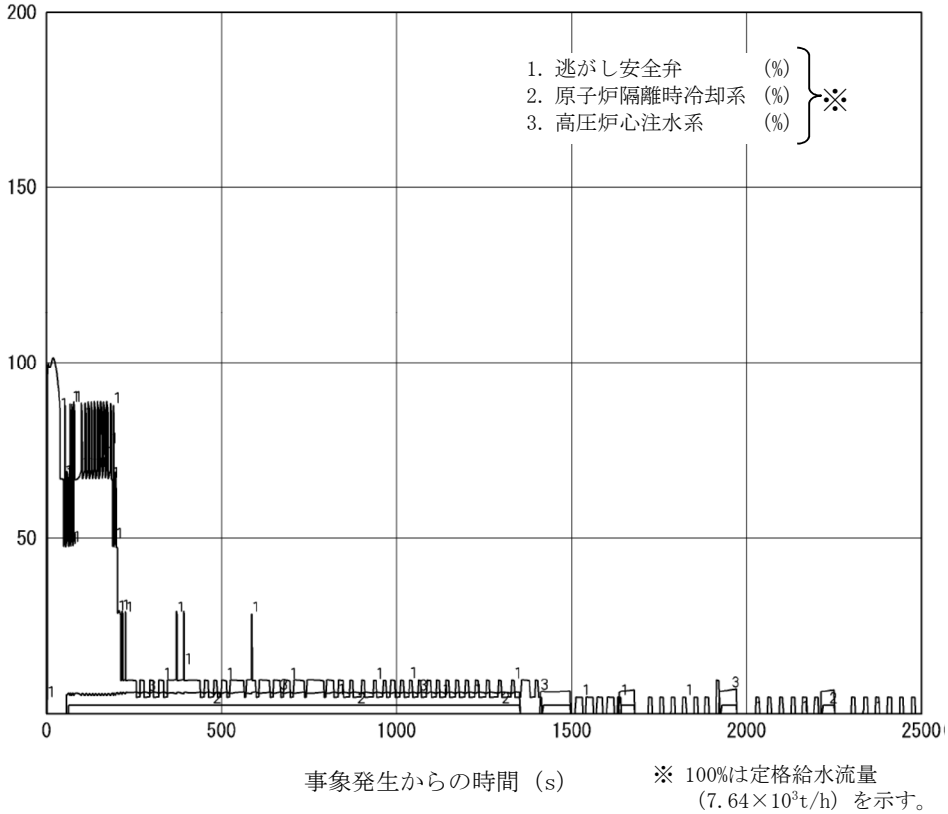


図 10　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

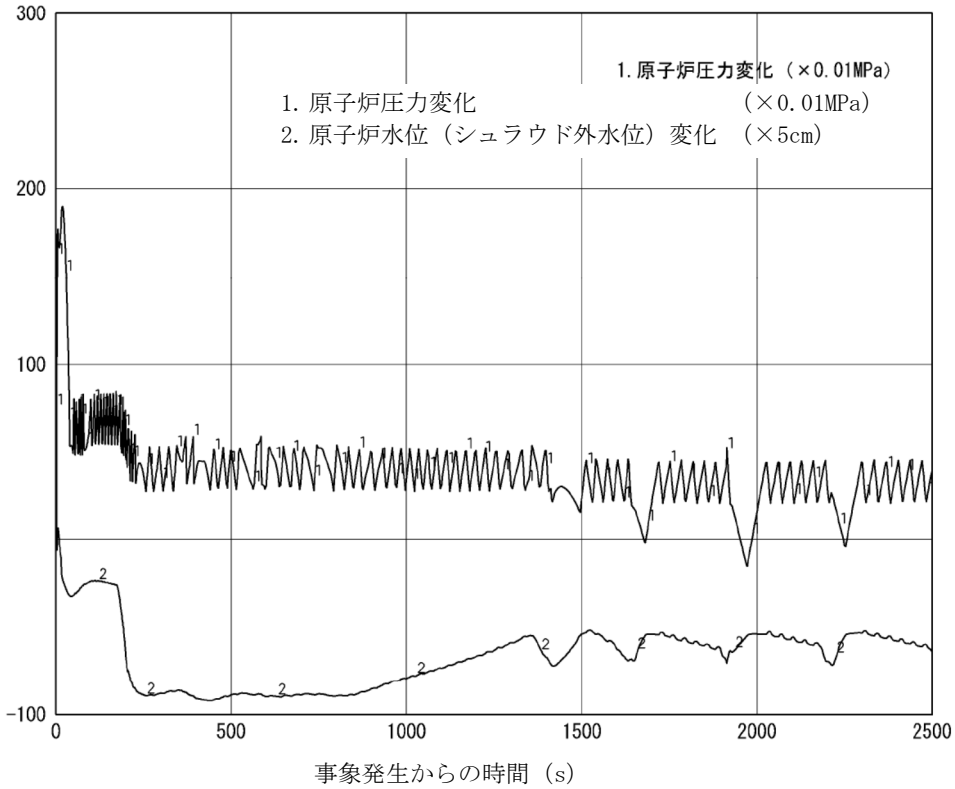


図 11　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

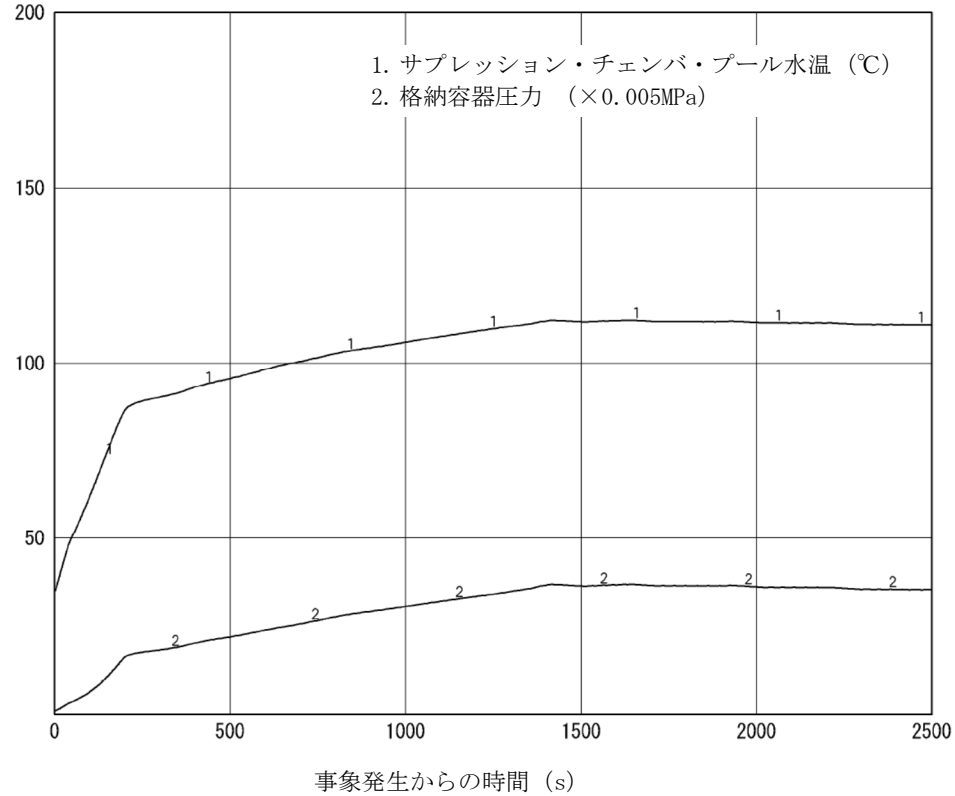


図 12　サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

原子炉注水に使用する水源とその水温の影響

1. はじめに

今回の評価では，事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって，約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって，復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバとして評価している。

一方，今回の評価では期待していないが，一旦自動で復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに切り替わった高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源は，中央制御室における運転員の操作によって復水貯蔵槽に戻すことができる。サプレッション・チェンバ・プール水温は逃がし安全弁を介した原子炉圧力容器からの蒸気流入により上昇していくが，復水貯蔵槽の水温は常温程度であるため，反応度印加の観点では水源を復水貯蔵槽とする場合の方が厳しい。

このため，サプレッション・チェンバ・プール水位高到達から10分後に中央制御室における運転員の操作によって，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替える場合を想定した場合について評価し，復水貯蔵槽の水温が各パラメータの挙動に与える影響を確認した。

2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して，サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に，サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作を追加した以外は，ベースケースにおける評価条件と同等である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また，評価結果のまとめを表1に示す。

サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後（事象発生から約624秒）で高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替えると，炉心に注入する水の温度が低くなるため，ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり，出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため，サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量が多くなるが，サプレッション・チェンバのプール水を水源として使用しないため，サプレッション・チェンバの水量が多く維持される。このため，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が抑制されたものと考えるが，ベースケースの場合との差は僅かである。

なお，燃料被覆管の温度は，サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作の前に燃料被覆管の最高温度に到達するため，ベースケースと変わらない。燃料被覆管の酸化量についても同様である。また，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力も，水源を切替える操作の前にピークに達するため，ベースケースと変わらない。

4. まとめ

サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に，サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作を追加した場合について評価した結果，評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり，評価項目を満足することを確認した。

以上

表1　水源切替操作の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 （水源切替操作有）	ベースケース （水源切替操作無）	評価項目
燃料被覆管の最高温度（℃）	－※	約 1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	－※	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	－※	約 9.08	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] （限界圧力）を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度（サプレッション・チェンバ・プール水温（℃））	約112	約113	200℃（限界温度）を下回る

※ 水源切替操作前に最大値を示すパラメータであることから，評価を省略した。

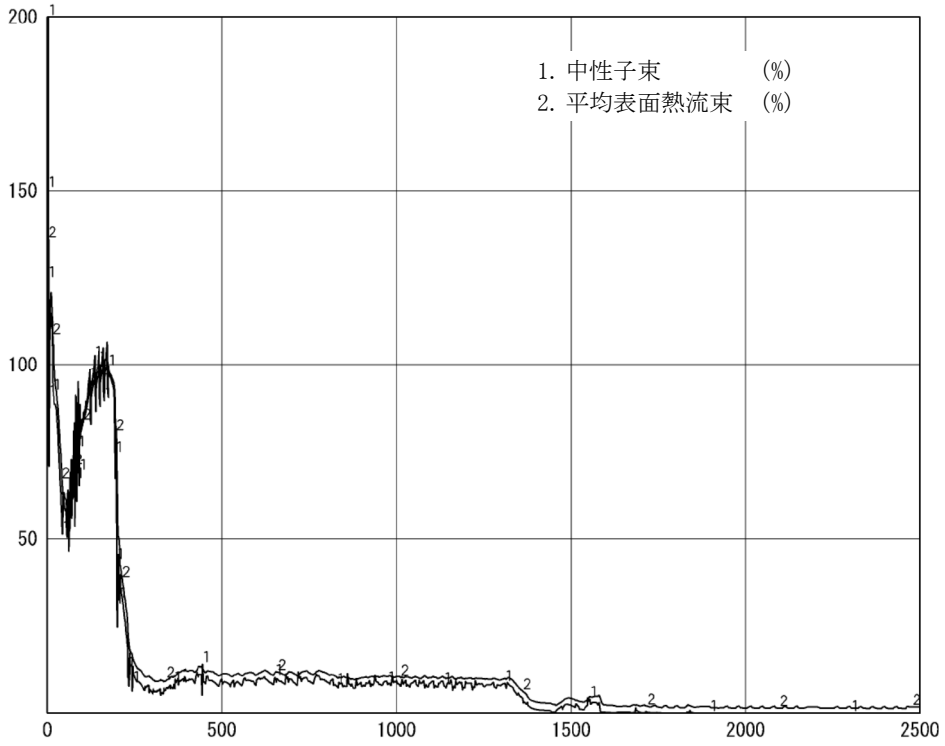


図 1　中性子束，平均表面熱流束の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

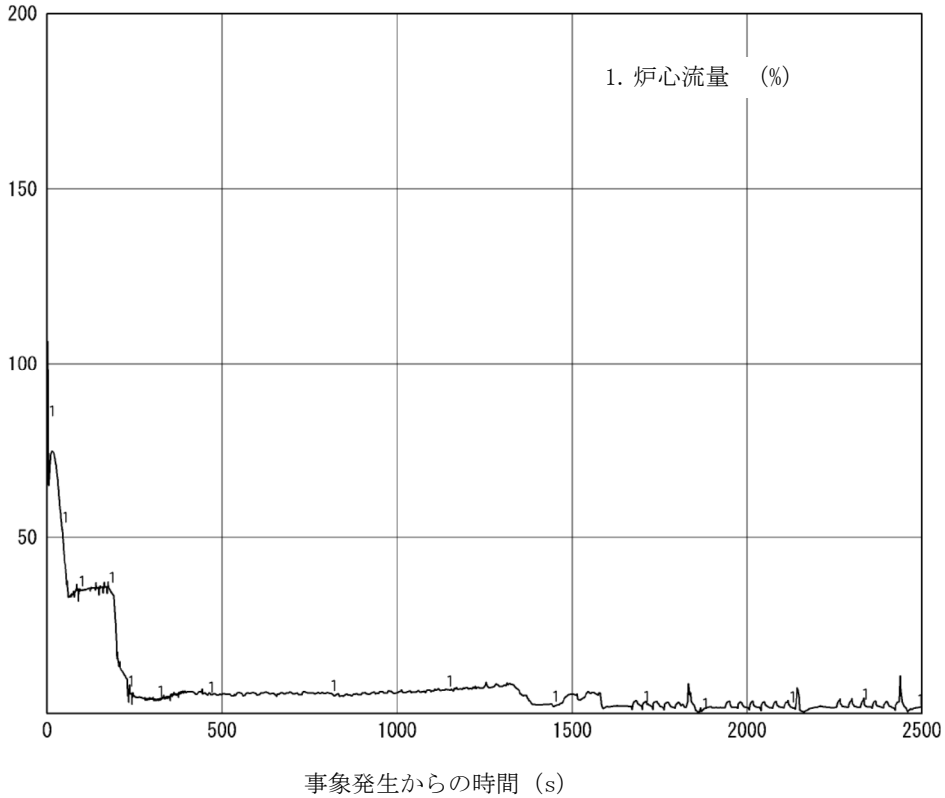


図 2　炉心流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

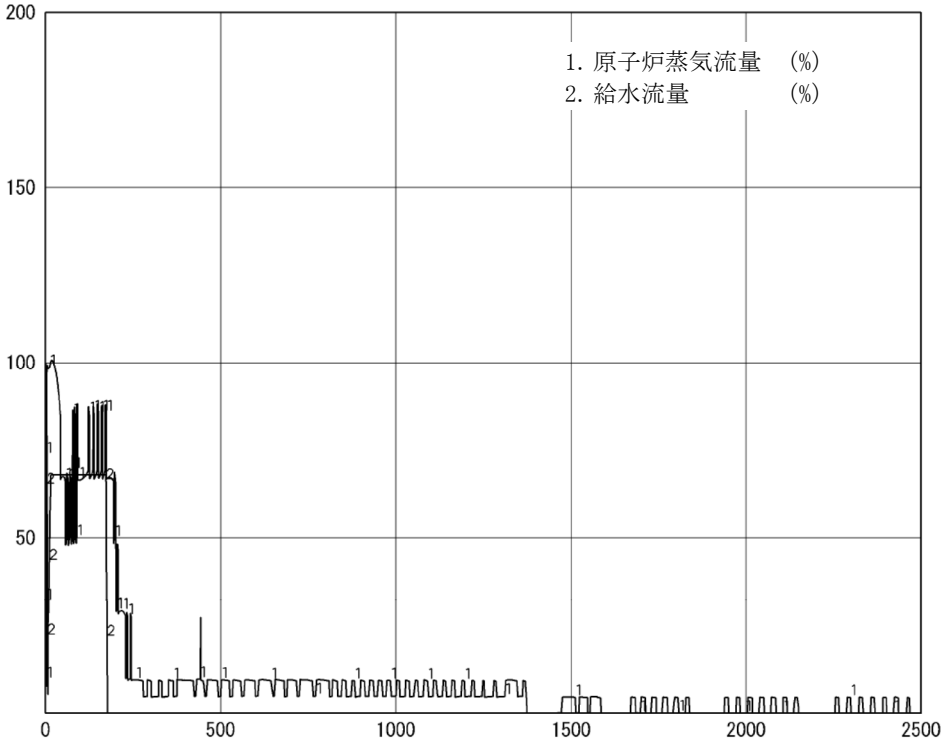


図 3　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

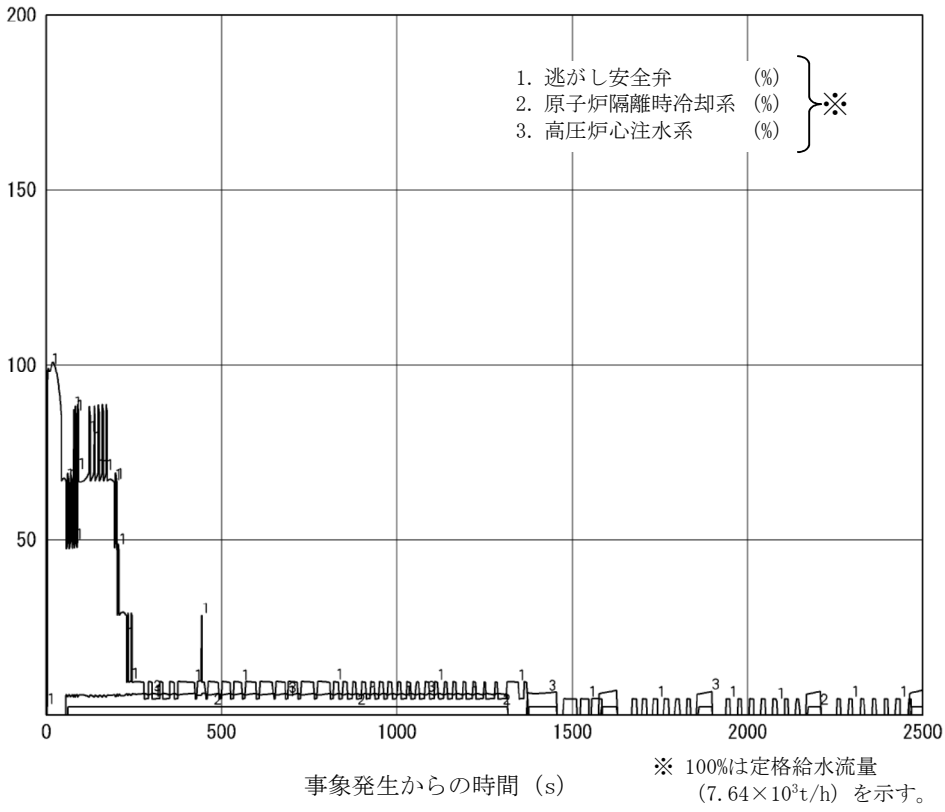


図 4　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

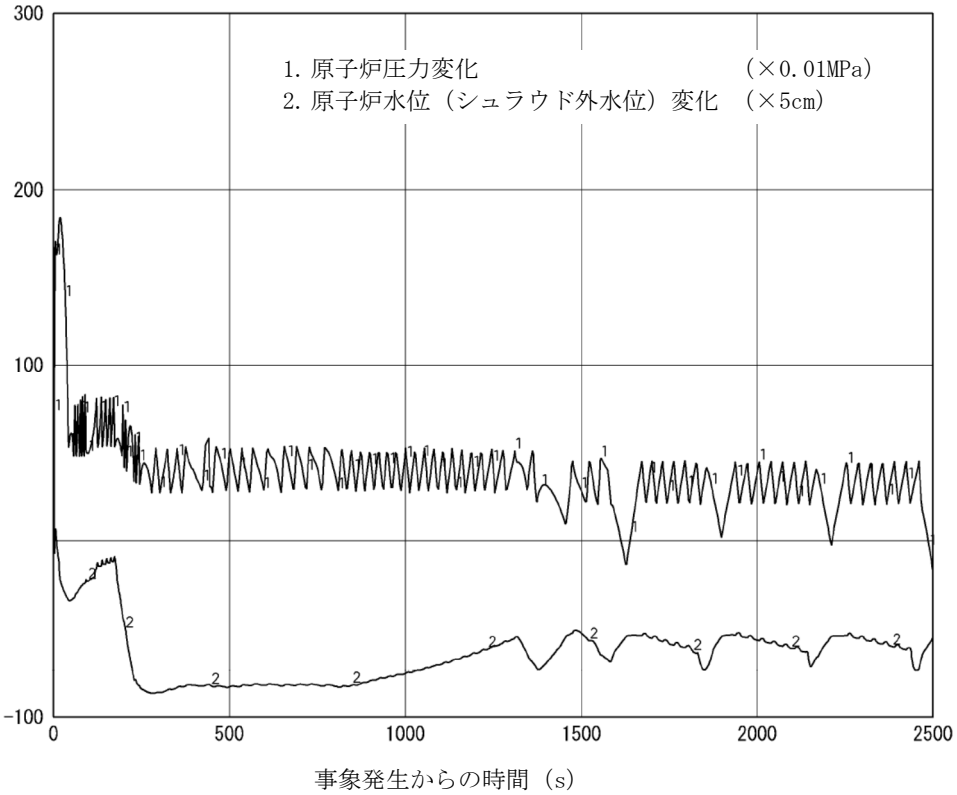


図 5　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

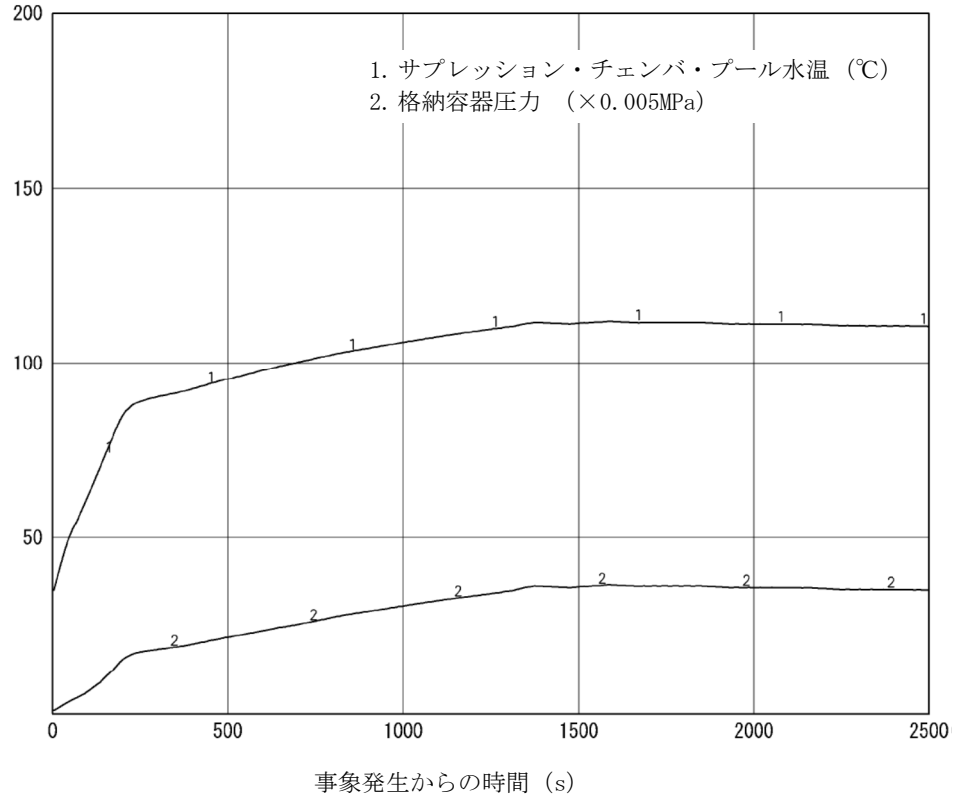


図 6　サプレッション・チェンバ・プールの水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

今回の評価では，事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって，約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって，復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバとして評価している。

本事象では，サプレッション・チェンバ・プール水温が事象発生と同時に急激に上昇し，事象発生から3分程度で77℃，11分程度で100℃を上回り，最高で約113℃まで上昇する。原子炉隔離時冷却系の最高使用温度は77℃，高圧炉心注水系の最高使用温度は100℃であることから，評価上，最高使用温度を上回る温度領域での運転を設定している。このため，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系について，今回の温度領域での運転の健全性を検討する。

(1) 高圧炉心注水系の運転可能性に関する検討

高圧炉心注水系の水源をサプレッション・チェンバとした場合，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの，サプレッション・チェンバ内が飽和蒸気圧条件となることから，NPSHの観点では高圧炉心注水系の運転継続に問題ないものと考える。

また，今回の評価では，一部を除いて運転員の操作に，起点となる事象の発生から600秒の時間余裕を見込むこととしている。高圧炉心注水系は事象発生から約24秒後に水源が復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わるが，この自動切替から600秒後に高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替える操作を想定する場合，切換時点の温度は100℃未満であるため，高圧炉心注水系を最高使用温度未満で運転した場合の評価となる。なお，評価結果は添付資料2.5.7の通りであり，評価項目を満足することを確認している。

(2) 原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する検討

原子炉隔離時冷却系については，事象発生から 3 分程度でサプレッション・チェンバ・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である 77℃を超えるため，サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽への水源切替操作への期待については考慮していない。

なお，サプレッション・チェンバ・プール水温が 77℃を超えた場合に原子炉隔離時冷却系が停止すると仮定した場合について評価したところ，サプレッション・チェンバ・プール水温は原子炉隔離時冷却系が運転を継続するとした場合に比べて緩やかに上昇し，かつ，最高温度も低く抑えられることを確認した。評価結果を図 1 から図 6 に示す。また，評価

結果のまとめを表 1 に示す。

また，福島第一原子力発電所 2 号炉では，平成 23 年 3 月 11 日に発生した事故の際，サプレッション・チェンバを水源とした状態で長時間運転を継続している。福島第一原子力発電所 2 号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・チェンバを水源として運転していた期間（平成 23 年 3 月 12 日 5 時から 14 日 9 時頃）のサプレッション・チェンバ・プール水温は，ドライウェル圧力を水蒸気の飽和温度と考える場合，今回の評価での最高温度である 113℃を超えていたものと推定され，また，平成 23 年 3 月 14 日 7 時に計測されたサプレッション・チェンバ・プール水温も 146℃であったことから，原子炉隔離時冷却系は，サプレッション・チェンバ・プール水温が 113℃程度であったとしても，運転を継続できる可能性があると考える。

以上

表1　水源切替操作及び原子炉隔離時冷却系の運転状態による評価項目への影響

項目	感度解析 （水源切替操作有，サプレッション・チェンバ・プール水温77℃で原子炉隔離時冷却系の運転停止）	ベースケース （水源切替操作無，原子炉隔離時冷却系の運転継続）	評価項目
燃料被覆管の最高温度（℃）	約 1060	約 1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	2%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	—※	約 9.08	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約0.15	約0.19	0.62MPa[gage]（限界圧力）を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度（サプレッション・チェンバ・プール水温（℃））	約104	約113	200℃（限界温度）を下回る

※　原子炉隔離時冷却系の運転停止前に最大値を示すパラメータであることから，評価を省略した。

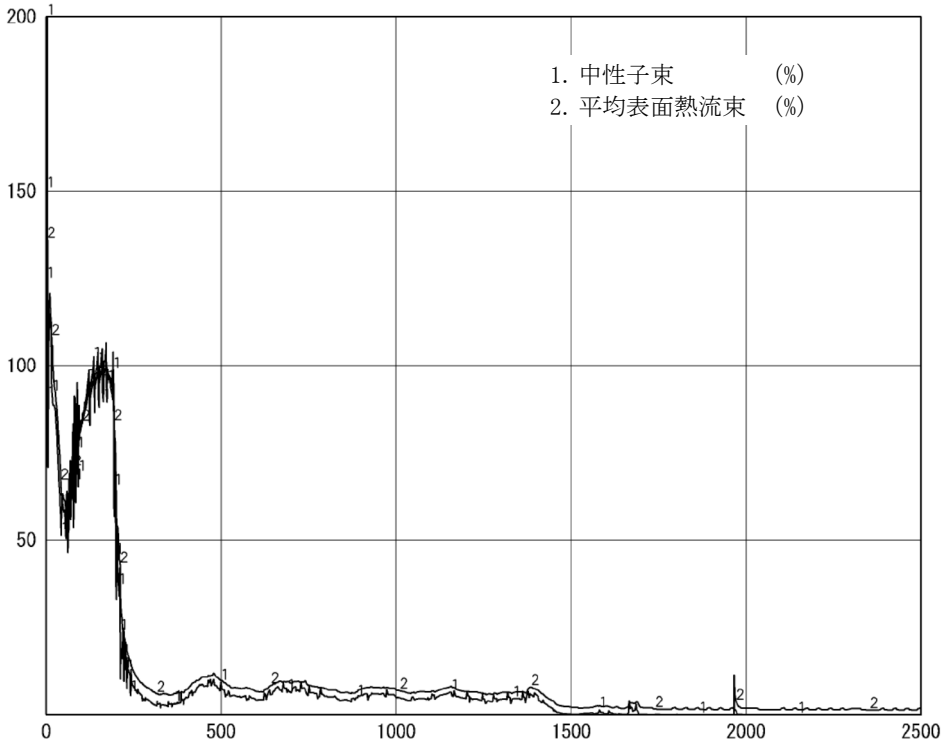


図 1　中性子束，平均表面熱流束の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

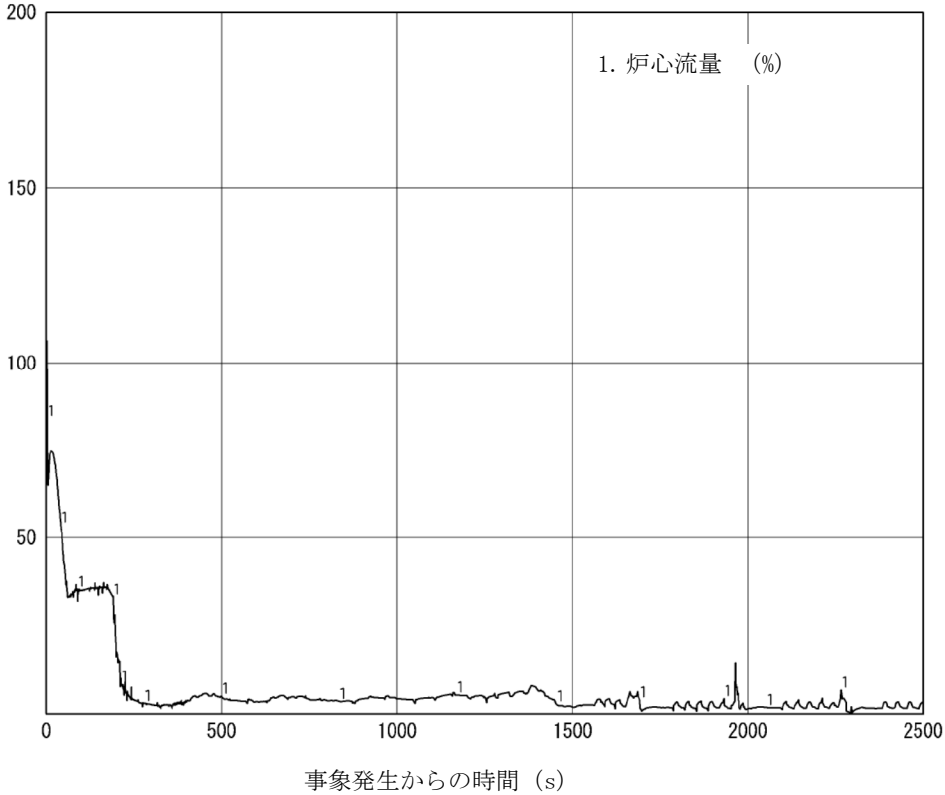


図 2　炉心流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

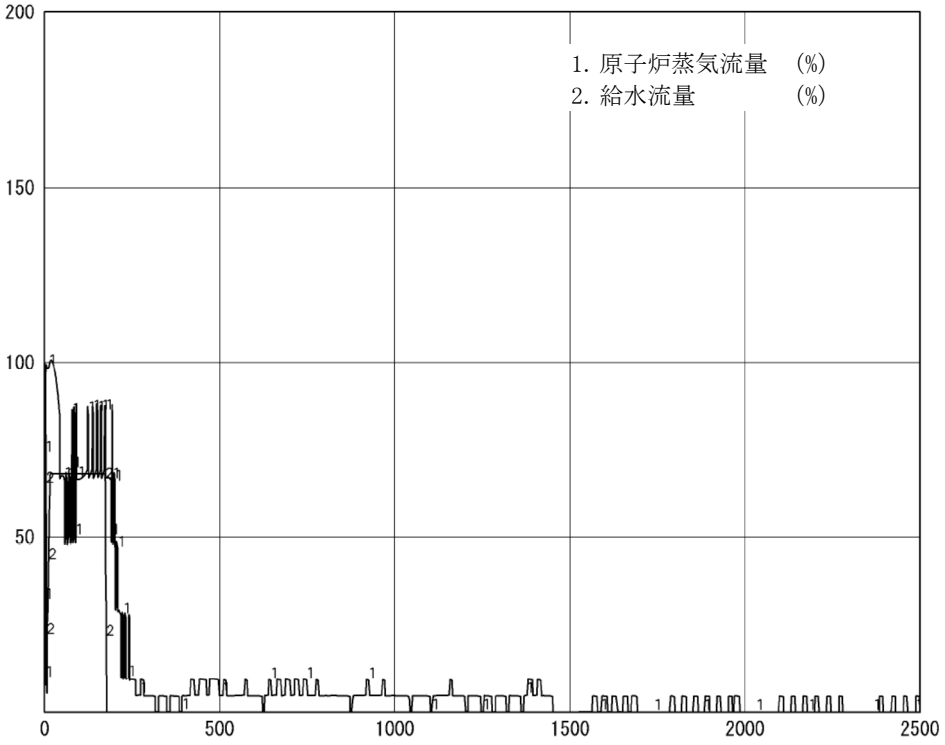


図 3　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

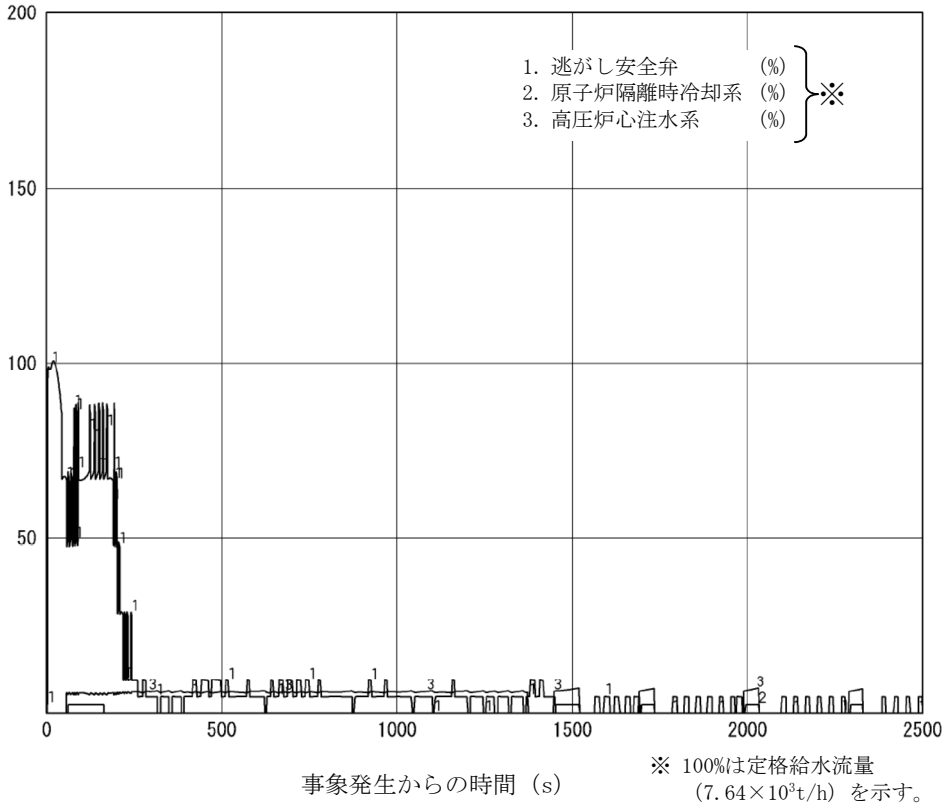


図 4　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から 2500 秒後まで）

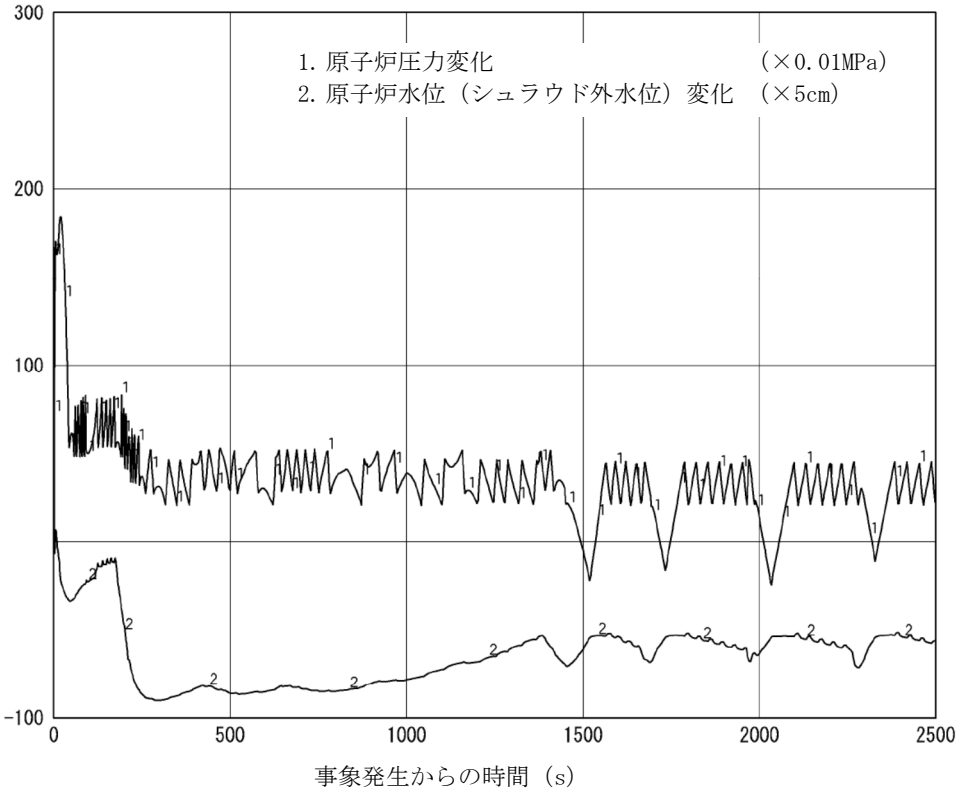


図 5　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

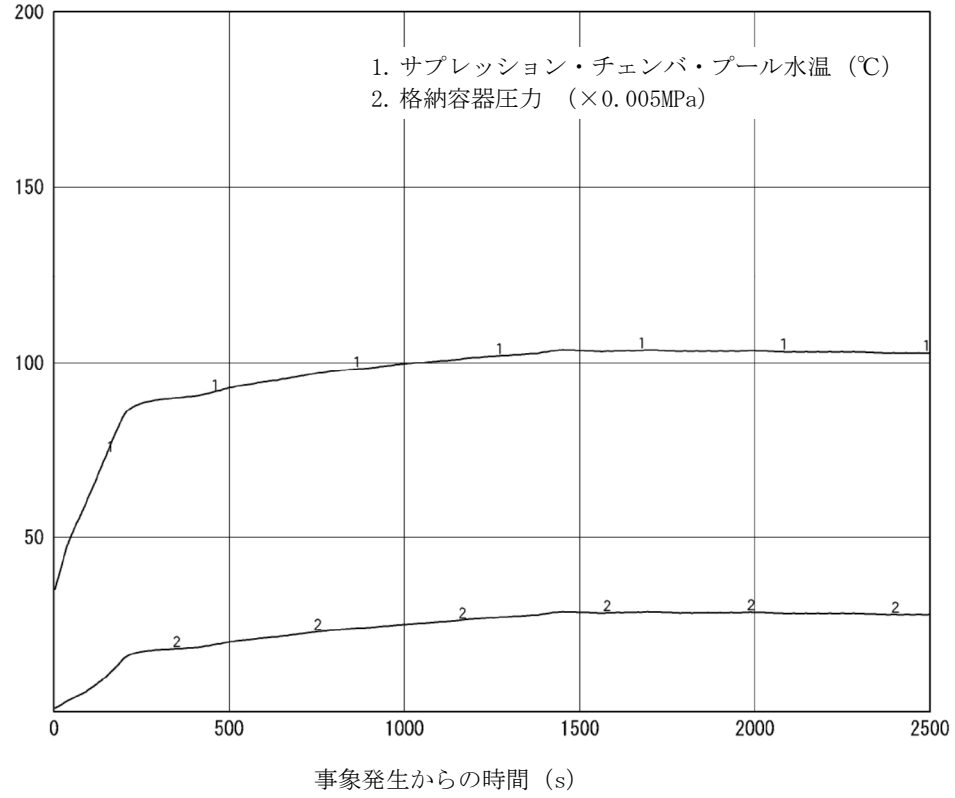


図 6　サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

添付資料 2.5.9

外部電源の有無による評価結果への影響

1. はじめに

今回の評価では，外部電源は喪失しない条件としており，給水系の機能や再循環ポンプの機能は喪失しない。ここでは，外部電源が喪失した場合を仮定し，外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

2 .評価条件

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して，外部電源の有無以外は，ベースケースにおける評価条件と同等である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図12に示す。また，評価結果のまとめを表1に示す。

主蒸気隔離弁の閉止動作開始と同時に，外部電源が喪失するため，MGセットがついていない4台の再循環ポンプがトリップし，その後，MGセット付きの再循環ポンプ6台が約3秒後にトリップする。これにより，ベースケースに比べて出力上昇が抑えられることから，事象初期の出力上昇による燃料被覆管温度の上昇は，ベースケースの一次ピーク（約770℃）以下に抑えられる。原子炉圧力については，主蒸気隔離弁の閉止による上昇後，逃がし弁の開動作により低下する。炉心流量減少により原子炉出力が低下するため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。

また，外部電源喪失により給水流量が喪失して原子炉水位は低下する。水位の低下に伴い出力が低下することから，ベースケースで見られた給水加熱喪失状態による出力上昇は発生しない。サプレッション・チェンバへ放出される蒸気量もベースケースと比較して少ないことにより，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力，温度の最大値はベースケースと比べて低くなる。

4. まとめ

外部電源の有無による評価結果への影響を確認した結果，全ての評価項目のパラメータについて，ベースケースよりも低い値を示した。

また，外部電源が有ることにより使用可能となる給水系，再循環ポンプについては，これらの機能が有る方が事象は厳しくなることから，重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

以上

表1　外部電源の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 （外部電源無）	ベースケース （外部電源有）	評価項目
燃料被覆管の最高温度（℃）	約 710	約 1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	1%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] （限界圧力）を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度（サプレッション・チェンバ・プール水温（℃））	約85	約113	200℃（限界温度）を下回る

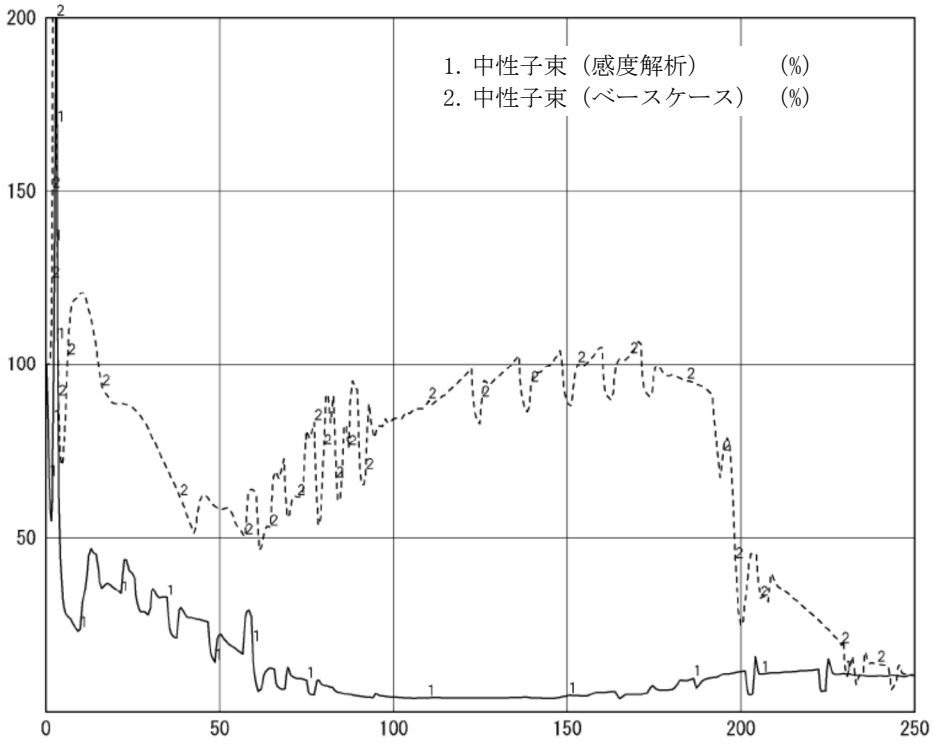


図1　中性子束の推移（事象発生から250秒後まで）

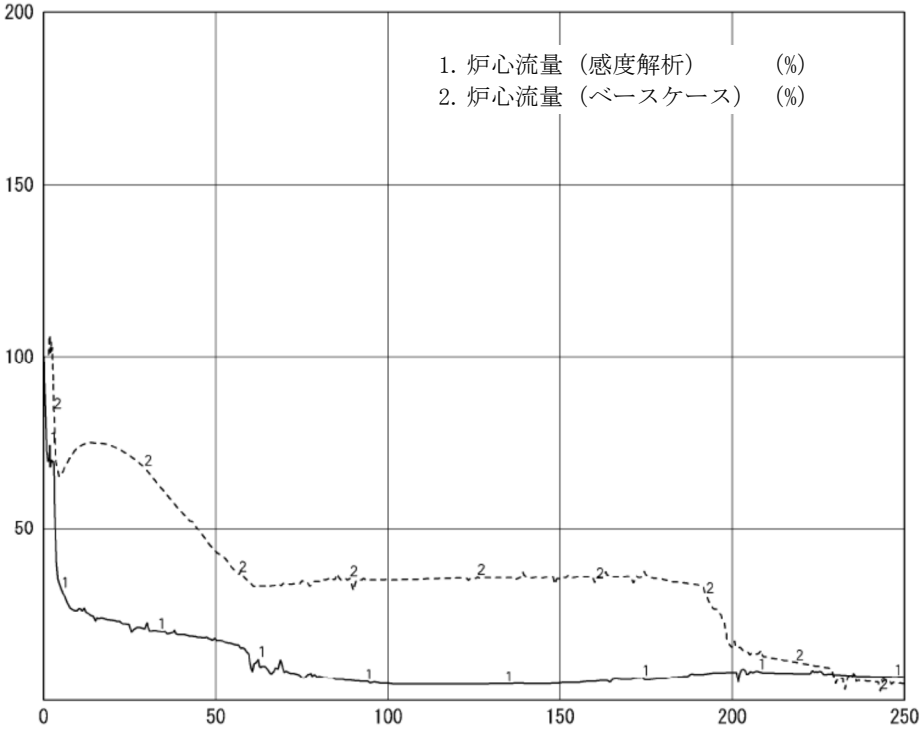


図2　炉心流量の推移（事象発生から250秒後まで）

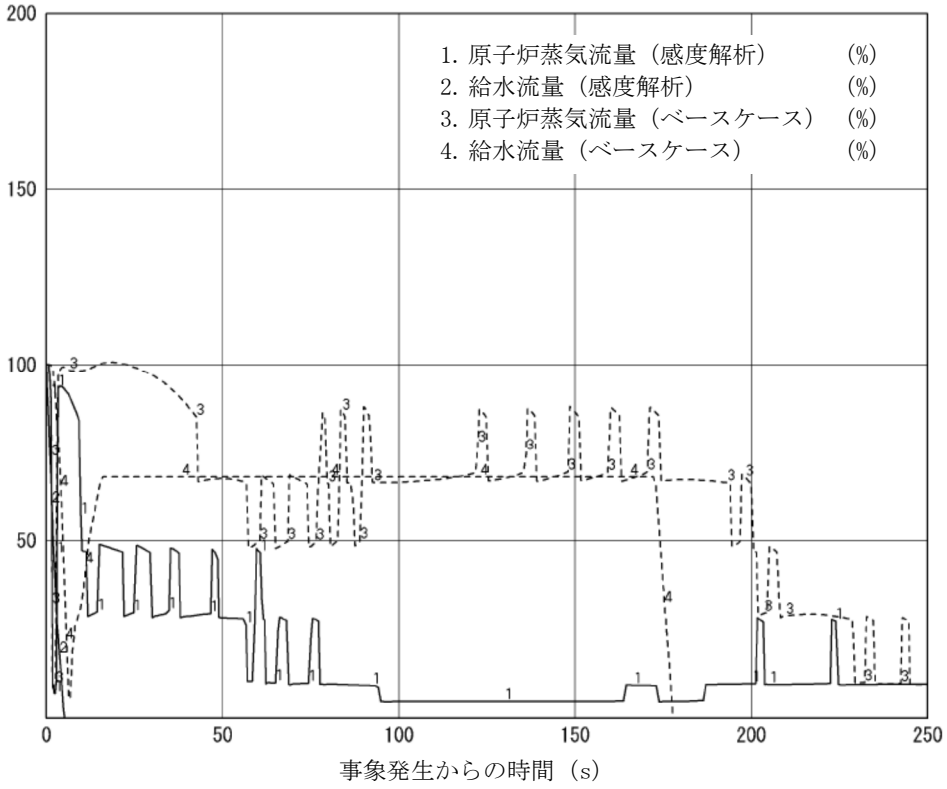


図3　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から250秒後まで）

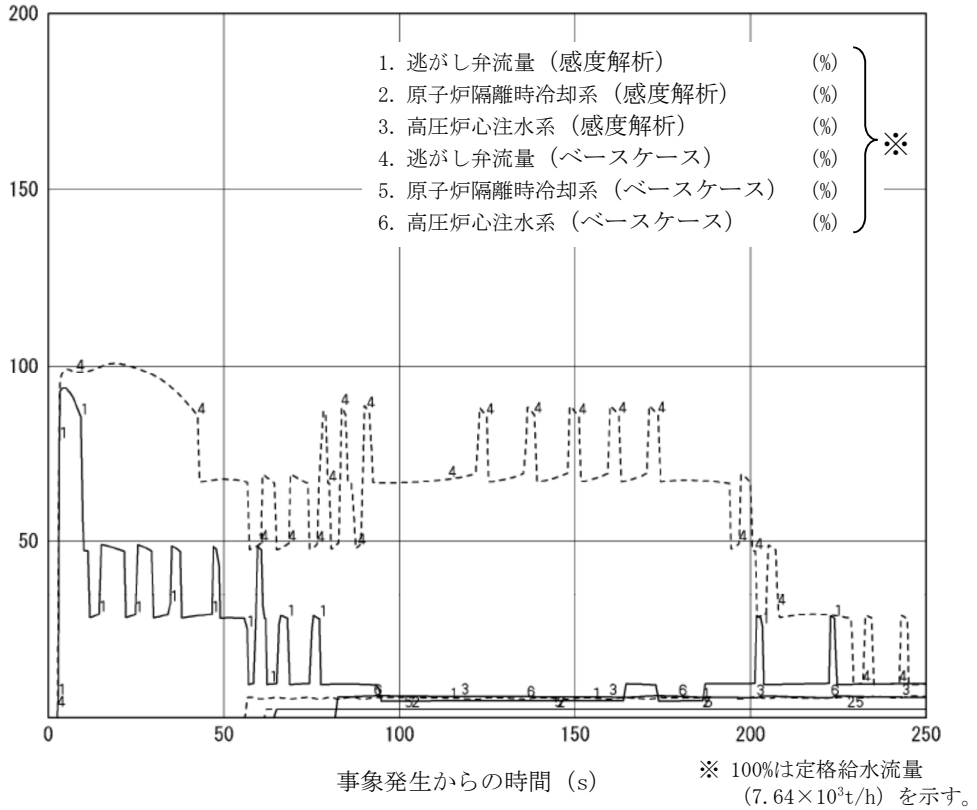


図 4　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から250秒後まで）

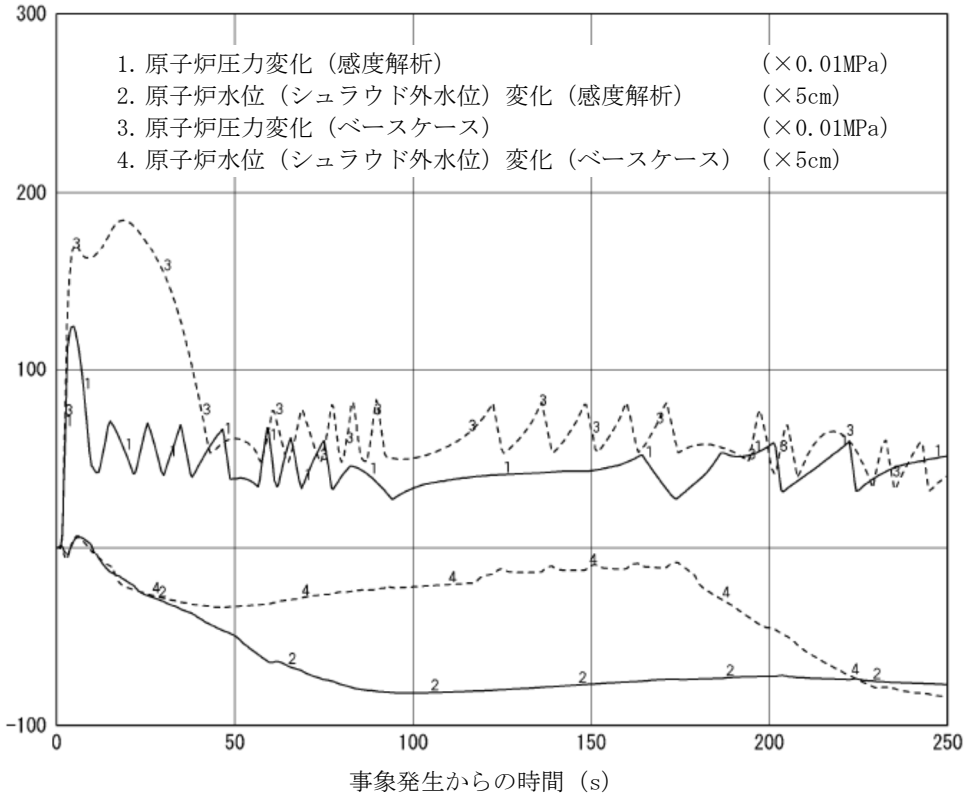
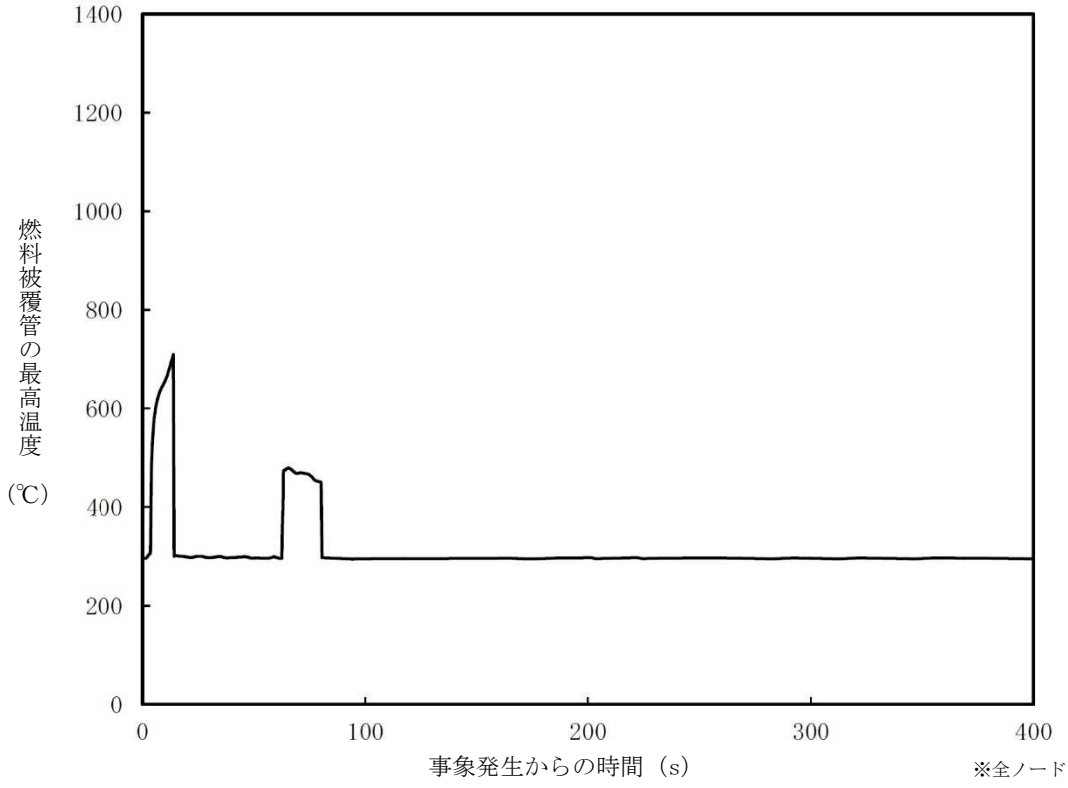


図５　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の
流量の推移（事象発生から 250 秒後まで）



※全ノード中、燃料被覆管の温度が最高を示した 15 ノードの推移を示す。

図6　燃料被覆管温度※の推移（事象発生から400秒後まで）

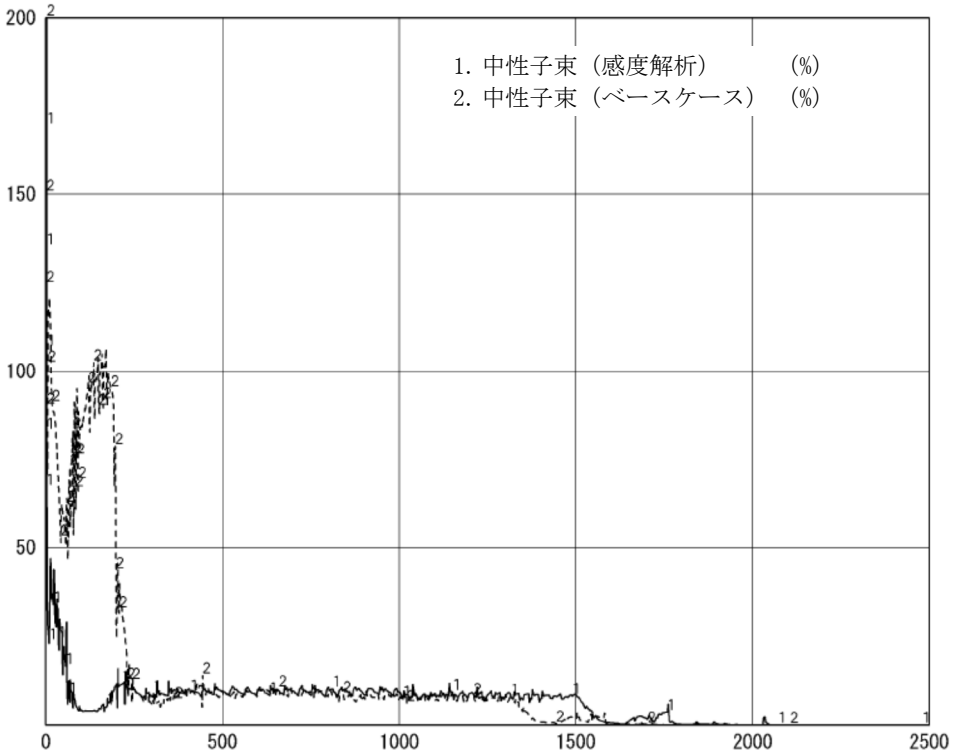


図7　中性子束の推移（事象発生から2500秒後まで）

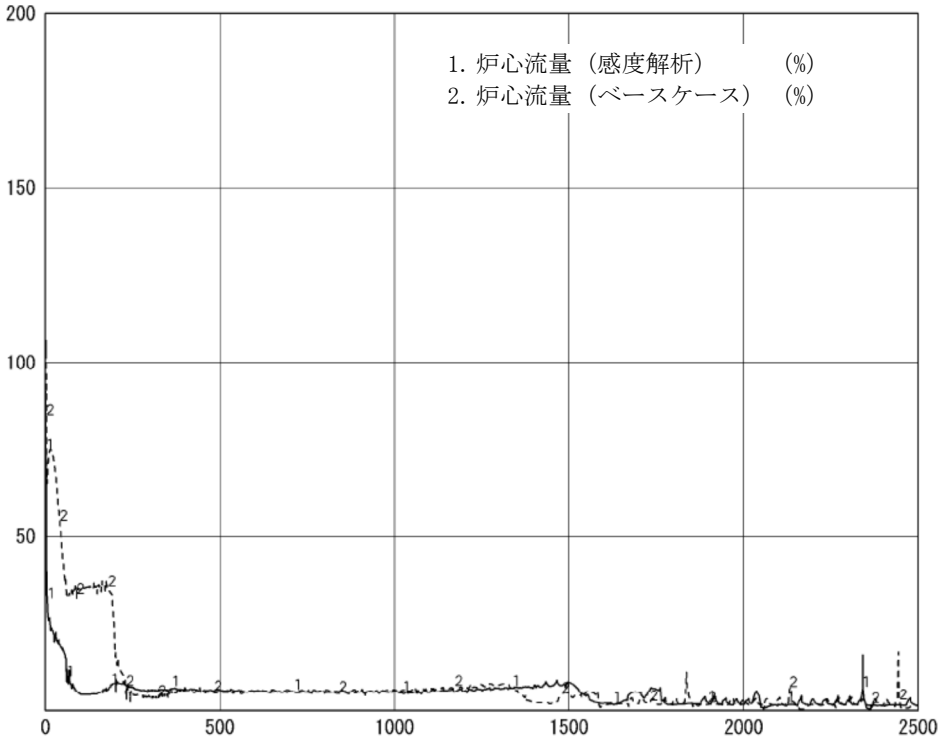


図8　炉心流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

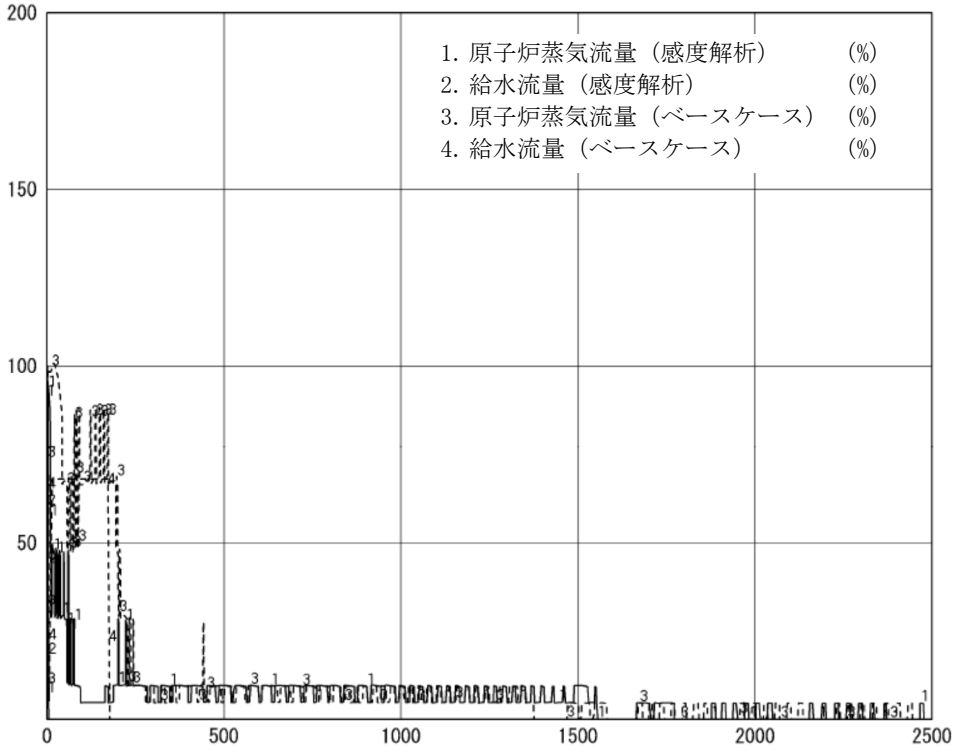


図9　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

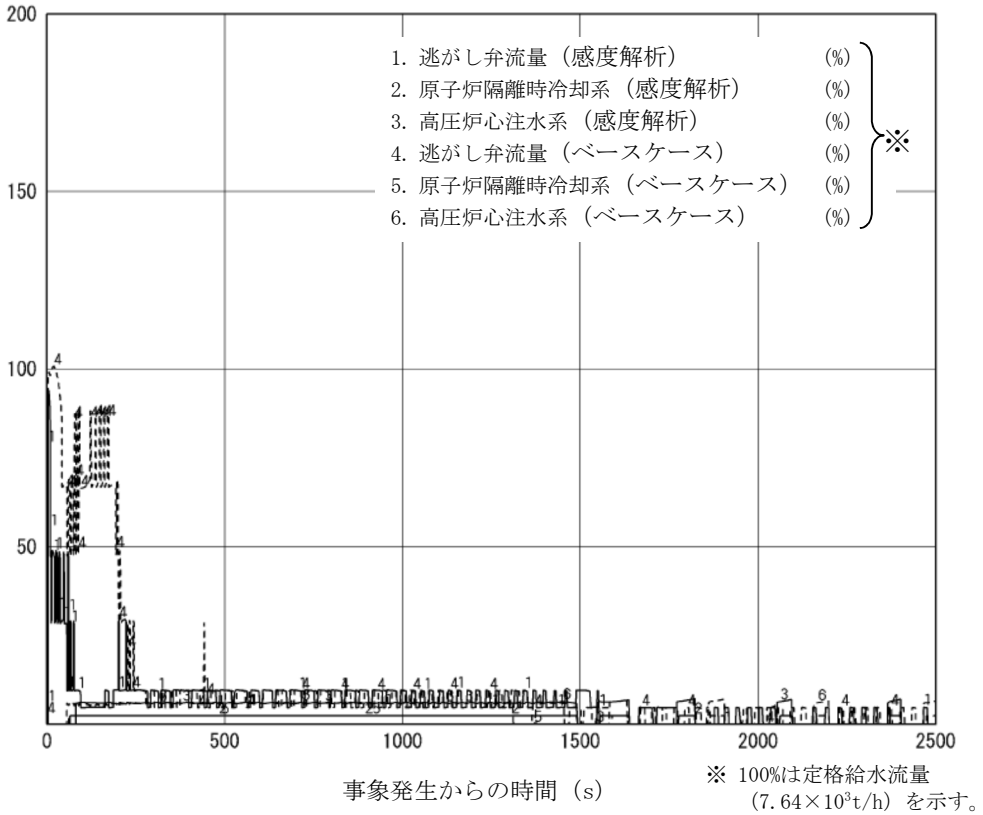


図 10　逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

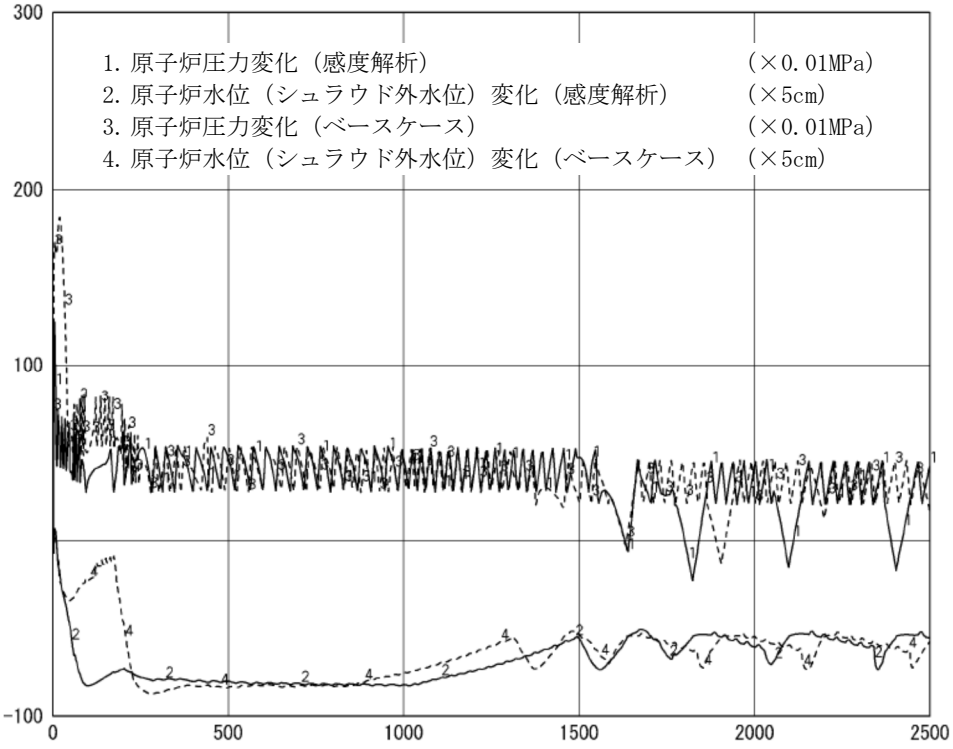


図 11　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の
流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

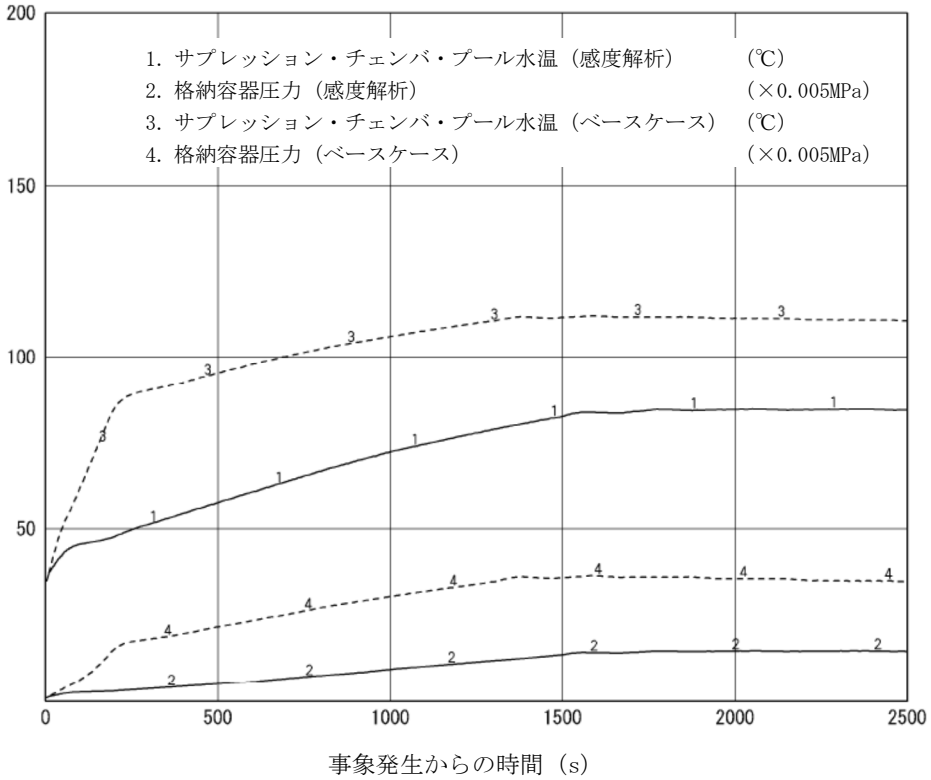


図12　サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から2500秒後まで）

SLC 起動を手動起動としていることについての整理

1. SLC 起動を自動化する場合と手動起動とする場合の効果の違いに関する整理

原子炉停止機能喪失事象発生時の操作は，事故時運転操作手順書（徴候ベース）に規定されており，原子炉停止機能喪失事象の確認後にほう酸水注入系（以下「SLC」という。）起動，制御棒手動挿入，原子炉水位低下操作により反応度を抑制する（同時に実行できない場合は上記の順番で操作する）。

SLC については，有効性評価「原子炉停止機能喪失」においてその反応度抑制効果を確認しているが，図 1 に示す通り，その効果は約 10 分程度の時間遅れを伴うゆっくりとしたものである。事象発生後，炉心流量が低下し，出力が数%まで低下し，比較的安定な状態になった頃に漸くその効果が確認されるものであり，事象初期の急激な出力変動に対応できるものでは無い。このことを踏まえると，仮に自動起動によって速やかに起動しても，運転員によって手動起動しても，事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく，その効果に大きな違いは無い。また，手順書上は原子炉停止機能喪失事象への対応の中で最も優先度の高い操作と位置付けており，訓練においても事象発生から約 1～2 分での操作実施を確認していることから，運転員の操作についても大きな遅れを伴うものでは無い。

また，早く出力を抑制することにより，サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量を低減し，サプレッション・チェンバの温度上昇を抑制する効果に期待できるが，SLC 起動操作に約 10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・チェンバの最高温度は約 113℃であり，限界温度までに十分な余裕がある。このことから，サプレッション・チェンバの温度上昇の抑制の観点でも，手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

これらのことから SLC については，手動起動とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても，その効果に大きな違いは表れず，手動起動であっても自動化した場合とほぼ同等の対応になっているものと整理できる。

2. SLC の起動を自動化した場合に対する懸念

SLC を手動起動させると，原子炉冷却材浄化系は自動隔離される。これは原子炉冷却材浄化系が運転していると同系統のフィルタ・デミネラライザがほう酸を除去してしまい，反応度抑制に支障をきたすためである。この点を現行手順では，SLC 手動起動をトリガーとして直ちに原子炉冷却材浄化系の停止を確認するという，一連の操作・確認手順をとしている。SLC を自動起動させる場合には，起動を知らせる警報などが原子炉冷却材浄化系隔離確認のトリガーとなると考えられるが，原子炉停止機能喪失事象発生時の慌ただしい状況下で，万

一 SLC 自動起動の警報に気づかず，これに原子炉冷却材浄化系の自動隔離失敗が重畳した場合，ほう酸が除去されてしまい，反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

また，SLC が自動起動した時点で何らかの理由により原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）を超えているような場合には，注入したほう酸水が逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに排出されてしまい反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。

以上の通り，SLC の起動は関連する設備やパラメータの状態を認識しながら実施する必要性が高いと考えており，運転員の判断で実施する操作としておくことが望ましいと考える。

3. 結論

1. の通り，SLC については，手動起動の場合と自動化した場合の効果に大きな違いが表れないこと及び2. の通り，自動化に際しての懸念も残るため，現状は手動起動としている。

【参考】SLC 自動起動に関する海外の状況

SLC の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 ABWR の Design Control Document によると，以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- 「原子炉圧力高」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分
- 「原子炉水位低（レベル 2)」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分
- 「手動 ARI/FMCRD run-in 信号」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」の AND 条件成立から 3 分

上記の通り，SLC の自動起動には 3 分の運転員の確認時間が含まれており，運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると，運転員の対応としては手動起動と大きな違いは無いものと考える。尚，米国においても SLC の自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

以　上

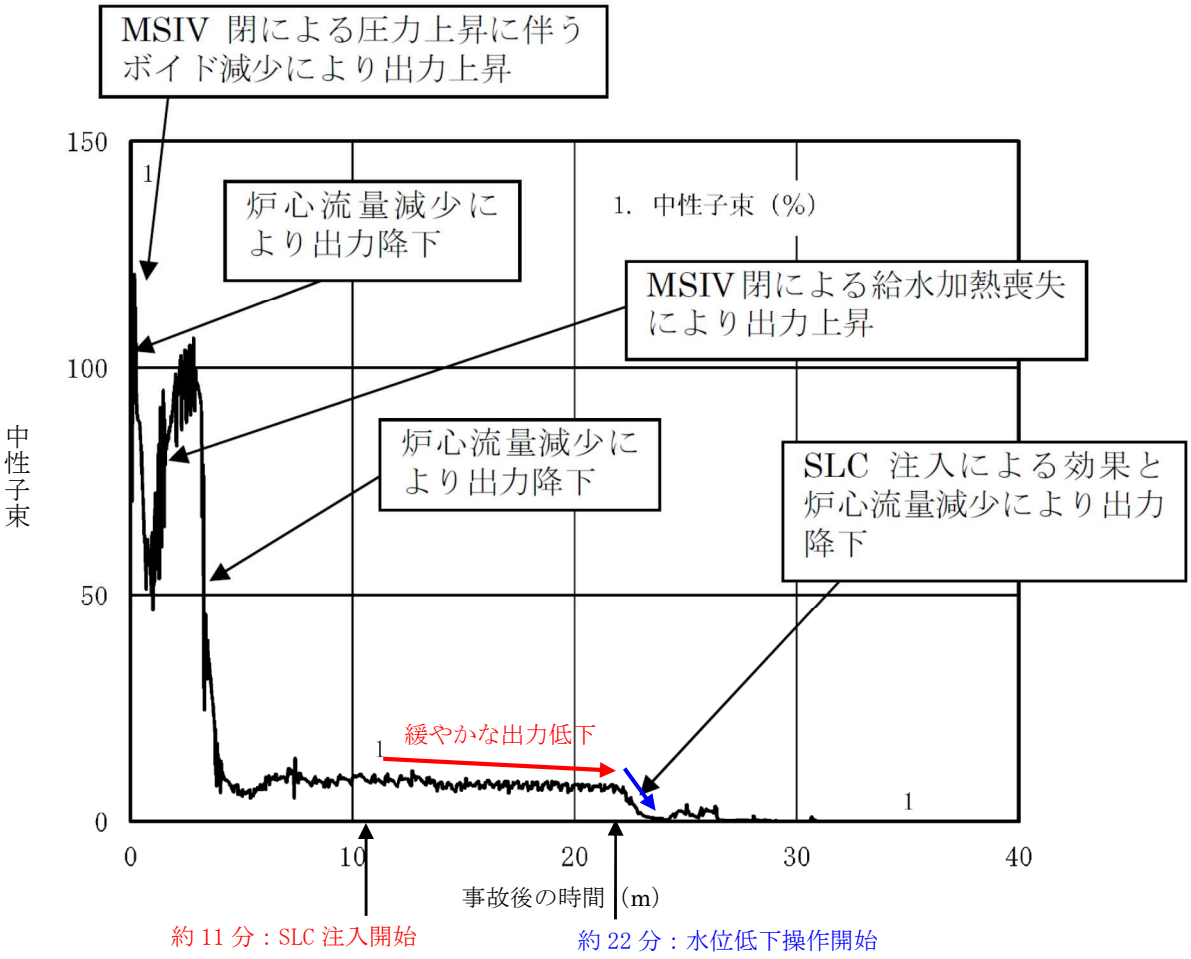


図 1　原子炉停止機能喪失事象発生時の SLC 及び水位低下操作による反応度抑制

2.6 LOCA 時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

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

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして，⑤「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断 LOCA＋RHR 失敗」が抽出された。

なお，大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては，炉心損傷を防止することができないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2)事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

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

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

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.6.1 から図 2.6.3 に，手順の概要を図 2.6.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.6.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.6.5 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，24 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

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

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備

として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を追加起動し，2 台運転とする。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

低圧代替注水系（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，原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）である。

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

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

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

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

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

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサプレッション・チェンバ・プール水位等である。

以降，炉心の冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP，炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは，炉心露出時間が長く，燃料被覆管の最高温度が高くなるため，輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.6.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管（配管断面積約 26cm^2）とし，破断面積を 1cm^2 とする。

（添付資料 2.6.1）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

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

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

(c) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大300m^3/hにて原子炉に注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，代替格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

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

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが，

格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。解析においては，操作手順の考え方を踏まえ，中間開操作（流路面積約 70%開）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 低圧代替注水系（常設）の起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から14分後に開始するものとし，操作時間は約4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約18分後に開始する。

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

(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図 2.6.6 から図 2.6.11 に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 2.6.12 から図 2.6.18 に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図 2.6.19 から図 2.6.22 に示す。

a．事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより，残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

事象発生から約 18 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開

することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

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

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，図 2.6.12 に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 821℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.6.6 に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用

圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.6.7 に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.6.2）

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3　全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

LOCA 時注水機能喪失では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む），代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については，「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料2.6.3）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.6.2に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

事故条件の起因事象については，非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm^{2}を設定している。なお，CHASTE解析によれば，破断面積が5.6cm^{2}までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，原子炉急速減圧の開始時間は約16分後となる。本解析（破断面積が1cm^2）における原子炉急速減圧の開始時間は約18分後であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

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

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

（添付資料2.6.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の起因事象については，非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm^{2}を設定している。なお，CHASTE解析によれば，破断面積が5.6cm^{2}までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，燃料被覆管の最高温度は約886℃となる。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

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

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，本解析条件の不確かさとして，実際の注水

量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.6.3，2.6.4）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約18分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，余裕時間を含めて設定されていることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅

れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.6.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa[gage]付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は0.62MPa［gage］のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

（添付資料2.6.3）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，事象進展が同様となる「高圧・低圧注水機能喪失」においては，操作開始時間の5分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また，格納容器ベントをしても敷地境界線量は1.4mSvであり，5mSvを下回る。操作開始時間の10分程度の時間遅れでは，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足す

るが，格納容器ベントをすると敷地境界線量は5mSvを超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力0.62MPa［gage］にて格納容器ベントすることとなるため，重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については，代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約20時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料2.1.3，2.6.3）

(4) まとめ

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

2.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「2.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 5,400m^3 の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 10,800m^3 の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料 2.6.5）

b．燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後7日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,601kL）

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.6.6）

c．電源

外部電源は使用できないものと仮定し，各号炉の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。

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

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷

却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することで，破断箇所から原子炉冷却材が流出して水位が低下することで炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断LOCA＋HPCF注水失敗＋低圧ECCS注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。

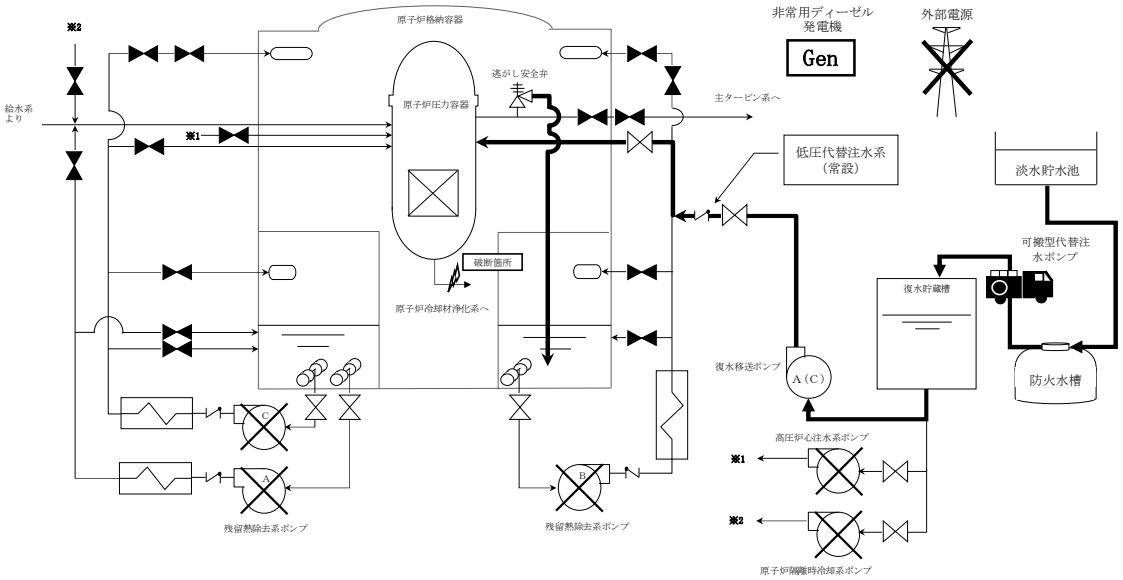
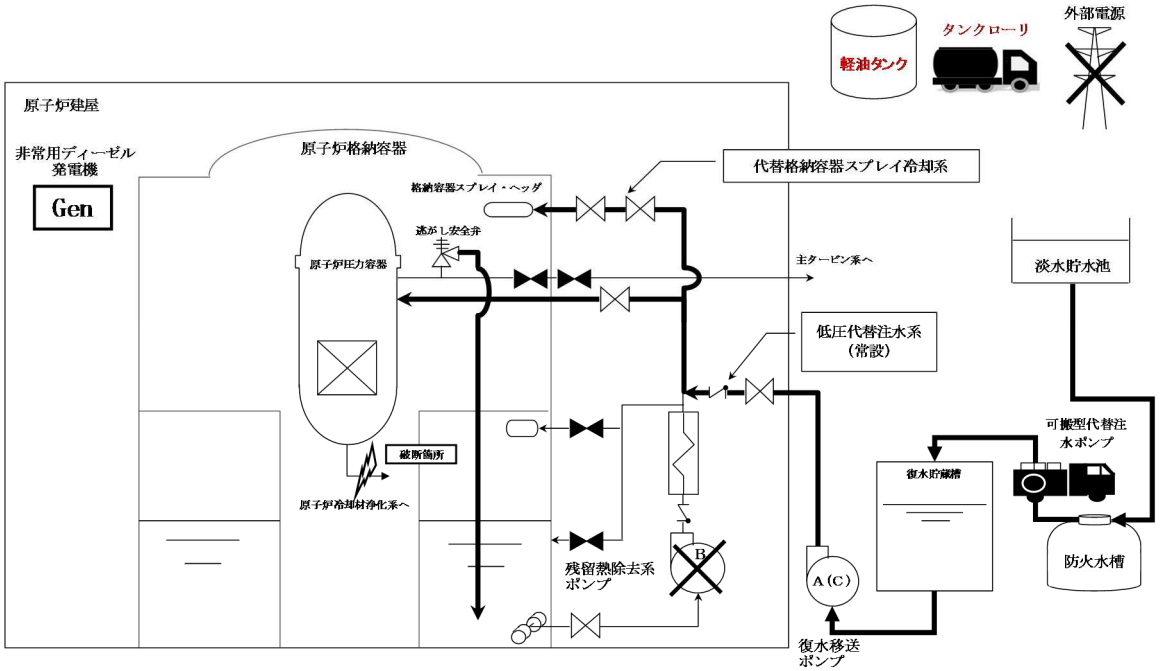


図 2.6.1　LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）



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

図 2.6.2　LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

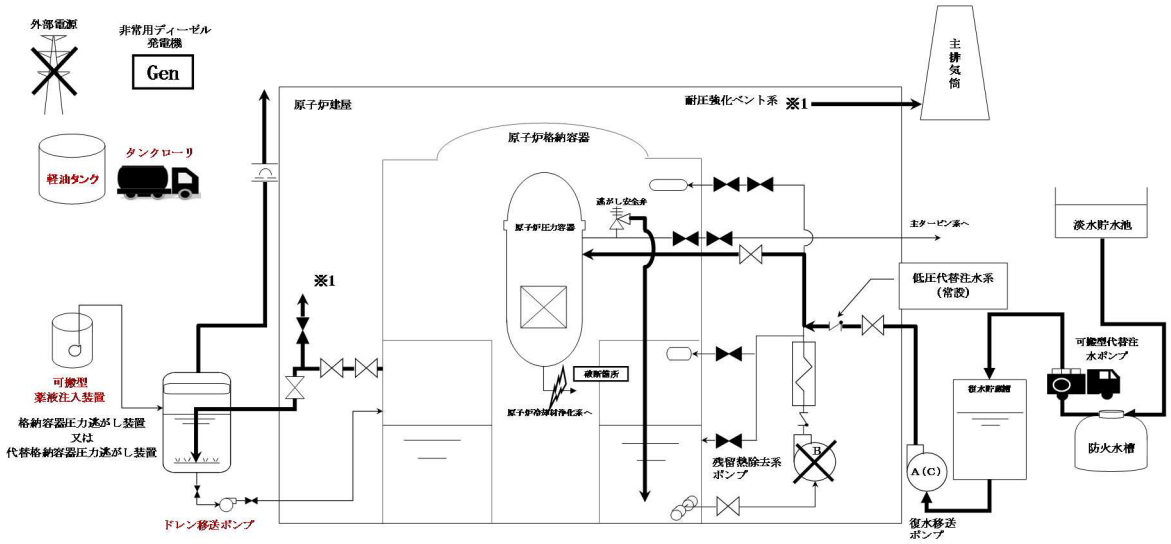
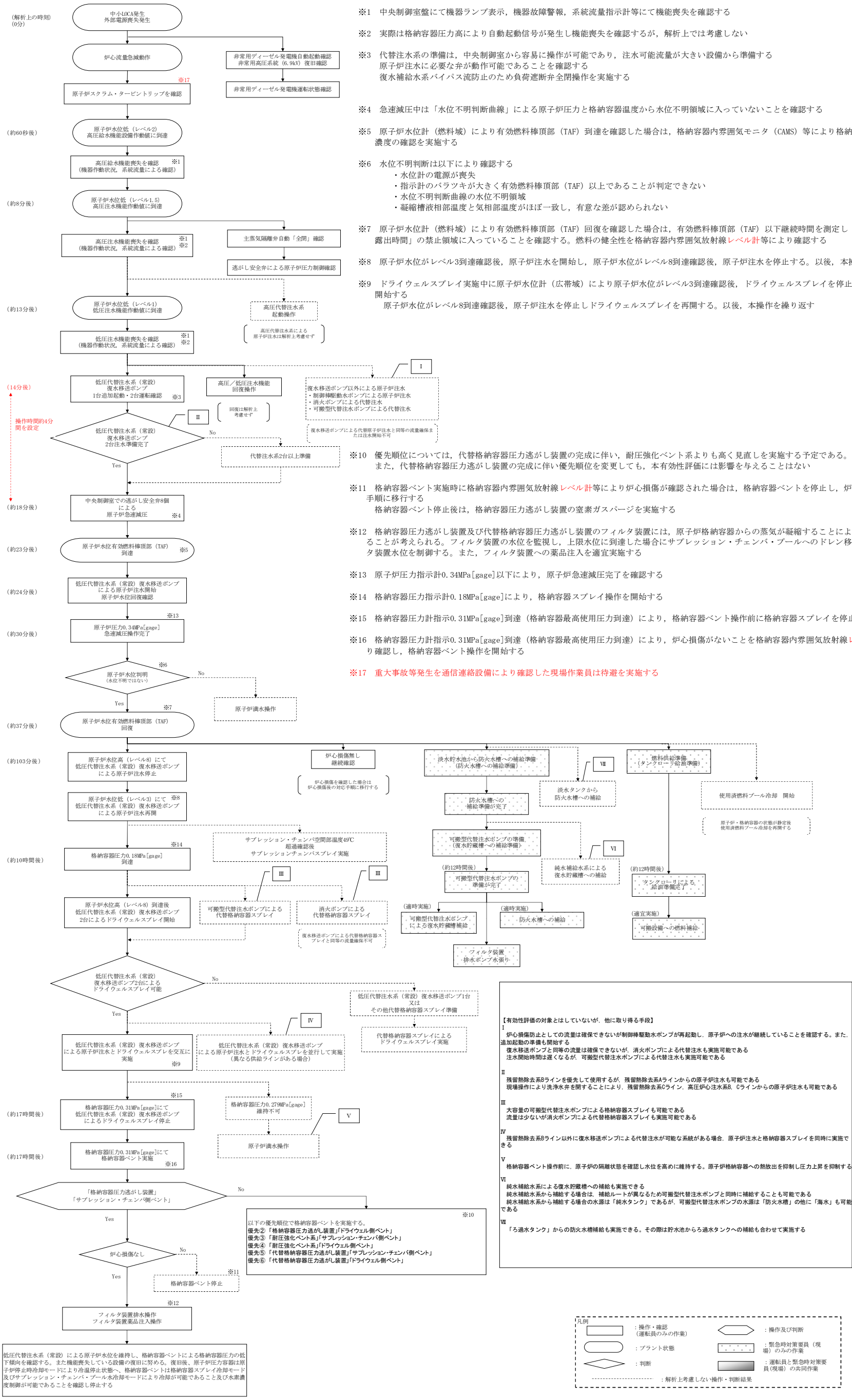


図 2.6.3　LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※1　中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて機能喪失を確認する

※2　実際は格納容器圧力高により自動起動信号が発生し機能喪失を確認するが，解析上では考慮しない

※3　代替注水系の準備は，中央制御室から容易に操作が可能であり，注水可能流量が大きい設備から準備する
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※4　急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する

※5　原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は，格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する

※6　水位不明判断は以下により確認する
・水位計の電源が喪失
・指示計のバラツキが大きく有効燃料棒頂部（TAF）以上であることが判定できない
・水位不明判断曲線の水位不明領域
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない

※7　原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は，有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する

※8　原子炉水位がレベル3到達確認後，原子炉注水を開始し，原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止する。以後，本操作を繰り返す

※9　ドライウェルスプレイ実施中に原子炉水位計（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後，ドライウェルスプレイを停止し原子炉注水を開始する
原子炉水位がレベル8到達確認後，原子炉注水を停止しドライウェルスプレイを再開する。以後，本操作を繰り返す

※10　優先順位については，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い，耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。
また，代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても，本有効性評価には影響を与えることはない

※11　格納容器ベント実施時に格納容器内雰囲気放射線レベル計等により炉心損傷が確認された場合は，格納容器ベントを停止し，炉心損傷後の対応手順に移行する
格納容器ベント停止後は，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する

※12　格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には，原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し，上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また，フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

※13　原子炉圧力指示計0.34MPa[gage]以下により，原子炉急速減圧完了を確認する

※14　格納容器圧力指示計0.18MPa[gage]により，格納容器スプレイ操作を開始する

※15　格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，格納容器ベント操作前に格納容器スプレイを停止する

※16　格納容器圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により，炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し，格納容器ベント操作を開始する

※17　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待避を実施する

図 2.6.4　LOCA 時注水機能喪失(中小破断 LOCA)の対応手順の概要

ＬＯＣＡ時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員 （現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作	事象発生 原子炉スクラム 約60秒　原子炉水位低（レベル2） 約8分　原子炉水位低（レベル1.5） プラント状況判断 約13分　原子炉水位低（レベル1） 約18分　原子炉急速減圧 約23分　原子炉水位有効燃料棒頂部到達※ 約24分　低圧代替注水系　原子炉注水開始 約37分　原子炉水位有効燃料棒頂部回復※ 約103分　原子炉水位高（レベル8） 10分	※シュラウド内水位に基づく時間 解析上考慮せず
高圧／低圧注水機能喪失　調査，復旧操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系，残留熱除去系　機能回復		対応可能な要員により対応する
低圧注水機能　起動確認	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系 自動起動／機能喪失確認	1分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	（2人） A，B	（2人） a，b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　ラインアップ	4分	
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　8個　手動開放操作	5分	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持	

図 2.6.5　LOCA 時注水機能喪失の作業と所要時間(1/2)

ＬＯＣＡ時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	運転員（中央制御室） 7号	運転員（現場） 6号	運転員（現場） 7号	緊急時対策要員（現場） 6号	緊急時対策要員（現場） 7号	操作の内容	備考
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　注入弁操作	
代替格納容器スプレイ冷却系　操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	
使用済燃料プール冷却　再開（解析上考慮せず）	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人）B	（1人）b	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	－	－	－	－	2人 ↓ ※1, ※2		・放射線防護装備準備	
	－	－	－	－			・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成，ホース水張り	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	2人, ※1 ↓ （2人）	2人, ※2 ↓ （2人）	・放射線防護装備準備	
	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ移動，ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ，可搬型代替注水ポンプから接続口），ホース接続）	
	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する
格納容器ベント準備操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	
	－	－	（2人）C, D	（2人）c, d	－	－	・放射線防護装備準備	
	－	－			－	－	・現場移動 ・ベント準備（格納容器一次隔離弁操作）	
	－	－	－	－	※1, ※2		・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	
	－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	
格納容器ベント操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・ベント状態監視	
	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・ベント状態監視	
	－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	
	－	－	－	－	4人（参集）	4人（参集）	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	
	－	－	－	－			・フィルタ装置薬液補給	
燃料給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	
							・軽油タンクからタンクローリへの補給	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプへの給油	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人（参集要員8人）			

（　）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

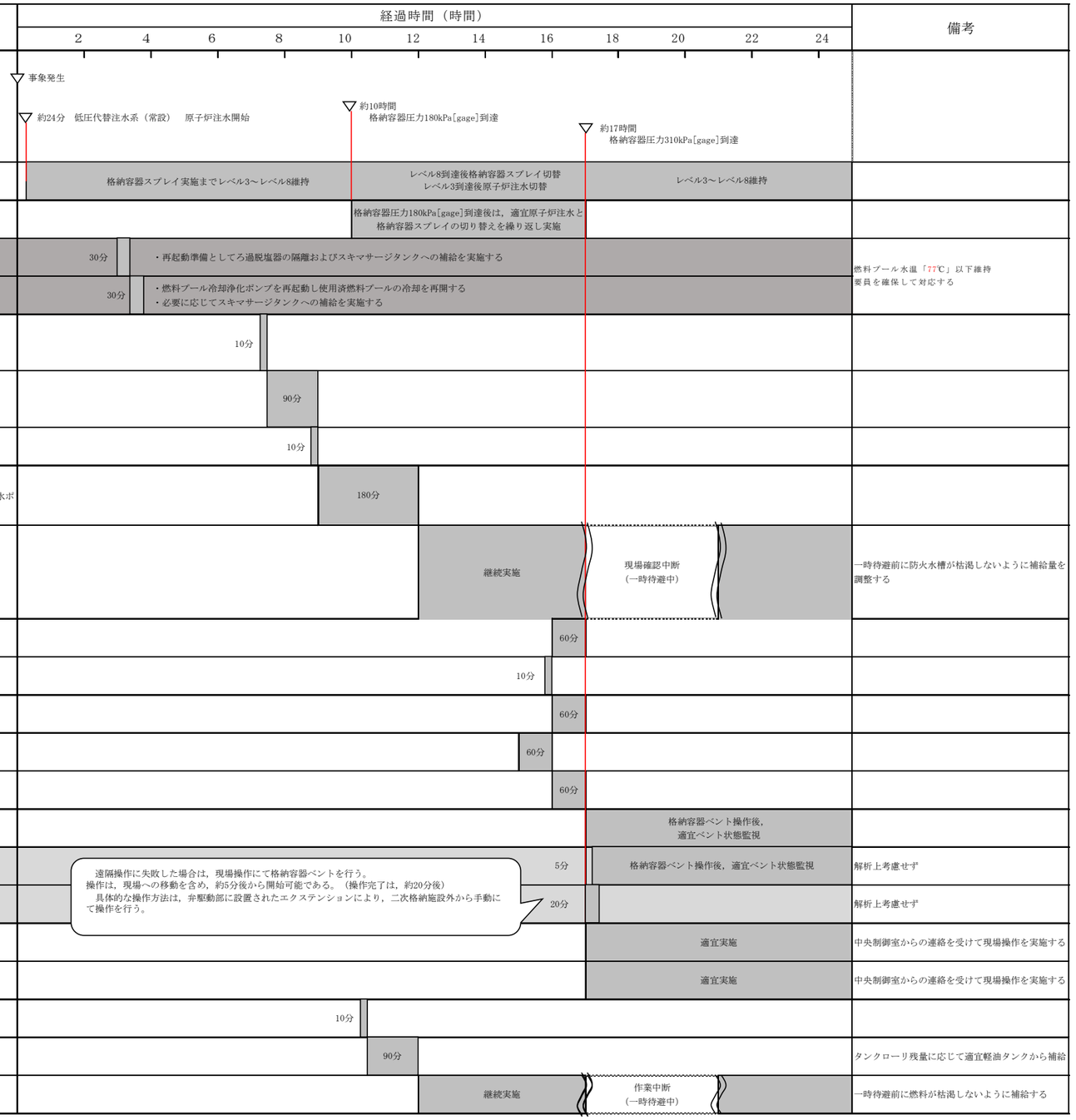


図 2.6.5　LOCA 時注水機能喪失の作業と所要時間(2/2)

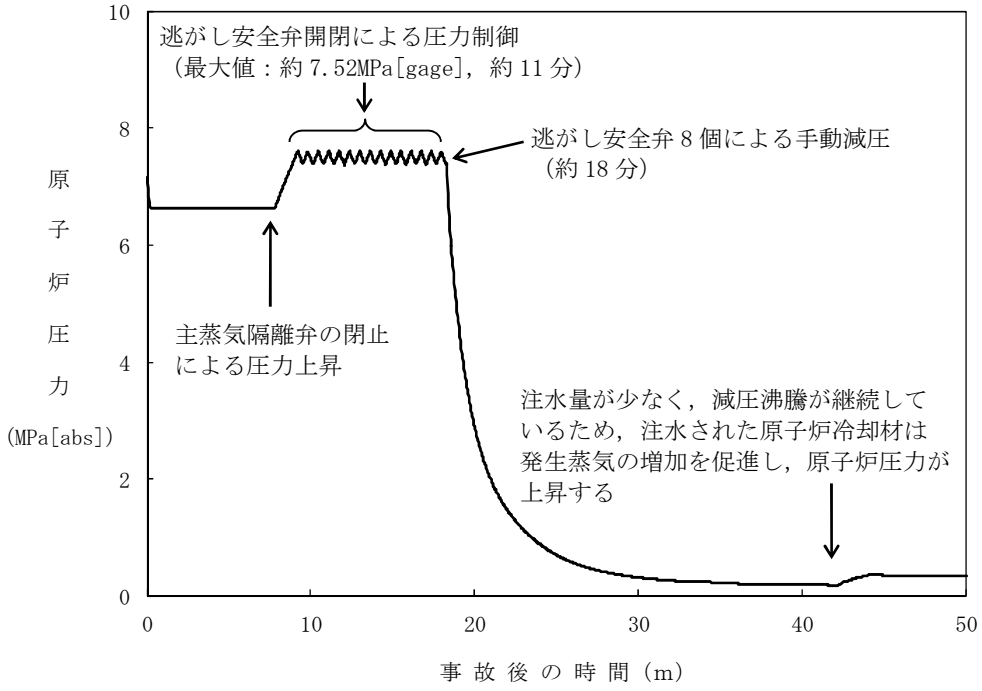


図 2.6.6　原子炉圧力の推移

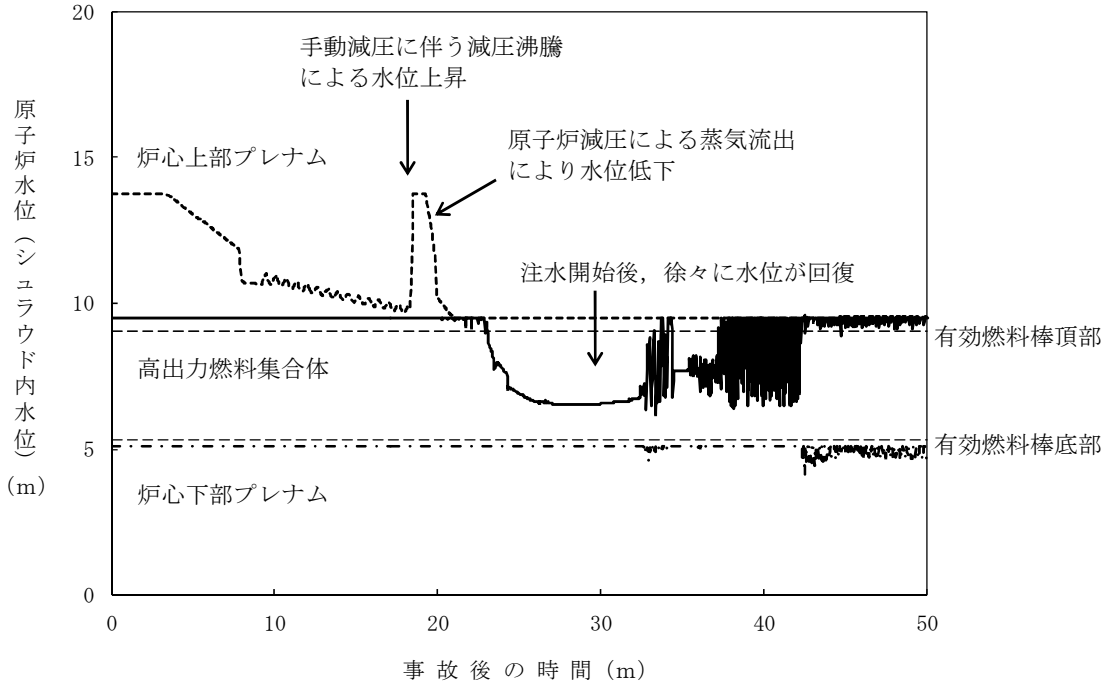


図 2.6.7　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

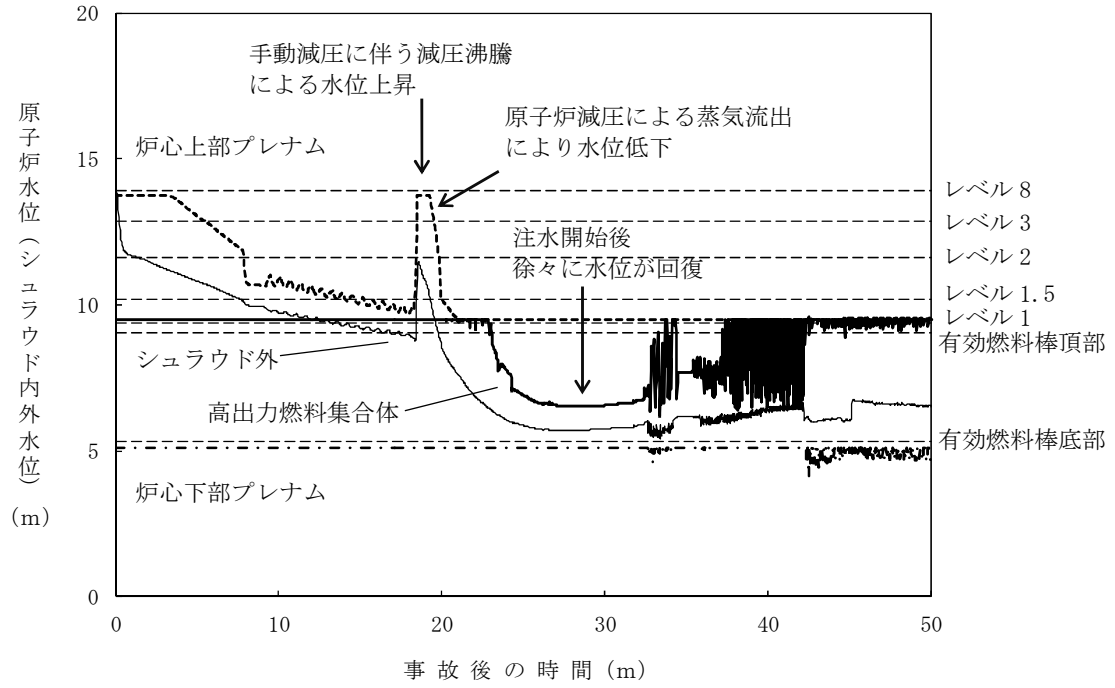


図 2.6.8　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

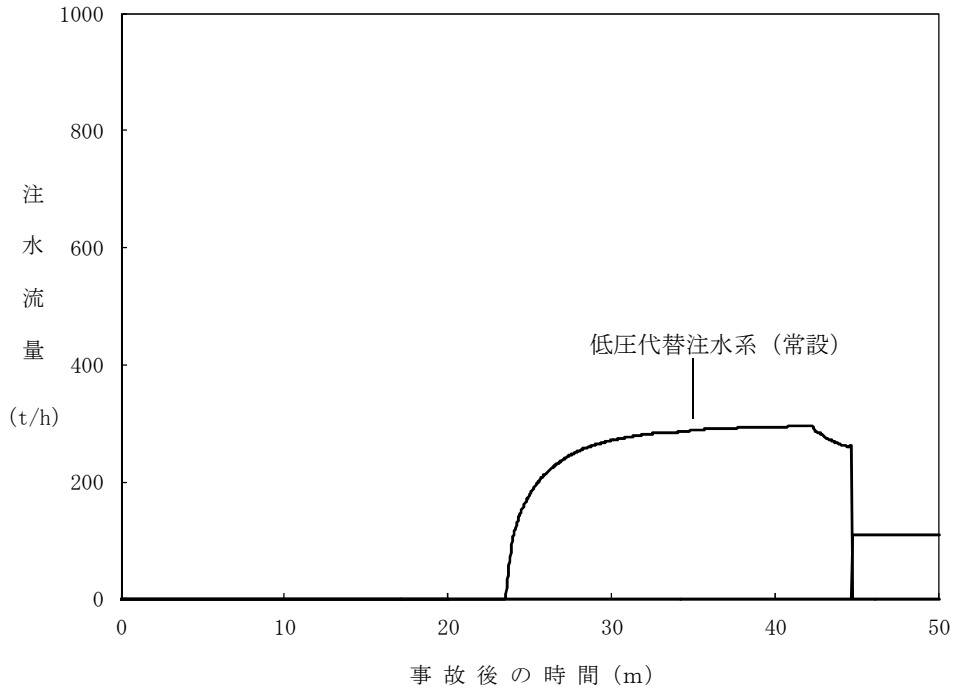


図 2.6.9　注水流量の推移

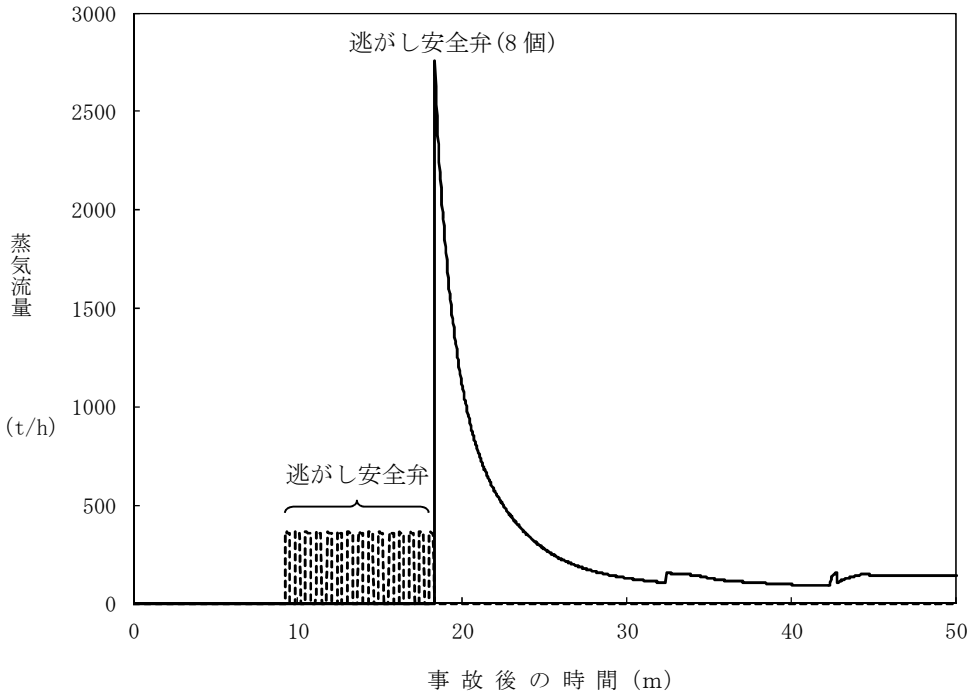


図 2.6.10　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

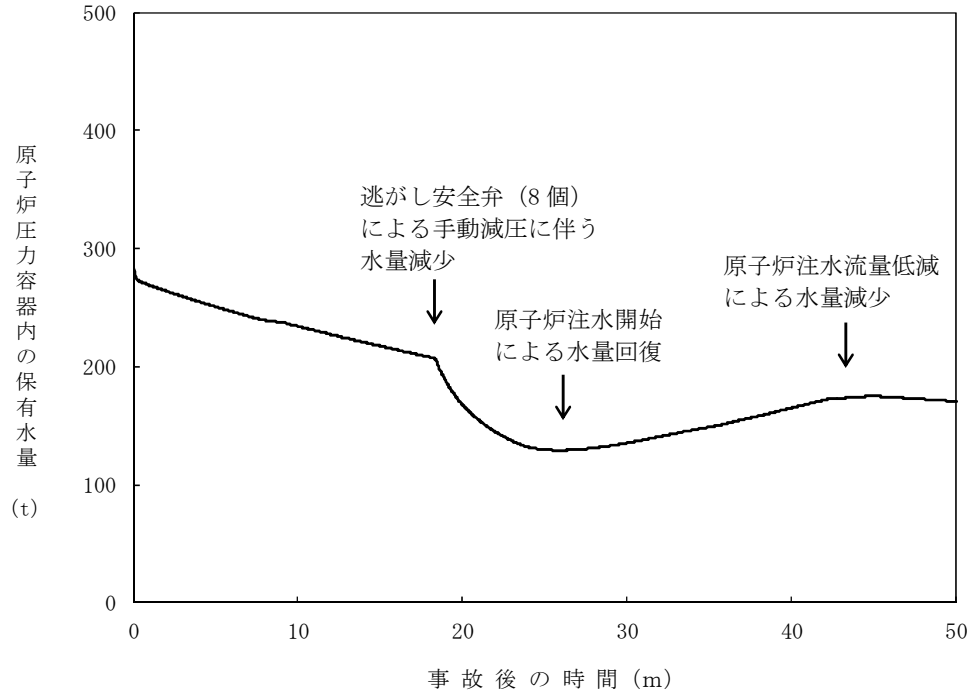


図 2.6.11　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

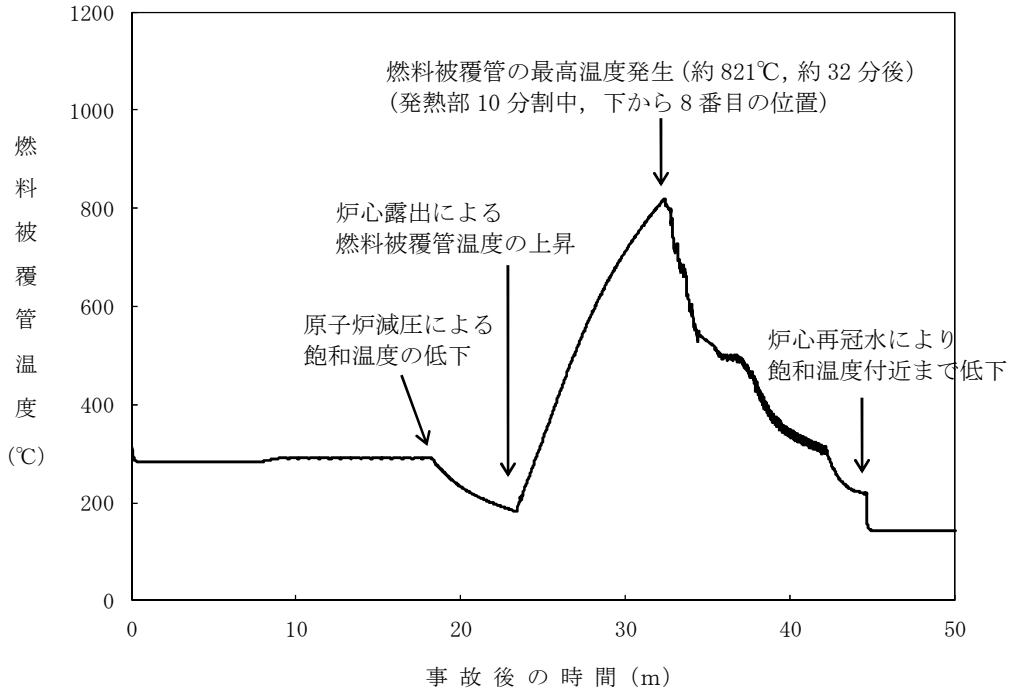


図 2.6.12　燃料被覆管温度の推移

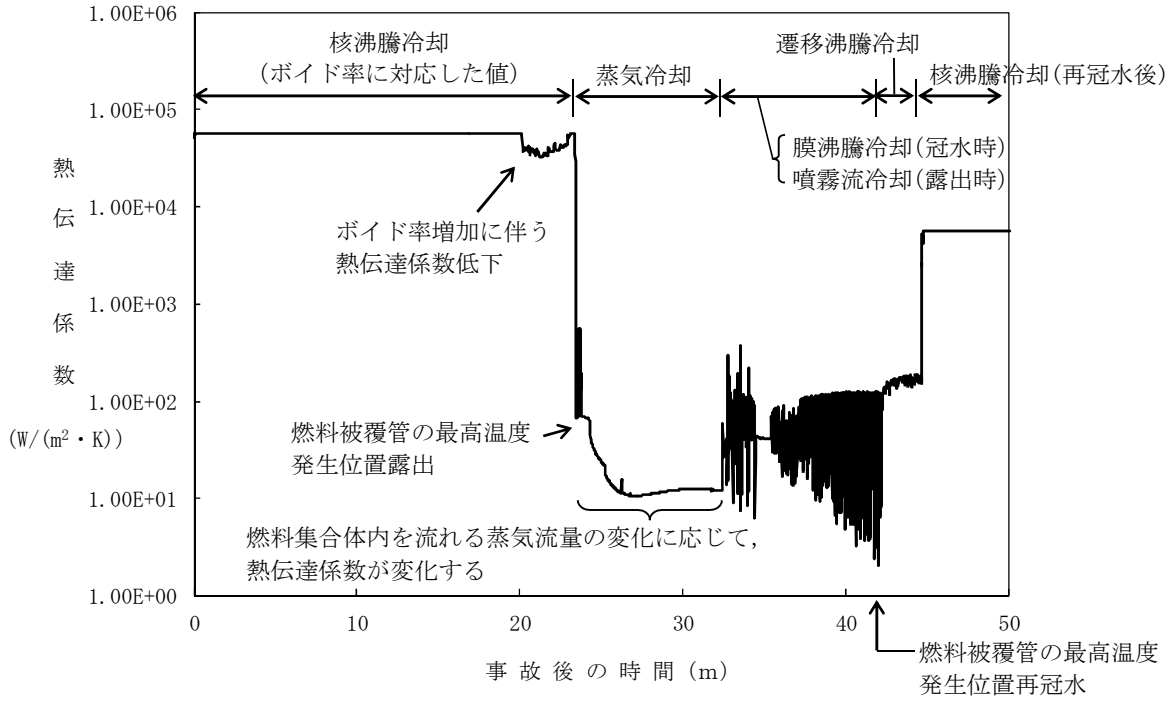


図 2.6.13　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

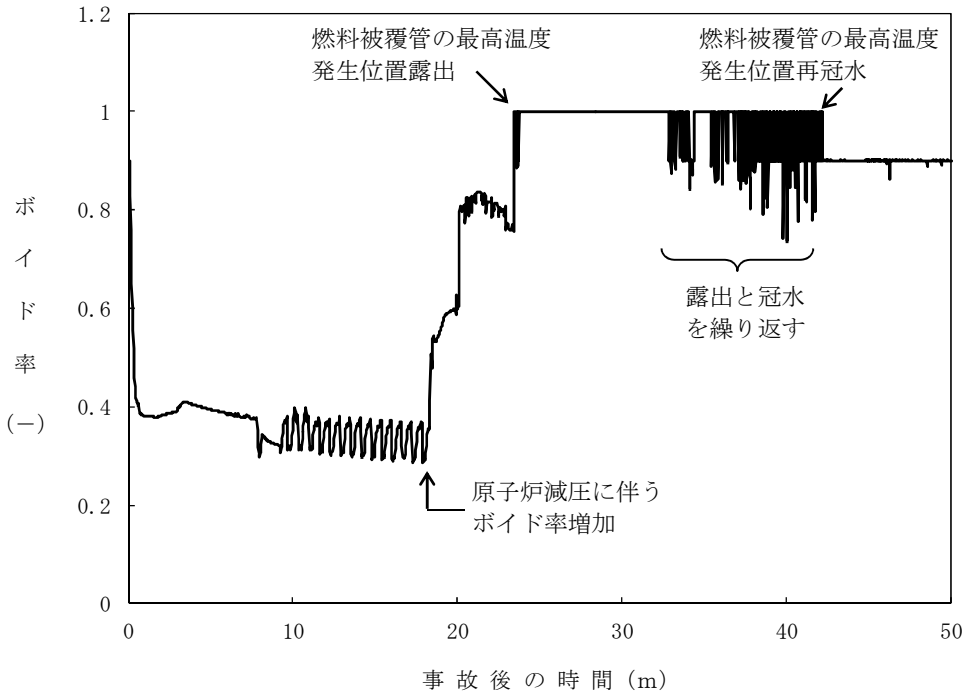


図 2.6.14　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

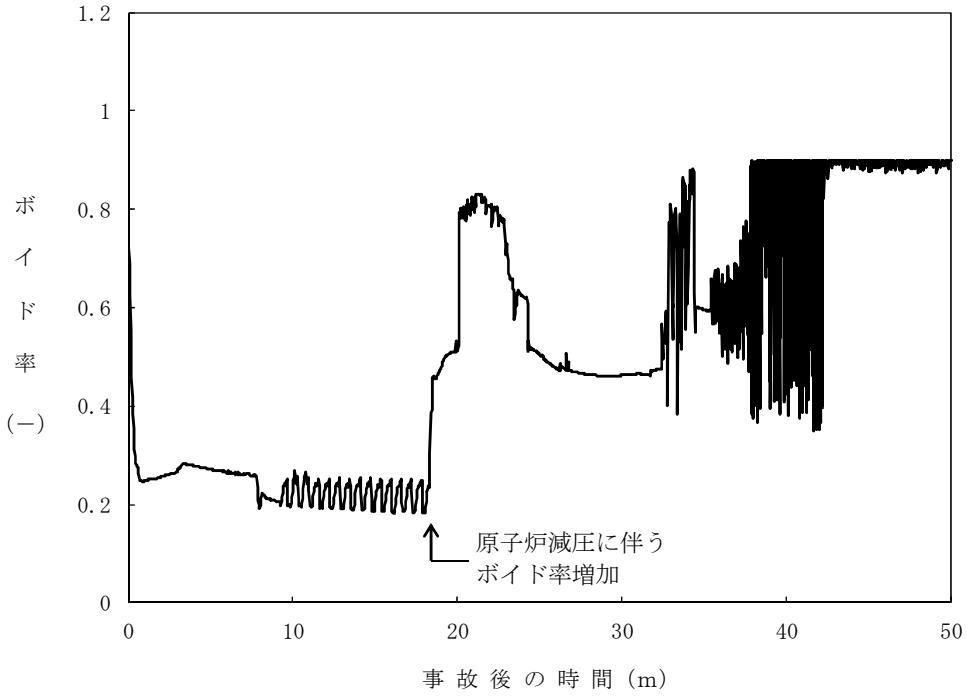


図 2.6.15　高出力燃料集合体のボイド率の推移

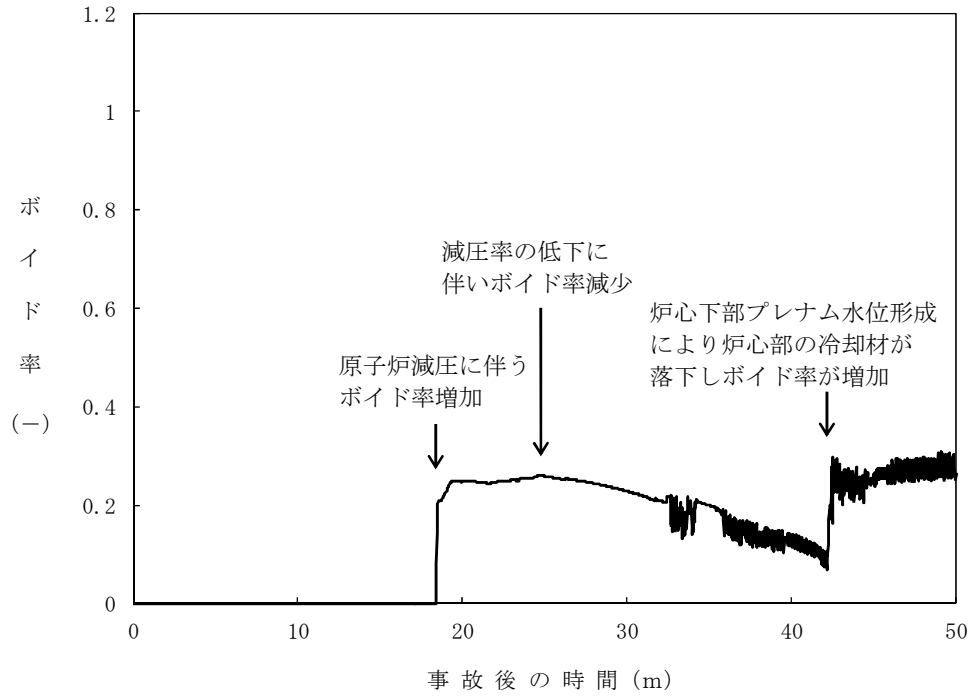


図 2.6.16　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

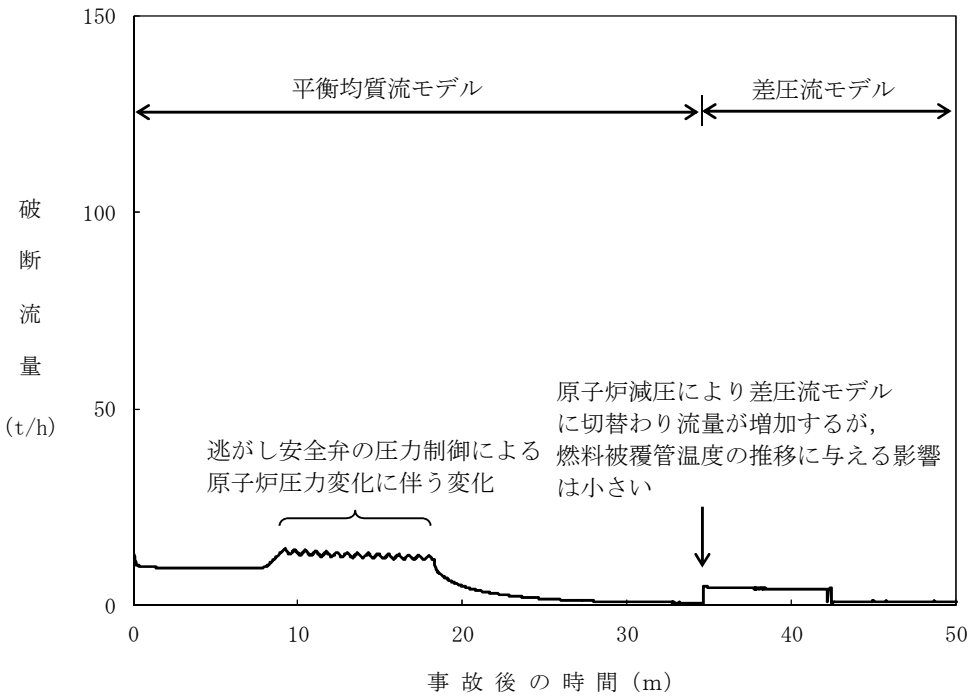


図 2.6.17　破断流量の推移

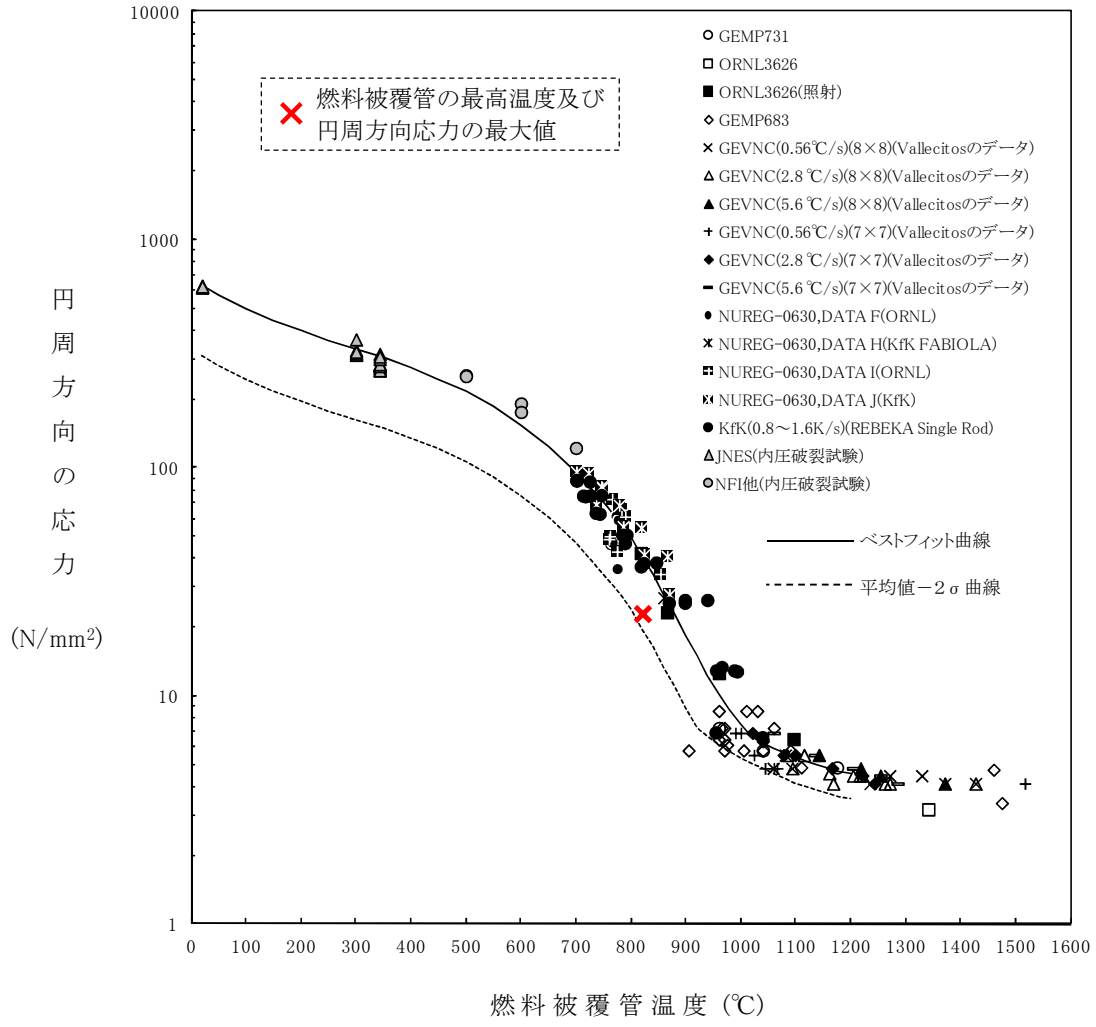


図 2.6.18　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

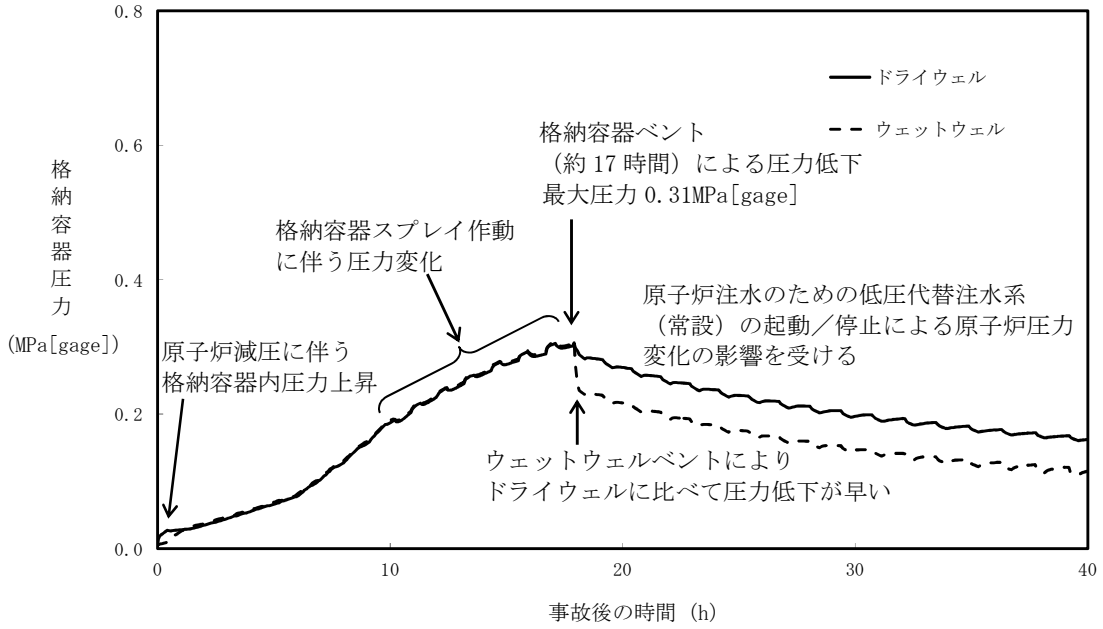


図 2.6.19　格納容器圧力の推移

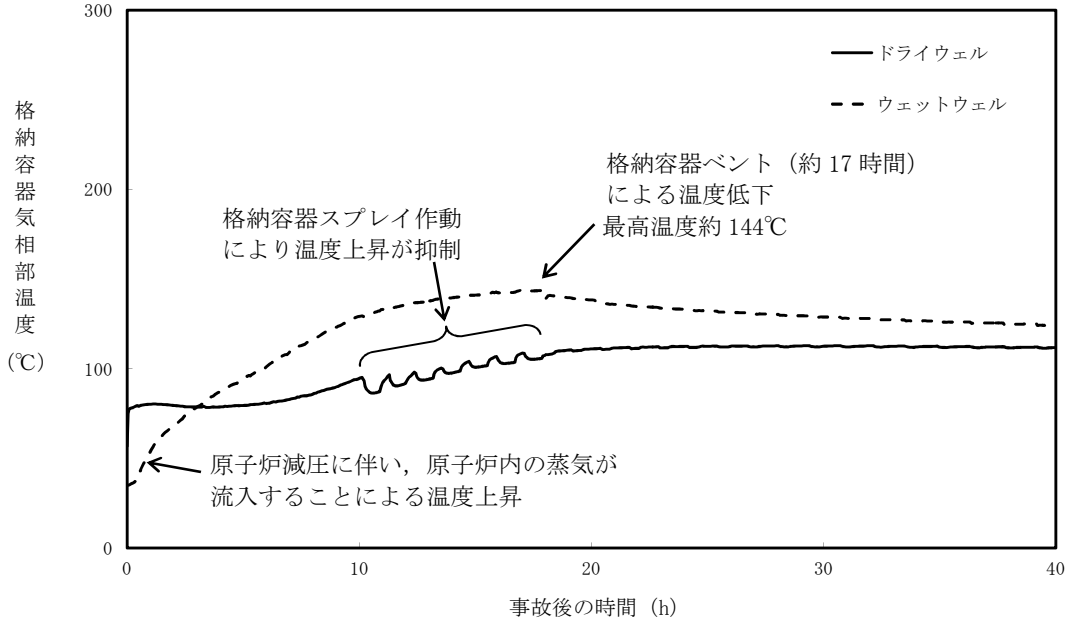


図 2.6.20　格納容器気相部温度の推移

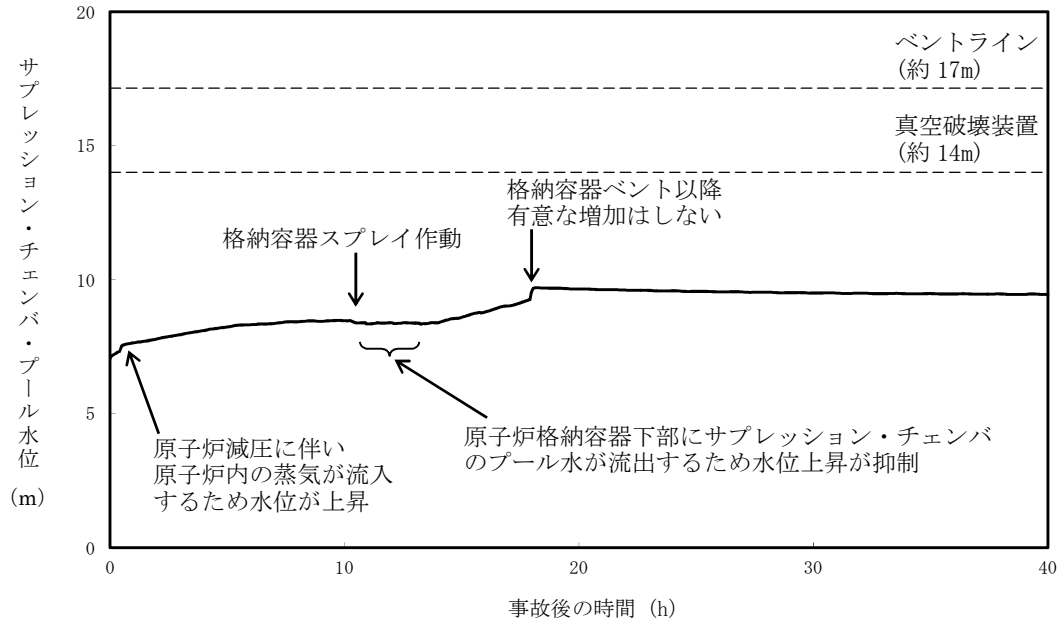


図 2.6.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

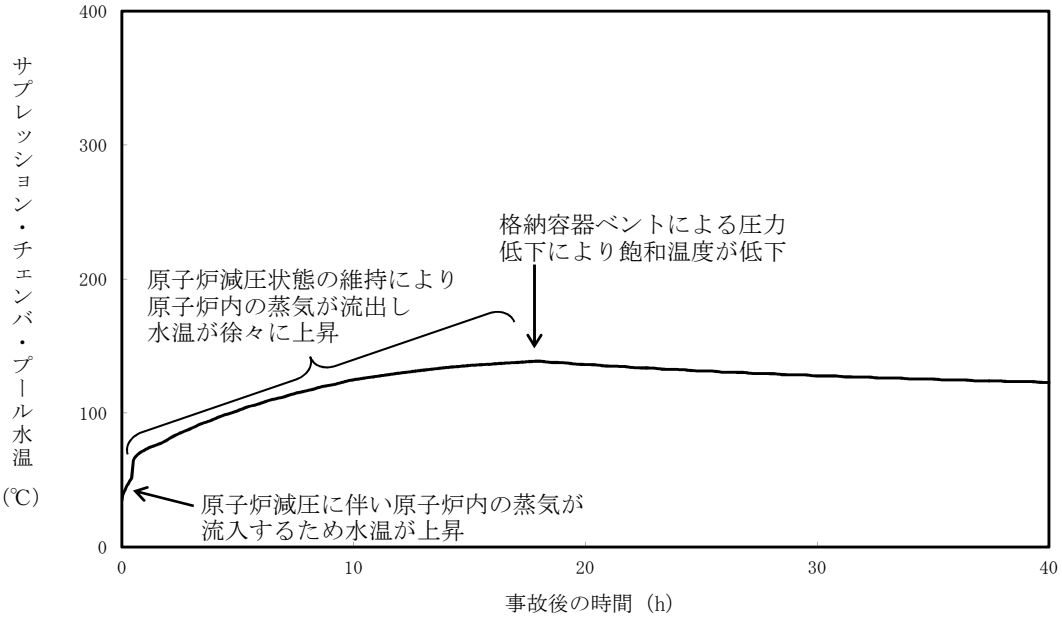


図 2.6.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.6.1　LOCA 時注水機能喪失（中小破断 LOCA）における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
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが，各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，低圧代替注水系（常設）を 2 台運転とし，中央制御室にて逃がし安全弁を全開し，原子炉急速減圧する	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを再開する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

表 2.6.2　主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER，CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.6.2　主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm^2	中小破断 LOCA に対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 LOCA は，液相の流出が長期的に継続し，原子炉の高圧状態が維持されるため，注水のための原子炉減圧が必要となり，厳しい事象となる ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm^2 を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定

表 2.6.2　主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（3／4）

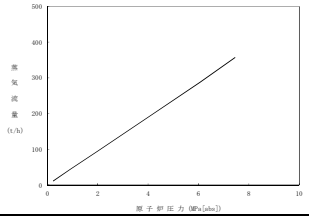
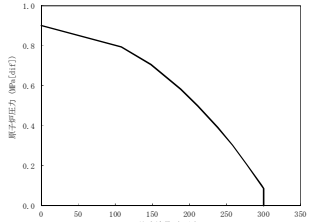
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 （遅れ時間：2.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h にてスプレイ	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

表 2.6.2　主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 14 分後に開始し，操作時間は約 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から約 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

中小破断 LOCA の事象想定について

1.「LOCA 時注水機能喪失」（中小破断 LOCA）の事象進展

中小破断 LOCA では，シナリオの前提条件として全ての非常用炉心冷却系が機能喪失するとしていることから，事象直後から原子炉注水ができず原子炉水位の低下が早い※1。また，サプレッション・チェンバ・プールを介さずに原子炉格納容器内に冷却材が漏えいすることから，格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する※2 ことになる。

※1 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は事象発生の約 24 分後から始まり，注水開始の 1 分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部（以下「TAF」という。）まで低下している。

※2 事象発生後，約 17 時間後に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。

2. 中小破断 LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方

中小破断 LOCA を評価するにあたり，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき，以下の条件を満たす必要がある。

①燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。

②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

③格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，敷地境界での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね5mSv以下）

中小破断LOCAの評価では，1. で述べた事象進展のとおり，①,②の要件を満たす破断（破断面積）であっても，燃料被覆管の破裂を伴う場合は，③の要件を満たすことができなくなるため，炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては，燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安※3としている。

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

3. 中小破断 LOCA の評価

(1) 中小破断 LOCA の解析条件設定について

2. で述べた評価の考え方に基づき，解析条件は低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により燃料被覆管破裂を回避できる範囲を設定することとした。中小破断 LOCA の破断想定箇所としては，TAF を境に，上部配管と下部配管の二つに分けられるが，冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は水頭がかかり，かつ，液相部である下部配管となる。よって，原子炉圧力容器下部のドレン配管に 1cm^2 の破断が生じることを解析条件として設定した。

なお，解析条件の設定に際しては SAFER の PCT 評価結果を参考に燃料被覆管破裂が発生する配管破断面積の目安を設定し（1cm^2），有効性評価結果は，これに基づく CHASTE の詳細な評価結果を示している。図１に破断面積 1cm^2 と 5.6cm^2 のパラメータ推移の比較を示す。なお，輻射による詳細な影響が考慮され燃料被覆管温度が詳細に評価される CHASTE 評価によれば，多少大きめの破断面積（5.6cm^2 まで）では，燃料被覆管破裂を回避することは可能であり，図１に示すように事象の進展について大きく差が生じるものではない。また，運転員操作である原子炉減圧の開始時間についてもほぼ同等であり，LOCA 時の運転員操作（原子炉水位の低下を確認し，非常用炉心冷却系機能喪失を確認した上で，速やかに原子炉減圧及び低圧代替注水を開始すること）は変わることはなく，1cm^2 の破断面積は本事象の特徴を代表できる条件であると考える。

（2）炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

(1)に示すとおり，原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断面積が 5.6cm^2 までは炉心損傷防止対策が有効であり，同様の注水設備で炉心損傷防止対策が有効という観点で，TAF 以上の位置に接続された配管（RHR 配管）に適用するとその破断面積は約 420cm^2 となる。この破断面積（約 420cm^2）は，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で解析条件としている RHR 吸込配管完全破断の約半分の面積に相当するものであり，図２に示すとおり，低圧代替注水系（常設）により燃料被覆管破裂を回避できる。

PRA では NUREG-1150 の定義と同様に漏えいを表 1 のとおりに分類しており，125A(約 126cm^2)以上の配管破断は大破断 LOCA と定義されることから，炉心損傷防止対策が有効である TAF 以上の位置に接続された配管の破断面積は，大破断 LOCA 相当となる。一方，TAF 以下の配管の LOCA は，破断面積が小さく，表 1（NUREG-1150 の定義）では気相破断や液相破断の区別がないため，破断面積としては小破断 LOCA 相当となる。しかしながら，液相の流出が長期的に継続し，さらに TAF 以上の配管と異なり原子炉の高圧状態が維持されるため，注水のための原子炉減圧が必要となることから，事象進展の厳しさとしては中破断 LOCA 相当となる。

上記より，炉心損傷防止対策が有効である破断面積 LOCA の範囲は，

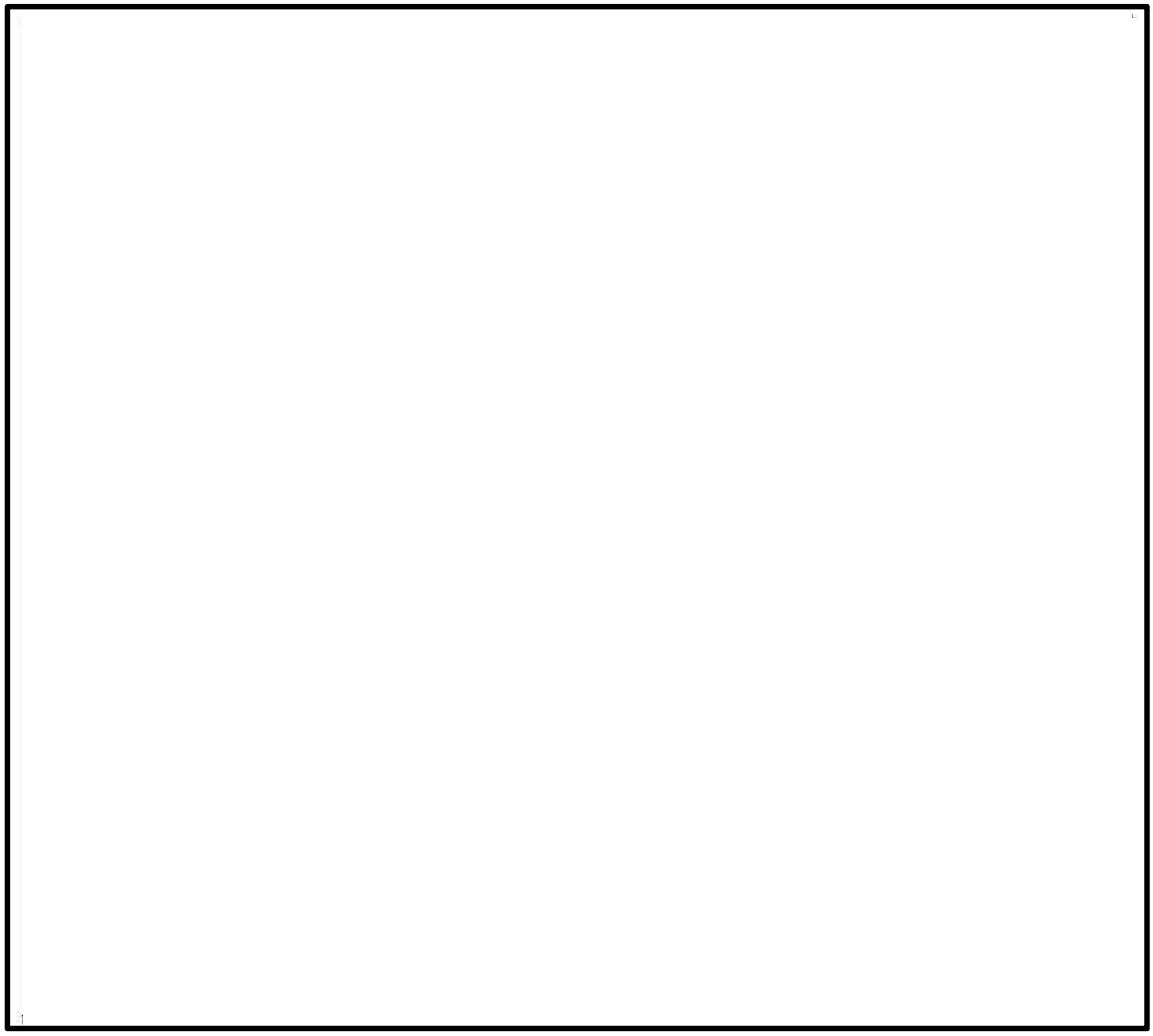
・TAF 以下の配管では 5.6cm^2 以下の破断面積の LOCA

・TAF 以上の配管では約 420cm^2 以下の破断面積の LOCA

となる。

また，破断面積が，炉心損傷防止対策が有効である破断面積より大きい場合，操作に要する時間を考慮すると，自動起動のインターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり，炉心損傷回避が困難なシナリオとして，大破断 LOCA での原子炉格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡すると整理としている。

表1　LOCA関連事象の分類定義



原子炉圧力容器下部のドレン配管破断のような TAF 以下に存在する配管の破断は，液相破断 LOCA となり，RHR 配管のような TAF 以上に存在する配管の破断は最終的に気相破断 LOCA となる。両事象では起因事象が異なるため，プラントパラメータ（原子炉圧力，原子炉水位等）の推移が異なり，かつ，運転員による事象緩和のための操作の開始時間も異なることから，単純に両事象の厳しさを比較するのは困難である。

しかしながら,ここでは液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の事象の厳しさを比較するため,流出量による比較を行う。各破断 LOCA による流出量は次式により算出を行った。

・RHR 配管破断 LOCA の流出量

＝ 破断口からの液相流出（RHR 配管上部の保有水のみ）＋ 崩壊熱による蒸発分

・ドレン配管破断の流出量

＝ 破断口からの液相流出（ボトムからの継続流出）＋ 崩壊熱による蒸発分

図 3 に各破断 LOCA の崩壊熱による蒸発分を含めた流出量の比較を示した。図 3 に示すとおり，ドレン配管破断 LOCA は液相の流出が長期的に継続するため，合計の流出量は RHR 配管破断 LOCA より大きくなり，厳しい事象となる。

(3) 原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり，LOCA が発生することを想定し，かつ，非常用炉心冷却系による LOCA 発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した（式 1)。なお，LOCA 発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率は PRA で用いた値とした。表 2 に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。

原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により LOCA が発生し，非常用炉心冷却系による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は 3.1×10^{-10}[/炉年]である。なお，破断面積 5.6cm^2 以下の LOCA は，炉心損傷防止可能であるため，実態の炉心損傷に至る頻度は 3.1×10^{-10}[/炉年]より小さくなる。

また，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断 LOCA については，PRA において，炉心損傷頻度は 5.0×10^{-10}[/炉年]としている。なお，破断面積 420cm^2 以下の LOCA は,炉心損傷防止可能であるため,実態の炉心損傷に至る頻度は 5.0×10^{-10}[/炉年]より小さくなる。したがって，原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により発生する LOCA で炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度

$$=\Sigma\frac{\text{CUW ボトムドレン配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}}\times \text{各}LOCA\text{発生頻度}\times \text{全}ECCS\text{機能喪失確率}$$

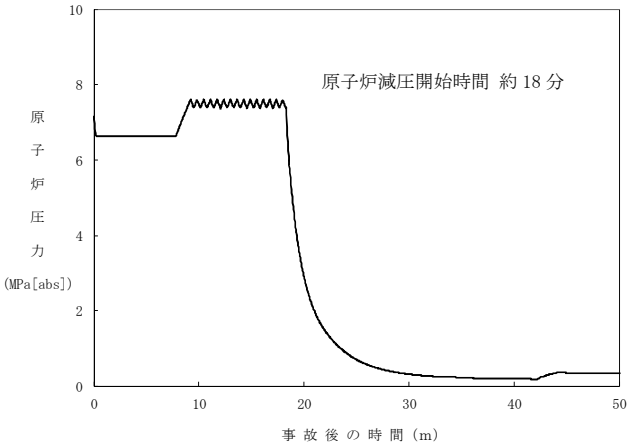
・・・・・(式 1)

表 2 各系統における溶接線と LOCA 後炉心損傷頻度

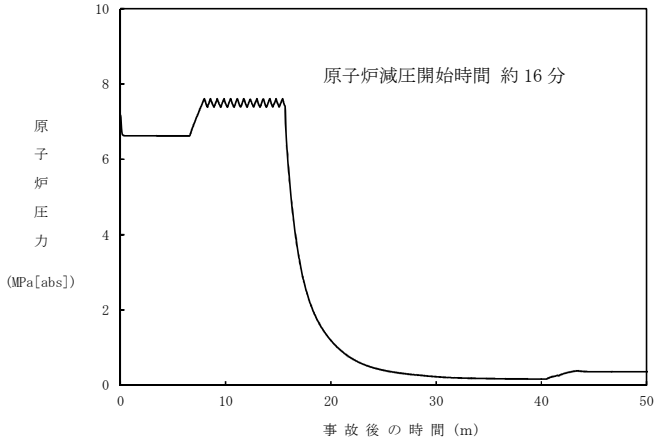
系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数※1	配管破断発生頻度［/炉年］	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度※5［/炉年］	溶接線数※1	配管破断発生頻度［/炉年］	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度※5［/炉年］
HPCF(B)	25※2	2.8×10^{-5}	－※6	炉心損傷に至らない	25※2	1.9×10^{-5}	－※6	炉心損傷に至らない
HPCF(C)	8	8.8×10^{-6}	－※6		8	6.0×10^{-6}	－※6	
RCIC	128※3	1.4×10^{-4}	－※6		128※3	9.6×10^{-5}	－※6	
LPFL(A)	26※4	2.9×10^{-5}	－※6		26※4	2.0×10^{-5}	－※6	
LPFL(B)	19	2.1×10^{-5}	－※6		19	1.5×10^{-5}	－※6	
LPFL(C)	17	1.9×10^{-5}	－※6		17	1.3×10^{-5}	－※6	
CUW ボトムドレン配管	21	2.3×10^{-5}	4.0×10^{-7}	9.2×10^{-12}	20	1.5×10^{-5}	2.0×10^{-5}	3.0×10^{-10}
その他の原子炉圧力バウンダリ	30	3.3×10^{-5}	－※6	炉心損傷に至らない	26	2.0×10^{-5}	－※6	炉心損傷に至らない
合計	274	3.0×10^{-4}			269	2.0×10^{-4}		

※1 溶接線数はクラス 1 機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出
※2 HPCF(B)に合流する SLC の配管を考慮
※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち，RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮
※4 給水系の溶接部のうち，LPFL(A)の機能喪失に繋がる箇所を考慮
※5 全ての非常用炉心冷却系の機能喪失により，事象緩和ができずに炉心損傷に至る
※6 CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため，記載せず

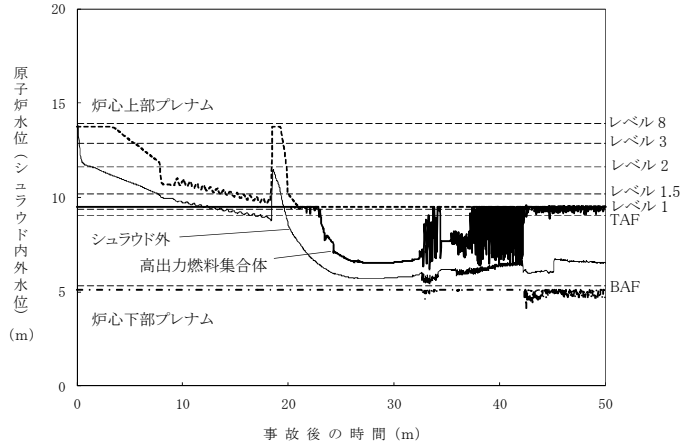
破断面積：1cm^2



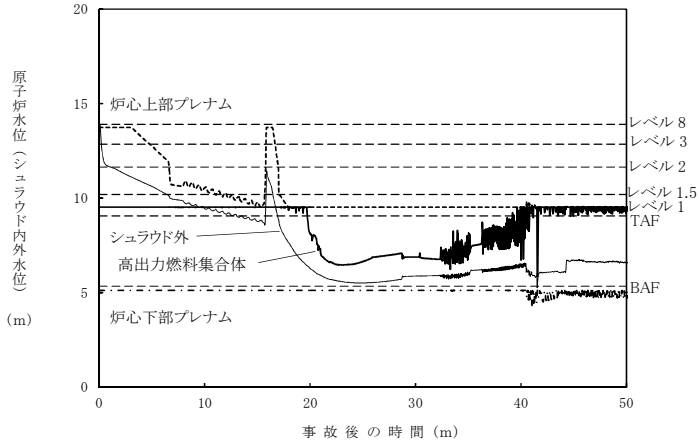
破断面積：5.6cm^2



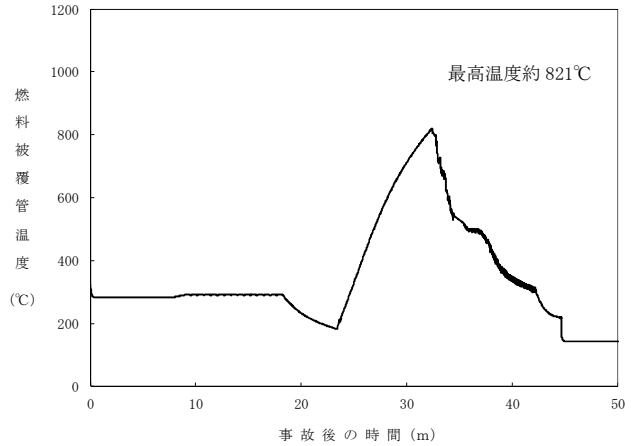
原子炉圧力



原子炉圧力

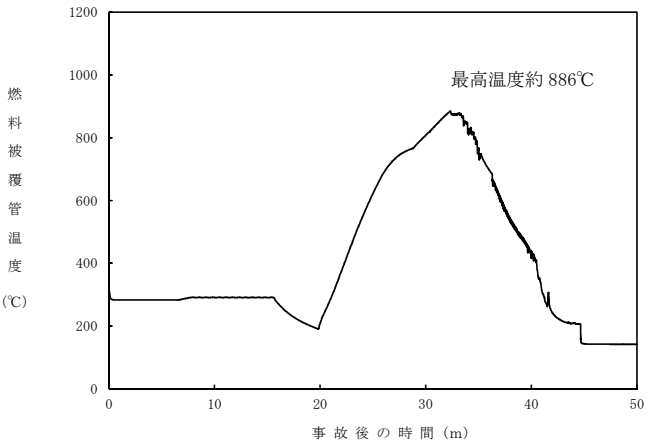


原子炉水位(シュラウド内外水位)



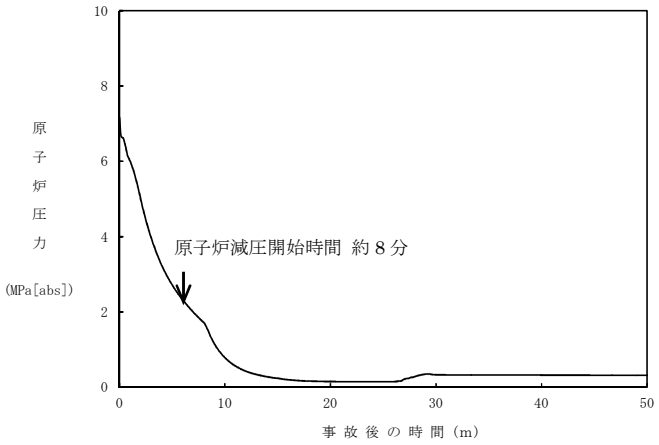
燃料被覆管温度

原子炉水位(シュラウド内外水位)

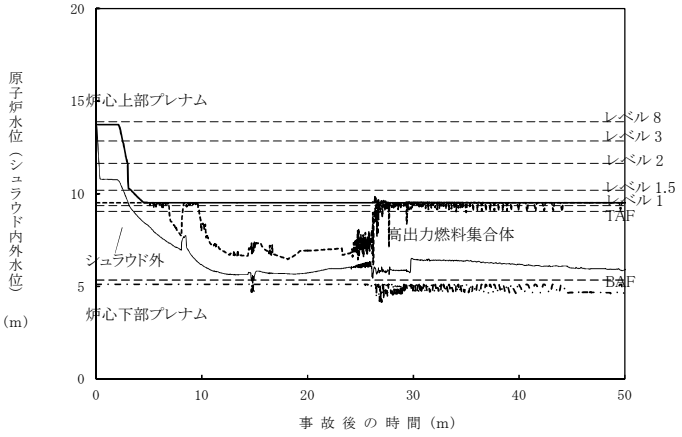


燃料被覆管温度

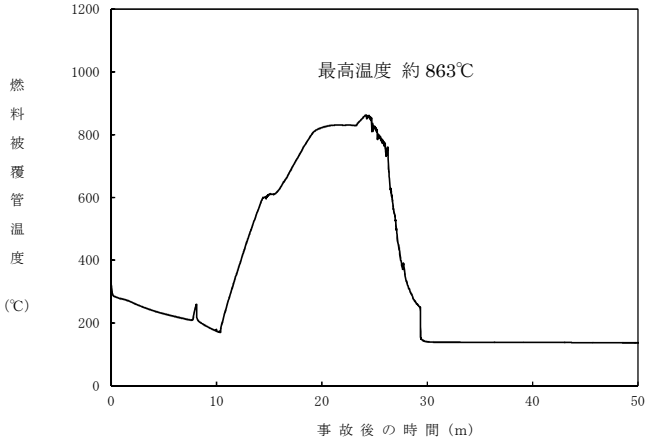
図１　破断面積 1cm^2 と 5.6cm^2 のパラメータ推移の比較



原子炉圧力



原子炉水位(シュラウド内外水位)



燃料被覆管温度

図２　RHR 吸込配管が破断面積約 420cm^2 で破断した場合のパラメータ推移

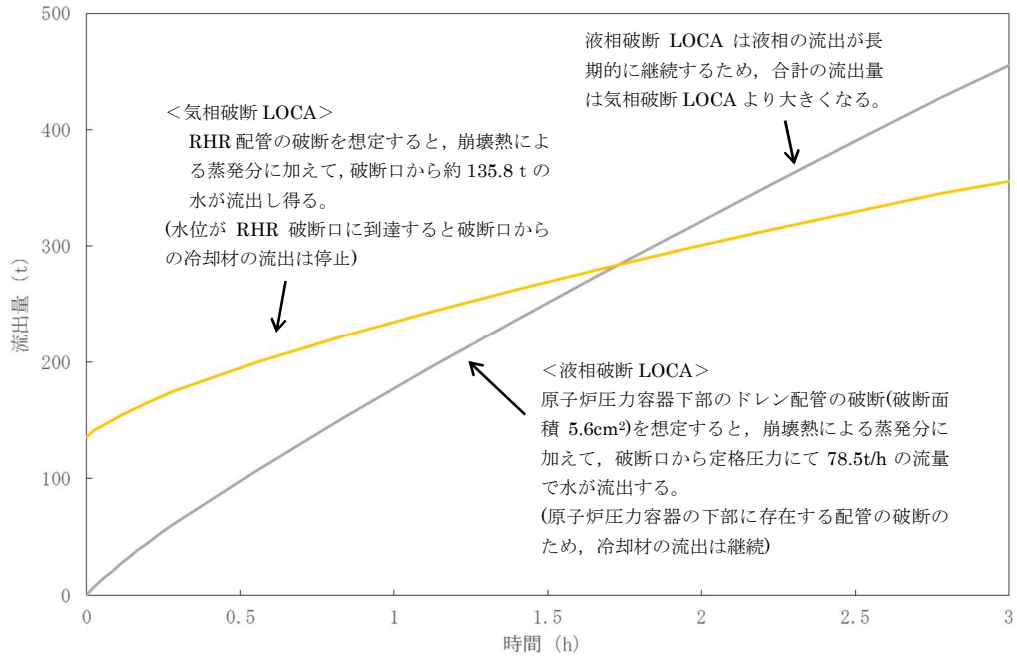


図 3　崩壊熱による蒸発分を含めた液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の流出量の比較

4. 国内外の先進的な対策との比較

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

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

柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を，LOCA 以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表 1 に示す。

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

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

表 原子炉への注水機能の整理

駆動源 ＼ 原子炉の状態		電動	蒸気駆動	ディーゼル駆動
		SBO では給電された後に機能する	大規模な LOCA を除き事象初期から機能する	LOCA も含む各事象で機能する
原子炉が高圧	大破断 LOCA を除くと事象初期は高圧→時間余裕の小さい事象初期に重要	・HPCF×2 ・CRD ・給復水系	・RCIC **・HPAC（当社）**	－
原子炉が低圧	大破断 LOCA を除くと原子炉減圧後に必要	・LPFL×3 ・MUWC×3 ・消防車	（蒸気駆動は不適）	・消火ポンプ

以 上

別表-1　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【 】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽6号及び7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	・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC)	・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) ・高圧サービス水系(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)	・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) ・サービス水系(水源：河川) ・復水系(給水ポンプバイパスライン追設) ・インターナルポンプ・シール水系	－	・火災用ポンプ+ブースターポンプ(専用電源有)	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。 当社においては、復水移送ポンプによる低圧注水手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。
			・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	－	・可搬式消火ポンプ	－	・可搬ポンプ導入	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。 当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置※ ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却	・W/Wベント ・原子炉冷却材浄化系によるS/P除熱	・独立非常用系の専用ヒートシンク ・フィルタベント ・必須サービス水系による除熱(ヒートシンク：川、地下水、冷却塔)	・フィルタベント	・フィルタベント ・代替最終ヒートシンクの導入	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。 当社においては、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耐圧強化ベント系、フィルタベント及び代替フィルタベントを整備している。
			・代替原子炉補機冷却系	－	－	－	－	当社においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および接続口を整備している。
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	・低圧格納容器スプレイ冷却系(復水補給水系)※	・ディーゼル駆動消火ポンプ ・可搬型ポンプ(大規模損壊)	・サービス水系(D/W,W/Wスプレイ可) ・可搬型消火ポンプ(S/P注水)	・ディーゼル駆動バックアップポンプ ・消防車	・火災防護系によるスプレイ(専用電源 有,外部水源使用可)	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。 当社においては、復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。
		給水源	・CSPへの水の補給※ -防火水槽 -淡水貯水池 -海水	・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	・CSTへの補給 -消火水系からの補給	・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)	・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)	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。 当社においては、防火槽、淡水貯水池のほか、代替補給水源として海水の給水が可能である。
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、ドイツの非常用独立系については、事故シーケンス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等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。					
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・LPFL】※ ・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC) ・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	・減圧自動化ロジック※ ・減圧機能の信頼性向上 -予備高圧窒素ボンベ配備 -窒素供給圧の調整機能 -可搬型代替直流電源からの給電	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源(DC)の設置 -ADS作動のための窒素ボンベの設置 -ADS作動のためのケーブル性能の確保 注)	・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)	・過渡時の減圧自動ロジック	・減圧機能の信頼性向上 -S/RVへのバックアップ用窒素ボンベ -消火系からの水圧による開	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。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。 当社においても、過渡事象に伴う水位低下時等に備えた自動減圧機能の設置、S/R弁駆動用の予備窒素ボンベや可搬型直流電源の配備、重大事故時の格納容器圧力を考慮した窒素ガス供給圧力の設定、排気ボートからの窒素ガス供給等、減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては、SRVと同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認している。
		最終ヒートシンク	【・原子炉補機冷却/冷却海水系】※ ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系	－	－	－	－	
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					

別表-1　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【 】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽 6号及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	・原子炉隔離時冷却系(24Hまで)※ ・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)(24H以降)※ ・高圧代替注水系(HPAC)	・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ービス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)	・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電源喪失時の注水手段を整備している。 当社においては、空冷式ガスタービン発電機による復水移送ポンプへの給電手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧代替注水系を設置している。この他、電源対策が達成できない場合に備えて、RCICの手動起動手順を整備している。
			・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	－	・可搬式消火ポンプ	－	・可搬ポンプ導入	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。 当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。
		原子炉減圧	・減圧機能の信頼性向上 -予備高圧窒素ボンベ配備 -窒素供給圧の調整機能 -可搬型代替直流電源からの給電	・減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源(DC)の設置 -ADS作動のための窒素ボンベの設置 -ADS作動のためのケーブル性能の確保	2と同様	－	2と同様	欧米では、全交流電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として、S/R弁駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備等を実施している。 当社においても、全交流電源喪失を想定して、S/R弁駆動用の予備窒素ボンベおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系※	－	－	－	－	
		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
		代替電源設備(交流電源)	・常設代替交流電源設備※(空冷式ガスタービン発電機)	・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	・独立非常用系のディーゼル発電機	・ガスタービン発電機(4日分の燃料有)	・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)	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。 当社においては、常設の代替交流電源として、空冷式ガスタービン発電機3台(6,7号炉共用で1台,予備2台)を高台(標高35m)に設置している。
			・可搬型代替交流電源設備(電源車)	・可搬型ディーゼル発電機	・可搬型ディーゼル発電機	・可搬型ディーゼル発電機	・SA用可搬型ディーゼル発電機(FP系→PCV注水への弁操作用)	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。 当社においても同等の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。
			・号炉間電源融通	・ユニット間での交流電源接続 ・水力発電ユニットの使用	・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	・小型可搬DG×3台(サイト外保管)	・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)	欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。 当社においても同等の手段を整備している。
		代替電源設備(直流電源)	・常設代替直流電源設備※(不要負荷切り離し無しで8時間、切り離し後残り16時間の計24時間給電)	・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)	・バッテリー容量の増強	・不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持	－	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。 当社においても同等の手段を整備している。
			・蓄電池(重大事故等対処用)追設 ・可搬型代替直流電源設備	・携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電	・可搬型ディーゼル発電機による充電	・SA設備への給電バッテリー	・充電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器	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。 当社においては、重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに、可搬型バッテリーを整備している。
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、「外部電源喪失＋DG喪失＋直流電源喪失」、「外部電源喪失＋DG喪失＋RCIC喪失」、「外部電源喪失＋DG喪失＋S/R弁再閉鎖失敗」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、当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					

別表-1　米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【　】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽6号及び7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重畳想定)	炉心冷却	【・RCIC】※ ・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC)	3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様
			・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	－	3と同様	－	3と同様	
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			・代替原子炉補機冷却系※	－	－	－	－	
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	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)	・常設代替交流電源設備※(空冷式ガスタービン発電機) ・可搬型代替交流電源設備(電源車) ・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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					
4-2	崩壊熱除去機能喪失(RHR機能喪失)	炉心冷却	【・RCIC】※ 【・HPCF】※ ・低圧代替注水系(常設)※(復水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAC)	1と同様	1と同様	－	1と同様	1と同様
			・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)					
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	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
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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＋RHR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、当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
5	LOCA時注水機能喪失(外部電源喪失重畳)	炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	－	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、「大破断LOCAを上回るLOCA(ExcessLOCA(地震起因))」、「大破断LOCA：注水機能喪失(内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替制御棒挿入機能(ARI) ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能(RPT) ・ほう酸水注入系(SLC)※	・代替制御棒挿入回路 ・SLCSのホウ酸濃度の増加 ・SLCSの自動起動 ・CRD系、原子炉冷却材浄化系によるホウ酸水注入 ・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 ・TAF以下での原子炉水位制御	・SLC(手動起動)	・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	・SLC	欧米においては、代替制御棒挿入回路およ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。 当社においても、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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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。					
7	インターフェイスシステムLOCA	炉心冷却	4－2と同様	既存設備で対応	(情報なし)	(情報なし)	(情報無し)	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。 当社においても、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	・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	・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	・隔離弁の自動閉止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。 当社においては、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、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手段を整備している。
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。					

安定状態について

LOCA 時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，さらに原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

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

【SAFER，CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は，1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて 0.67 を用いることで，輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお，輻射率 0.67 を用いた場合の PCT は，輻射率 0.75 を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また，部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。	燃料棒間，燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから，燃料被覆管温度に与える影響は小さい。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒間，燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから，燃料被覆管温度に与える影響は小さい。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，除熱操作までには本解析においても約 17 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクェンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生するまで，燃料被覆管温度は解析結果に対して約 120℃の余裕があることからその影響は小さい。 （添付資料 2.1.3）

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

【SAFER，CHASTE】

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

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいため，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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（LOCA 時注水機能喪失）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～ 7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm） （実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計の最大値として設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，格納容器圧力上昇は遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	7,350m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	空間部： 約 5,980～約 5,945m^3 液相部： 約 3,560～約 3,595m^3 （実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約 3,600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その減少割合は通常時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約 7.01m～約 7.08m （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約 3600m^3 相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m 分）の熱容量は約 20m^3 相当分であり，その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を，最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるがその影響は小さい。

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（LOCA 時注水機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa～約 7kPa （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 18kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は 1 時間あたり約 18kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 7 分早くなる程度である。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。 また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽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。	－
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の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は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（1cm²）	－	破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 LOCA は，液相の流出が長期的に継続し，原子炉の高圧状態が維持されるため，注水のための原子炉減圧が必要となり，厳しい事象となる。破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm² を設定。	破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm² を設定している。なお，CHASTE 解析によれば，破断面積が 5.6cm² までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が 1cm²）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。	破断面積によって原子炉圧力容器からの冷却材の流出量が変わり，初期の原子炉水位低下挙動に影響を与える。破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm² を設定している。なお，CHASTE 解析によれば，破断面積が 5.6cm² までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，燃料被覆管の最高温度は約 886℃となる。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能喪失及び減圧機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として，自動減圧系の機能喪失を設定。	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定。	仮に，外部電源がある場合は，外部電源から電源が供給されることから，原子炉への給水機能は維持され，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に，外部電源がある場合は，外部電源から電源が供給されることから，原子炉への給水機能は維持され，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05 秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m³/h にてスプレイ	140m³/h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における，最大排出流量31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における，最大排出流量31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）	事象発生から約 18 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 14 分後に低圧代替注水系（常設）の追加起動を行い，その操作終了後（約 4 分後）に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて非常用炉心冷却系機能喪失を確認する。非常用炉心冷却系機能喪失の確認時間については，詳細を以下に示すとおり，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって，解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約 18 分間のうち，余裕時間を含め 14 分間を非常用炉心冷却系機能喪失の確認時間と想定している。 ［非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合］ ● 原子炉スクラム，タービントリップ及び非常用ディーゼル発電機の自動起動の確認の所要時間に 1 分間を想定 ● 原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● 高圧炉心注水系の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● 低圧注水系の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に，非常用炉心冷却系機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，復水補給水系の隔離弁（1 弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の追加起動であり，何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため，1 操作に 1 分間を想定し，合計 2 分間であり，それに余裕時間を含めて操作時間約 4 分を想定している。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作が完了した後に，自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため，原子炉の急速減圧の開始を事象発生から約 18 分後と想定している。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【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。	非常用炉心冷却系機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，余裕時間を含めて設定されていることから，その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉への注水開始を早める。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象進展が同様となる「高圧・低圧注水機能喪失」においては，操作開始時間の 5 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また，格納容器ベントをしても敷地境界線量は 1.4mSv であり，5mSv を下回る。操作開始時間の 10 分程度の時間遅れでは，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足するが，格納容器ベントをすると敷地境界線量は 5mSv を超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力 0.62MPa［gage］にて格納容器ベントすることとなるため，重大事故での対策の範囲となる。 （添付資料 2.1.3）	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。起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水系機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで，訓練実績は約 9 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 3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA 時注水機能喪失）（2/3）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約 10 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位高（レベル 8）到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【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。	原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	原子炉注水の状況により代替格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが，格納容器の圧力上昇は緩やかであり，代替格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり，準備時間が確保できるため，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，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，格納容器圧力 0.18MPa［gage］に到達する前に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系へ切替操作を実施，切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 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。
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。 淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間 90 分想定のところ，訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間 180 分想定のところ，訓練実績等により約 135 分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ）	事象発生から 12 時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 3 台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプは，所要時間 90 分のところ訓練実績等では約 82 分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油作業は，許容時間 180 分のところ訓練実績等では約 96 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。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 17 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の 12 時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常 10 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており，また，徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間と 7 弁の開閉状態確認を含めて 60 分を想定し，格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。現場における運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，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。また，現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する。	炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 17 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は，0.62MPa[gage]のため，格納容器の健全性という点では問題とはならない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があり，格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器限界圧力は 0.62MPa［gage］のため，格納容器の健全性という点では問題とはならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。 格納容器限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり，約 20 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 9 分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を要した。運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約 30 分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，移動時間を含め約 7 分で操作を実施できた。 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。

LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について

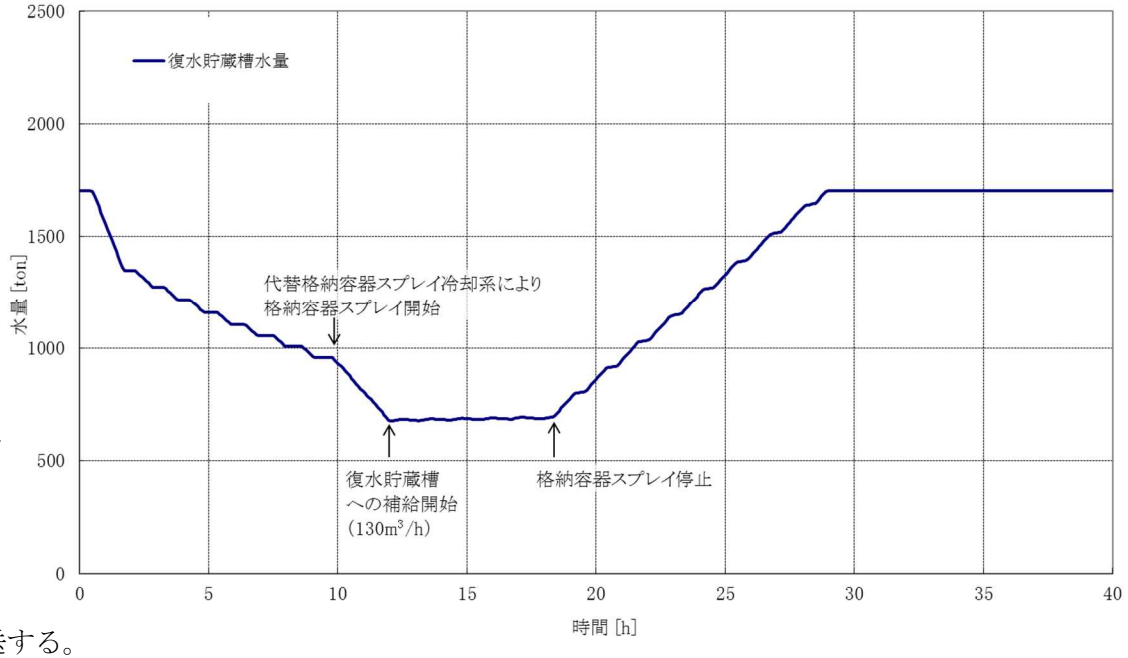
LOCA 事象の破断面積によって流出量は変化し，初期の原子炉水位低下挙動に影響を与えうることから，LOCA 事象の破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料被覆管破裂に関する感度解析を実施した。

感度解析の結果，下表に示すとおり，本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については，燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は 5.6cm^2 となった。また，気相破断については高圧炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）において，破断面積がそれぞれ約 100cm^2 及び 420cm^2 の場合でも燃料被覆管破裂が発生しないことを確認した。

表　燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管の最高温度	破裂の有無
液相破断	5.3cm^2	約 860℃	無
	5.4cm^2	約 867℃	無
	5.5cm^2	約 873℃	無
	5.6cm^2	約 886℃	無
	5.7cm^2	約 895℃	有
気相破断	HPCF 配管 約 100cm^2 （完全破断の約 80%）	約 879℃	無
	RHR 吸込配管 約 420cm^2 （完全破断の約 53%）	約 863℃	無

7 日間における水源の対応について（LOCA 時注水機能喪失）



○水源
復水貯蔵槽水量：約1,700m³
淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン
①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は，原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し，
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間，代替格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ3台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価（右上図）
事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。格納容器ベントと同時に格納容器スプレイを停止し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果
時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約5,400m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約10,800m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も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。

7日間における燃料の対応について（LOCA時注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
事象：LOCA時注水機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，免震重要棟等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	7号炉軽油タンク容量は **約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約761kL**	6号炉軽油タンク容量は **約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 3台起動。 18L/h×24h×7日×3台＝9,072L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は **約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は **約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は **約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は **約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は **約632kL**であり， 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の軽油消費量 **約79kL**	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量**約200kL**）の残容量（合計）は **約639kL**であり， 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台＝4,536L			

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが，保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが，保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

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

(2)事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステム LOCA の発生により，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステム LOCA に対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，インターフェイスシステム LOCA が生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧の注水機能による原子炉への注水には期待せず，高圧の注水機能に対する有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA)」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段，逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.7.1

から図 2.7.3 に，手順の概要を図 2.7.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.7.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 20 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について図 2.7.5 に示す。

a. インターフェイスシステム LOCA 発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで，インターフェイスシステム LOCA が発生する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動を確認するために必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。

d. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが，高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗する。

高圧炉心注水系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため，破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。

f. 高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し，原子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。

高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は，高圧炉心注水系系統流量である。

原子炉水位回復後は，破断箇所からの漏えい抑制のため，破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。

g. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサプレッション・チェンバ・プール水温度が 35℃を超えた時点で，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

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

h. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し，現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し，高圧炉心注水系を隔離する。

高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は，原子炉水位である。

i. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持

高圧炉心注水系の隔離が成功した後は，健全な高圧炉心注水系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器冷却は残留熱除去系により継続的に行う。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが，直列に設置された 2 つの隔離弁のみで隔離された系統において，隔離弁が両弁ともに破損または誤開放することで，低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステム LOCA」である。

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

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

(2)有効性評価の条件

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

ａ．事故条件

(a)起因事象

破断箇所は，運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち，インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする。破断面積は，低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して，実耐力を踏まえた評価を行った結果，1cm^2 を超えないことを確認しているが，保守的に 10cm^2 とする。

（添付資料 2.7.1）

(b)安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとする。

(c)外部電源

外部電源なしの場合は，給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源は事象発生と同時に喪失することとし，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。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b)原子炉隔離時冷却系

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

(c)高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し，727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(d)逃がし安全弁

原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から15分後に開始するものとする。

(b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は，インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し，事象発生から3時間後に開始するものとし，操作時間は60分間とする。

（添付資料2.7.1）

(3)有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図 2.7.6 から図 2.7.11 に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移を図 2.7.12 から図 2.7.15 に示す。

a．事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。

事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで，原子炉を減圧し，原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により，原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの，原

子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し,原子炉水位が回復する。また，主蒸気隔離弁は，原子炉水位低(レベル 1.5)で全閉する。

事象発生 4 時間後，現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は，健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され，その原子炉圧力変化により増減する。

炉心下部プレナム部のボイド率については，上記に伴い変化する。

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

※シュラウド内側は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外側の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外側の水位であることから，シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は,図 2.7.12 に示すとおり,初期値(約 310℃)を上回ることなく,1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，図 2.7.6 に示すとおり，約 7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa)を考慮しても,約 7.37MPa[gage]以下であり,最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては，インターフェイスシステム LOCA とは異なり，事象開始から原子炉格納容器内に冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており，この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 138℃にとどまる。このため，本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，限界圧力及び温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り，健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで，炉心の冷却が維持される。その後は，現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し，健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始すること

で安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.7.2）

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

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し，原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.7.3）

b．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

（添付資料 2.7.3）

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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

ない。

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

（添付資料2.7.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約310℃)を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉の水位低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが，本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

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

（添付資料2.7.3）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間として

事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により，炉心は冠水維持されるため，原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき，現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり，漏えいの影響を受けにくいため，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料2.7.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，隔離操作の有無に関わらず，健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により，炉心は冠水維持されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料2.7.3）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作については，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により，炉心は冠水維持されることから，時間余裕がある。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は，隔離操作の有無に関わらず，健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により，炉心は冠水維持されるため，時間余裕がある。

（添付資料2.7.3）

(4) まとめ

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

2.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1)必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は，「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2)必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水源

インターフェイスシステムLOCAの発生後の隔離までの各号炉における流出量は，約100m^{3}となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，流出量は合計約200m^{3}となり，流出量分の注水が必要となる。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}の水を保有している。インターフェイスシステムLOCAにより復水貯蔵槽が使用できない場合においても，各号炉のサプレッション・チェンバに約3,600m^{3}の水を保有しており，高圧炉心注水系による原子炉注水は，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水量が確保可能であり，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による電源供給については，事象発生後7日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

（添付資料2.7.4）

ｃ．電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし，各号炉の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。

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

2.7.5 結論

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

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉急速減圧，運転員の破断箇所隔離による漏えい停止，残留熱除去系による

原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。

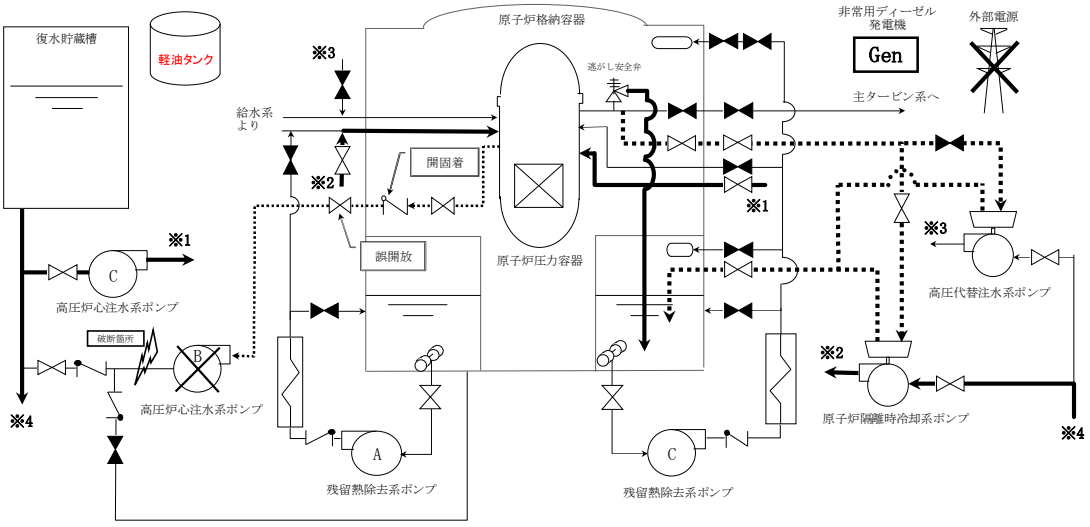


図 2.7.1　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）

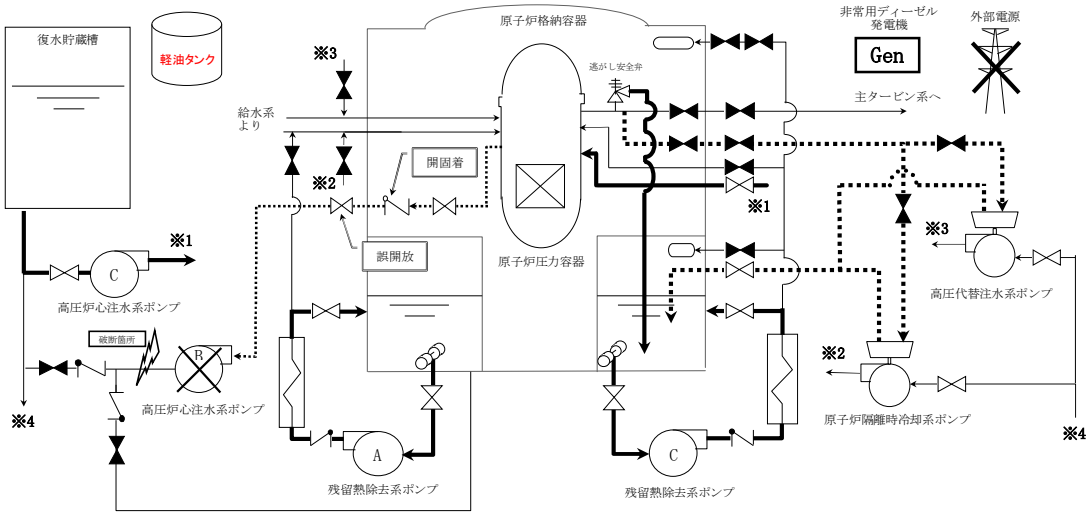


図 2.7.2　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

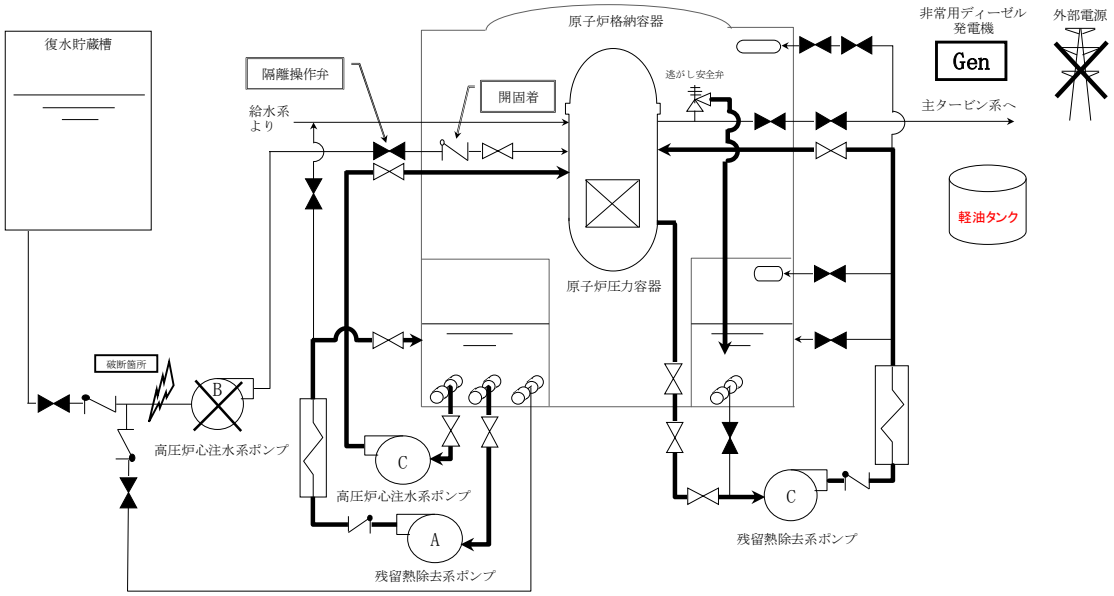
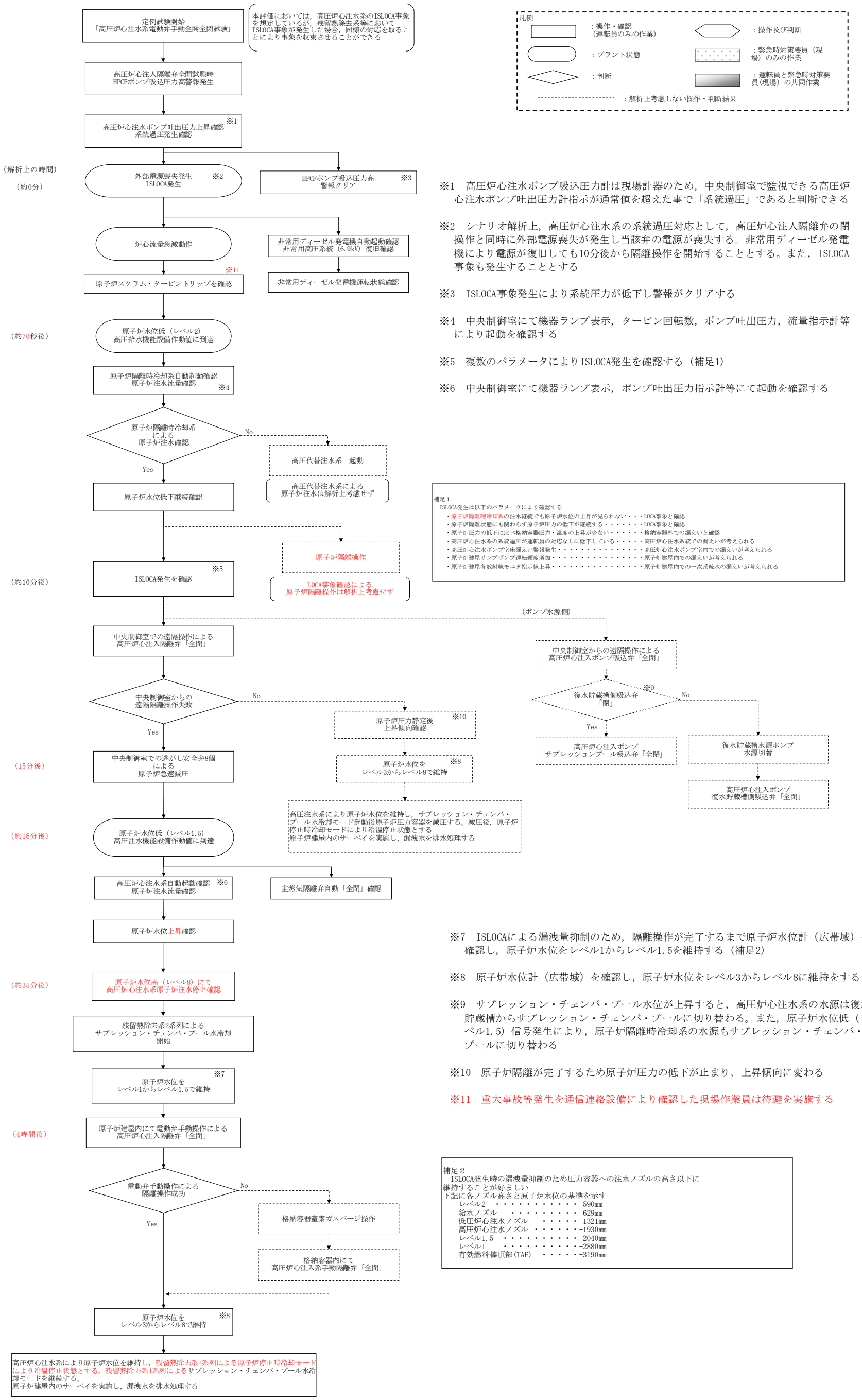


図 2.7.3　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



※1　高圧炉心注水ポンプ吸込圧力計は現場計器のため，中央制御室で監視できる高圧炉心注水ポンプ吐出圧力計指示が通常値を超えた事で「系統過圧」であると判断できる

※2　シナリオ解析上，高圧炉心注水系の系統過圧対応として，高圧炉心注入隔離弁の閉操作と同時に外部電源喪失が発生し当該弁の電源が喪失する。非常用ディーゼル発電機により電源が復旧しても10分後から隔離操作を開始することとする。また，ISLOCA事象も発生することとする

※3　ISLOCA事象発生により系統圧力が低下し警報がクリアする

※4　中央制御室にて機器ランプ表示，タービン回転数，ポンプ吐出圧力，流量指示計等により起動を確認する

※5　複数のパラメータによりISLOCA発生を確認する（補足1）

※6　中央制御室にて機器ランプ表示，ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する

※7　ISLOCAによる漏洩量抑制のため，隔離操作が完了するまで原子炉水位計（広帯域）を確認し，原子炉水位をレベル1からレベル1.5を維持する（補足2）

※8　原子炉水位計（広帯域）を確認し，原子炉水位をレベル3からレベル8に維持をする

※9　サプレッション・チェンバ・プール水位が上昇すると，高圧炉心注水系の水源は復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバ・プールに切り替わる。また，原子炉水位低（レベル1.5）信号発生により，原子炉隔離時冷却系の水源もサプレッション・チェンバ・プールに切り替わる

※10　原子炉隔離が完了するため原子炉圧力の低下が止まり，上昇傾向に変わる

※11　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待避を実施する

図 2.7.4　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の対応手順の概要

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間） 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24 ／ 2 3 4 5 6 7 8 9 10 ▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽15分　原子炉急速減圧 ▽約70秒　原子炉水位低（レベル2） ▽約18分　原子炉水位低（レベル1.5） ▽4時間　高圧炉心注水系からの漏えい停止 ▽プラント状況判断	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策要員		5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）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	－	－	－	－	・高圧炉心注水系吸込配管破断確認 ・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機　自動起動確認 ・原子炉隔離時冷却系　自動起動確認	10分	
高圧炉心注水系からの漏えい停止操作（中央制御室操作）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・高圧炉心冷却系　注入隔離弁閉操作	5分	注入隔離弁全閉失敗を想定
原子炉急速減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　8個 手動開放操作	5分	
高圧炉心注水系（健全側）　自動起動確認	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・高圧炉心注水系（健全側） 自動起動確認	5分	
			－	－	－	－	・高圧炉心注水系（健全側）		レベル8到達後 レベル1～レベル1.5　維持
残留熱除去系　サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系ポンプ　手動起動	30分	
							・残留熱除去系　試験用調節弁操作		サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続
高圧炉心注水系からの漏えい停止操作（現場操作）	－	－	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	－	－	・現場移動 ・保護具装着／装着補助	30分	
			（2人） C,D	（2人） c,d			・現場移動 ・高圧炉心冷却系　注入隔離弁閉操作	60分	
原子炉水位調整操作	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・高圧炉心注水系（健全側）		レベル3～レベル8維持
必要人員数　合計	2人 A,B	2人 a,b	4人 C,D,E,F	4人 c,d,e,f	0人				

（　）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.7.5　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の作業と所要時間

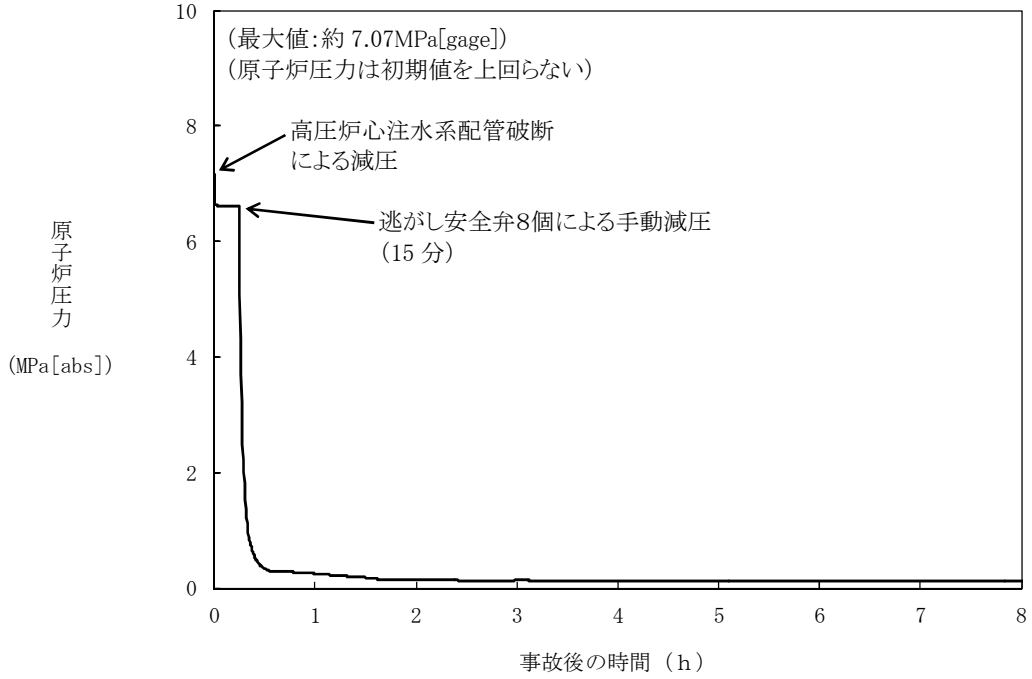


図 2.7.6　原子炉圧力の推移

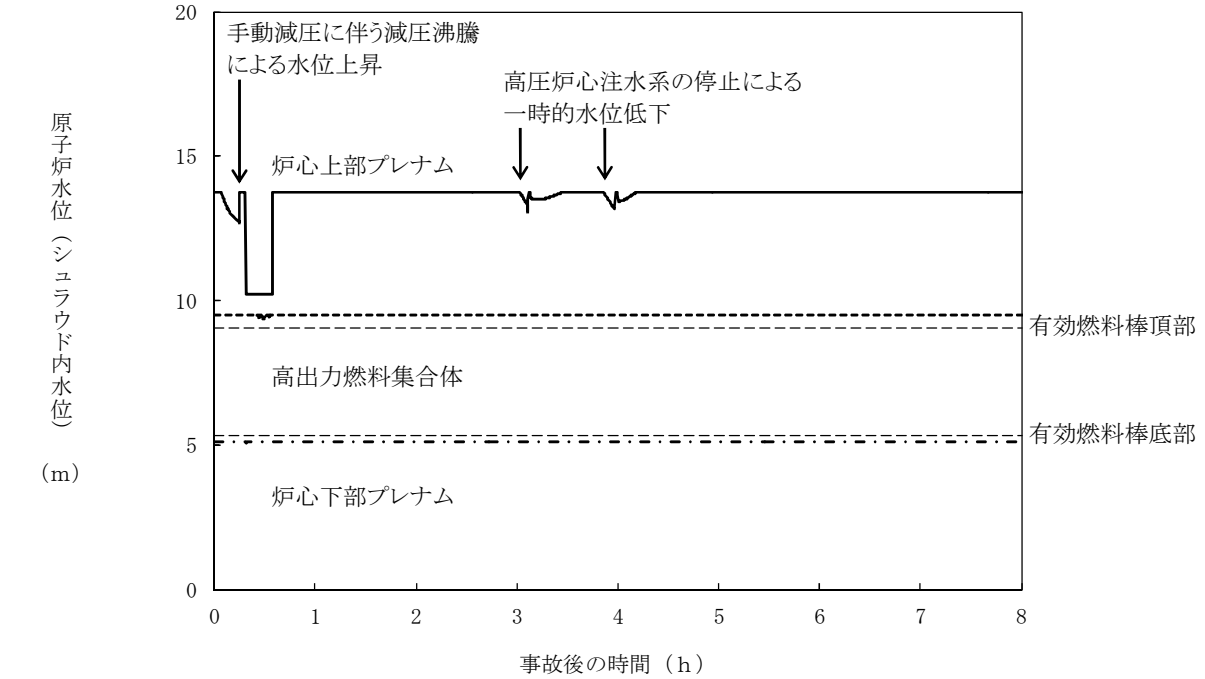


図 2.7.7　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

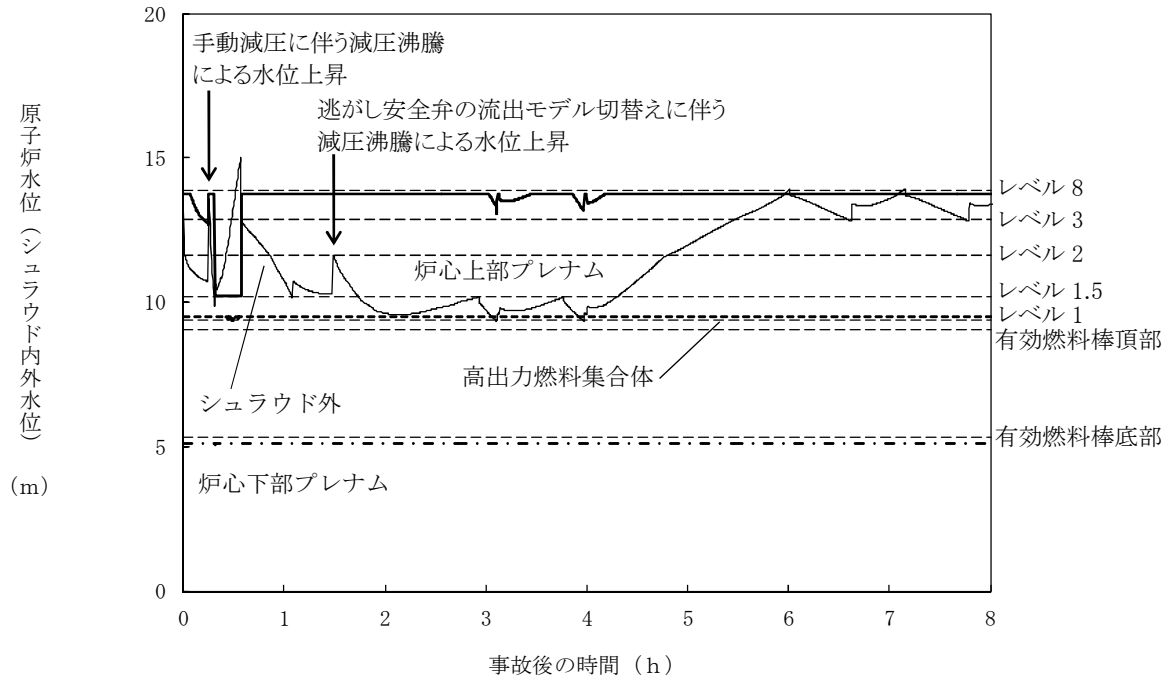


図 2.7.8　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

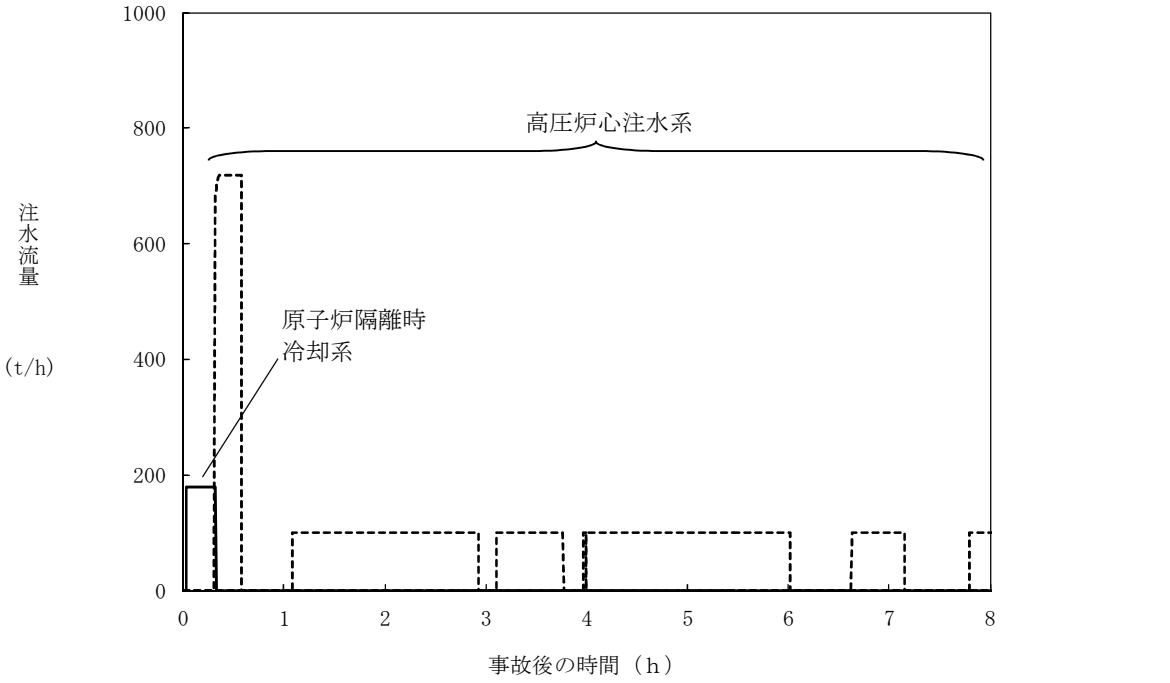


図 2.7.9　注水流量の推移

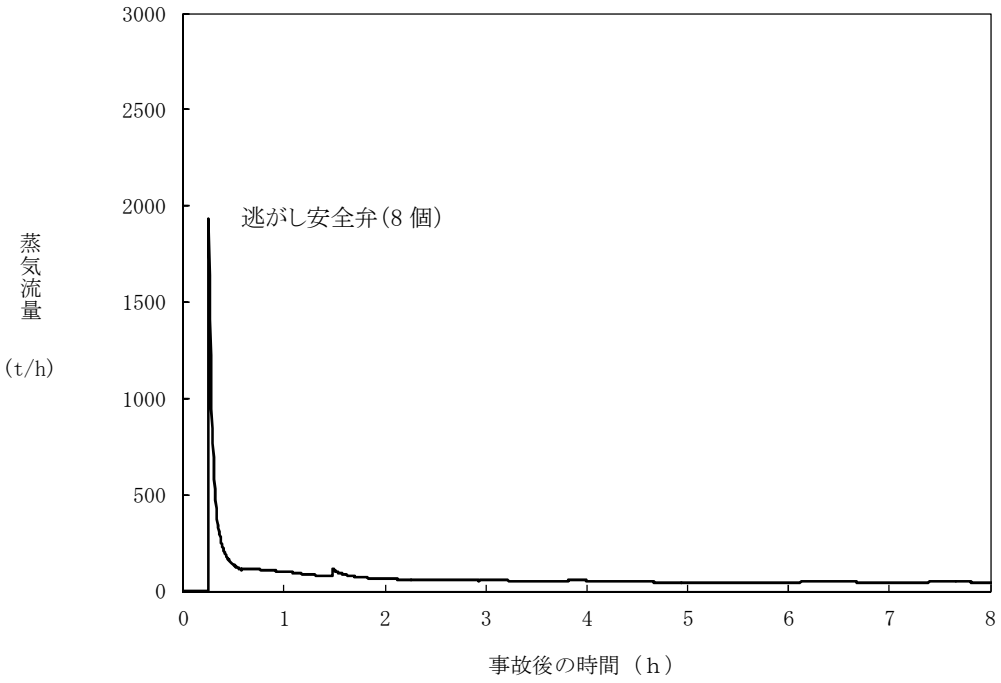


図 2.7.10　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

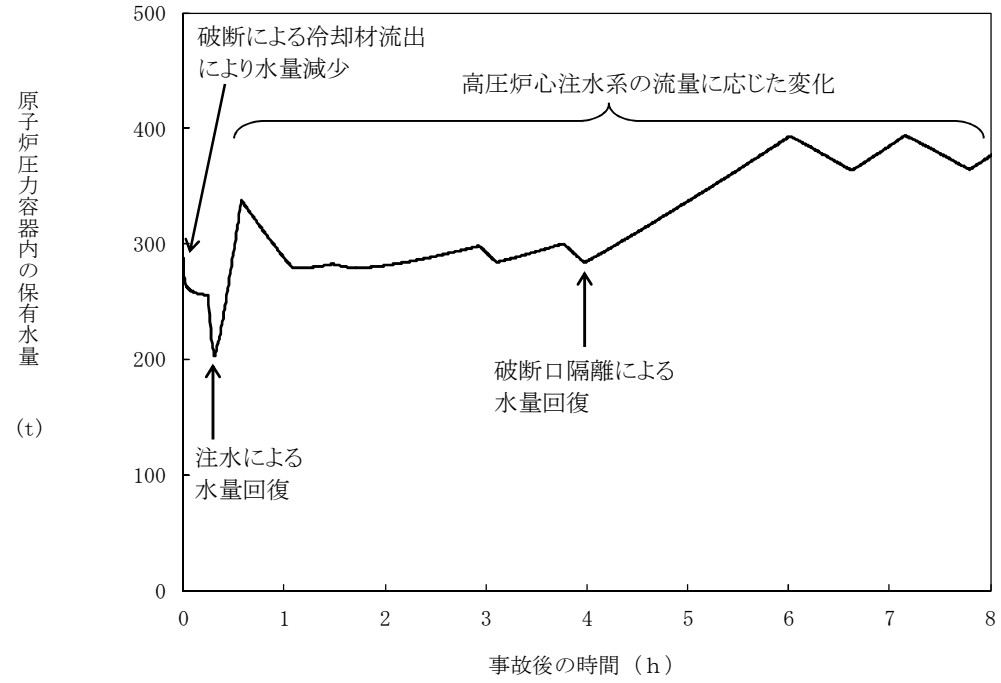


図 2.7.11　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

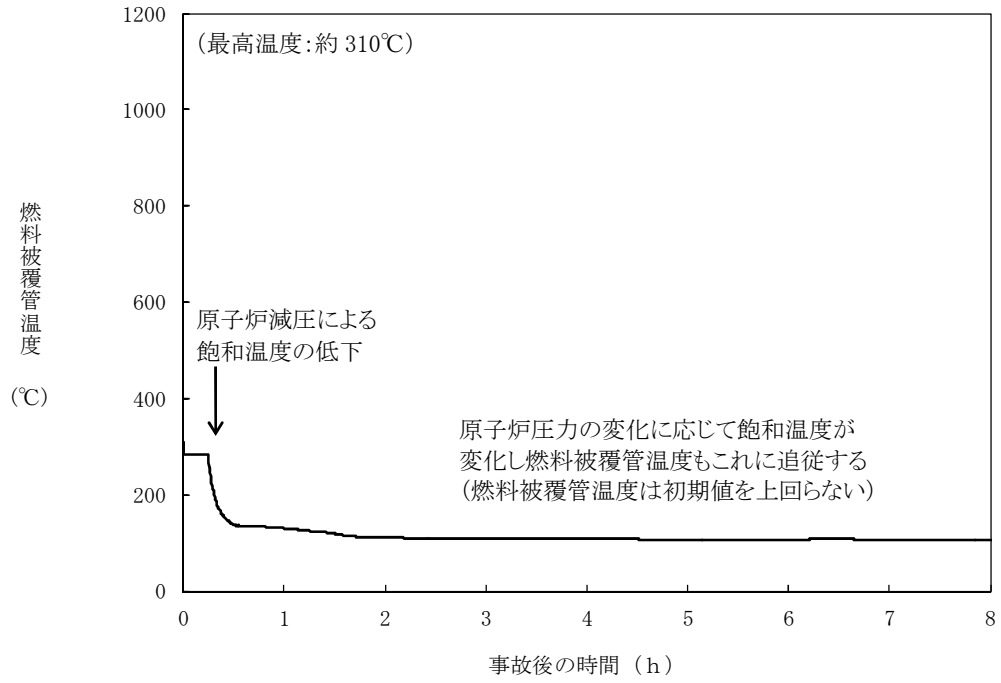


図 2.7.12 燃料被覆管温度の推移

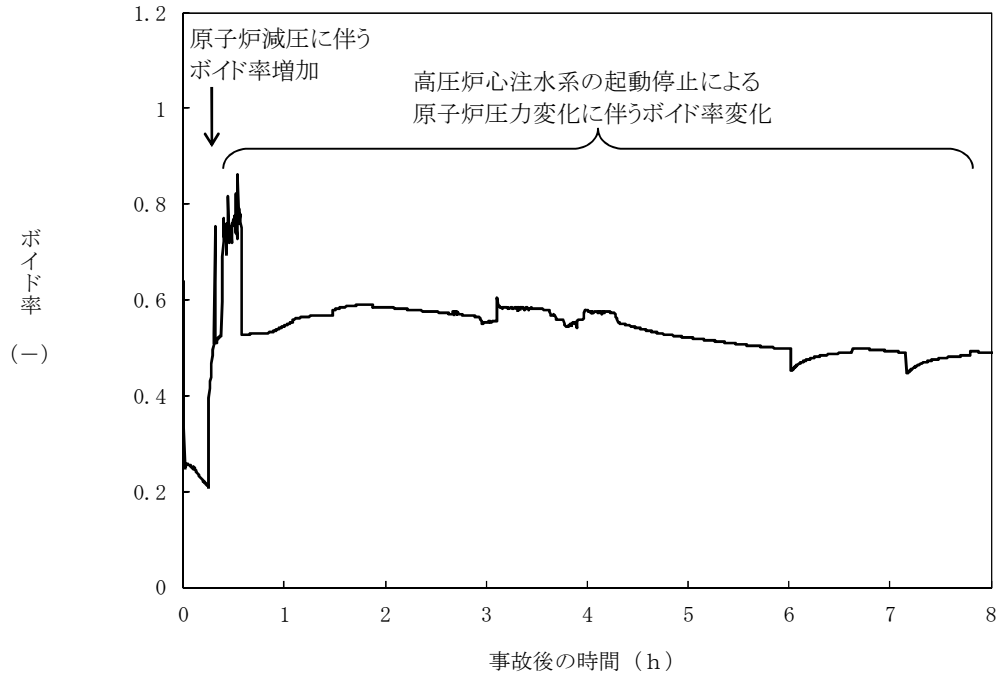


図 2.7.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

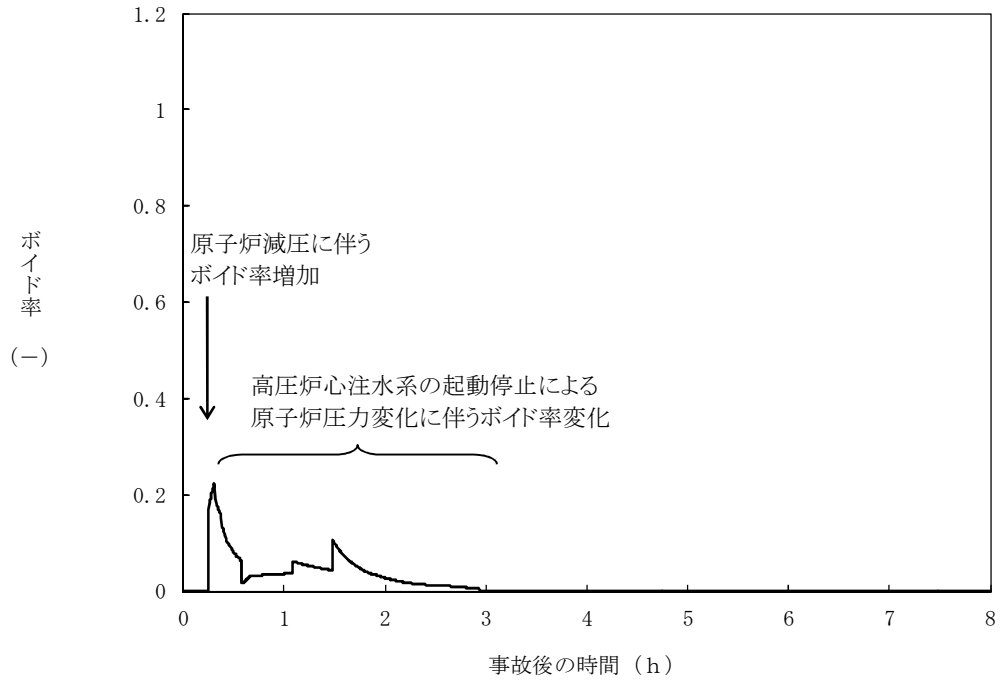


図 2.7.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

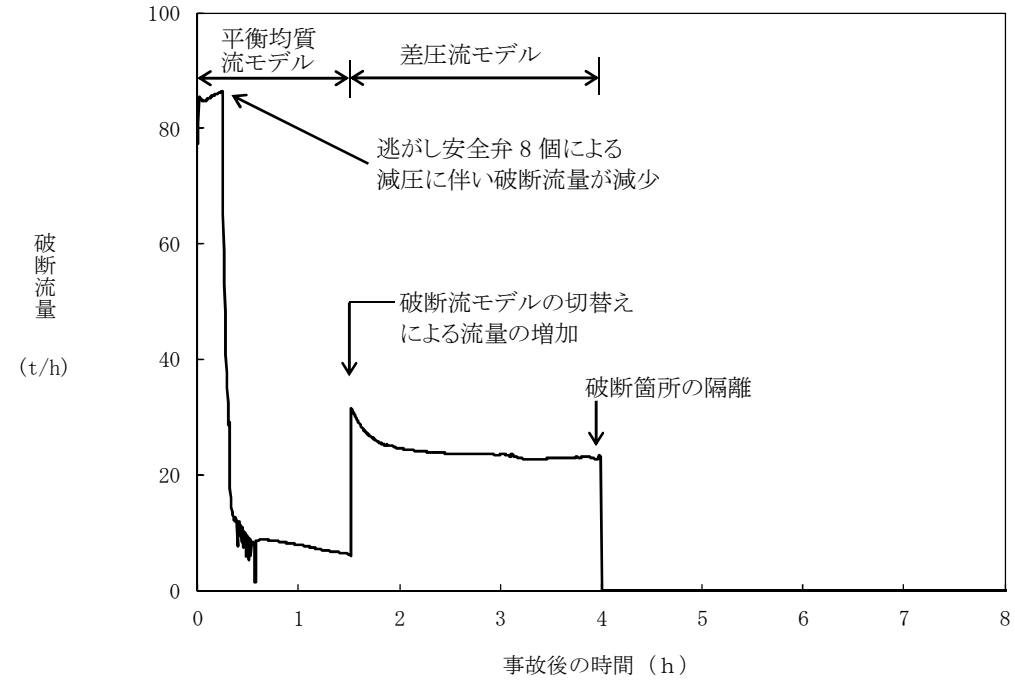


図 2.7.15 破断流量の推移

表 2.7.1　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで，インターフェイスシステム LOCA が発生する	—	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉水位回復	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが，高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し，高圧炉心注水系の隔離に失敗する	—	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため，破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し，原子炉水位低（レベル 1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は，破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	原子炉急速減圧によりサプレション・チェンバ・プール水温度が 35℃を超えた時点で，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	—	サプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

表 2.7.1　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し，現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し，高圧炉心注水系を隔離する	【高圧炉心注入隔離弁】	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は，健全な高圧炉心注水系により，原子炉水位を原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水位

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 2.7.2　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		SAFER	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.7.2　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は 10cm^2	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定

表 2.7.2　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）(3／4)

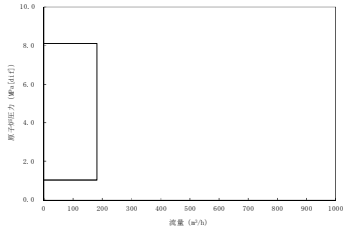
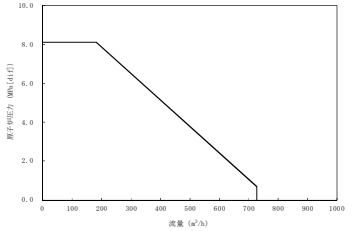
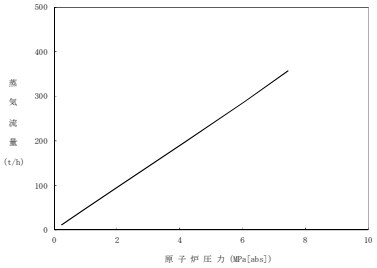
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 （遅れ時間：2.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において） にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系による注水特性
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ１台による注水特性
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

表 2.7.2　主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA))(4／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後	破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し，運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は，運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち，インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管としている。ここでは，低圧設計部となっている配管及び弁，計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して，各構造の実耐力を踏まえた評価を行い，破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

(1)想定するインターフェイスシステム LOCA 及び低圧設計部における過圧条件について

申請解析と同様に，高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて，原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており，原子炉注入電動弁が誤動作した場合，高圧炉心注水系の低圧設計部であるポンプ吸込配管の過圧を想定する。

低圧設計部の配管等に対しては，運転中の原子炉圧力（約 7.2MPa）及び水頭による圧力を考慮し，7.5MPa の圧力が伝搬するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から，隔離弁が開放すると，高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し，配管内の圧力は最終的にほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合，最終的な配管内の圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下「急開」という。）を想定した場合，高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により，配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる※1。しかし，隔離弁が緩やかな開動作をする場合，水撃作用による圧力変化は小さく，配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は，駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため，機械的要因では急開となり難い。また，電動での開弁速度は，約 6 秒となっており，電気的要因では急開とならないことから，誤開を想定した場合，水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

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

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

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

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

ここで（α）は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり，音速とみなすことができ，配管長（L）を実機の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管の配管長※2 を元に保守的に 100m※3 とし，水の音速（α）を 1,500m/s※4 とすると，管路内を圧力波が往復する時間（μ）は約 0.14 秒となる。即ち，弁開放時間（T）を残留熱除去系（低圧注水モード）の電動仕切弁の約 6 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることはなく，低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお，仮に高圧炉心注水系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても，極めて短時間（数秒間）に起きる現象であり，かつ，大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は，一次冷却材（288℃）の水が低圧部まで到達せず低温の状態であると推測され，温度による影響（熱伸び等）を受けることはない。

また，次項にて示す強度評価において，例えば配管について最も厳しい No.①の管の最小厚さ（ts）8.31mm での許容圧力は約 10MPa（1 次一般膜応力 0.6Su 適用値）であり十分な余裕がある。さらに，設計引張強さ（Su）までの余裕を考えると，さらなる余裕が含まれることとなる。

よって，この影響は無視し得る程小さいものと考え，構造健全性評価としては考慮しないこととする。

※1：水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕第 2 編「水撃作用」（(財) 電力中央研究所　元特任研究員　秋元徳三）
※2：高圧注水系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 70m
※3：配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり，水撃作用の発生条件に対し保守的となる。
※4：圧力 7.2MPa[abs]，水温 38℃の場合，水の音速は約 1,540m/s となる。

(2)構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心注水系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し，具体的には下記対象範囲について評価を行った。

a)配管（ドレン／ベント，計装配管等の小口径配管も対象に含む）

b)計装設備（ポンプ吸込側に設置されている圧力計）

c)弁（圧力バウンダリとなる弁）

d)フランジ部（ボルトの伸びによる漏えい量評価を実施）

e)ポンプ（ポンプ吸込側の低圧設計部）

具体的な対象箇所については図 1 から図 5 に示す。

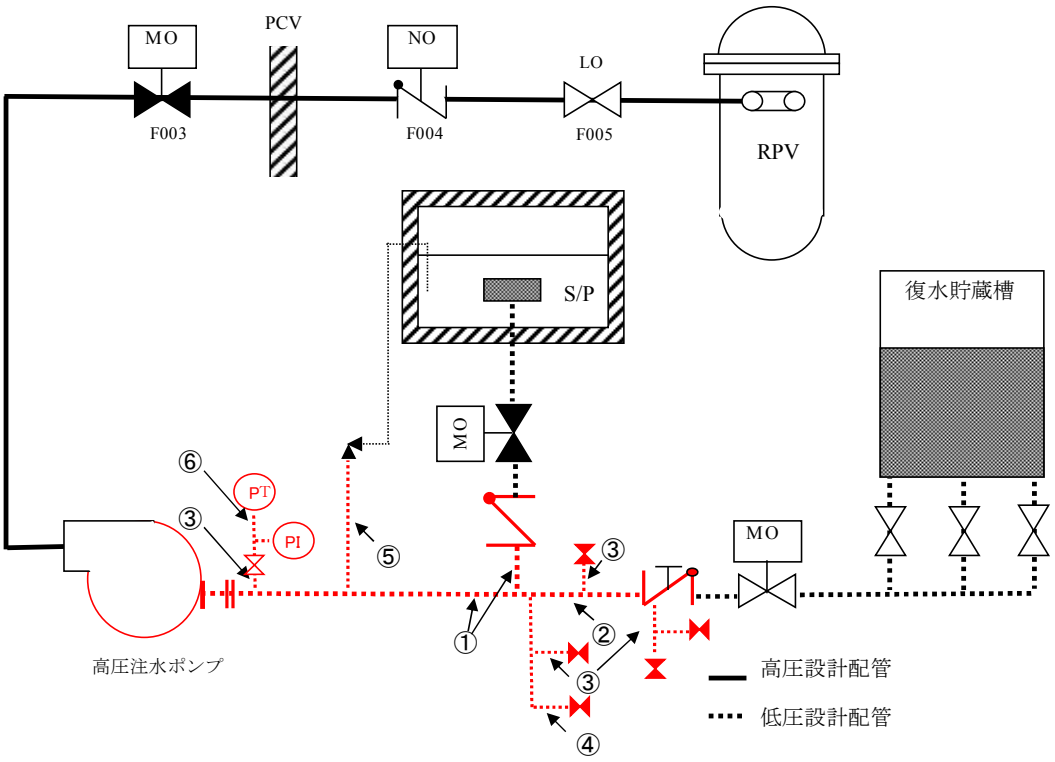


図 1　評価対象配管範囲

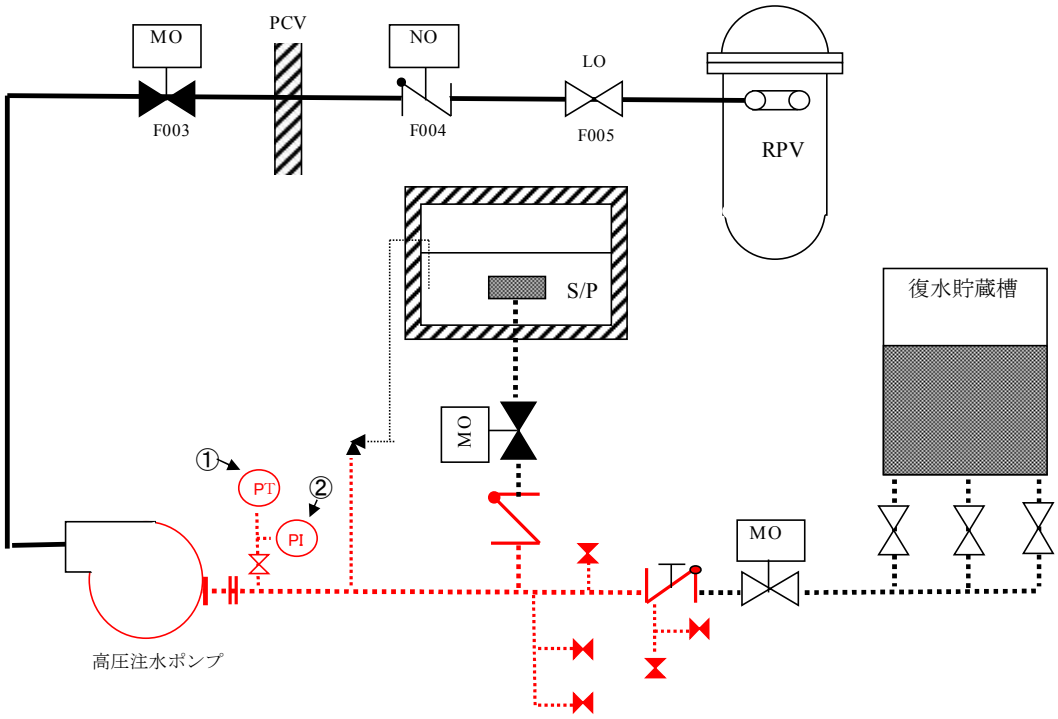


図 2　評価対象の計装設備

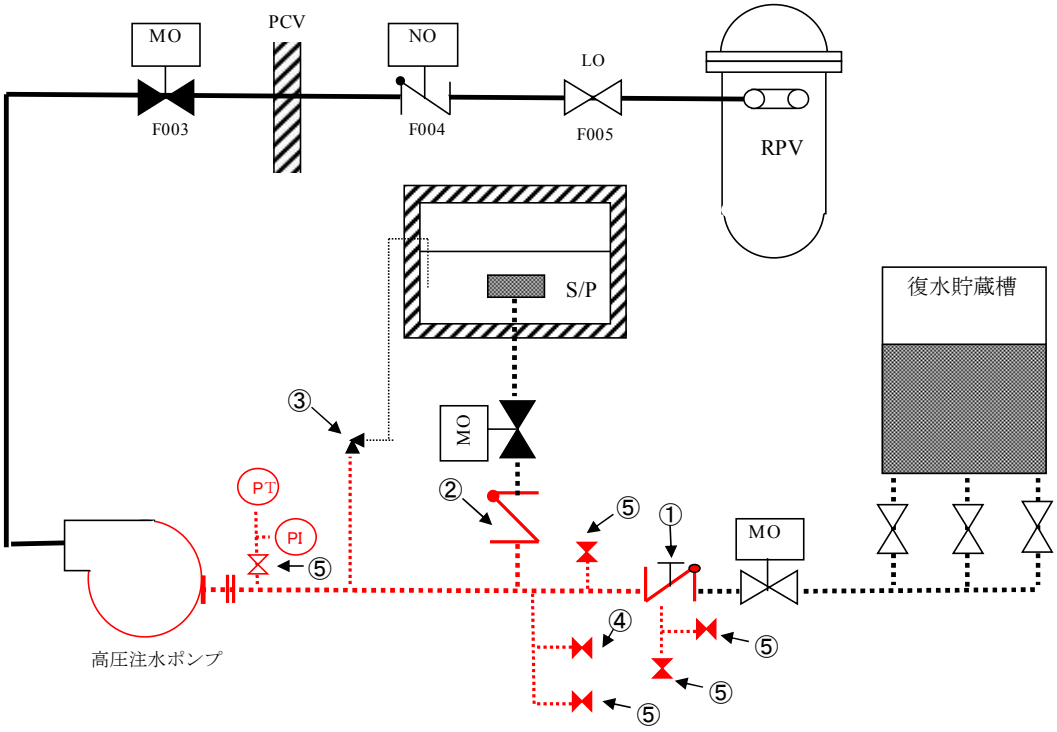


図 3　評価対象弁

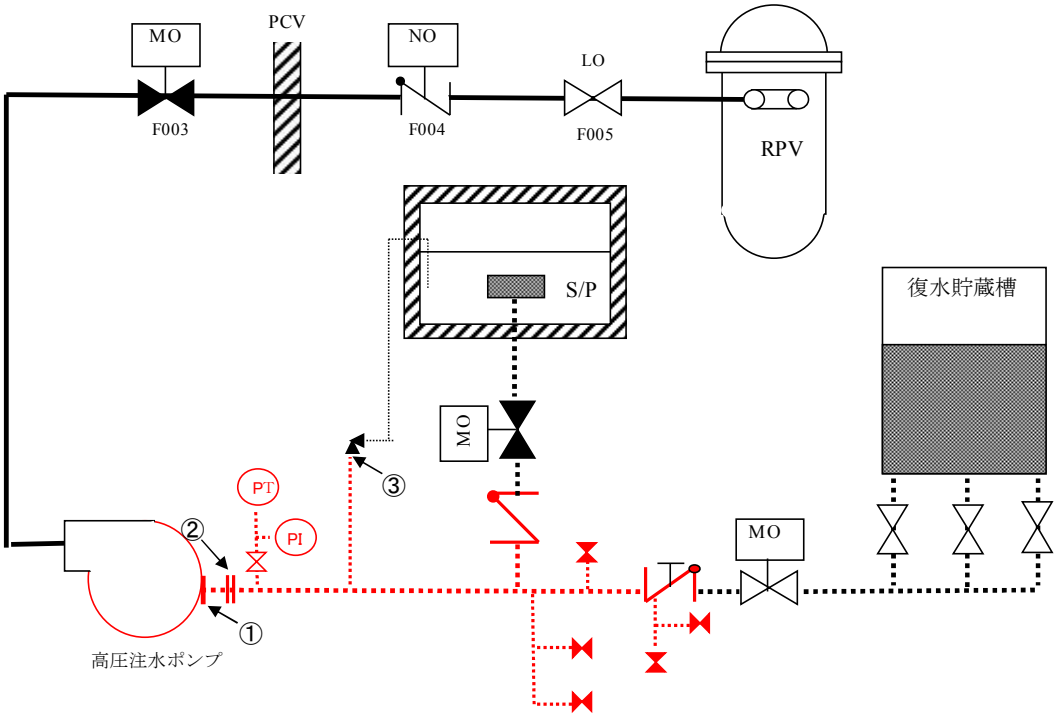


図 4　評価対象フランジ

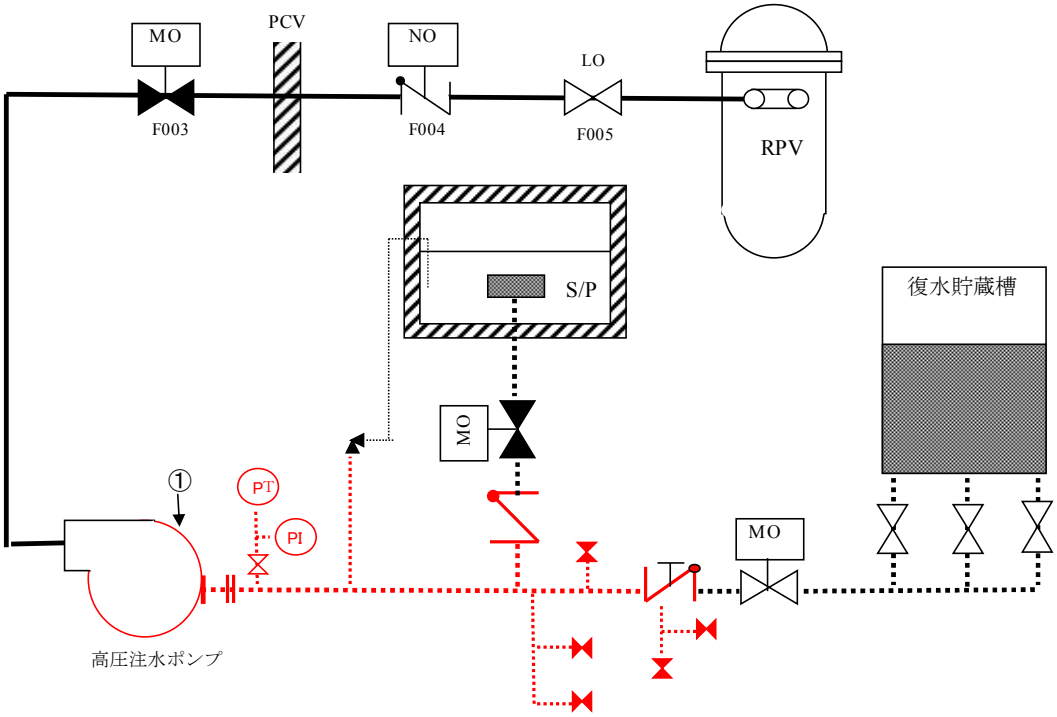


図 5　評価対象ポンプ

(3)構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。

破断が想定される箇所としては計装設備であり，また，フランジ部についてもボルトの伸びによる漏えいが想定されるものの，合計でも漏えい面積は 1cm^2 を超えることはないとの結果となった。

ａ)配管

No.	圧力 (MPa)	温度 (℃)	外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※1 (ts≧t)
①	7.5	288	406.4	9.5	STPT42 (STPT410)	8.31	6.22※2	○
②			406.4	12.7	STPT42 (STPT410)	11.11	6.22※2	○
③			27.2	3.9	STPT42 (STPT410)	3.40	0.97	○
④			60.5	5.5	STPT42 (STPT410)	4.81	2.14	○
⑤			34.0	4.5	STPT42 (STPT410)	3.93	1.21	○
⑥			17.3	2.3	SUS304TP	2.0	0.6	○
			9.52	2.0		2.0	0.4	
			9.52	1.3		1.3	0.4	

※1：管の最小厚さ（ts）が管の計算上必要な厚さ（t）以上であること

※2：1 次一般膜応力 0.6Su 適用値

ｂ)計装設備

No.	圧力 (MPa)	計装設備耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm^2)
① (E22-PT-001)	7.5	3.67	×	漏えい なし※1	－
② (E22-PI-002)		1.65	×	破断 (Φ5 導圧)	約 0.2

※1：計装設備内部のダイヤフラムは破損する可能性はあるものの，その外側の高圧フランジ面は約 15MPa までの耐圧構造であるため，外部への漏えいはないと判断した

c)弁

No.	弁 No.	圧力 (MPa)	温度 (℃)	口径 (A)	型式	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※1 (ts≧t)
①	E22-F002	7.5	288	400	TCH	SCPL1	22.0	7.8*2	○
②	E22-F007			400	CH	SCPL1	20.0	7.8*2	○
③	E22-F020			20/50	RV.VS	SCPH2	9.0	4.8	○
④	E22-F012			50	GL	S28C	8.5	5.4	○
⑤	E22-F027			20	GL	S28C	6.7	4.5	○
	E22-F500								
	E22-F515								
	E22-F516								
	E22-F700								

※1：必要最小厚さ（ts）が最小厚さ（t）以上であること

※2：t=Pd/（2S-1.2P）を適用

d)フランジ部

No.	圧力 (MPa)	伸び量 (mm)						内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	漏えい面積 (cm^2)
		+ ⊿L1	− ⊿L0	+ ⊿L2	− ⊿L3	− ⊿L4	− ⊿L5			
①	7.5	0.10	0.07	0.31	0.30	−	0.01	432	0.03	約 0.7
②		0.11	0.08	0.36	0.30	0.04	0.03	432	0.02	
③		0.01	0.02	0.13	0.12	−	0.01	49	-0.01	

⊿L1：荷重によるボルト伸び量

⊿L0：初期締付によるボルト伸び量

⊿L2：ボルト熱伸び量

⊿L3：フランジ熱伸び量

⊿L4：オリフィス熱伸び量

⊿L5：ガスケット内外輪熱伸び量

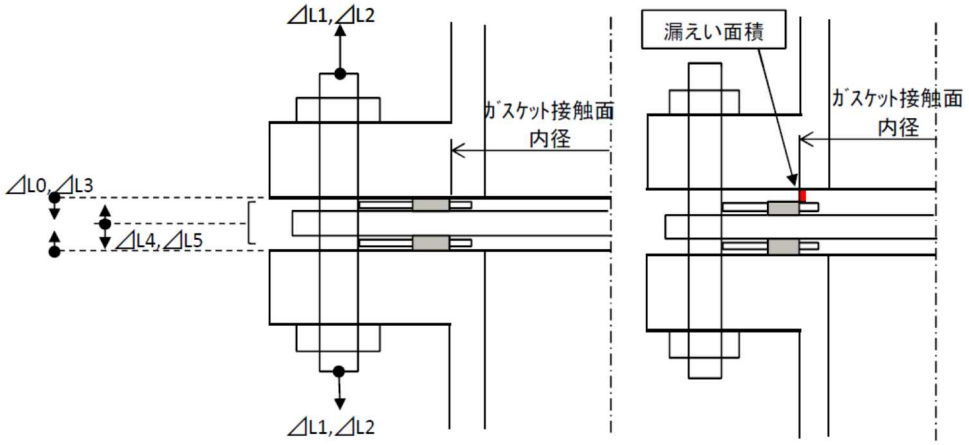


図 6　各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

ｅ)ポンプ

No.	計算部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	公称厚さ (mm)	材料	ts (mm)	t (mm)	判定※1 (ts≧t)
①	ディス チャージ ケーシング	7.5	288	38.0	SFVC2B/ SGV410	34.5	15.7※2	○
	アウター ケーシング			19.0	SGV410	14.0	13.2※2	○
	吸込み口			38.0	SFVC2B	36.9	15.7※2	○
	ケーシング カバー			165.0	SFVC2B	158.7	138.8 ※2	○
	管台			3.9	STPT410	3.4	1.0	○

※1：最小厚さ（ts）が管の計算上必要な厚さ（t）以上であること

※2：1 次一般膜応力 Su 適用値

計算部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	引張応力 (MPa)	材料	許容引張応力 (MPa)	判定
耐圧ボルト	7.5	288	277	SCM435	508※1	○

※1：1 次一般膜応力 0.6Su 適用値

計算部位	圧力 (MPa)	伸び量（mm）						内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	漏えい面積 (cm^2)
		+ ⊿L1	− ⊿L0	+ ⊿L2	− ⊿L3	− ⊿L4	− ⊿L5			
フランジ部	7.5	0.20	0.12	0.28	0.28	0.00	0.00	1636	0.08	約 0.00※1

⊿L1：荷重によるボルト伸び量
⊿L0：初期締付によるボルト伸び量
⊿L2：ボルト熱伸び量
⊿L3：フランジ熱伸び量
⊿L4：オリフィス熱伸び量
⊿L5：ガスケット内外輪熱伸び量
※1：0 リングのつぶししろを確保しているため漏えいには至らない

(4)インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

(3)で述べたとおり，高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて，原子炉注入逆止弁が故障により開固着し，原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合，高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても，その漏えい面積は $1cm^2$ を超えることはない。

そこで，インターフェイスシステム LOCA における破断面積は，保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に $10cm^2$ を想定することとする。

(5)現場の想定

・評価の想定と事故進展解析

破断面積 $10cm^2$ のインターフェイスシステム LOCA による炉心内の挙動は，2.7.2(3)に示したとおりである。

ここでは，破断面積 $10cm^2$ のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境（原子炉建屋内）に着眼し評価を行った。評価条件を表 1 に示す。また，評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図 1 に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム，
インターフェイスシステム LOCA 時破断面積 $10cm^2$，
健全側高圧炉心注水系による注入
事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）
（この時内側テスタブルチェッキも同時に機能喪失（全開））
・状況判断の開始（弁の開閉状態確認，HPCF 室漏えい検出，ポンプ吐出圧

力，エリアモニタ指示値上昇）

原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動

事象発生約 15 分後：急速減圧

原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動

事象発生約 4 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

・評価の結果

○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は，事象発生直後は上昇するものの 15 分後に原子炉減圧した後は低下する。また，弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に，原子炉減圧操作後に低下した後，約 38℃程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで，事象発生約 4 時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され，その後は大気圧相当となる。

○冷却材漏えいによる影響

破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA に伴う原子炉建屋内への原子炉内及び復水貯蔵槽からの漏えい量は，原子炉圧力容器及び復水貯蔵槽からの流出量を考慮しても最大で約 200m^3/h であり，高圧炉心注入ポンプ吸込弁または復水貯蔵槽側吸込弁の閉止や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至る約 2,000m^3（浸水高さ約 3m）に到達するには 10 時間以上の十分な時間余裕がある。

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで，原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し（詳細は表 2，3 参照），全希ガス漏えい率（f 値）については，近年の運転実績データの最大値である 3.7×10^{8}Bq/s を採用して評価する。なお，この値は現行許認可ベースの f 値はこの値にさらに一桁余裕を見た 10 倍の値である。これに伴い，原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は，許認可評価の MSLBA（主蒸気管破断事故）時に追加放出される放射性物質量の 1/10 となる。なお，冷却材中に存在する放射性物質量は，追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。ま

た，現場作業の被ばくにおいては，放射線防護具（酸素呼吸器等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため，外部被ばくのみを対象とした。

・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は，以下のサブマージョンモデルにより計算する。

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

ここで，

D	：放射線量率（Gy/h）
6.2×10^{-14}	：サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{dis \cdot m^3 \cdot Gy}{MeV \cdot Bq \cdot s}\right)$
Q_γ	：原子炉区域内放射能量（Bq：γ 線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）
$V_{R/B}$	：原子炉区域内気相部容積（86,000m^3）
E_γ	：γ 線エネルギ（0.5MeV/dis）
μ	：空気に対する γ 線のエネルギ吸収係数（3.9×10^{-3}/m）
R	：評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径（m）
V_{OF}	：評価対象エリア（原子炉建屋地上 1 階）の容積（2,500m^3）

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

・評価の結果

評価結果を図 5 に示す。外部被ばくは最大でも約 15mSv/h 程度であり，時間減衰によってその線量率も低下するため，線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部がブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが，中央制御室換気空調系の換気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所にあり，中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる（図 6）。さらに，これらの事故時においては原子炉区域排気放射能高の信号により中央制御室換気空調系が非常時運転モード（循環運転）となるため，中操にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

(6) 現場の隔離操作

現場での高圧炉心注水隔離弁の隔離操作が必要となった場合，運転員は床漏えい検知器やサンプポンプの起動頻度増加などにより現場状態を把握するとともに，換気空調系による換気や破断からの蒸気の漏えいの低減（原子炉減圧や原子炉停止時冷却（実施可能な際において））等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は 3 時間程度で約 38℃程度まで低下することから，酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

(7)まとめ

(5)，(6)で示した評価結果より，破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 発生による現場の温度上昇は小さく（3 時間程度で約 38℃程度），また，現場線量率についても 15mSv/h 以下であることから現場操作の妨げとならず，また設備の機能も維持される。したがって，炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系による炉心冷却，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の機能も維持可能である。

表 1　破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所	高圧炉心注水（B）ポンプ室	漏えいを想定した高圧炉心注水系の低圧設計部（計装設備やフランジ部等）の設置場所
漏えい面積	高圧炉心冷却系配管：10cm^2（1.0×10^{-3}m^2）	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位 L2 到達時点で，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始	インターロック設定値
	事象発生 15 分後に手動減圧（逃がし安全弁 8 個）	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は急速減圧後に実施（事象発生 20 分後）	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 4 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP 4	－
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生とともにスクラム	事象発生とともに外部電源喪失し，原子炉スクラムすることを想定
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高圧炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高圧炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0～12 時間：50℃ 12～24 時間：45℃ 24 時間以降：40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa[gage]	ブローアウトパネル設定値

表 2　評価条件（f 値，追加放出量）

項目	評価ケース	現行許認可ベース （参考）
f 値	3.7×10^{8}Bq/s （現行許認可の 1/10）	3.7×10^{9}Bq/s
追加放出量（Bq） （γ 線 0.5MeV 換算値）	2.28×10^{14}	2.28×10^{15}

表3　インターフェイスシステムLOCA時の追加放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d^{-1})	γ線実効エネルギ (MeV)	追加放出量（Bq）	追加放出量（Bq） （γ線実効エネルギ0.5MeV換算値）
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	－		－	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.95	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.04	5.82E-02	0.02	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.25	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	－	－	－	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 ＋希ガス	－	－	－	1.29E+14	2.28E+14

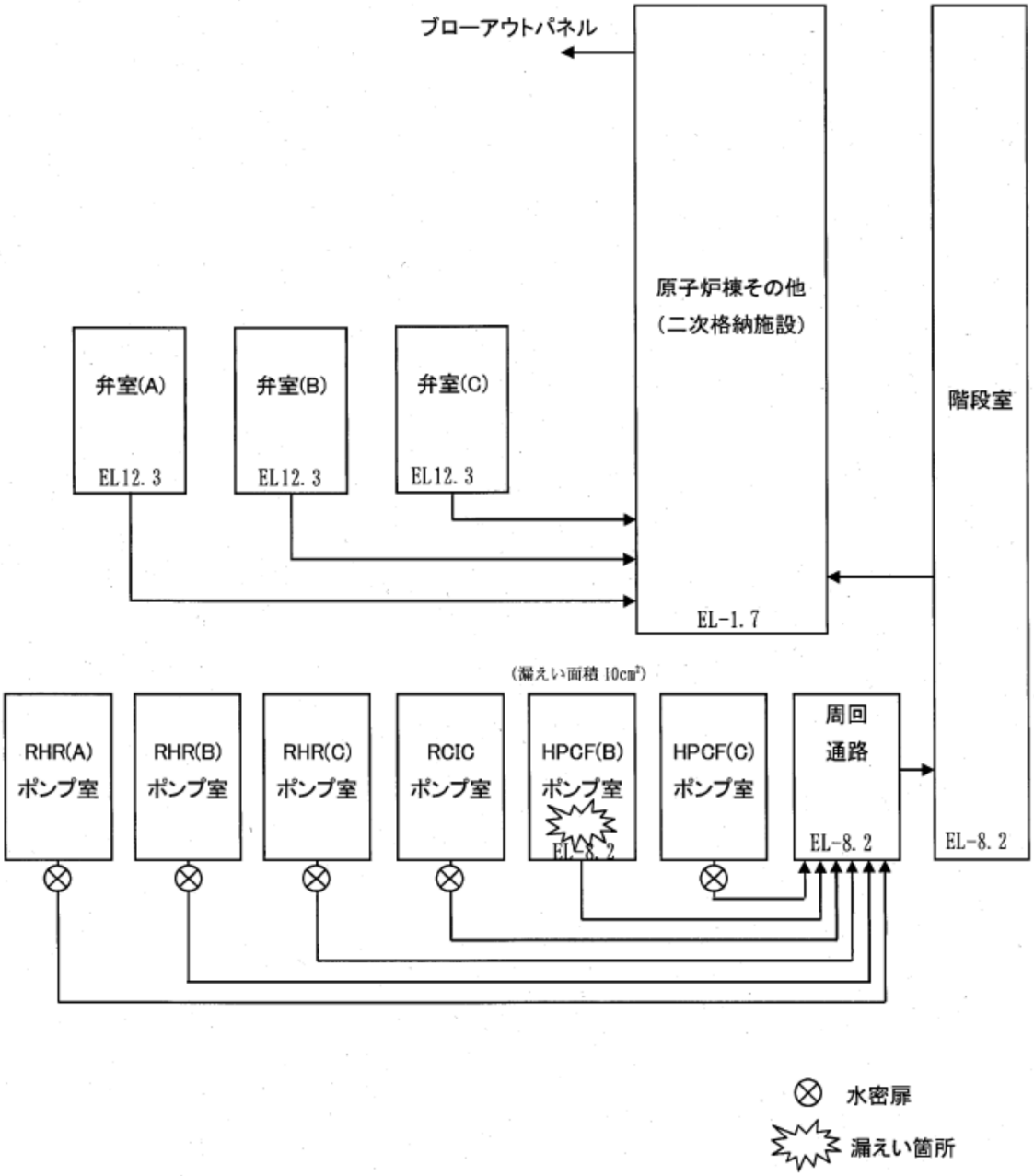


図１　インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル

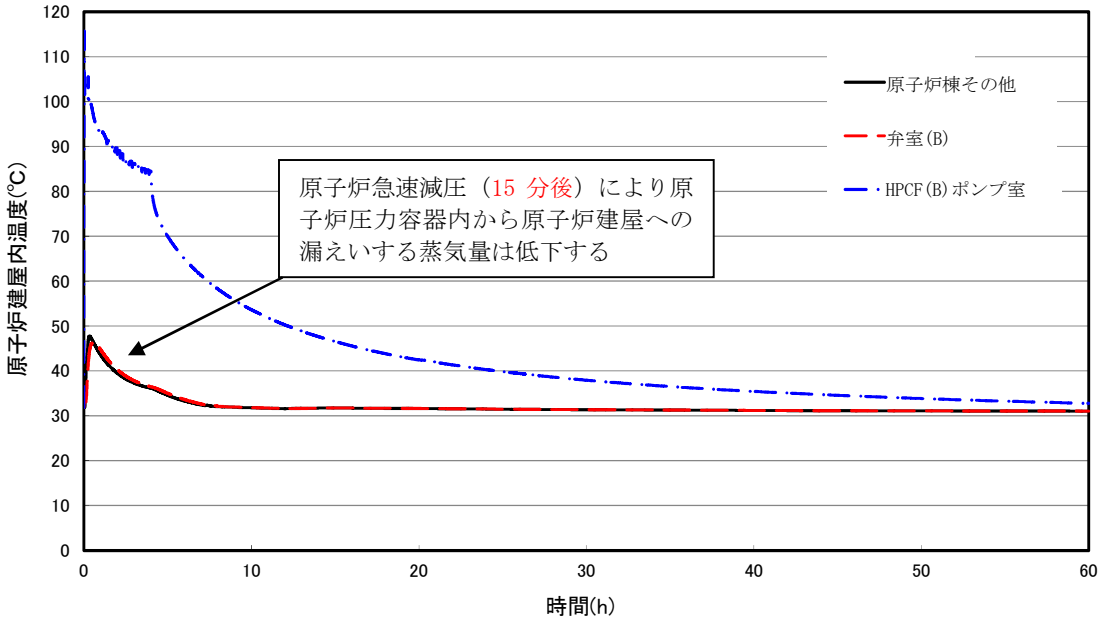


図 2　原子炉建屋内の温度の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

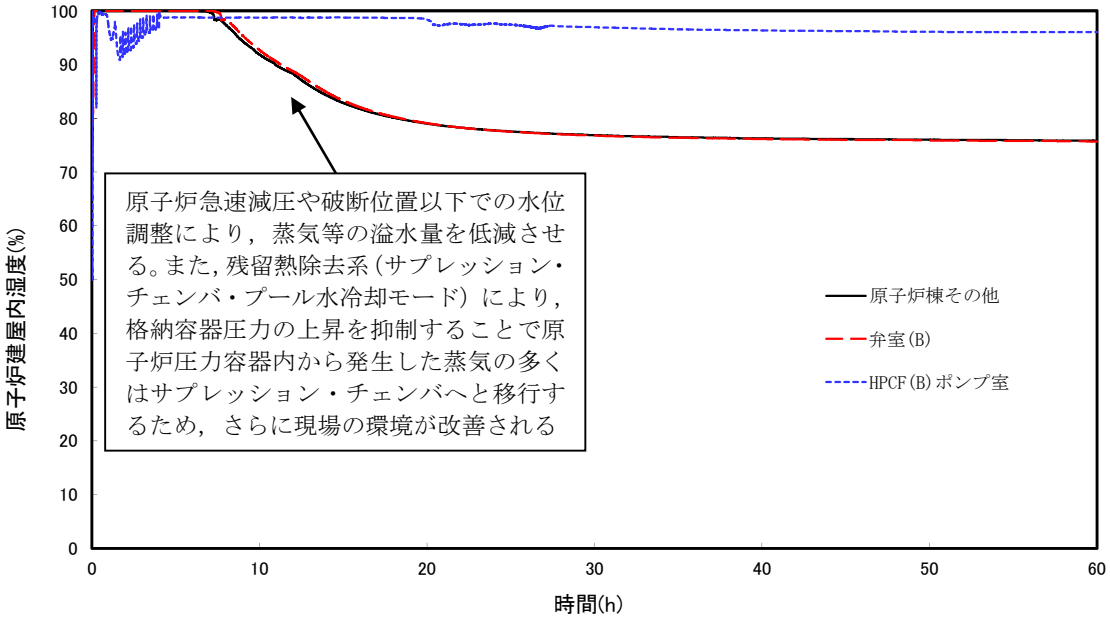


図 3　原子炉建屋内の湿度の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

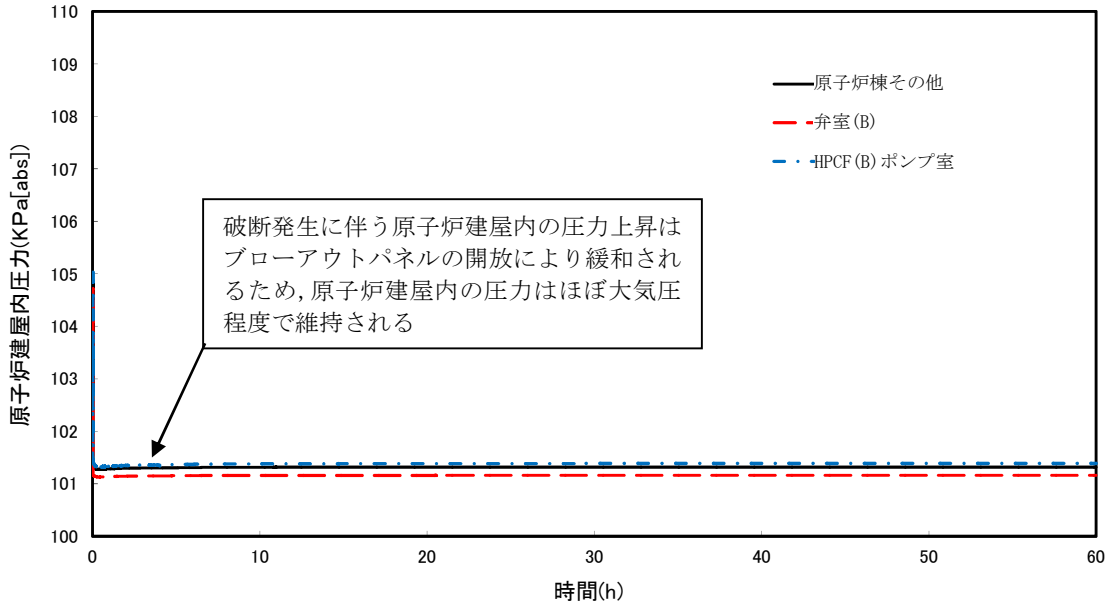


図 4　原子炉建屋内の圧力の時間変化（インターフェイスシステム LOCA）

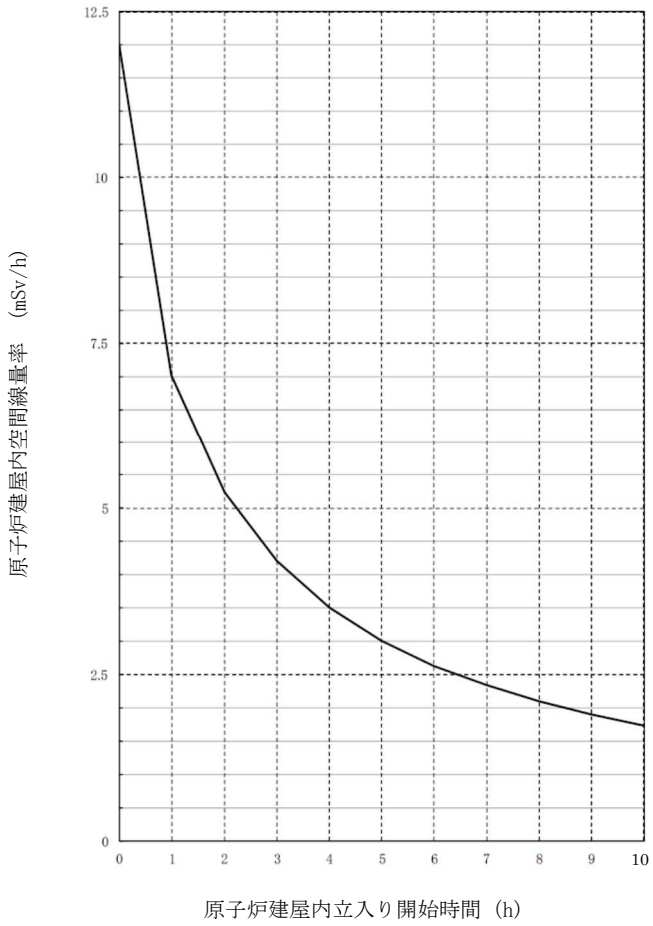
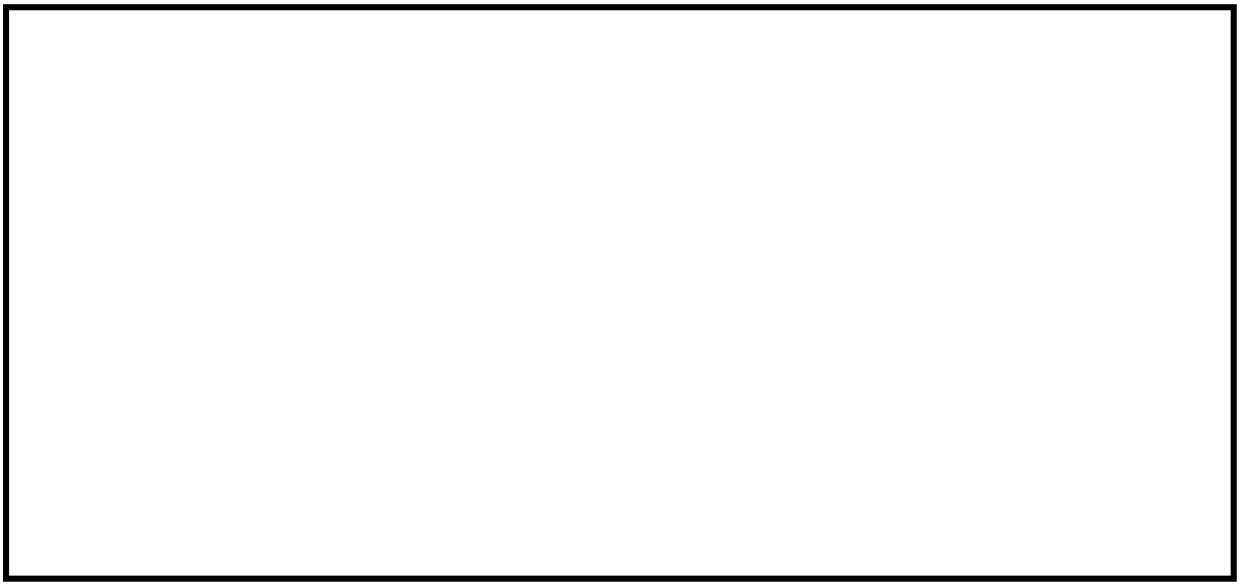


図 5　原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係（インターフェイスシステム LOCA）



（ａ）平面図

（ｂ）断面図

図６　原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・ブローアウトパネルの位置関係
（インターフェイスシステム LOCA）

解析実施中

（参考）高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定した場合の現場環境について

インターフェイスシステム LOCA 発生箇所は，高圧炉心注水系の吸込配管としており，低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して，実耐力を踏まえた評価を行った結果，破断面積は 1cm^2 を超えないことを確認している。したがって，インターフェイスシステム LOCA により，高圧炉心注水系の吸込配管に全周破断（破断面積 127cm$^{2※}$）が発生する可能性は極めて小さいと考えられるが，ここでは，全周破断の発生を想定した場合の現場環境について示す。

※高圧炉心注水系スパージャから破断口に至る経路のうち，高圧炉心注水系ノズル部において臨界流が生じるとし，破断面積を 127cm^2 とする

・評価条件

MAAP 解析の主要な仮定を以下に示す。

前提条件：事象発生と同時に外部電源喪失し原子炉スクラム，
インターフェイスシステム LOCA の発生箇所は，高圧炉心注水系吸込配管（破断面積 127cm^2（全周破断））

事故シナリオ：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）
（この時内側テスタブルチェッキも同時に機能喪失（全開））
・状況判断の開始（弁の開閉状態確認，HPCF 室漏えい検出，ポンプ吐出圧力，エリアモニタ指示値上昇）
原子炉水位 L2 到達：原子炉隔離時冷却系の自動起動
約 15 分後：急速減圧
原子炉水位 L1.5 到達：高圧炉心注水系の自動起動
約 3 時間後：原子炉建屋の常用換気空調系を復旧

その他の評価条件及び評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルは，(5)で示したものと同じとする。

・評価結果

図〇～〇に全周破断時の原子炉建屋の環境条件を示す。図〇～〇に示すとおり，原子炉建屋の環境条件は，電動弁の耐環境設計（温度 100℃，蒸気環境，6 時間継続）を下回ることから，仮に全周破断が発生し，かつ，隔離操作が遅れた場合においても，電動弁は機能喪失することはなく，中央制御室での隔離操作は可能である。

また，事象発生 3 時間後に原子炉建屋の常用換気空調系を復旧し使用することで，事象発生〇時間程度で約〇℃まで低下することから，酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離作業は可能である。

図○　原子炉建屋内の温度の時間変化（全周破断）

安定状態について

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

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生 4 時間後に高圧炉心注水系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，健全側の高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。

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（インターフェイスシステム LOCA）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉への注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に大量の燃料被覆管破裂が発生した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管温度が高めに評価されることから，破裂判定は厳しめの結果を与えるが，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉注水開始は自動起動であるため，運転員等操作に与える影響はない。	本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表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（インターフェイスシステムLOCA）(1/2)

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 （実績値）	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] （実測値）	定格原子炉圧力として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+118cm ～ 約+120cm） （実測値）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約－4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－10mm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h （定格流量（100%））	定格流量の約 91～約 110% （実測値）	定格流量として設定。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが,何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心冷却性に大きな差は無いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 （実績値）	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合,燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから，上記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ない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を確保することで，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉水位の低下が緩和されるが，操作条件（炉心冠水操作）に変わりはないことから，運転員等操作条件に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが，本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であるため,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃,事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが，操作手順（炉心を冠水維持する操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 21,400m^3	21,400m^3以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に対する影響はない。	－
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 （軽油タンク容量）	通常時の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は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に対する影響はない。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断（破断面積10cm^2）	－	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定。	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	－	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定。		
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源の有無を比較し，外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定。	仮に，外部電源がある場合は，外部電源から電源が供給されることから，原子炉への給水機能は維持され，運転員等操作時間に与える影響はない。	仮に，外部電源がある場合は，外部電源から電源が供給されることから，原子炉への給水機能は維持され，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動727m^3/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動727m^3/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（格納容器バイパス）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 15 分後	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定	【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり，隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり，認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉減圧操作時に，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はなし。 【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。	破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により，炉心は冠水維持されるため，原子炉水位維持の点では問題とならない。	実態の操作開始時間が早まった場合，減圧時点の崩壊熱が高くなるが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により，炉心は冠水維持されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により，炉心は冠水維持されることから，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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 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。
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後に隔離完了（事象発生 3 時間後に操作開始）	破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し，運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定	【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり，隔離箇所を認知することは容易であり，認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。 【要員配置】 現場操作のため，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置している。運転員（現場）は，高圧炉心注水系の破断箇所の隔離操作を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は中央制御室から操作現場である原子炉建屋 1 階までのアクセスルートは通常 7 分程度で移動可能であるが，それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。このため，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 誤操作した電動弁を閉める操作であり，簡単な操作であるため操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし。 【他の並列操作有無】 隔離操作時に，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき，現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり，漏えいの影響を受けにくいため，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	隔離操作の有無に関わらず，健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により，炉心は冠水維持されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	隔離操作の有無に関わらず，健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により，炉心は冠水維持されるため，時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では，高圧炉心注入隔離弁の電動弁手動閉操作に，状況確認及び移動時間を含め約 1 時間で完了する見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料の対応について（インターフェイスシステムLOCA）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：インターフェイスシステムLOCAは6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	7日間の軽油消費量 **約751kL**	7号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　3台起動。　※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台＝750,960L	7日間の軽油消費量 **約751kL**	6号炉軽油タンク容量は**約1,020kL**であり， 7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	1号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	2号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	3号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	4号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。　※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台＝631,344L	7日間の軽油消費量 **約632kL**	5号炉軽油タンク容量は**約632kL**であり， 7日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後7日間 免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日＝73,416L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台＝4,536L	7日間の軽油消費量 **約79kL**	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量**約200kL**）の残容量（合計）は**約659kL**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は2台で足りるが，保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

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