東海第二発電所　審査資料	
資料番号	PS-C-1　改 51
提出年月日	平成 29 年 9 月 22 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 9 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち，□は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

下線部：今回提出資料

目　　次

1.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

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

付録１　事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について

付録２　原子炉格納容器の限界温度・圧力

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

2.　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1　高圧・低圧注水機能喪失

2.2　高圧注水・減圧機能喪失

2.3　全交流動力電源喪失

2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

2.4　崩壊熱除去機能喪失

2.4.1　取水機能が喪失した場合

2.4.2　残留熱除去系が故障した場合

2.5　原子炉停止機能喪失

2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

2.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

2.8　津波浸水による注水機能喪失

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　代替循環冷却系を使用する場合

3.1.3　代替循環冷却系を使用しない場合

3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.4　水素燃焼

3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用

4.　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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 1.1.1　重大事故等対策の深層防護の考え方について

添付資料 1.2.1　外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

添付資料 1.2.2　サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について

添付資料 1.2.3　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について

添付資料 1.2.4　格納容器破損防止対策の各重要事故シーケンスにおける評価項目について

添付資料 1.2.5　定期検査工程の概要

添付資料 1.3.1　格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について

添付資料1.3.2　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1.3.3　事象発生時の状況判断について

添付資料1.3.4　有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

添付資料1.3.5　安定状態の考え方について

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　東海第二発電所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時の破断位置及び破断面積設定の考え方について

添付資料1.5.3　サプレッション・プール初期水位について

添付資料1.5.4　外部水源温度の条件設定の根拠について

添付資料1.5.5　給水流量をランアウト流量（68%）で評価することの妥当性

添付資料1.5.6　逃がし安全弁の解析条件設定について

添付資料1.5.7　原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

添付資料1.5.8　重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の十分性について

添付資料1.5.9　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について

添付資料1.7.1　解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

添付資料2.1.1　平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

添付資料2.1.2　安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.4　7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.5　7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.6　常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.2.1　安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料2.2.2　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（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料2.2.3　高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方

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　逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

添付資料2.3.1.2　全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料2.3.1.3　蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料2.3.1.4　安定状態について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

添付資料2.3.1.5　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

添付資料2.3.1.6　7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

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

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

添付資料2.3.1.9　原子炉再循環ポンプからのリークについて

添付資料2.3.2.1　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における高圧代替注水系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料2.3.2.2　蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料2.3.2.3　安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

添付資料2.3.2.4　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

添付資料2.3.2.5　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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

添付資料2.3.2.6　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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））
添付資料2.3.2.7　常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

添付資料2.3.3.1　安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.3　減圧・注水開始の時間余裕について
添付資料2.3.3.4　7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.5　7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））
添付資料2.3.3.6　常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

添付資料2.4.1.1　安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料2.4.1.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
添付資料2.4.1.3　非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について(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2.4.1.5　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2.4.1.6　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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
添付資料2.4.2.2　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
添付資料2.4.2.3　7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
添付資料2.4.2.4　7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
添付資料2.4.2.5　常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

添付資料2.5.1　プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について
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（原子炉停止機能喪失）
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　原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響
添付資料2.5.7　外部電源の有無による評価結果への影響
添付資料2.5.8　ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理
添付資料2.5.9　高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に

関する水源温度の影響

添付資料2.6.1　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について

添付資料2.6.2　敷地境界外での実効線量評価について

添付資料2.6.3　敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について

添付資料2.6.4　非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

添付資料2.6.5　安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

添付資料2.6.6　解析コード条件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2.6.7　原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

添付資料2.6.8　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2.6.9　7日間における燃料の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

添付資料2.6.10　常設代替交流電源設備の負荷（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　ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について

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

添付資料2.7.4　解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

添付資料2.7.5　7日間における水源の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

添付資料2.7.6　7日間における燃料の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））
添付資料2.7.7　常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

添付資料2.8.1　基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について
添付資料2.8.2　基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
添付資料2.8.3　地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について
添付資料2.8.4　7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.5　7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.6　常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.7　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）との事故対応の相違点について

添付資料3.1.2.1　炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料3.1.2.2　原子炉水位不明時の対応について
添付資料3.1.2.3　常設低圧代替注水ポンプの機能確保の妥当性について
添付資料3.1.2.4　原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137の漏えい量評価について
添付資料3.1.2.5　格納容器漏えい率の設定について

添付資料3.1.2.6　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3.1.2.7　水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（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3.1.2.8　格納容器雰囲気温度が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3.1.2.9　安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）
添付資料3.1.2.10 格納容器内に存在するアルミニウム／亜鉛の反応により発生する水素の影響について
添付資料3.1.2.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））
添付資料3.1.2.12 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について
添付資料3.1.2.13 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）（代替循環冷却系を使用する場合））
添付資料3.1.2.14 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）（代替循環冷却系を使用する場合））
添付資料3.1.2.15 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）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について

添付資料3.1.3.1　炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

添付資料3.1.3.2　崩壊熱による蒸発量相当の注水量について

添付資料3.1.3.3　格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137の放出量評価

添付資料3.1.3.4　原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137の漏えい量評価等について

添付資料3.1.3.5　格納容器内での除去効果について

添付資料3.1.3.6　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3.1.3.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料3.1.3.8　注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料3.1.3.9　7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料3.1.3.10 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料3.1.3.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料3.1.3.12 非凝縮性ガスの影響について

添付資料3.1.3.13 サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について
添付資料3.1.3.14 格納容器圧力制御のための代替格納容器スプレイの運用について

添付資料3.2.1　原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
添付資料3.2.2　原子炉圧力容器の破損判断について
添付資料3.2.3　ペデスタル（ドライウェル部）内の水位管理方法について
添付資料3.2.4　高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について
添付資料3.2.5　原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137の漏えい量評価について
添付資料3.2.6　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3.2.7　水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（高圧溶融物放出／格納容器直接加熱）
添付資料3.2.8　安定状態について
添付資料3.2.9　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料3.2.10 代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について
添付資料3.2.11 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接触）
添付資料3.2.12 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接触）

添付資料3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料3.2.14 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について

添付資料3.2.15 コリウムシールド材料の選定について

添付資料3.2.16 コリウムシールド厚さ，高さの設定について

添付資料3.2.17 原子炉圧力容器の破損位置について

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について

添付資料3.3.2　ＪＡＳＭＩＮＥ解析について

添付資料3.3.3　水蒸気爆発評価の解析モデルについて

添付資料3.3.4　水蒸気爆発の発生を想定した場合の格納容器の健全性への影響評価

添付資料3.3.5　水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響

添付資料3.3.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

添付資料3.3.7　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3.3.8　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　水の放射線分解の評価について

添付資料3.4.2　シビアアクシデント条件下で用いるＧ値の設定について

添付資料3.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について

添付資料3.4.4　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について

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について

添付資料3.4.6　格納容器内における気体のミキシングについて

添付資料3.5.1　コリウムシールドを考慮した溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について

添付資料3.5.2　溶融炉心による熱影響評価について

添付資料3.5.3　溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について

添付資料3.5.4　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（溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料4.1.1　使用済燃料プールの監視について

添付資料4.1.2　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4.1.3　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4.1.4　安定状態について

添付資料4.1.5　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4.1.6　使用済燃料プール水温の管理について

添付資料4.1.7　自然蒸発による水位低下速度について

添付資料4.1.8　使用済燃料プール（ＳＦＰ）ゲートについて

添付資料4.1.9　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4.1.10　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4.1.11　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4.1.12　常設代替交流電源設備の負荷　（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においてサイフォン現象を想定している理由について
添付資料4.2.3　使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
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について（想定事故２）
添付資料4.2.8　常設代替交流電源設備の負荷（想定事故２）

添付資料5.1.1　運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について
添付資料5.1.2　運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における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5.1.3　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5.1.4　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方
添付資料5.1.5　安定停止状態について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）
添付資料5.1.6　原子炉停止中　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
添付資料5.1.7　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.1.8　7日間における燃料の対応について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

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

添付資料5.3.1　原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について
添付資料5.3.2　「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方
添付資料5.3.3　安定停止状態について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）
添付資料5.3.4　評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）
添付資料5.3.5　7日間における燃料の対応について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

添付資料5.4.1　安定停止状態について（運転停止中　反応度の誤投入）
添付資料5.4.2　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（運転停止中　反応度の誤投入）

添付資料5.4.3　反応度誤投入事象の代表性について

添付資料5.4.4　原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

添付資料5.4.5　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

添付資料6.1.1　同時被災時における必要な要員及び資源について

添付資料6.2.1　重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

添付資料6.2.2　重要事故（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

本発電用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，炉心の著しい損傷の防止，燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の著しい損傷の防止，燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損及び発電所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ず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を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。

（添付資料 1.1.1）

1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定

本発電用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」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。）で講ず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並びに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，運転員及び重大事故等対応要員（以下「運転員等」という。）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」及び「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の水位が回復し，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用いるか又は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する余裕が小さくなるよう設定する。また，解析コードや解析条件の不確かさの影響が大きい場合には，影響評価において感度解析等を実施する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は，運転員等操作時間に与える影響，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する。また，これらの不確かさの影響を踏まえても，措置の実現性に問題がなく，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，少なくとも外部支援がないものとして発電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，発電用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。）を対象とする内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡに加えて，ＰＲＡが適用可能な外部事象として地震，津波についてそれぞれ地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル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，内部事象出力運転時レベル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，内部事象停止時レベル１ＰＲＡを活用する。

ＰＲＡを実施した結果，本発電用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^{-4}／炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-5}／施設定期検査程度である。

また，現状ＰＲＡが適用できない地震及び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した結果，いずれも内部事象出力運転時レベル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等はない。

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の抽出及び重要事故シーケンスの選定について」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，発電用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について本発電用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，それぞれの事故シーケンスグループ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

内部事象出力運転時レベル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設備等の成功及び失敗の組合せについて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

部事象出力運転時レベル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，地震や津波により引き起こされる起因事象をプラントへ与える影響度の高い順に階層イベントツリーの形で整理することで，原子炉建屋や格納容器等の大規模な損傷が発生し，直接炉心損傷に至る事故シーケンスや，複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また，緩和設備による対応に期待できる起因事象については，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に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設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーで分析し，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の階層イベントツリーを，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場合は炉心損傷を防止するための緩和設備も同じとなるため，事故シーケンスは内部事象と同じとなる。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についても取り扱う。

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本発電用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，防潮堤高さを超える津波を対象に，非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象，原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象，防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており，これらは津波特有の事故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原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答，成功基準等が異なるため，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と比較して破断口径が小さく，原子炉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，流出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より破断口径が小さなもので，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，原

子炉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，破断口径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）

ｈ．津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事故シーケンスについては，敷地内への浸水により内部事象起因の事故シーケンスとは本発電用原子炉施設への影響

が異なることから，津波特有の事故シーケンスグループとして抽出している。

また，地震及び津波特有の事象で，以下に示す 7 つの事故シーケンスは，事象発生時に本発電用原子炉施設に与える影響が大きな幅を有し，建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することが困難であるため，上記の事故シーケンスグループとは直接的に対応しない事故シーケンスとして抽出している。

・防潮堤損傷

・原子炉建屋損傷

・格納容器損傷

・原子炉圧力容器損傷

・格納容器バイパス（地震による格納容器外での配管破損と隔離弁の閉失敗の重畳）

・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）

・計装・制御系喪失

これらの地震及び津波特有の各事故シーケンスによる炉心損傷頻度は，全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与である。また，これらの事故シーケンスは本発電用原子炉施設に及ぼす影響について大きな幅を有しており，事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて対応すべきものである。具体的には，影響が限定されるような小規模な事故の場合には，使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用して，事故進展の緩和を図ることが可能であり，実際には炉心損傷頻度はより低減されると考えられる。

また，上記に該当しないような深刻な事故の場合には，可搬型設備等を駆使した大規模損壊対策による対応を含め，臨機応変に影響緩和を図る。

以上のことから，これらの事故シーケンス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時間余裕，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を考慮し選定する。

重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．高圧・低圧注水機能喪失

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」が代表性を有しているため，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，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として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。

また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｂ．高圧注水・減圧機能喪失

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」が代表性を有しているため，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，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として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。

また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

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，安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため，原子炉圧力，時間余裕及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の３つに細分化し，それぞれの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定する。

(a)　長期ＴＢ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生するとともに，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却にも失敗し，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功するが，蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉圧力が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが，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時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功)」を重要事故シーケンスとして選定する。

(b)　ＴＢＤ，ＴＢＵ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，直流又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心冷却にも失敗することにより，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とし，直流電源に失敗し高圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス（ＴＢＤ）と，外部電源喪失又は直流電源故障を起因とし，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心冷却系に失

敗する事故シーケンス（ＴＢＵ）からなるが，これらの事故シーケンスに対する炉心損傷防止対策が同じであることから，1つの事故シーケンスグループとして取り扱う。

また，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時間余裕及び炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」を重要事故シーケンスとして選定する。

(c)　ＴＢＰ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁１弁の再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで，原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより，炉心の冷却が十分に行われずに，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが，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時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」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

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡

事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系喪失（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスのうち，「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」が代表的な事故シーケンスであることから，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，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として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。また，崩壊熱除去機能が喪失する要因が残留熱除去系の故障の場合と取水機能が喪失する場合で炉心損傷防止対策が異なることを踏まえ，「過渡事象＋ＲＨＲ失敗（ＲＨＲ故障時）」及び「過渡事象＋ＲＨＲ失敗（取水機能喪失時）」を重要事故シーケンスとする。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とする事故シーケンスは交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスであるが，代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから，対応手段が著しく制限される状態ではない。ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスについては，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となるため，ＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い，過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。

また，本事故シーケンスグループに対する主な炉心損傷防止対

策の電源を代替電源とすることにより，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｅ．原子炉停止機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「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。ここで，起因事象発生後の原子炉圧力の上昇が大きく，反応度の観点で厳しい過渡事象として，主蒸気隔離弁閉を起因事象として選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスについては，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，代替制御棒挿入機能に期待することに対応可能であり，炉心損傷頻度も極めて小さい。

ｆ．ＬＯＣＡ時注水機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンス

は主な炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｇ．格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」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，格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管が格納容器外で破断する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。

ｈ．津波浸水による注水機能喪失

本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われる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，本事故シーケンスグループに対しては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕並びに設備容量の観点から，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

なお，本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため，本事故シーケンスグループの主な炉心損傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故

シーケンスに対して包絡性を有している。

なお，国内外の先進的な対策を講じた場合であっても，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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②直流電源喪失＋原子炉停止失敗

③交流電源喪失＋原子炉停止失敗

①の事故シーケンスについては，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとしており，格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認していることから，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。

②，③の事故シーケンスは地震レベル１ＰＲＡ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。これらの事故シーケンスは，炉内構造物等の損傷による原子炉停止機能喪失と，直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり，代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから，炉心損傷を防止することができない。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル１ＰＲＡでは，炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが，実機のスクラム信号「地震加速度大」は，最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し，炉内構造物等が損傷する前に

制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

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，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，東海第二発電所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，格納容器本体，シール部等の格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「付録 2　原子炉格納容器の限界圧力・温度」にて示す。

（添付資料 1.2.1，1.2.2，1.2.3）

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，本発電用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

内部事象出力運転時レベル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を分析し，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，

原子炉圧力容器破直後，事故後期の長期の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事象進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第 1.2-6 図に示すイベントツリーを作成し，格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理する。

(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，本発電用原子炉施設では，運転中は格納容器内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。

・過圧破損（未臨界確保失敗）

・過圧破損（崩壊熱除去失敗）

・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（格納容器隔離失敗）

過圧破損（未臨界確保失敗），過圧破損（崩壊熱除去失敗）は格納容器先行破損，格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）は炉心損傷の前に格納容器が破損している事故シーケンスであり，「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。

格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については，炉心損傷時点で何らかの要因により格納容器隔離に失敗している格納容器破損モードであるが，炉心損傷の防止を図るとともに，万一の重大事故発生時に格納容器の隔離に失敗することのないよう，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，日常の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。

(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。）に属する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，ＰＤＳとして「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」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。

高圧・低圧注水機能喪失：ＴＱＵＶ

高圧注水・減圧機能喪失：ＴＱＵＸ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）：長期ＴＢ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗＋ＲＣＩＣ失敗：ＴＢＵ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗）＋ＨＰＣＳ失敗：ＴＢＤ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗：ＴＢＰ

ＬＯＣＡ時注水機能喪失（大／中／小破断ＬＯＣＡ）：ＬＯＣＡ

崩壊熱除去機能喪失：ＴＷ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）（ＨＰＣＳ成功）：ＴＢＷ

原子炉停止機能喪失：ＴＣ

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）：ＩＳＬＯＣＡ

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至る可能性のあるＰＤＳのうち，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，事象進展の観点で厳しい。頻度の観点では，過圧破損についてはＴＱＵＸが全体の 100％を占め，過温破損については長期ＴＢが全体

の約 87%を占めている。対策の観点では，過圧破損に対しては格納容器の除熱が，過温破損に対しては格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。

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，対応時の時間余裕，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絡関係や，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」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に成功しており，起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，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ないことから，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内，事象進展が早く，時間余裕及び設備容量の観点で厳しい，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」を評価事故シーケンスとして選定する。

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，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，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，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，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。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する，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｄ．水素燃焼

本発電用原子炉施設では，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。炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に13vol％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。本格納容器破損モードはＰＲＡから抽出されたものではないが，評価のためにＰＤＳを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のＰＤＳから選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム－水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム－水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から，ＬＯＣＡとその他のＰＤＳに大別できる。ＬＯＣＡでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウム－水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり，水素濃度は13vol％を上回るものの，その他のＰＤＳに比べて水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，ＬＯＣＡでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のＰＤＳよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。

以上のことから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また，1.2.1.1(3)に示すとおり，炉心損傷を防止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。これらのことから，「(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）」において選定した評価事故シーケンス，「大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ 注水機能喪失」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。

有効性評価に当たっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウム－水反応による水素ガス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ガスを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（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，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，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，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は原子炉圧力容器損のタイミングが過渡事象より早いため，溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが，有効性評価における本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること，原子炉圧力容器破損までの時間余裕は事象発生から3時間以上であることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また，ＦＣＩとＭＣＣＩは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，ＦＣＩと同じＰＤＳを選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。以上より，ＭＣＣＩへの対応の厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。

ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，時間余裕の厳しさの観点から，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）」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型の格納容器に特有の格納容器破損モードであり，東海第二発電所のＭＡＲＫ－Ⅱ型の格納容器は溶融炉心が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) 溶融炉心による侵食によって，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。

このうち，原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7) が評価対象となる。原子炉圧力容器の破損を仮定する評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(4)，(5)及び(8)が評価対象となるが，原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)についても評価を行う。

（添付資料 1.2.4）

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，本発電用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)　燃料有効長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き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，本発電用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 1.2.5）

(1)　運転停止中事故シーケンスの抽出

内部事象停止時レベル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，燃料の著しい破損または大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから，内部事象停止時レベル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施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」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，燃料損傷までの時間余裕，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，より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

本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，「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

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

ｂ．全交流動力電源喪失

本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＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

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

ｃ．原子炉冷却材の流出

燃料損傷までの時間余裕が最も短く，代表性を有する事故シーケンスとして，「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，流出流量が比較的大きい，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ及びＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡについては，作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であり認知が容易であること，及び燃料損傷防止対策となる待機中のＥＣＣＳ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいことを考慮し，重要事故シーケンスとしては選定しない。また，ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡについては，原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため，原子炉ウェル水位は適宜監視されており，認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。

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検査等により，最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定する。

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)　燃料有効長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毎に関連する措置を「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，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」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並びに「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り，それぞれで重要事故シーケンスを選定していない場合には，代表性及び包含性を整理し，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毎に，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。

（添付資料 1.3.1）

1.3.3　外部電源に対する仮定

外部電源の有無の双方について考慮するが，基本的には原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生するため，

原子炉水位の低下が大きくなる厳しい条件として外部電源ありを想定し，運転員等操作においては外部電源がない場合も考慮する。ただし，外部電源がない場合の方が有効性を確認するための評価項目に対する余裕が小さくなるような場合には，外部電源がない場合を想定する。

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可能な限り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

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため，有効性評価では，事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが，運転員等操作の仮定に際しては，以下のとおり操作時間余裕を考慮している。

(1)　運転員等の操作時間余裕に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作時間余裕は，以下のとおり設定している。

a．事象発生直後の中央制御室では 10 分間※1 の状況確認を行うものとし，状況確認後に引き続いて実施する操作については，状況確認 10 分＋操作時間※2 とする。

b．操作開始条件に到達したことを起点とした操作については，操作開始条件到達時点から操作時間※2 を考慮する。

ｃ．ただし，パラメータ変化が緩やかで対応操作までの時間余裕が十分確保でき，数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については，操作開始条件に到達した時点で操作が完了するものとする。

ｄ．その他，設定した時間までに時間余裕が十分ある操作については，設定時間で操作完了するものとする。

※1：原子炉スクラム確認は，事象発生後の最初の確認項目であり，スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し，原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため，10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価とならないことから，原子炉停止機能喪失では，10分の状況確認時間を設定せずに，個別に状況確認時間を設定する。

※2：訓練等に基づく実移動時間や，操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお，運転員等は運転手順書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するが，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を踏まえ，実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

(2)　操作時間の積上げについて

(1)の基本設定においてａ．及びｂ．に分類される操作時間の積上げについては，原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし，以下の操作については，5分単位の切上げを行わないものとす

る。

① 原子炉スクラム失敗時の対応操作

原子炉スクラム失敗を確認した後に,直ちに実施する一連の操作であり，5分単位の切上げを行うことで，実際の運転手順に即した有効性評価とならないため,切上処理は行わないものとする。

② 可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作

時間余裕を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に,一連の操作として行う短時間の単一操作であるため,切上処理は行わないものとする。

③ 原子炉圧力容器破損時の対応操作

原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については,原子炉圧力容器破損前に破損の兆候を検知し,破損判断パラメータを常時監視することによって,原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため，切上処理は行わないものとする。

（添付資料1.3.2，1.3.3，1.3.4）

1.3.6 考慮する範囲

有効性評価の実施に当たっては，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。

また，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。９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の熱水力特性はほぼ同じであり，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）単独炉心及び９×９燃料（Ｂ型）単独炉心について，解析条件を厳しく与え評価を行っているが，燃料型式の違いにより解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果及び本発電用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目的を踏まえ，評価対象の燃料型式は 1 つとし，代表的に９×９燃料（Ａ型）について評価を実施する。

（添付資料 1.3.5）

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，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）並びに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。

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，チャンネルボックス等の温度計算を行う。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－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－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，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，気液熱非平衡及び三次元効果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及び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　ＲＥＤＹ

1.4.2.1　概　要

プラント動特性解析コードＲＥＤＹは，炉心，原子炉圧力容器，原子炉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，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，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・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・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。

1.4.2.2　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，原子炉圧力容器及び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（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応度）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) 格納容器

重要現象として，サプレッション・プール冷却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，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 1.4-5 表に示すとおりである。

1.4.3 ＳＣＡＴ

1.4.3.1 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，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。

1.4.3.2　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，出力分布変化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。

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。

1.4.3.3　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，ＡＴＬＡＳ試験，ＮＵＰＥＣ　Ｂ

ＷＲ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 1.4-6 表に示すとおりである。

1.4.4　ＭＡＡＰ

1.4.4.1　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，原子炉圧力容器破損，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格納容器内を一次系，ドライウェル及び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・破損，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，原子炉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，コンクリート侵食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。

1.4.4.2　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，原子炉圧力容器，格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），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（炉心水位）・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)　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，放射線水分解等による水素・酸素発生並びに格納容器ベント及びサプレッション・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)　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，格納容器内ＦＰ挙動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，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　ＡＰＥＸ

1.4.5.1　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，被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び被覆管には，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。

1.4.5.2　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。

1.4.5.3　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 1.4-8 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する余裕が小さくなるよう設定する。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，さらに本発電用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解析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発電用原子炉施設の状態，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。

（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においてその影響が大きく変わらないことから，原則として共通の条件として設定する。また，原子炉冷却材バウンダリを構成する配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置については，原子炉圧力バウンダリに接続する液相部配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）を選定する。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がある事故

(1)　初期条件

a．事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件

(a)　初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW)，原子炉圧力（圧力容器ドーム部)の初期値として定格値(6.93MPa[gage])及び炉心流量の初期値として定格値(48,300t／h(100％流量))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。

(b-1)　原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979+2σ を最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は，1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度 33GWd／t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 1.5-1 図に示す。

(b-2)　最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限におけ

る上限値として，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)　格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，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，格納容器に関する解析条件は用いない。

(d-1)　容　積

格納容器容積について,ドライウェルは設計値として 5,700m^3，ウェットウェル空間部及び液相部は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する 4,100m^3（空間部）及び 3,300m^3（液相部）を用いるものとする。

(d-2)　初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，ドライウェル雰囲気温度は 57℃，サプレッション・プール水温度は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。

(d-3)　サプレッション・プール初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である 6.983m（サプレッション・チェンバ底部が基準）を用いるものとする。

（添付資料 1.5.3）

(d-4)　ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.45kPa（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

外部水源の温度は，35℃とする。

（添付資料 1.5.4）

(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。

b．事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件

(a)　初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]），炉心流量の初期値として保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量（41,060t／h（85％流量））及び主蒸気流量の初期値として，定格値（6,420t／h）を用いるものとする。

(b)　給水温度

給水温度の初期値は 216℃とする。

(c)　燃料及び炉心

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。

(c-1)　最小限界出力比

燃料の最小限界出力比は，９×９燃料(Ａ型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値である 1.24 を用いるものとする。

(c-2)　最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限における上限値として，44.0kW／m を用いるものとする。

(c-3)　核データ

動的ボイド係数はサイクル末期の値の 1.25 倍，動的ドップラ係数はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。

(d)　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。

(e)　格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。

(e-1)　容積

格納容器容積について，空間部は，設計値として 9,800m^3，サプレッション・プール水量は，保安規定の運転上の制限における下限値として 3,300m^3を用いるものとする。

(e-2)　初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，サプレッション・プール水温は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は

5kPa[gage]を用いるものとする。

(f)　主要機器の形状

原子炉圧力容器，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。

（添付資料 1.5.5）

(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

安全保護系の原子炉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）設定点

セパレータスカート下端から＋66cm

（燃料有効長頂部から＋450cm）（遅れ時間 1.05 秒）

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。

原子炉水位異常低下（レベル２）（原子炉隔離時冷却系起動，高圧炉心スプレイ系起動）設定点

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋321cm）

原子炉水位異常低下（レベル２）（再循環ポンプ全台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋321cm）

原子炉水位異常低下（レベル２）（主蒸気隔離弁閉止）設定点

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋321cm）

原子炉水位異常低下（レベル１）（低圧炉心スプレイ系起動，低圧注水系起動，自動減圧系作動信号）設定点

セパレータスカート下端から－345cm

（燃料有効長頂部から＋39cm）

原子炉水位高（レベル８）（原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水停止）設定点

セパレートスカート下端から＋175cm

（燃料有効長頂部から＋559cm）

原子炉圧力高（再循環ポンプ全台トリップ）設定点

原子炉圧力 7.39MPa［gage］

ドライウェル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動信号）設定点

ドライウェル圧力 13.7kPa［gage］

ｂ．逃がし安全弁

原子炉停止機能喪失以外においては，安全弁機能（以下「逃がし安全弁（安全弁機能）」という。）による原子炉圧力制御に期待することとし，原子炉停止機能喪失においては，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水流量が大きくなる条件として逃がし弁機能（以下「逃がし安全弁（逃がし弁機能）」という。），による原子炉圧力制御に期待することとする。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。

逃がし弁機能

7.37MPa[gage]×2 個，354.6t／h／個

7.44MPa[gage]×4 個，357.8t／h／個

7.51MPa[gage]×4 個，361.1t／h／個

7.58MPa[gage]×4 個，364.3t／h／個

7.65MPa[gage]×4 個，367.6t／h／個

安全弁機能

7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個

8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個

8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個

8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個

8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個

（添付資料 1.5.6，1.5.7，1.5.8）

1.5.2.2　運転中の原子炉における重大事故

(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(3,293MW),原子炉圧力(圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として定格値（48,300t／h（100％流量））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,「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979+2σ を最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は,1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度 33GWd／t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第 1.5-1 図に示す。

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．格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，評価事故シーケンス「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」及び「水素燃焼」では以下のうち，(e)から(h)は解析条件として用いない。

(a) 容　積

格納容器容積について，ドライウェルは設計値として 5,700m^3，ウェットウェル空間部及び液相部は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する 4,100m^3 及び 3,300m^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，ドライウェル雰囲気温度は 57℃，サプレッション・プール水温度は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるもの

とする。

(c) サプレッション・プール初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である 6.983m を用いるものとする。

(d) ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.45kPa（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) 溶融炉心からプール水への熱流束

溶融炉心からプール水への熱流束は，800kW/m^{2}相当（圧力依存あり）とする。

(f) コンクリートの種類

コンクリートの種類は，玄武岩コンクリートとする。

(g) コンクリート以外の構造材の扱い

鉄筋コンクリート内の鉄筋については，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しないものとする。

(h) 原子炉圧力容器下部の構造物の扱い

原子炉圧力容器下部の構造物は，発熱密度を下げないよう保守的にペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わないものとする。

e．外部水源の温度

外部水源の温度は，35℃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．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。

7.79MPa[gage]×2個，385.2t／h／個

8.10MPa[gage]×4個，400.5t／h／個

8.17MPa[gage]×4個，403.9t／h／個

8.24MPa[gage]×4個，407.2t／h／個

8.31MPa[gage]×4個，410.6t／h／個

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,原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後9日）で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて,使用済燃料貯蔵ラックに最大数が貯蔵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9.1MW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,保安規定の運転上の制限における上限値として，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1.5.9）

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がある事故

(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の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

b．原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

c．原子炉水温

原子炉水温の初期値は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である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。

不確かさの影響確認は，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ものと整理している。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，解析条件のうち操作条件の不確かさとして，操作の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」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，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。

1.7.3　操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作について，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

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備する体制で評価を行い，必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については，事象発生2時間後までは期待しないものとする。

1.8.2　必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については，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評価し，7日間継続してこれらの資源が供給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（1／11）

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	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等に関する手順等
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事故																
	2.3	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗する事故			●	●		●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し，直流電源が喪失する事故		●	●	●		●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し，逃がし安全弁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			●	●		●								●	●	
	2.8	津波浸水による注水機能喪失	基準津波を超え敷地に遡上する津波により，取水機能及び原子炉注水機能が喪失する事故			●	●	●	●							●	●	●	

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（2／11）

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	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等に関する手順等
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）	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）	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が全喪失する事故			●	●		●	●	●	●					●	●	
	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の発生と，原子炉への注水機能が全喪失する事故			●	●		●	●	●	●					●	●	
	3.4	水素燃焼	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						●	●	●	●					●	●	
	3.6	溶融炉心・コンクリート相互作用	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が全喪失する事故			●	●		●	●	●	●					●	●	
SFP 燃料損傷防止	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（3／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：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	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	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								○															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制								○															
	原子炉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								●															
	制御棒手動挿入								○															
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																							
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	代替直流電源設備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	○	○				○	○		○					○	○		○						
	制御棒駆動水圧系による原子炉注水	○	○				○	○		○					○	○		○						
	原子炉水位の監視又は推定	○	○		●					○					○	○		○						
	常設高圧代替注水系ポンプの作動状況確認	○	○		●					○					○	○		○						
	原子炉水位の制御	○	○		●					○					○	○		○						

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（4／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.3	手動による原子炉の減圧	●		●	●	●	●	●		●		●			●	●		●						
	代替逃がし安全弁駆動装置による原子炉減圧																							
	常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復				●																			
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復				○																			
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による安全弁機能回復																							
	高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素確保																							
	可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保																							
	代替直流電源設備による復旧																							
	代替交流電源設備による復旧																							
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応										●													
	ＩＳＬＯＣＡ発生時の対応手順																							

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（5／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
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（淡水／海水）	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○		○			○	○	○	
	代替循環冷却系による原子炉注水	○					○	○		○			●								○	○	○	
	消火系による原子炉注水	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○		○			○	○	○	
	補給水系による原子炉注水	○					○	○		○			○	○	○	○		○			○		○	
	残留熱除去系（低圧注水系）の復旧後の原子炉注水			●	●	●	●					●									●		●	
	低圧炉心スプレイ系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（淡水／海水）														○	○		○						
	代替循環冷却系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														○	○		○						
	補給水系による残存溶融炉心の冷却														○	○		○						
	残留熱除去系（原子炉隔離時冷却系）復旧後の原子炉徐熱																				●	●	●	
1.5	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●														
	耐圧強化ベント系による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格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	○						○		○														
	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保			○	○	○	●					●									○	○	○	
	代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保			○	○	○	○														○	○	○	

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（6／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止				
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器内の冷却	●					●	●		●			●	●	●	●	●	●						
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器内の冷却（淡水／海水）	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	代替循環冷却系による格納容器内の徐熱	○					○	○		○			●	○	●	●	●	●						
	消火系による格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	補給水系による格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器内の除熱	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の復旧後の格納容器内の徐熱			●	●	●	●					●												
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の徐熱の復旧			●	●	●	●					●												
1.7	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○						
	代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び徐熱												●	○	●	●	●	●						
	サプレッション・プール水ｐＨ制御												○	○	○	○	○	○						
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の減圧及び徐熱（現場操作）												○	○	○	○	○	○						
	第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化												○	○	○	○	○	○						

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（7／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.8	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	●	●	○	●						
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）														○	○		○						
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水														○	○		○						
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水														○	○		○						
	原子炉隔離時冷却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																							
	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（淡水／海水）												○	○			○							
	代替循環冷却系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												○	○			○							
	補給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水注入												○	○			○							
1.9	原子炉運転中の格納容器内の不活性化																●							
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器内の水素及び酸素の排出																							
	可燃性ガス濃度制御系による格納容器内の水素濃度制御																							
	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視												●	●	●	●	●	●						
	格納容器雰囲気モニタによる格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視												○	○	○	○	○	○						

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（8／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.10	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																								
	代替電源による必要な設備への給電																								
	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水																								
	格納容器頂部注水系(可搬型)による原子炉ウェルへの注水(淡水／海水)																								
	原子炉建屋原子炉棟トップベント設備による水素の排出																								
1.11	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）																	●	●						
	補給水系による使用済燃料プールへの注水																	○	○						
	消火系による使用済燃料プールへの注水																	○	○						
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（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																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（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（淡水																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡																	○	○						
	使用済燃料プール漏えい緩和																								
	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																								
	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動																	○	○						
	代替電源による給電																								
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○		

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（9／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（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	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	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
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																							
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による延焼防止処置																							
	可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲及び泡消火薬剤（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火																							
1.13	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	●		●	●	●	●	●		●	●	●			○	○		○				●		
	代替淡水貯槽を水源とした格納容器内の冷却	●		●	●	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●	●						
	代替淡水貯槽を水源とした格納容器下部への注水												○	○	●	○	●	●						
	代替淡水貯槽を水源とした格納容器頂部への注水																							
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																		●	●				
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																							
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●		●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	●		●	●	●	●				●	●									●	●	●	
	サプレッション・プールを水源とした格納容器内の徐熱	●		●	●	●	●		●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉圧力容器への注水，原子炉圧力容器の冷却及び格納容器内の徐熱	○		○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●			○	○	○	
	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○					○	
	淡水貯水池を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	淡水貯水池を水源とした格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	淡水貯水池を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	淡水貯水池を水源とした格納容器下部への注水														○	○		○						

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（9／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系統機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	淡水貯水池を水源とした格納容器頂部への注水																								
	淡水貯水池を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																		●	●					
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○		○	○	○	○	○		○		○			○		○	○			○	○	○		
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○		○	○	○	○	○	○	○							
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした格納容器下部への注水														○		○	○							
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○					
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○			○	○	○	○	○	○							
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○													○	○		○			○	○	○		
	復水貯蔵タンクを水源とした格納容器内の冷却	○											○	○	○	○	○	○							
	復水貯蔵タンクを水源とした格納容器下部への注水														○	○		○							
	復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○					
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																								
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																								
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																								
	海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水																								
	海を水源とした格納容器内の冷却																								
	海を水源とした格納容器下部への注水																								
	海を水源とした格納容器頂部への注水																								
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																								
	淡水貯水池を水源とした格納容器下部への注水																								

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（9／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	海を水源とした最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送			○	○	○	●					●	●	●	●	●	●	●			○	○	○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																							
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																							
	海を水源とした非常用ディーゼル（高圧炉心スプレイ系を含む）発電機用海水系への代替送水																							
	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○				○	○	●	○			○	○	○									
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）	●						●		●			●											
	可搬型代替注水大型ポンプによる淡水貯水池への補給（淡水／海水）	●						●		●			●											
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水																							
	高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水																							
	淡水から海水への切替え																							

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（10／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.14	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			○	○	○							○	○	○	○	○	○				○		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（常用Ｍ／Ｃ　２Ｅ経由）によるＭ／Ｃ　２Ｃ・２Ｄへの給電																							
	非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル冷却系海水系への代替送水による非常用及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発																							
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電				○																			
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源の復旧				●																			
	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			○	○	○							○	○	○	○	○	○				○		
	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電																							
	可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	●		●	●	●		●		●		●		●					●	●				
	タンクローリから各機器への給油	●		●	●	●		●		●		●		●					●	●				
	燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		

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（11／11）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（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）	津波浸水による注水機能喪失	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	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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.15	計器故障時の手順																							
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●	●	●			●	
	所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			●	
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電				●																			
	可搬型代替直流電源設備からの給電																							
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																							
1.16	中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等交流動力電源が正常な場合の運転手順等																							
	中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等全交流動力電源が喪失した場合の運転手順												○	○	○	○	○	○						
	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																							
	中央制御室の照明を確保する手順																							
	中央制御室待避室の照明を確保する手順													○										
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視手順													○										
	中央制御室待避室の準備手順													○										
	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管理手順													○										
	衛星電話設備（可搬型）（退避室）による通信連手順													○										
	その他の放射線防護措置等に関する手順等												○	○	○	○	○	○						
	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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
高圧注水・減圧機能喪失		・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功） ・サポート系喪失（直流電源故障）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）
	ＴＢＤ， ＴＢＵ	・外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗
	ＴＢＰ	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗

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＋ＲＨＲ失敗 ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功） ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功） ・外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功） ・サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功） ・中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗 ・大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	・過渡事象＋ＲＨＲ失敗
原子炉停止機能喪失	・過渡事象＋原子炉停止失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗 ・大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	・過渡事象＋原子炉停止失敗
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ
津波浸水による注水機能喪失	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 ・最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功） ・最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗 ・最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

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） 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＬＯＣＡ	【事象進展（過圧・過温）緩和の時間余裕及び設備容量の厳しさ】 ・他のＰＤＳと比較して，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対策として格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。 以上より，余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から，ＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＤ	・ＴＱＵＸ	【事象進展緩和（減圧）の時間余裕の厳しさ】 ・長期ＴＢは事象初期においてＲＣＩＣによる冷却が有効なＰＤＳであり，減圧までの余裕時間の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵの方が厳しい。 ・高圧状態で原子炉圧力容器破損に至る点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵにＰＤＳ選定上の有意な違いはない。 以上より，最も厳しいＰＤＳから，ＴＱＵＸを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。

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 ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＦＣＩにおける発生エネルギーの大きさ）の厳しさ】 ・溶融燃料－冷却材相互作用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，保有エネルギー大きくなるほど厳しくなる。この観点から，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＦＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・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，ＦＣＩは低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であり，ＬＯＣＡは破断口から高温の冷却材が流出し，ペデスタル（ドライウェル部）に滞留するため，ＦＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・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，ＦＣＩの厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＭＣＣＩに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ）及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・ＭＣＣＩの観点からは，ペデスタル（ドライウェル部）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，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＭＣＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＬＯＣＡは，原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため，溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが，有効性評価における本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること，原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から 3 時間以上あることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・ＦＣＩとＭＣＣＩは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，ＦＣＩと同じＰＤＳを選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より，ＭＣＣＩへの対応の厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。

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	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「ＰＲＡに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが，東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため，レベル１．５ＰＲＡでは水素燃焼により格納容器容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため，東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故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】 ・東海第二発電所では，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では酸素濃度が重要となる。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。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において、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，ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能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，評価シーケンスとしては，ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失）を想定することが適切であると考えられる。 以上より，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のと同様にＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。

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）（4／7）

補足：ＰＤＳの分類の定義

ＰＤＳ	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
ＴＱＵＶ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
ＴＱＵＸ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
長期ＴＢ	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＵ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＰ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＤ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　無 直流電源　無
ＴＷ／ＴＢＷ	炉心損傷前	－	後期	－
ＴＣ	炉心損傷前	－	早期	－
ＬＯＣＡ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
ＩＳＬＯＣＡ	炉心損傷前	－	早期	－

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

第 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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋(デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 （過圧・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となり，各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから，有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。）
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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	・ＴＱＵＸ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ

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
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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・ＴＱＵＶ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗(ペデスタル)	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）

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	－	－	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（＋格納容器ベント無し） （ジルコニウム・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から，炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し，その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。また，格納容器ベントを実施する場合，格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され．格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから，格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。）

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）

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	・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
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検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故を想定する。）

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 ＭＡＡＰ
高圧注水・減圧機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	－
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	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 ＭＡＡＰ
格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	ＳＡＦＥＲ
津波浸水による注水機能喪失	－

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，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温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却過程（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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。
炉心 （熱流動）	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	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWRの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早め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本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。

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（逃がし安全弁含む）	沸騰・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ト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。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	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　ＲＥＤＹ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）	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）	動的ボイド係数：[redacted]～[redacted] 動的ドップラ係数：[redacted]～[redacted]
			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
	崩壊熱		崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して，１秒後の時点で＋0.8％／－0.1％の不確かさを有する。
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化		炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により，炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して，以下の不確かさを有する。 補正無し／最大補正二次関数
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 ：＋10％／－10％
		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	逃がし安全弁流量：＋16.6％
	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
				高圧炉心注水系流量 ：実力値（137％）
				サプレッション・プール水の初期エンタルピ ：設計仕様の常用温度下限（－104kJ／kg（－25℃））
	ほう酸水の拡散		ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定。
格納容器	サプレッション・プール冷却		格納容器モデル	保守的モデルに含まれる。

第 1.4-6 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	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設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。
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	解析コードは，燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため，主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では，燃料被覆管温度を高めに評価する。また，給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では，表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。
	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おおむ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，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる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をおおむね小さく評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは，燃料被覆管温度に依存するリウェット相関式（相関式２）を使用し，上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから，リウェット時刻を遅めに評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは，沸騰遷移が生じ易い条件として，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，燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。
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	解析コードは,沸騰遷移後の熱伝達をおおむ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，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため，冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって，燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は，修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。

第 1.4-7 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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。
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）	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。
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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，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。
	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。
	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。 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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。

第 1.4-7 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
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よ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	格納容器モデル（水素発生）	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。 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 1.4-7 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（炉心損傷後）（逃がし安全弁含む）	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炉心進展状態について，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は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期等の事象進展に対する感度は小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心挙動モデル(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パラメータとして，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）に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損が約 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。
	放射線水分解等による水素・酸素発生	格納容器モデル（水素発生）	炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生後は,TMI 事故解析を通じて分析結果と良く一致することを確認した。
	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 放出の開始時間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 1.4-7 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
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 現象に影響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)	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想定される。ただし，堆積形状の不確かさが想定されるため，個別プラントのペデスタルの形状や事前水張りの深さを踏まえて，拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象に関する不確かさの要因分析により，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て感度を確認したものであり，不確かさを考慮しても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侵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侵食の不均一性については，実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測値の 20%程度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		
	格納容器内 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。 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 1.4-8 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の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 1.4-8 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）	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標／物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
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現象を与える影響（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（ＴＲＡＣ）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）	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標 物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
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現象を与える影響（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）	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標／物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	○※2	－	－	－
	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	－	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器ベント	○	－	－	○※1	－	○	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な現象を与える影響（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「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。

※２：第 1.7-1 表（2／3）の「冷却材流出（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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
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現象を与える影響（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・コンクリート相互作用
分類	物理現象＼評価指標	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
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）	○	－	－	○	－※1
	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現象を与える影響（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「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価においては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）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いては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）は重要現象とならない。

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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
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	－	－	－※3	－

○：評価項目となるパラメータに有意な現象を与える影響（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,「代替循環冷却系を使用する場合」と「代替循環冷却系を使用しない場合」の有効性を確認しており，代替循環冷却系を使用する場合はサプレッション・プール冷却が，代替循環冷却系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。

※３：評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シーケンスにおいては，格納容器ベントを実施せず，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。

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	評価指標 ＼ 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	－	○	○	－	○
	原子炉容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉容器内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	－	○	○	－	○
	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現象を与える影響（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」「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」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	評価指標 ／ 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
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	－	－	－	－	－
	格納容器内ＦＰ挙動	○	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な現象を与える影響（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

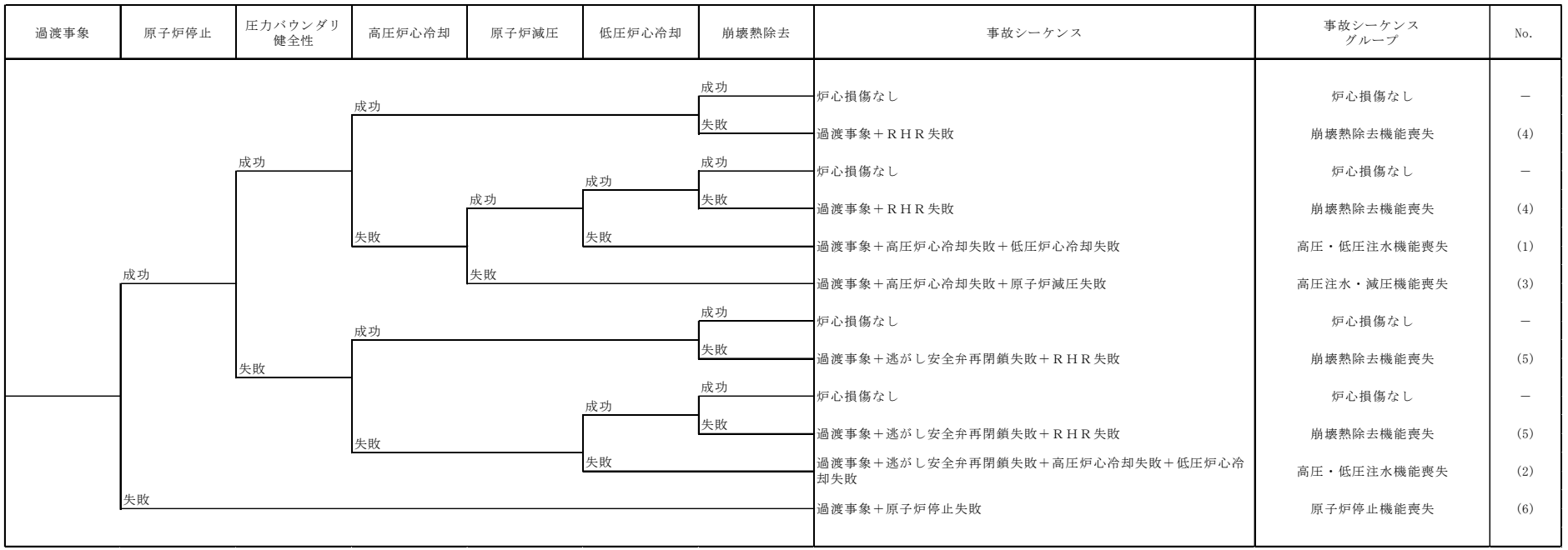
※１：評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

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

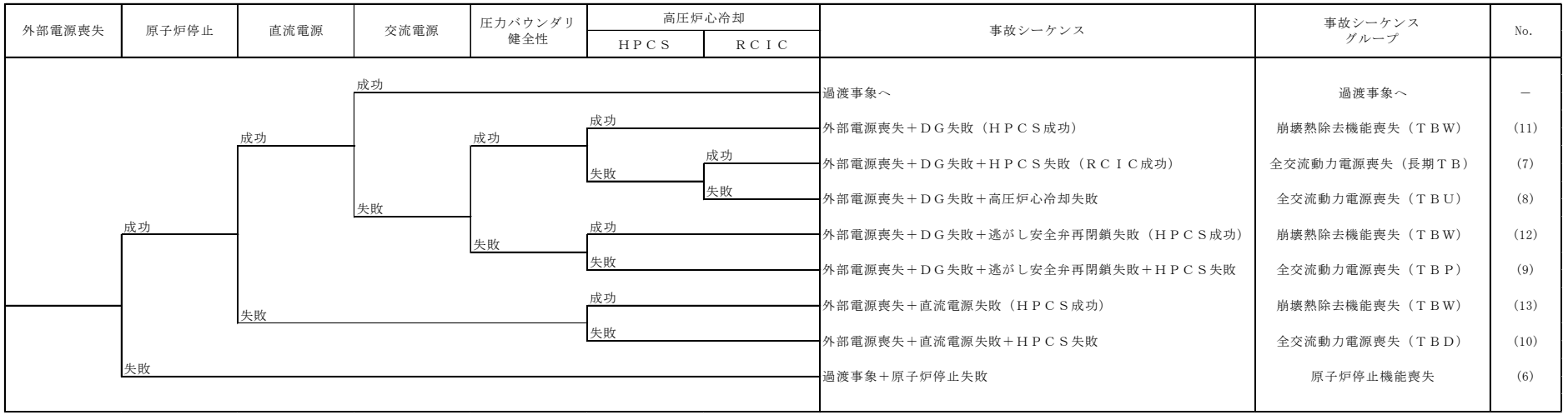
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

評価事象		反応度の誤投入
分類	物理現象 ＼ 評価指標	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	－

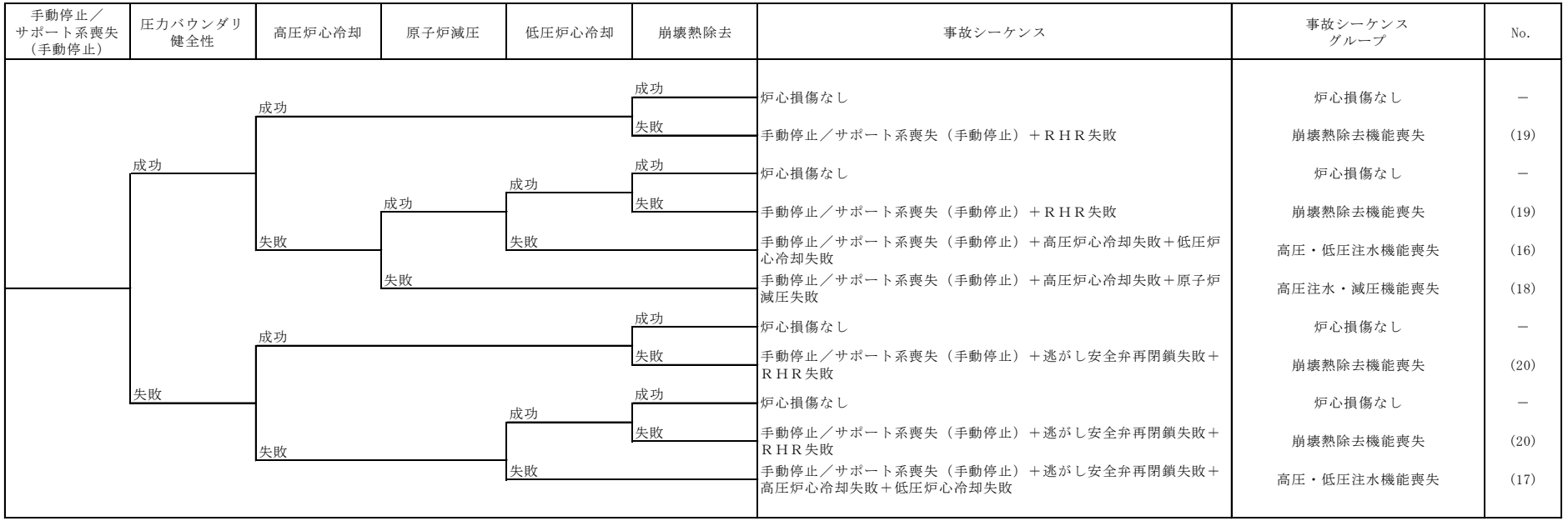
○：評価項目となるパラメータに有意な現象を与える影響（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象



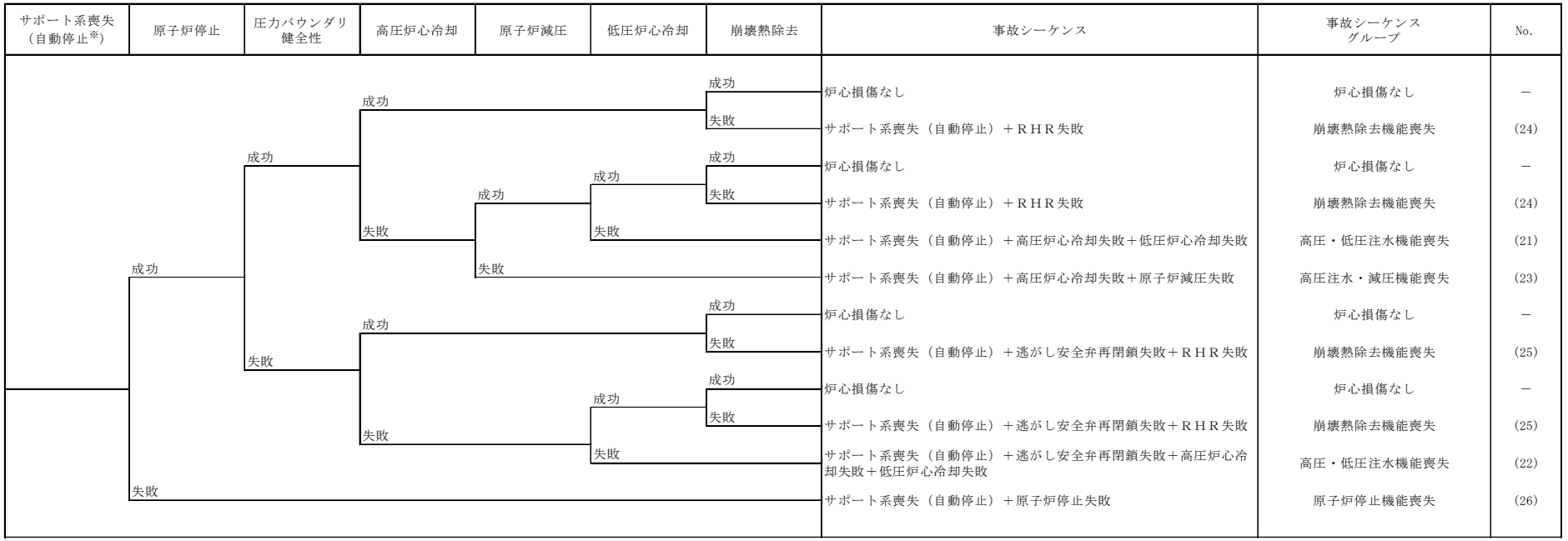
第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（1／7）



第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（2／7）

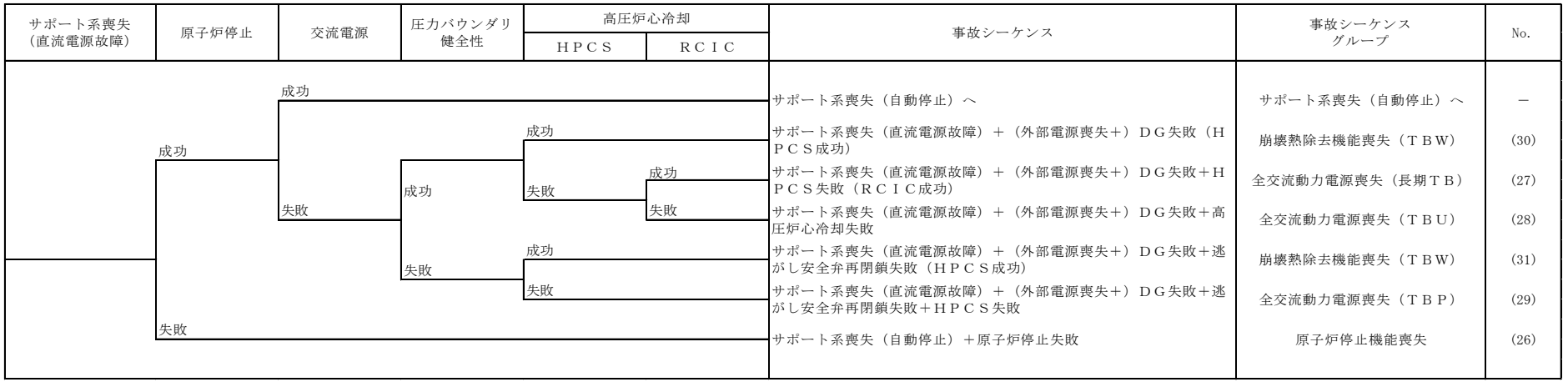


第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（3／7）

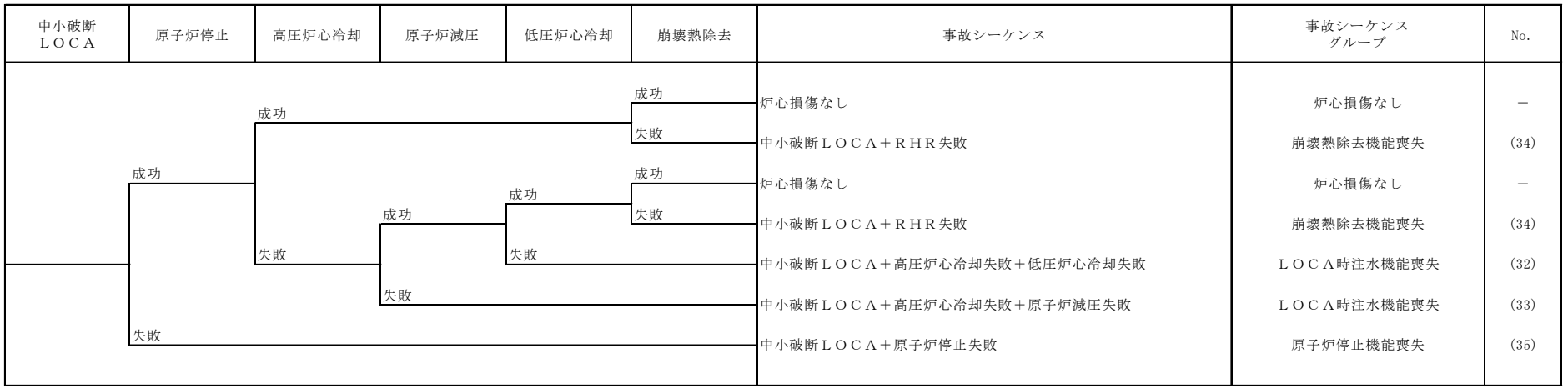


※サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価

第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（4／7）



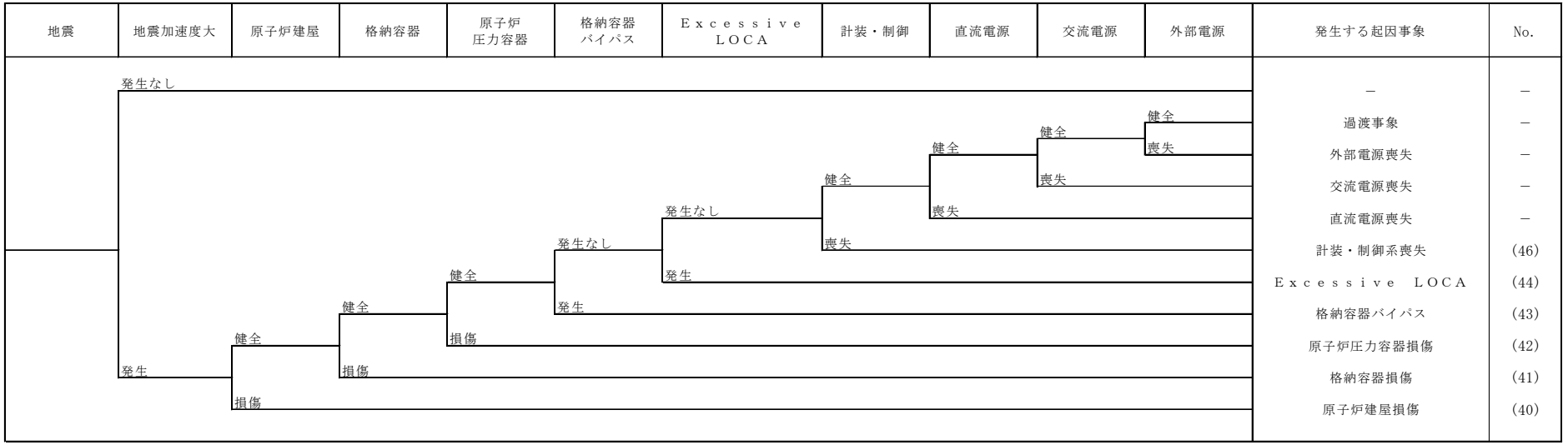
第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（5／7）



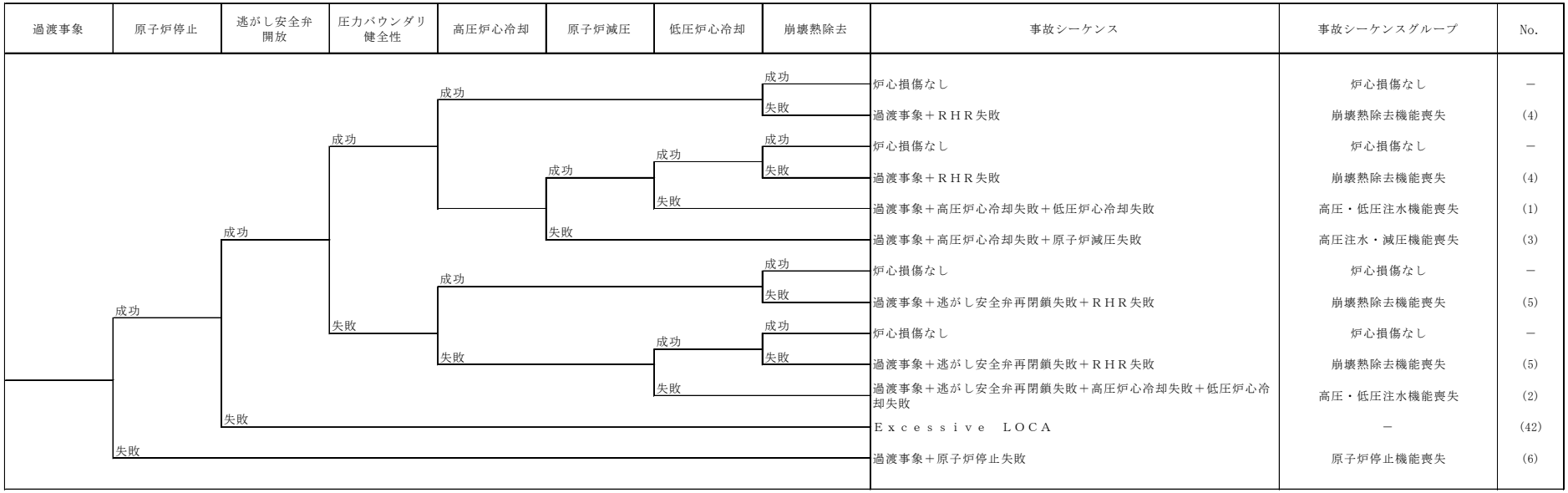
第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（6／7）

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	No.
	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）	(39)

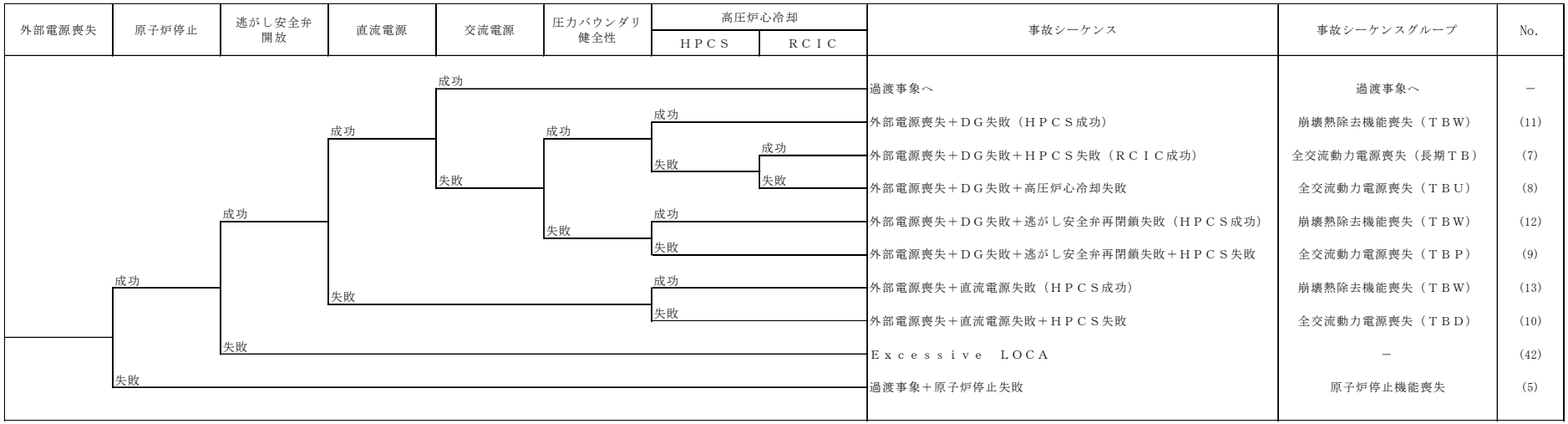
第 1.2-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（7／7）



第 1.2-2 図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー

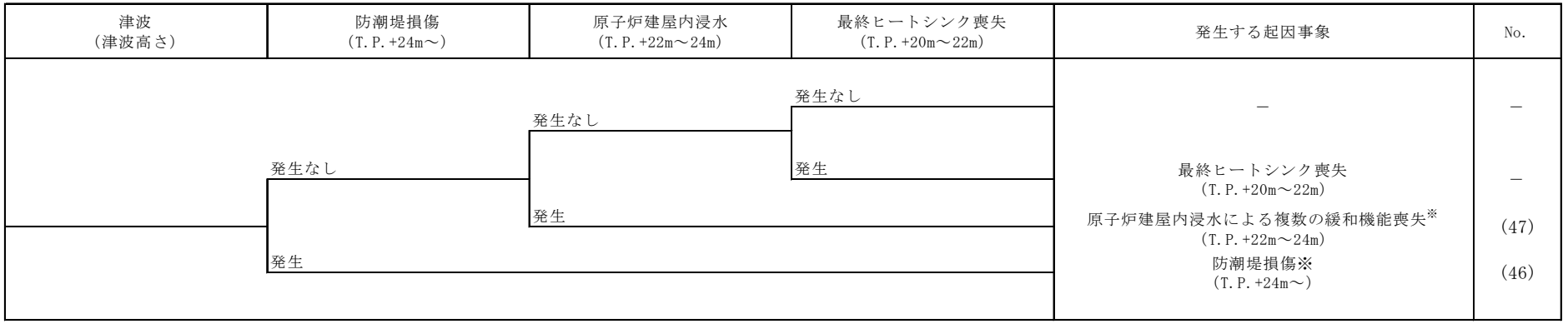


第 1.2-3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（1／3）



第 1.2-3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（2／3）

第 1.2-3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（3／3）

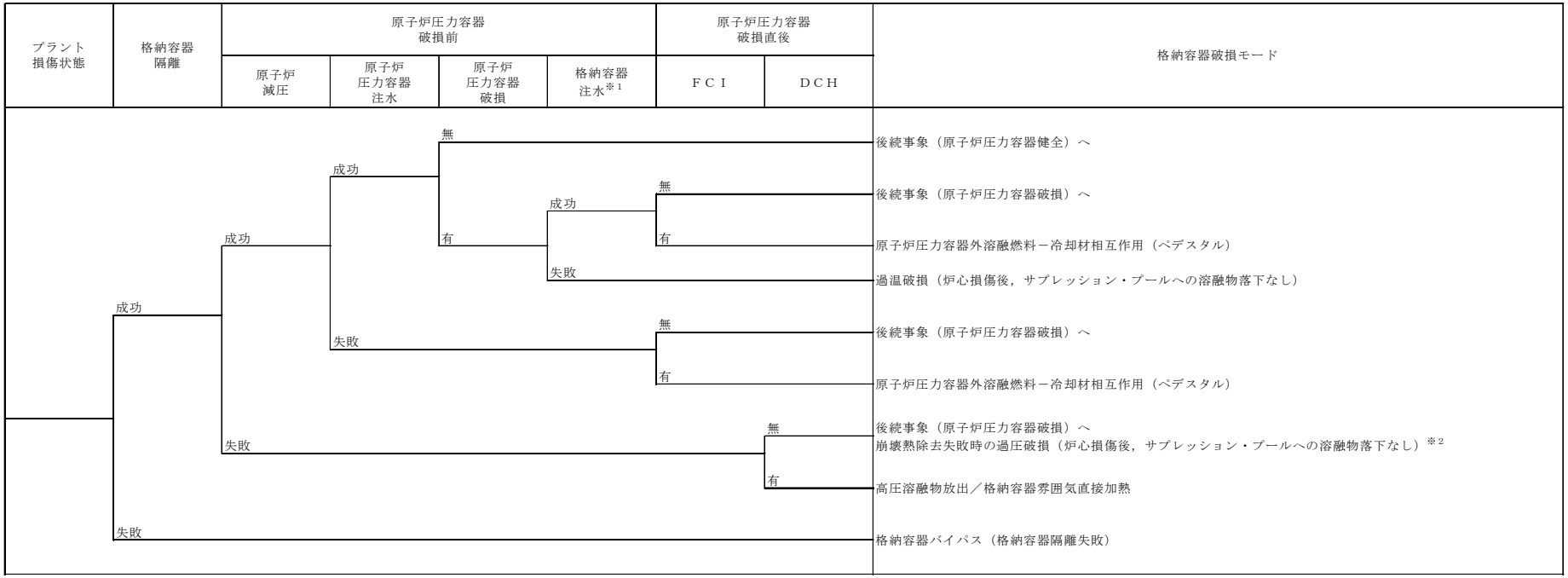


※：炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない

第 1.2-4 図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
		成功	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	津波浸水による注水機能喪失	(48)
	成功				
		失敗	最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	津波浸水による注水機能喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による注水機能喪失	(50)

第 1.2-5 図　津波レベル１ＰＲＡイベントツリー

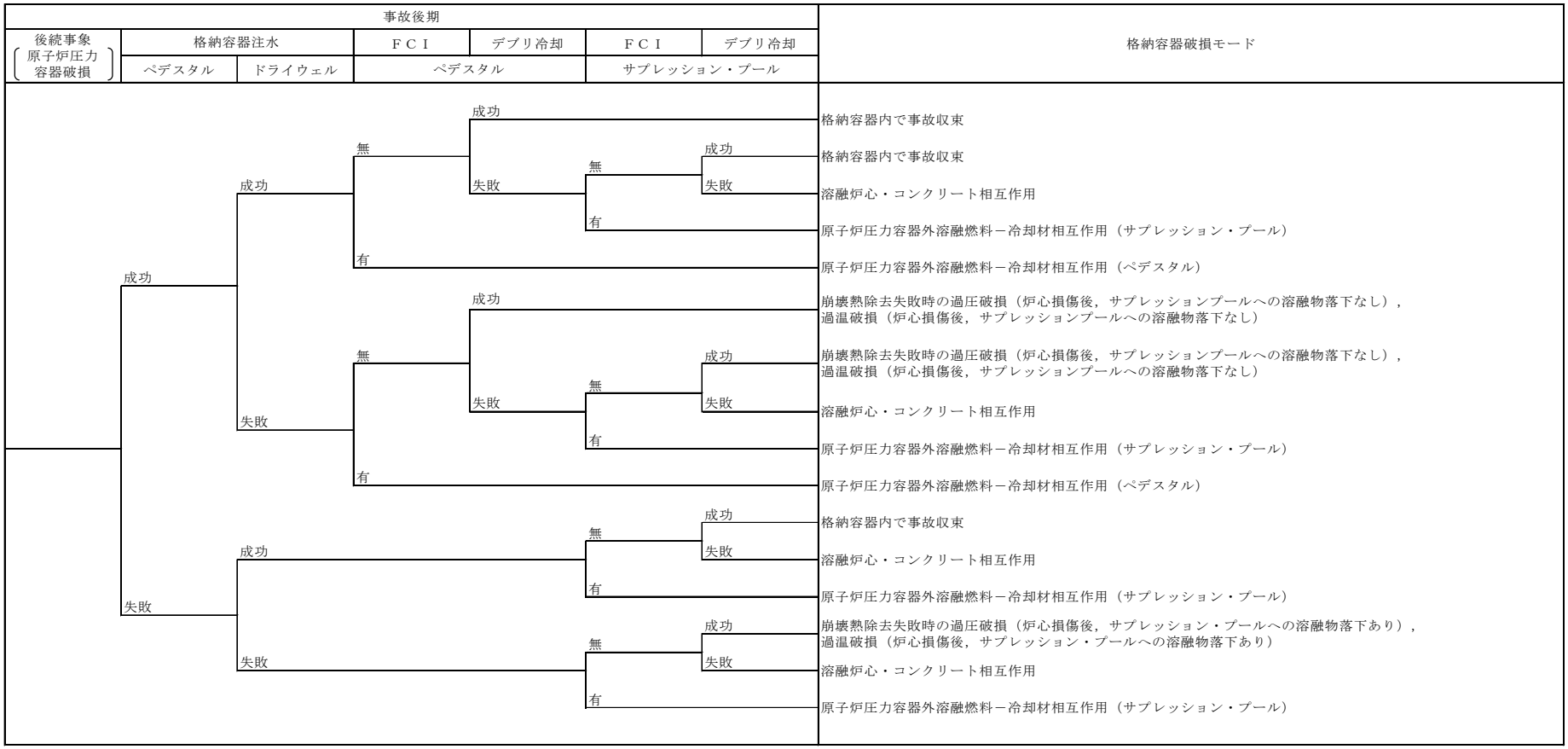


ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
ＤＣＨ：格納容器雰囲気直接加熱
※１：ＬＯＣＡシーケンスは，格納容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため，本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮
※２：長期ＴＢシーケンスは，原子炉圧力容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る

第 1.2-6 図　格納容器イベントツリー（1／3）

事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔 原子炉圧力容器健全 〕	格納容器注水	
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束
	失敗	崩壊熱除去失敗時の過圧破損 （炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下なし）

第 1.2-6 図　格納容器イベントツリー（2／3）



ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

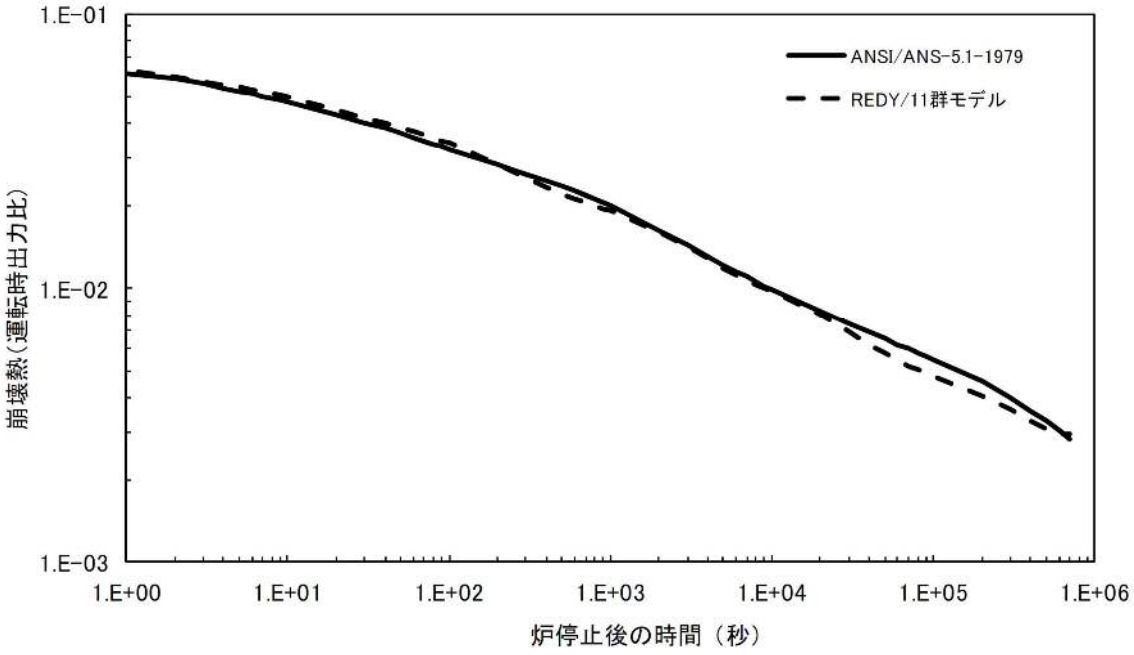
第 1.2-6 図　格納容器イベントツリー（3／3）

残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	－	燃料損傷なし
	失敗	残残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		成功	成功	－	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
	成功	失敗	成功	－	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
	失敗		成功	－	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	－	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

第 1.2-7 図　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー



第 1.5-1 図　原子炉停止後の崩壊熱

重大事故等対策における深層防護の考え方について

東海第二発電所における重大事故等対策における深層防護の考え方について以下に述べる。

1. ＢＷＲの特徴を踏まえた深層防護の考え方及び重大事故等対策の基本方針

ＢＷＲの事故時の運転操作は，炉心損傷防止及び炉心損傷後の格納容器破損防止のいずれの対応においても，原子炉への注水を最優先とし，炉心損傷の防止又は炉心損傷の進展防止を図りつつ，同時に原子炉格納容器の健全性を確保することが重要となる。炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展防止には原子炉注水，格納容器の健全性確保のためには格納容器注水が有効な対策となる。また，ＢＷＲでは，原子炉圧力バウンダリに接続する最大口径配管の破断（大破断ＬＯＣＡ）時にも，比較的小流量の代替注水系により原子炉注水及び格納容器注水に必要な流量を確保することが可能である。

深層防護の観点では，ＩＡＥＡのように設計基準事故（ＤＢＡ）をレベル３，設計拡張状態（ＤＥＣ）をレベル４とする考え方や，ＷＥＮＲＡのように単一故障を起因とする事故をレベル３．ａ，多重故障を起因とする著しい炉心損傷の防止をレベル３．ｂ，著しい炉心損傷後の格納容器破損防止を第４層とする考え方があるが，ＢＷＲでは「著しい炉心損傷」の発生の有無に依らず原子炉注水及び格納容器注水が必要となることから，東海第二ではＩＡＥＡの深層防護の考え方を参照し，設計基準を超えるレベル４の領域では，原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対策を複

数整備し信頼性を確保することを重大事故等対策における基本方針としている。

原子炉注水機能及び格納容器注水機能を一つの系統で兼用する場合，それぞれの機能に対して独立した系統を使用する場合と比較して，系統の起動時間の短縮が図れるとともに，数個の弁操作のみで同時に運用することが可能となり運用面でも利点があると考えている。

上記の基本方針に従い，東海第二では原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対処設備として，常設低圧代替注水系ポンプ，代替循環冷却系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを整備している。この他に高圧での原子炉注水が可能な常設高圧代替注水系ポンプを整備している。なお，常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプについては，原子炉圧力容器破損後に用いるペデスタル注水機能も備えている。

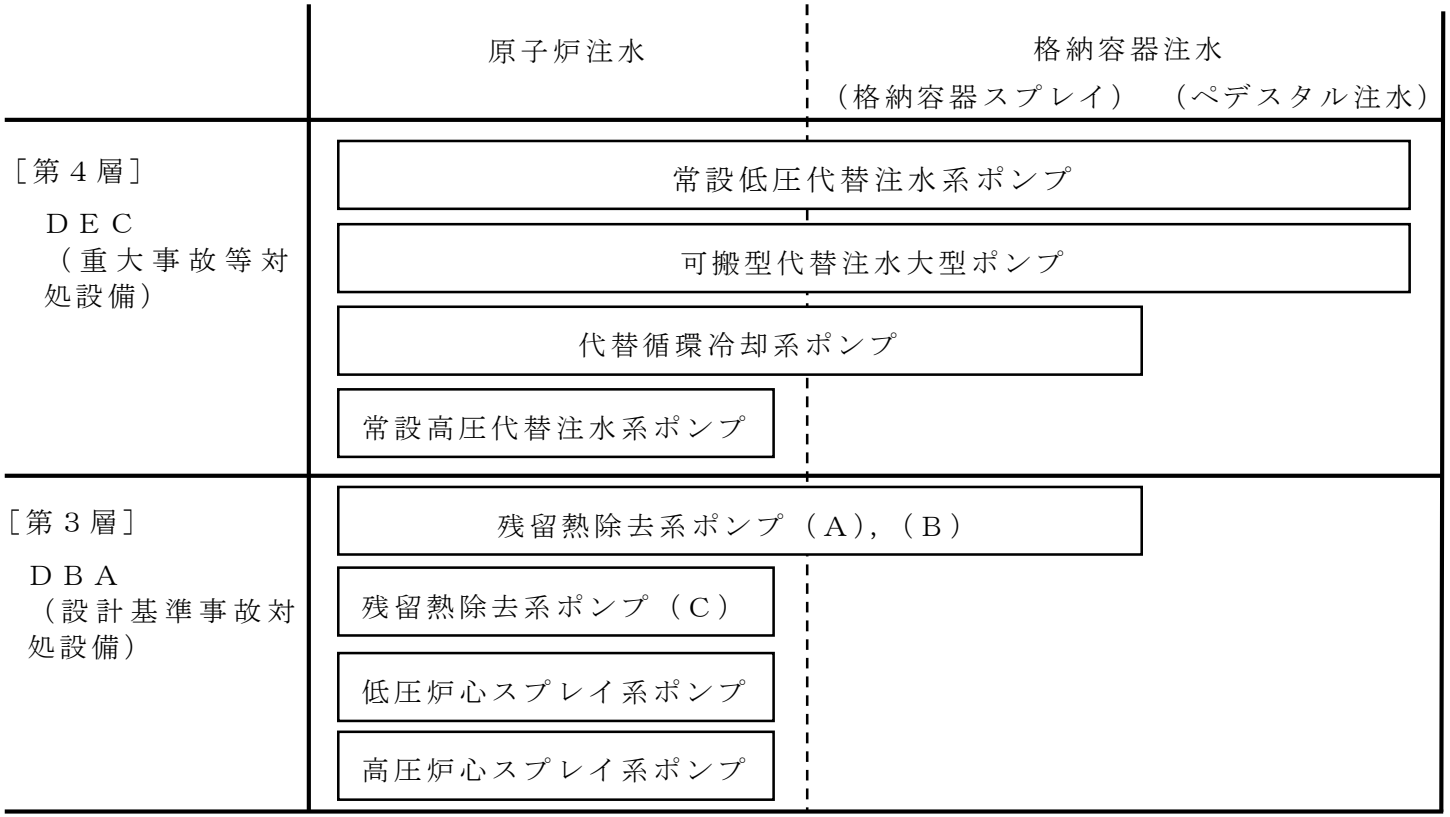
2. 原子炉圧力容器破損後の物理化学現象による格納容器破損防止対策

東海第二発電所では，前述の方針に基づき整備した重大事故等対策により，炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを有効性評価において確認している。また，解析コード，解析条件及び操作開始時間の不確かさに起因した操作遅れ等を考慮した場合にも，同様に炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを確認している。

一方，原子力規制委員会指定の格納容器破損モードのうち，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「ＤＣＨ」という。），

原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（以下「ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）については，原子炉圧力容器破損後に発生する物理化学現象である。

前述のとおり，東海第二発電所では重大事故対策が有効に機能する場合，炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であるため，ＤＣＨ，ＦＣＩ及びＭＣＣＩは発生せず，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成される。しかしながら，核分裂生成物の環境放出を抑制する障壁としての機能を持つ格納容器の重要性を考慮し，格納容器に対して直接的な脅威となる物理化学現象であるＤＣＨ，ＦＣＩ及びＭＣＣＩが仮に発生した場合でも，格納容器破損の防止が達成可能な手段を有しおり，かつマネジメントを有効に実施可能であることを有効性評価において確認している。これらの物理化学現象に対する有効性評価においては，原子炉圧力容器の破損を発生させるために，原子炉圧力容器破損まで原子炉注水を実施しないといった評価上の仮定をあえて置いているが，この仮定は深層防護における層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。



第１図　第３層及び第４層にて期待する注水設備

外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」のような外圧支配事象において高温高圧状態が継続する場合の燃料被覆管の健全性について説明する。

1. 有効性評価結果

原子炉停止機能喪失により燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生し，燃料被覆管温度及び燃料被覆管にかかる圧力が上昇しリウェットする場合，燃料被覆管表面最高温度約 870℃，燃料被覆管外圧約 8.2MPa（内外圧差：約 6.4MPa）の状態が 20 秒程度継続する解析評価結果を得ている。

2. 高温高圧時の燃料被覆管の健全性について

(1) 出力－冷却不整合時の燃料健全性について

出力－冷却不整合(以下「ＰＣＭ」(Power Cooling Mismatch)という。)時の燃料のふるまいについて以下のとおり整理した。

ＰＣＭにより膜沸騰を開始した燃料被覆管は，燃料被覆管温度の上昇により 900℃以上になると，水－ジルコニウム反応が進行し，燃料被覆管表面に酸化膜が生成され，酸化の進行に伴い燃料被覆管の脆化が進行することが知られている。また，燃料被覆管温度の上昇により燃料被覆管の強度が低下し，外圧支配であることから燃料被覆管内側へのつぶれ変形が発生する可能性がある[1]。

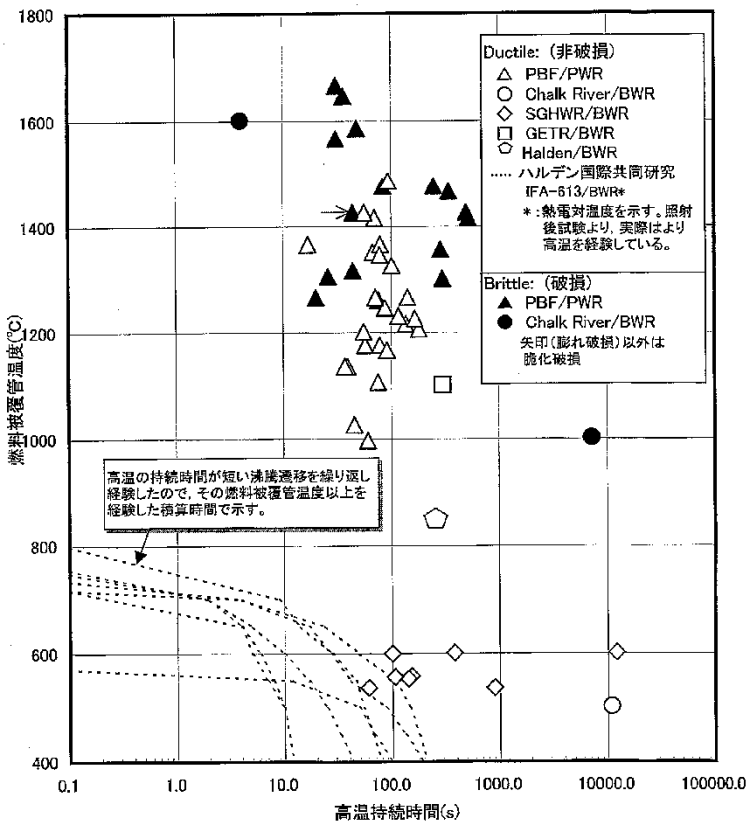
ＰＣＭ時の燃料破損は，沸騰遷移が生じ燃料被覆管が高温となり酸化脆化することが主な原因であり，沸騰遷移により高温を持続した場合の燃料健全性について以下に示す。

一時的に沸騰遷移が発生しても速やかに原子炉出力が低下してリウェッ

トする事象発生時の燃料健全性に関する炉内試験結果を第１図に示す[2]。

第１図より，本解析評価結果（燃料被覆管表面最高温度約 870℃，持続時間 20 秒)において,燃料被覆管は健全であると考えられる。このことは，後述の(3)のハルデン炉を用いた沸騰遷移試験からもわかる。

なお，文献[２]，[３]において，第１図の結果等を元に沸騰遷移時の燃料健全性に関する整理及び適用の妥当性の検討が行われている。

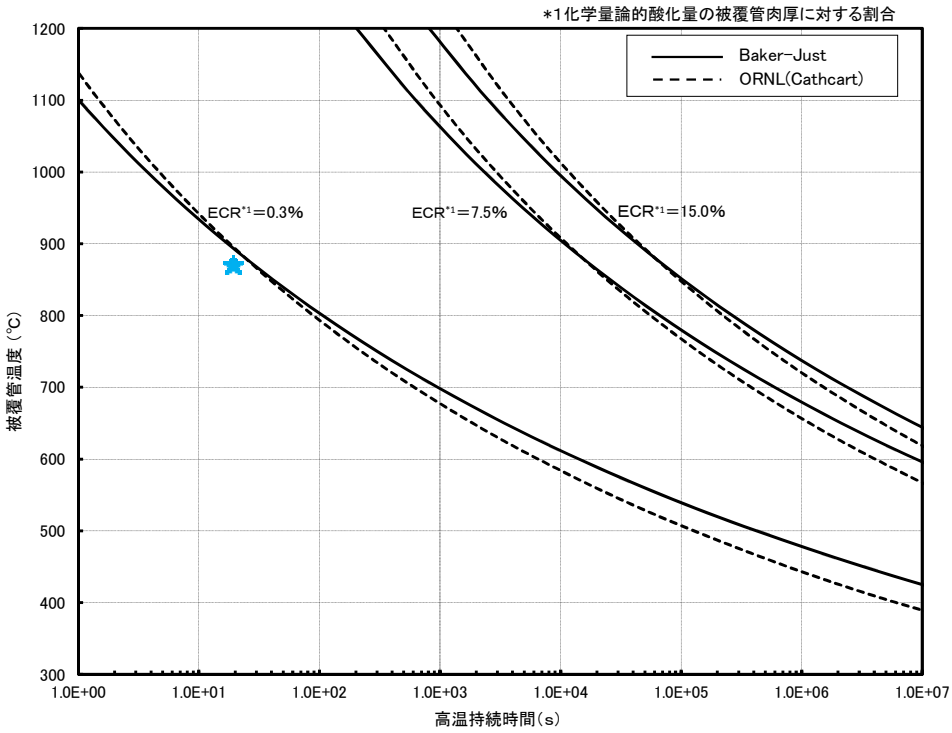


第１図　沸騰遷移発生後の燃料健全性に関する炉内試験結果[2]

(2)　化学量論的酸化量（以下「ＥＣＲ」という。）について

ＰＣＭの破損モードである酸化脆化に関し，本解析評価におけるＥＣＲを評価した。原子炉停止機能喪失による燃料被覆管表面での沸騰遷移の発生により燃料被覆管が高温維持された場合の９×９燃料（Ａ型）被覆管の酸化割合について，Baker-Just の式[4]に基づき評価した結果を，第２図に示す。参考に Cathcart の式[5]に基づく評価結果も示す。

燃料被覆管表面最高温度約 870℃，持続時間 20 秒であれば，ＥＣＲは約 0.3％であり，沸騰遷移期間中に燃料被覆管母材に取り込まれる酸素の量は少なく，燃料被覆管の酸化による脆化が問題になることはない。また，この温度及び持続時間では，ＥＣＲがＬＯＣＡ時の燃料被覆管脆化破損の判断基準である 15％に達するまでに十分な余裕があるため，つぶれ変形が生じたとしても，燃料被覆管の健全性は維持されると考えられる。



第 2 図　高温持続時間と燃料被覆管表面酸化量の関係

(3)　ハルデン炉を用いた沸騰遷移試験によるつぶれ変形について

本解析評価に近い条件に基づく沸騰遷移試験における燃料の変化について参考に示す。

ＢＷＲ燃料の未照射燃料棒及び照射燃料棒（燃料棒燃焼度は 22～40GWd／t）を用い，高温，外圧支配時の沸騰遷移試験を行った[6]。

〔照射条件〕

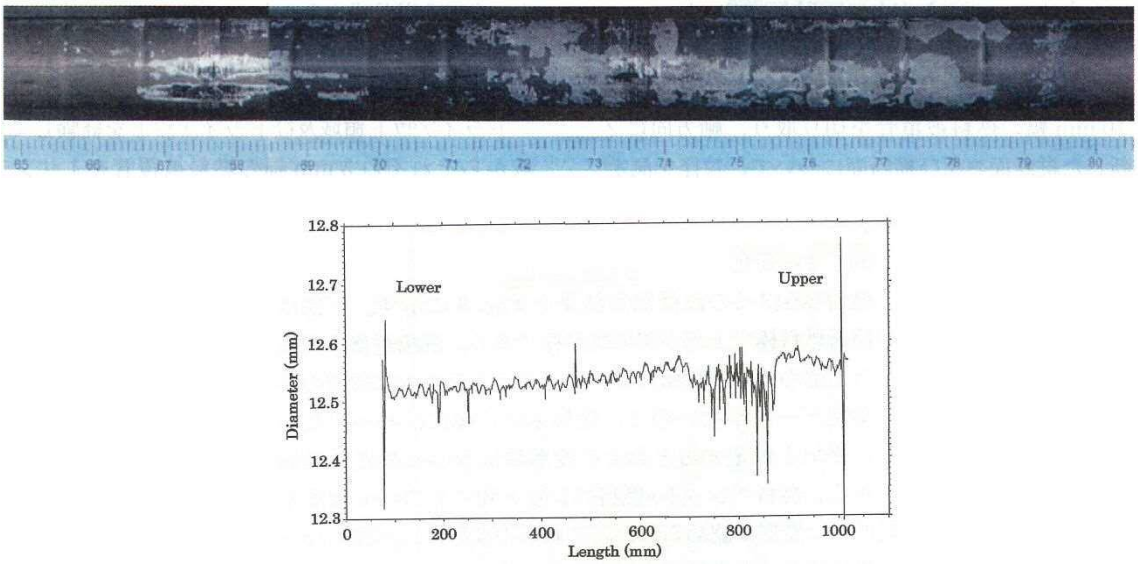
燃料被覆管表面最高温度;977℃以上(試験後の prior-β 相形成より推定)

沸騰遷移積算時間；約 49 秒※1

※１：熱電対での燃料被覆管表面温度が断続的に 600～720℃を記録した時間の合計。但し，熱電対先端と溶接位置の関係から，燃料被覆管表面温度の過小評価が考えられる。

を経験した試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果を第 3 図に示す。

この試験燃料棒のドライアウト領域（燃料棒上部）（燃料被覆管外圧；約 7MPa，内外圧差；約 6.4MPa）では，燃料ペレット間の局所的なつぶれ変形（燃料ペレット間（ペレット上下端チャンファ）位置に沿った，燃料被覆管内側方向への約 20～50μm の食い込み）があり，燃料被覆管表面酸化膜厚さ及び水素吸収量のわずかな増加，燃料被覆管の脆化による引張強度・延性のわずかな低下，燃料被覆管の酸化膜の剥離が見られたものの，リウェット時の熱衝撃によっても燃料棒は非破損であったとの結果が得られている。



第 3 図　試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果

上記の試験に本解析評価条件は同等と考えられ，また現在使用している燃料棒（９×９燃料）は，より高密度のペレット採用により焼きしまりが小さくなっており，軸方向の燃料ペレット間の大きな間隙が発生し難くなっているため，燃料被覆管のつぶれ変形によって貫通破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

3. まとめ

外圧支配条件の下，燃料被覆管表面最高温度約 870℃を 20 秒程度継続しても，燃料は健全であると考えられる。

4. 文献

［１］軽水炉燃料のふるまい（平成 25 年 3 月　公益財団法人原子力安全研究協会）

［２］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」

［３］沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書(平成 18 年 6 月 29 日　原子力安全委員会了承)

［４］L.Baker, Jr. and L. C. Just,”Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures Ⅲ. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium- Water Reaction”, ANL-6548, May 1962

［５］J. V. Cathcart, et al.,”Zirconium Metal-Water Oxidation Kinetics Ⅳ. Reaction Rate Studies” ORNL/NUREG-17, Aug. 1977

［６］小村，原，過渡的な沸騰遷移後のＢＷＲ燃料のふるまい(日本原子力学会和文論文誌　2[2],387　2003)

サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の事象進展では，格納容器の健全性を維持するために，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

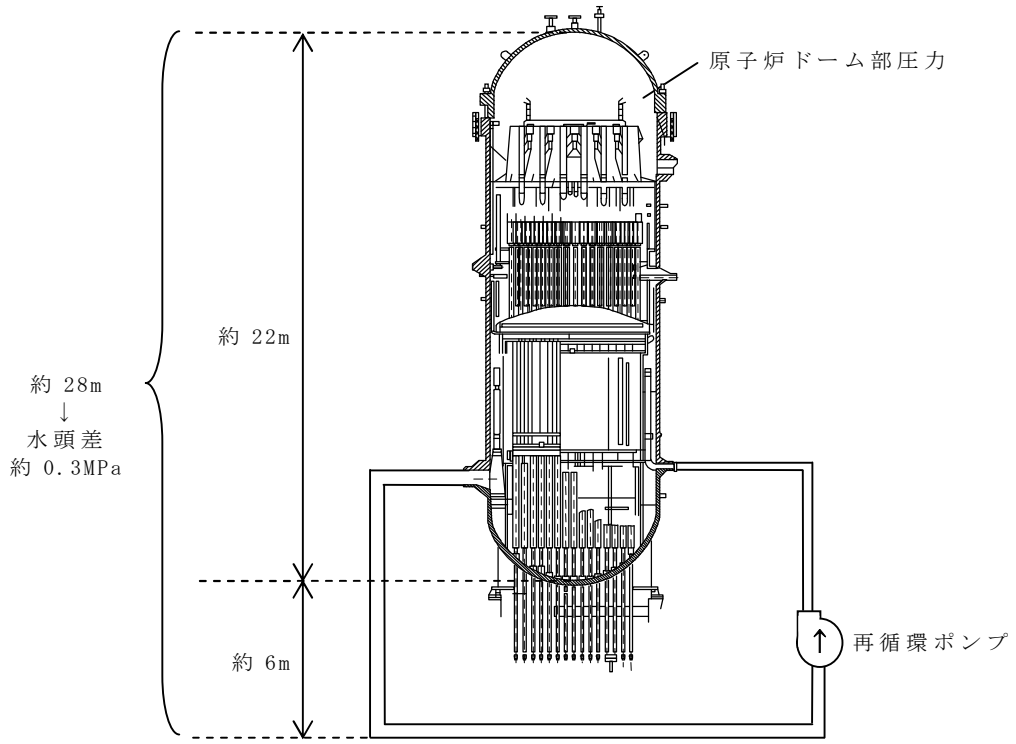
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却時は，原子炉からの蒸気の流入に加えて格納容器スプレイによる水が格納容器内に滞留するため，スプレイ量に応じてサプレッション･プール水位が上昇するが，通常水位＋6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止し，この後格納容器圧力が 0.31MPa [gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う。

このとき，サプレッション・プール水位は，通常水位である約 7m から 6.5m 上昇した約 13.5m となり，この水位分に相当する水頭圧は 0.133MPa となる。0.31MPa［gage］に水頭圧を加味しても格納容器限界圧力 0.62MPa［gage］よりも十分低く，格納容器の構造的な耐性に影響を与えるものではない。

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について

炉心損傷防止対策の有効性評価の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，解析で計算される原子炉ドーム部圧力に原子力圧力容器頂部から再循環配管下端までの水頭差を考慮して算出している。

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図を第1図に示す。



第 1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図

格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について

格納容器破損防止対策の有効性評価では，評価事故シーケンスとして以下の 3 つのシーケンスを評価している。

①大破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用する場合）

②大破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用しない場合）

③運転時の異常な過渡変化時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗（減圧機能の喪失による低圧炉心冷却失敗を含む）するシーケンス

このうち，①及び②については，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして大破断ＬＯＣＡを想定した評価しているが，原子炉圧力容器が健全なシーケンスとなるため，「1.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)が評価対象となる。

③については，原子炉圧力容器破損に伴う物理現象である「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」及び「溶融燃料・コンクリート相互作用」を評価するため，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す評価項目のうち(4)，(5)及び(8)が評価対象となる。ただし，原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)についても評価を行う。

これらの各評価事故シーケンスに対する評価項目について，第 1 表に示す。

第１表　各評価事故シーケンスにおける評価項目

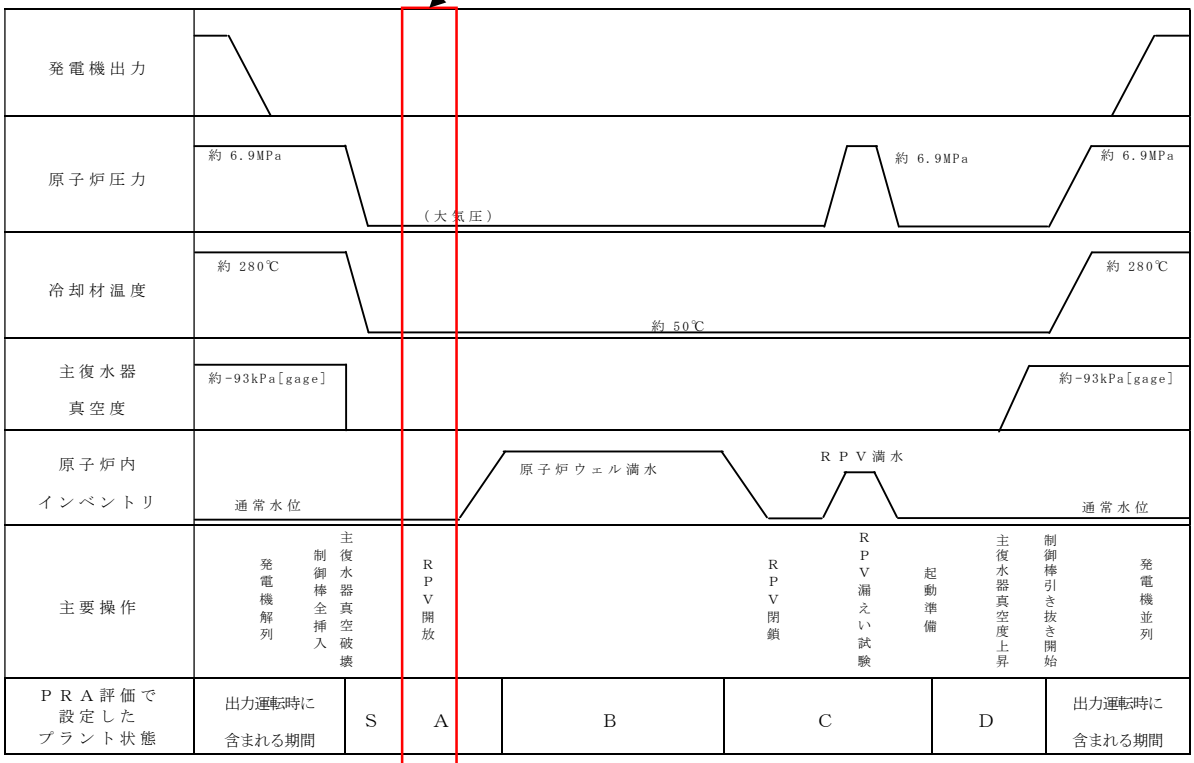
評価項目	格納容器破損モード	3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	3.4 水素燃焼	3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）	3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
	評価事故シーケンス	①		②	③		
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器が破損しないシーケンス※1,2			原子炉圧力容器が破損するシーケンス※3		
(1)原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力又は限界圧力を下回ること。		○	－	○	○	－	－
(2)原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度又は限界温度を下回ること。		○	－	○	○	－	－
(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冷却材圧力は2.0MPa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。		－	○	－	○	－	－
(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。		○（可燃性ガスの蓄積）	○（可燃性ガスの燃焼）	○（可燃性ガスの蓄積）	○	－	－
(8)溶融炉心による侵食によって，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大破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用する場合）
②大破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用しない場合）
③運転時の異常な過渡変化時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗（減圧機能の喪失による低圧炉心冷却失敗を含む）するシーケンス
※１：原子炉圧力容器が破損しないシーケンスでは，①，②それぞれの評価事故シーケンスに(1)，(2)及び(3)の評価項目について記載する。
※２：原子炉圧力容器が破損しないシーケンスでは，原子炉圧力容器破損を伴う物理現象に対する評価項目である(4)，(5)，(8)は対象としない。
※３：原子炉圧力容器が破損するシーケンスは，単独シーケンスの評価であるため，いずれかの格納容器破損モードにおいて(1)から(8)の評価項目について記載する。

定期検査工程の概要

反応度の誤投入はサイクル初期を想定

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系ポンプ等の故障による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失），全交流動力電源喪失，及び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



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→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，または残留熱除去系（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
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）		—	2系列動作可能	1系列運転，1系列待機※1	1系列運転，1系列待機※2	1系列運転※2	1系列運転，1系列待機※2	1系列運転，1系列待機※1	—
残留熱除去系海水系		2系列	期待されている残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を維持する系列						2系列
非常用炉心冷却系	高圧炉心スプレイ系	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系列及び復水移送系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系列及び復水移送系1系列		1系列
	低圧炉心スプレイ系	1系列							1系列
	低圧注水系	3系列							3系列
	原子炉隔離時冷却系	1系列※3							1系列※3
	自動減圧系	7系列※4							7系列※4
	格納容器スプレイ系	2系列							2系列
復水移送系		—							—
低圧代替注水系		1系列（常設）				1系列※5		1系列（常設）	
代替燃料プール注水系		1系列（可搬型）						1系列（可搬型）	
非常用ディーゼル発電機		3	2						3
常設代替交流電源設備		ＳＡ対応として新規に1系列確保※6を想定							

※１：残留熱除去系（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℃以下に保つことができる場合を除く
※２：残留熱除去系（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：原子炉圧力が0.84MPa[gage]以上の場合
※５：炉心に燃料がありプールゲートが閉の期間は，低圧代替注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）を各々1系列動作可能とする
※６：必要な電源容量を満足する台数を確保

格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について

格納容器破損防止対策の有効性評価では，内部事象レベル１．５ＰＲＡを踏まえ選定したプラント損傷状態（ＰＤＳ）として考慮する安全機能喪失の仮定に加えて，対策の有効性を網羅的に確認する等の目的により追加的な設備の機能喪失を仮定している。

本資料では，格納容器破損防止対策の有効性において考慮する機能喪失の考え方を示した上で，それぞれの事故シーケンスにおいて機能喪失を仮定した設備を整理する。

第 1 表に格納容器破損防止対策の有効性評価において考慮する評価事故シーケンスの考え方を，第 2 表～第 3 表にそれぞれの事故シーケンスにおいて機能喪失を仮定した設備を示す。

第１表　格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定の考え方

格納容器破損モード	Ｌ１．５ＰＲＡより選定したＰＤＳ		有効性評価において考慮する機能喪失の仮定※	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）	ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失（高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗）	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失（高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗）**＋全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）** （「代替循環冷却系を使用する場合」及び「代替循環冷却系を使用しない場合」）	・電源の復旧，注水機能の確保等，事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるまでの対応時間が厳しくなり，格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとする観点で全交流動力電源喪失を重畳させる。 ・代替循環冷却系の使用可否により，格納容器圧力・温度等の挙動が異なるため，代替循環冷却系を使用する場合としない場合の両者を評価する。
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／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	ＴＱＵＸ	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗**＋低圧炉心冷却失敗**＋ＤＣＨ**＋全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）**	・ＲＰＶ破損後のＤＣＨの発生防止を確認する観点より，ＲＰＶ破損までは設計基準事故対処設備のみならず，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能を考慮しない。このため，低圧炉心冷却失敗を重畳させる。 ・電源の復旧，注水機能の確保等，事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるまでの対応時間が厳しくなり，格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとする観点で全交流動力電源喪失を重畳させる。
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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）**＋全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）**	・電源の復旧，注水機能の確保等，事故対処設備が多く，格納容器破損防止対策を講じるまでの対応時間が厳しくなり，格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとする観点で全交流動力電源喪失を重畳させる。 （ＤＣＨでは事象発生からＲＰＶ破損までの間，全ての原子炉注水機能喪失を仮定しており，ＴＱＵＶと同一の対応手順及び事故進展となるため，同じシーケンスで評価する。）
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	ＴＱＵＶ	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）**＋全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ喪失）**	
水素燃焼	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）（代替循環冷却系を使用する場合）と同一	・東海第二発電所では，格納容器内を窒素で置換しているため，レベル１．５ＰＲＡでは水素燃焼を考慮していないが，水の放射線分解に伴う酸素濃度上昇に着目し，大破断ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能喪失が重畳し，酸素濃度の観点で厳しくなる「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」と同じシーケンスで評価する。

※下線太字の記載は，Ｌ１．５ＰＲＡのＰＤＳより追加した機能喪失の仮定

第２表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧･過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合)」及び水素燃焼において機能喪失を仮定する設備

＜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
（代替循環冷却系を使用する場合）

機　能	設　備	状　態※	備　考
高圧注水	高圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高圧代替注水系ポンプ	c	大破断ＬＯＣＡ発生に従属して機能喪失
減　圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＤＢ）［自動，手動］	―	
	逃がし安全弁(過渡時自動減圧機能)（ＳＡ）［自動］	―	
	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＳＡ）［手動］	―	
低圧注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	残留熱除去系ポンプＡ～Ｃ	a	
	常設低圧代替注水系ポンプＡ，Ｂ	○	
	代替循環冷却系ポンプ	○	
	可搬型代替注水大型ポンプ	―	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	―	
	耐圧強化ベント系	―	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプＡ～Ｄ	―	初期に緊急用海水系ポンプが作動するため本設備は作動しない
	緊急用海水系ポンプ	○	
電　源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高圧電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡　例
ａ：Ｌ１．５ＰＲＡより選定したＰＤＳとして機能喪失を仮定
ｂ：格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定
ｃ：ａ又はｂに従属した機能喪失を仮定
○：有効性評価上期待する設備
―：機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

第３表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧･過温破損）

（代替循環冷却系を使用しない場合）において機能喪失を仮定する設備

＜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
（代替循環冷却系を使用しない場合）

機　能	設　備	状　態※	備　考
高圧注水	高圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高圧代替注水系ポンプ	c	大破断ＬＯＣＡ発生に従属して機能喪失
減　圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＤＢ）［自動，手動］	―	
	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）（ＳＡ）［自動］	―	
	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＳＡ）［手動］	―	
低圧注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	残留熱除去系ポンプＡ～Ｃ	a	
	常設低圧代替注水系ポンプＡ，Ｂ	○	
	代替循環冷却系ポンプ	―	
	可搬型代替注水大型ポンプ	―	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	○	
	耐圧強化ベント系	―	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプＡ～Ｄ	―	初期に緊急用海水系ポンプが作動するため本設備は作動しない
	緊急用海水系ポンプ	―	
電　源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高圧電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡　例
ａ：Ｌ１．５ＰＲＡより選定したＰＤＳとして機能喪失を仮定
ｂ：格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定
ｃ：ａ又はｂに従属した機能喪失を仮定
○：有効性評価上期待する設備
―：機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

第４表　高圧溶融物／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ），原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）において機能喪失を仮定する設備

＜評価事故シーケンス＞

過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋全交流動力電源喪失

機　能	設　備	状　態※	備　考
高圧注水	高圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高圧代替注水系ポンプ	b	ＲＰＶ破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
減　圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＤＢ）［自動，手動］	—	ＲＰＶ破損前は原子炉注水を考慮しないため本設備は作動しない
	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）（ＳＡ）［自動］	—	ＲＰＶ破損前は原子炉注水を考慮しないため本設備は作動しない
	逃がし安全弁（自動減圧機能）（ＳＡ）［手動］	○	
低圧注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ	b	ＲＰＶ破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
	残留熱除去系ポンプＡ～Ｃ	b	ＲＰＶ破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
	常設低圧代替注水系ポンプＡ，Ｂ（ＲＰＶ破損前）	○（低圧注水ｂ）	ＲＰＶ破損まで原子炉注水を考慮しない
	常設低圧代替注水系ポンプＡ，Ｂ（ＲＰＶ破損後）	○	
	代替循環冷却系ポンプ（ＲＰＶ破損前）	○（低圧注水ｂ）	ＲＰＶ破損まで原子炉注水を考慮しない
	代替循環冷却系ポンプ（ＲＰＶ破損後）	○	
	可搬型代替注水大型ポンプ	—	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	—	
	耐圧強化ベント系	—	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプＡ～Ｄ	—	初期に緊急用海水系ポンプが作動するため本設備は作動しない
	緊急用海水系ポンプ	○	
電　源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高圧電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡　例

ａ：Ｌ１．５ＰＲＡより選定したＰＤＳとして機能喪失を仮定

ｂ：格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定

ｃ：ａ又はｂに従属した機能喪失を仮定

○：有効性評価上期待する設備

―：機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

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：各作業の操作内容の概要を記載

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含む，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　など

(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（1／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
機能喪失の確認	高圧注水機能喪失の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2.1 2.2 2.6 3.2	2分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	低圧注水機能喪失の確認 ●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	2.1 2.6	4分	3分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	—
	全交流動力電源喪失の確認 ●高圧炉心スプレイ系ディーゼル系発電機の手動起動操作（失敗）	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	1分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお，直流非常灯が使用できない場合には，中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	全交流動力電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお，直流非常灯が使用できない場合には，中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	取水機能喪失の確認 ●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	2.4.1	4分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—

表　重大事故等対策の成立性確認（2／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
機能喪失の確認	崩壊熱除去機能喪失の確認 ●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）	2.4.2	10分	5分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	—
	原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断 ●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	2.5	3分	2分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	1.1
	炉心損傷の確認 ●炉心損傷の確認	3.2	2分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて　中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	原子炉圧力容器破損の判断 ●原子炉圧力容器破損の確認 ●溶融炉心の体積量確認	3.2	5分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて　中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—

表　重大事故等対策の成立性確認（3／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
常設代替高圧電源装置からの受電操作	常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作 ●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	4分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.14
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 ●非常用母線受電準備	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :30分 上記以外の場合 :35分	2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :21分 上記以外の場合 :24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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.14
			2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :185分 上記以外の場合 :75分	2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :152分 上記以外の場合 :72分	運転員 重大事故等対応要員 （現場）	通常運転時と同程度。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 32mSv/h以下	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため，建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（4／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他（アクセスルート等）			
常設代替高圧電源装置からの受電操作	常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作 ●非常用母線受電	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :9分 上記以外の場合 :5分	2.3.2　全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の場合 :7分 上記以外の場合 :4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.14
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 ●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	8分	7分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
常設代替高圧電源装置からの受電操作	直流電源の負荷切離し操作 ●不要負荷の切離し操作	2.3.1 2.3.3 2.8	6分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて　中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
			50分	42分	運転員 重大事故等対応要員 （現場）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため，建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う遮断器操作と同じであり，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（5／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　明	その他（アクセスルート等）			
高圧代替注水系による原子炉の冷却	高圧代替注水系の起動準備操作 ●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2	4分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.2
	高圧代替注水系の起動操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成		6分	4分								
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器除熱操作	低圧代替注水系（常設）の起動準備操作 ●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	4分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり，容易に操作できる。	1.3 1.4 1.6 1.8
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）準備操作 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	3.1.2 3.1.3 3.2	2分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	2.1 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 5.2	3分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）準備操作 ●代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3.1.2 3.1.3 3.2	3分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，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い。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（6／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器除熱操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	3.1.2 3.1.3	6分	6分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.4 1.5 1.6
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量調整操作	3.1.3	6分	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い。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	3.2	1分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水・水位制御操作	3.2	1分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.8

表　重大事故等対策の成立性確認（7／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁（自動減圧機能）にる原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2	4分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.3
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁（自動減圧機能）7開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 5.1 5.2	1分	1分								
	逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作 ●逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作	3.2	1分	1分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
各機器への給油	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型設備用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 2.4.2 2.6 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2	90分	80分	重大事故等対応要員（現場）	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 12mSv／h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく，容易に操作できる。	1.14
	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油		適宜実施 3.5時間に1回給油※ ※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）	25分	重大事故等対応要員（現場）	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 12mSv／h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（8／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　明	その他（アクセスルート等）			
水源補給	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作 ●可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	220分	192分	重大事故等対応要員（現場）	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 12mSv／h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。	1.13
代替循環冷却系の起動	代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作 ●代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.2	6分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.7
	代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作 ●代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱　系統構成及び起動		35分	27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い。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
緊急用海水系の起動操作	緊急用海水ポンプを用いた緊急用海水系による海水通水操作 ●緊急用海水系に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.2	4分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.5
	緊急用海水系を用いた海水通水操作 ●緊急用海水系による海水通水　系統構成	2.4.1 2.8 3.1.2 3.2	20分	16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い。	58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（9／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　明	その他（アクセスルート等）			
緊急用海水系を用いた残留熱除去系の起動操作	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 ●残留熱除去系の起動操作	2.4.1 2.8	2分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.4
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作 ●格納容器ベント準備（系統構成）	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	5分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.5 1.7
	格納容器ベント準備操作 ●現場移動（第二弁）	3.1.3	45分	41分	重大事故等対応要員（現場）	通常運転時と同程度。	14mSv/h以下	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う弁の手動操作と同様であり，容易に操作できる。	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側） ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作	2.1 2.4.2 2.6	格納容器ベント実施後適宜状態監視	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 58mSv／7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側） ●代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ停止操作	3.1.3	3分	3分								
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側） ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作		2分	2分								

表　重大事故等対策の成立性確認（10／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 ●残留熱除去系海水系の起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	4分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.3 1.5
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 ●残留熱除去系による原子炉注水操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	2分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
低圧代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器除熱操作	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 ●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	170分 高所淡水池使用の場合 ：160分	150分 高所淡水池使用の場合 ：131分	重大事故等対応要員（現場）	屋外での作業。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。	1.4 1.6 1.13
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 ●原子炉注水のための系統構成	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	125分	114分	運転員 重大事故等対応要員（現場）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う電動弁の手動操作と同様であり，容易に操作できる。	
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却 ●格納容器スプレイのための系統構成	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	175分	124分	運転員 重大事故等対応要員（現場）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う電動弁の手動操作と同様であり，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（11／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
自動減圧系起動阻止操作	自動減圧系等の作動阻止操作 ●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	2.5	1分	1分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	1.1
ほう酸注入系起動操作	ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系起動操作	2.5	2分	1分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	
低圧炉心スプレイ系の起動	低圧炉心スプレイ系の起動操作 ●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2.7	2分	2分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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
残留熱除去系の破断箇所隔離	残留熱除去系の注入弁閉止操作 ●残留熱除去系の注入弁の閉止操作 ●残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	2.7	2分	2分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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
	現場における破損系統の注入弁の閉止操作 ●保護具装備/装備補助 ●現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	2.7	115分	108分	運転員 重大事故等対応要員（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。	操作現場の放射線線量率は最も高い地点で約15.2mSv／hであり，作業時間は60分※１であるため，約15.2mSvの被ばくとなる。	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う電動弁の手動操作と同様であり，容易に操作できる。	
残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作 ●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却モード操作	2.7	6分	6分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	—
	残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作 ●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（1系列）	2.2	4分	4分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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次格納施設内での作業時間にて被ばく評価を実施。

表　重大事故等対策の成立性確認（12／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	残留熱除去系による格納容器（サプレッション・プール冷却系）除熱操作 ●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列）	2.5	6分	6分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	—
溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作 ●非常用母線からの負荷切替え操作	3.2	4分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.8
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル水位の調整操作	3.2	20分	16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い。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）による格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作 ●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	8分	8分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.9
可搬型窒素供給装置による格納容器内の不活性化	可搬型窒素供給装置による格納容器窒素注入操作 ●可搬型窒素供給装置起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	115分	111分	運転員（中央制御室）	屋外での作業。	12mSv／h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。	1.9

表　重大事故等対策の成立性確認（13／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　明	その他（アクセスルート等）			
使用済燃料プールへの注水操作	低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 ●可搬型代替注水大型ポンプ準備，代替淡水貯槽からのホース敷設等	4.1 4.2	170分	150分	重大事故等対応要員（現場）	屋外での作業。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。 作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。	1.11 1.13
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備 ●代替燃料プール注水系（可搬型）の電動弁の開操作	4.1 4.2	4分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	
待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水系による注水操作	待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	5.1 5.3	5分	4分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止	5.1	2分	2分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
待機中の残留熱除去系を用いた原子炉停止時冷却系による崩壊熱除去機能復旧	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成	5.1	30分	18分	運転員（中央制御室）	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—

表　重大事故等対策の成立性確認（14／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　明	その他（アクセスルート等）			
待機中の残留熱除去系を用いた原子炉停止時に炉冷却系による崩壊熱除去機能復旧	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	5.1	45分	40分	運転員（現場）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系海水系の起動操作	5.2	4分	2分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作	5.1 5.2	6分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う弁の手動操作と同様であり，容易に操作できる。	—
原子炉保護系母線の復旧	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧準備操作	5.1 5.2	10分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.4
	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作	5.1 5.2	40分	28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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作	5.1 5.2	105分	94分	運転員（現場）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため，建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライトやLEDライトを携行しているため，蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	—	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり，容易に操作できる。	

表　重大事故等対策の成立性確認（15／15）

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状　況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照　　明	その他（アクセスルート等）			
居住性の確保	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 ●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	5分	3分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	1.16
	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 ●中央制御室換気系の起動操作		6分	5分								
	中央制御室待避室の準備操作 ●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	3.1.3	20分	15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い。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	中央制御室待避室の準備操作 ●可搬照明の設置	3.1.3	15分	8分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	中央制御室待避室の準備操作 ●データ表示装置（待避室）の起動操作	3.1.3	15分	11分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	中央制御室待避室の準備操作 ●衛星電話の設置	3.1.3	5分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ●中央制御室待避室内の正圧化	3.1.3	5分	4分	運転員（中央制御室）	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	58mSv／7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は，通常の運転操作で実施する操作と同様であることから，容易に操作できる。	

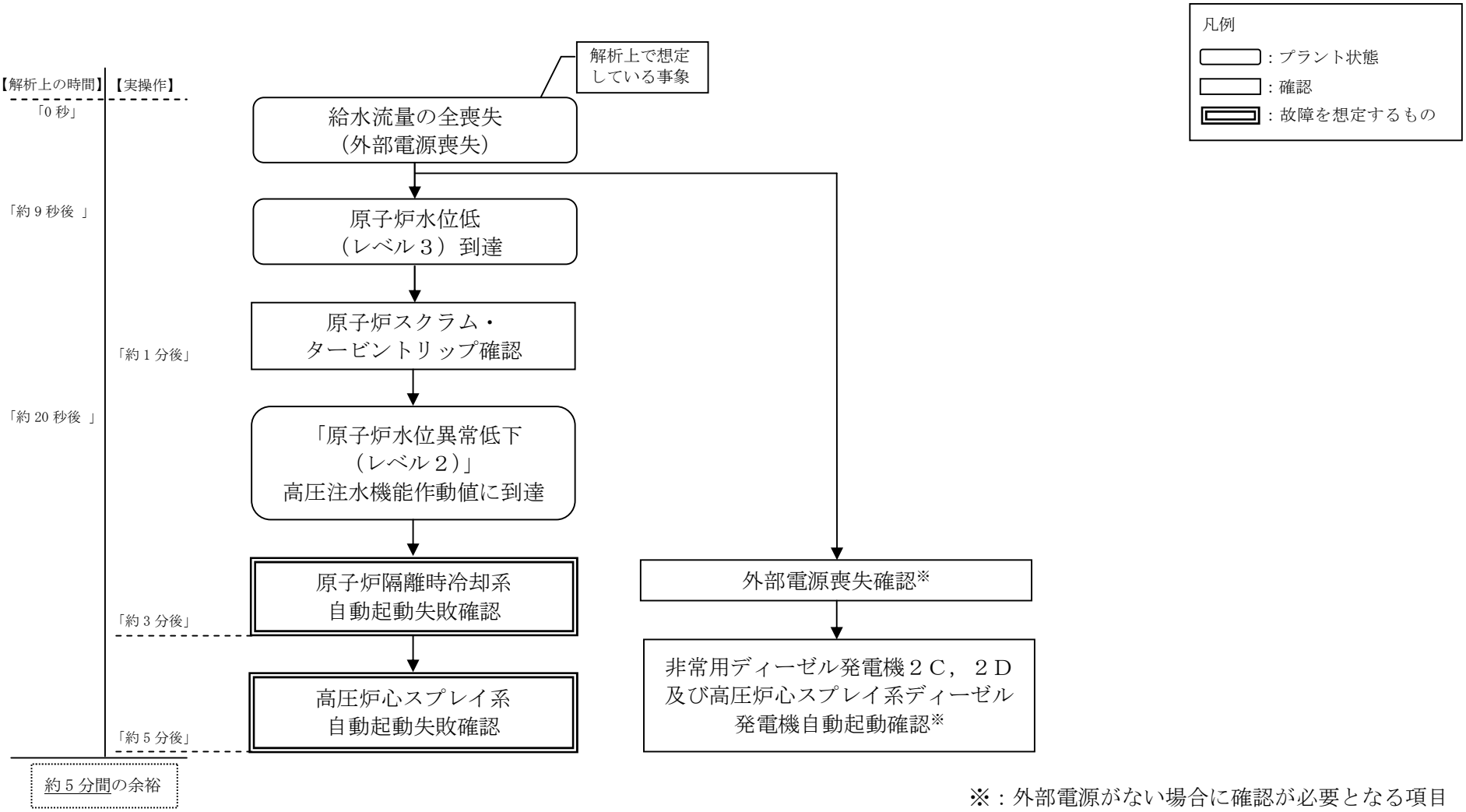
事象発生時の状況判断について

有効性評価では，事象発生直後はプラント状況の確認と状況判断のみを実施することとし，事故対応操作は原則「事象発生 10 分」以降から開始するものとし，その後に自動起動に失敗した非常用炉心冷却系等の手動起動操作を含めた事故対応操作を開始するものとしている。

「事象発生 10 分」の間に余裕をもって状況判断が実施可能であることを第 1 図から第 14 図に示す。

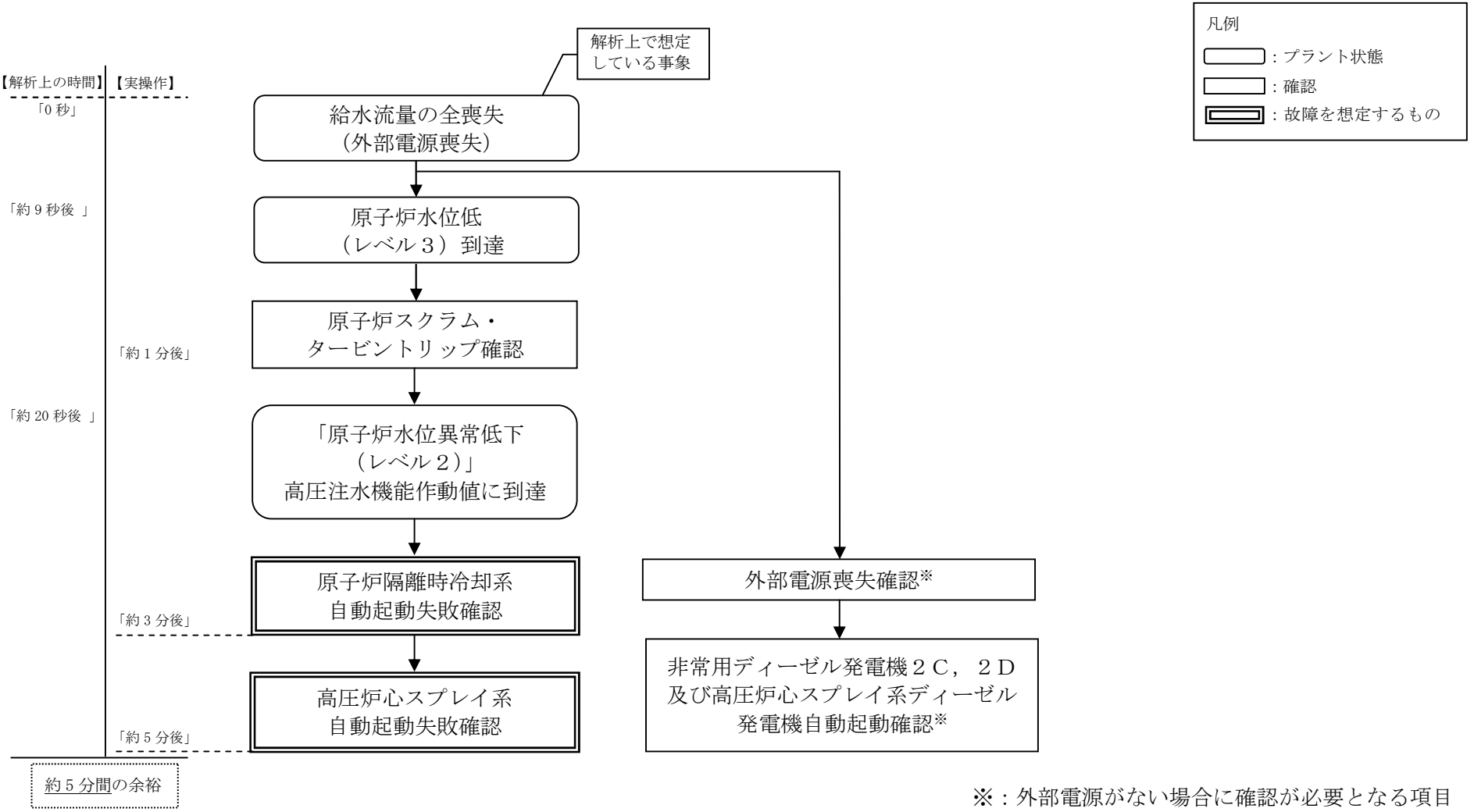
なお，以下の事象については，「事象発生 10 分」後，連続して事故対応を行うものではないため，ここでの整理の対象外としている。

・想定事故 1
・想定事故 2
・崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
・原子炉冷却材の流出（停止時）
・反応度の誤投入（停止時）



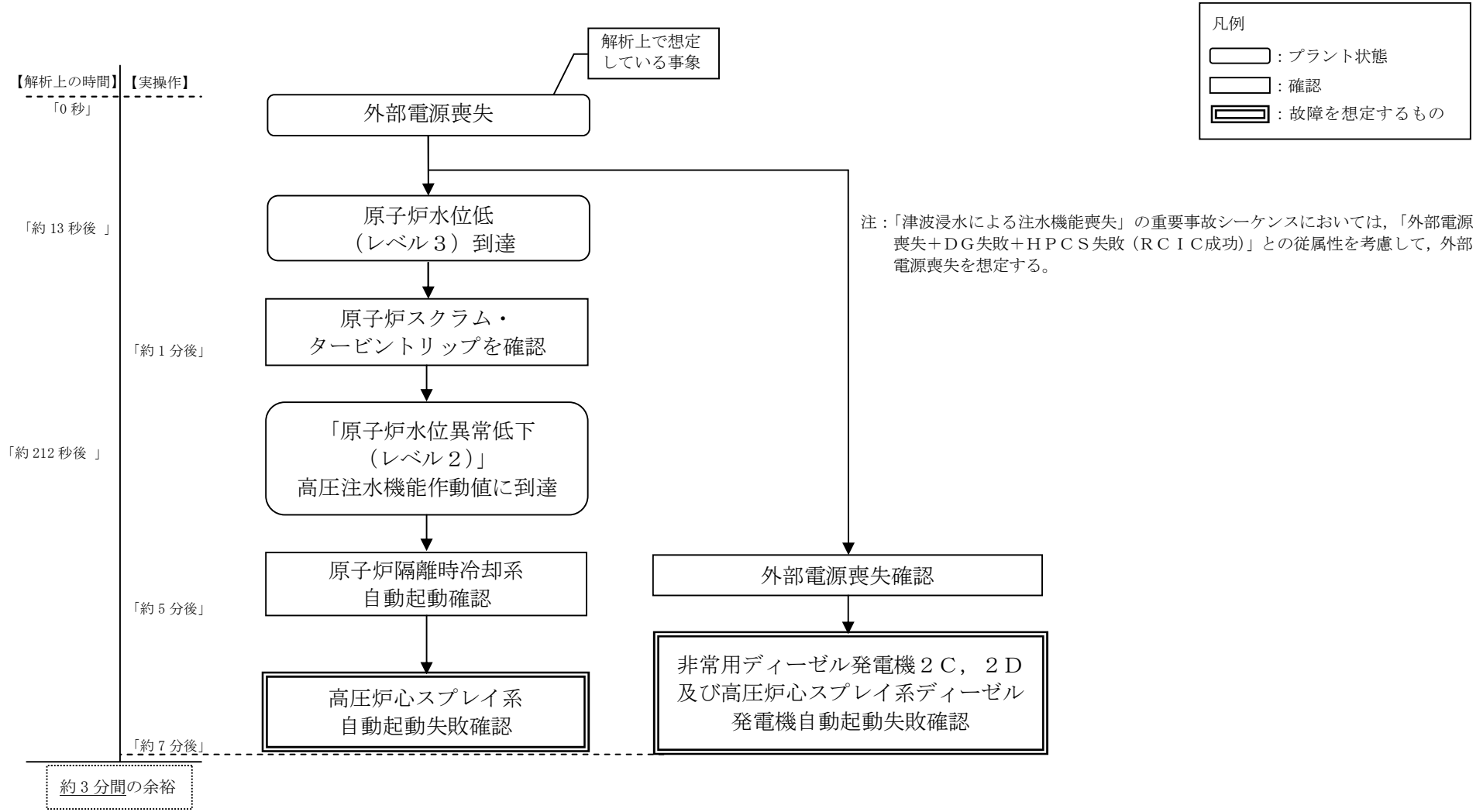
※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

第 1 図　高圧・低圧注水機能喪失の状況判断

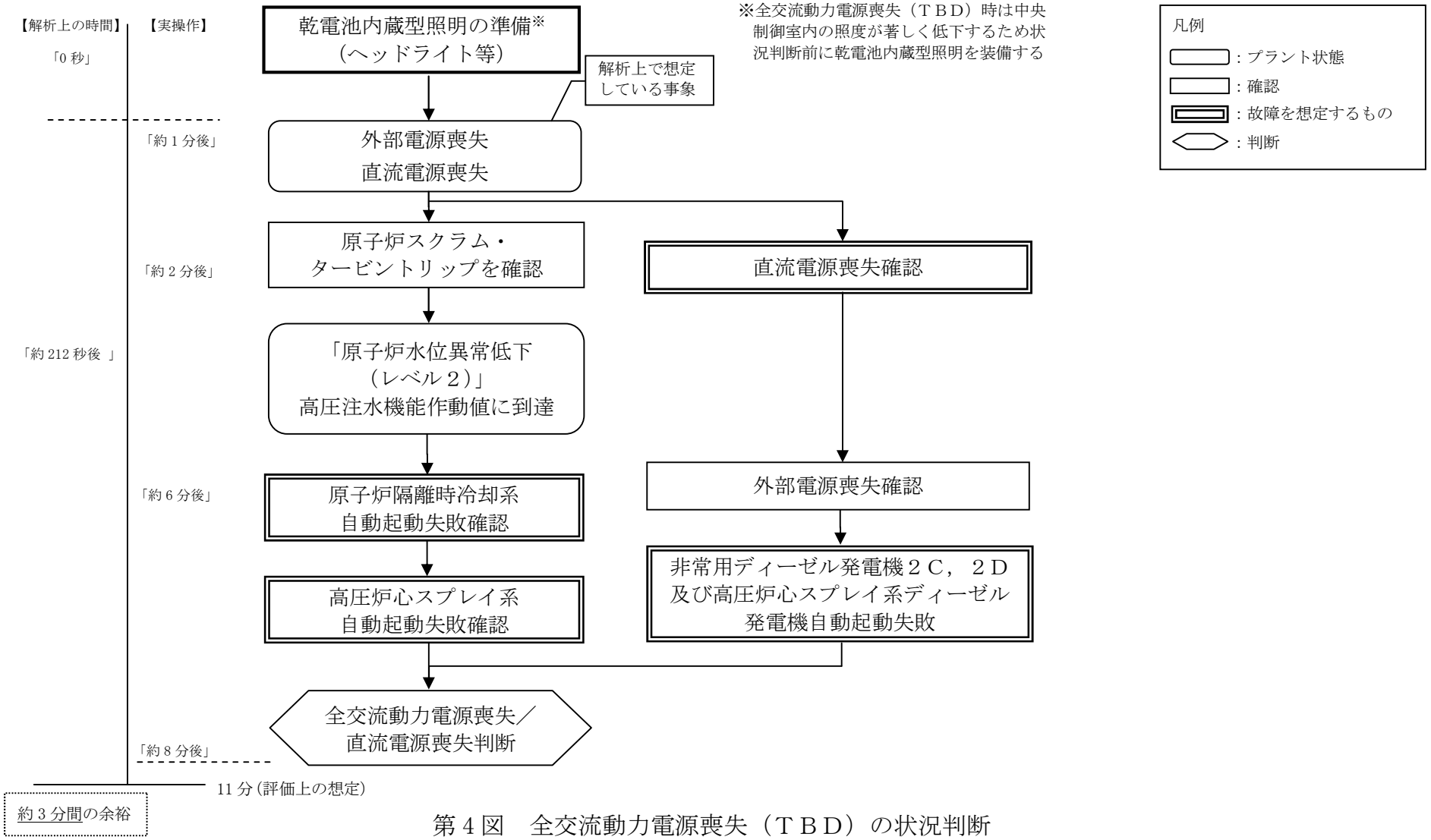


※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

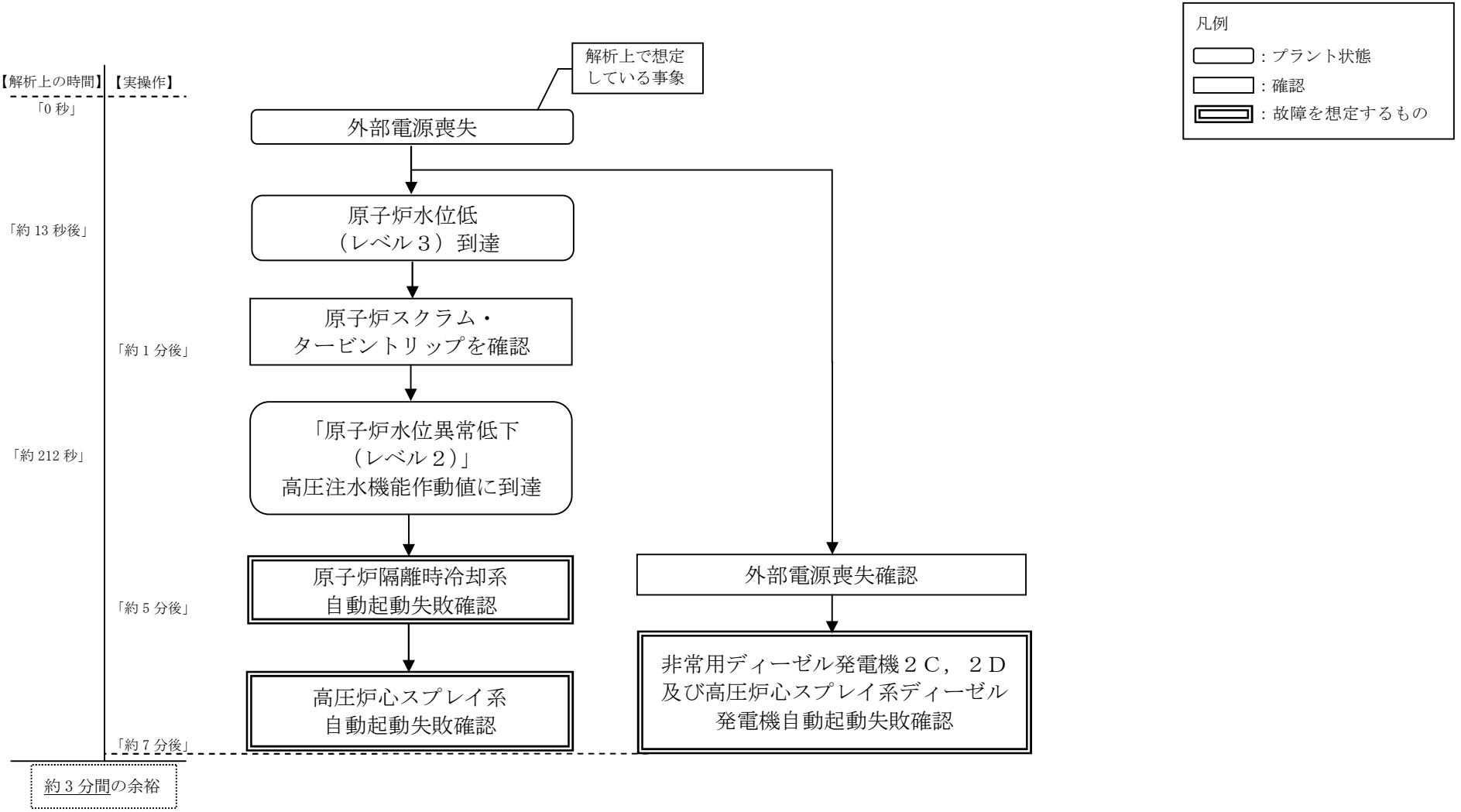
第 2 図　高圧注水・減圧機能喪失の状況判断



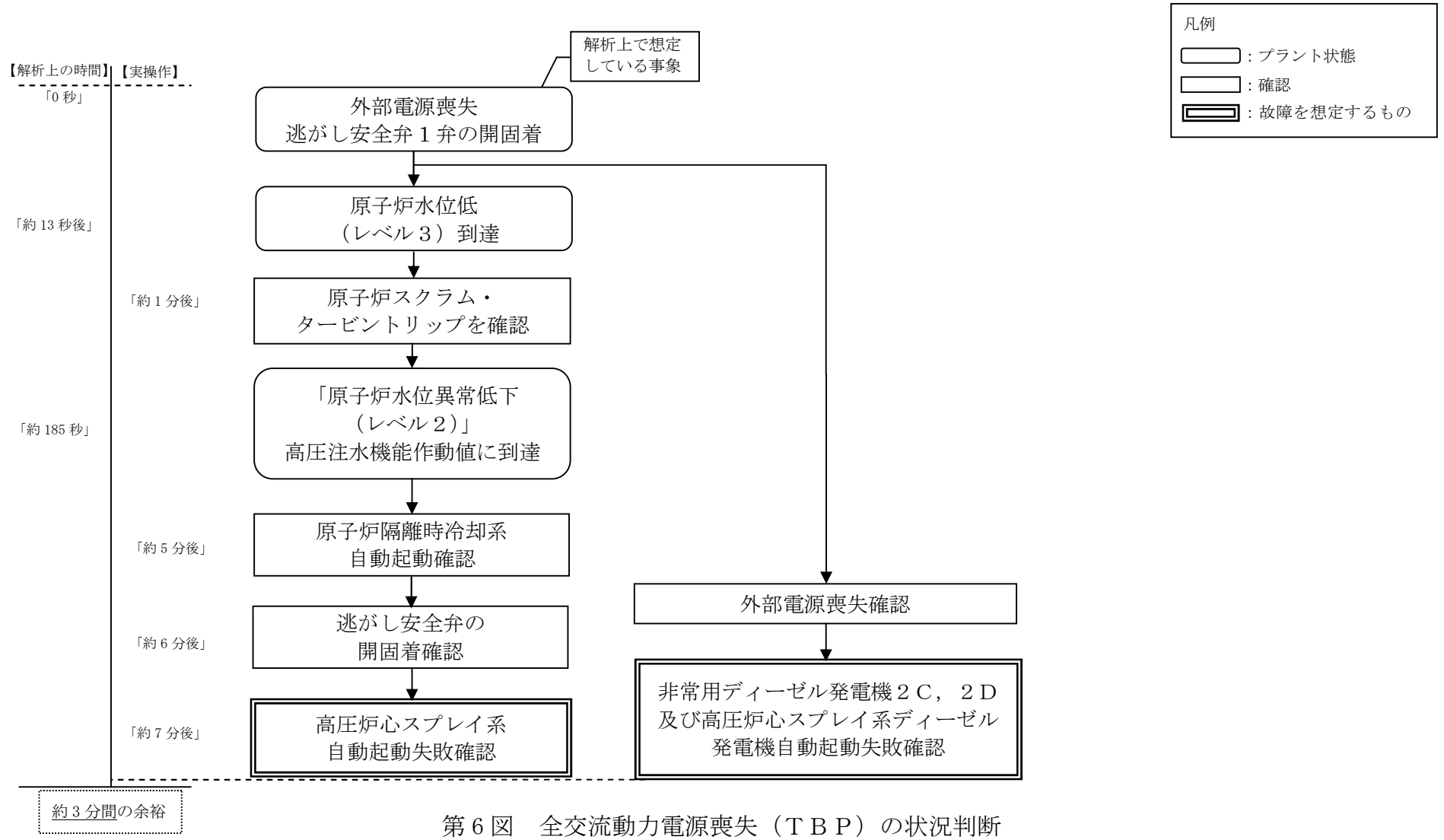
第 3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）及び津波浸水による注水機能喪失の状況判断



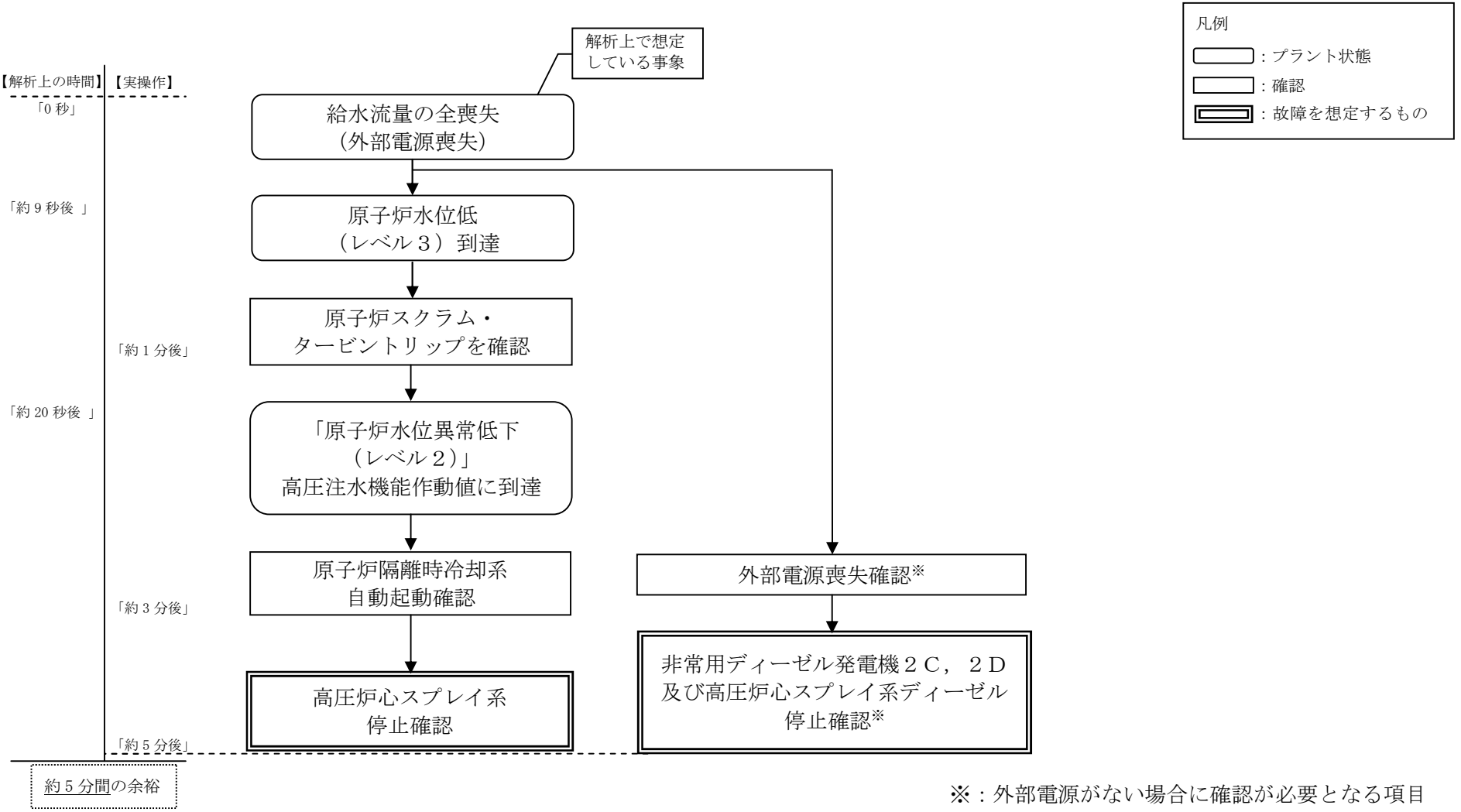
第 4 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）の状況判断



第 5 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）の状況判断

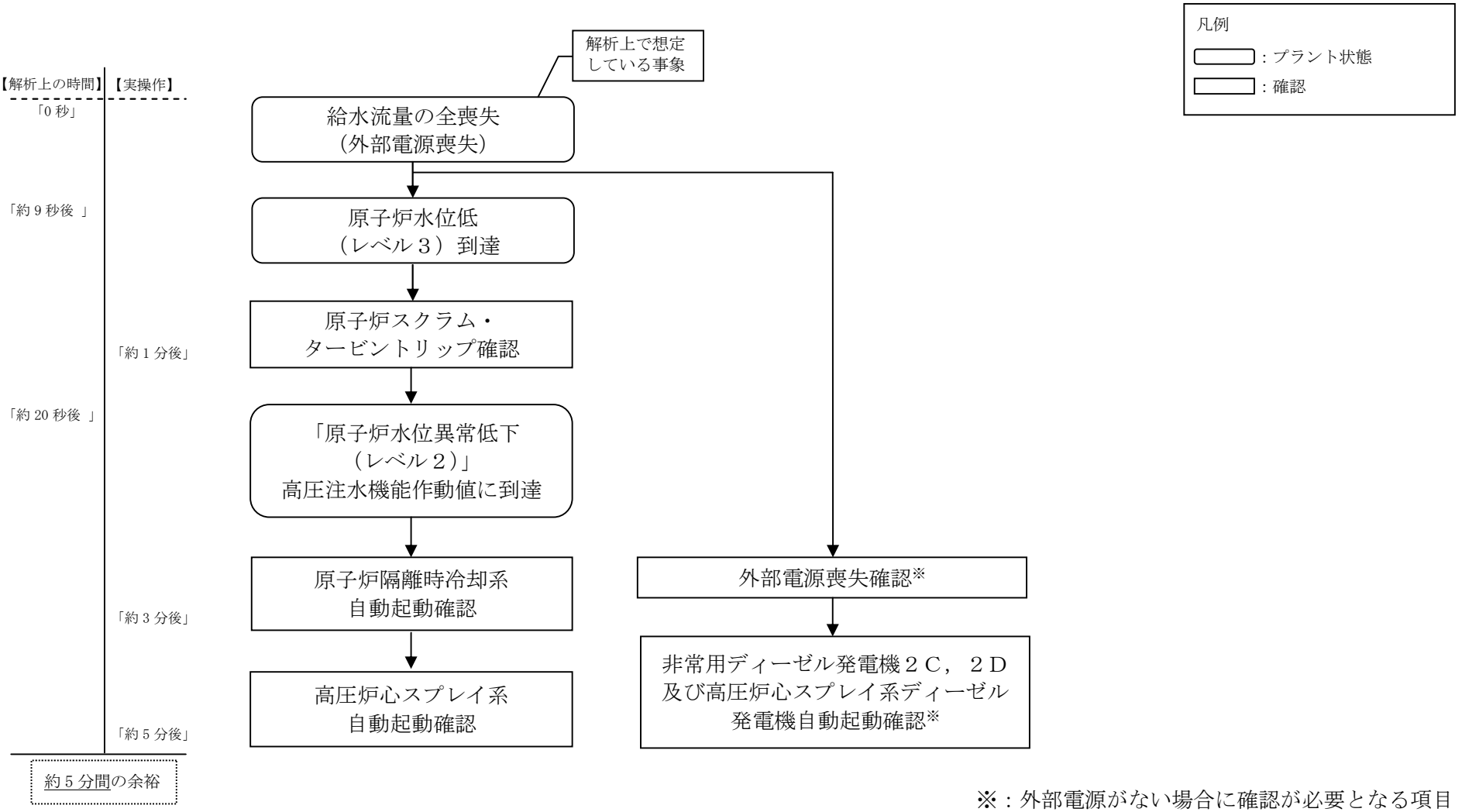


第６図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の状況判断



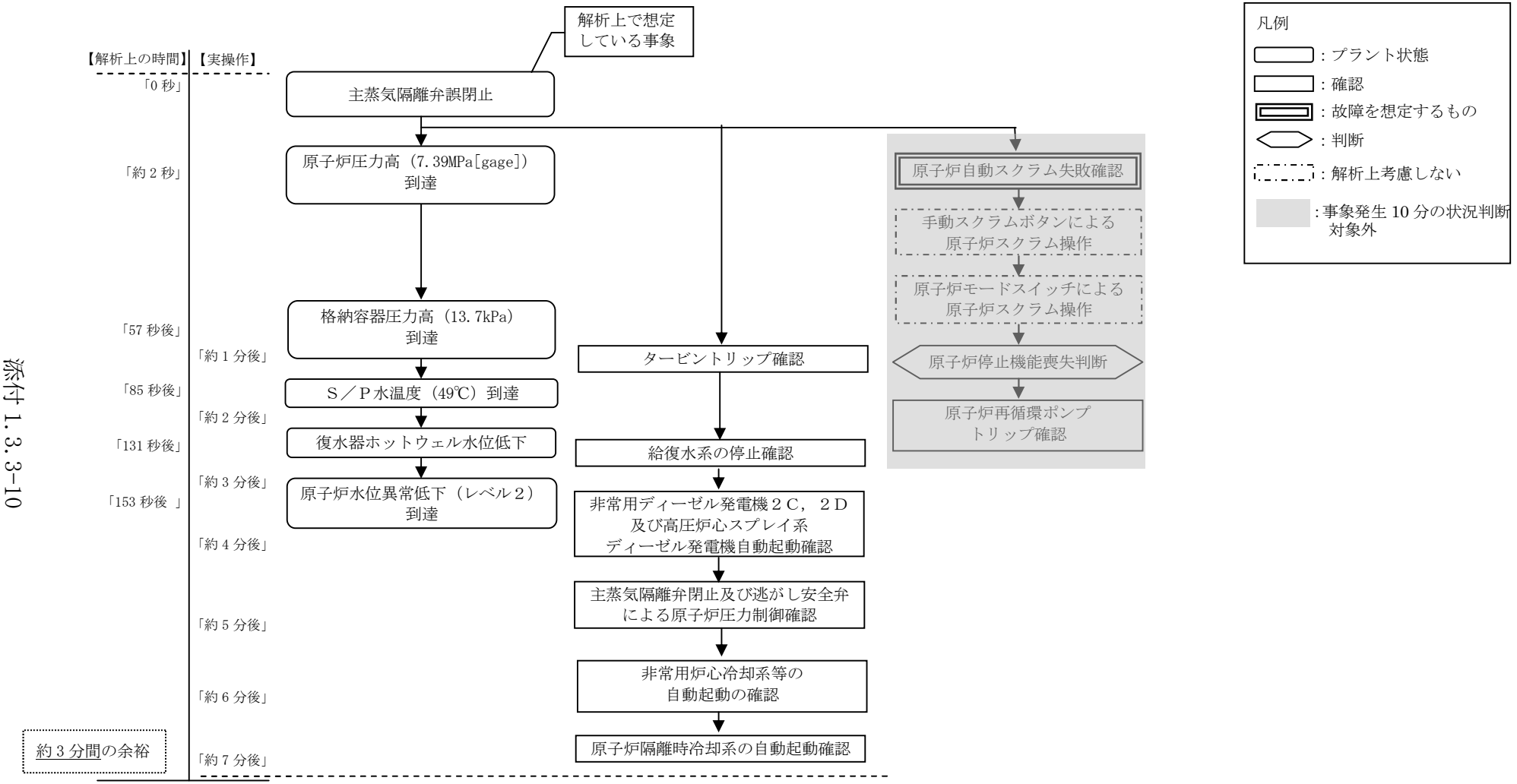
※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

第 7 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の状況判断

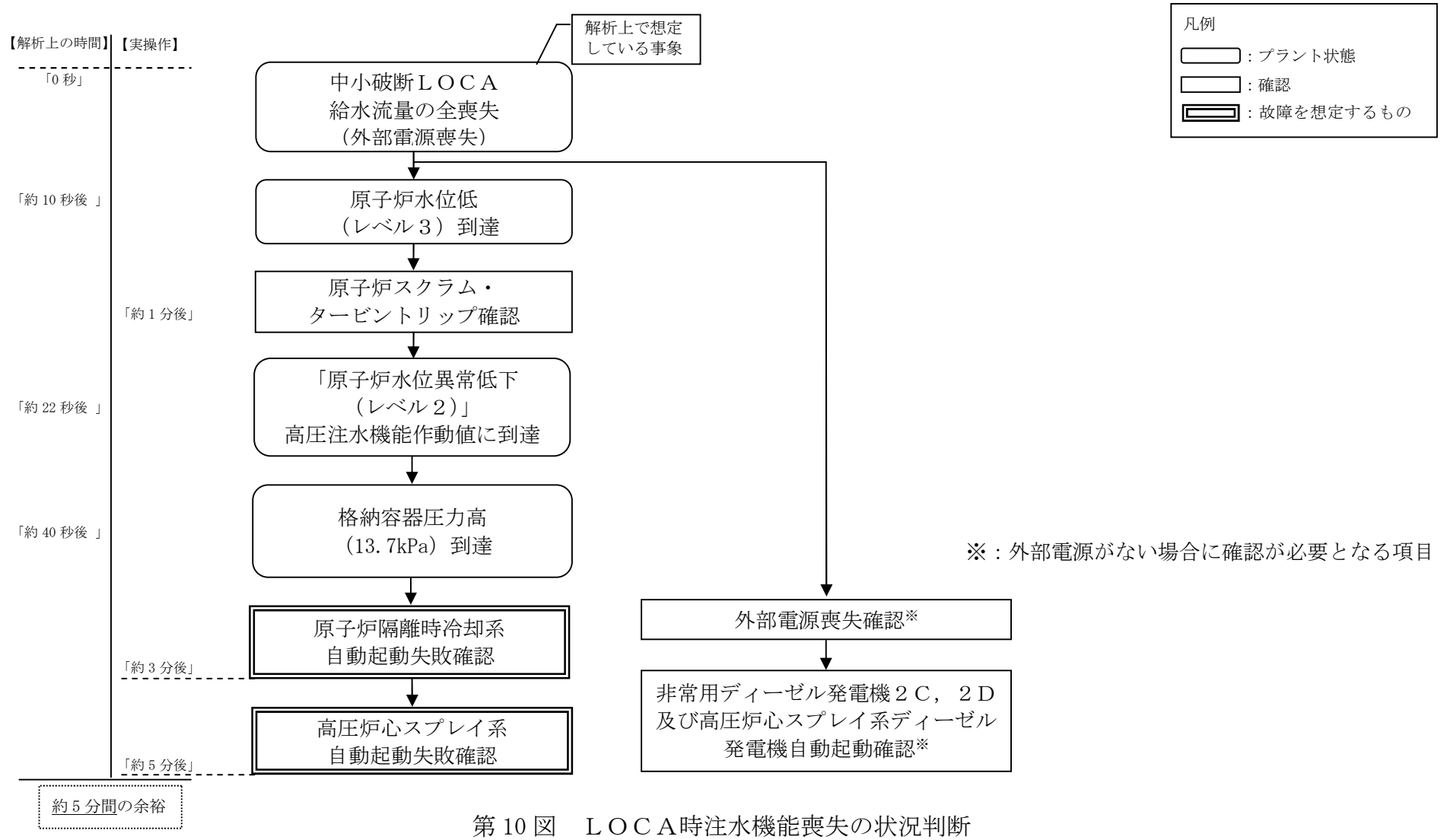


※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

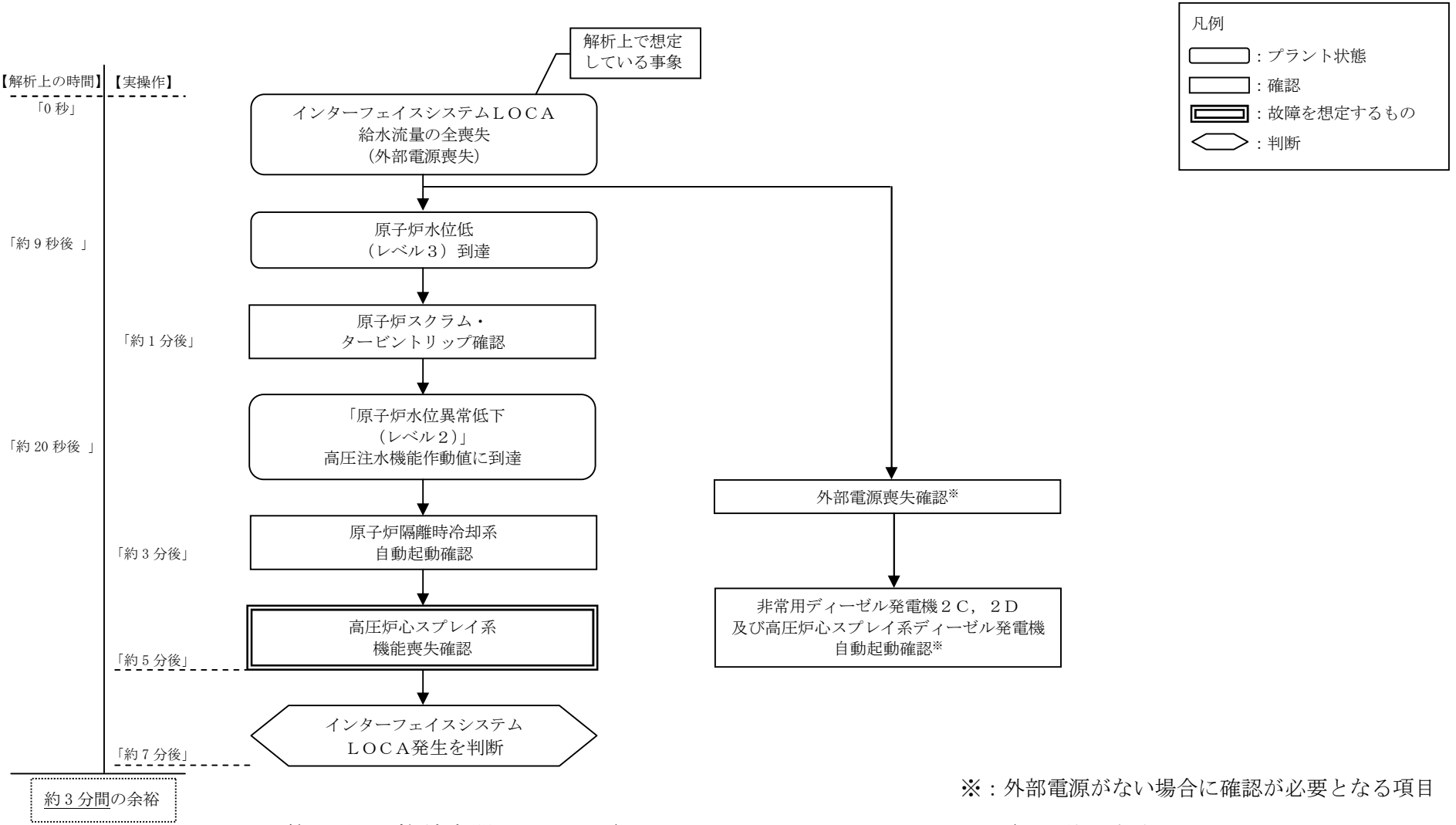
第８図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の状況判断



第 9 図　原子炉停止機能喪失の状況判断

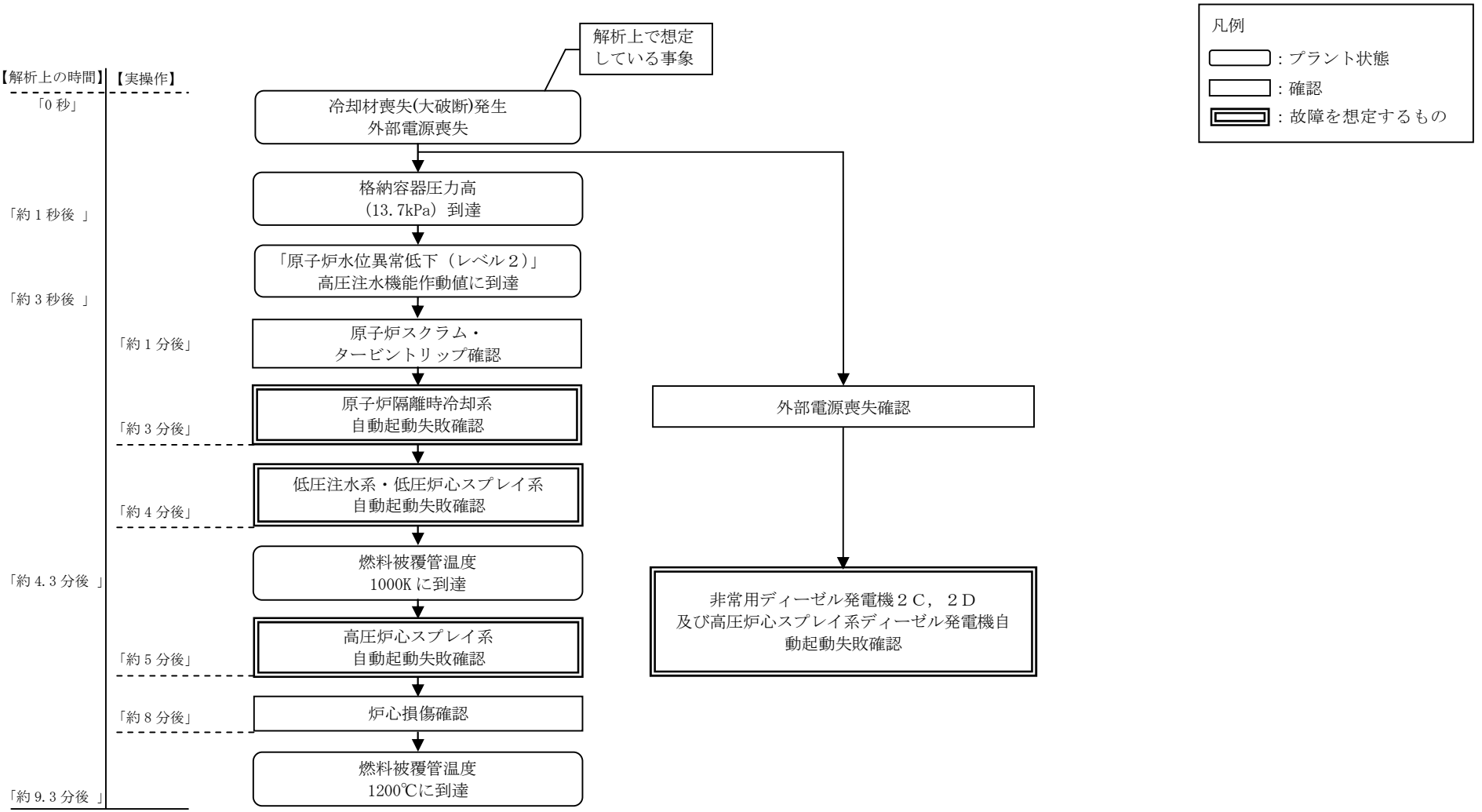


第 10 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の状況判断

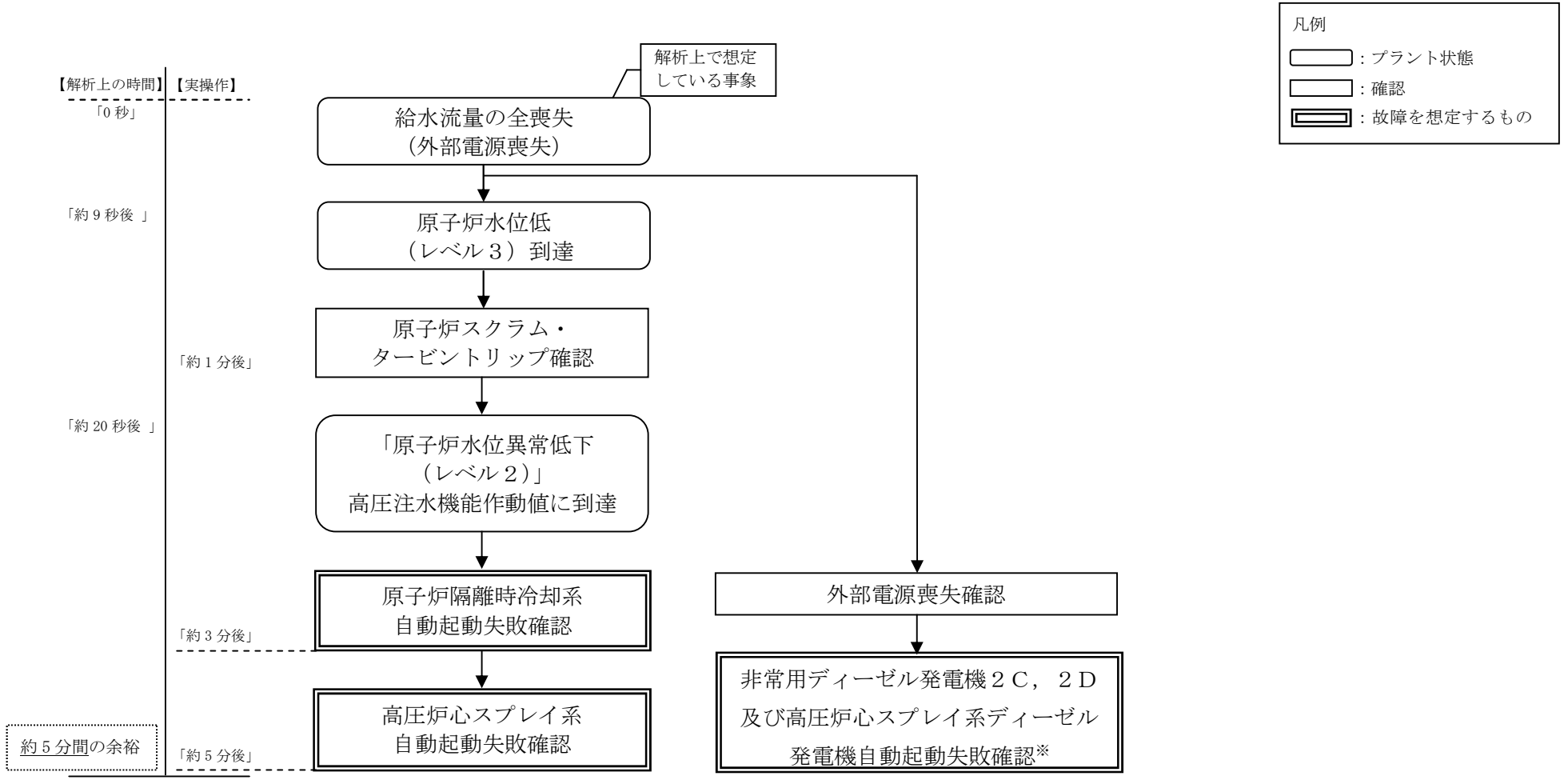


※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

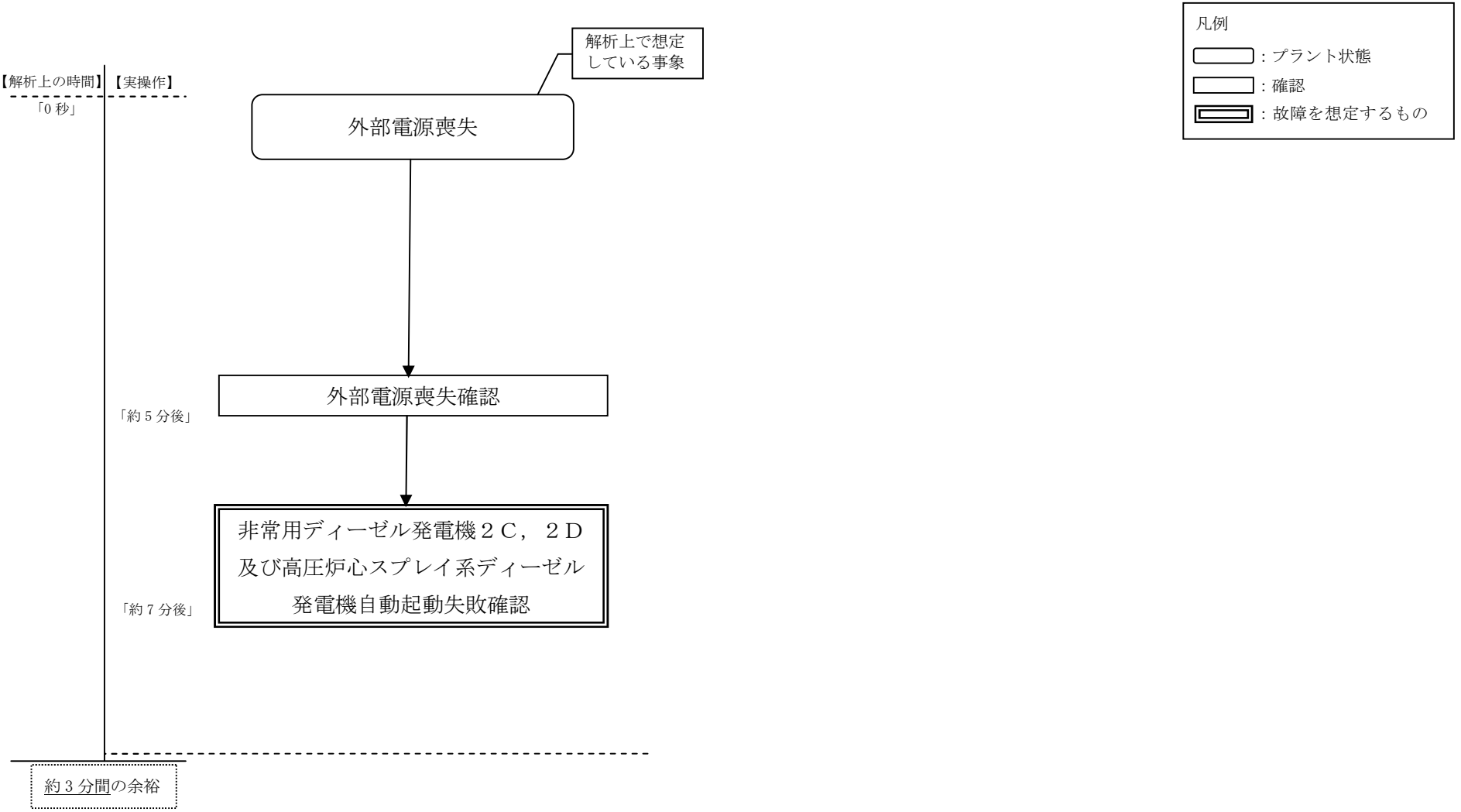
第 11 図　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）の状況判断



第 13 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼の状況判断



第 14 図　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，
溶融炉心・コンクリート相互作用の状況判断



第 15 図　全交流動力電源喪失（停止時）の状況判断

有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため，有効性評価では，事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが，運転員等操作の仮定に際しては，以下のとおり操作余裕時間を考慮している。

1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については，以下のとおり，ａ．からｄ．の４つに分類できる。

ａ．事象発生直後の中央制御室では 10 分間※1の状況確認を行うものとし，状況確認後に引き続いての操作については，状況確認 10 分＋操作時間※2とする。

ｂ．操作開始条件に到達したことを起点とした操作については，操作開始条件到達時点から操作時間※2を考慮する。

ｃ．ただし，パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき，数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については，操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。

ｄ．その他，設定した時間までに余裕時間が十分ある操作については，設定時間で操作完了とする。

※1：原子炉スクラム確認は，事象発生後の最初の確認項目であり，スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し，原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため，10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価

とならないことから，原子炉停止機能喪失では，10分の状況確認時間を設定せずに，個別に状況確認時間を設定する。

※2：訓練等に基づく実移動時間や，操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお，運転員等は運転手書に従い，各操作条件を満たせば順次操作を実施するが，有効性評価における解析の条件設定においては，操作現場までのアクセスルートの状況，操作場所の作業環境を踏まえ，実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

2.　操作時間の積み上げについて

1.の基本設定においてａ．及びｂ．に分類される操作時間の積み上げについては，原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし，以下の操作については，5分単位の切上げを行わないものとする。

①　原子炉スクラム失敗時の対応操作

原子炉スクラム失敗の確認後に直ちに実施する一連の操作であり，5分単位の切り上げを行うと実際の運転手順に即した有効性評価とならないため，切り上げ処理は行わないこととする。

②　可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作

余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に，一連の操作として行う短時間の単一操作であるため切り上げ処理は行わないこととする。

③　原子炉圧力容器破損時の対応操作

原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については，原子炉圧

力容器破損前に破損の兆候を検知し，破損判断パラメータを常時監視することによって原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため，切り上げ処理は行わないこととする。

3. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（1／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧・低圧注水機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み上げ5分単位で切上げ
	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（2／19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧注水・ 減圧機能喪失	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点到達から5分	b 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（3／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に，短時間の単一操作である減圧操作の時間を積上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から24時間10分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（4／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切り上げ
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に，短時間の単一操作である減圧操作の時間を積み上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から24時間10分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切り上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（5／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生3時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に，短時間の単一操作である減圧操作の時間を積上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から24時間10分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（6／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度65℃到達	c サプレッション・プール水温度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（7／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度65℃到達	c サプレッション・プール水温度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（8／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
原子炉停止機能喪失	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分	b 原子炉スクラム失敗時の確認・操作項目を勘案し，余裕時間を含めて設定した状況判断時間及び操作時間を積上げ
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分	b 自動減圧系統の作動阻止操作の実施後に余裕時間を含めて設定した操作時間を積上げ
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱	事象発生から17分	b 事象発生の約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから，ドライウェル圧力高信号発信の10分後に余裕時間を含めて設定した操作時間を積上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（9／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達）	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（10／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）	事象発生から15分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み上げ5分単位で切上げ
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から5時間後	d 余裕時間を確認する観点で，事象発生の5時間後に隔離が完了するものとして設定

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（11／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
津波浸水による注水機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に，短時間の単一操作である減圧操作の時間を積上げ
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から24時間25分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積み上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（12／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から25分	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	緊急用海水系による海水通水操作 及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱	事象発生から90分	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	格納容器内酸素濃度が4.0％（ドライ条件）到達時	c 格納容器内酸素濃度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（13／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）	常設代替交流電源設備からの受電及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から25分	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力465kPa[gage]到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5分後	b サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達し格納容器除熱操作を判断した後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（14／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の19％高い位置に到達した時点	c 原子炉水位は事象発生後から緩やかに低下するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	代替循環冷却系ポンプを用いた代替循環冷却系による格納容器冷却	事象発生90分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	原子炉圧力容器破損から6分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し，余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	原子炉圧力容器破損から7分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し，余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	格納容器内酸素濃度が4.0％（ドライ条件）到達時	c 格納容器内酸素濃度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もなく，操作開始条件到達時には操作することが可能

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（15／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	緊急用海水系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱	事象発生から90分	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
水素燃焼	常設代替交流電源設備からの受電及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から25分	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	緊急用海水系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生から90分	a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器酸素濃度4.3％到達から15分	b 格納容器酸素濃度が4.3%に到達し格納容器除熱操作を判断した後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（16／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
溶融炉心・コンクリート相互作用	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	原子炉圧力容器破損から6分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し，余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	原子炉圧力容器破損から7分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し，余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（17／19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
想定事故１	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水開始	事象発生から8時間後	d 使用済燃料プール水位の低下が早い想定事故２でも，放射線の遮蔽維持水位（通常水位－約0.9m）に到達するのは事象発生の約9.8時間後であるため，十分な余裕時間がある8時間後から注水を開始する条件を設定 可搬型代替注水大型ポンプによる注水準備は3時間以内に完了することが可能である
想定事故２	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水開始	事象発生から8時間後	

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（18／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中崩壊熱除去機能喪失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から2時間後	d 事象発生の認知及び操作の時間を基に，さらに余裕時間を考慮して設定
	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から4時間40分後	b 待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能復旧に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第１表　運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（19／19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中全交流動力電源喪失	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転操作	事象発生から4時間35分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
運転停止中原子炉冷却材喪失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から2時間後	d 操作時間に対して十分に余裕のある時間として設定

安定状態の考え方について

1. 基本的な考え方

(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

a．審査ガイドの要求事項

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし，7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は，その状態を維持できることを示すこと。）

b．安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

①原子炉

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が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。

②格納容器※1

炉心冷却が維持された後に，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格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に安定状態が確立されたものとする。

(b)　安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系又は残留除去系の復旧により除熱を行うことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1：審査ガイドの要求事項として，格納容器側への安定状態に対する要求はない。しかしながら，炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから，格納容器側の安定状態についても定義した。

(2)　重大事故

a．審査ガイドの要求事項

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし，7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は，その状態を維持できることを示すこと。）

b．安定状態に対する考え方

(a)　安定状態

①原子炉

事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却が維持可能であり，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。

②格納容器

損傷炉心冷却が維持された後に，重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能(格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系)により，

格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，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。

(b)　安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系を用いて又は残留除去系を復旧させ，除熱を行うことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。※2，3

※2:安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり，重大事故を評価するにあたって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

① 格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行

② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）

③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧

④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保※4

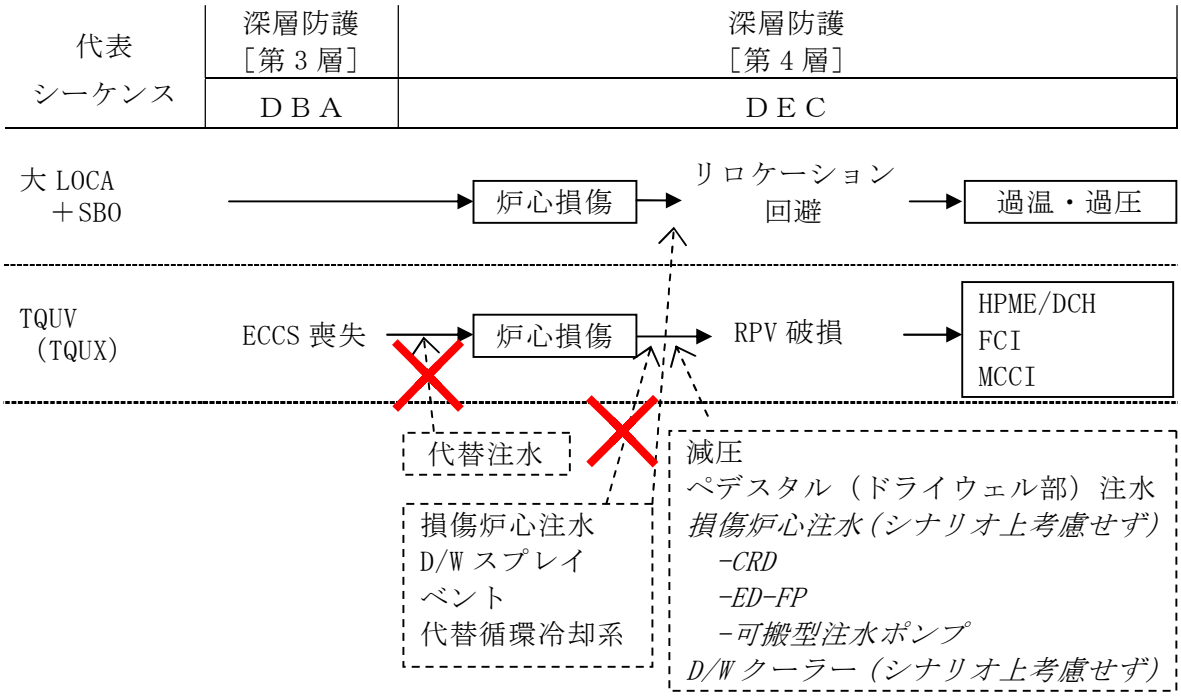
※3:高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

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，溶融炉心・コンクリート相互作用は，炉心損傷

後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉圧力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって，損傷炉心の冷却により原子炉圧力容器破損に至らないことが示されれば，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから，第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷却になると考える。

一方，これら物理化学現象への対策の有効性については，審査ガイドにおいて，これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから，これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように，格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（第 1-1 図参照）。したがって，着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の，格納容器パラメータの推移は，着目する物理化学現象を厳しくするための評価条件に依存してしまうことになるため，格納容器過圧・過温の観点が注目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって，格納容器過圧・過温は，あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし，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，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては，着目する物理化学現象の進展の防止又は停止を評価し，静的負荷による過圧・過温は評価しない。



第 1-1 図　代表シーケンスの事象進展と対策

※4：長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）での，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価は，格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス（格納容器過圧・過温破損シナリオ）が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては，

① 事故後の運転状態Ⅴ（L）のうち初期（例：3 日後）における適切な地震力との組合せ評価

② 事故後の運転状態Ⅴ（L）のうち長期（例：60 日後）における適切な地震力との組合せ評価

を行うこととなる。②に対しては，保守的な想定として，格納容器圧力逃がし装置によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前

提に評価するという方法もあるが，予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば，例えば 60 日程度での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって，②においては，代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧に期待することを前提に評価を実施すべきであると考える。また，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，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては，※３で示した理由と同様に評価シナリオとはしない。

(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

a．審査ガイドの要求事項

有効性評価においては，使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし，7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は，その状態を維持できることを示すこと。）

b．安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により，ある時点で，水位及び温度が安定した状態であり，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，安定状態が確立されたものとする。

(b)　安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等を復旧させ，除熱を行うことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(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

a．審査ガイドの要求事項

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。

b．安定状態に対する考え方

(a)　安定状態

事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により，ある時点で，水位及び温度が安定した状態であり，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，安定状態が確立されたものとする。

(b)　安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

2.　重要事故シーケンス毎の安定状態に至るまでの事象進展

第 2-1 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（1／3）

事故シーケンスグループ （重要事故シーケンス）	有効性評価における事象進展
2.1　高圧・低圧注水機能喪失 （過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗）	逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧代替注水系（常設）を用いた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，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，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。
2.2　高圧注水・減圧機能喪失 （過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗）	逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた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，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。
2.3.1　全交流動力電源喪失 （長期ＴＢ） （外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功））	原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプの準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。その後は，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系をによる格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。
2.3.2　全交流動力電源喪失 （ＴＢＤ，ＴＢＵ） （外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗）	高圧代替注水系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプの準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。その後は，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系をによる格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

第 2-1 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（2／3）

事故シーケンスグループ （重要事故シーケンス）	有効性評価における事象進展
2.3.3　全交流動力電源喪失 （ＴＢＰ） （外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗）	可搬型代替注水大型ポンプの準備完了後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。その後は，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。
2.4.1　崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合） （過渡事象＋ＲＨＲ失敗）	原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持される。その後は，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。
2.4.2　崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合） （過渡事象＋ＲＨＲ失敗）	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持される。その後は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，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。
2.5　原子炉停止機能喪失 （過渡事象＋原子炉停止失敗）	ほう酸水注入系を用いた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達成され，高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持される。また，残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。また，制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

第 2-1 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（3／3）

事故シーケンスグループ （重要事故シーケンス）	有効性評価における事象進展
2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失 （ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗）	逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧代替注水系（常設）を用いた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，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，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。
2.7　格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	現場操作により破断箇所を隔離することで漏えいが停止し，逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた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，残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。
2.8　津波浸水による注水機能喪失 （原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失）	原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し，炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，低圧代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水を実施することで，引き続き炉心が冠水し，炉心の冷却は維持される。その後は，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

第 2-2 表　重大事故（1／2）

格納容器破損モード （評価事故シーケンス）	有効性評価における事象進展
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） （大ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋全交流動力電源喪失）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心の冷却が維持される。その後は，事象発生の14時間後に代替循環冷却系による除熱，又は格納容器圧力0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置による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る。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ①　格納容器除熱機能として代替循環冷却系による冷却又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行 ②　格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント及び格納容器への窒素封入並びに格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧 ③　上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧 ④　長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保
3.2　高圧溶融物放出／格納容器直接加熱 （過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ）	逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約0.2MPa[gage]であり，2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。
3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料 （過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル））	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位を2.2ｍに制御することにより，圧力スパイクによって格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]よりも低い値であり，格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。
3.4　水素燃焼 （大ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋全交流動力電源喪失（+格納容器ベントなし））	3.1と同じ。

第 2-2 表　重大事故（2／2）

格納容器破損モード （評価事故シーケンス）	有効性評価における事象進展
3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用 （過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル））	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への崩壊熱相当量の注水を継続することにより，溶融炉心・コンクリート相互作用によるペデスタル（ドライウェル部）床面及び壁面の浸食の停止を維持でき，格納容器安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） その後は，代替循環冷却系又は残留熱除去系を復旧して除熱を行うことにより，安定状態後の長期的な状態維持に導く。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。

第 2-3 表　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	有効性評価における事象進展
4.1　想定事故１ （使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失）	代替燃料プール注水系（可搬型）を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。
4.2　想定事故２ （使用済燃料プール内の水の小規模な喪失）	代替燃料プール注水系（可搬型）を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

第 2-4 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

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
5.1　崩壊熱除去機能喪失 （運転中の残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失）	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却系に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。
5.2　全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪失に伴う残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失）	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後，低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。その後，残留熱除去系（停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。
5.3　原子炉冷却材の流出 （操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事象）	事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて冷却することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系の機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。
5.4　反応度の誤投入 （検査中に誤操作により過剰な制御棒の引抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入される事象）	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短（10秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

3.　安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を第 3-1 表に示す。また，第 3-2 表に事故シーケンスグループごとの安定状態及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお，格納容器については，「付録２　原子炉格納容器の限界温度・圧力」に示すとおり，200℃，2Pd（最高使用圧力の 2 倍:0.62Mpa[gage]）において，少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

第 3-1 表　安定状態の整理

重大事故等	安定状態
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	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
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	使用済燃料プールの水位，温度安定状態
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	原子炉安定停止状態

第 3-2 表　安定状態における主な対策（1／3）

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態 維持のための主な対策
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	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等	
	2.2　高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.1　全交流動力電源喪失 （長期ＴＢ）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（可搬型）	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.2　全交流動力電源喪失 （ＴＢＤ，ＴＢＵ）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（可搬型）	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.3　全交流動力電源喪失 （ＴＢＰ）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（可搬型）	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.4.1　崩壊熱除去機能喪失 （取水機能喪失）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 緊急用海水系	
	2.4.2　崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系故障）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置	
	2.5　原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置	
	2.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.8　津波浸水による注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 緊急用海水系	

第 3-2 表　安定状態における主な対策（2／3）

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態 維持のための主な対策
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）	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設）	代替循環冷却系又は残留熱除去系復旧 格納容器圧力逃がし装置 可燃性ガス濃度制御系復旧 外部電源，冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保
		格納容器安定状態	代替循環冷却系 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁	
	3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系（常設）	
	3.4　水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	
	3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系（常設）	

第 3-2 表　安定状態における主な対策（3／3）

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態 維持のための主な対策
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（使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失）	使用済燃料プールの水位，温度安定状態	代替燃料プール注水系（可搬型）	残留熱除去系復旧
	4.2　想定事故２（使用済燃料プール内の水の小規模な喪失）	使用済燃料プールの水位，温度安定状態	代替燃料プール注水系（可搬型）	残留熱除去系復旧
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	原子炉安定停止状態	残留熱除去系（低圧注水系，原子炉停止時冷却系）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
	5.2　全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
	5.3　原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系（低圧注水系，原子炉停止時冷却系）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
	5.4　反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	スクラム	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

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「沸騰水型原子炉の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も参画し，アクシデントマネジメント策の策定，整備に対して貢献している（第１表参照。ＭＡＡＰ）。

・現在においても，以下【参考】及び第１表に示すとおり，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。

・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）の活動状況を踏まえつつ，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。

第１表　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

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ

添付 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

添付 2　重大事故

添付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.　解析初期条件データ

項　　目	数　　値	備　　考
原子炉熱出力	3293　　MWt （100%）	設計値
原子炉水位	セパレータスカート下端から +126cm （通常運転水位）	プラント仕様
炉心流量	48.3×10^{3}　t／h （100%） 41.06×10^{3}　t／h （85%）	設計値 TC解析条件
原子炉給水温度	215.6　　℃	設計値
原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93　　MPa[gage]	設計値
主蒸気流量	6.42×10^{3}　t／h	設計値
ヒートバランス	第1図参照 （各部の圧力、流量、エンタルピ等のデータ）	第1図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）	燃料仕様
燃料集合体数	764　　体	設計値
最大線出力密度	44.0　　kW／m	設計値

2. 解析に関する情報

項　　目	数　　値	備　　考
初期 MCPR	1.24	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。 主蒸気隔離弁閉止により，60秒の一次遅れで給水温度低下。 別添 8 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	7.39MPa[gage]：2 台 水位異常低下Ｌ２：2 台	設計値
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	5.25 秒	設計値　注記 3
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	事象進展シナリオ

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。

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	第2図参照	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	第 2 図参照	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	第 2 図参照	注記 2 設計値
燃料集合体（9×9 燃料（A型））のデータ	長さ	第 3-1 図参照	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	第 4 図参照	設計値
燃料棒（9×9 燃料（A型））のデータ	長さ，半数，ギャップ熱伝達係数（炉心平均，ホット）	第 5-1 図参照	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		設計値

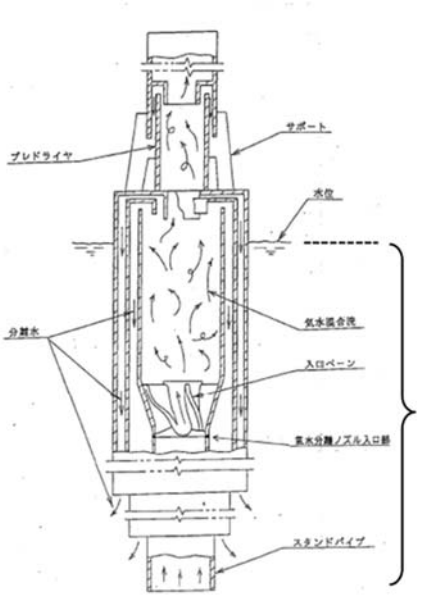
注記1：蒸気ドーム部から主蒸気隔離弁までの配管長さ等のデータについては、各ライン（4本）の個別データを提示した。
注記2：配管の始点・終点の明確化のため名称を併せて記載した。
（例） 蒸気ドーム部～主蒸気隔離弁入口，長さ ××mm，断面積 ××mm^2・・・

(2) 原子炉圧力容器に関するデータ

項　　目	対　　象	寸　　法 (m)	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
	・蒸気出口ノズル下端高さ及び内径		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（内側）		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム底部高さ		設計値
	・チャンネルボックス上端高さ		設計値
	・燃料有効長頂部高さ		設計値
	・ジェットポンプ底部高さ		設計値
	・ジェットポンプ・スロート入口高さ		設計値
	・燃料有効長底部高さ		設計値
	・再循環水出口ノズル下端高さ及び内径		設計値
	・支持板底部高さ		設計値
	・制御棒案内管頂部高さ		設計値
	・制御棒案内管底部高さ		設計値
	・給水スパージャノズル高さ		設計値

（原子炉圧力容器底部からの高さ）

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炉心支持板までの体積（制御棒案内管体積は除く）		－	設計値
	・制御棒案内管体積		－	設計値
(2)炉心 （チャンネル内）	・下部体プレート内部及び燃料サポート内部		－	設計値
	・燃料有効長底部から燃料有効長頂部までの体積及び平均ボイド率		38	設計値
	・燃料有効長頂部からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率		64	設計値
(3)バイパス （シュラウド内）	・炉心支持板からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率		0	設計値
(4)上部プレナム	・チャンネルボックス上端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
	・気水分離器 （全数,スタンドパイプ及び気水分離器スカート内を除く溢水レベルまで）		－	設計値
	・スタンドパイプ（全数）		－	設計値

項　　目	対　　象	体　積 （m^3）	備　　考
(1)蒸気ドーム （主蒸気管体積を除く）	・通常水位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底部までの体積		設計値
(2)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		設計値
	・ジェットポンプサクションからのシュラウドヘッド頂部までの体積		設計値
	・シュラウドヘッド頂部から通常水位までの体積  		設計値
(3)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		設計値
(4)ジェットポンプ	・体積 ・高さと内径の関係		設計値

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2①参照	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 2②参照	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	第 2 図参照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ほう酸ナトリウム濃度：13.4wt%）	反応度K,ボロン反応度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	第 2 図④参照	設計値

項　　目	対　　象	データ	備　　考
スクラム挿入速度（ＢＷＲの仕様）	スクラム挿入割合（％）とスクラム時間*（秒）のデジタル	ＳＯＭ： 0.2秒 5％ストローク： 0.375秒 20％ストローク 0.90秒 50％ストローク 2.0秒 90％ストローク 3.5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～５％、５％～20％、20％～50％、50％～90％はそれぞれ直線近似とした。 設計値
中性子関連	中性子寿命（μ sec） 実効遅発中性子割合 β	別添 2⑤参照	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	平均チャンネルと高出力チャンネル	平均：4.3MW ホット： 7.2MW（SCAT）※3 8.7MW（SAFER）※4	計算コード内部計算値
集合体入口流量	平均チャンネルと高出力チャンネル（ウォーターロッド流量含まず）	平均：57.8 t／h ホット：47.0 t／h※5 SCAT：39.2 t／h※6	設計値
	バイパス流量率 （ウォーターロッドを含む）	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、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。ＴＣ解析条件85％炉心流量の値を記載。
※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。
※６：ＴＣ解析条件 85％炉心流量の値を記載。

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 14% ボイド率　64% ホット： クオリティ 33% ボイド率　80%	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)	原子炉停止機能喪失：別添4 原子炉停止機能喪失以外：別添5	原子炉停止機能喪失：計算コード内部計算値 原子炉停止機能喪失以外：崩壊熱評価式　(ANSI／ANS-5.1-1979)による計算値

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	・ジェットポンプ基数 ・ジェットポンプ駆動流量 ・ジェットポンプ吐出流量	20基	設計値
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	・逆流時の抵抗係数	0.75	設計値
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 ・速度制御器	再循環流量制御系は手動モード。事象発生直後に２台ともトリップするため制御系は使用していない。	

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）	原子炉停止機能喪失：圧力制御は主蒸気隔離弁閉止による逃がし弁機能にて実施しているため圧力制御系は使用していない。	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[redacted] （第4図の⑬参照）	タップ位置 初期水位の値 設計値

逃がし弁設計値

	ＲＥＤＹ	ＳＡＦＥＲ
開遅れ時間	0.2秒（包絡値）	0.1秒
全閉－全開時間	0.1秒	同左
閉設定値	下表参照	同左

（表中の値は全て設計値）

逃がし弁／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）
7.37	2	354.6
7.44	4	357.8
7.51	4	361.1
7.58	4	364.3
7.65	4	367.6

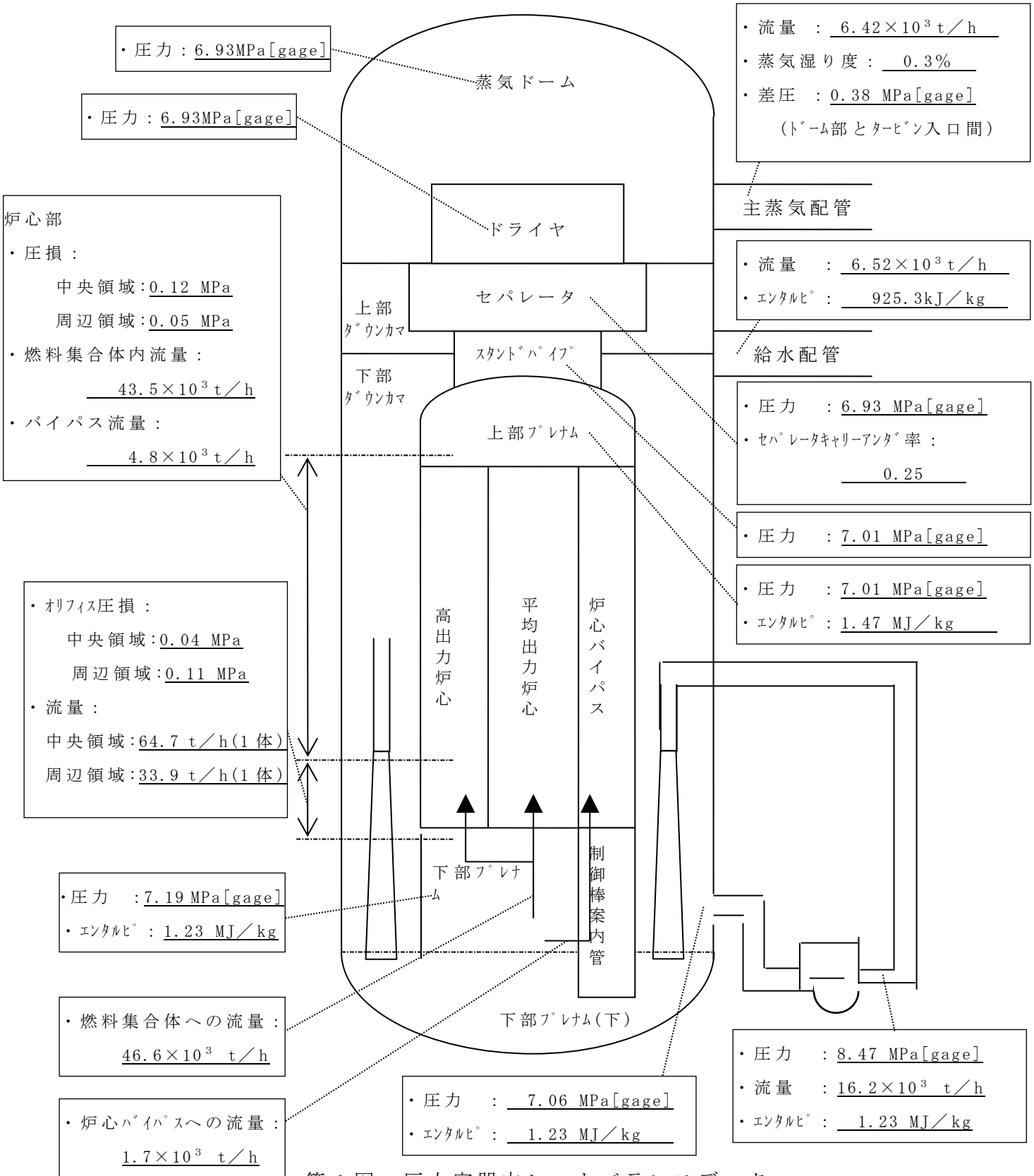
（表中の値は全て設計値）

（安全弁）

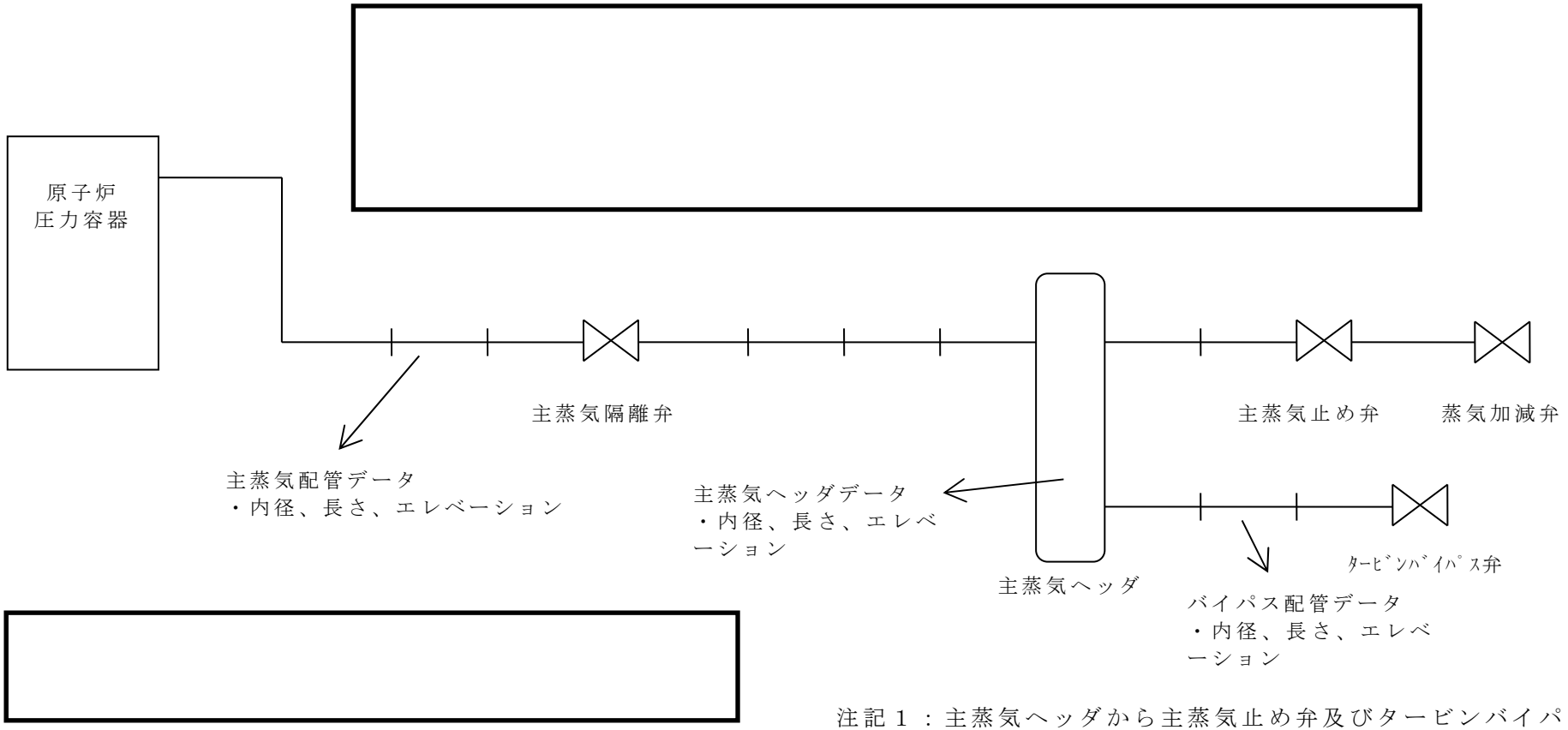
吹出圧力（MPa[gage]）	弁個数	容量／個（t／h）
7.79	2	385.2
8.10	4	400.5
8.17	4	403.9
8.24	4	407.2
8.31	4	410.6

（表中の値は全て設計値）

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 6.93 MPa[gage]）

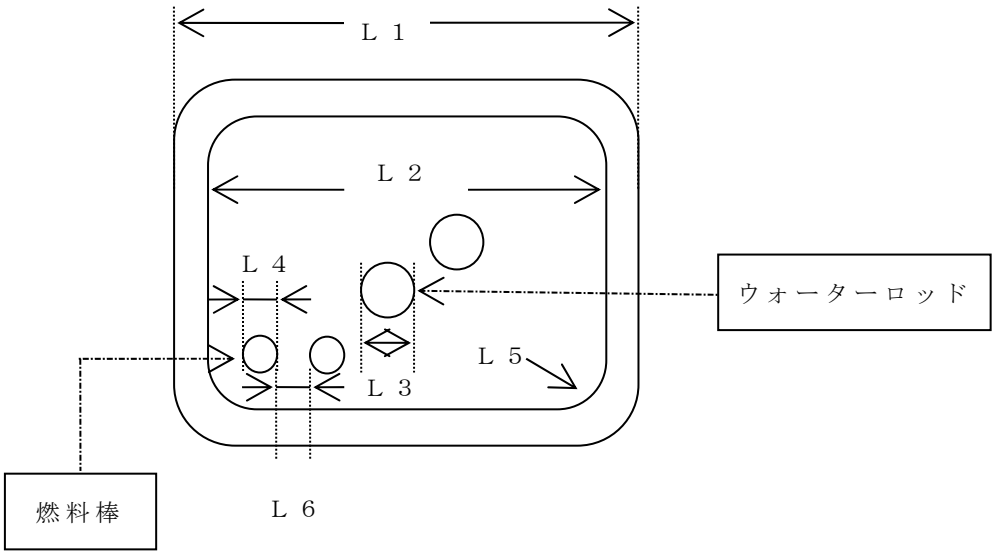


第１図　圧力容器内ヒートバランスデータ



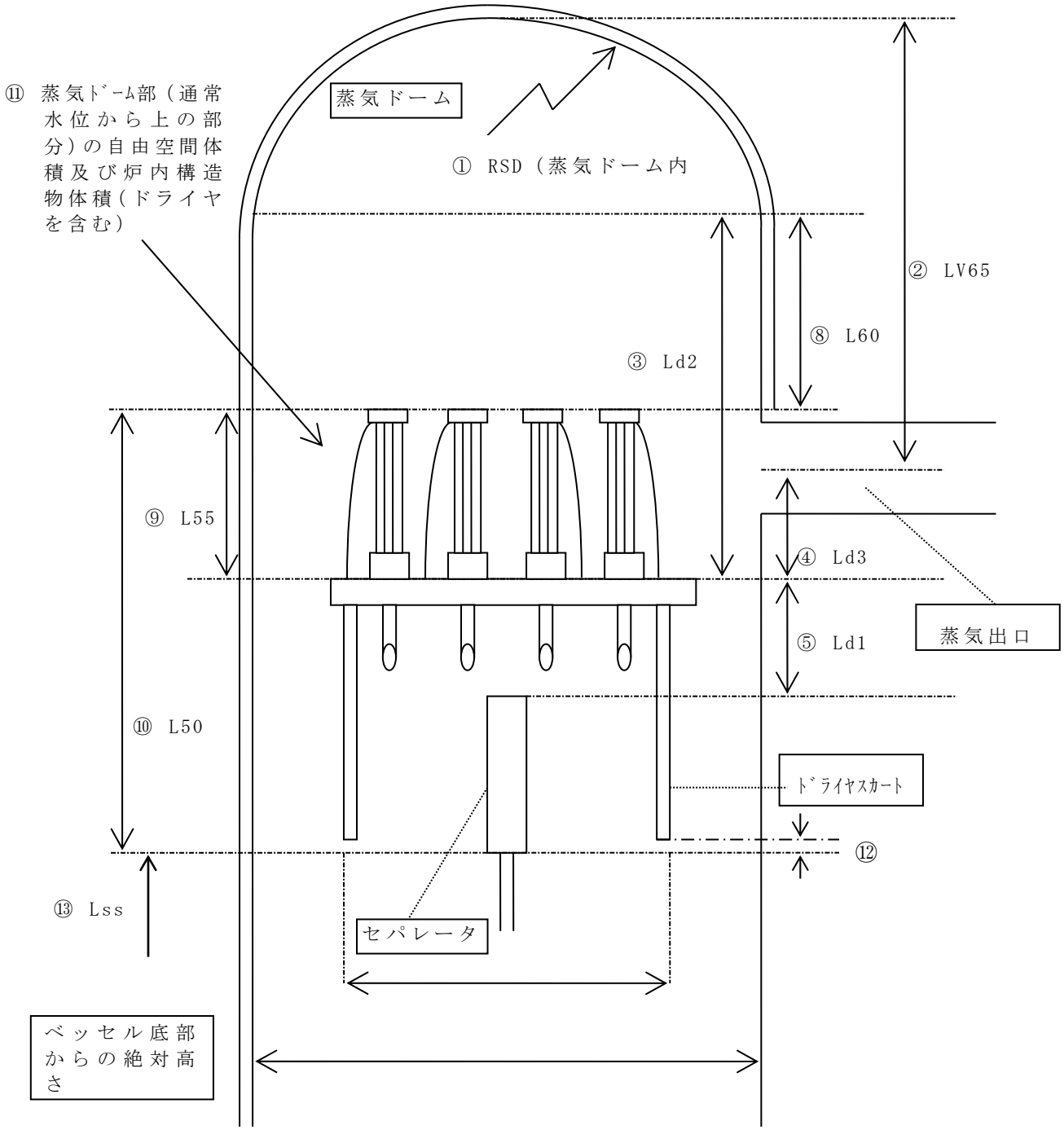
注記１：主蒸気ヘッダから主蒸気止め弁及びタービンバイパス弁へのラインは同一エレベーションである。

第２図　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

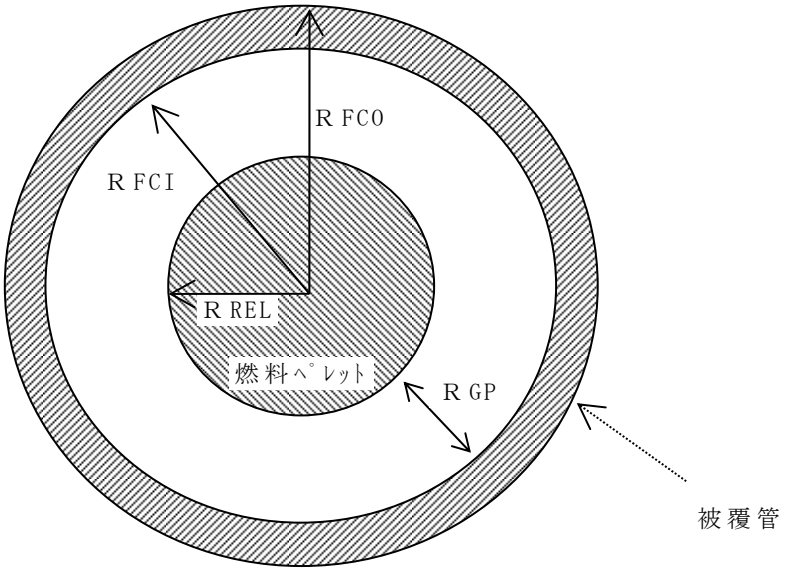


項　　目	９×９燃料（Ａ型）	備　　考
Ｌ１（mm）		
Ｌ２（mm）		
Ｌ３（mm）		
Ｌ４（mm）		
Ｌ５（mm）		コーナ部曲率半径
Ｌ６（mm）		
ギャップ コンダクタンス （W／m²・K）	平均： REDY　7380 W／(m²･K) SAFER　別添２参照 （軸方向一定値） ホット： SAFER　別添２参照 SCAT　別添３参照	

第３図　９×９燃料（Ａ型）集合体略図



第４図　蒸気ドーム周辺略図



項　　目	仕　　様	入力値	備　　考
R PEL(mm)	燃料ペレット半径		
R FCI(mm)	被覆管内半径		
R GP(mm)	ギャップ幅		
R FCO(mm)	被覆管外半径		
L F(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／m^3)		
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／m^3)		
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／m^2･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。

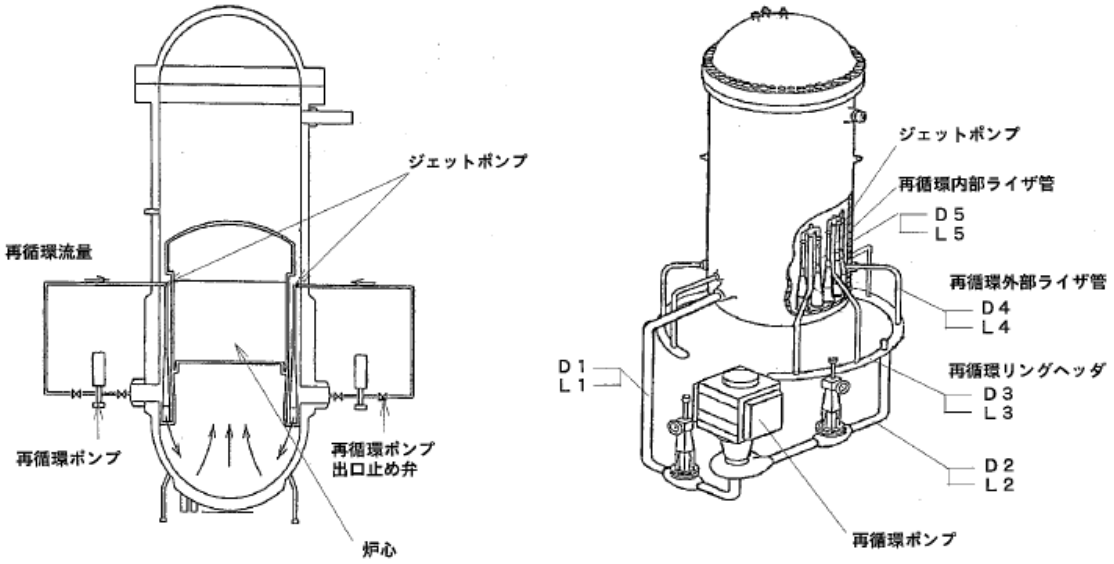
第 5-1 図　9×9 燃料(A 型)燃料棒略図

第 5-1-1 表　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		

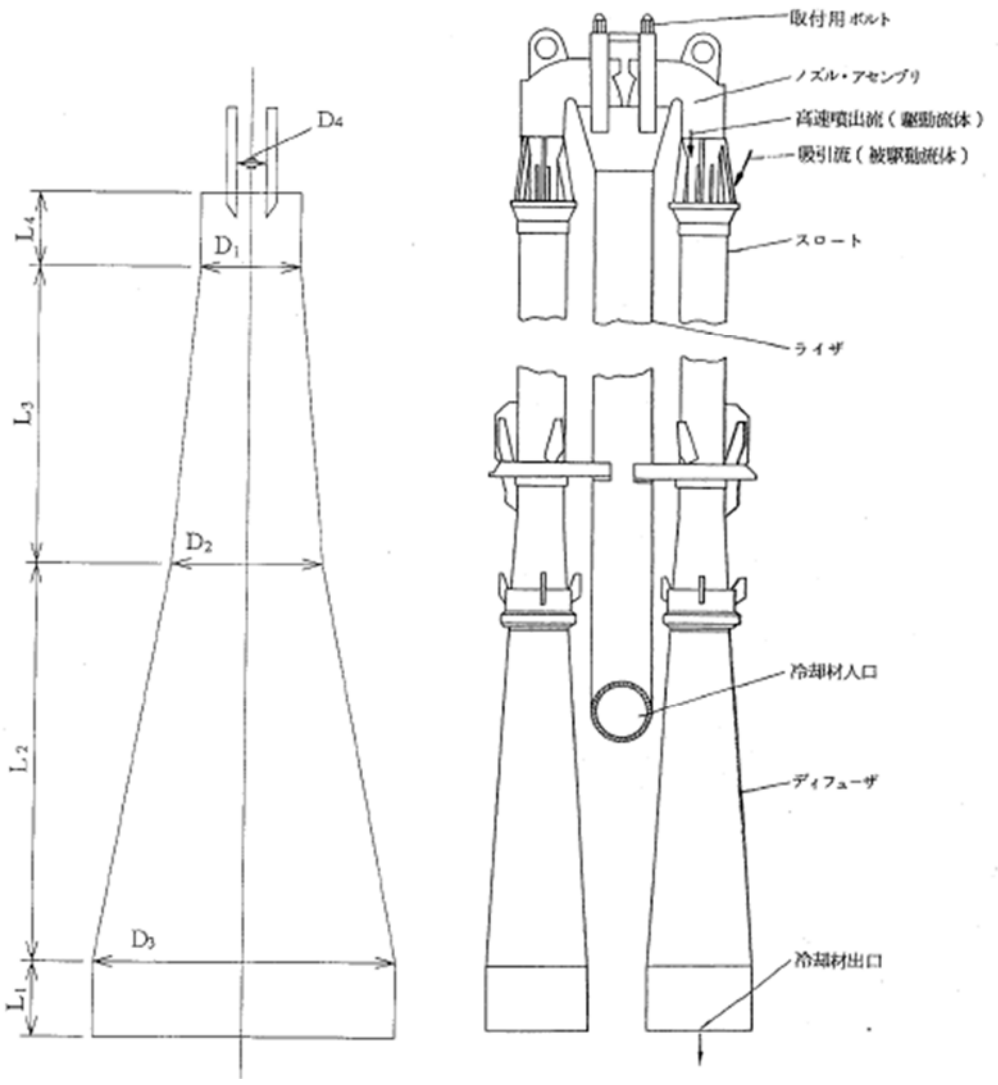
第 5-1-2 表　被覆管物性値　9×9 燃料（A 型）

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		



項　　目	数値	備　　考
再循環吸込側配管内径(D1)	[redacted]	設計値
再循環吐出側配管内径(D2)		
再循環リングヘッダ内径(D3)		
再循環外部ライザ管内径(D4)		
再循環内部ライザ管内径(D5)		
再循環吸込側配管長さ(L1)		
再循環吐出側配管長さ(L2)		
再循環リングヘッダ長さ(L3)		
再循環外部ライザ管長さ(L4)		
再循環内部ライザ管長さ(L5)		ノズル出口まで
再循環外部ライザ管インターバル(I1～I2)	30° 間隔	

第 6 図　再循環配管の底部から頂部までの高さと内径の関係



項　　目		数値	備　　考
スロート上端	内径(D1)		
スロート下端	内径(D2)		
デフューザ下端	内径(D3)		
ノズル	内径(D4)		
テイル部	長さ(L1)		
デフューザ	長さ(L2)		
スロート（下部）	長さ(L3)		
スロート（上部）	長さ(L4)		
ノズル	個数(N1)	5 個	

第 7 図　ジェットポンプの底部から頂部までの高さと内径の関係

シーケンス	原子炉側 設備	原子炉側 動作	PCV 側 設備	PCV 側 動作
高圧・低圧注水機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	代替 PCV スプレイ	S/C 圧力 279KPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 S/C 水位 13.53m 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒		
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 圧力 310KPa 到達時
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@25 分		
	原子炉注水	低圧代替注水系（常設）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御		
高圧注水・減圧機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	RHR1 系列-S/C 冷却	冷却開始@水位高Ｌ８+5 分
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒		
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉		
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	水位低Ｌ１+10 分後，過渡時 ADS 2 弁自動減圧		
	原子炉注水	LPCS@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御		
		LPCI 3 系統注水@減圧後 停止：Ｌ８		
長期 TB／津波浸水による注水機能喪失	給水制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレイ	S/C 圧力 279KPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
	圧力制御	MSIV 閉@0 秒		
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	RHR-PCV スプレイ	PCV スプレイ起動@LPCI 注水停止後Ｌ８+5 分 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@8 時間 1 分		
	原子炉注水	RCIC(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ RCIC 停止：減圧と同時	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動@PCV 圧力 13.7kPa+5 分 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分
		低圧代替注水系（可搬型）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 24 時間 5 分後停止		
		RHR-LPCI 注水開始@24 時間 10 分 停止：Ｌ８／起動：Ｌ３+5 分		
TBD／TBU	給水制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレイ	S/C 圧力 279KPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
	圧力制御	MSIV 閉@0 秒		
		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	RHR-PCV スプレイ	PCV スプレイ起動@S/C 圧力 279kPa 到達時 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@8 時間 1 分		
	原子炉注水	高圧代替注水系@25 分 高圧代替注水系停止：減圧と同時	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動@PCV 圧力 13.7kPa+5 分 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分
		低圧代替注水系（可搬型）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 24 時間 5 分後停止		
		RHR-LPCI 注水@PCV スプレイ停止後Ｌ３+5 分 停止：Ｌ８／起動：Ｌ３+5 分		
TBP	給水制御 圧力制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレイ	S/C 圧力 279KPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
		MSIV 閉@0 秒		
		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	RHR-PCV スプレイ	PCV スプレイ起動@S/C 圧力 279kPa 到達時 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@3 時間 1 分		
	原子炉注水	RCIC(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ RCIC 停止@原子炉圧力 1.04MPa[gage]	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動@PCV 圧力 13.7kPa+5 分 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分
		低圧代替注水系（可搬型）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 24 時間 5 分後停止		
		RHR-LPCI 注水開始@24 時間 10 分 停止：Ｌ８／起動：Ｌ３+5 分		
崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）	給水制御	起因事象のため喪失	代替 RHRS-PCV スプレイ	PCV スプレイ起動@S/C 圧力 279KPa 到達時 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒	代替 RHRS-S/C 冷却	S/C 冷却起動@PCV 圧力 13.7kPa+5 分 停止：Ｌ３／起動：Ｌ８+5 分
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉		
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@S/C 水温 65℃		
	原子炉注水	RCIC(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ RCIC 停止：減圧と同時		
		低圧代替注水系（常設）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 S/C 圧力 279kPa 到達後Ｌ８にて停止		
		代替 RHRS-LPCI 注水@PCV ｽﾌﾟﾚｲ停止後Ｌ３+5 分 停止：Ｌ８／起動：Ｌ３+5 分		
崩壊熱除去機能喪失（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	S/C 圧力 279KPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 S/C 水位 13.53m 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒		
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 圧力 310KPa 到達時
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 弁手動減圧@S/C 水温 65℃		
	原子炉注水	RCIC(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ RCIC 停止：減圧と同時		
		HPCS(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ HPCS 停止：21 分		
		低圧代替注水系（常設）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御		
LOCA 時注水機能喪失	給水制御	事故と同時に喪失	代替 PCV スプレイ	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 S/C 水位 13.53m 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒		
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 圧力 310kPa 到達時
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	25 分後，SRV 7 弁手動減圧		
	原子炉注水	低圧代替注水系（常設）@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 S/C 水位 13.53m 到達後は崩壊熱相当の流量		

シーケンス	原子炉側		PCV 側	
	設備	動作	設備	動作
原子炉停止機能喪失	給水制御	給水流量は 3 要素制御。MSIV 閉鎖から、5 秒で 68%給水流量まで低下後、復水器水位低により給水ポンプが停止し 5 秒で給水流量 0%。	RHR	事象開始から 17 分で冷却開始
	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 閉に伴う炉圧高で 2 台 RPT		
	原子炉注水	RCIC(起動：Ｌ２) (Ｌ１+150 とＬ１+250cm で維持操作) S/P 水温 106℃でトリップ		
		HPCS（起動：PCV 圧力高) (Ｌ１+150 とＬ１+250cm で維持操作)		
ISLOCA（RHR-B Hx)	給水制御	事故と同時に喪失	RHR(A)-S/C 冷却	S/C 冷却起動@25 分
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下Ｌ２又は 0 秒	RHR(B)隔離操作完了	5 時間
		MSIV 閉鎖後は SRV 開閉		
	再循環流量制御	水位異常低下Ｌ２で全台トリップ		
	原子炉減圧	配管破断による減圧		
		15 分後，SRV 7 弁手動減圧		
	原子炉注水	RCIC(～10 分：起動／停止：Ｌ２／Ｌ８) 10 分～：起動／停止：Ｌ３／Ｌ８ RCIC 停止：減圧と同時		
		低圧代替注水系（常設）起動@17 分 Ｌ３+1 分～：Ｌ３維持の水位制御 5 時間 1 分後停止		
		LPCS 起動@減圧後 起動：Ｌ３／停止：Ｌ８にて水位制御 LPCS 停止：Ｌ３+1 分 再注水開始@5 時間		

①ボイド反応度
１．ボイド反応度（×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
２．ドップラ反応度（×10^{-5} Δｋ／ｋ／℃）（減速材：，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
３．ボロン反応度

	サイクル初期
ボロン価値（％Δｋ／ppm）	

④スクラム反応度
４．スクラム反応度（＄）

挿入割合	設計用スクラム曲線（サイクル末期）
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
６．中性子関連

項目	９×９燃料（Ａ型）炉心 平衡サイクル末期
中性子寿命（μ sec）	43

グループ	９×９燃料（Ａ型）炉心 平衡サイクル末期
トータルβ	0.0053

⑥平均／ホッテストチャンネル軸方向（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	0.5317	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

９×９Ａ

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft2-F	781.56	1126.44	1571.76	1938.24	2082.96	2063.88	1847.88	1585.8	1230.12	816.84
W/(m2-K)	4437.9	6396.2	8924.9	11005.8	11827.6	11719.3	10492.8	9004.6	6984.9	4638.2

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

9×9Ａ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	
平均	軸方向一定値
Btu/hr-ft2-F	1900
W/(m2-K)	10788.7

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	860.5	989.7	1126.9	1280.3	1527.7	1820.3	2108.4	2334.3	2576.2	2822.8
W/(m2-K)	4886.1	5619.8	6398.8	7269.9	8674.7	10336.1	11972.1	13254.8	14628.3	16028.6
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Btu/hr-ft2-F	2990.5	3058.4	3081	3024.5	2879.8	2633.1	2418.3	2261.4	2131.5	1958.6
W/(m2-K)	16980.8	17366.4	17494.7	17173.9	16352.3	14951.4	13731.7	12840.8	12103.2	11121.4
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
Btu/hr-ft2-F	1759.7	1514.8	1248	997.8	714.6					
W/(m2-K)	9992.0	8601.4	7086.5	5665.8	4057.7					

②

【ＲＥＤＹ】

規格化高さ	相対出力
0.000	0.00
0.042	0.44
0.167	0.77
0.292	1.14
0.500	1.46
0.625	1.35
0.708	1.07
0.792	0.94
0.917	0.69
1.000	0.40

サブクール環境計算のための分布

崩壊熱曲線（原子炉停止機能喪失）

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	0.0246
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	0.00993

崩壊熱曲線（原子炉停止機能喪失以外）

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06445
0.2	0.06394
0.3	0.06347
0.4	0.06303
0.5	0.0626
0.6	0.0622
0.7	0.0618
0.8	0.06143
0.9	0.06106
1	0.06072
2	0.05778
3	0.05557
4	0.05382
5	0.05239
6	0.05118
7	0.05014
8	0.04923
9	0.04842
10	0.04769
20	0.0429
30	0.04015
40	0.03822
50	0.03673
60	0.03551
70	0.03449
80	0.03362
90	0.03287
100	0.0322
200	0.02817
300	0.02607
400	0.02465
500	0.02355
600	0.02265
700	0.02187
800	0.02119
900	0.02059
1000	0.02004
2000	0.01641
3000	0.0144
4000	0.01311
5000	0.01221
6000	0.01154
7000	0.01102
8000	0.01059
9000	0.01024
10000	0.009944
20000	0.008262
30000	0.007455
40000	0.006928
50000	0.006542
60000	0.006242
70000	0.006001
80000	0.005802
90000	0.005634
100000	0.00549
200000	0.004574
300000	0.003971
400000	0.003565
500000	0.003265
600000	0.00303
700000	0.00284
800000	0.002684
900000	0.002554
1000000	0.002443
2000000	0.00181
3000000	0.001495
4000000	0.001294
5000000	0.001157
6000000	0.001052
7000000	0.0009714
8000000	0.0009032
9000000	0.0008464
10000000	0.0007959

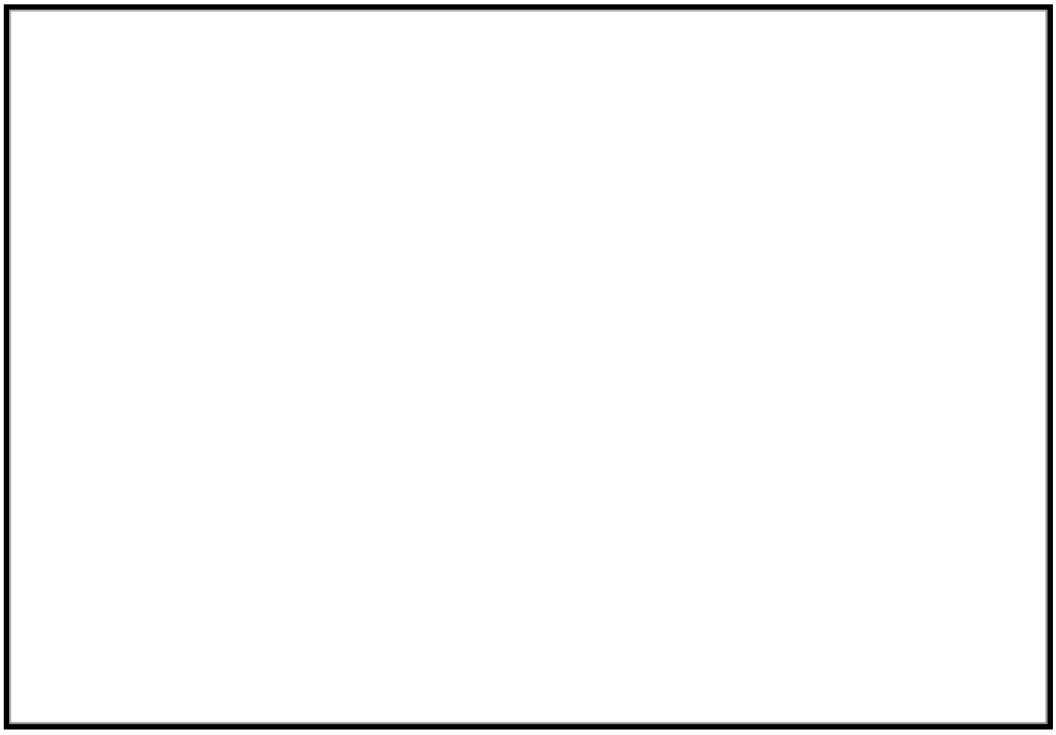


図 1　PLR ポンプ特性

	ポンプ流量／台	回転速度	揚程
最大流量運転			

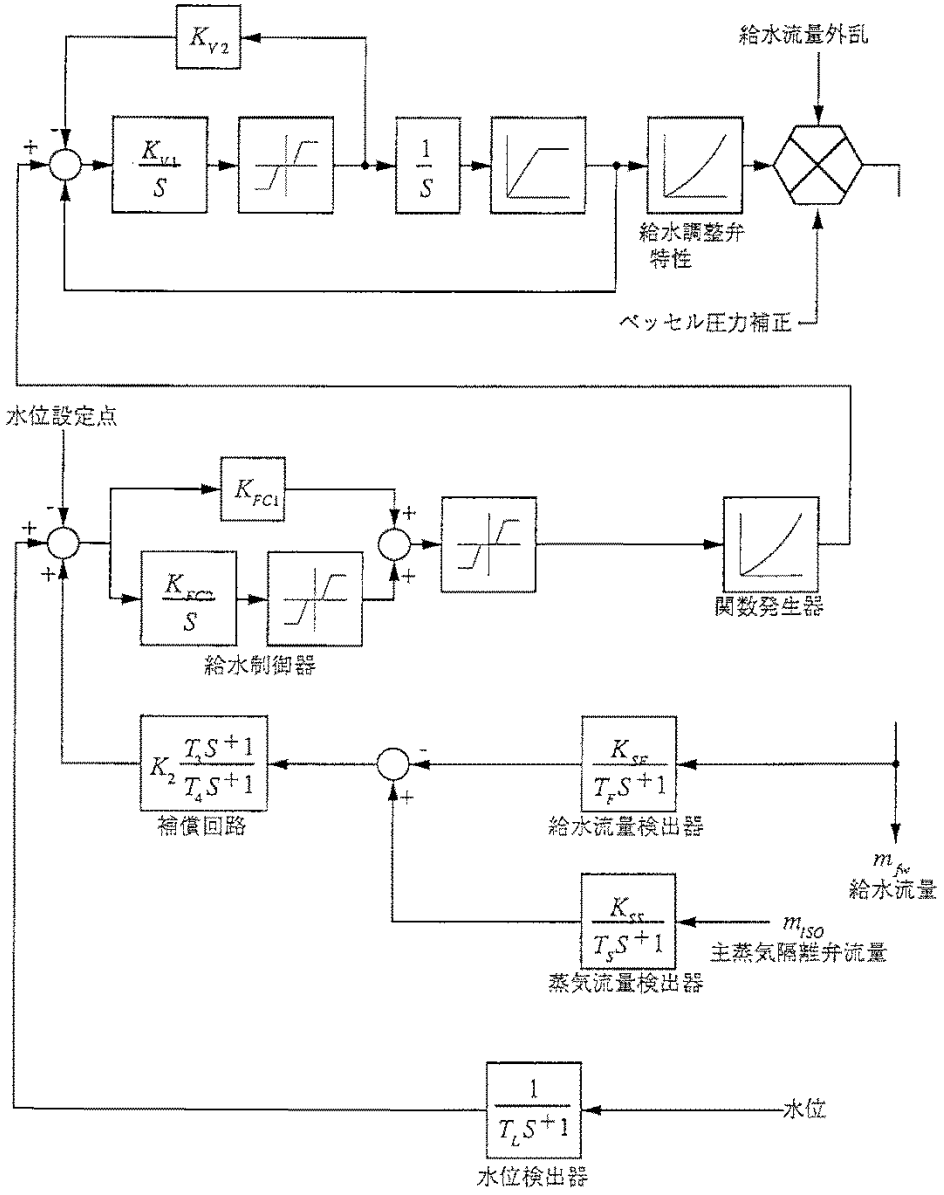


図２　給水制御ブロック図

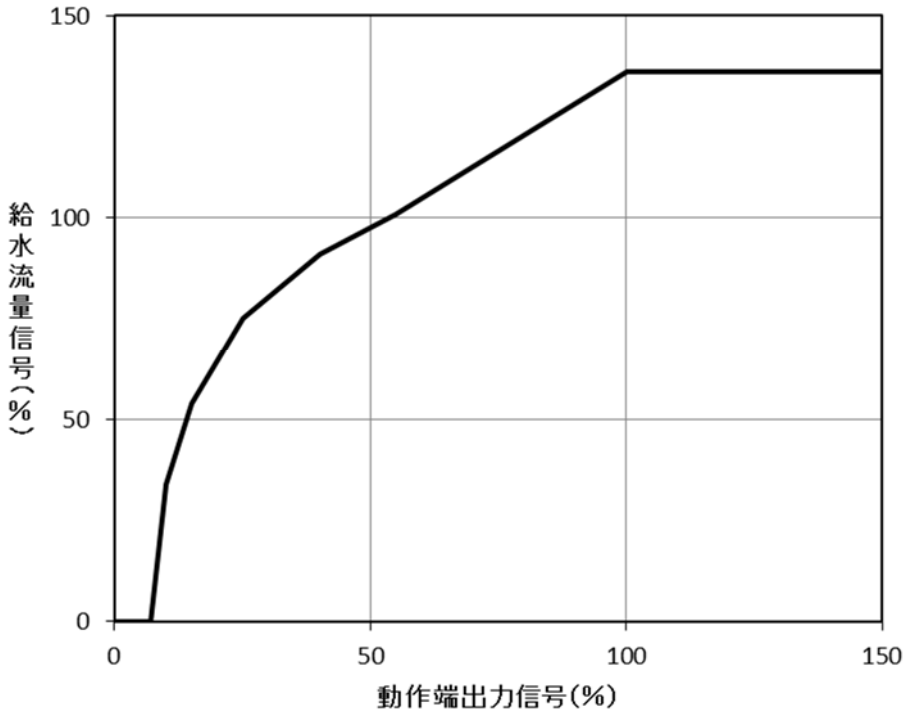

150
100
50
0
給水流量信号（%）
0
50
100
150
動作端出力信号(%)

図 3

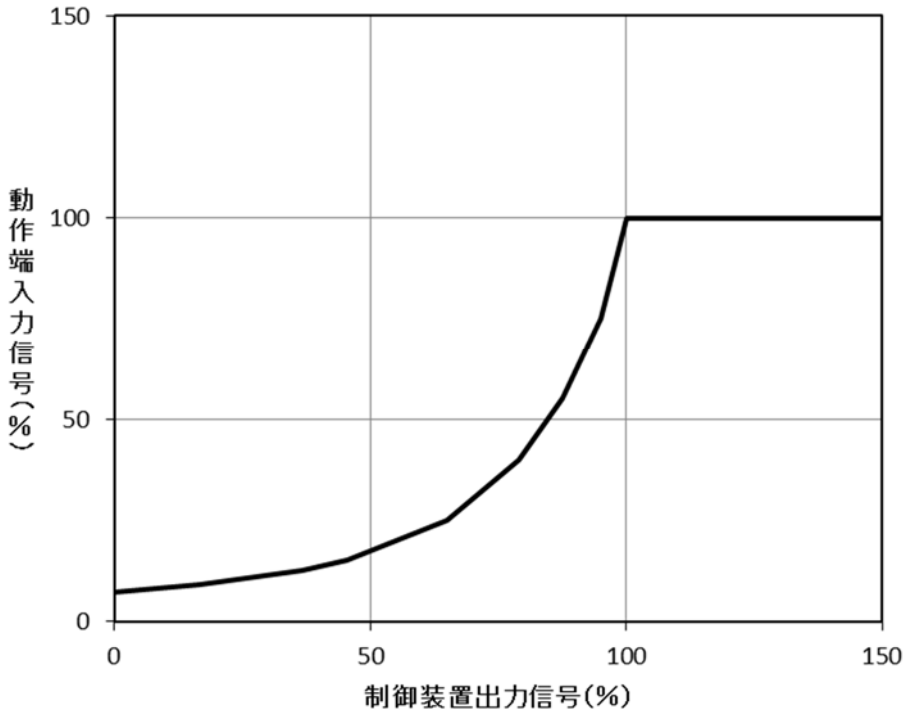
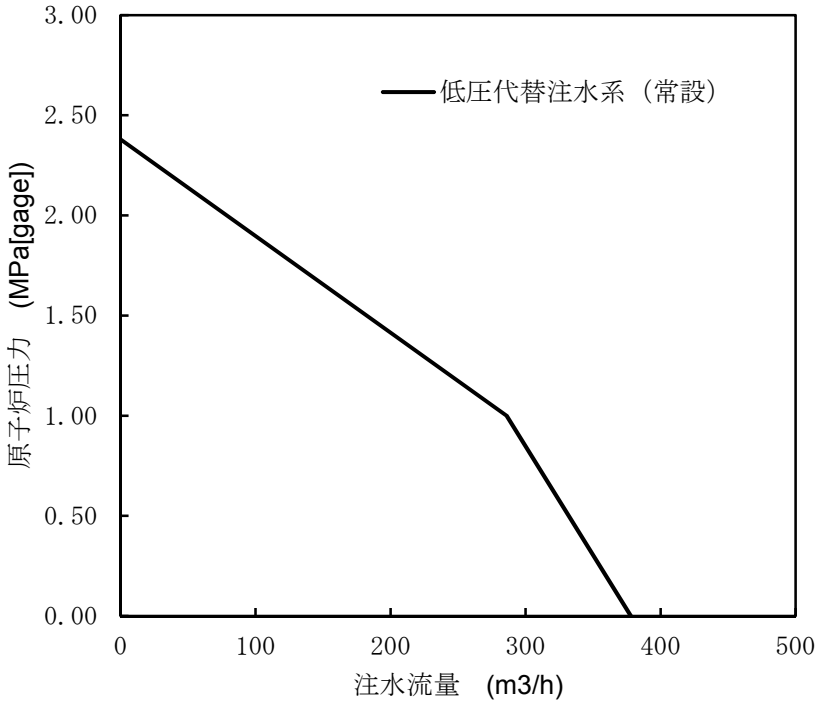

150
100
50
0
動作端入力信号（%）
0
50
100
150
制御装置出力信号(%)

図 4



原子炉圧力 (MPa[gage])	注水流量 (m^3／h)
2.38	0
1.00	286
0.00	378

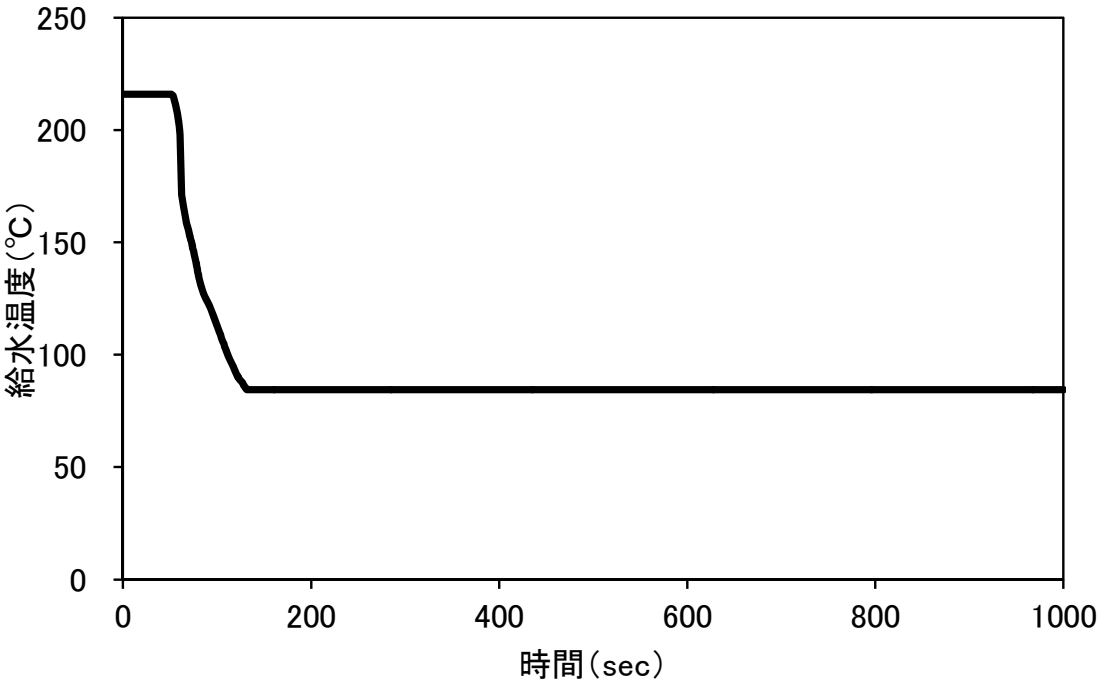
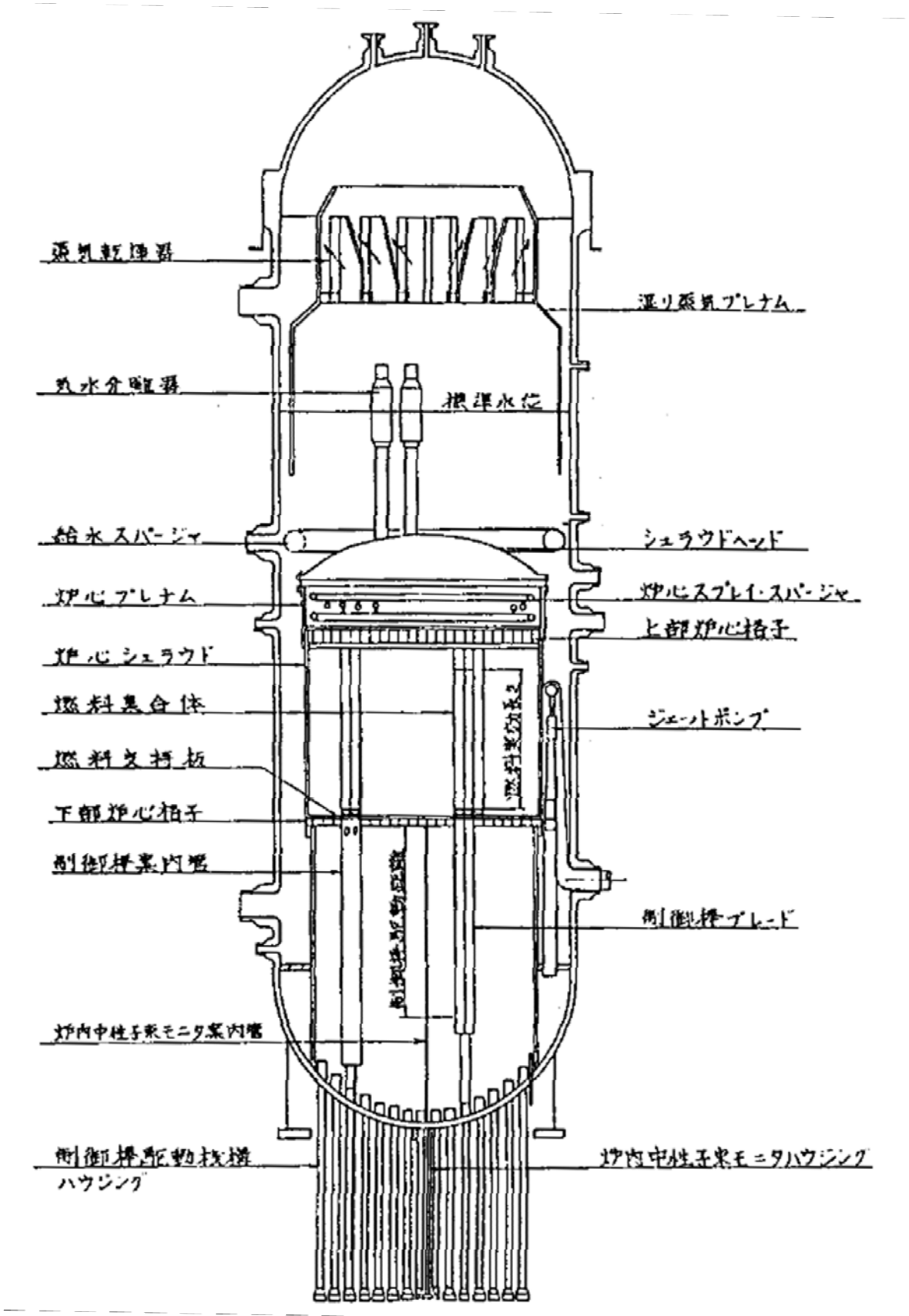


図 1　給水温度時間変化


蒸気乾燥器
湿り蒸気プレナム
気水分離器
標準水位
給水スパージャ
シュラウドヘッド
炉心プレナム
炉心スプレイ・スパージャ
上部炉心格子
炉心シュラウド
燃料集合体
ジェットポンプ
燃料支持板
下部炉心格子
制御棒案内管
制御棒ブレード
炉内中性子束モニタ案内管
制御棒駆動機構
ハウジング
炉内中性子束モニタハウジング

添付２　格納容器破損防止

１．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）	第 1.1 図参照 [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

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	第 1.2 図参照	
	1.1637	リング 1[内側]
	1.1112	リング 2
	1.1098	リング 3
	1.0563	リング 4
	0.5591	リング 5[外側]
(2)軸方向相対出力分布	第 1.3 図参照	
	0.0	非加熱部
	0.3744	ノード 10[上端]
	0.9900	ノード 9
	1.2162	ノード 8
	1.2858	ノード 7
	1.3624	ノード 6
	1.3208	ノード 5
	1.2113	ノード 4
	1.0165	ノード 3
	0.7973	ノード 2
	0.4253	ノード 1[下端]
	0.0	非加熱部
	0.0	非加熱部

２．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）	5.0kPa［gage］	
(2) 格納容器温度（ドライウェル）	330K	
(3) 格納容器湿度（ドライウェル）	0.2	
(4) ベント管圧力	5.0kPa［gage］	
(5) ベント管温度	305K	
(6) ベント管湿度	0.2	
(7) 格納容器圧力（ウェットウェル）	5.0kPa［gage］	
(8) 格納容器温度（ウェットウェル）	305K	
(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	305K	
(11)原子炉建屋圧力	大気圧	
(12)原子炉建屋温度	300K	
(13)原子炉建屋湿度	0.1	
(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%	

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）	第 2.1 図参照		
(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	5,400m^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	4,878m^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	
	30.1m	4878.0m^3	
(4) 原子炉キャビティ			
・原子炉キャビティ自由空間体積	222.0m^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	
	9.5m	222.0m^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）	300m^3		
(6) ウェットウェル			
・ウェットウェル自由空間体積（プール水が無い場合）	7,400m^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	0.0m^3	
	12.4m	7400m^3	
・サプレッション・チェンバ・プール水量	3,300m^3		
(7) 原子炉建屋			
・原子炉建屋自由体積	71,713m^3		
・原子炉建屋底部（マット）から原子炉建屋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	
	58.5m	71713m^3	

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	
	729.6t	
(2) 燃料集合体材質及び重量（ウラン含む） ・燃料ペレット ・燃料被覆管 ・チャンネルボックス	UO_2 Zr Zr	
・構造材	材質 / 割合 鉄鋼 / 0.687 クロム / 0.19 ニッケル / 0.093	
	153.608t	
(3) ＬＯＣＡが起こり得る配管の口径及び位置	551.0mm 24.399m	
4.　ドライウェル形状に関するデータ		設計値
(1) ドライウェル床高さ	第 2.2 図①参照	
(2) 圧力容器底部高さ	第 2.2 図②参照	
(3) ドライウェル頂部高さ	第 2.2 図③参照	
(4) ドライウェル床内径	第 2.2 図④参照	
(5) ドライウェルライナ材質	鋼材	
(6) ドライウェルライナ厚さ	[redacted]	
(7) ドライウェルライナと原子炉圧力容器遮へい壁との間隔	第 2.2 図⑥参照 EL.13891:7899.5mm EL.19800:6083.5mm EL.34420:1997.5mm	

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	第 2.2 図⑦参照	
(2) サプレッション・チェンバ・プール水深	第 2.2 図⑧参照	
(3) サプレッション・チェンバ・プール水温	32℃	
(4) ウェットウェル・ライナ材質	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	―	
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	第 2.2 図⑨参照	
(2) ベント管材質及び重量	鋼材 1,480kg／本	
(3) ベント管外径及び内径	610m／[redacted]	
(4) ベント管長さ	第 2.2 図⑩参照	
(5) ベント管本数	108 本	
(7) ベント管入口障壁の形状及びベント管との位置関係	(1)及び(3)と同じ	
(8) ベント管出口のプール底部からの高さ	第 2.2 図⑪参照	
(9) 真空破壊装置の内径	[redacted]	
(10) 真空破壊装置の個数	11 個	
(11) 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・チェンバ差圧
(12)真空破壊装置の位置（高さ）	W/W 床上： 14.30m(288° 以外) 15.19m(288°)	

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： 610.0mm W/W 床上高さ：11.1m	
(2) 放出高さ	MAAP モデル化なし	
8.　原子炉遮へい壁形状に関するデータ		
(1) 原子炉遮へい壁頂部高さ	第 2.2 図⑫参照	設計値
(2) 原子炉遮へい壁長さ	第 2.2 図⑬参照	
(3) 原子炉遮へい壁外径及び内径	9.092m／7.876m	
(4) 原子炉遮へい壁と圧力容器壁との間隔	564mm	
(5) 原子炉遮へい壁材質	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	第 2.2 図⑭参照	
(2) 各部の長さ	第 2.2 図⑮参照	
(3) ペデスタル開口部数	D/W エリア： 人通用開口部 1 箇所 S/C エリア： 人通用開口部 8 箇所	
(4) コンクリート組成	玄武岩系ｺﾝｸﾘｰﾄ	文献値（NUREG／CR－3920）
(5) コンクリート密度	2,300kg／m^3	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	1,380℃	文献値（NUREG／CR－2282）
(7) コンクリート凝固温度	1,080℃	文献値（NUREG／CR－2282）

組成	割合
SiO_2	0.5484
CaO	0.0882
Al_2O_3	0.0832
K_2O	0.0539
Na_2O	0.0180
MgO+MnO+TiO	0.0721
Fe_2O_3	0.0626
Fe	0.0000
Cr_2O_3	0.0000
H_2O	0.0586
CO_2	0.0150
O_2	0.0000

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	67m×67m	
(2) 原子炉建屋頂部高さ	EL.63.65m	
(3) 燃料交換建屋床高さ	－	
(4) 原子炉建屋マット厚さ	5m	
(5) ウェットウェル遮へい壁厚さ	－	
(6) ドライウェル遮へい壁厚さ	－	
(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	1.8m	
(9) ブローアウトパネル個数		
(10)ブローアウトパネル位置		
(11)ブローアウトパネル開口面積		
(12)ブローアウトパネル吹出し圧力		
(13)原子炉建屋内の開口部の個数，位置，開口部面積	なし	

３．工学的安全施設等に関するデータ

項　目	数　値	備　考
1.　高圧炉心スプレイ系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	1,419m^3／h	1.38MPa［dif］
(3) 水源切替条件	Ｓ／Ｐ水位高 （切替水位＋50mm）	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	9.99mm	ＲＰＶ０からの高さ
		設計値
2.低圧炉心スプレイ系		
(1)ポンプ台数	1台	
(2)注水特性曲線	1,419m^3/h	0.84MPa[dif]
(3)注水位置	9.68 mm	
3.　低圧注水系		
(1) ポンプ台数	3台	
(2) 注水特性曲線	1,605m^3／h／台	0.14MPa［dif］
(3) 注水位置	9.46mm	ＲＰＶ０からの高さ
4.　低圧代替注水系		設計値
(1) ポンプ台数	1台	
(2) 注水特性曲線	恒設代替：286m^3／h 送水車：50m^3／h／台	1.0MPa[gage] 圧力依存なし
(3) 注水位置	低圧注水系と同一	

※１計算コードへの入力は，当該計算コードの単位系の取扱いに応じて，体積流量又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。

項　目	数　値	備　考
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	136.7m^3／h	7.86～1.04MPa[dif]
(3) 水源切替条件	Ｓ／Ｐ水位高 （切替水位＋50mm）	ＴＣ以外では切り替えしない。
(4) タービン駆動蒸気量	高圧：14.9t/h 低圧：5.3t/h	
(5) タービン駆動蒸気凝縮水の温度	下記条件の飽和温度 高圧：79.1kg／cm^2・g 低圧：9.5kg／cm^2・g	
(6) 注水位置	給水系：22.1mm	
5.　残留熱除去系		設計値
(1) 熱交換器基数	2基	
(2) 伝熱容量	78.5×10^{6}kcal／h／基	
(3) 伝熱面積	810m^2	
(4) 一次側定格流量	1,908m^3／h	
(5) 二次側定格流量	1,681m^3／h	
(6) 一次側入口温度	100℃	
(7) 一次側出口温度	76℃	
(8) 二次側入口温度	27℃	
(9) 二次側出口温度	54℃	

※1 計算コードへの入力は，当該計算コードの単位系の取扱いに応じて，体積流量又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の冷却水の蒸発に置換する。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換を行わず，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，蒸気量が増加し，ＲＣＩＣ起動停止に伴う原子炉圧力低下幅が小さくなる。

項　目	数　値	備　考
6.　代替残留熱除去系	残留熱除去系-代替残留熱除去海水冷却系　　代替残留熱除去系	設計値
(1) 熱交換器基数	1基　　1基	
(2) 伝熱容量	約 24MW　　約 14MW	
(3) 伝熱面積	—　　—	
(4) 一次側定格流量	1,908m^3／h　　250m^3／h	
(5) 二次側定格流量	600m^3／h　　600m^3／h	
(6) 一次側入口温度	100℃　　100℃	
(7) 一次側出口温度	73℃　　50℃	
(8) 二次側入口温度	32℃　　32℃	
(9) 二次側出口温度	67℃　　52℃	
7.　復水貯蔵タンク	期待しない	
(1) 縦幅		
(2) 横幅		
(3) 高さ		
(4) 水量		
(5) 水温		
8.　低圧代替専用タンク		
(1) 水量	4,300m^3	
(2) 水温	30℃	解析では淡水貯水池の水温 35℃を用いる

項　目	数　値	備　考
9. 格納容器スプレイ		設計値
(1) 代替格納容器スプレイ位置	5.8m	ダイヤフラムフロアからの高さ
(2) 代替格納容器スプレイ流量	130m^3／h	
10. 逃がし安全弁		
(1) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁個数	7個	
(2) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁容量	385.2t／h／個	
(3) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁流路面積（代替ＡＤＳを含む）	92cm^2／弁	
11. 格納容器圧力と自動減圧閉鎖特性の関係	－	
12. 非常用ガス処理系	－	解析では使用しない。

項　目	数　値	備　考
13. 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作動条件	原子炉停止機能喪失シーケンス以外： 自動起動：原子炉水位低レベル 2＋27 秒 原子炉停止機能喪失シーケンス：格納容器圧力高 （13.7kPa[gage]）で自動起動	設計値
(2) 高圧炉心スプレイ系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(3) 低圧炉心スプレイ系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 1＋40 秒	設計値
(4) 低圧炉心スプレイ系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(5) 低圧注水系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 1＋40 秒	設計値
(6) 低圧注水系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(7) 原子炉隔離時冷却系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 2＋30 秒	
(8) 原子炉隔離時冷却系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(9) 残留熱除去系作動条件	インターロック動作はない	
(10) 残留熱除去系停止条件	—	

項　目	数　値	備　考
(11) 格納容器スプレイ系作動条件	（常設） 炉心損傷前： 279kPa[gage]到達 静的負荷,水素燃焼： 465kPa[gage]到達 DCH,FCI,MCCI： （可搬） 279kPa[gage]到達	
(12) 格納容器スプレイ系停止条件	（常設） 炉心損傷前： 217kPa[gage]到達 静的負荷,水素燃焼： 400kPa[gage]到達 DCH,FCI,MCCI： （可搬） 217kPa[gage]到達	
(13)自動減圧系作動条件	自動起動:原子炉水位低レベル 1＋10 分	
(14)自動減圧系停止条件	なし	
(15)格納容器ベント開始条件	炉心損傷前：1Pd 炉心損傷後:スプレイ停止時(ベントライン下端－1m) ドライウェルまたはウェットウェル酸素濃度 4.5%到達時	手順書に基づく設定
(16)格納容器ベント経路	ウェットウェルベント	
(17)格納容器ベント面積	100%面積	
(18)全交流動力電源喪失時のＲＣＩＣ直流蓄電池有効時間	8 時間	設計値

項　目	数　値	備　考
14. 破損に関連する条件		文献値（MATPRO）
(1) 材料溶融温度		
・ジルカロイ	2,125K	
・酸化ジルコニウム	2,911K	
・二酸化ウラン	3,113K	
・ステンレス鋼	1,700K	
・ステンレス鋼酸化物	1,650K	
・Ｂ４Ｃ	2,700K	
(2) 下部ヘッド破損条件		
・貫通部毎の過温破損条件	貫通部における破損モードは２種類による判定を実施。 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しきい値を超えた場合	解析モデル
・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	
・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	1,000K	実験に基づく設定値
(4) コア・コンクリート反応条件	1,653K	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

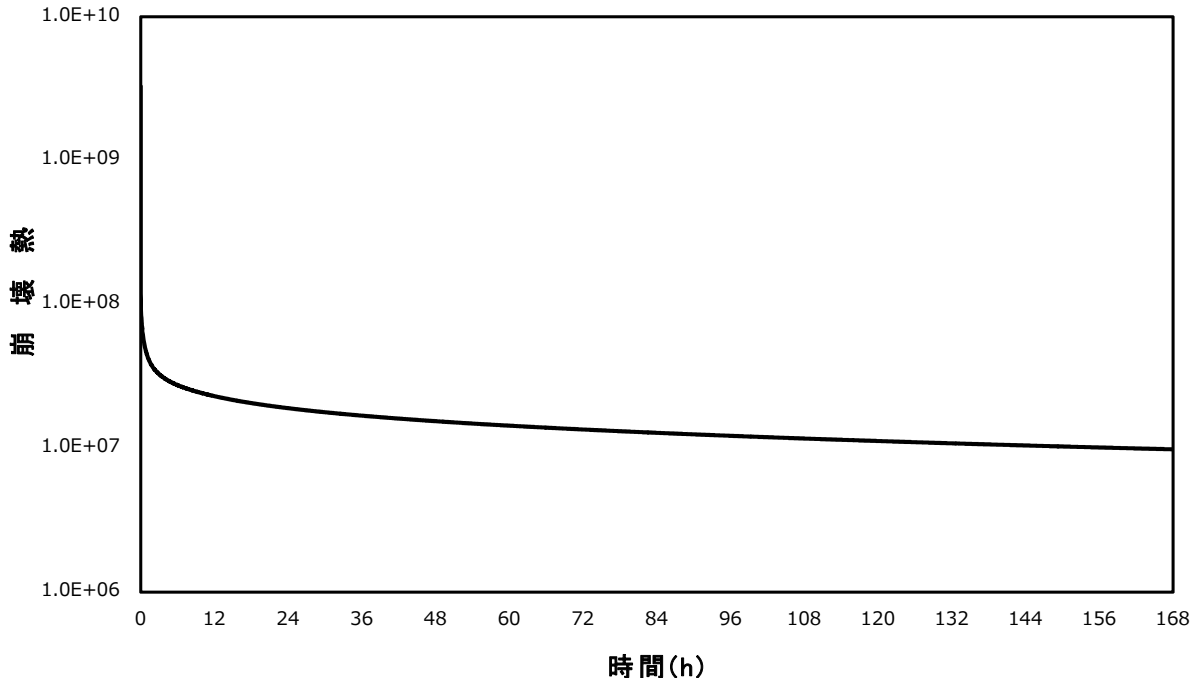

1.0E+10
1.0E+09
1.0E+08
1.0E+07
1.0E+06
崩壊熱
0
12
24
36
48
60
72
84
96
108
120
132
144
156
168
時間(h)

図 1.1　崩壊熱曲線

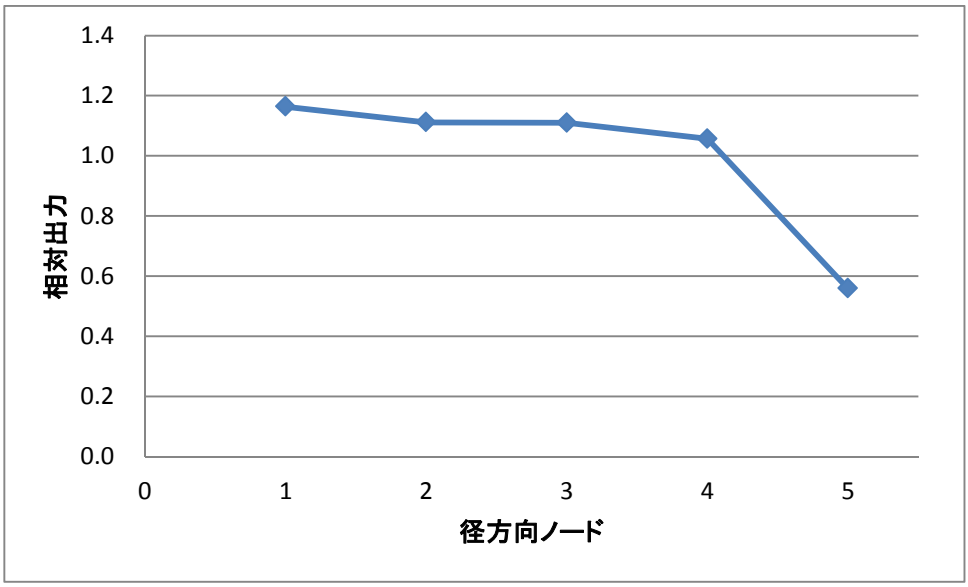


図 1.2　径方向出力分布

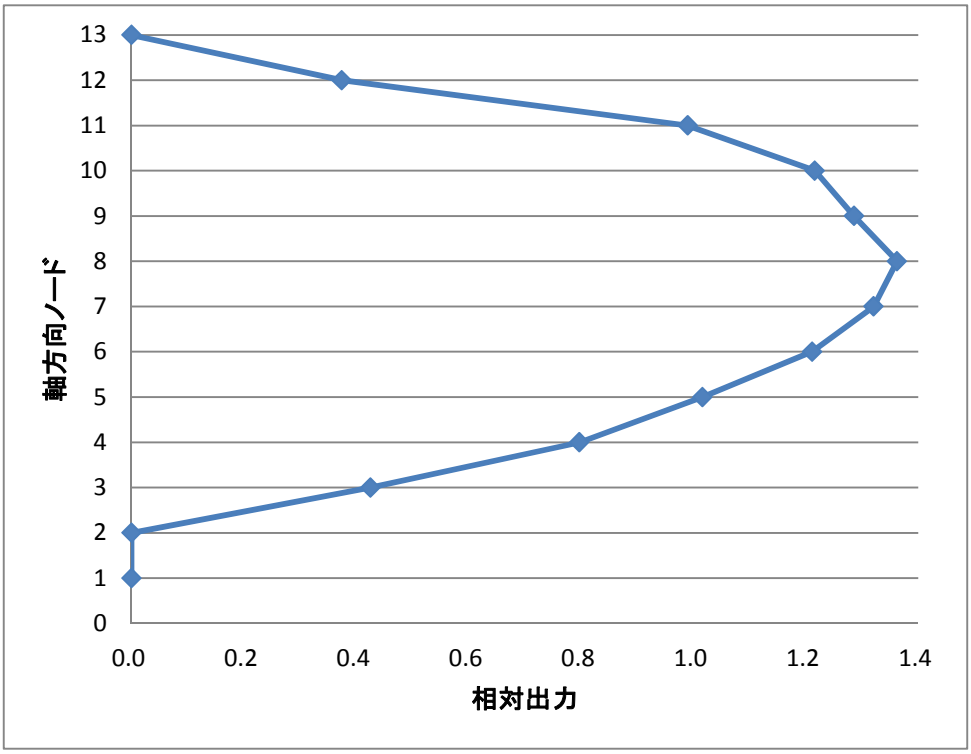


図 1.3　軸方向出力分布

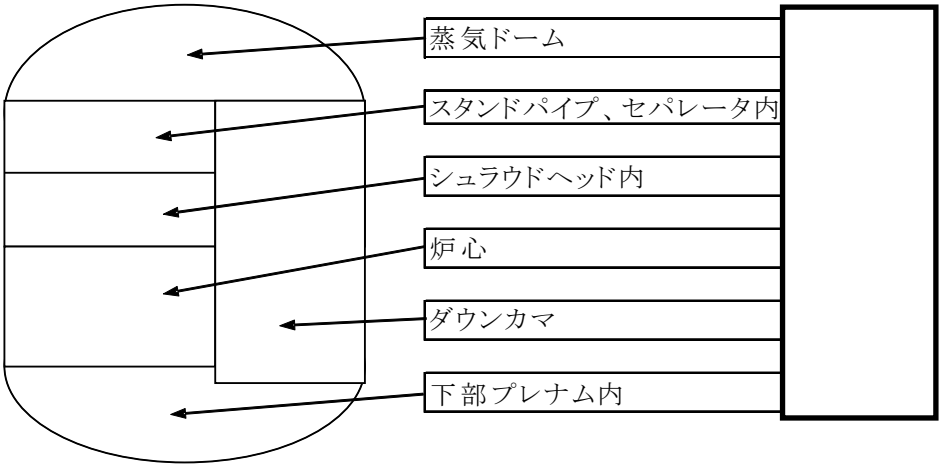


図 2.1　原子炉圧力容器内自由空間体積

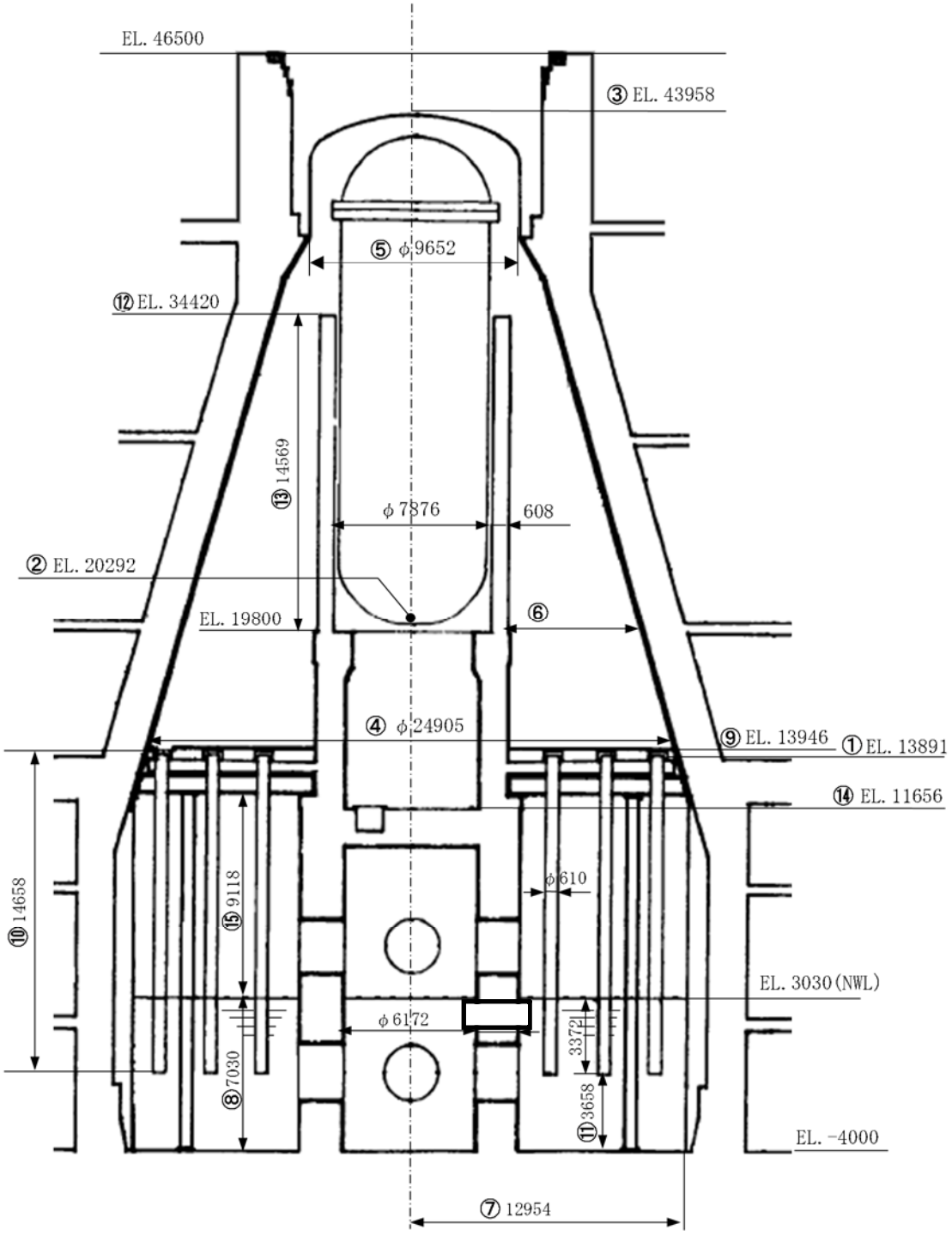


図 2.2　原子炉格納容器形状に関するデータ

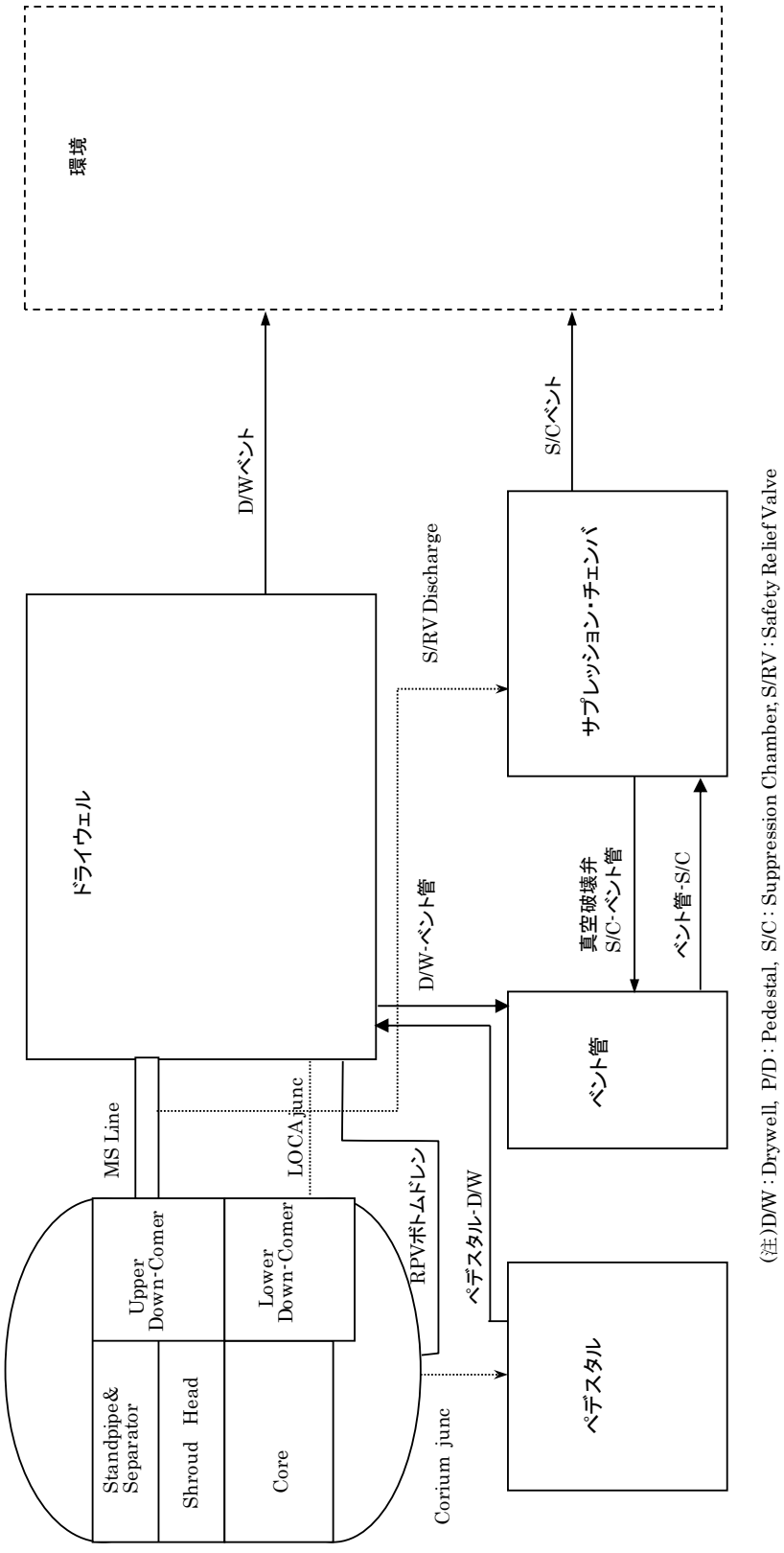


図 2.3　格納容器ノード分割

(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

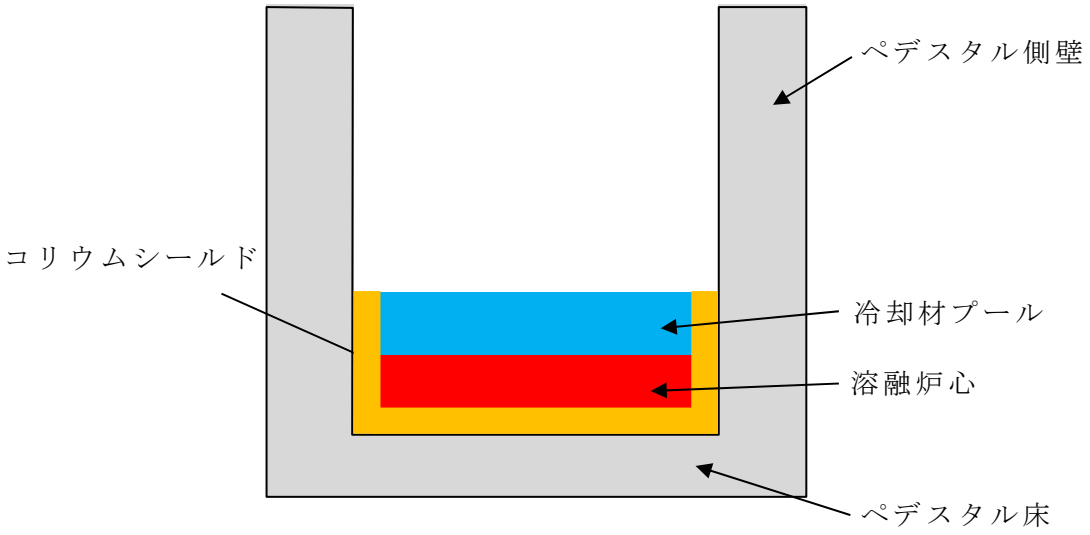
第１図にＭＣＣＩにおけるＭＡＡＰ評価モデルの概要図を示す。

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ペデスタ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 1m）が形成されている。

・溶融炉心が落下する領域はコリウムシールド床面（[redacted]），コリウムシールド側面（[redacted]）が設置されており，更にその外側はペデスタル床面（約[redacted]），ペデスタル側壁（約[redacted]）に囲まれている。

・局所形状のモデル化の取扱いについては，ペデスタル領域内の配管，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。



第１図　ＭＣＣＩ解析モデル図

2. 溶融炉心固相線・液相線

ＭＡＡＰコード内蔵されているものを使用している。

第１表に主要入力値を示す。

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	コリウムシールド特性	侵食開始温度		
		比熱		
		熱伝導率		

※１：上部プール水とデブリ間熱伝達係数（Kutateladze 係数）と記載しているが，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。本シナリオは侵食量が小さく，コンクリート組成が異なることによる侵食時の発生ガス量及び発生ガスによる侵食挙動への影響は小さい。

有効性評価におけるＬＯＣＡ時の破断位置及び破断面積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事象を想定するシーケンスの破断位置及び破断面積の設定の考え方は，以下のとおり。

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

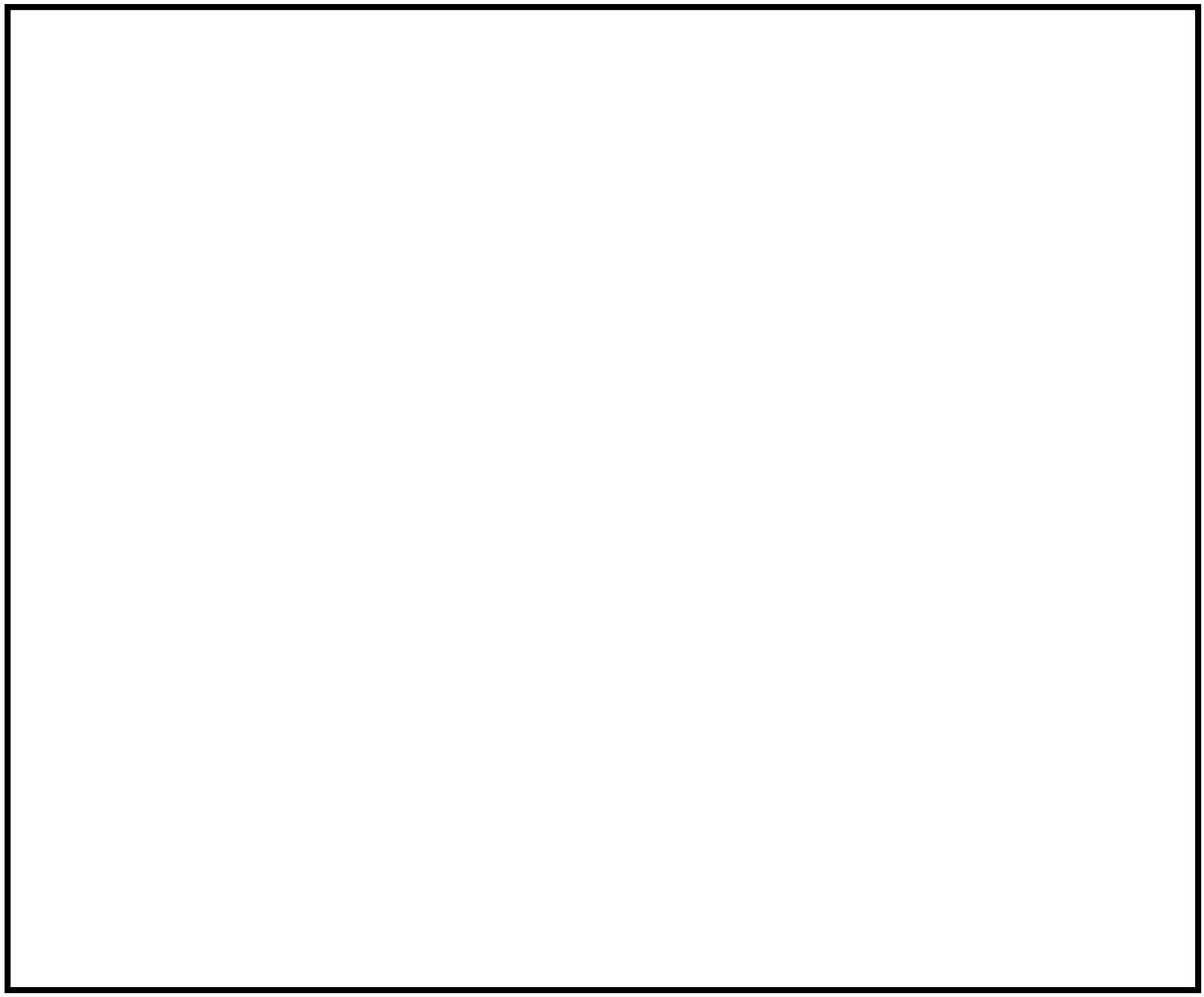
a．破断位置

燃料被覆管破裂が発生しない範囲の破断面積（約 3.7cm^2）を考慮し，気相部配管，シュラウド外の液相部配管及びシュラウド内の液相部配管の各配管（第 1 表）について，流出量の観点からそれぞれ最も低い位置に存在する配管で破断が発生した場合の感度解析を実施した。

その結果,第 2 表に示すとおり,気相部配管の破断を想定した場合は，シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して，燃料被覆管最高温度が低くなる。また，液相部配管についてはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。

したがって，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」で想定する破断位置は，格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））での想定との整合も考慮し，原子炉圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）を設定した。

第１表　代表的な原子炉圧力容器に接続する配管



第２表　破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管 最高温度
①主蒸気配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 ㎝^{2}	338℃
②再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		616℃
③底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）		617℃

ｂ．破断面積

炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で,「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 3.7cm^2（0.004ft^2）を設定し

た。

ただし，第3表に示すとおり，破断面積の感度解析の結果，再循環配管（シュラウド外の液相部配管）の破断について，燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は約9.5cm^2であり，燃料被覆管温度等の評価項目となるパラメータに対しては，より保守的な条件として燃料被覆管破裂発生防止が可能な限界となる約9.5cm^2の破断を設定する。

なお，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。

第3表　破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約9.5cm^2	無
	約9.6cm^2	有

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）

a．破断位置

破断位置は以下の理由から再循環ポンプ吸込配管を想定している。(第1図参照)

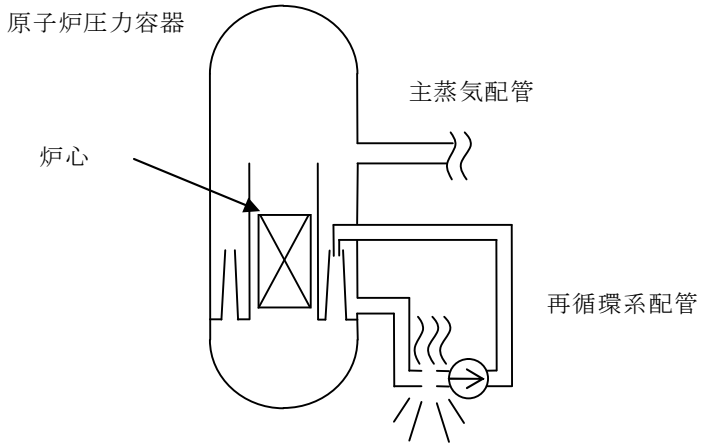
(a)　ＬＯＣＡ事象は，破断面積が大きいほど原子炉水位低下及び炉心溶融までの事故進展が早く，格納容器破損防止対策を講じるための余裕時間が厳しくなるため，配管面積が大きいものを選定する。（第1表参照）

なお，気相部配管の破断及び液相部配管（シュラウド内及びシュラウド外）の破断を原子炉水位低下及び炉心溶融までの時間で比較し

た場合,液相部配管の破断の方が厳しいことから,配管位置が低く,配管面積が大きい再循環配管（出口ノズル）を想定する。

(b) また，再循環ポンプ吐出側での破断を想定した場合，破断口の上流には再循環ポンプがあるため，破断面積としては，再循環配管１本より小さくなり，破断流量は吸込側破断より少なくなる。そのため，再循環ポンプ吸込配管を想定する。

(c) なお，大口径配管ではないが，再循環出口ノズルより下部に位置する原子炉圧力容器下部のドレン配管があり，炉心冠水後も継続して原子炉圧力容器から格納容器内への流出が継続し，サプレッション・プールの水位上昇を早めることとなる。本影響については，ｃ．において述べる。



第1図　再循環ポンプ吸込み側配管破断の概要

ｂ．破断面積

破断面積を大きくすると，原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり，

格納容器へのエネルギ放出量が多くなることから，再循環ポンプ吸込配管の両端破断（0.24m^2）を想定する。

ｃ．原子炉圧力容器下部ドレン配管からのＬＯＣＡについて

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における起因事象は，原子炉内の保有水量の減少及び炉心のヒートアップを厳しく見積もる観点から，原子炉再循環ポンプ配管の両端破断を選定した。

一方，原子炉再循環ポンプ配管のような大口径配管は存在しないが，炉心位置よりも下部に存在する配管もある。このような配管は原子炉圧力容器内の保有水量及び炉心のヒートアップ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ペデスタル（ドライウェル部）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，今回選定した原子炉再循環ポンプ配管の両端破断の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）として想定した原子炉再循環ポンプ配管の両端破断シナリオに包絡される事象となる。

サプレッション・プール初期水位について

1. 格納容器ベント実施までに格納容器内に蓄積する熱量

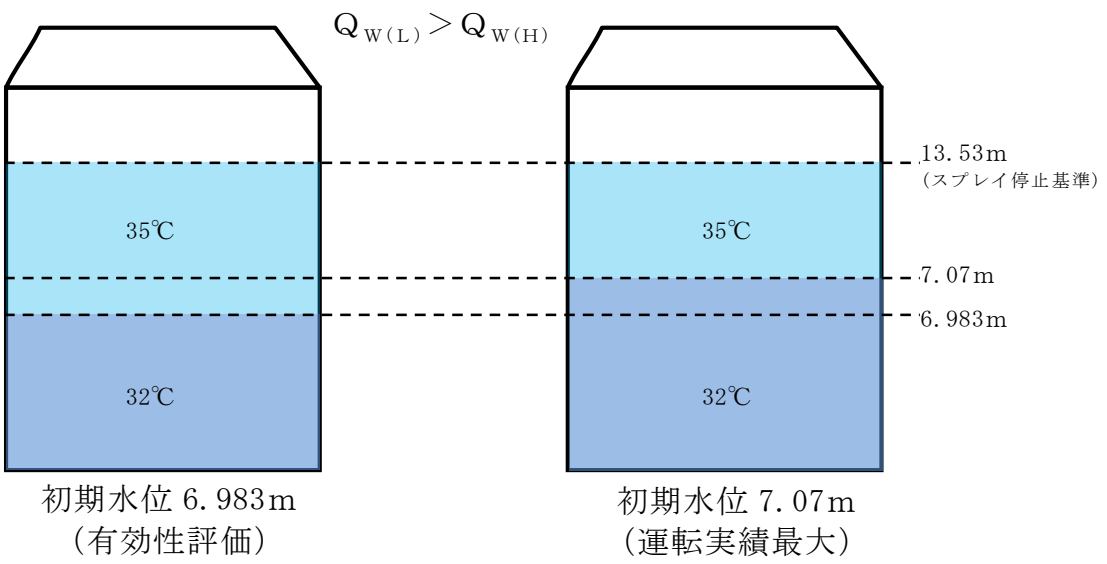
格納容器ベント実施の直前までに格納容器内に蓄積する熱量（Q_{VENT}）は，ベントまでの期間に崩壊熱により格納容器内に蓄積する熱量（Q_d），格納容器内の液相部（サプレッション・プール初期水量＋格納容器スプレイ注水量）の初期熱量（Q_w）及び格納容器気相部の初期熱量（Q_g）の合計となる。ただし，気相部に満たされている窒素の比重及び比熱は水と比較して非常に小さいことからQ_gは無視する。ここで簡単のため事象進展によらずQ_{VENT}が一定との仮定をおくと，Q_Wの大小によりベントまで余裕時間の大小が決定される。

$$Q_{VENT} = Q_d + Q_W$$

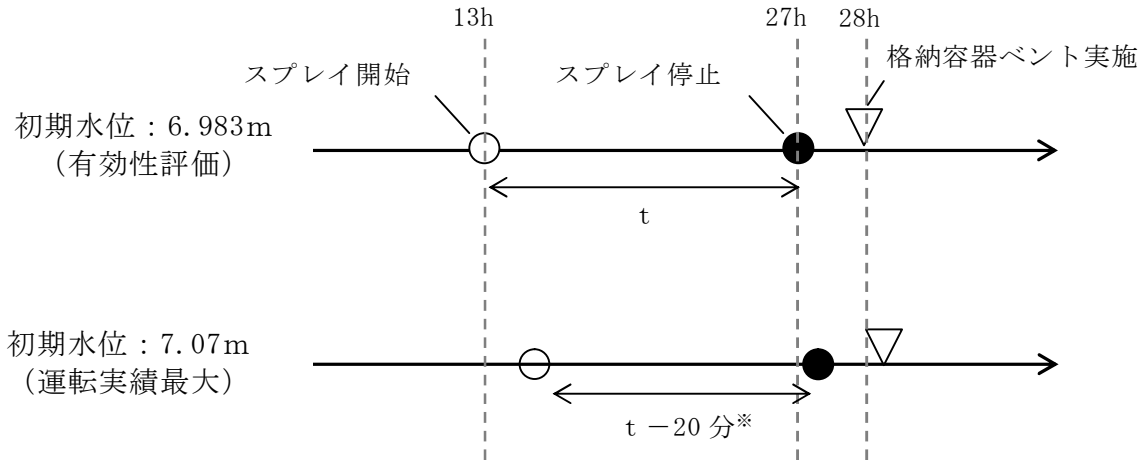
2. サプレッション・プール初期水位の違いによるQ_Wへの影響

有効性評価では，外部水源の水温（35℃一定）をサプレッション・プール（以下「Ｓ／Ｐ」という。）の初期水温（32℃）よりも高く設定している。このため，Ｓ／Ｐの初期水位が高い場合，格納容器スプレイ停止時（Ｓ／Ｐ底部から 13.53m到達時）のＳ／Ｐ水に占める外部水源の割合が低下することで，第 1 図に示すとおりQ_Wは小さくなる。これに伴い，格納容器スプレイの開始が遅くなり，定性的には格納容器ベントの実施も遅くなると考えられる。

以上より，Ｓ／Ｐ初期水位は，格納容器ベントまでの余裕時間が短くなる条件として,保安規定の運転上の制限の下限値である「6.983m」とする。



第 1 図　格納容器スプレイ停止時のＳ／Ｐ水熱量



（※）Ｓ／Ｐ水位が解析条件で設定した 6.983mから運転実績最大値の 7.07mまで上昇した場合の水量の増分は約 42m^{3}であり，130m^3／ｈでスプレイすることから，スプレイ期間は 20 分程度短くなる

第 2 図　Ｓ／Ｐ初期水位の違いによるベント実施時期の違い

外部水源温度の条件設定の根拠について

主要解析条件のうち，低圧代替注水系（常設）等の代替淡水貯槽を水源とする設備の注水温度を35℃に設定している。以下に設定根拠を示す。

1. 代替淡水貯槽の水温設定

代替淡水貯槽は地下埋設式であり，外気温の影響を受けにくく，年間を通じて安定である。また，地下数十cmであれば地中温度は30℃を下回るため（第1図），代替淡水貯槽の水温についても30℃を下回ると考えられる。

2. 外部水源（淡水貯水池）の水温設定

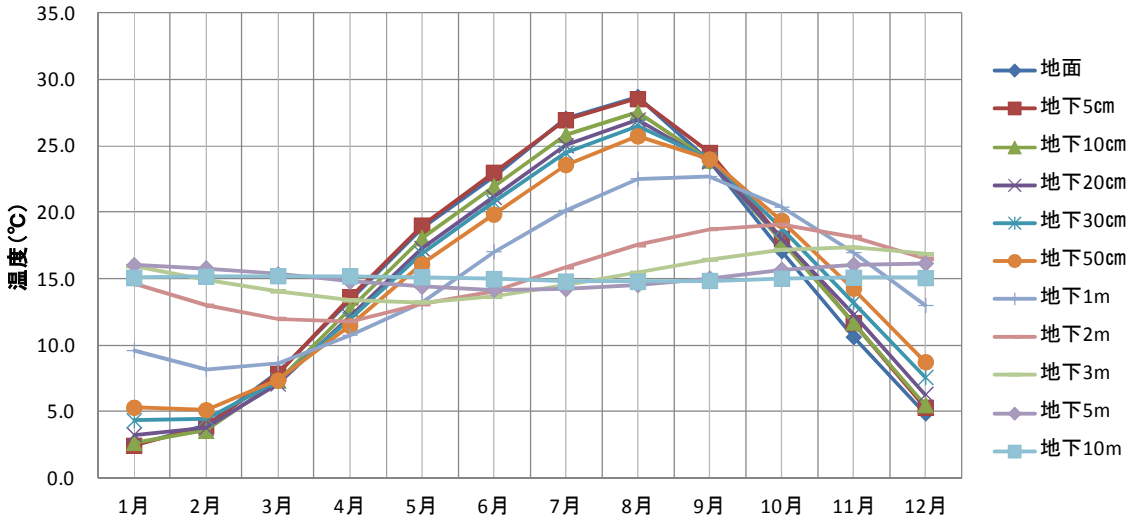
淡水貯水池の水温としては，湖沼等の一般的な温度が約35℃以下であることを参考に，35℃として設定している。参考に，東海第二発電所近傍の湖沼として，霞ヶ浦における過去の水温変化を第2図に示す。霞ヶ浦の最深部深さは約7.1m，淡水貯水池の最深部深さは約5.5mと同程度のオーダーであり，各水深における水温は同程度になるものと考えられる。第2図では水面近くの水深20cmにおける水温を示しているが，水深が深くなれば水温は低くなることから，淡水貯水池の水温として設定している35℃は高めの水温であると考えられる。

3. 低圧代替注水系（常設）等の注水温度の設定

代替淡水貯槽を水源として注水を実施する場合，事象初期については代替淡水貯槽の水温である30℃で注水されるが，淡水貯水地からの水源補給実施後は，注水温度は35℃に近づくこととなる。したがって，解析上の設定として，注水による炉心の冷却効果やスプレイによる圧力抑制効果について厳し

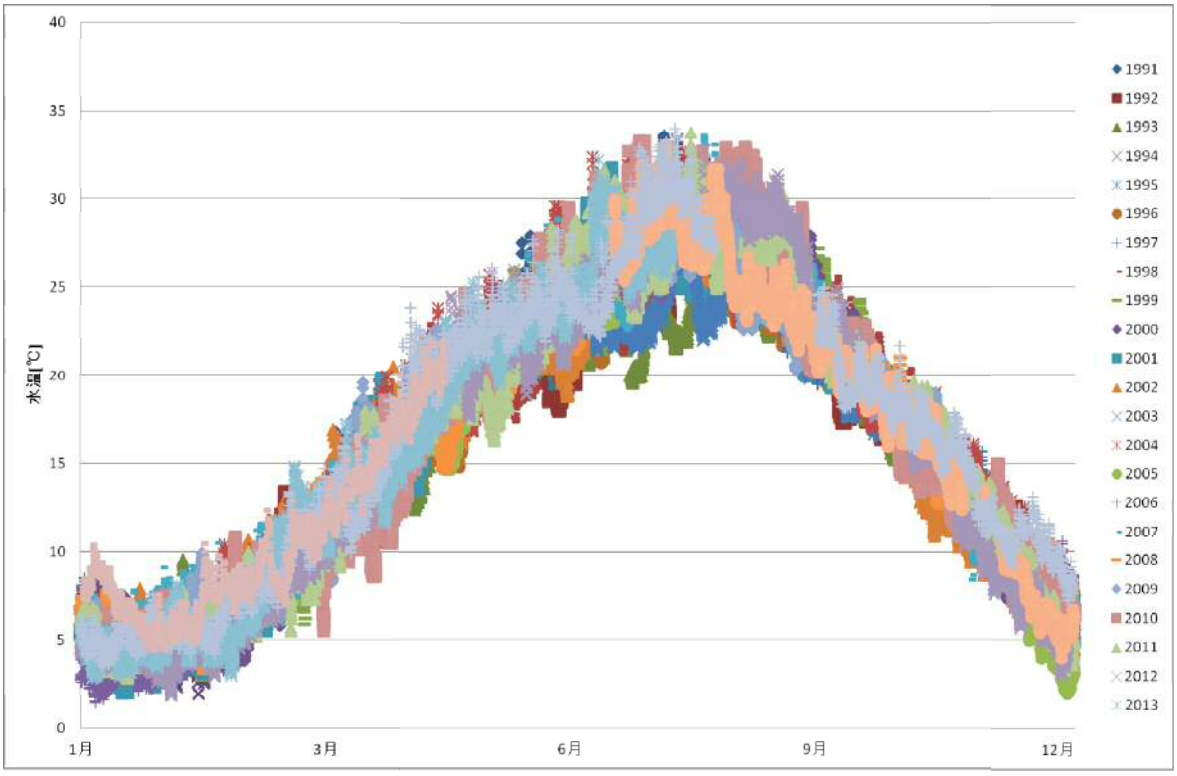
くする評価する観点から水源温度を高めに設定することとし，解析期間を通じて淡水貯水池の水温である35℃一定として設定している。

なお，代替淡水貯槽の水源容量はプラントが安定状態に至るまでに必要な水量を有しており，水源補給は炉心の冷却を安定的に実施している状態で実施することとなるため，淡水貯水池の温度がプラント状態に与える影響は小さいと考えられる。



第1図　地中温度の年間月別平均温度の変動（水戸市）

（「地中温度等に関する資料」（農業気象資料第3号，1982）に基づく）



第2図　霞ヶ浦の水温変化（水深20cm）

（国立環境研究所　地球環境研究センターHPに基づく）

給水流量をランアウト流量（68%）で評価することの妥当性

今回の申請において示した解析ケースでは,給水流量をランアウト流量(68%)で評価しているが，原子炉圧力が高い場合，給水流量は 68%以下となることが考えられる。この場合，ホットウェル水位低までの時間が長くなり，評価結果に影響を与える可能性がある。以下に,現状の解析条件の妥当性について示す。

給水流量は，原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが，次のとおり，原子炉停止機能喪失解析において 68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。

給水流量を 68%よりも少なく設定した場合には，復水器ホットウェル水位低による給水喪失までの時間は長くなる。一方で，給水流量が少ない場合は，炉心入口サブクール変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため，燃料被覆管温度はより低下すると考えられる。同様に，原子炉から発生する蒸気量が低下するため，サプレッション・プール水温度や圧力上昇は抑制される。

給水流量が少なくなり，給水喪失までの時間が長くなったとしても，出力が抑制されることになるため，解析結果としては給水流量 68%の場合と同程度になり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいと考えられる。

なお,給水流量 68%は,添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として，炉心入口サブクールの増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。

逃がし安全弁の解析条件設定について

東海第二発電所では，原子炉停止機能喪失を除く有効性評価において，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件として，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した評価としている。

逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待した場合に評価項目となるパラメータに与える影響について，以下に述べる

1. 燃料被覆管温度及び燃料被覆管の酸化量

事象発生時に高圧注水機能の喪失を想定する「高圧・低圧注水機能喪失」及び「高圧注水・減圧機能喪失」では，原子炉減圧操作を実施し，低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止する。これらのシーケンスにおける燃料被覆管温度の上昇は，概ね原子炉圧力が低圧の注水機能の締切圧力まで低下して，原子炉注水が開始されるタイミングに依存する。

第 1 表に「高圧注水・減圧機能喪失」において，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した場合（ベースケース）と逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御に期待した場合の燃料被覆管温度の比較を示す。なお，逃がし安全弁以外の解析条件は同じである。

高圧注水機能喪失を想定する事故シーケンスにおいては，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した方が，低圧の注水機能による原子炉注水が開始されるタイミングが遅くなるこ

とで燃料被覆管温度は高くなる。また，燃料被覆管温度が高くなった場合は，燃料被覆管の酸化量の観点でも厳しくなる。

事象発生時に原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能が健全な事故シーケンスでは，原子炉を減圧し低圧の原子炉注水に移行するまでの期間，原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能による原子炉注水を確保することが可能なため，逃がし安全弁の条件設定の違いが燃料被覆管温度及び酸化量に与える影響はない。

2. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（原子炉圧力）

逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した方が，原子炉圧力が高めに推移することから，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は高めとなるが，この場合でも，逃がし安全弁（安全弁機能）の設定圧力を勘案すると原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足する。

3. 格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度（格納容器圧力及び雰囲気温度）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は，主に崩壊熱に依存することから，逃がし安全弁の解析条件が与える影響は軽微である。

第 1 表　燃料被覆管温度の比較（高圧注水・減圧機能喪失）

解析条件	燃料被覆管温度
安全弁機能（ベースケース）	711℃
逃がし弁機能	684℃

原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，給水加熱喪失後の反応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件を設定している。これを踏まえて，高圧炉心スプレイ系については，注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定するとともに，遅れ時間を 0 秒と設定している。加えて，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。また，原子炉隔離時冷却系については，注水流量は一定に制御されることから，遅れ時間を 0 秒と設定している。

一方で，ほう酸水のミキシング効率は炉心流量に依存することから，原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される場合，ほう酸水のミキシング効率が悪化することで中性子束の低下が遅くなることも想定される。また，安全弁機能を設定した場合，主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉出力の上昇が大きくなることで，中性子束の上昇が大きくなることも想定される。

以上を踏まえ，ここでは，高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合や安全弁機能を設定した場合の事象進展に与える影響について示す。

(1) 高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の影響

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合には，原子

炉水位が低めに維持され，自然循環力が低下することで炉心流量は低めに維持される。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していること（別紙１）と相まって中性子束の低下は遅くなり，これに伴いサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が最大となる時刻も遅くなることが考えられるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，事象進展に与える影響は小さいと考えられる。

原子炉水位が低めに維持された場合の事象進展への影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系の注水流量として安全解析で用いる最小流量特性を設定するとともに，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の遅れ時間を設定した感度解析を実施した。これら以外の解析条件はベースケースと同じとしている。ベースケースから変更した解析条件を第 1 表に,解析結果を第 2 表に示す。感度解析では，サプレッション・プール水温度等が最大となるタイミングが 10 分程度遅くなっているものの，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めに維持されることから，サプレッション・プール水温度の上昇が緩和されることで，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は同等となっている。以上により，原子炉水位が低めとなる解析条件を設定した場合でも事象進展に与える影響が小さいことを確認した。

(2)　安全弁機能を設定した場合の影響

安全弁機能を設定した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きくなる。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリに

かかる圧力は大きくなり，また，原子炉圧力上昇に伴い印加される正の反応度も大きくなることが考えられるが，中性子束の上昇に伴い燃料温度も上昇し，ドップラフィードバック等の自己制御特性が働き，また原子炉圧力高信号にて事象発生から数秒で再循環ポンプトリップが発生することから，中性子束の上昇は同程度となり，事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響は小さいと考えられる。

事象初期の原子炉圧力の上昇が大きくなった場合の影響を確認するため，解析条件として安全弁機能を設定した場合の感度解析を実施した。安全弁機能を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第 3 表に，解析結果を第 4 表に示す。感度解析では，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値が大きくなっているものの，ドップラフィードバック等の自己制御特性の効果により，中性子束の最大値は同等となっている。以上により，解析条件として安全弁機能を設定した場合でも，事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響が小さいことを確認した。

（３）まとめ

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の中長期的な事象進展に与える影響及び安全弁機能を設定した場合に事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響を確認し，いずれも影響が小さいことを確認した。

よって，原子炉停止機能喪失における解析条件については，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，反

応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件を設定し，さらに高圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁についても，注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量条件及び逃がし弁機能を設定することを妥当と判断した。

なお，燃料被覆管温度については，別紙２に示すとおりＳＣＡＴコードの評価法のもつ不確かさ幅の範囲で差異が発生するが，これを踏まえて，リウェットを考慮しない場合の感度解析（添付資料 2.5.5 参照）を実施し，この場合にも評価項目を満足することを確認している。

第１表　解析条件（原子炉水位を低めとする条件）

解析条件	感度解析（原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース（原子炉水位を高めとする条件）
高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17秒） ・注水流量：375～1,419m^3／h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：145～1,506m^3／h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：30秒） ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]

第２表　解析結果（原子炉水位を低めとする条件）

パラメータ	感度解析 （原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース （原子炉水位を高めとする条件）
サプレッション・プール水温度	115℃（約55分）	115℃（約45分）
格納容器圧力	0.20MPa[gage]（約55分）	0.20MPa[gage]（約45分）

第 3 表　解析条件（安全弁機能）

解析条件	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t/h/個

第 4 表　解析結果（安全弁機能）

パラメータ	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	8.98MPa[gage]	8.49MPa[gage]
中性子束	約 560％	約 560％

ＲＥＤＹコード説明資料抜粋

(2)　従来型ＢＷＲの場合

炉心下部の下部プレナムスタンドパイプから注入される従来型ＢＷＲでは,原子炉に一定速度で注入されるほう酸水は,炉心流量が小さい場合にはその一部が下部プレナムに滞留し反応度に寄与できないことが考えられる。これを模擬するためにほう酸水拡散モデルでは,注入速度に炉心流量依存のボロンミキシング効率を掛けている。このボロンのミキシング効率は図-1 従来型ＢＷＲのボロンミキシング効率のようにモデル化されている。

図-1 従来型ＢＷＲのボロンミキシング効率

従来型ＢＷＲ向けの試験結果を図-2 従来型ＢＷＲのボロン混合試験結果に示す。なお，ミキシング効率は「反応度に寄与する領域の濃度」を「炉内全領域で十分に混合した時の濃度」で割った無次元数で定義される。試験の結果から以下がいえる。

図-2 従来型ＢＷＲのボロン混合試験結果

これにより,従来型ＢＷＲにおいて,

することは妥当である。

以上より，ほう酸水拡散モデルは妥当であることが確認された。なお，拡散モデルにおけるボイドの影響を添付６に示す。

原子炉スクラム失敗を仮定した事象が発生し，ほう酸水注入系が作動する時点では，ある程度の変動は有るものの，燃料棒での中性子発生及び中性子吸収，減速材による中性子減速及び中性子吸収などがバランスしている。この状態でほう酸水注入系が作動すると，炉心が沸騰状態であっても減速材中にはボロンが含まれ，吸収効果が増加する。このため，前述の状態よりも反応度は低下する。ボロン濃度が一定であれば，上記状態よりも出力が低下したところで再びバランスするが，ボロン濃度は増加し続けるため，沸騰状態においても確実に出力は低下して原子炉停止に至ると考える。

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。

別紙２

安全弁機能を設定した場合の燃料被覆管温度について

ＳＣＡＴコードでは，クオリティの計算値が相関式２により計算したリウェットクオリティを下回った時点でリウェットを判定し，修正 Dougall-Rohsenow 式にて算出した熱伝達係数を用いて燃料被覆管温度の最高値を評価する。

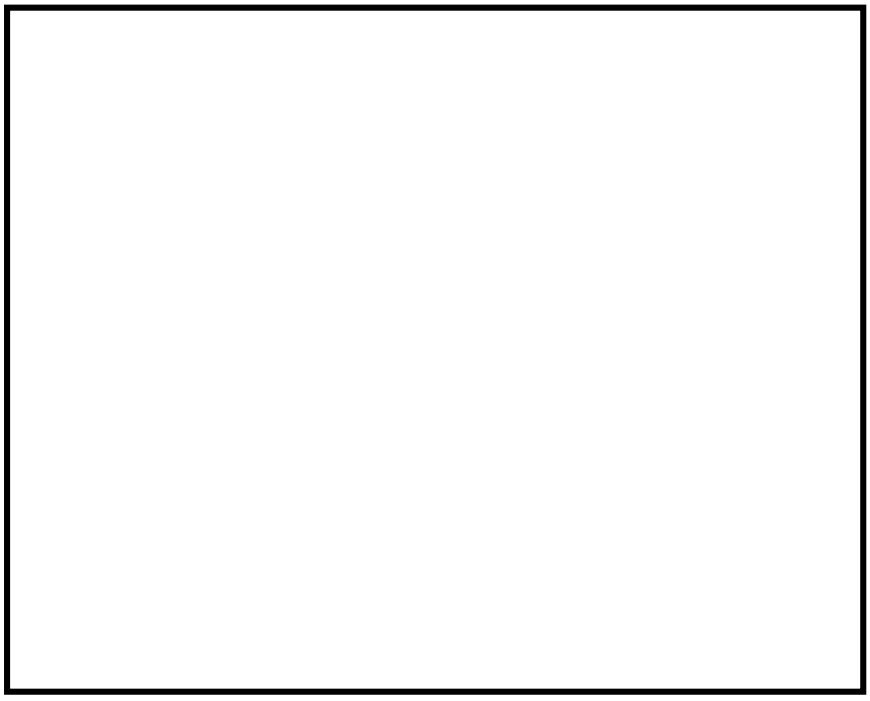
この評価法に従って計算した結果，安全弁機能を設定した場合には燃料被覆管最高温度が 842℃となり，逃がし弁機能を設定したベースケースと比較して約 30℃燃料被覆管最高温度が低下することとなった。

一方，燃料被覆管最高温度が高温となったときのＳＣＡＴコードの不確かさは，同じ評価法に従って評価を実施した５×５高温ポストＢＴ試験結果との比較結果（ＳＣＡＴコード説明資料の添付 3「沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達モデルの適用性」の添付図 3-2 参照）から，おおむね計算値が保守的な結果を与えるものの，不確かさの幅は［　　］に及ぶことが確認できる。したがって，前述の差異はＳＣＡＴコードの燃料被覆管温度評価法のもつ不確かさと比較して十分に小さく，この幅に包含されると評価できる。このため，逃がし弁機能と安全弁機能との相違に端を発して，圧力変化特性の相違による核熱結合現象，炉心流量の差異に結び付く炉心内での熱水力挙動，出力－冷却特性の不整合によるリウェット特性，燃料被覆管温度の差異等，ＲＥＤＹコードの影響も含む，種々の複雑な特性の違いによる感度の差異を分析することは必ずしも有効な分析とはならない。

また，ＳＣＡＴコードの不確かさについては，前述のＳＣＡＴコ

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

ード説明資料の添付３での修正Dougall-Rohsenow式の高温範囲への適用性の確認に加えて，リウェットを考慮しない場合の感度解析を実施することで，燃料被覆管温度の最大幅を押さえることとしている。東海第二においてもリウェットを考慮しない場合の感度解析を実施し，この場合でも評価項目を満足することを確認していることから，逃がし弁機能（ベースケース）及び安全弁機能を設定した場合のどちらの燃料被覆管最高温度の評価値についても，前述の不確かさの幅を踏まえたうえで，有効な評価と考えられる。



（ＳＣＡＴコード説明資料より引用）

添付図 3-2　燃料被覆管温度の最大値の比較

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

重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 弁の十分性について

1. はじめに

第 46 条重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の弁数は，以下を考慮することにより，操作・設備の信頼性を確保するとともに，十分な減圧能力を確保するよう設定している。

・操作の信頼性（減圧操作の容易性（必要時に一括開操作可能））

・設備の信頼性（作動電源の多重性，耐震性）

・高圧注水機能喪失時において低圧注水のために必要な弁数

・格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）発生防止に必要な弁数

ここでは，ＳＡ設備とする逃がし安全弁の弁数（7 弁）が，高圧注水機能喪失時おける低圧注水及びＤＣＨ防止の観点から，十分な確保されていることについて説明する。

2. 高圧注水機能喪失時における逃がし安全弁 7 弁のＳＡ設備化の十分性について

(1) 原子炉減圧操作時の逃がし安全弁作動数の影響について

原子炉減圧操作時の逃がし安全弁の作動数が少なくなった場合，原子炉圧力の低下が遅くなる。7 弁にて原子炉減圧を実施する「高圧・低圧注水機能喪失」及び 2 弁にて原子炉減圧を実施する「高圧注水・減圧機能喪失」における減圧開始から所定の圧力に低下するまでに要する時間を第 1 表に示す。このように，作動する逃がし安全弁数が 2 弁まで減少した場合，原子炉圧力の低下タイミングは 1MPa[gage]到達時点で約 10 分程度遅くなる。

第１表　逃がし安全弁作動数による減圧時間の違い

原子炉圧力	7弁減圧 （高圧・低圧注水機能喪失）	2弁減圧 （高圧注水・減圧機能喪失）	時間の差
3MPa[gage]	1.7分後	6.4分後	約4.7分
2MPa[gage]	2.7分後	9.2分後	約5.8分
1MPa[gage]	4.6分後	14.3分後	約9.7分

(2)　逃がし安全弁作動数を7弁から2弁にした場合に評価項目に与える影響

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」及び「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の有効性評価においては，高圧注水機能が喪失することから，運転手順に従い逃がし安全弁 7 弁にて原子炉を減圧し，常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

これらの事故シーケンスについては，減圧操作の開始が10分程度遅れた場合でも，評価項目を満足するとともに燃料被覆管の破裂が発生しないことを確認している。

よって，原子炉減圧時の逃がし安全弁の作動数を 7 弁から 2 弁にした場合でも，炉心損傷防止対策の有効性評価における評価項目に与える影響は小さく，逃がし安全弁の作動数については，7弁確保されていれば十分と考えられる。

3.　ＤＣＨ発生防止に対する逃がし安全弁7弁のＳＡ設備化の十分性

炉心損傷後，原子炉注水手段がない場合には，燃料有効頂底部＋20％水位にて逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁を開け原子炉を減圧

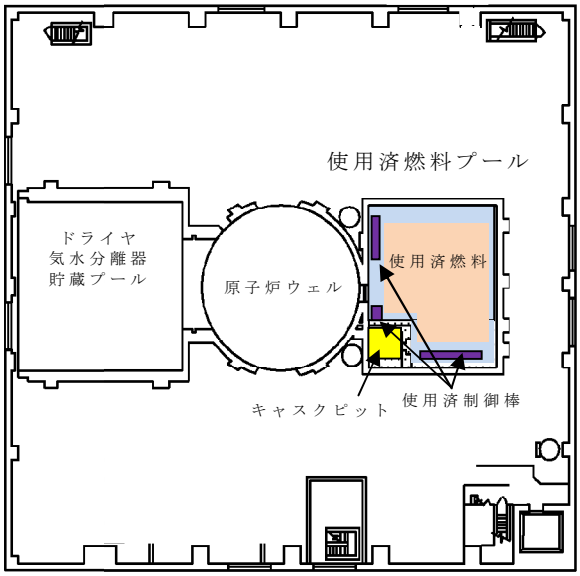
し，ＤＣＨを防止することとしている。重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 弁は，ＤＣＨ防止に必要な弁数 2 弁に対しても十分余裕があると言える。

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

使用済燃料プール周辺の概要図を第１図に示す。

施設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，ドライヤ気水分離器貯蔵プール，キャスクピットとつながっているが，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，ドライヤ気水分離機器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



第１図　使用済燃料プール周辺の概要図

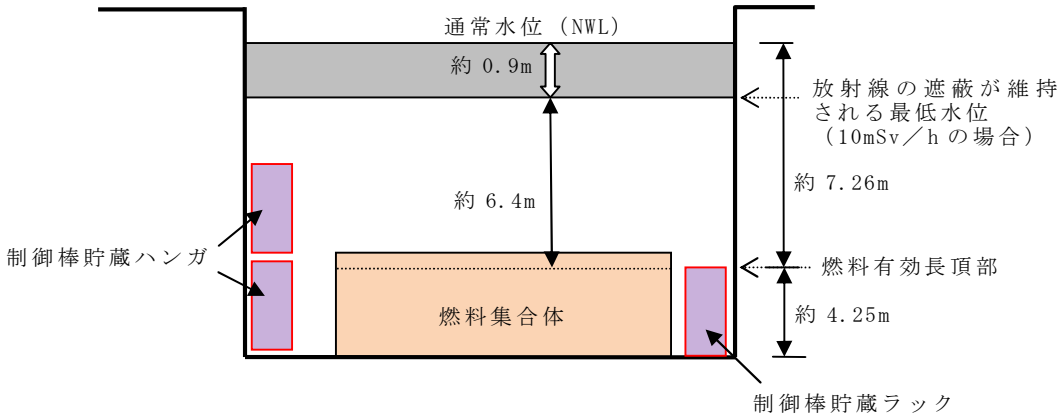
2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第２図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，例えば原子炉建屋最上階において 10mSv／h の場合は，通常水位から約 0.9m※下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

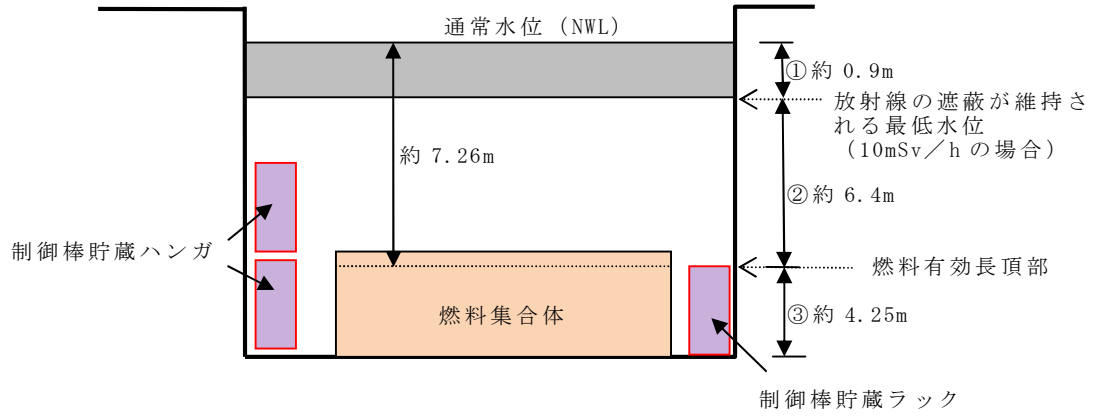
※：放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図　放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

3.　使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に，使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図　東海第二発電所　使用済燃料プールの構造高さ

第 1 表　使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積[m^3]	容積[m^3]
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は，使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し，各領域の断面積については，①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し，②，③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお，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，プール内に設置されている機器の多くは②，③の底部又は壁面下部にあるため，平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから，保守的な評価となっている。

4.　想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における，崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。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,保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て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等からの放熱を考慮しない。

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。

(1) 算定方法，算定条件

a．冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間 } [h]=\frac{(100℃-65℃)\times\text{水の比熱 } [kJ/kg/℃]^{※1}\times\text{使用済燃料プールの水　量}[m^3]\times\text{水の密度 } [kg/m^3]^{※2}}{\text{燃料の崩壊熱 } [MW]\times10^3\times3600}$$

b．沸騰開始からの水位低下時間

$$1\text{時間あたりの沸騰による蒸発量}[m^3/h]=\frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}{\text{水の密度}[kg/m^3]^{※2}\times\text{蒸発潜熱}[kJ/kg]^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間 } [\mathrm{h}]=\frac{\text{通常水位から燃料有効　長頂部までの水量 } [\mathrm{m}^3]\times\text{水の密度 } [\mathrm{kg/m}^3]^{※2}\times\text{蒸発潜熱 } [\mathrm{kJ/kg}]^{※3}}{\text{燃料の崩壊熱 } [\mathrm{MW}]\times10^3\times3600}$$

c．沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度}[\mathrm{m/h}]=\frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差}[\mathrm{m}]}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間}[\mathrm{h}]}$$

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，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，上記３．のとおり，下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め，一律適用する。これは，遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて，以下の条件にて算定した。

水の比熱※1 [kJ／kg／℃]	使用済燃料プールの水量[m³]	水の密度※2 [kg／m³]	燃料の崩壊熱 [MW]
4.185	1,189.9	958	9.058

蒸発潜熱※3 [kJ／kg]	通常水位から燃料有効長頂部までの水量[m³]	通常水位から燃料有効長頂部までの高低差[m]	通常水位から約0.9mまでの水量[m³]
2256.47	837.6	7.26	100

※１：65℃から 100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる 65℃の値を使用（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℃の値を使用（1999 年蒸気表より）

※３：100℃の飽和水のエンタルピと 100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出（1999 年蒸気表より）

なお，ａ．～ｃ．の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的

な仮定があるが，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いと考えられ，総合的に保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最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，プール水は全て均一の温度と仮定し，プールの全体が 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十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。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m^3／h]	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間[h]	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間[h]	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度[m／h]	約 0.13

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 5.1 時間後に沸騰開始となり，蒸発により水位低下が始まる。この時の蒸発量は約 15.1m^3／h である。

よって，使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 11.7 時間後であり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

＜参考＞

有効性評価では崩壊熱が厳しい定検中に全炉心燃料が取り出される想定であり，通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 37.8 時間後に沸騰開始となり，その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは，原子炉停止中の使用済燃料プールに比べてさらに長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱[MW]	約 2.095
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 22.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m^3／h]	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間※4[h]	約 50.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※4[h]	約 262.1
使用済燃料プール水位の低下速度[m／h]	約 0.03

※４：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

5. 燃料取出スキーム

(1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
定検時取出燃料体数	764 体	原子炉内装荷全燃料
燃料取替体数	168 体	９×９燃料（Ａ型）平衡炉心時の燃料取替体数
冷却期間	13 ヶ月	９×９燃料（Ａ型）平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65 日）よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数
定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd／ｔ	９×９燃料（Ａ型）燃料集合体平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd／ｔ	崩壊熱が高い方が厳しい設定となるため，13 ヶ月運転に１ヶ月の調整運転期間を考慮した運転期間におけるサイクル末期の炉心平均燃焼度

(2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プール内に照射済燃料が貯蔵容量（2,250 体）分保管されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料は原子炉内に装荷されている全燃料（764 体），それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定してＯＲＩＧＥＮ２で算出した。

使用済燃料プール貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数	取出平均燃焼度[GWd/t]	崩壊熱[MW]
9サイクル冷却燃料	9×(13か月+30日)+9日	142体	45	0.045
8サイクル冷却燃料	8×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.056
7サイクル冷却燃料	7×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.059
6サイクル冷却燃料	6×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.065
5サイクル冷却燃料	5×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.073
4サイクル冷却燃料	4×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.086
3サイクル冷却燃料	3×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.112
2サイクル冷却燃料	2×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.165
1サイクル冷却燃料	1×(13か月+30日)+9日	168体	45	0.293
定検時取出燃料	9日	764体	33	8.104
合計	－	2,250体	－	9.058

注１：使用済燃料プールの燃料保管容量2,250体の燃料が貯蔵されているものとする。
注２：炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後９日を採用する。原子炉停止後９日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

6.　使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに全てに使用済燃料が貯蔵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[　　]／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４群（文献値※１ベース）とする。

※１：Blizard E. P. and Abbott L. S., cd., “REACTOR HANDBOOK. 2nd cd. Vol. Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

○線源強度：文献※１に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，ＳＴＥＰⅢ　９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$線源強度(\gamma／s／cm^3)=\frac{文献に記載の線源強度(MeV／(W・s))\times燃料集合体当たりの熱出力(W／体)}{各群のエネルギ(MeV)\times燃料集合体体積(cm^3／体)} \quad \cdots①$$

このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は 10^6 時間（約 114 年）であり，これは，東海第二の運転時間を十分に包絡している。

・燃料照射期間：10^6 時間

・原子炉停止後の期間※２：停止後９日（実績を考慮した値を設定）

・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（ＳＴＥＰⅢ９×９燃料（Ａ型））

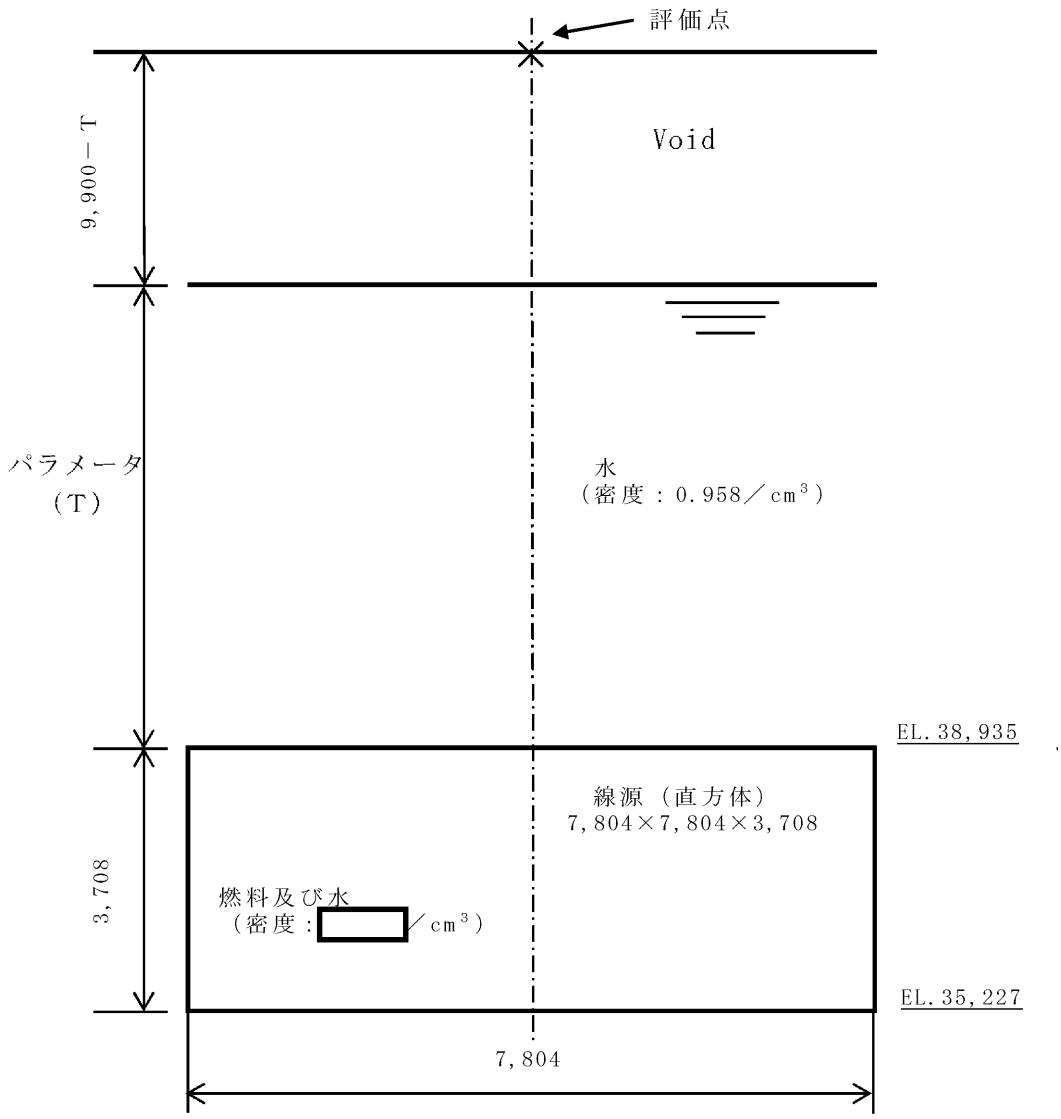
・燃料集合体体積：7.179E+04cm^3（ＳＴＥＰⅢ　９×９燃料（Ａ型））

※１：Blizard E.P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol. Ⅲ Part B,SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS,New York,London,1962”

※２：原子炉停止後９日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

○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，その評価モデルを第４図に示す。また，使用した線源強度を第２表に示す。



第4図　使用済燃料の線量率計算モデル

第２表　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 ($cm^{-3} \cdot s^{-1}$)
1	1.0	4.4×10^{11}
2	2.0	7.5×10^{10}
3	3.0	1.3×10^{9}
4	4.0	2.7×10^{7}
合計		5.2×10^{11}

7.　使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）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：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○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℃の値を設定

○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ピンローラを，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落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは，制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については，制御棒照射量制限値（B_4C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（約 435 日）。

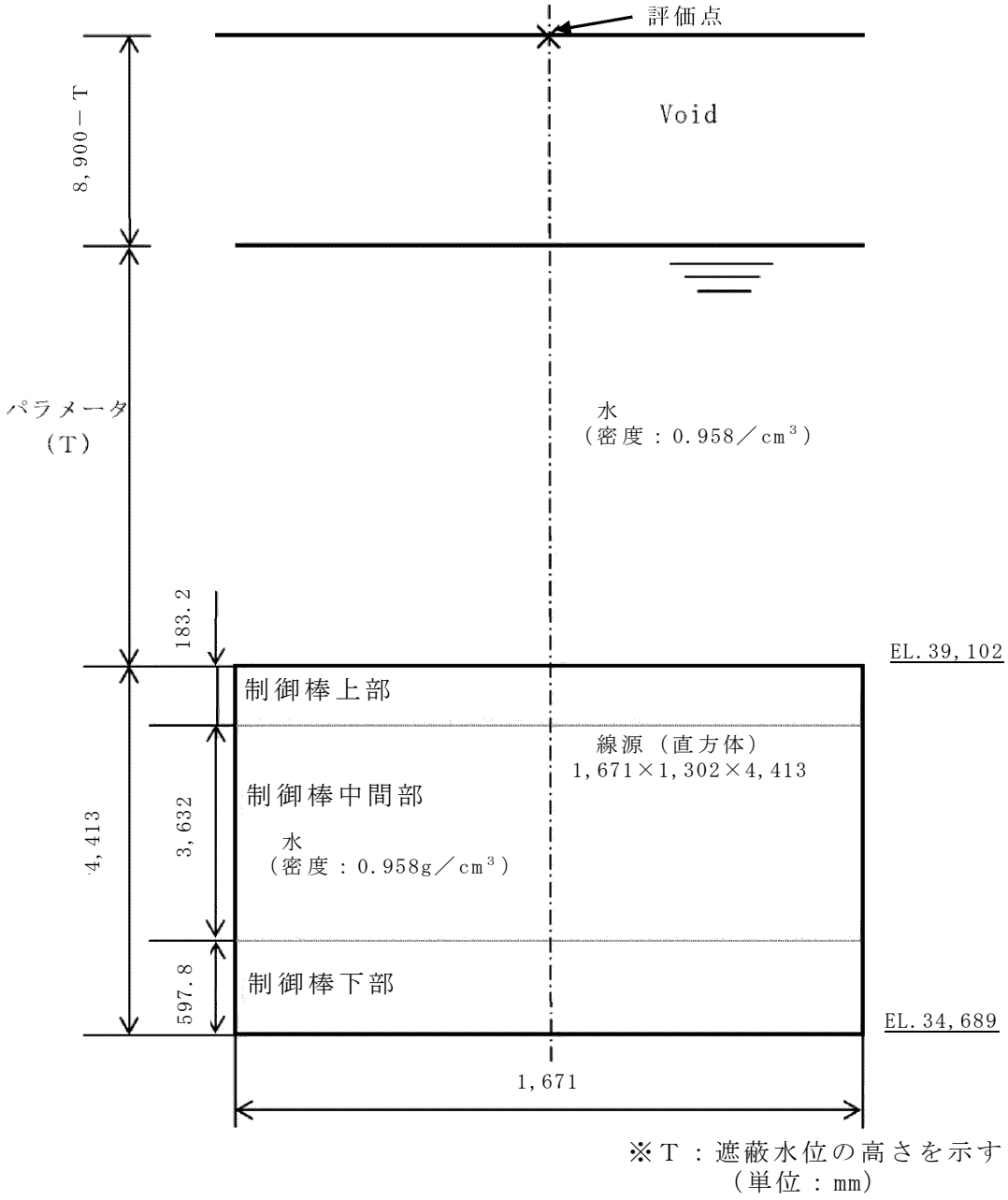
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し，制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒の平均線源強度を式①により算出した。

・ $$\text{平均線量強度}=\frac{\Sigma\{(\text{制御棒タイプ・冷却期 間別の線源強度})\times(\text{制御棒タイプ・冷却期 間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}}\cdots①$$

制御棒のタイプはB_4C型，冷却期間は 0～1 サイクルの 2 種類，全貯蔵本数は 24 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，その評価モデルを第５図に示す。また，計算により求めた線源強度を第３表に示す。



第５図　制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 3 表　制御棒貯蔵ラック内の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 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	3.6×10^{7}	4.9×10^{8}	1.3×10^{9}
2	2.50×10^{-2}	1.8×10^{5}	1.1×10^{6}	5.1×10^{6}
3	3.75×10^{-2}	1.3×10^{5}	8.8×10^{5}	1.1×10^{7}
4	5.75×10^{-2}	1.5×10^{5}	9.0×10^{5}	8.9×10^{8}
5	8.50×10^{-2}	9.1×10^{4}	5.1×10^{5}	8.3×10^{7}
6	1.25×10^{-1}	1.7×10^{5}	1.3×10^{6}	1.8×10^{8}
7	2.25×10^{-1}	1.8×10^{5}	1.3×10^{6}	2.6×10^{8}
8	3.75×10^{-1}	9.7×10^{6}	2.6×10^{8}	5.9×10^{8}
9	5.75×10^{-1}	3.4×10^{7}	1.6×10^{8}	2.7×10^{8}
10	8.50×10^{-1}	1.2×10^{8}	8.4×10^{8}	1.6×10^{9}
11	1.25×10^{0}	7.9×10^{7}	6.9×10^{8}	5.5×10^{9}
12	1.75×10^{0}	6.3×10^{5}	2.9×10^{6}	5.0×10^{6}
13	2.25×10^{0}	4.2×10^{4}	3.7×10^{3}	2.4×10^{4}
14	2.75×10^{0}	9.9×10^{0}	1.1×10^{1}	7.5×10^{1}
15	3.50×10^{0}	5.9×10^{-3}	2.1×10^{-10}	1.0×10^{-9}
16	5.00×10^{0}	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-12}	1.1×10^{-11}
17	7.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
合計		2.8×10^{8}	2.4×10^{9}	1.1×10^{10}

8.　使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガ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：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○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℃の値を設定

○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ピンローラを，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落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは，制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については，制御棒照射量制限値（Ｈｆ型：4snvt，B_4C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Ｈｆ型：約 1,160 日，B_4C型：約 435 日）。

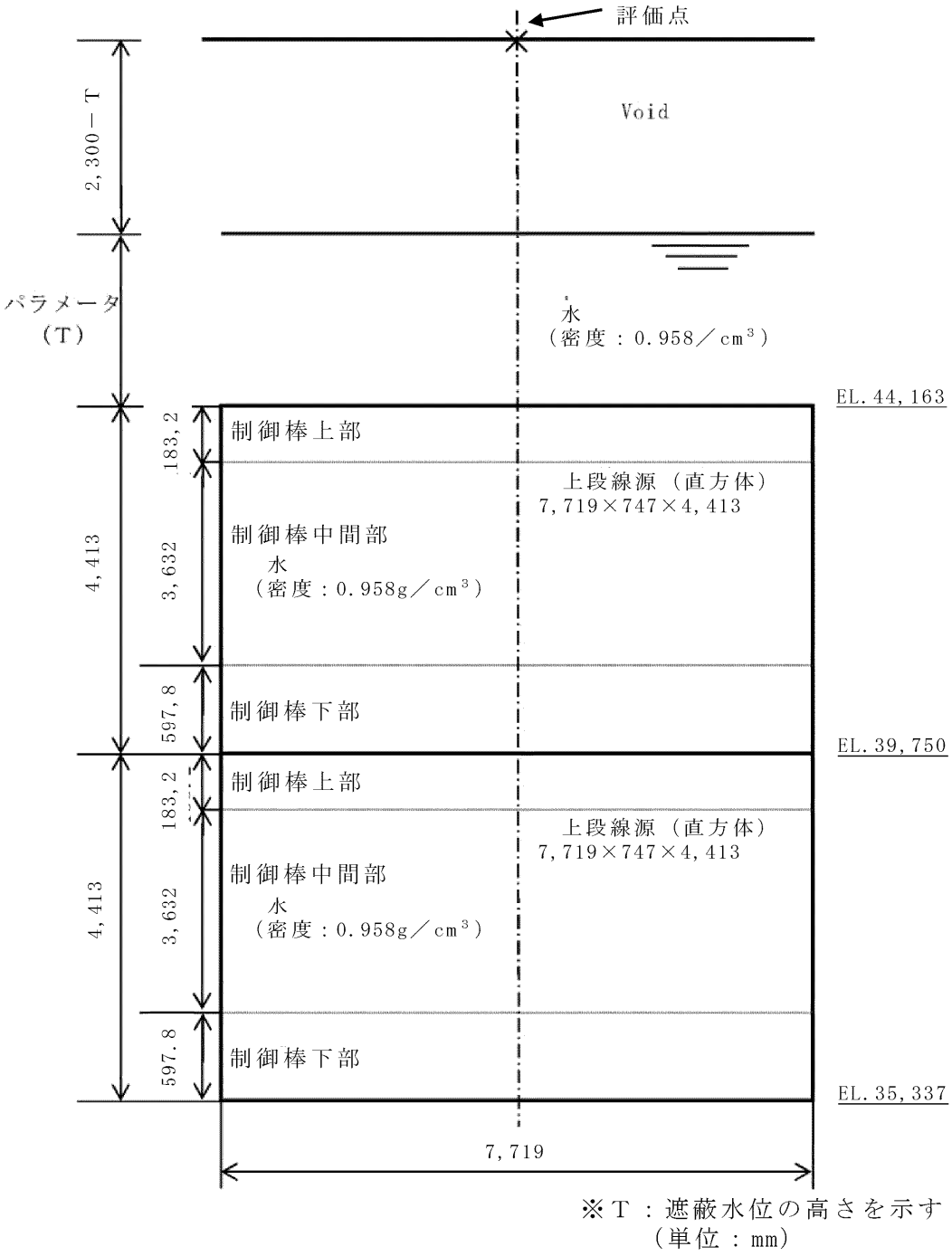
○制御棒貯蔵ハンガには，タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し，貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式②により算出した。

・ $$\text{平均線量強度}=\frac{\Sigma\{(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の線源強度})\times(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}}\cdots②$$

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 156 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，その評価モデルを第６図に示す。また，計算により求めた線源強度を第４表に示す。



第６図　使用済制御棒ハンガの線量率計算モデル

第 4 表　制御棒貯蔵ハンガの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 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	8.0×10^{4}	1.5×10^{6}	5.5×10^{6}
2	2.50×10^{-2}	1.3×10^{4}	8.7×10^{4}	5.3×10^{5}
3	3.75×10^{-2}	7.1×10^{3}	5.0×10^{4}	3.1×10^{5}
4	5.75×10^{-2}	8.0×10^{3}	5.6×10^{4}	1.7×10^{6}
5	8.50×10^{-2}	3.2×10^{3}	2.2×10^{4}	2.6×10^{5}
6	1.25×10^{-1}	1.2×10^{3}	8.6×10^{3}	3.3×10^{5}
7	2.25×10^{-1}	4.5×10^{2}	3.1×10^{3}	4.1×10^{5}
8	3.75×10^{-1}	1.2×10^{3}	8.6×10^{3}	5.3×10^{4}
9	5.75×10^{-1}	6.5×10^{3}	3.0×10^{4}	5.3×10^{4}
10	8.50×10^{-1}	2.5×10^{4}	7.3×10^{6}	1.5×10^{7}
11	1.25×10^{0}	3.5×10^{7}	2.4×10^{8}	1.5×10^{9}
12	1.75×10^{0}	1.2×10^{2}	5.5×10^{2}	9.7×10^{2}
13	2.25×10^{0}	1.8×10^{2}	1.3×10^{3}	7.8×10^{3}
14	2.75×10^{0}	5.7×10^{-1}	3.9×10^{0}	2.4×10^{1}
15	3.50×10^{0}	4.1×10^{-16}	1.9×10^{-15}	2.7×10^{-15}
16	5.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
17	7.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
合計		3.5×10^{7}	2.5×10^{8}	1.5×10^{9}

○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個所を直方体の線源としてモデル化している（第7図）。

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。本評価では制御棒が①冠水時，②一部露出時，③露出時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。

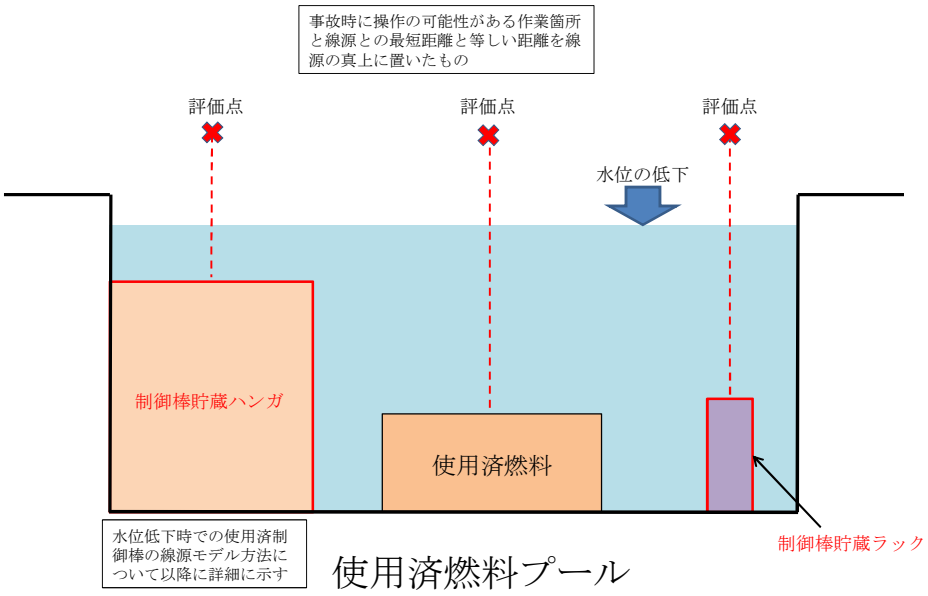
こちらは③露出時において，制御棒間等は気中であるが，制御棒は水より密度の大きいステンレスやB_4C（又はＨｆ）等で構成されていること，線源以外にも使用済制御棒ハンガのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時，②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間等，気中であった箇所に水が入るため，遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては③露出時と同様，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，評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく，線源が水として計算しているためである（第8図）。

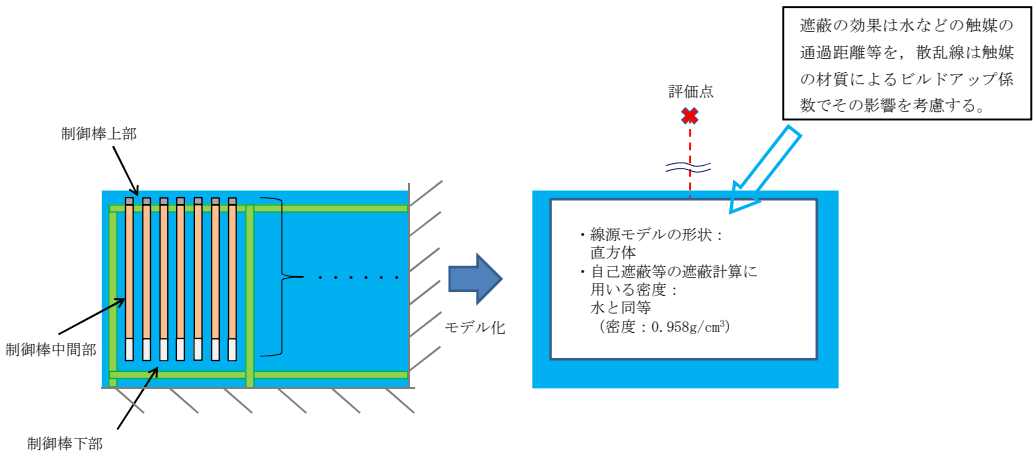
＜参考＞

一例としてＣｏ６０を線源としたときの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。



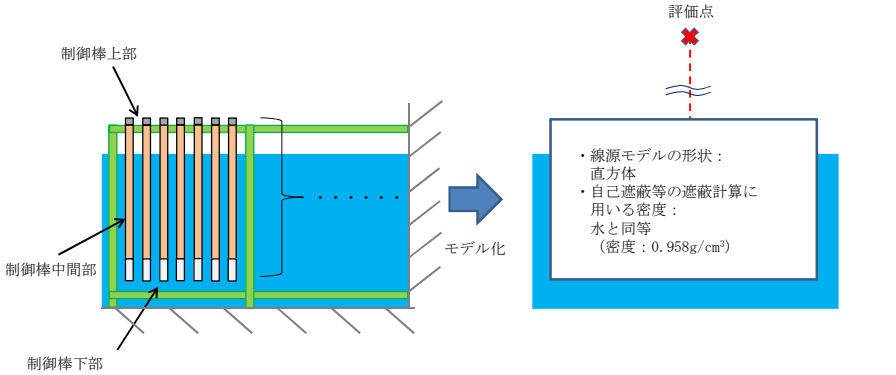
第 7 図　使用済燃料プール概要図

①冠水時



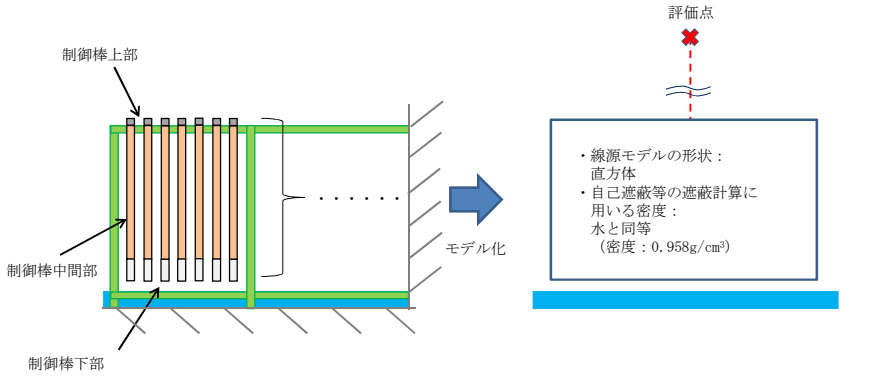
使用済制御棒の側面図　　制御棒の線源モデル（冠水時）

②一部露出時



使用済制御棒の側面図　　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　　制御棒の線源モデル（露出時）

第 8 図　冠水時及び露出時の線量率計算モデル

9. 線量率の評価

線量率は，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（ver1.04）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，線量率換算係数をか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③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。

・ $D_j=\sum_i F_j\cdot\frac{S_{ij}}{4\cdot\pi\cdot R_i^2}\cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk}\cdot t_k\right)}\cdot B_{ij}$ ・・・③

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

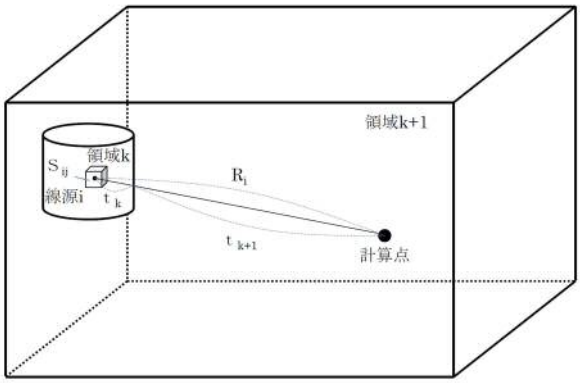
R_i：ｉ番目の線源点と計算点の距離

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Ｄｊ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。



第９図　ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの計算体

10．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，第７図に示すように制御棒ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源，使用済燃料ラック線源の各線源毎に，それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第10図に示す。

なお，評価では第４図及び５図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

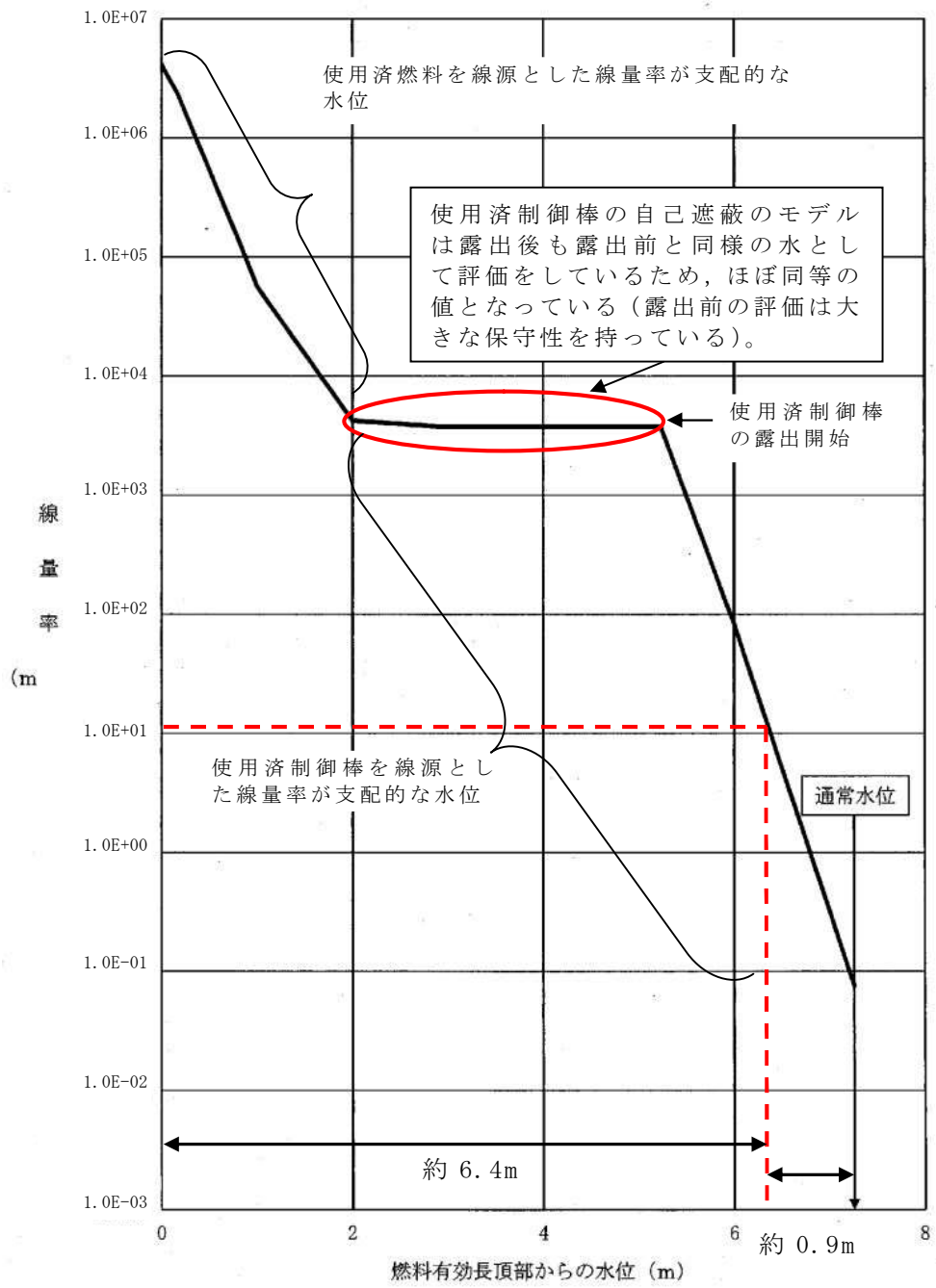
本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は,原子炉建屋原子炉棟６階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟６階での操作は，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所と子炉建屋原子炉棟６階の移動時間を含む）以内であ

ることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

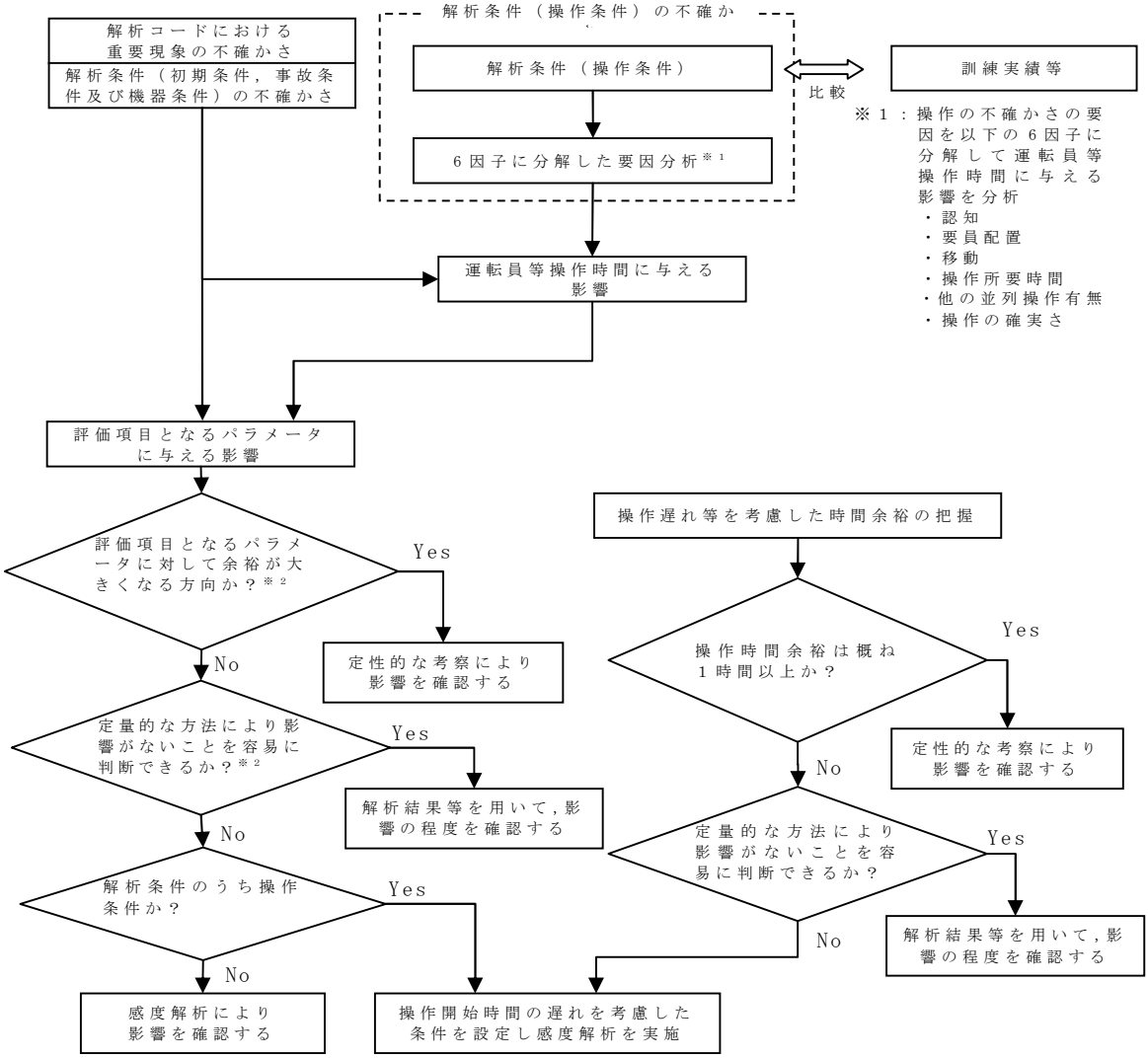
なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

必要な遮蔽水位は第 10 図より東海第二発電所において約 6.4m となり，開始水位から約 0.9m 低下した水位である。



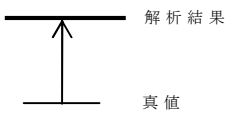
第 10 図　放射線の遮蔽が維持される水位

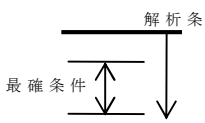
解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー



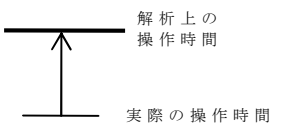
※2：評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方

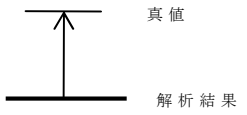
解析コードにおける重要現象の不確かさの場合	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさの場合	解析条件（操作条件）の不確かさの場合
①真値が解析結果に包含されるもの⇒定性的に影響がないことを確認	①最確条件※3が解析条件に包含されるもの⇒定性的に影響がないことを確認	①解析上の操作時間の余裕があるもの⇒定性的に影響がないことを確認
②真値が解析結果に包含されないもの⇒定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を確認	②最確条件が解析条件に対して正負の値をとるもの⇒厳しい側において定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を確認	②解析上の操作時間の余裕がないもの⇒定量的に影響を確認又は感度解析にて影響を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

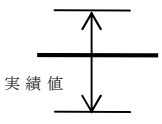


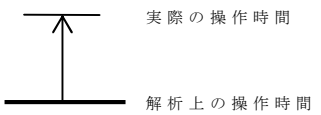


※3：プラントパラメータの最確条件には実測値（実績値）を，機器の最確条件には設計値を用いる









2.1　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としては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失(自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。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の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，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，

重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧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。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(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」において，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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び自動減圧機能付きの逃がし安全弁(以下「逃がし安全弁(自動減圧機能)」という。）による原子炉注水手段を整備する。また，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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.1-1 図に，対応手順の概要を第 2.1-2 図に示すとともに，対

策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員19名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 19 名及び招集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがト

リップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

c．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。

d．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

e．高圧・低圧注水機能の回復操作

高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常

設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。

g．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。

h．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

i．原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。

また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

j．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠

隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

k．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

l．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）等である。

また，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のベントラインが水没しないことを確認する。

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のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

m．可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｎ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｏ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

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，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構

造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．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高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

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)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小

流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]において，13.4kg／sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[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（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1-9 図から第 2.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.1-15 図から第 2.1-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（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。このため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し，事象発生の約 25 分後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施することで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると,原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(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。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，

原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.1-9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の

約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。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，評価項目である 15%を下回る。

（添付資料 2.1.1）

原子炉圧力は，第 2.1-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱実施時の敷地境界外での

実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」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。

（添付資料 2.1.2）

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また，代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機

能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）による原子炉注水)，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，

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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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 2.1.3）

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.1.3）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第2.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響

は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.1.3）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，

同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.1.3）

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た。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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作と

は異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.1.3）

(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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，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による格納容器除熱は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベ

ント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，75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料 2.1.3）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水）は，同様に高圧・低圧注水機能が喪失し，原子炉減圧操作も25分であることから事象進展が同等となる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，25分の減圧操作遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず,格納容器ベント時の敷地境界外線量も約4.4mSvとなり5mSvを下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行するため，重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約14時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.1.3，2.6.6）

(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。この結果，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」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「2.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり

19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」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。

また，事象発生2時間以降に必要な招集要員は5名であり，発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の71名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

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」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,350m^3の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3及び高所淡水池に約 2,500m^3の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

（添付資料 2.1.4）

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継

続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については,事象発生からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.1.5）

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの，電源供給を考慮する負荷については約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.1.6）

2.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧・低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに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，安定状態を維持することができる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.1-1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（1／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.1-1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（2／5）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.1-1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（3／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	残留熱除去系海水系 代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 残留熱除去系海水系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.1-1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション･チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，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による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

第 2.1-1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（5／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

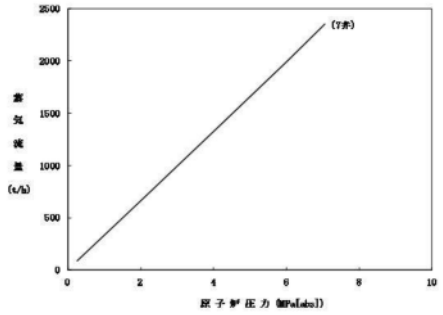
第 2.1-2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

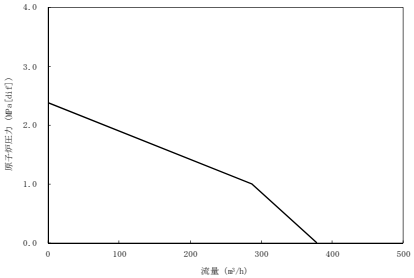
第 2.1-2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 2.1-2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3／5）

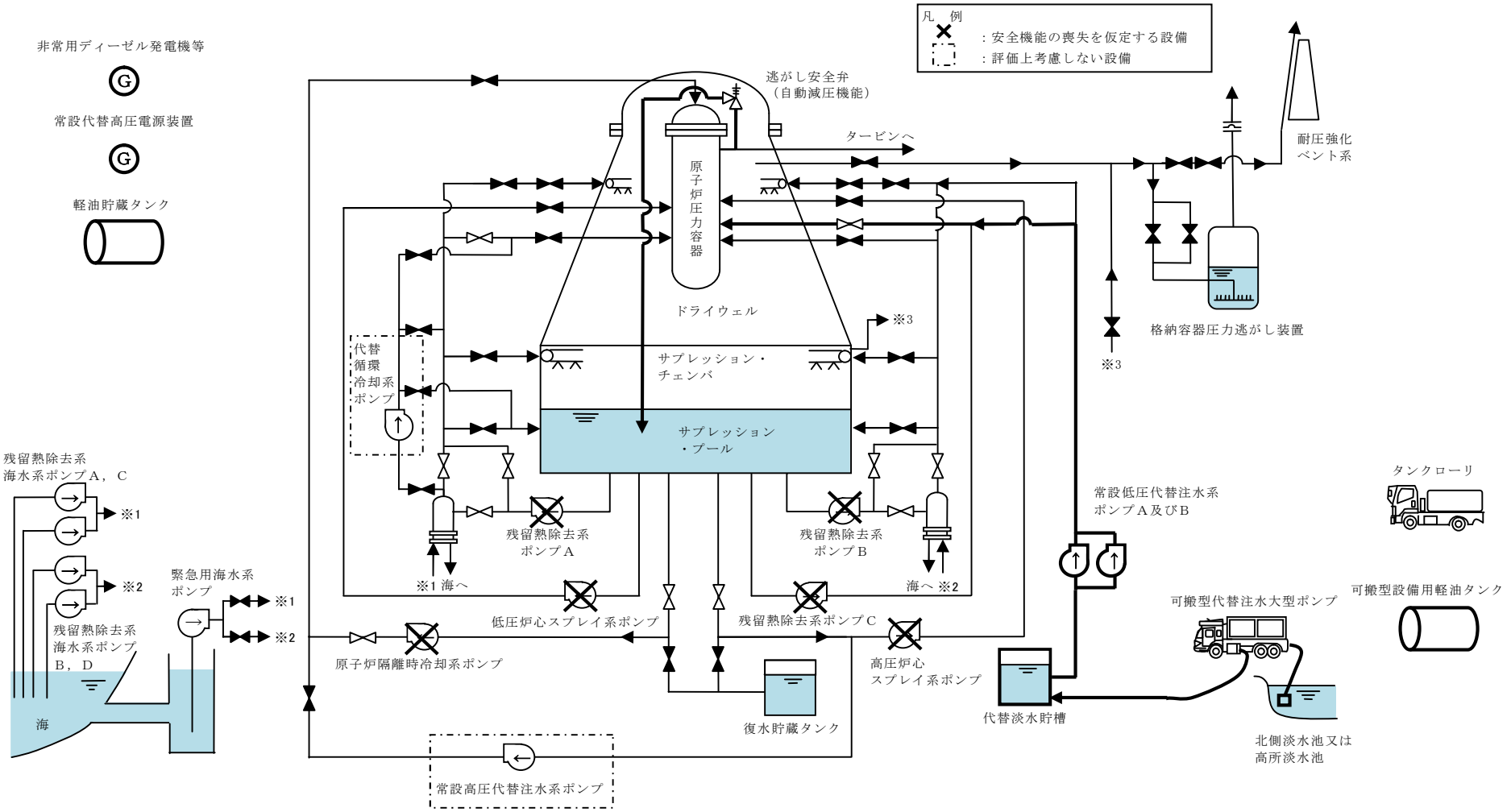
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.1-2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4／5）

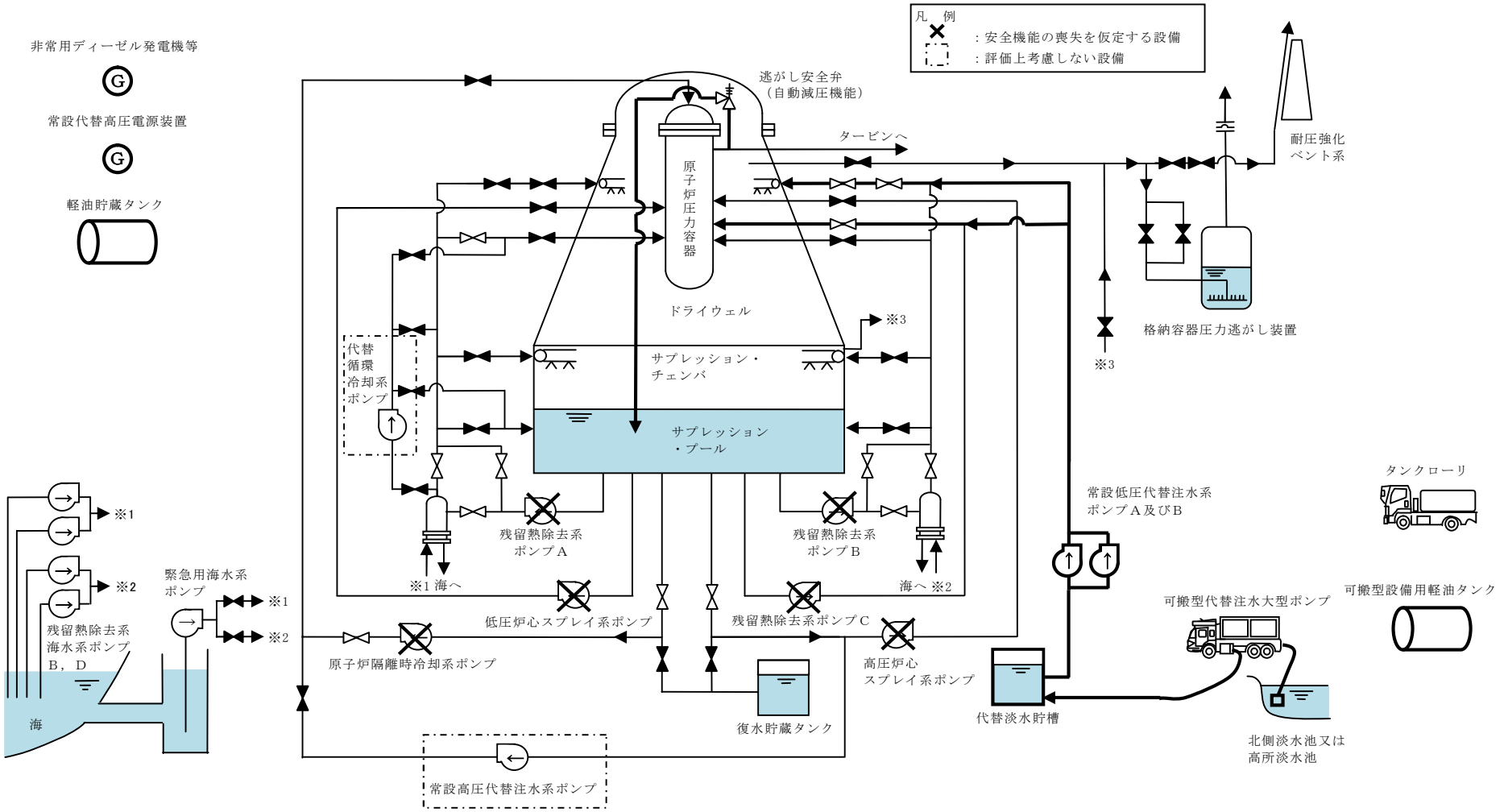
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.1-2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5／5）

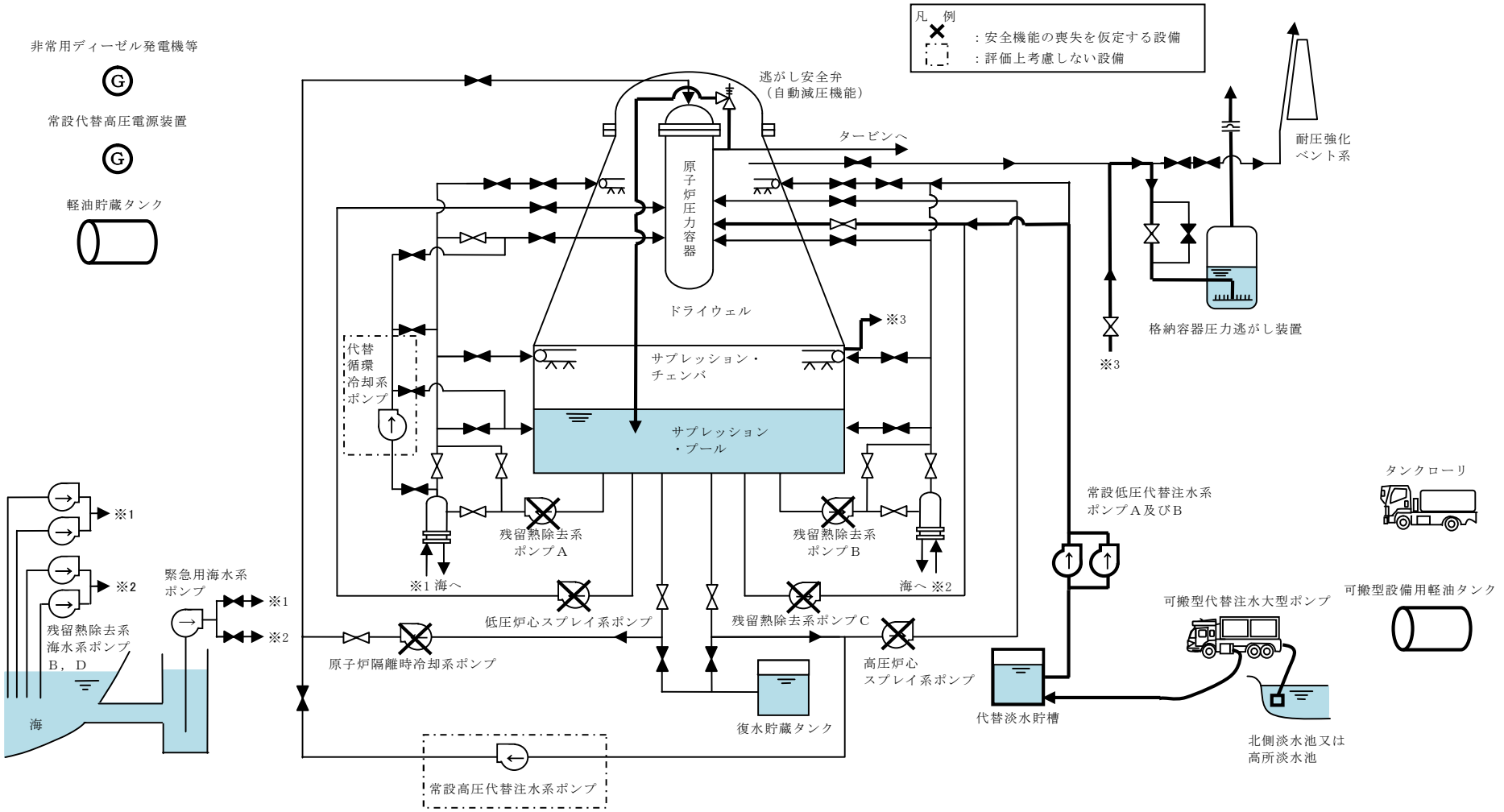
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



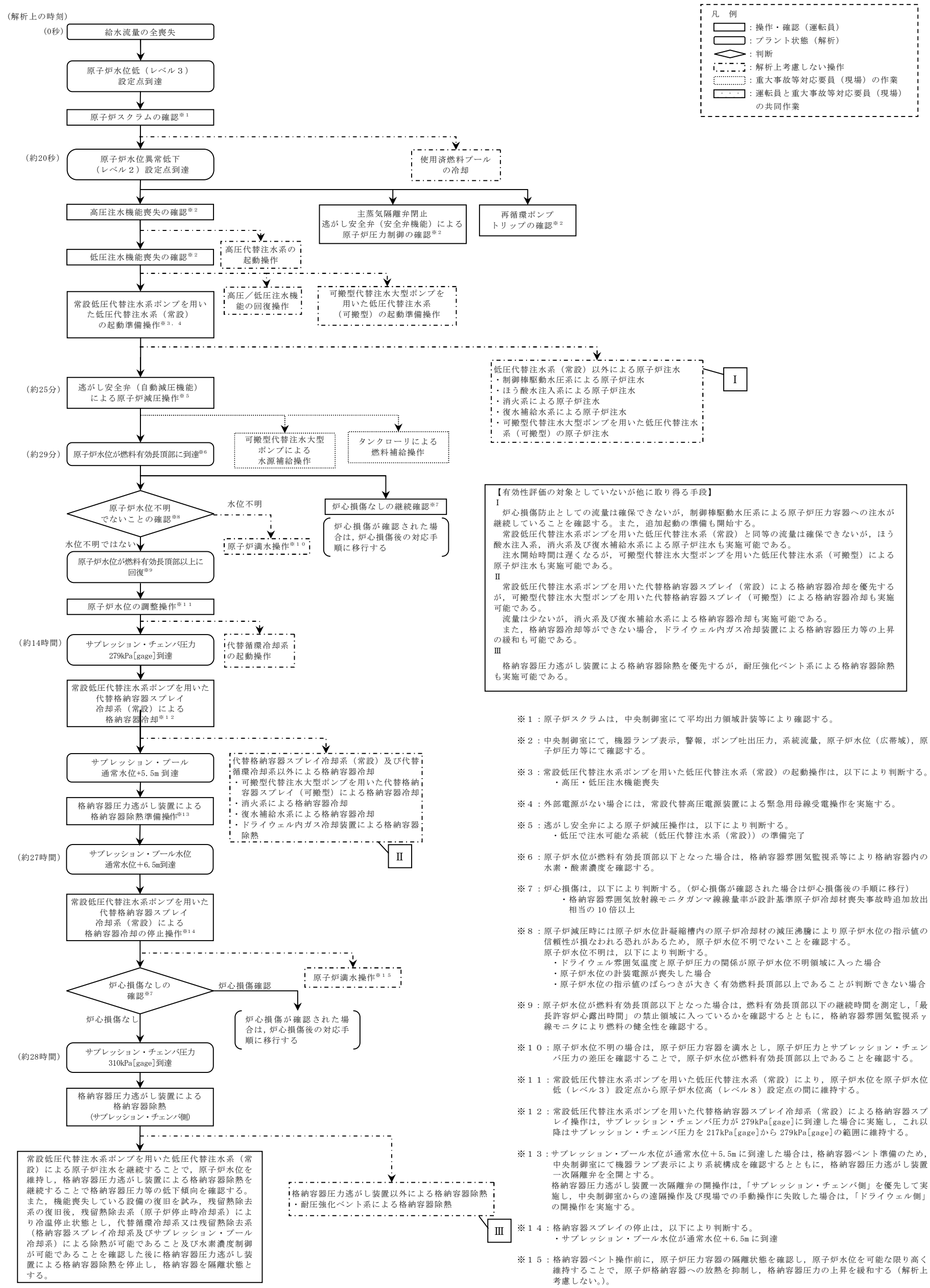
第 2.1-1 図　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.1-1 図　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）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.1-1 図　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）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。

注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

流量は少ないが，消火系及び復水補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５：逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

※８：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※９：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気監視系γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。

※１０：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１１：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１２：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施し，これ以降はサプレッション・チェンバ圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持する。

※１３：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４：格納容器スプレイの停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１５：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，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

第 2.1-2 図　高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

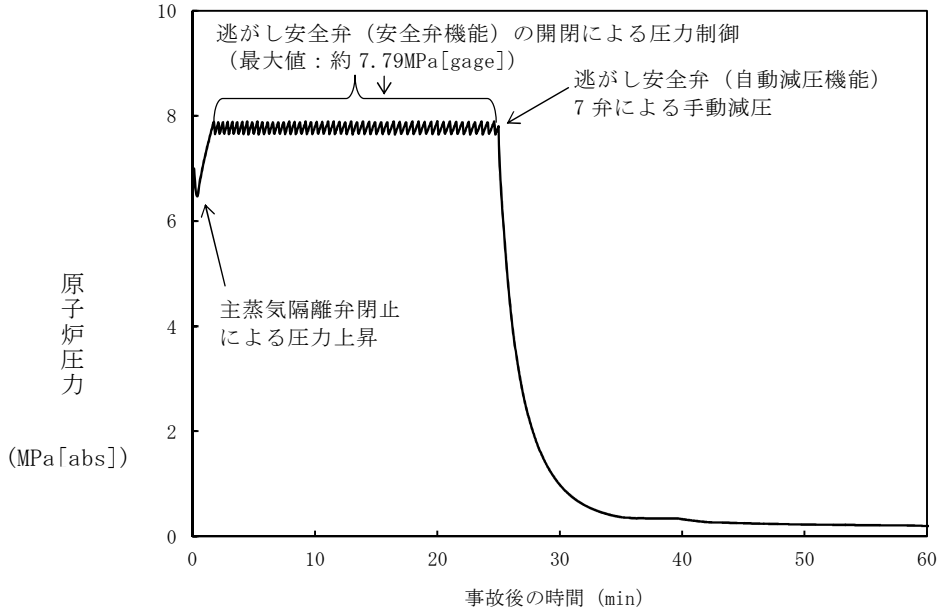
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 ▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽25分　原子炉減圧開始	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作（失敗）	4分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	4分	
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	

第 2.1-3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

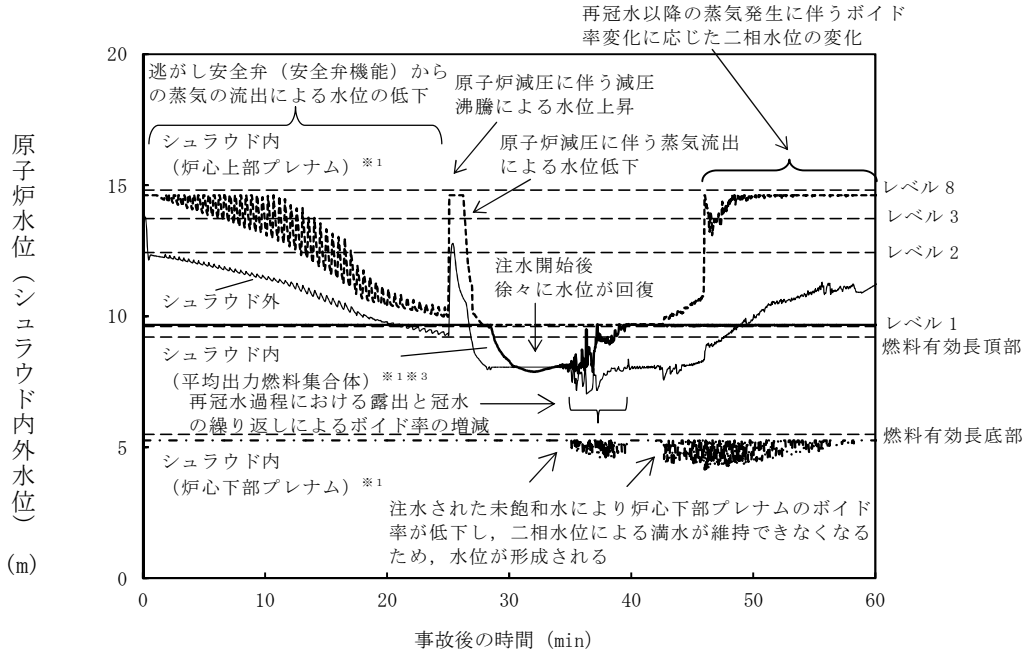
高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽25分　原子炉減圧開始 ▽約14時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa［gage］到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　サプレッション・チェンバ圧力310kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	注水開始後，適宜原子炉水位調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2人】＋1人 C，D，E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後，適宜状態監視	
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	220 分	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 c，d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	10人　a～j 及び招集5人			

第 2.1-3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）



第 2.1-4 図　原子炉圧力の推移

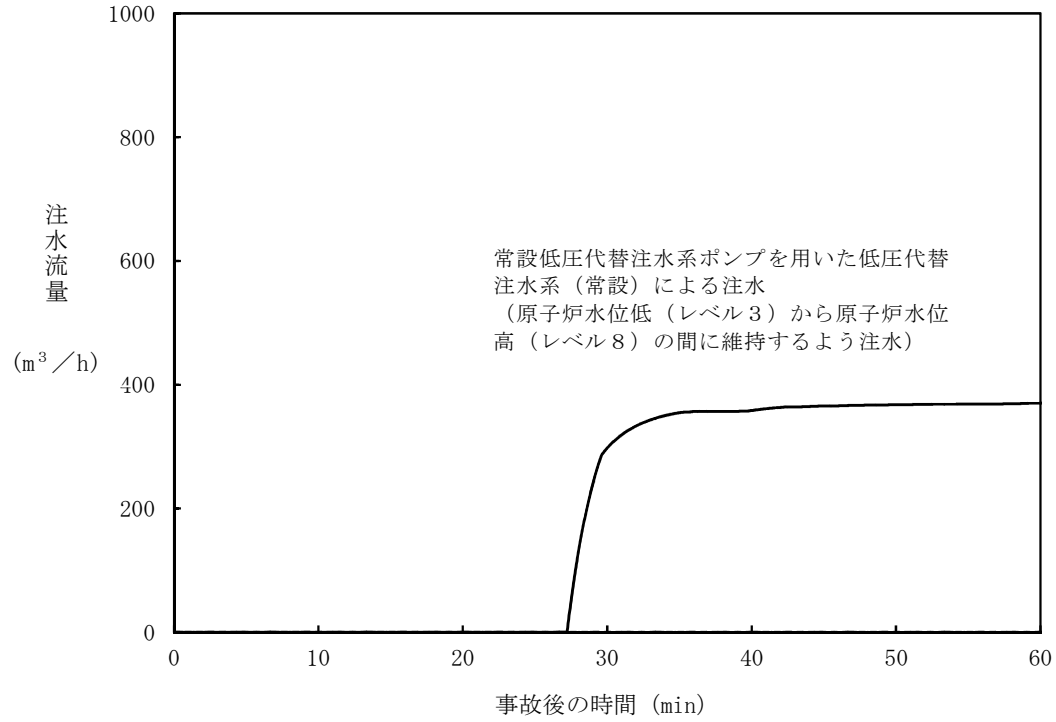


第 2.1-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※2

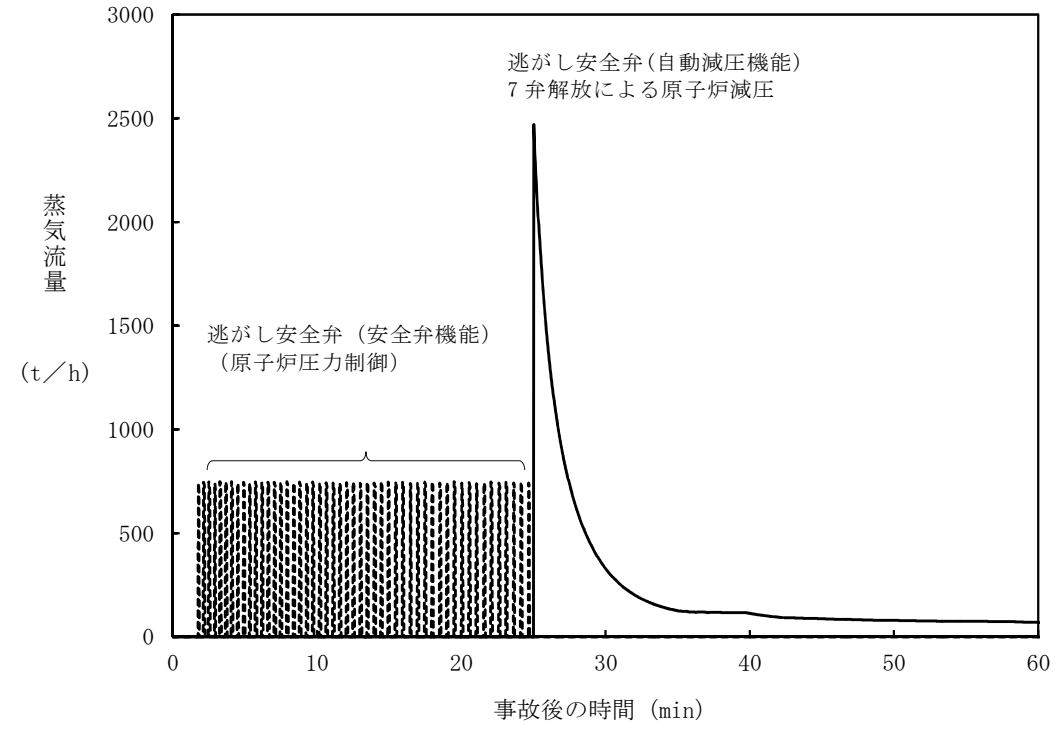
※1　ＳＡＦＥＲでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態），平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部または平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は平均出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナム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場合は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，水がほぼない状態でも，二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)

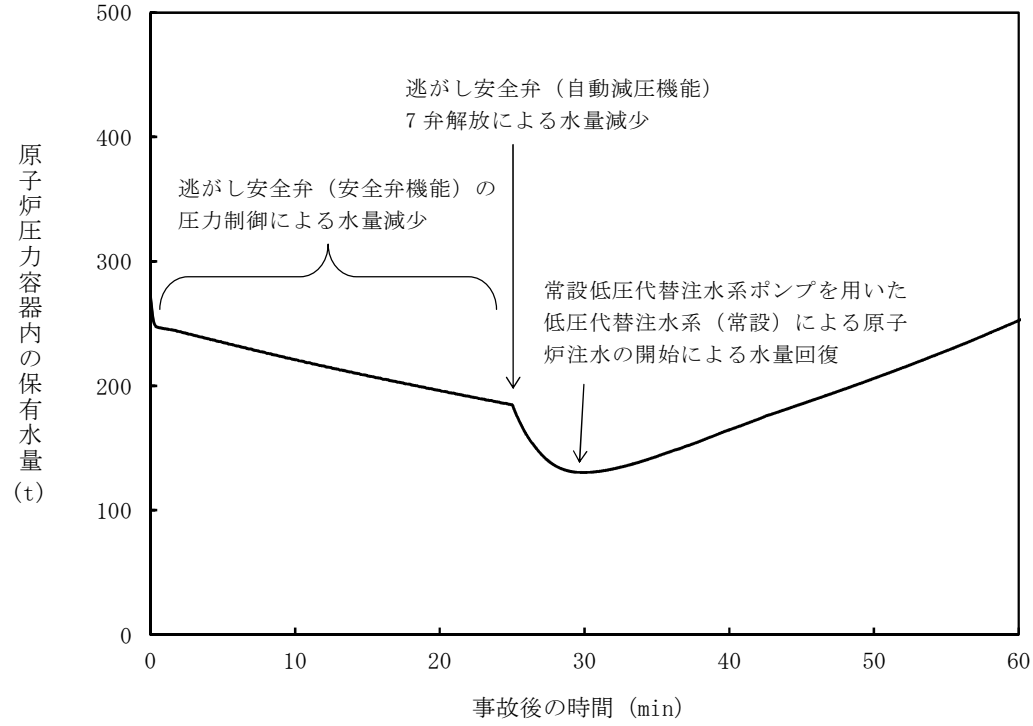
※3　「燃料被覆管温度計算の観点から，集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
（付録 3　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて　第 1 部　ＳＡＦＥＲコード　3.3 解析モデル　3.3.1　熱水力モデル　(1) ノード分割　⑨ノード 9：燃料集合体　参照）



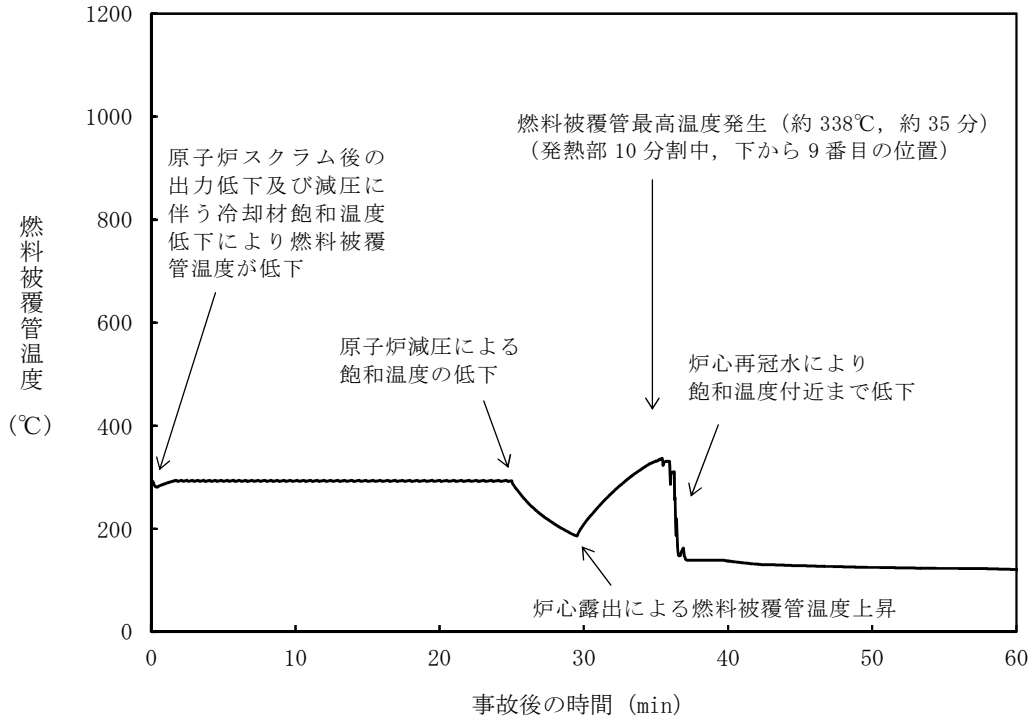
第 2.1-6 図　注水流量の推移



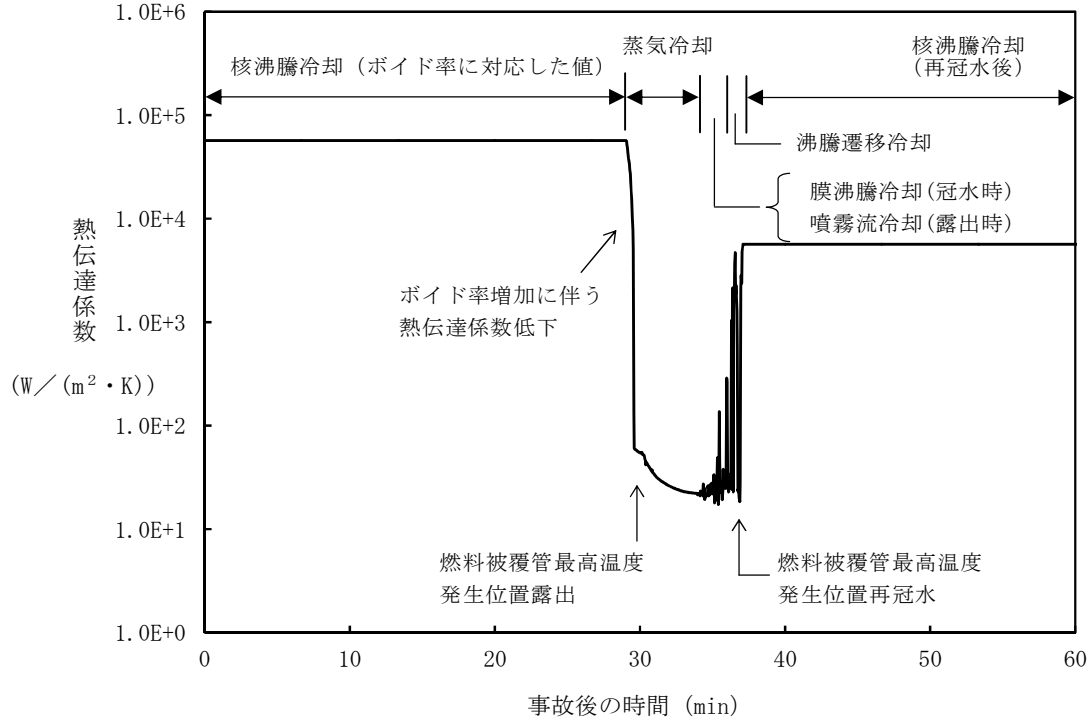
第 2.1-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



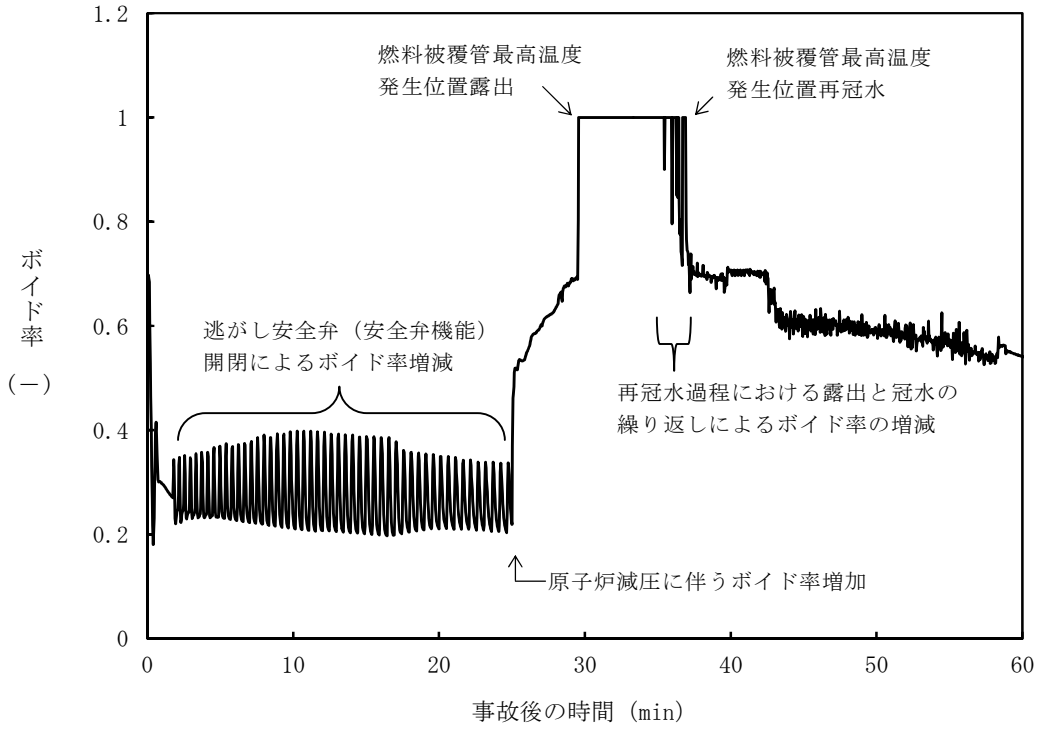
第 2.1-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



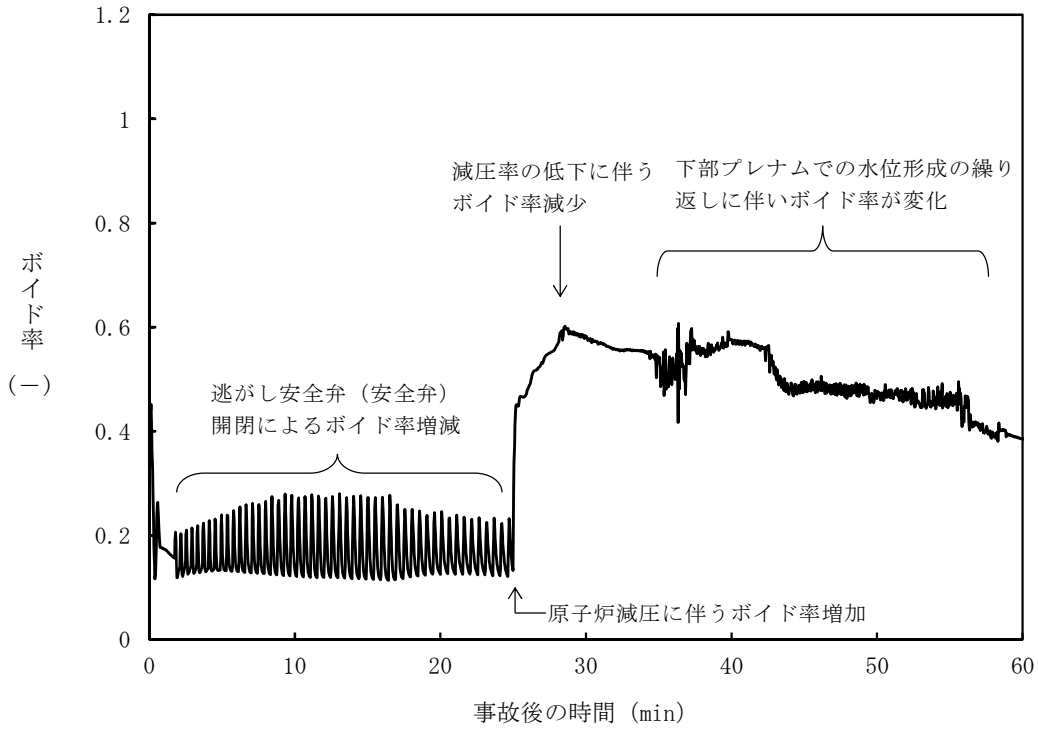
第 2.1-9 図　燃料被覆管温度の推移



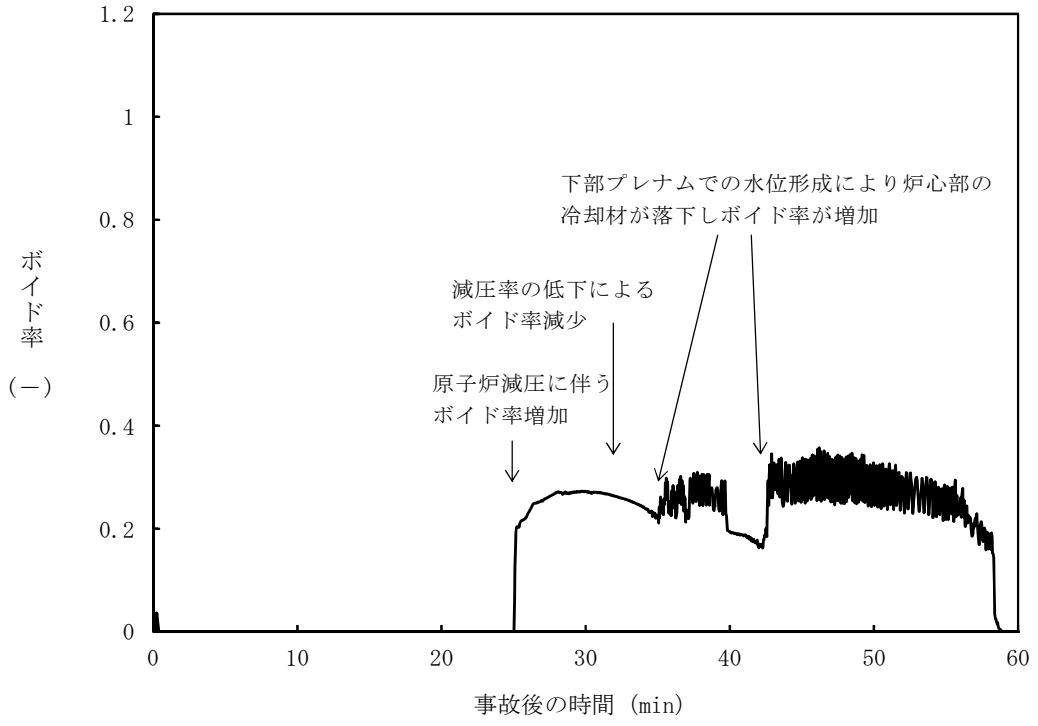
第 2.1-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



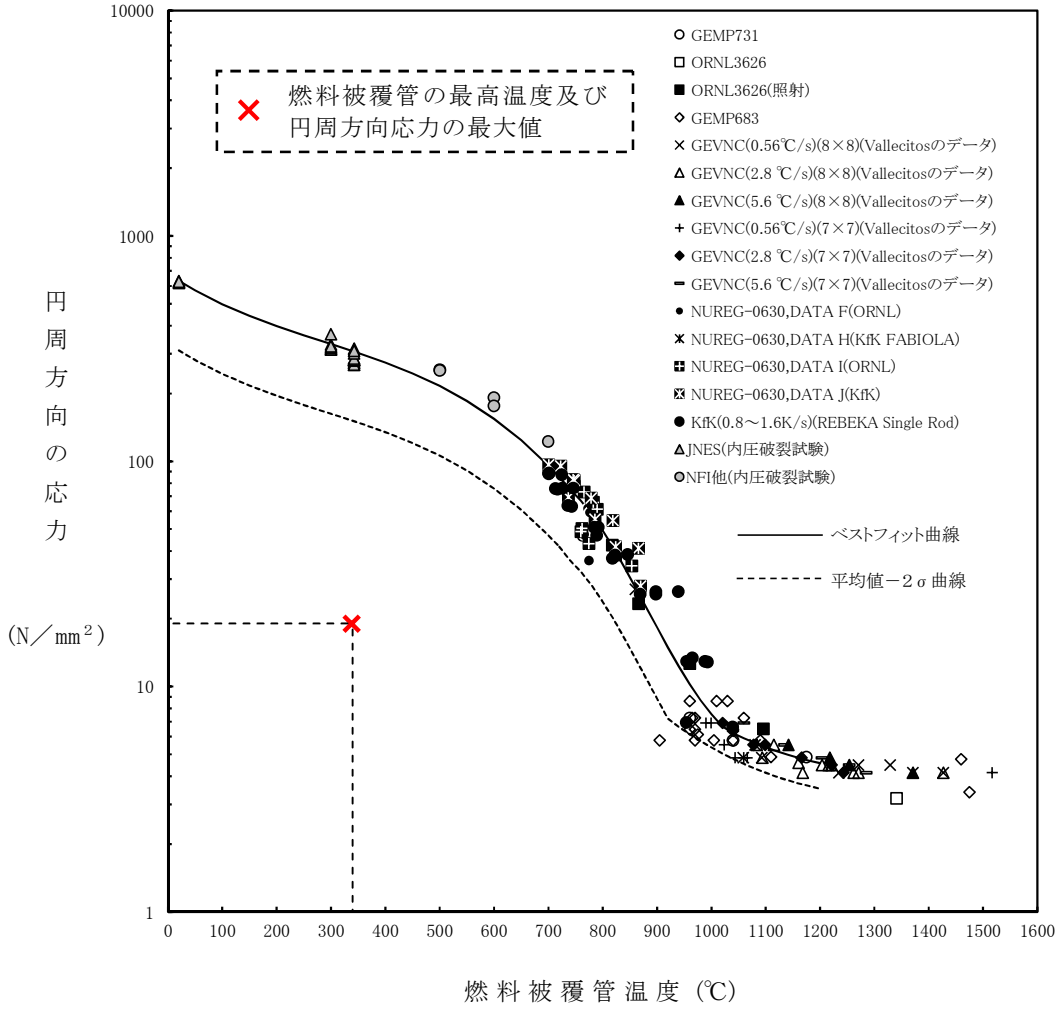
第 2.1-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



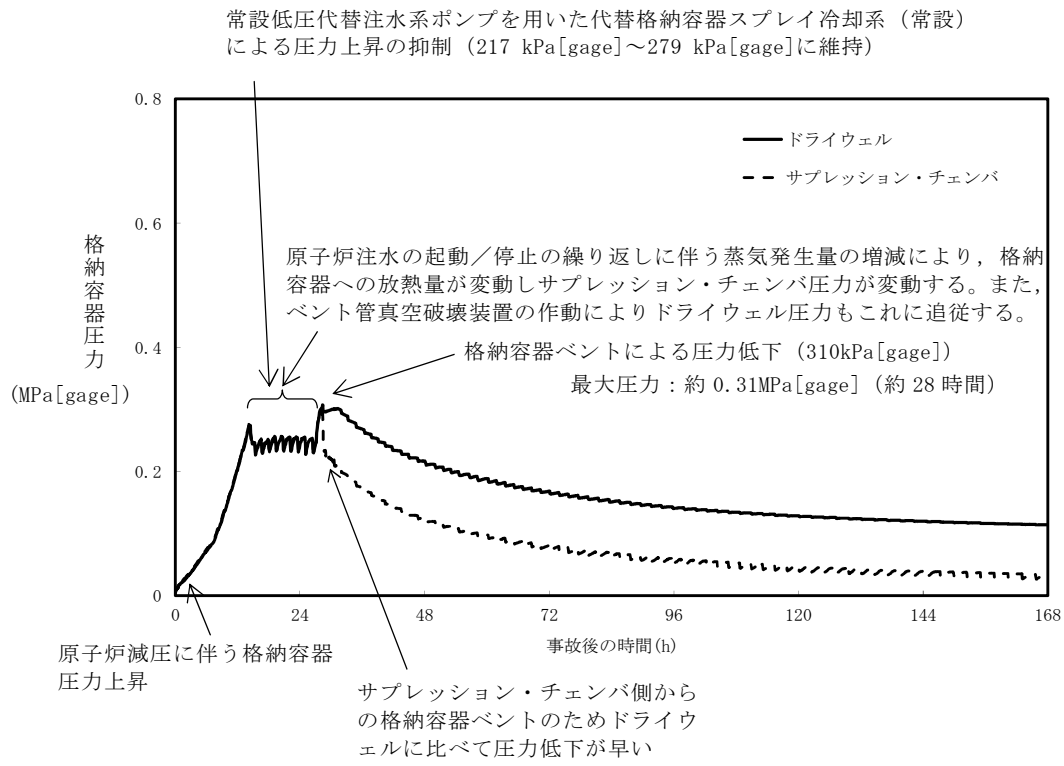
第 2.1-12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



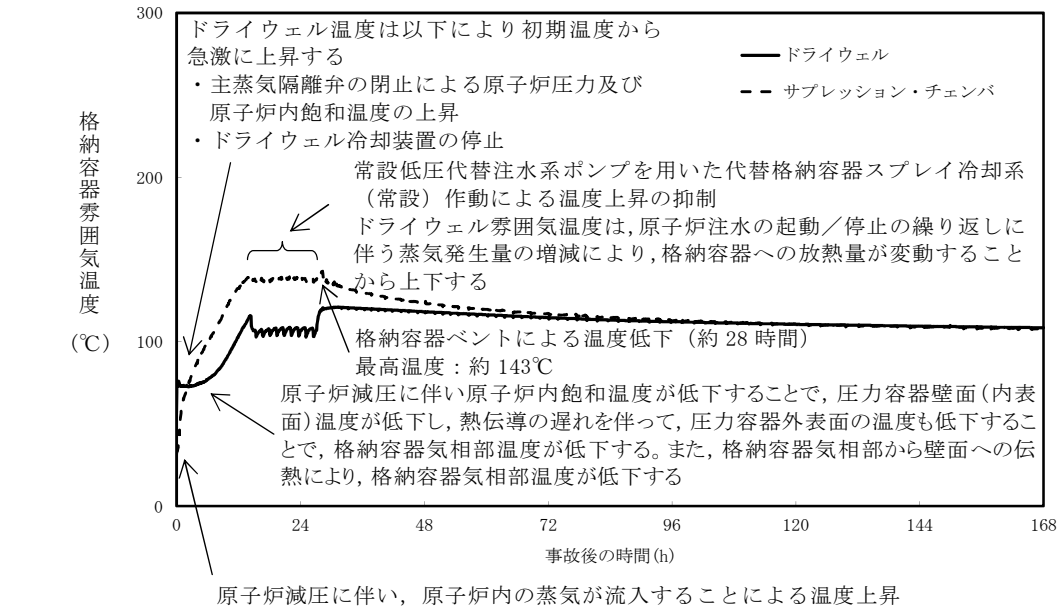
第 2.1-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



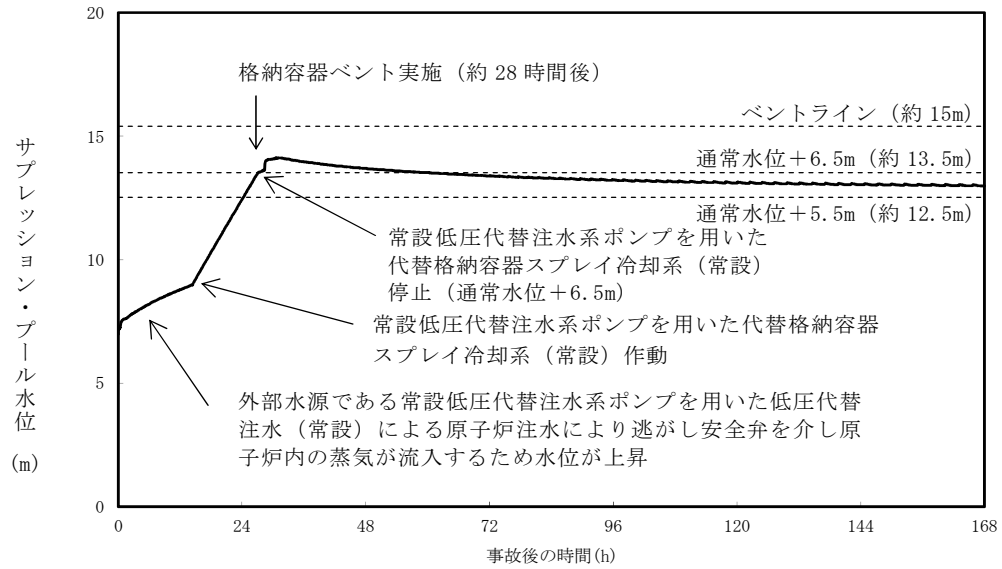
第 2.1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



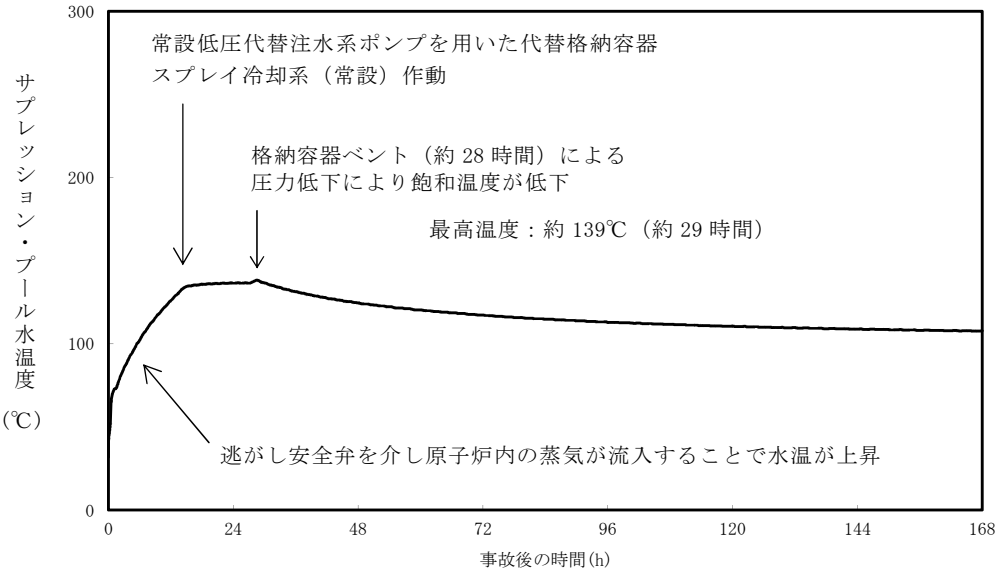
第 2.1-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.1-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.1-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.1-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」等において，平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は，以下のように整理できる。

・注水設備の観点からは，これらの事故シーケンスでは事象発生後，早期に低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行うため，原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体は一部露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は，上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が分配されるため，初期の燃料集合体出力が高く，発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では，二相水位としては高めとなり，燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから，燃料被覆管温度の上昇が抑制される。

・崩壊熱の観点からは，設計基準事故のＬＯＣＡ解析と比較して，これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており，平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は，事故直後に比べて小さくなり，温度上昇率の差が小さくなる。このため，二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため，第 1 表に示すとおり，代表的な事故シーケンスについて，高出力燃料集合体の初

期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

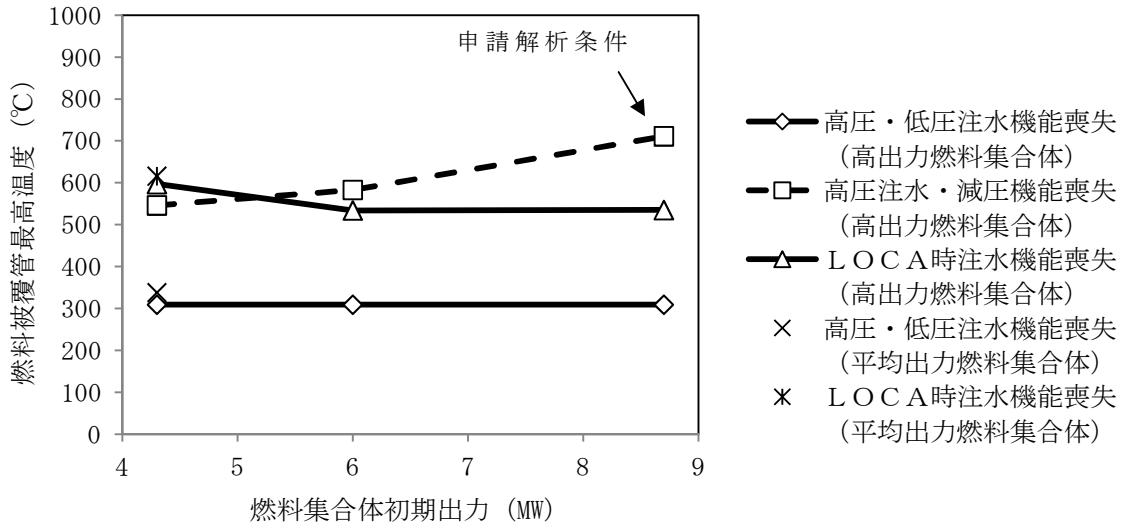
なお，燃料棒の線出力密度については，初期出力に比例して変化させている。

第１図に，燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。高圧注水・減圧機能喪失では，申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり，高圧・低圧注水機能喪失及びＬＯＣＡ時注水機能喪失では，いずれの高出力燃料集合体初期出力の場合においても，ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。

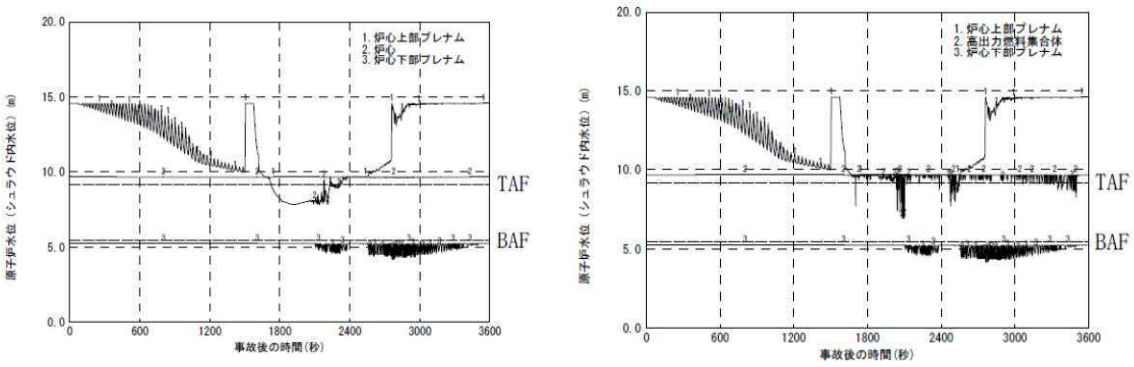
以上から，高圧・低圧注水機能喪失等において，平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

第１表　高出力燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係

事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力	
高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等



第１図　燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果



平均出力燃料集合体　　高出力燃料集合体

第２図　原子炉水位挙動の例（高圧・低圧注水機能喪失）

安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については，以下のとおり。

原子炉安定停止状態	：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し,事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は，本事故シーケンスとベントタイミングが同等であり，放射性物質の減衰効果も同等となる「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果 6.2×10^{-1}mSv と同等となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，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

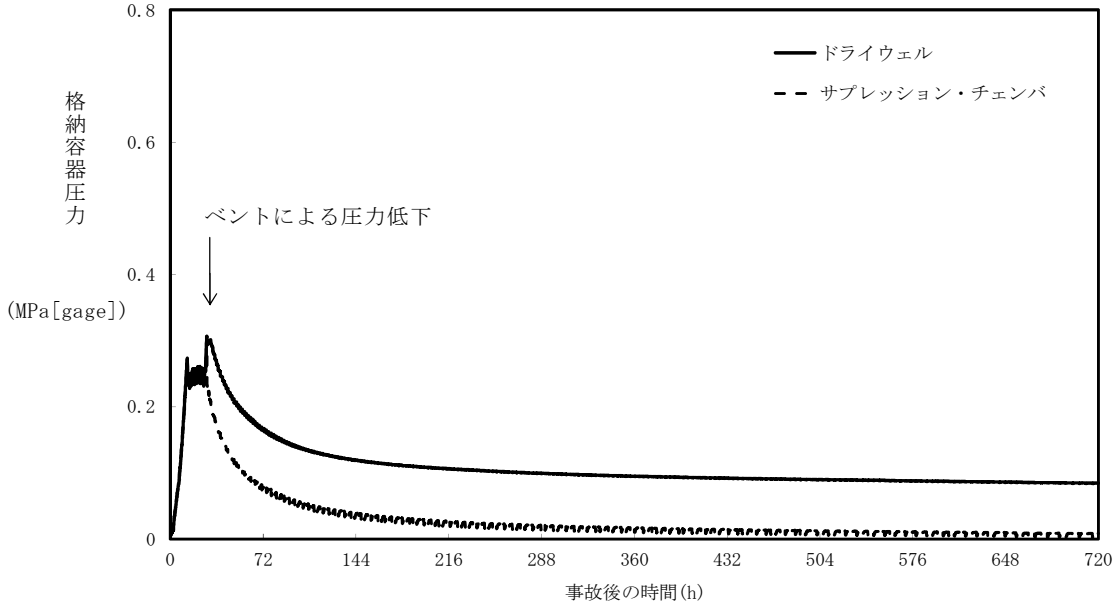
サプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について以下に示す。

(1) 格納容器ベントを使用した場合のサプレッション・プール水温度に関する長期間解析

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため，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おいて格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち，サプレッション・プール水温度が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」について，サプレッション・プール水温度が約100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

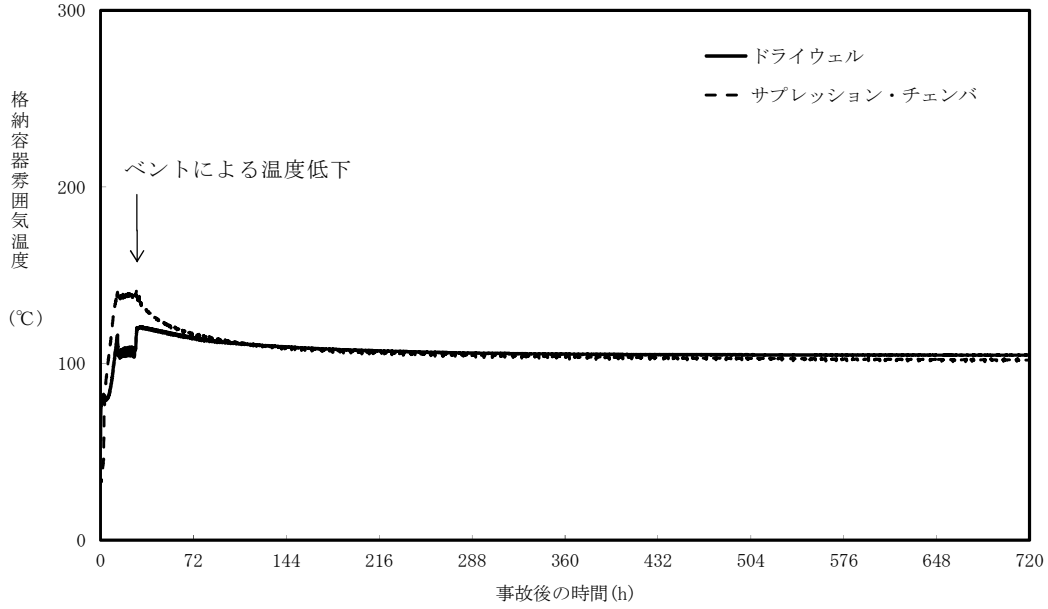
第 1 図から第 3 図に格納容器圧力，温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を示す。第 3 図に示すとおり，事象発生から 7 日後時点では，サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事象発生から 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

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



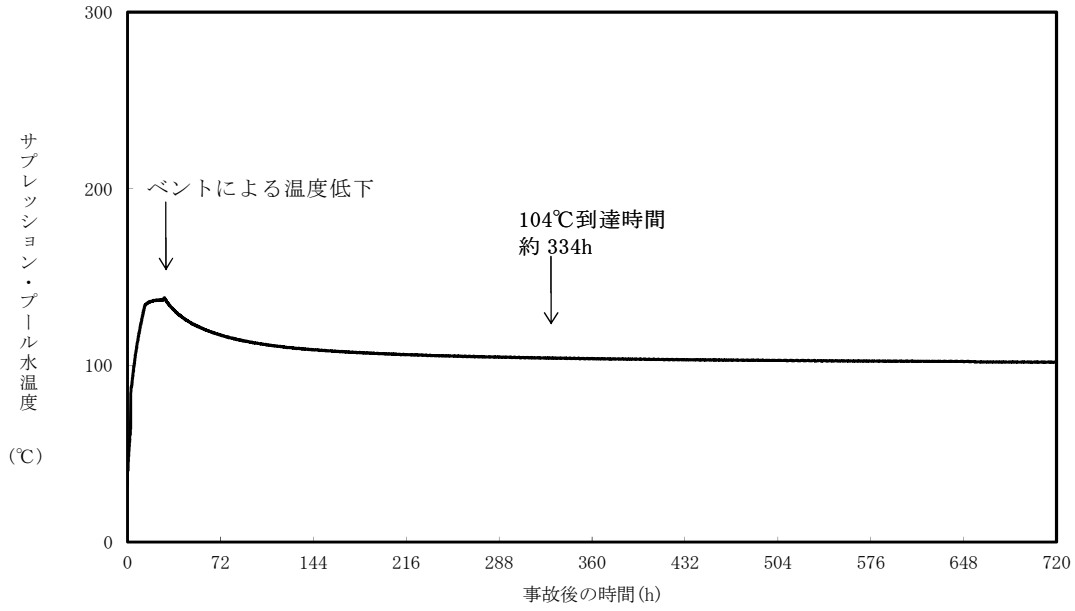
第 1 図　格納容器圧力の推移

（崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））



第 2 図　格納容器雰囲気温度の推移

（崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））



第 3 図　サプレッション・プール水温度の推移

（崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

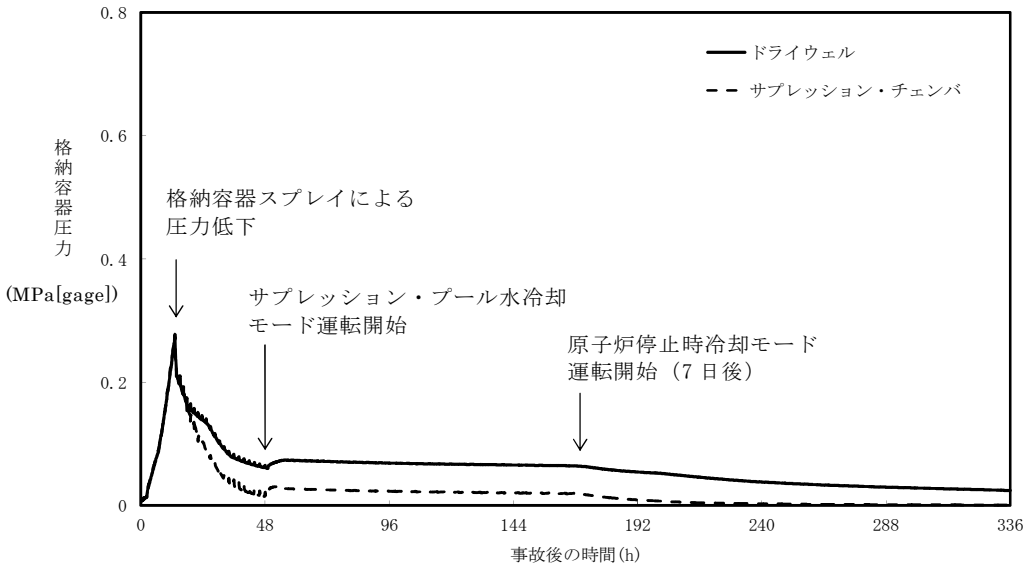
(2)　残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは，残留熱除去系の復旧による安定状態の維持に関する定量評価として，崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に残留熱除去系により原子炉停止時冷却モード運転を実施した場合の長期間解析を実施した。

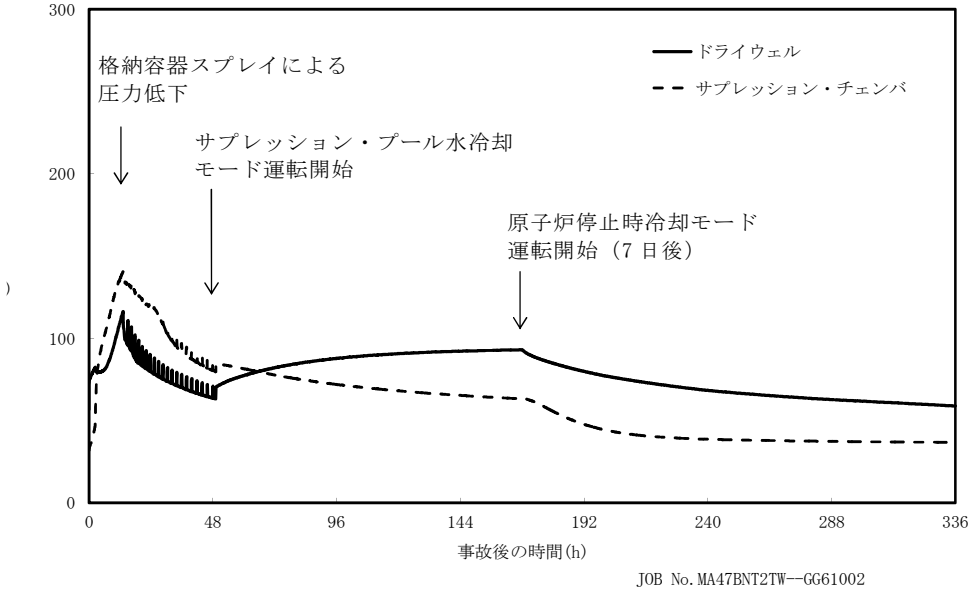
第 4 図から第 6 図に格納容器圧力，サプレッション・プール水温度及び水位の解析結果を，それぞれ事象発生の 14 日後まで示す。

第 5 図に示すとおり，サプレッション・プール水温度は事象発生の約 13 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり，事象発生の 7 日後までに最高使用温度（104℃）を下回る。その後，事象発生の 7 日後に原子炉停止時冷却モード運転を開始すると，除熱性能が向上し，第 4 図及び第 5 図に示すとおり，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。サプレッション・プール水位については,第 6 図に示すとおり残留熱除去系により格納容器除熱を実施しつつ,サプレッション・プール水源にて原子炉注水を行うことで上昇は抑制される。

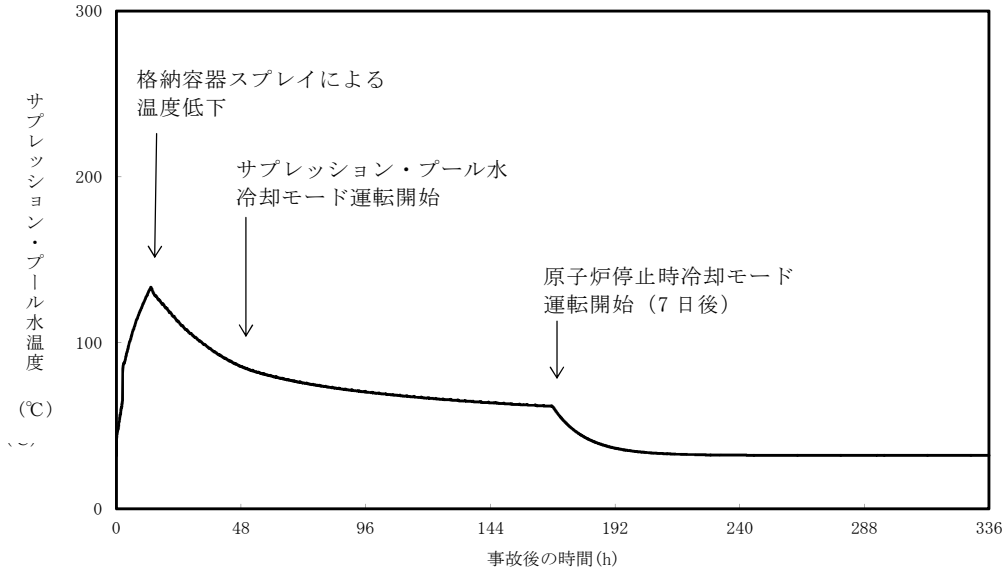
以上から，残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。



第 4 図　格納容器圧力の推移



第 5 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 6 図　サプレッション・プール水温度の推移

2.　残留熱除去系の復旧について

(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等を考慮すれば，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場合もあると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり，残留熱除去系海水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる機器であり，機械的故障と電気的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し，重要安全施設との位置的分散を考慮し保管している。

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から，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，残りの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。

(2)　残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷もしく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，運転員及び災害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，炉心損傷あるい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，故障個所の

特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。

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）

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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ることで，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 338℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作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，燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与える。解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 338℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）(2／2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは＋20℃～＋40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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。	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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 338℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
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て定まるコラプスト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よ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，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。 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。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）設定点までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）設定点までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （Ａ型）	装荷炉心ごと	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，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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，９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差はなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2／4)

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約 4,092m^3～約 4,058m^3 液相部： 約 3,308m^3～約 3,342m^3 （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^{3}であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位－4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^{3}であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	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おおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和されることから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	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おおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力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。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の水温	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^{3}以上 （北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	－	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	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。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため，逃がし弁機能に期待した場合は評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系 （常設）	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378m^3／h ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378m^3／h以上 ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間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。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	排気流量：13.4kg／s 以上 （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする操作はないため，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には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から25分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置，低圧代替注水系（常設）の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，平均出力領域計装，系統流量等にて，原子炉スクラム等を確認する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し，余裕時間を含めて10分を設定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて20分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作として1分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合には原子炉への注水開始時間が早くなることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	高圧・低圧注水機能が喪失し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた常設低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）も25分であることから事象進展が同等となる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」においては，10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。 また，25分の減圧操作開始遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界線量も5mSvを下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行することっから，重大事故での対策の範囲となる。 （添付資料2.6.6）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 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・低圧注水機能喪失の認知及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ，訓練実績は約18分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約14時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，事象発生の約14時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，279kPa[gage]到達時に，格納容器スプレイを実施し，操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約28時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 なお，中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており，操作の信頼性を向上しているが，この場合，75分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応することから，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間が遅くなる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa［gage］より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約28時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，中央制御室での遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作が遅れる場合，格納容器圧力は310kPa［gage］から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が310kPa[gage]に到達してから620kPa[gage]に到達するまで11時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は75分程度であることから，時間余裕がある。	中央制御室での操作は，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，310kPa[gage]到達時に，格納容器ベントを実施し，操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，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，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約66分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	代替淡水貯槽への補給	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり，補給開始までの準備時間220分を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	代替淡水貯槽への補給は所要時間220分のところ，訓練実績等により約192分に実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水大型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり，補給開始までの準備時間115分（タンクローリーへの補給90分及び可搬型代替注水大型ポンプへの補給25分）を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は所要時間115分のところ，訓練実績等により約105分に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

（高圧・低圧注水機能喪失）

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2.　水使用パターン

①　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 25 分後,代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

②　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後，代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，格納容器スプレイを停止する。

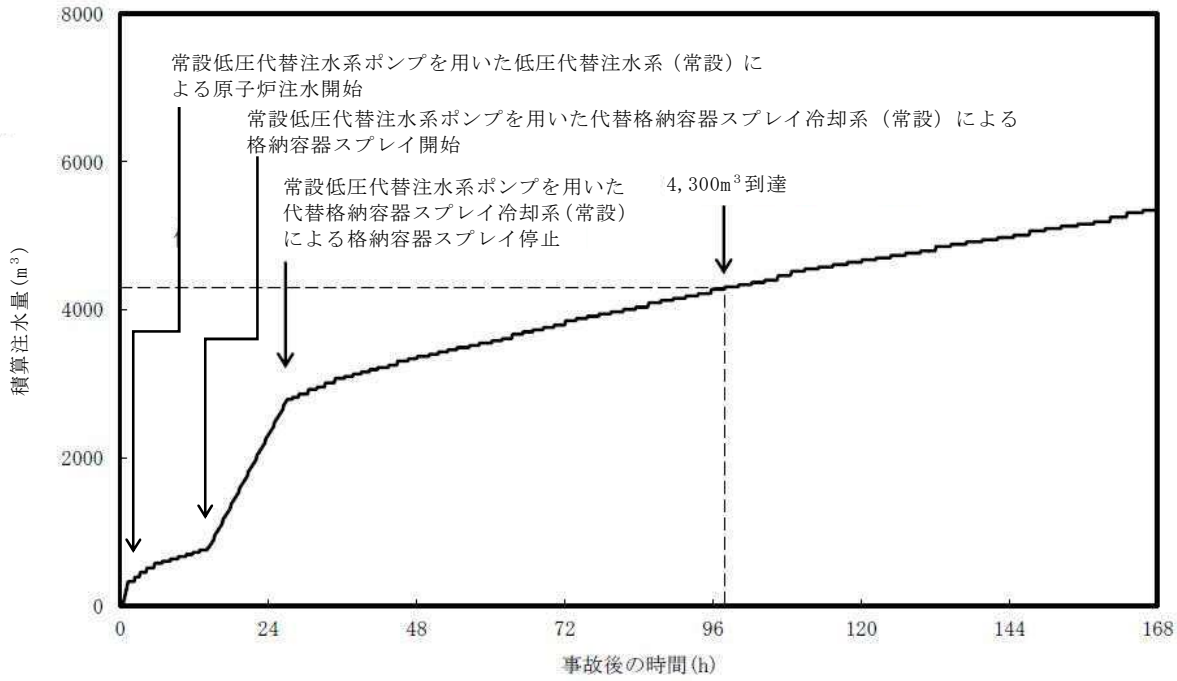
③　北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給準備が完了後，北側淡水

池又は高所淡水池の水を代替淡水貯槽へ水位が上昇する流量で補給する。

3. 時間評価

事象発生直後から原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約400分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給は，代替淡水貯槽の水量を満水状態に維持するように実施する。このため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第1図　外部水源による積算注水量

（高圧・低圧注水機能喪失）

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯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，合計約5,350m³必要となる。代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池に合計約9,300m³の水を保有することから必要水量を確保し

ている。このため，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）

事象: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。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2 台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （代替淡水貯槽給水） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

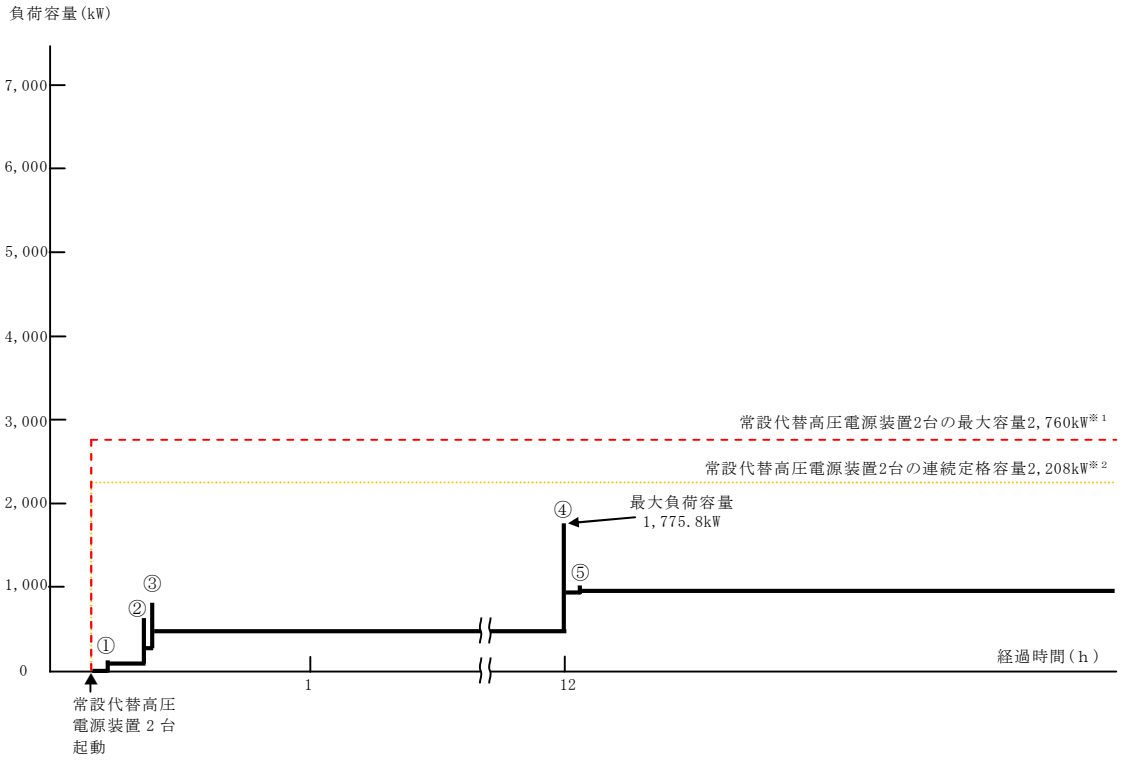
※１：事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
※２：事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※３：緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	1,775.8	959.6
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

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としては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため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，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧注水機能又は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。高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなる

ことで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(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」において，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炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた過渡時自動減圧機能付きの逃がし安全弁（以下「逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能)」という。）による原子炉自動減圧手段を整備する。また，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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.2-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 8 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行

う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.2-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 8 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

ｃ．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。

ｄ．高圧注水機能の回復操作

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。

ｅ．低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認

原子炉水位異常低下（レベル１）信号発信により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が自動起動する。

低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧炉心スプレイ系吐出圧力等である。

外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。

ｆ．原子炉自動減圧の確認

原子炉水位異常低下（レベル１）信号発信の 10 分後，かつ，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確立されている場合,過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁(過渡時自動減圧機能) 2 弁が自動開放することで原子炉が減圧される。

原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ/Ｗ，Ｓ/Ｃ）である。

ｇ．原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。

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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域)，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

ｈ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に機能を切り替えることでサプレッション・プール冷却を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。

ｉ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

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）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.2-2 表に示す。ま

た，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．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高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，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

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

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)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）は，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達から10分後に作動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁により原子炉を自動で減圧するものとし，容量として1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　低圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（注水流量：0～1,561m^3／h，注水圧力 0～1.99MPa[dif]※において）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

原子炉水位異常低下（レベル１）信号で3系統が自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1 台当たり最小流量特性(注水流量:0～1,676m^3／h,注水圧力 0～1.55MPa[dif])で原子炉へ注水するものとする。また,原子炉水位が原子炉水位高(レベル８）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。

(g)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1 系統を残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却系)に切り替えるものとする。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への切り替え操作は，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点）及び切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル８）設定点到達の5分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2-4図から第2.2-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2-9図から第2.2-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.2-15図から第2.2-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原

子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。その後，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。

事象発生の約 21 分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）設定点に到達すると，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに，過渡時自動減圧回路の作動タイマーが作動し，この 10 分後，事象発生の約 31 分後に過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放する。原子炉減圧が開始されると，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し,燃料有効長頂部を下回るが,原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等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。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い

増減する。

また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.2-9 図に示すとおり，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 41 分後に最高温度の約 711℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.2-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.2-15 図に示すとおり，原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，事象発生の約 41 分後にサプレッション・プール冷却を実施することにより上昇が抑制され，崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため，格納容器バウンダリにかかる圧力は，事象発生の約 17 時間後に最高値の約 0.04MPa[gage]となり，

評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。

格納容器雰囲気温度は，第2.2-16図に示すとおり，事象発生の約128時間後に最高値の約90℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である200℃を下回る。

第2.2-5図に示すように，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第2.2-15図及び第2.2-16図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.2.1）

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運

転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。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，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.2.2）

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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

対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.2.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.2-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／

m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は，最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。

(添付資料 2.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴

い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.2.2）

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する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル８）設定点到達（事象発生から約 36 分）から 5 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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから，この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.2.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気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。

（添付資料 2.2.2）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション･プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である 279kPa［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」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.2.2）

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

2.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において重大事故等対策に必要な初動対応要員は,「2.2.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名であり,「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 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」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.2.4）

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，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，高圧注水機能及び減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，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，初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備している。また，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格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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性であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

第 2.2-1 表　高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
高圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。	－	－	－
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク		原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.2-1 表　高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉自動減圧の確認	・原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達の 10 分後に過渡時原子炉自動減圧回路が作動することにより逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放したことを確認する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	過渡時自動減圧回路 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によりサプレッション・プール冷却を開始する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

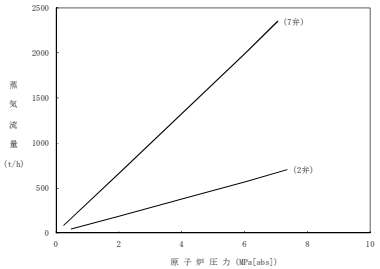
第 2.2-2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスパート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

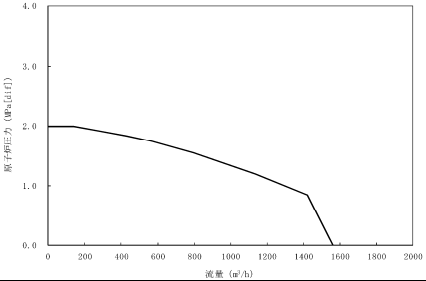
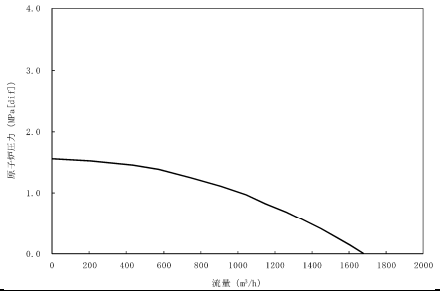
第 2.2-2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，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	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 2.2-2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（3／5）

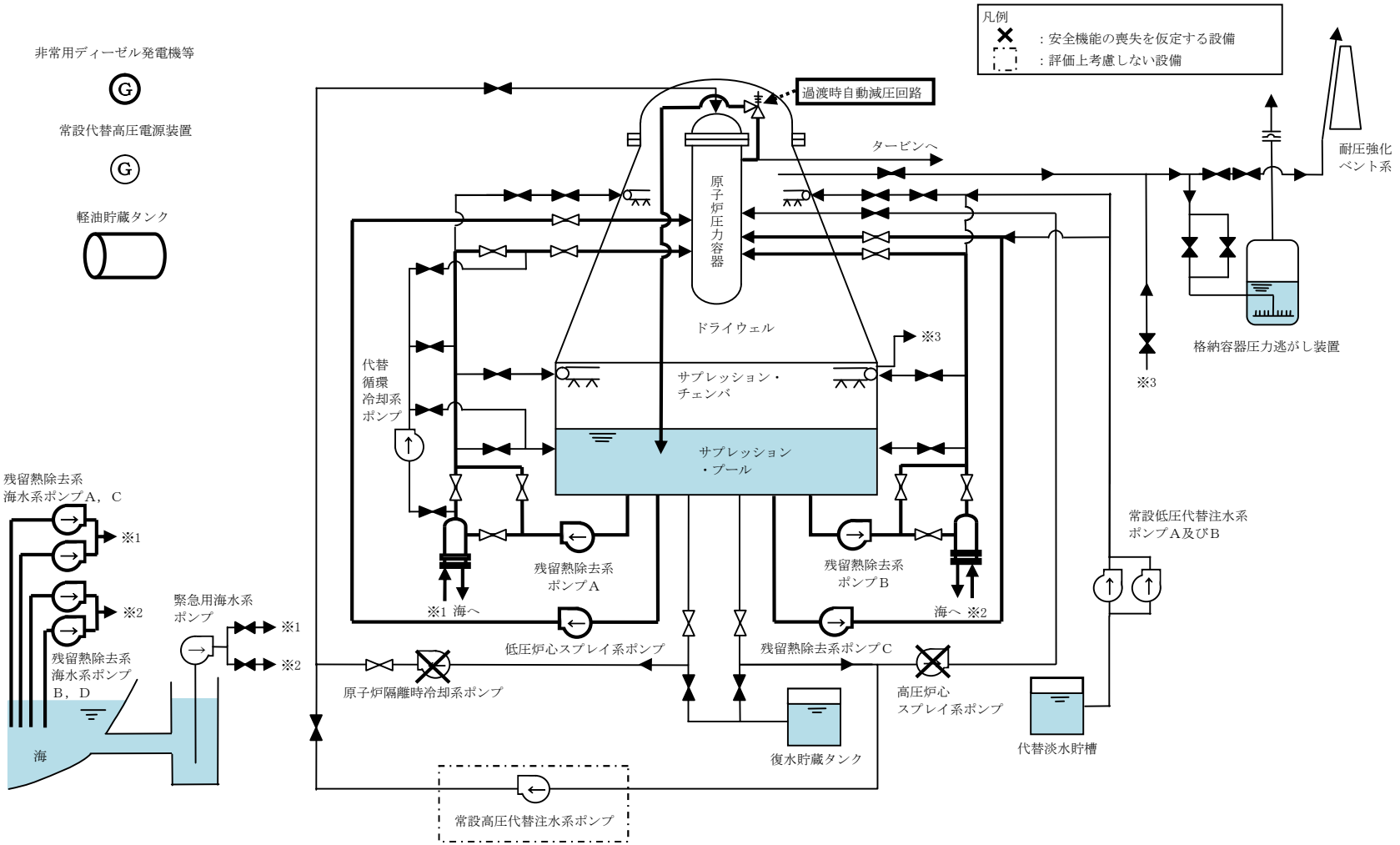
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御） 安全弁機能 7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧時） 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を開放することによる原子炉減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達から 10 分後 ＜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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.2-2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4／5）

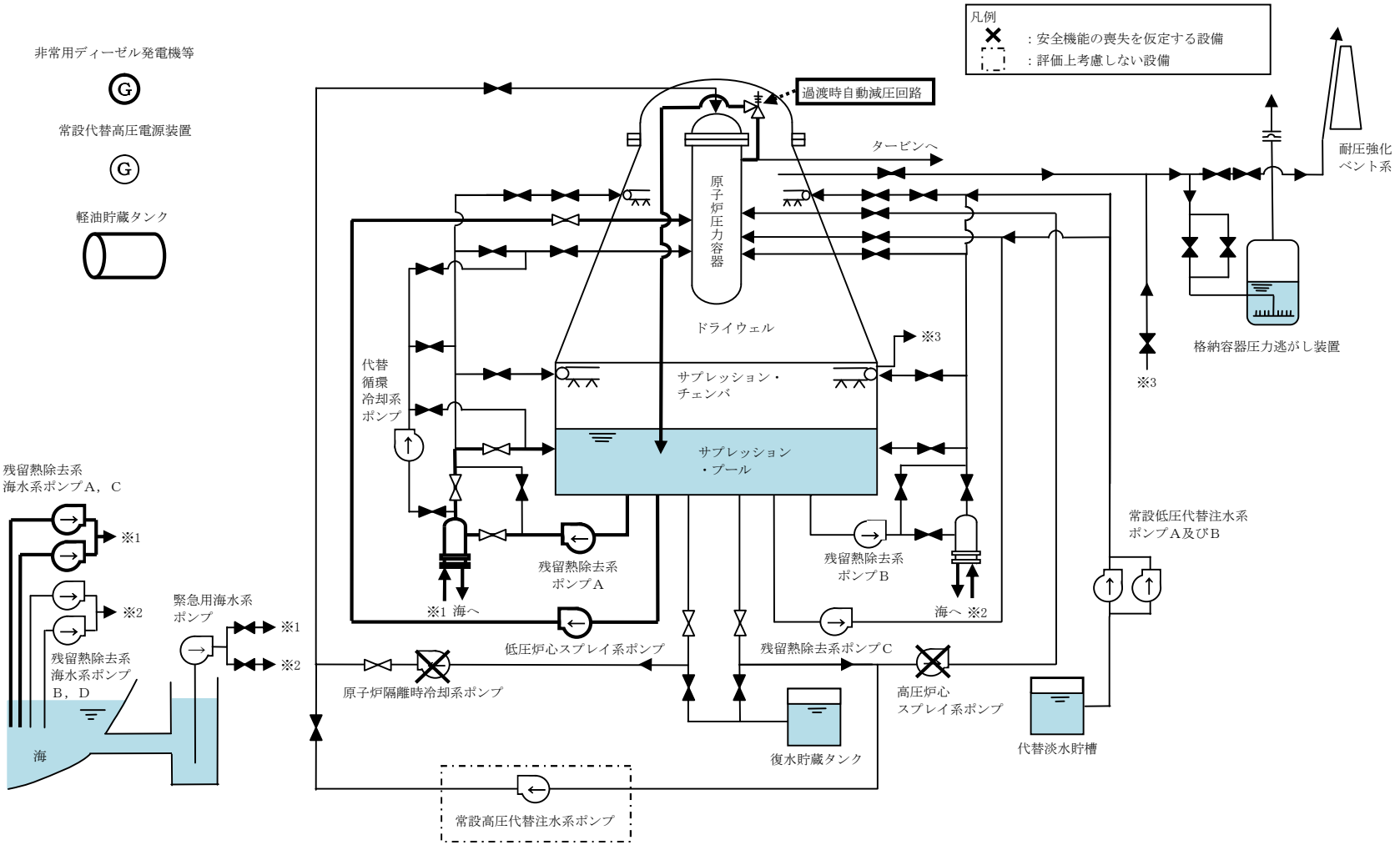
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0～1,561m^3／h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し３系統で注水 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性（1 台当たり） ・注水流量：0～1,676m^3／h ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.2-2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5）

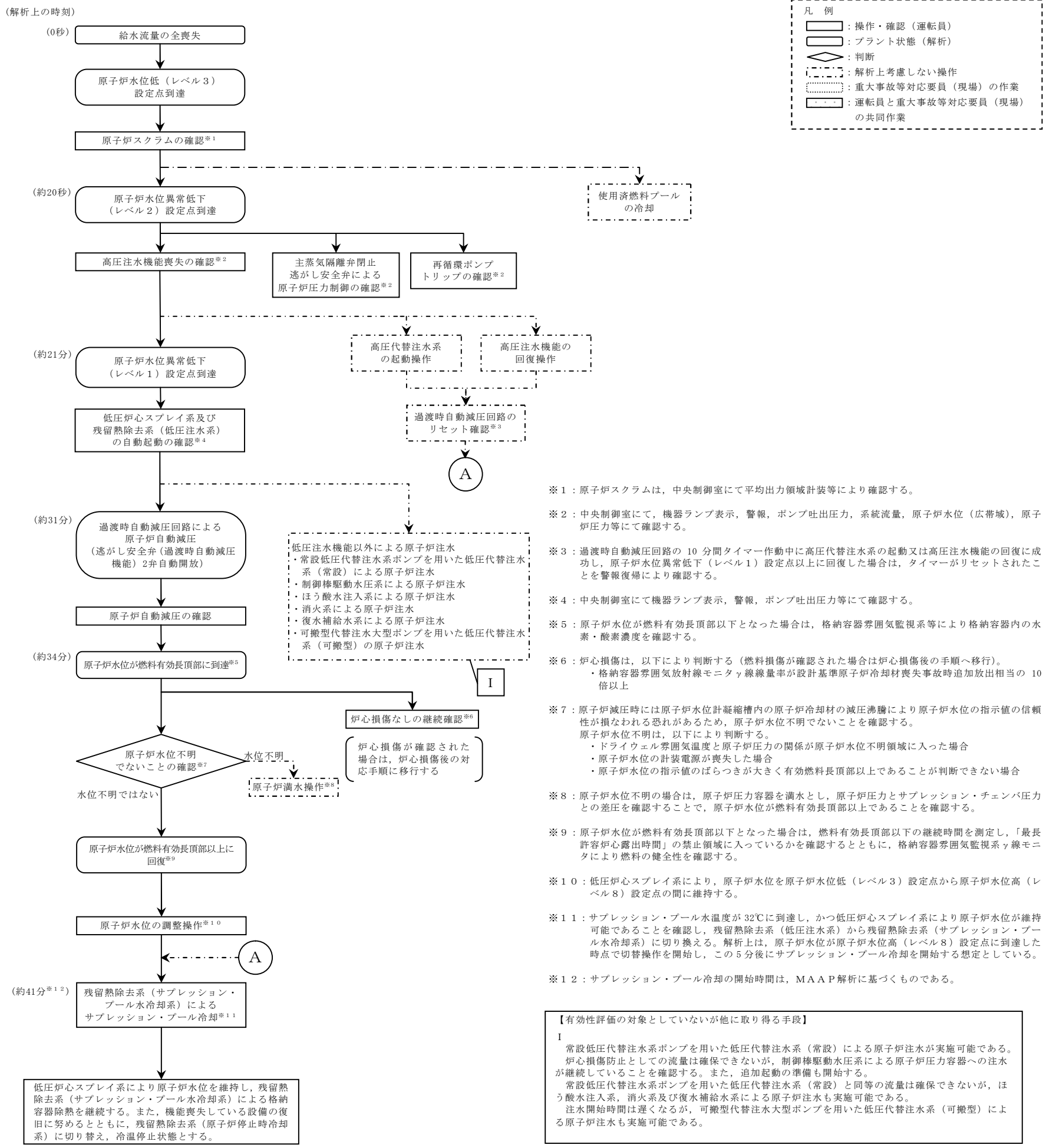
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	原子炉水位高（レベル８）設定点到達から 5 分後	運転手順に基づき，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点）を踏まえ，原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として，運転モードの切替えに要する時間を考慮して設定



第 2.2-1 図　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）
（低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）



第 2.2-1 図　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）
（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階）



※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３：過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６：炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタγ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

※７：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※８：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気監視系γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。

※１０：低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１１：サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１２：サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

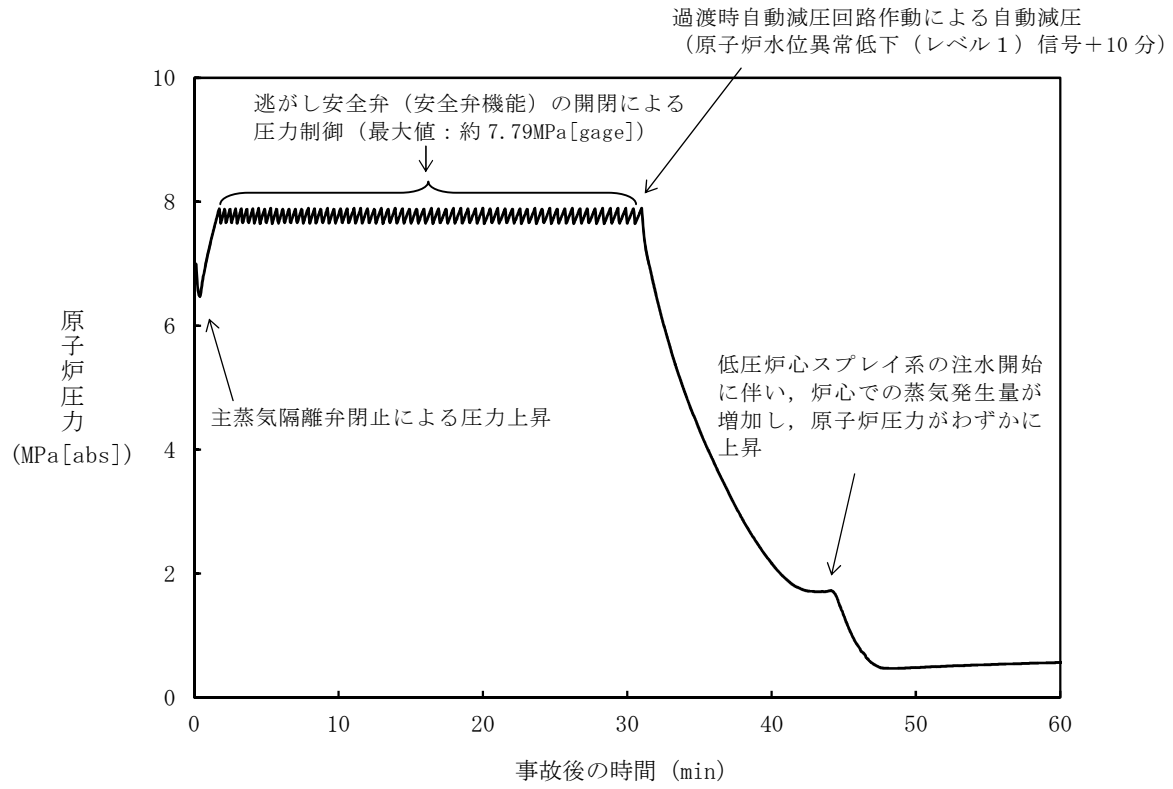
I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

第 2.2-2 図　高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

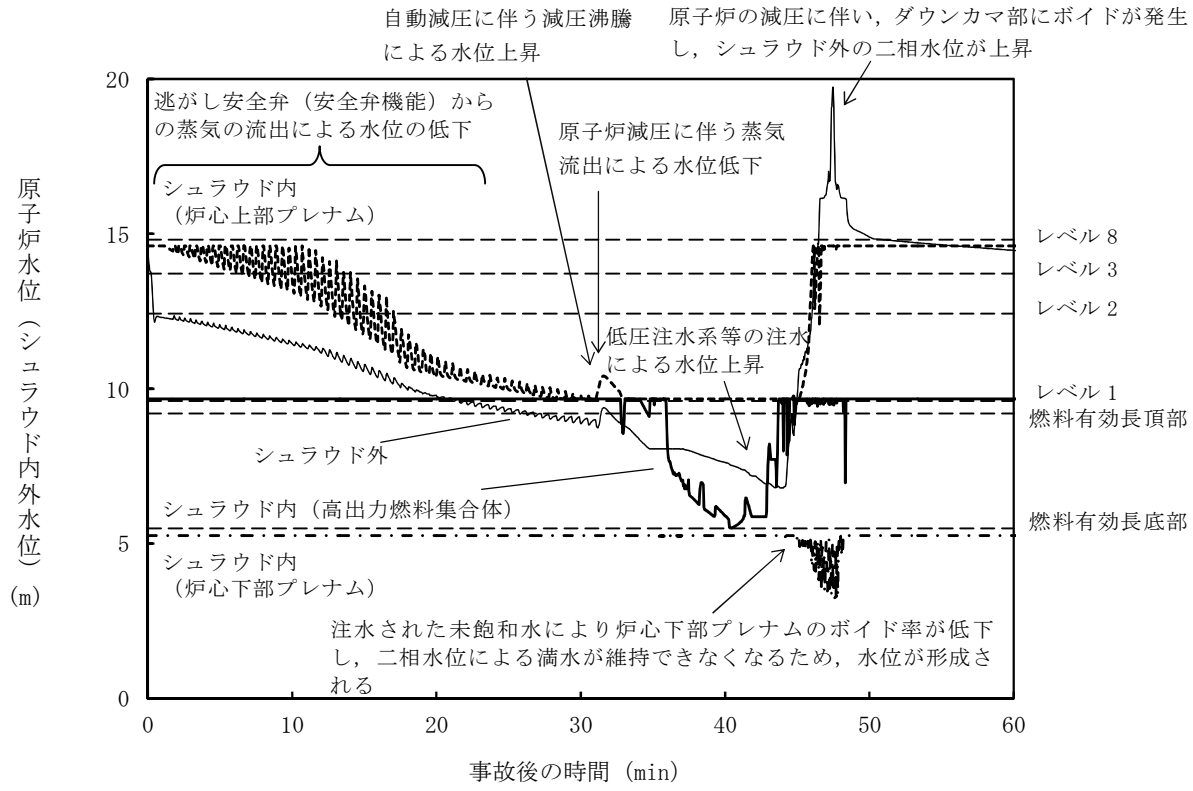
高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90分 25時間 ▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽約31分　過渡時自動減圧回路自動作動 ▽約34分　原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽約41分　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への移行	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－	－		●原子炉スクラム確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－	－		●高圧代替注水系の手動起動操作（失敗）	4分	解析上考慮しない
高圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D	－		●高圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	－	－		●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認	適宜確認	
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A				●逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁　自動開放確認	適宜確認	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－		●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	【1人】 B	－	－		●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替操作（1系列）	4 分	手順上は原子炉水位燃料有効長頂部回復で実施するが、解析上は原子炉水位高（レベル８）到達から5分後に開始
					●サプレッション・プール冷却運転の状態監視	適宜確認	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	0人				

第 2.2-3 図　高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

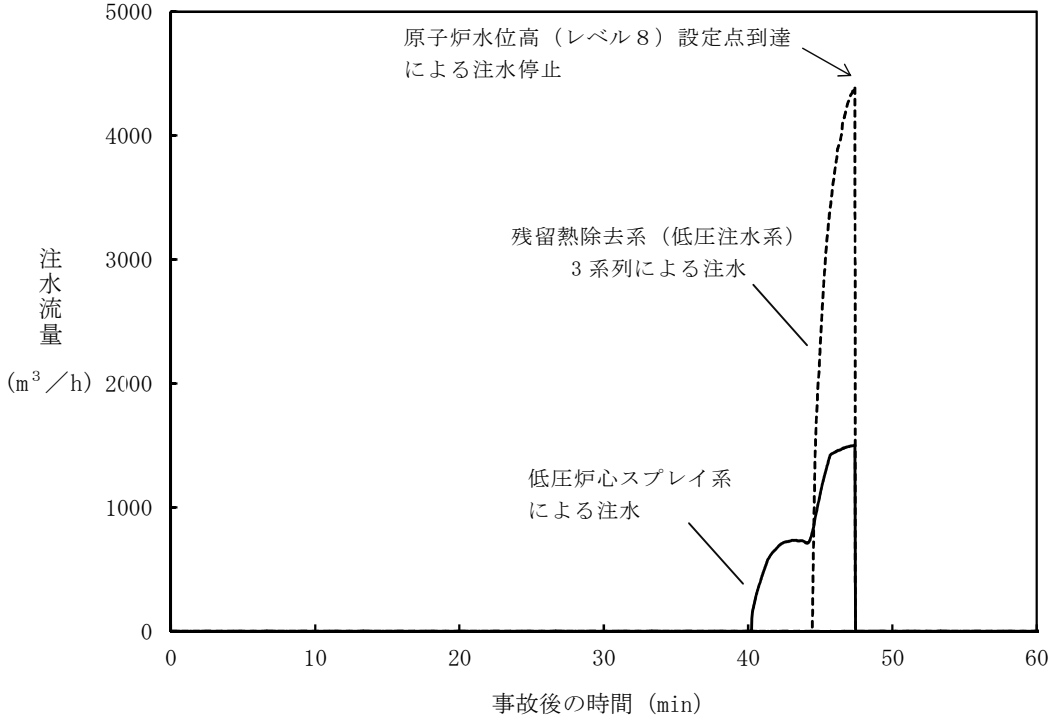


第 2.2-4 図　原子炉圧力の推移

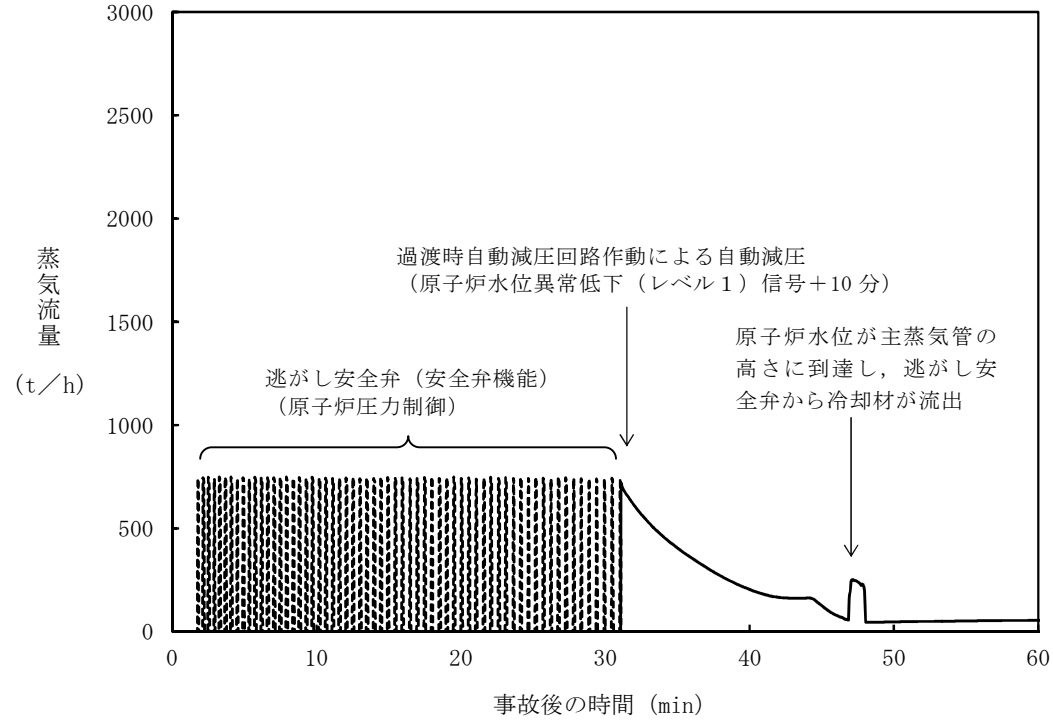


第 2.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

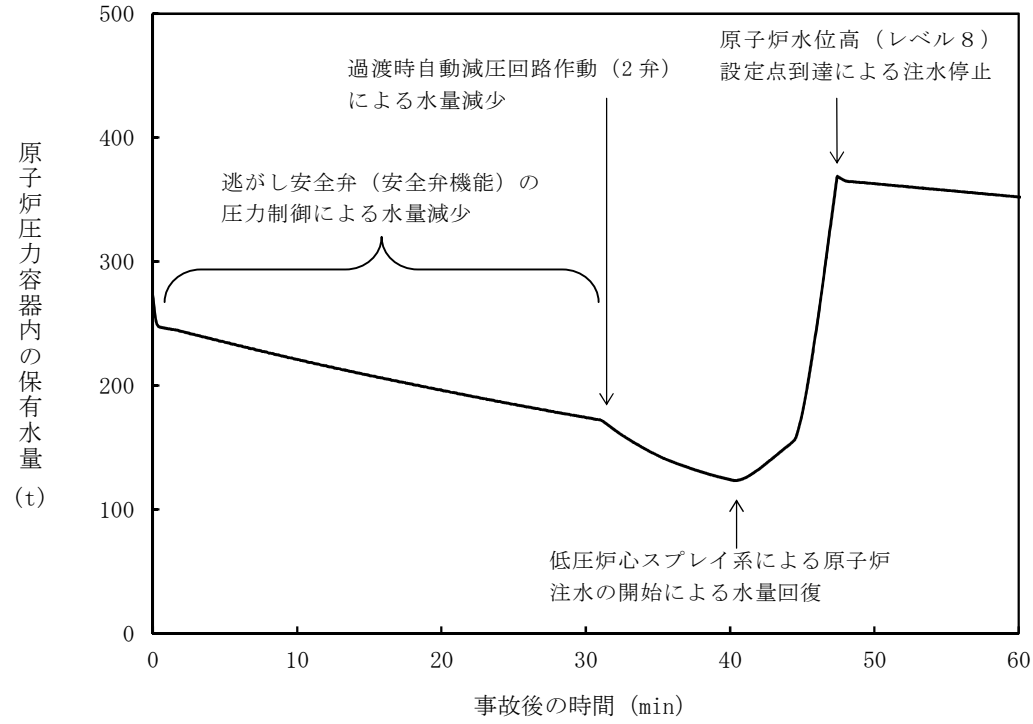
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



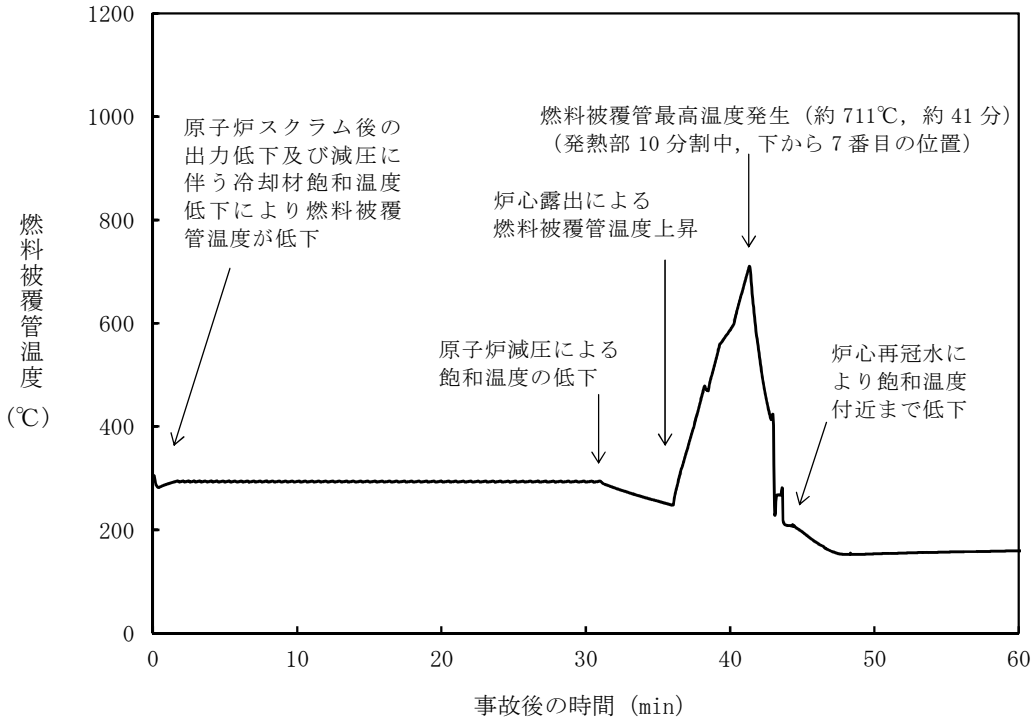
第 2.2-6 図　注水流量の推移



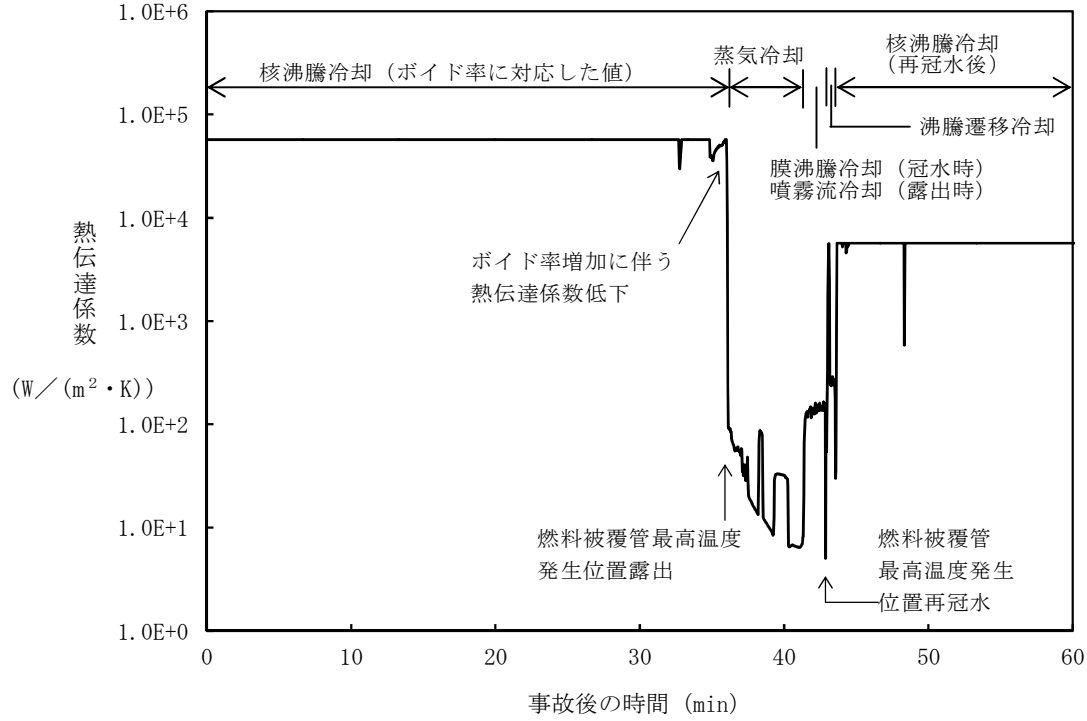
第 2.2-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



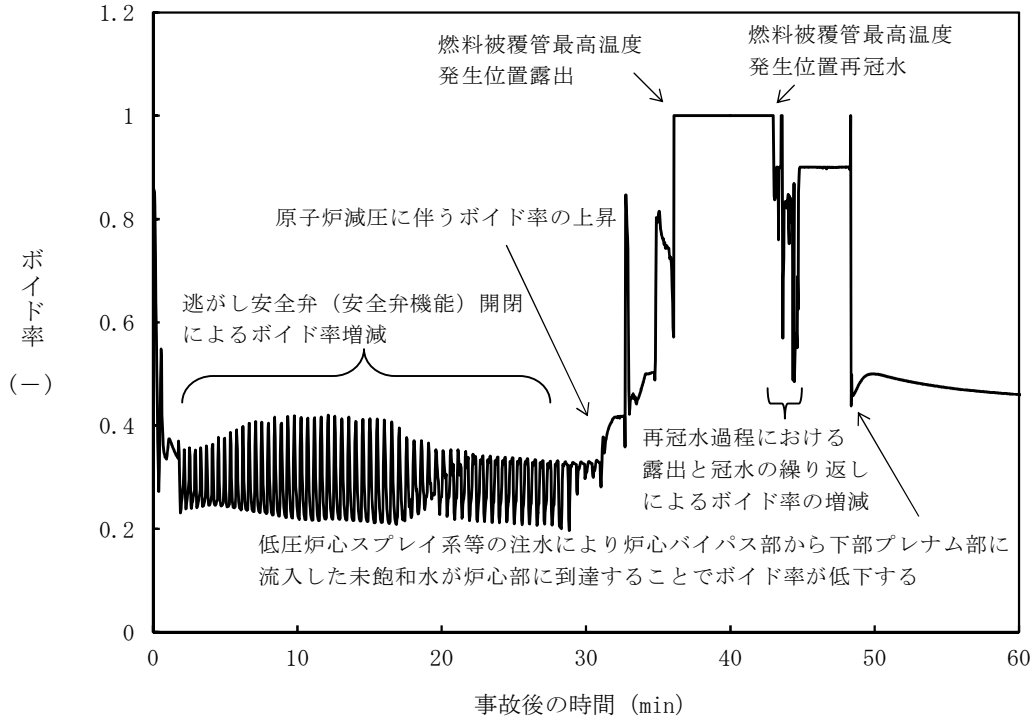
第 2.2-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



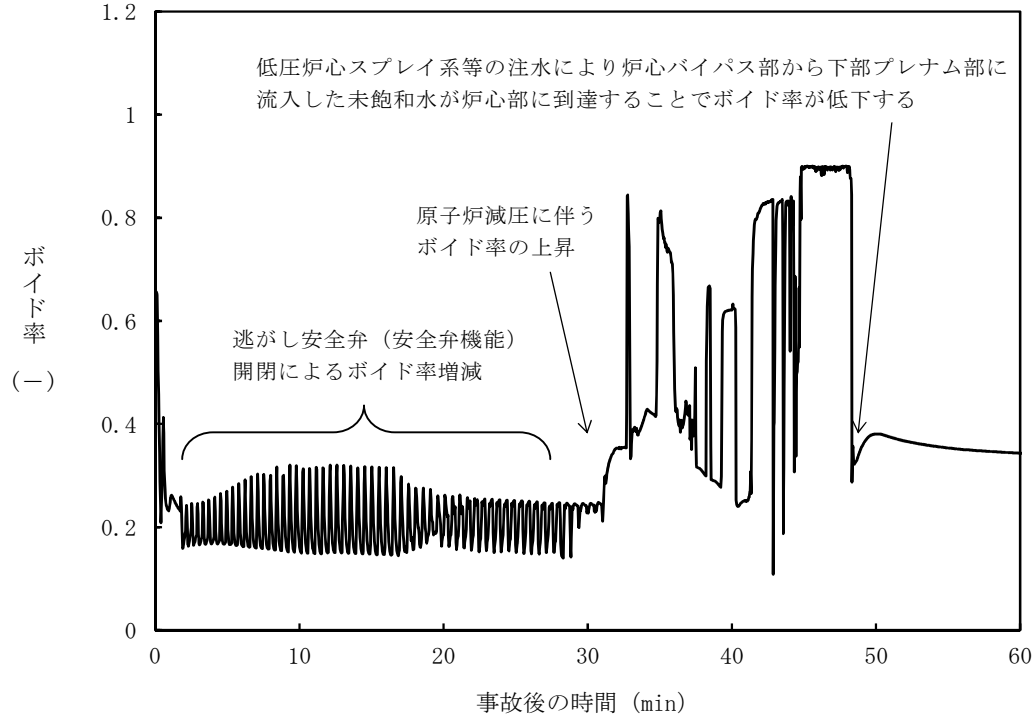
第 2.2-9 図　燃料被覆管温度の推移



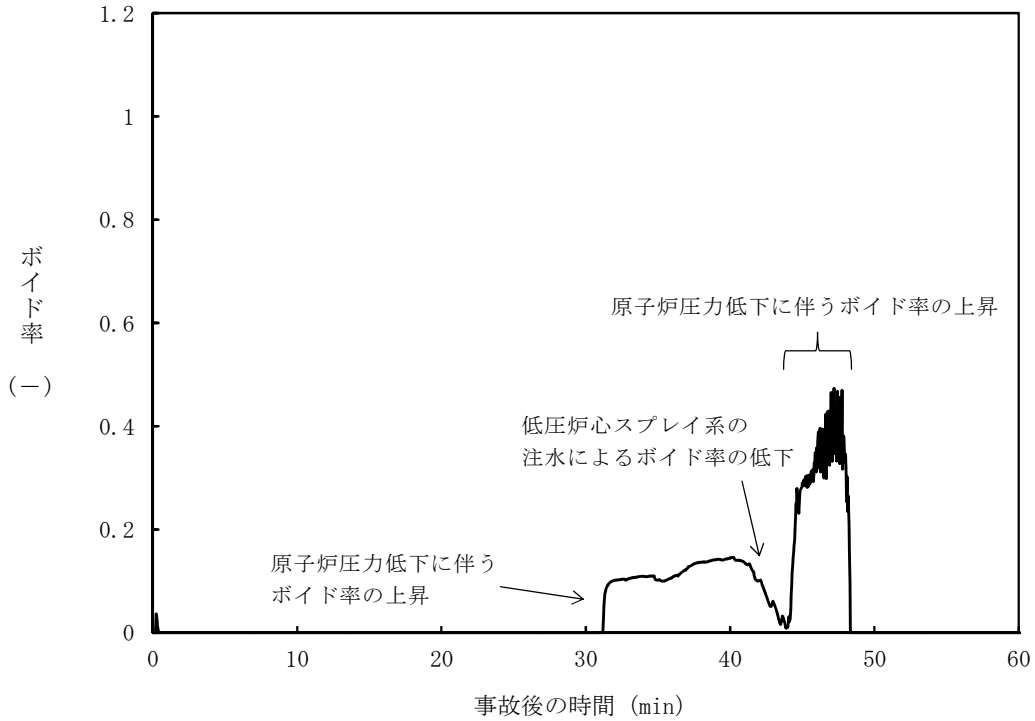
第 2.2-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



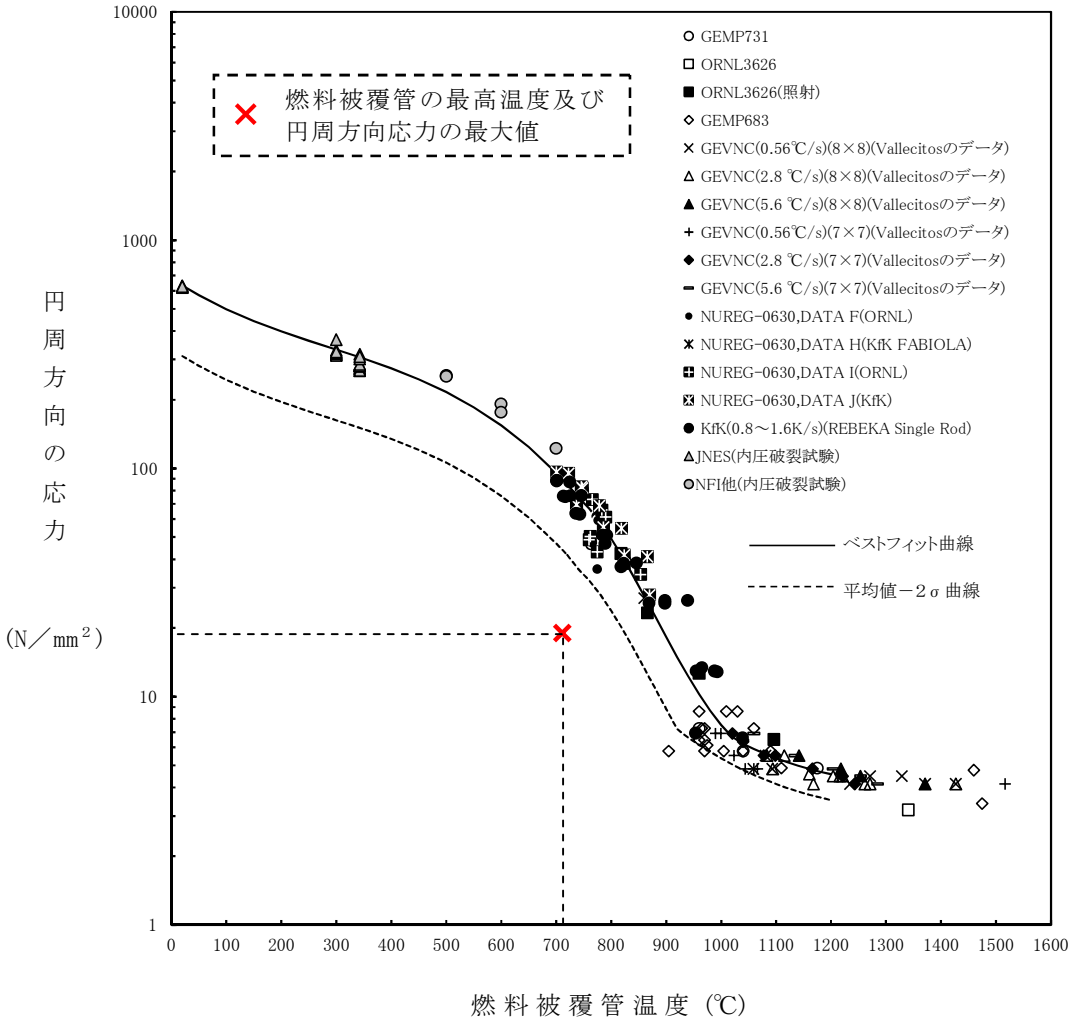
第 2.2-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



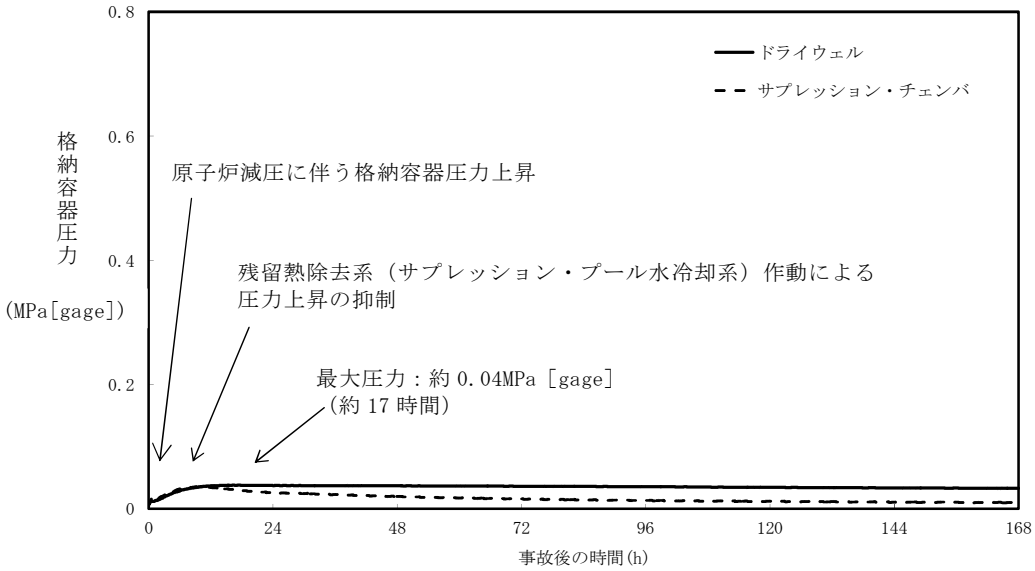
第 2.2-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



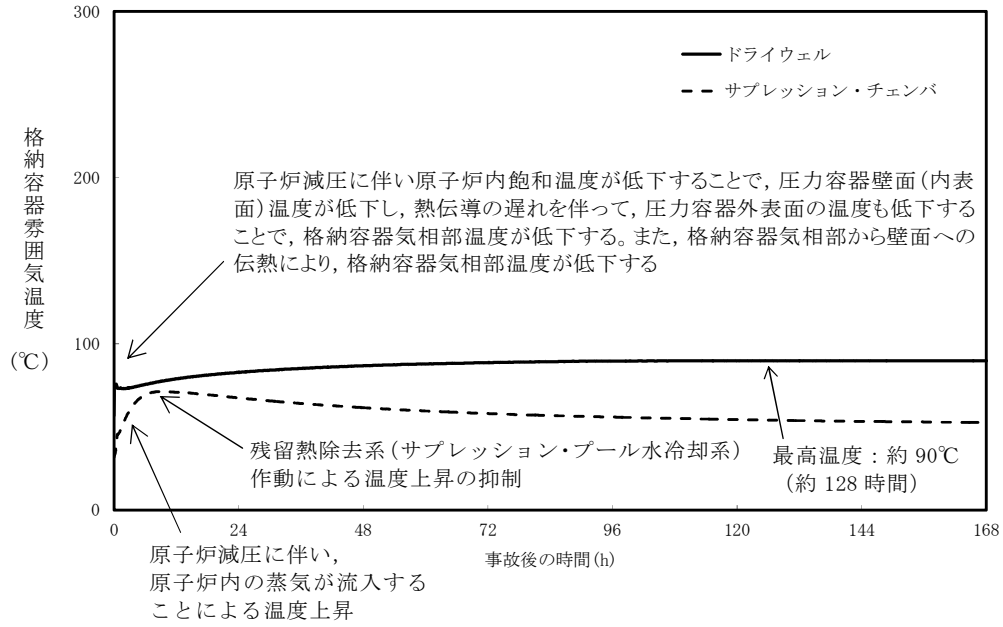
第 2.2-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



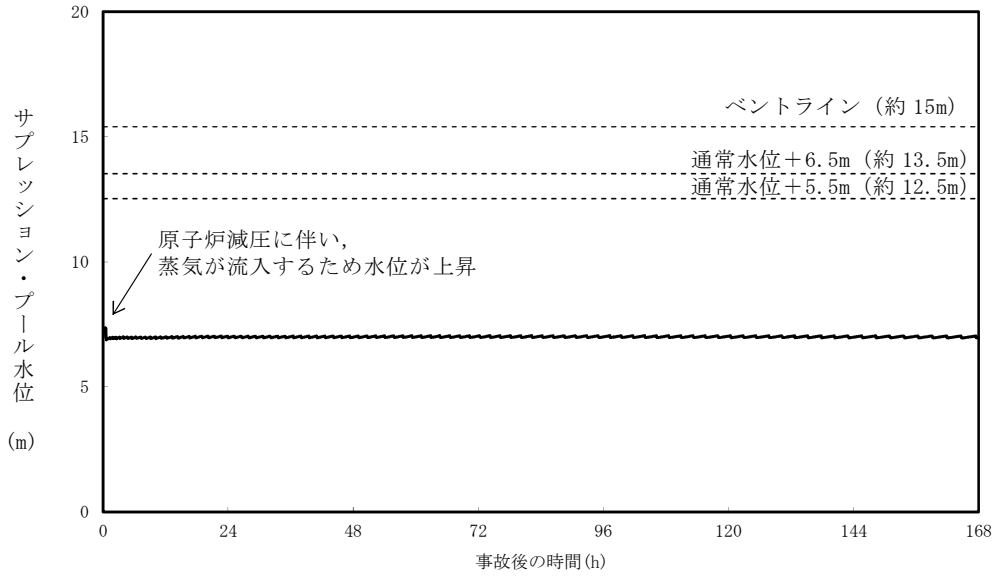
第 2.2-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



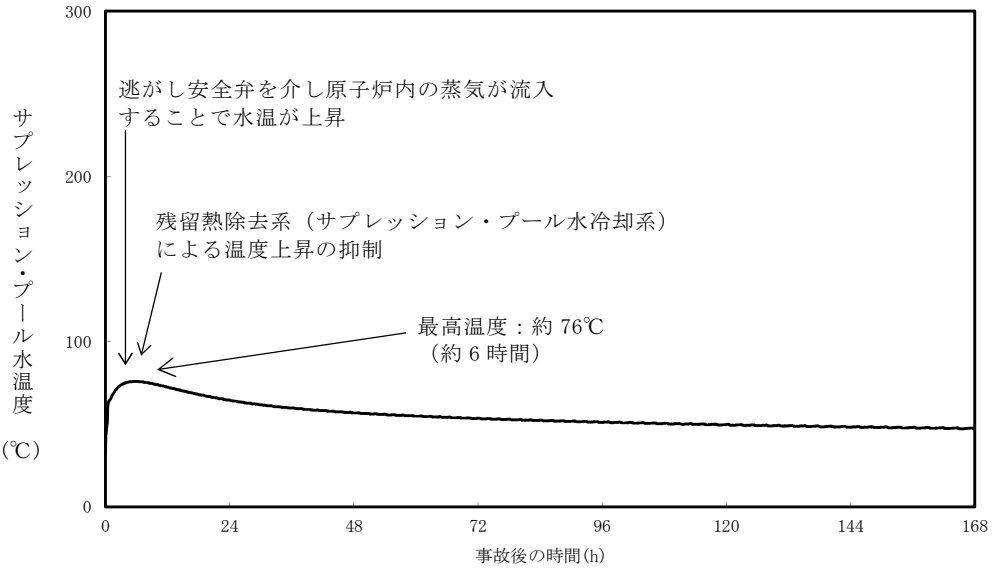
第 2.2-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.2-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.2-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.2-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については，以下のとおり。

原子炉安定停止状態	：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生の約 1 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで,格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，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，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作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，燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，LPCS スプレイの影響により 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，低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが，この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価しており，評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。また，低圧炉心スプレイ系に期待する場合，原子炉圧力の評価において，解析コードは，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，低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが，この場合でも解析コードは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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よ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，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析において格納容器雰囲気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，格納容器圧力及び雰囲気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。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～ 約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	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，事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事故初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事故初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （A型）	装荷炉心ごと	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，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（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の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ない。	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であるり，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ない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の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が大きくなる。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移するが，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，格納容器圧力が上昇し格納容器スプレイを実施した場合，ドライウェル雰囲気温度は飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器圧力が上昇し格納容器スプレイを実施した場合，ドライウェル雰囲気温度は飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約 4,092m^3～ 約 4,058m^3 液相部： 約 3,308m^3～ 約 3,342m^3 （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^{3}であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位-4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%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，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の 1.3%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・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和されるが，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，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。	－

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	－	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 減圧機能喪失	－	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，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	外部電源あり	－	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は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。	外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）	原子炉水位異常低下 （レベル２）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施することから，逃がし弁機能に期待した場合は評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を自動開放することで原子炉を減圧	（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を自動開放することで原子炉を減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧炉心 スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 最小流量特性 ・注水流量： 0～1,561m^3／h ・注水圧力： 0～1.99MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 ・注水流量： 0～1,561m^3／h 以上 ・注水圧力： 0～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定した注水流量よりもおおむね大きくなり，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定した注水流量よりもおおむね大きくなり，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また，本事故シーケンスでは，実挙動を考慮し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水に期待した評価を実施しているが，注水開始タイミング及びが遅くなる残留熱除去系（低圧注水系）1 系統を想定した場合でも，評価項目を満足することを確認している。 （添付資料 2.2.3）
	残留熱除去系 （低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて 3 系統自動起動 最小流量特性 ・注水流量： 0～1,676m^3／h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて 3 系統自動起動 ・注水流量： 0～1,676m^3／h 以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]			
	残留熱除去系 （サプレッション・プール水冷却系）	熱交換器 1 基当たり約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基当たり約 43MW 以上 （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響

項　目		解析上の操作開始条件	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・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点到達から5分後	残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への切り替え操作は，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）及び切替えに要する時間を考慮して設定	【認知】 事故時には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の上昇に伴い複数の警報が消灯又は点灯することから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系の低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切換え操作として余裕時間を含めて4分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる運転員が実施することから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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いことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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早くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気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。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約41分後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa［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」に示すとおり事象発生から約14時間後であり，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への切換え操作は所要時間を4分想定しているところ，訓練実績では約4分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

高圧注水・減圧機能喪失時における
低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方

1. はじめに

高圧注水・減圧機能喪失は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）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シーケンスである。本事故シーケンスにおいては，低圧非常用炉心冷却系（以下「低圧ＥＣＣＳ」という。）は健全であり，自動起動することを想定していることから，実機挙動を考慮し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。

なお，残留熱除去系（低圧注水系）1 系統による原子炉注水を想定した場合でも，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁による原子炉減圧により評価項目を満足することを以下のとおり確認している。

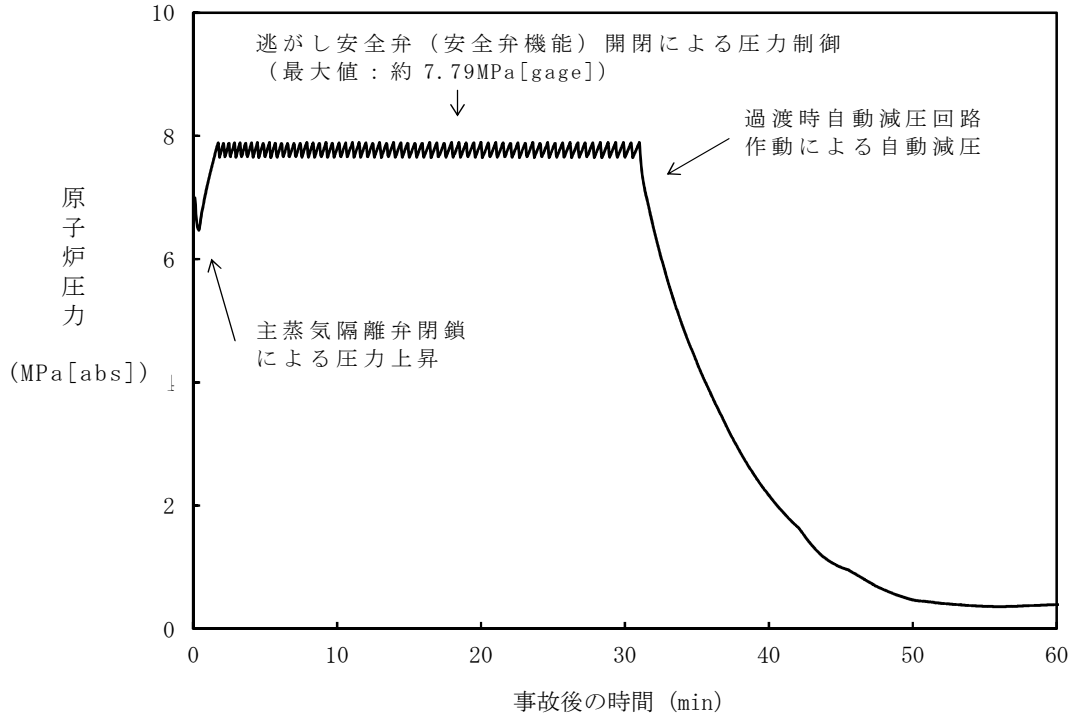
2. 残留熱除去系（低圧注水系）1 系統に期待した場合の解析結果

残留熱除去系（低圧注水系）1 系統により原子炉注水を実施した場合の解析結果を，第 1 表及び第 1 図から第 4 図に示す。

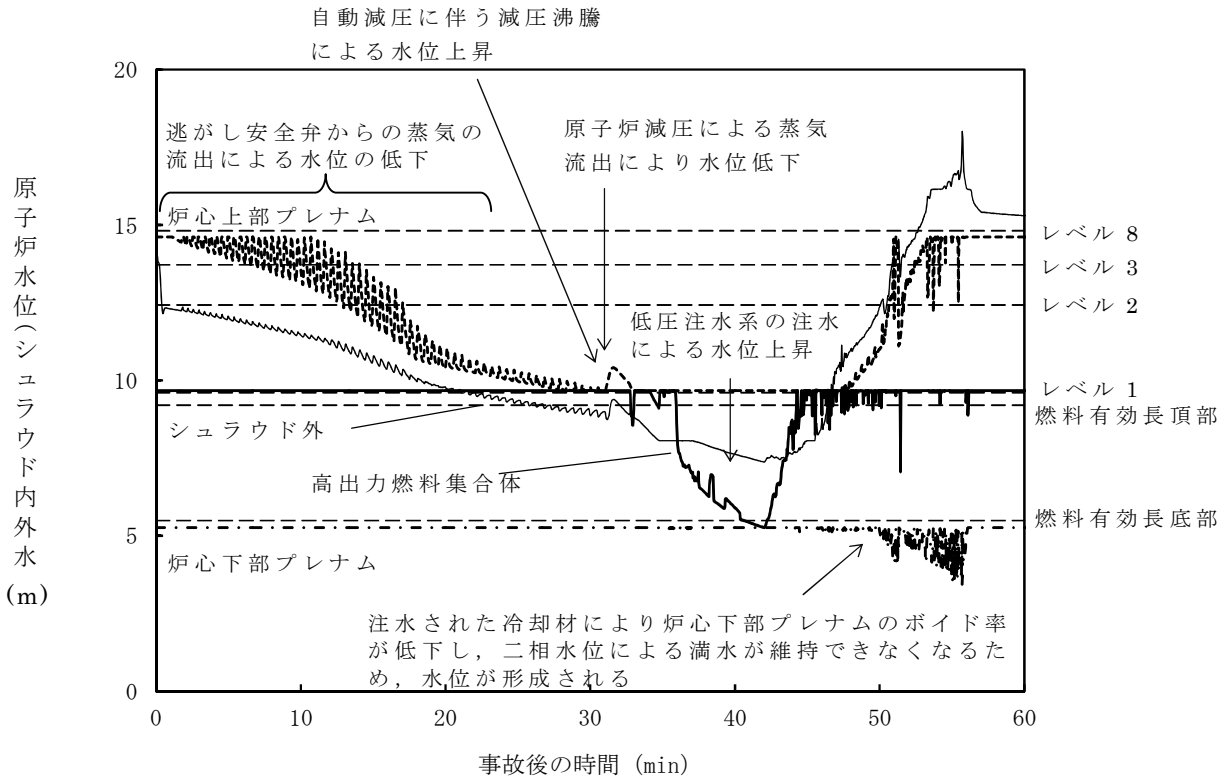
残留熱除去系（低圧注水系）は，低圧炉心スプレイ系と比較して吐出圧力が低く，原子炉減圧後の注水開始タイミングが遅くなることにより，燃料被覆管の最高温度は約 821℃となるが，この場合でも評価項目を満足することを確認した。

第１表　解析結果

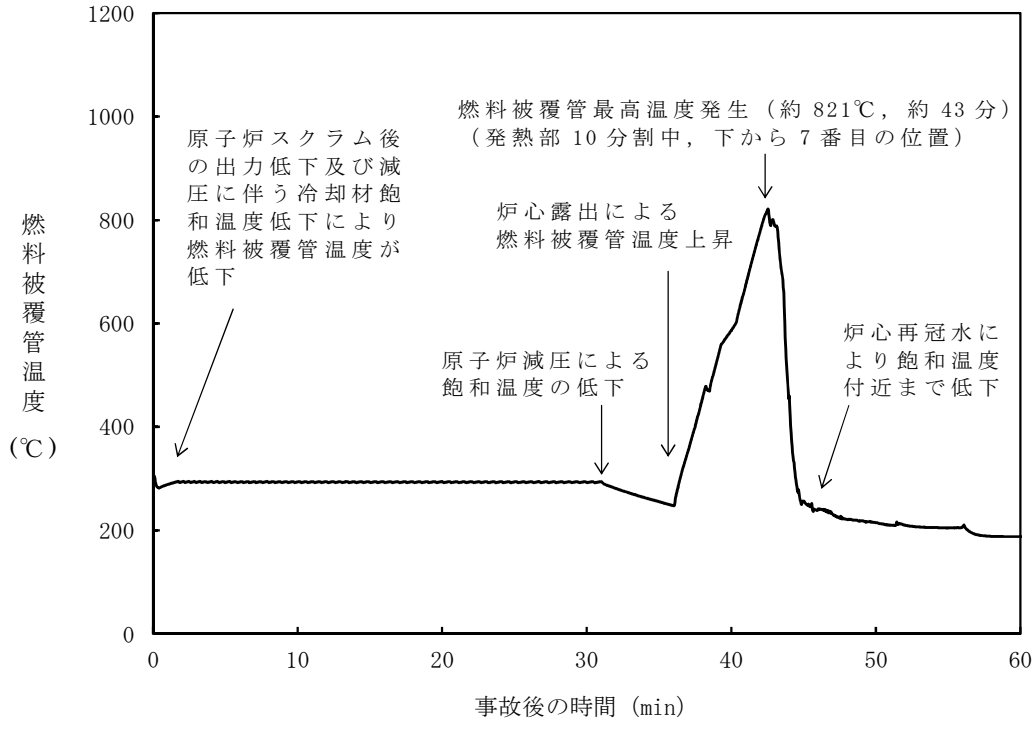
解析ケース		感度解析ケース	ベースケース
低圧ＥＣＣＳ作動数		残留熱除去系（低圧注水系）×1	残留熱除去系（低圧注水系）×3 低圧炉心スプレイ系×1
解析結果	燃料被覆管温度	約 821℃ （燃料被覆管の破裂なし）	約 711℃ （燃料被覆管の破裂なし）



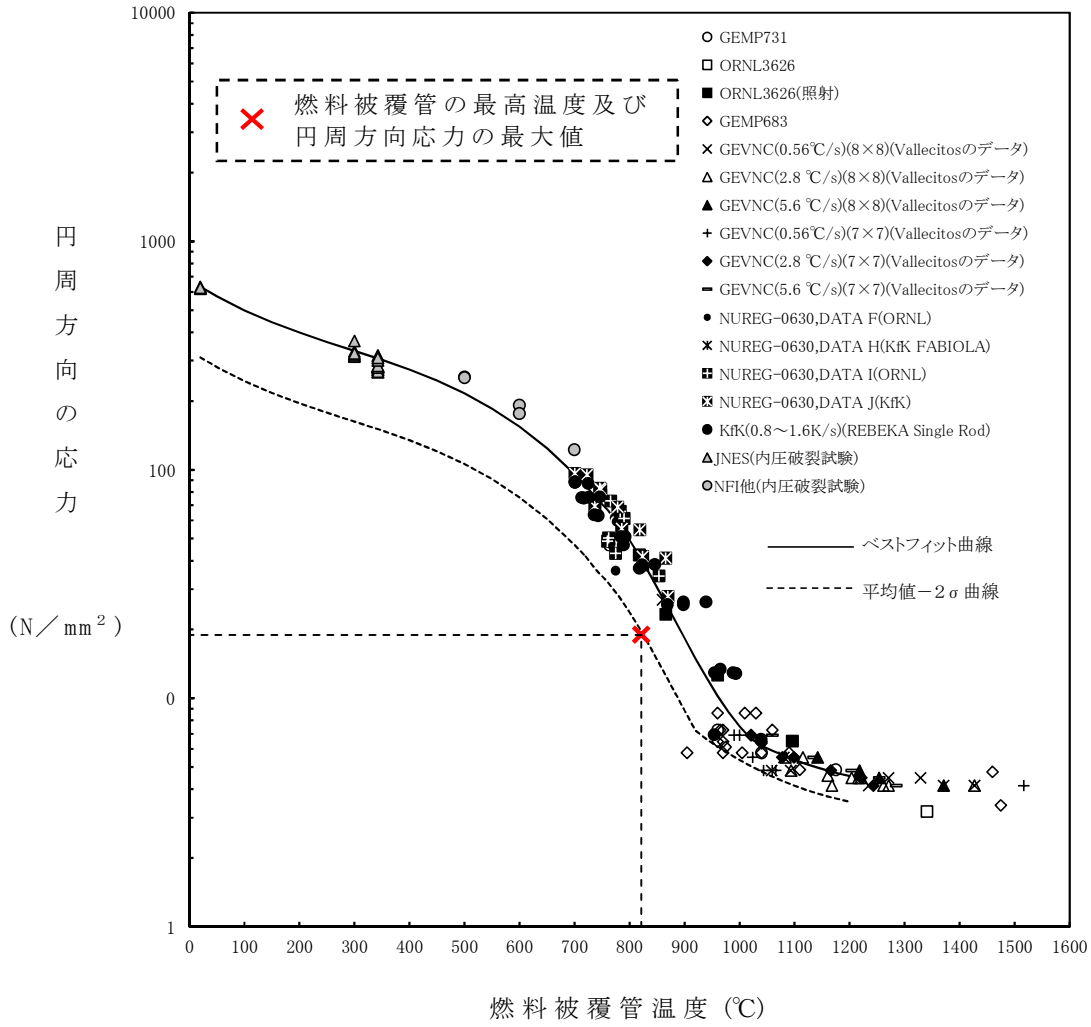
第１図　原子炉圧力の推移（感度解析ケース）



第 2 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（感度解析ケース）



第 3 図　燃料被覆管温度の推移（感度解析ケース）



第４図　燃料被覆管破裂が発生した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

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）

事象: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。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2 台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが,保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。

2.3　全交流動力電源喪失

2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

2.3.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の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の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

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，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで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，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，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，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.1-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行

う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，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。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位

が回復したことを確認する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

ｅ．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

ｆ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機

能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｉ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｊ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｋ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可

搬型）による格納容器冷却

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，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｏ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｐ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器

における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.3.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，

外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

（添付資料 2.3.1.1）

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ１台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，０～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h(一定)を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持す

る。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ1台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃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) 交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場に

て不要な負荷の切離しを実施する。

(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。

(d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1-4図から第2.3.1-8図に,燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション･プール水温度の推移を第2.3.1-15図から第2.3.1-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a．事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより，24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

（添付資料 2.3.1.2）

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

（添付資料 2.3.1.3）

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，

その後も炉心の冷却は維持される。

また,全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため,原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.1-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.3.1-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下

回る。

格納容器圧力は，第 2.3.1-15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 23 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.1-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.1-15 図及び第 2.3.1-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.1.4）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

した。

2.3.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失後，原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また，全交流動力電源喪失に伴い，崩壊熱除去機能も喪失する。このため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること，可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，直流電源の負荷切離操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプ

レイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与

える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は

燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

ｂ．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「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する。評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 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，認知時間及び移動･操作所要時間は,余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解

析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，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操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプ

の準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，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（長期ＴＢ）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は,「2.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり,「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

（添付資料 2.3.1.6）

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m^3必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^3及び高所淡水池に 2,500m^3の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（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，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，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負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 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（長期ＴＢ）」では，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の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の枯渇により機能喪失し，原子炉へ注水する機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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（長期ＴＢ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注

水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対して有効である。

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，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。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認し，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することで，原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	可搬型代替注水大型ポンプ	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位

第 2.3.1-1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ又は２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

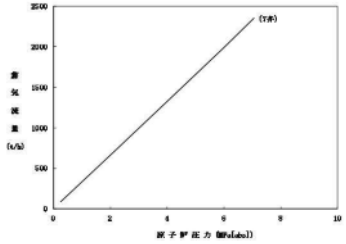
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
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る外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

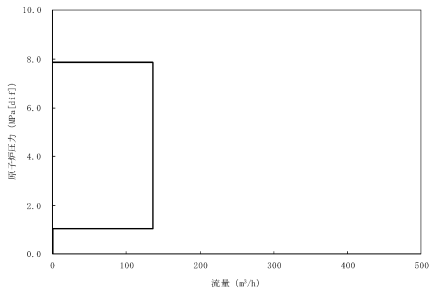
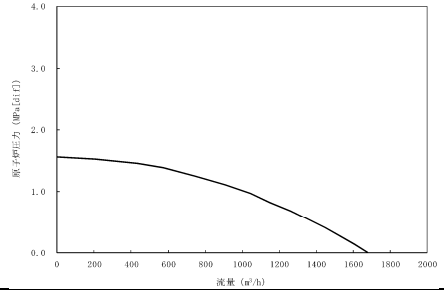
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（3／7）

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

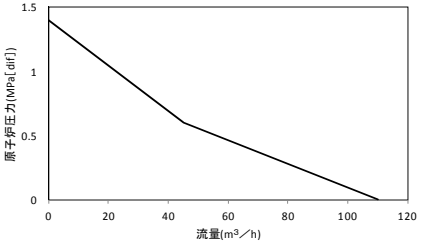
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（4／7）

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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（5／7）

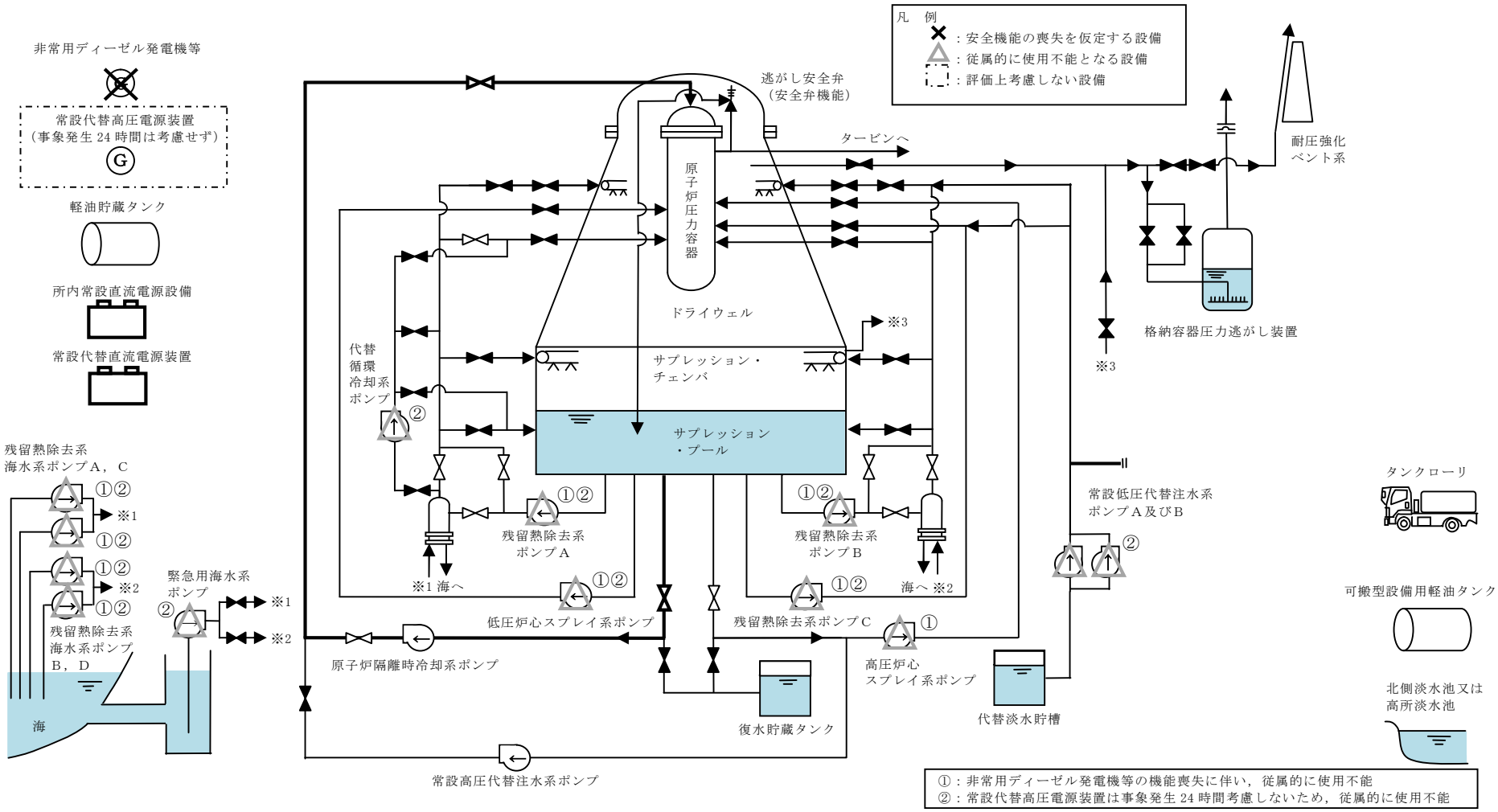
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低(レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で,原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は,タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し,原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として,設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（6／7）

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（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

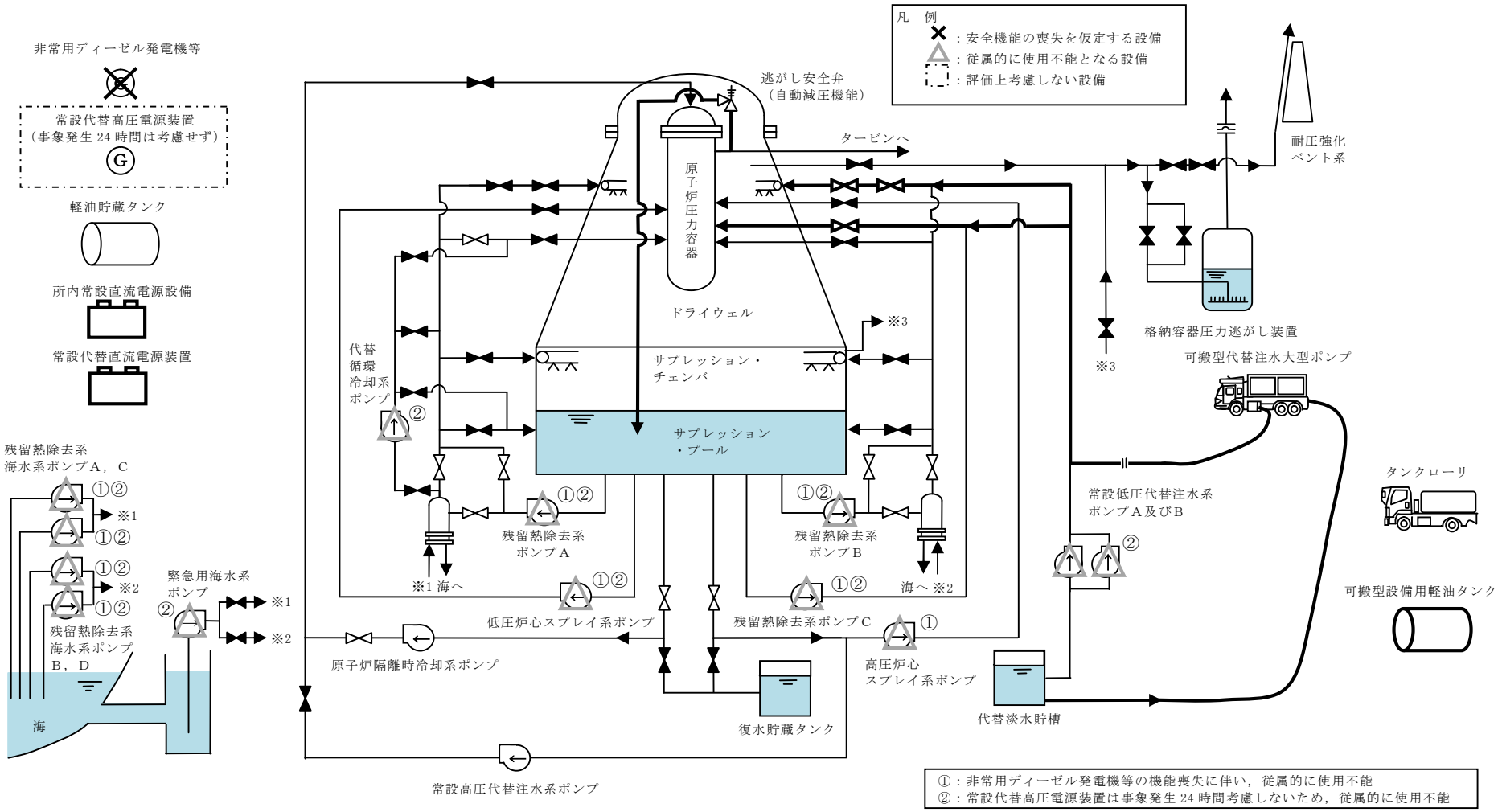
第 2.3.1-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（7／7）

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	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には，低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

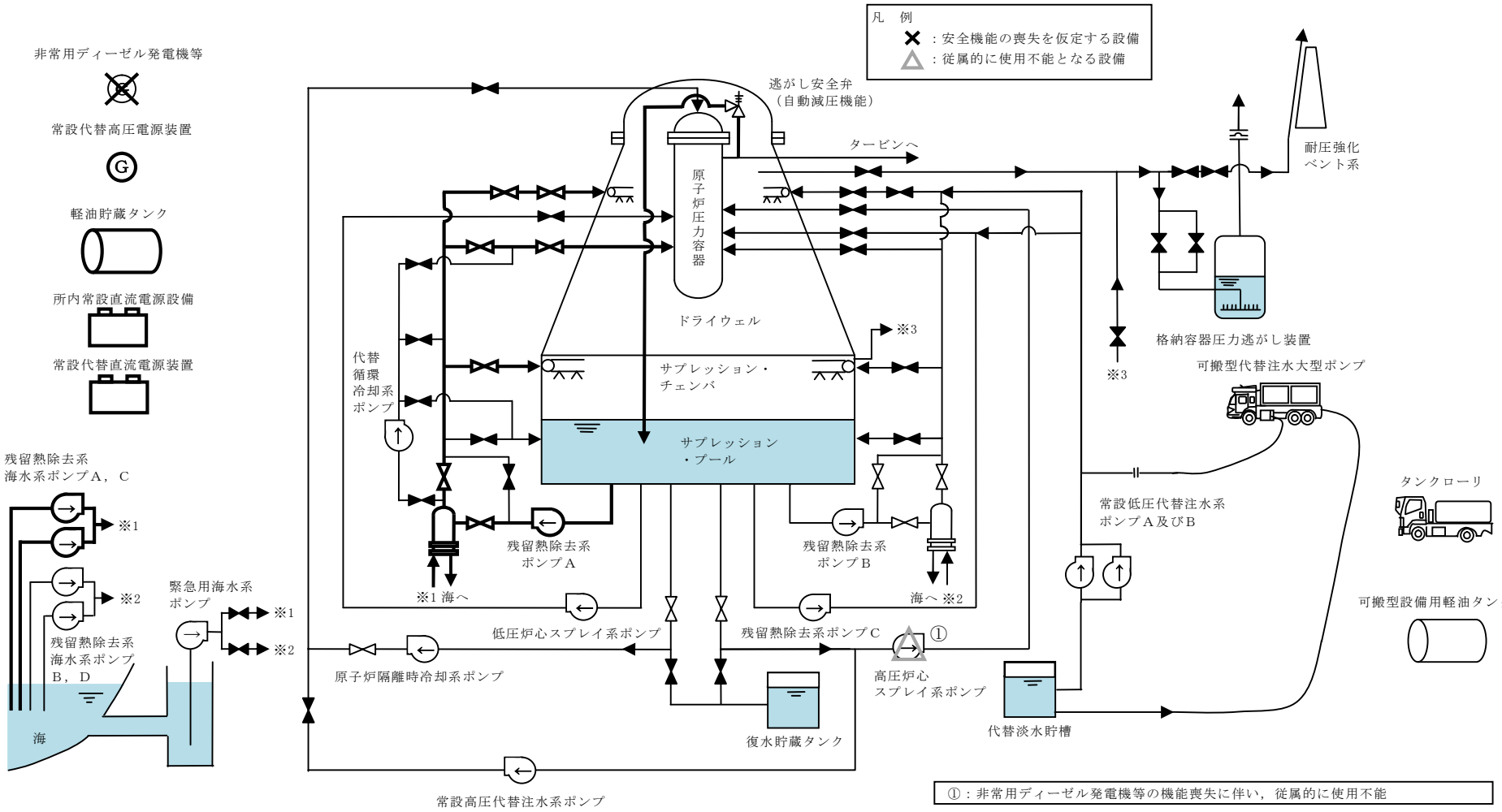


第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）

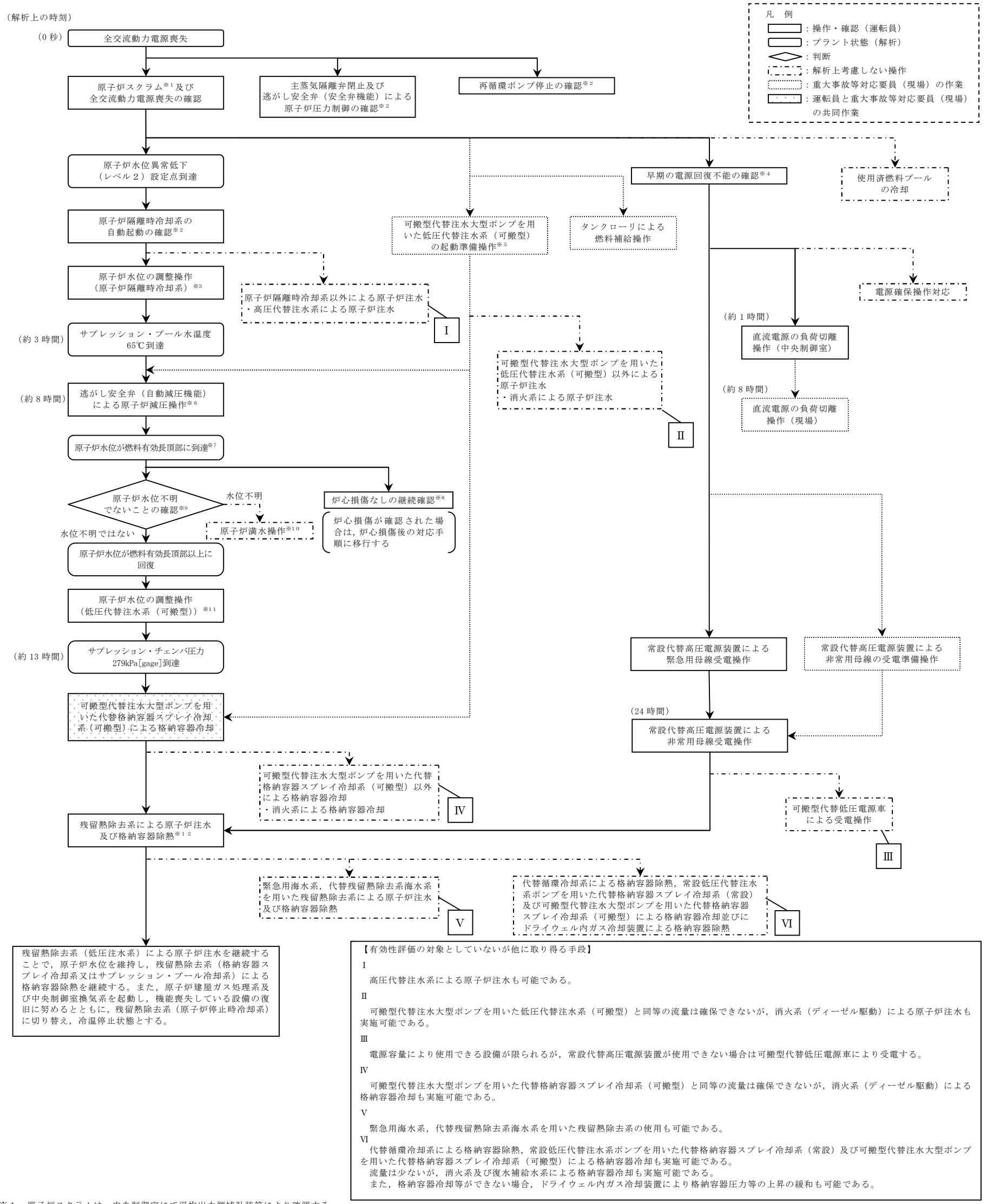
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.1-1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

Ⅳ

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ

緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

Ⅵ

代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

流量は少ないが，消火系及び復水補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※６：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※９：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※１０：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１１：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１２：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 2.3.1-2 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の対応手順の概要

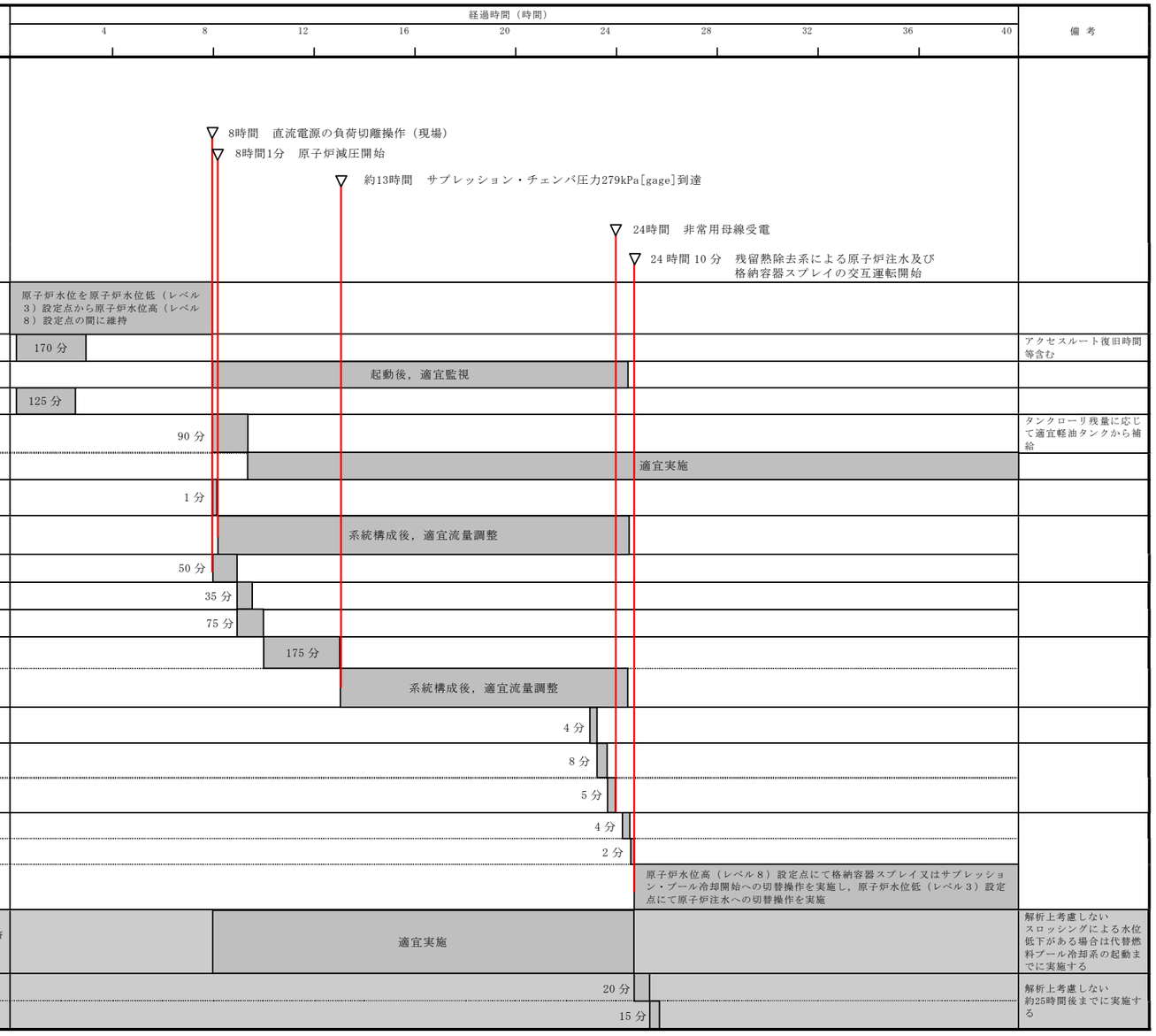
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		▽原子炉スクラム	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		▽プラント状況判断	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～1	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む

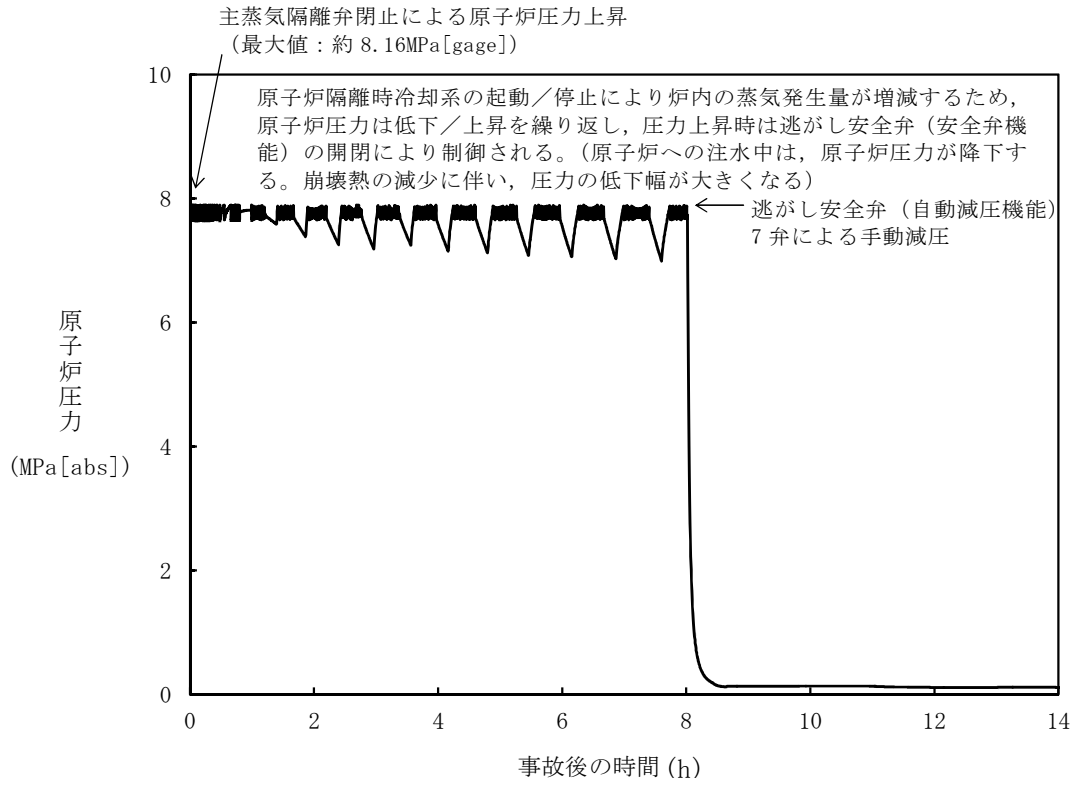
第 2.3.1-3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(1／2)

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

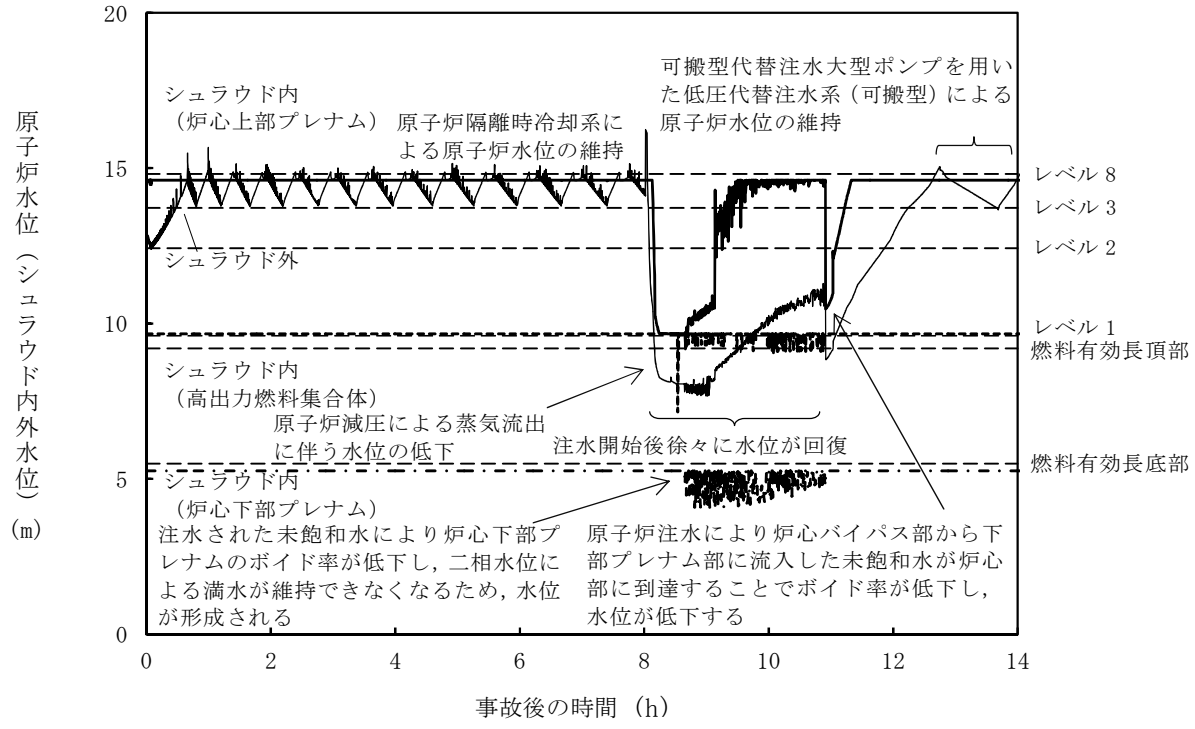
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	備考
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	
				●格納容器スプレイの流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作	
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	
				●非常用母線の受電	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人		



第 2.3.1-3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(2／2)

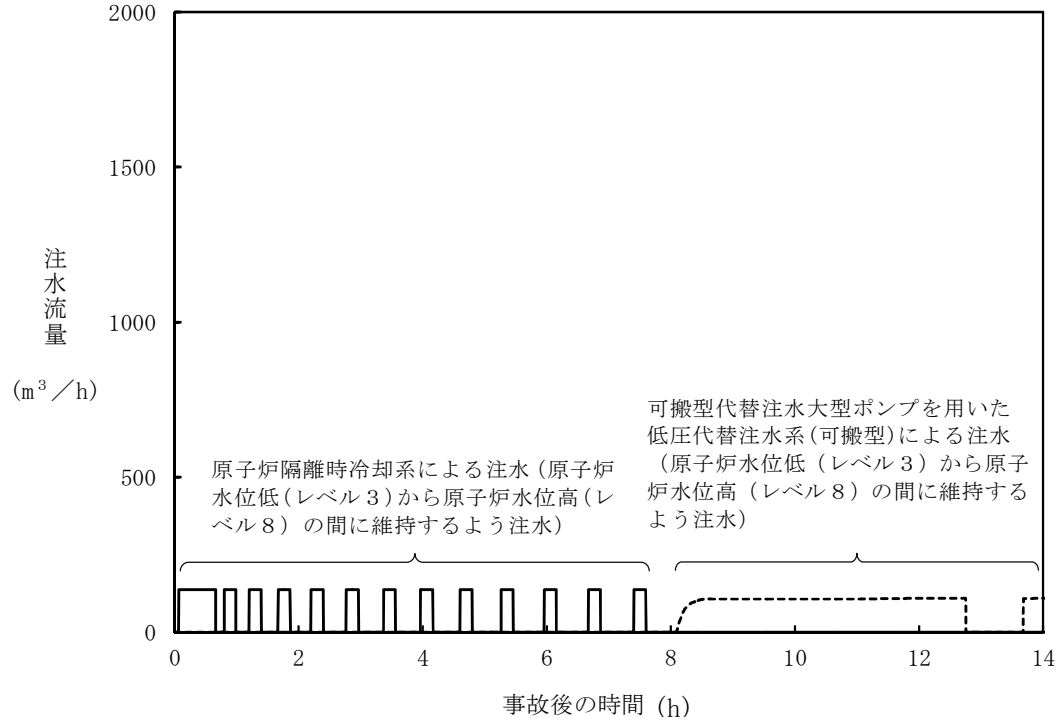


第 2.3.1-4 図　原子炉圧力の推移

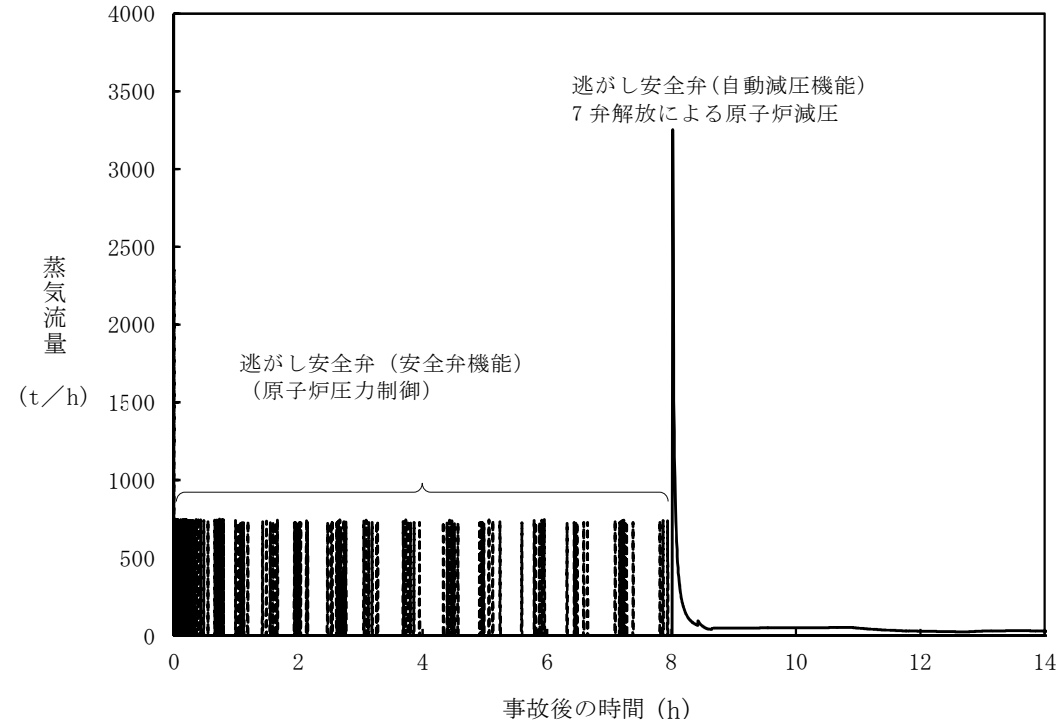


第 2.3.1-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

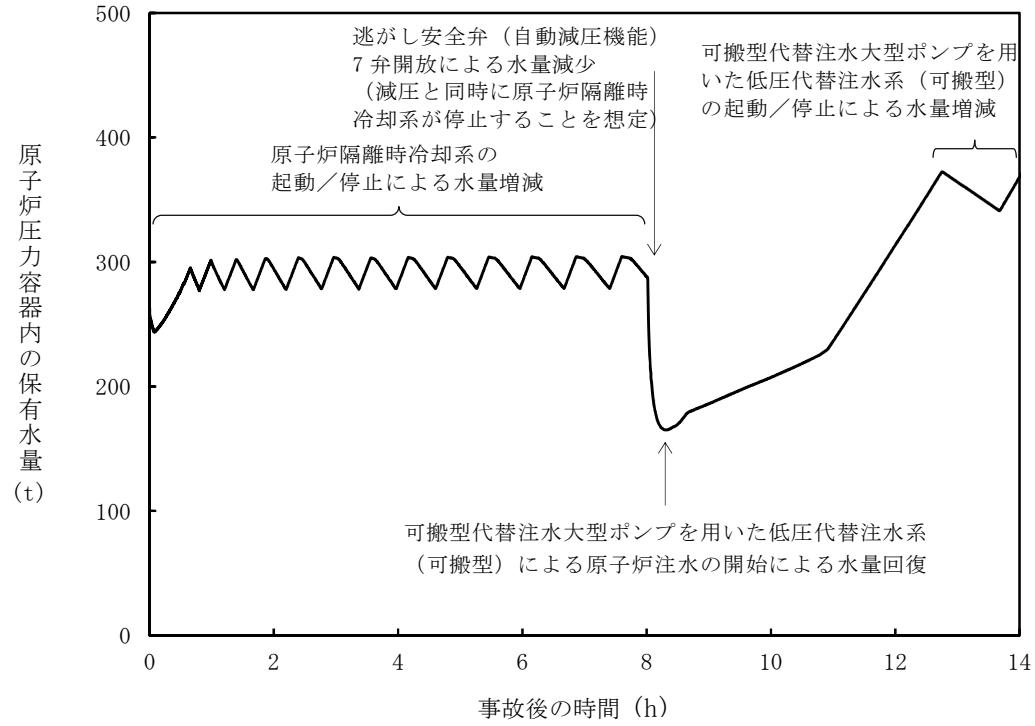
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合，二相水位を示している。



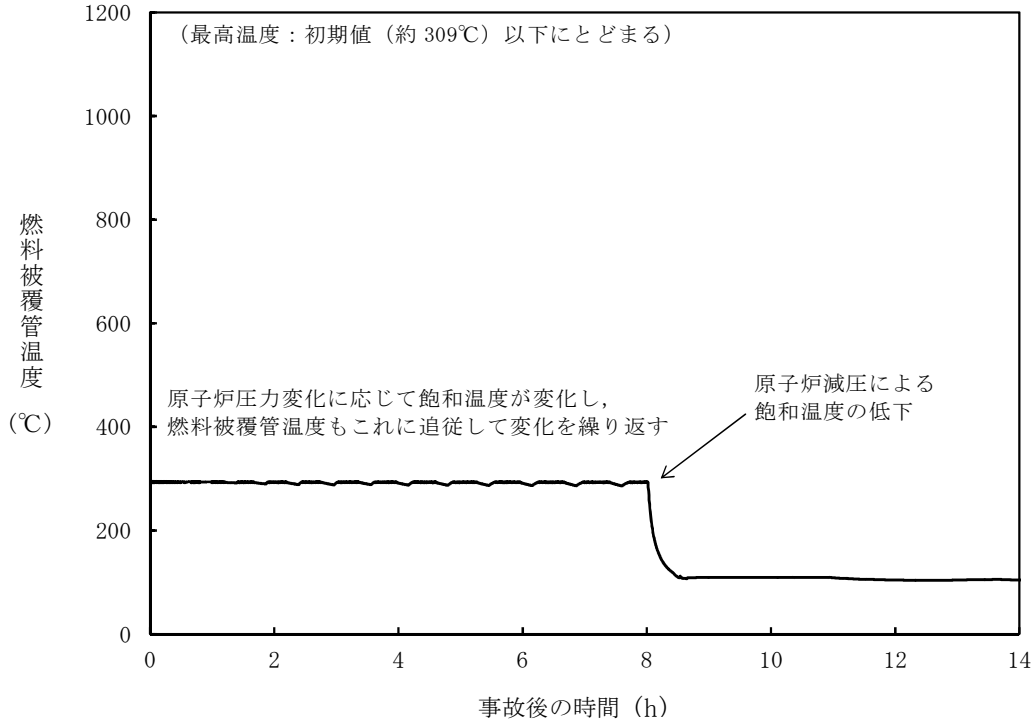
第 2.3.1-6 図　注水流量の推移



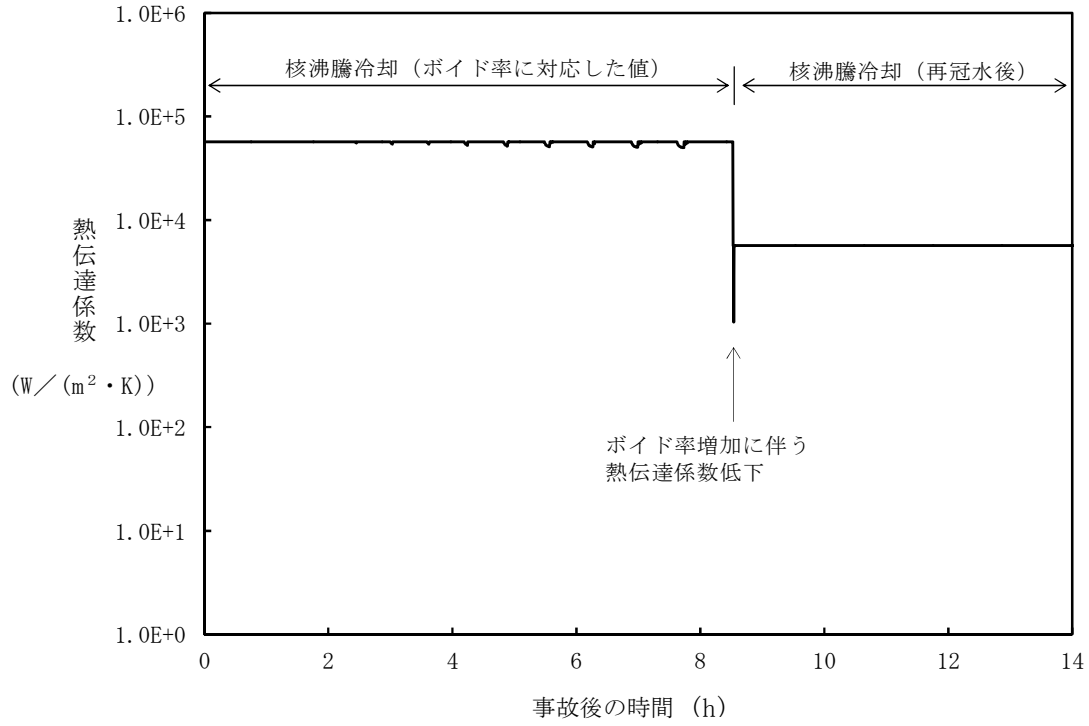
第 2.3.1-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



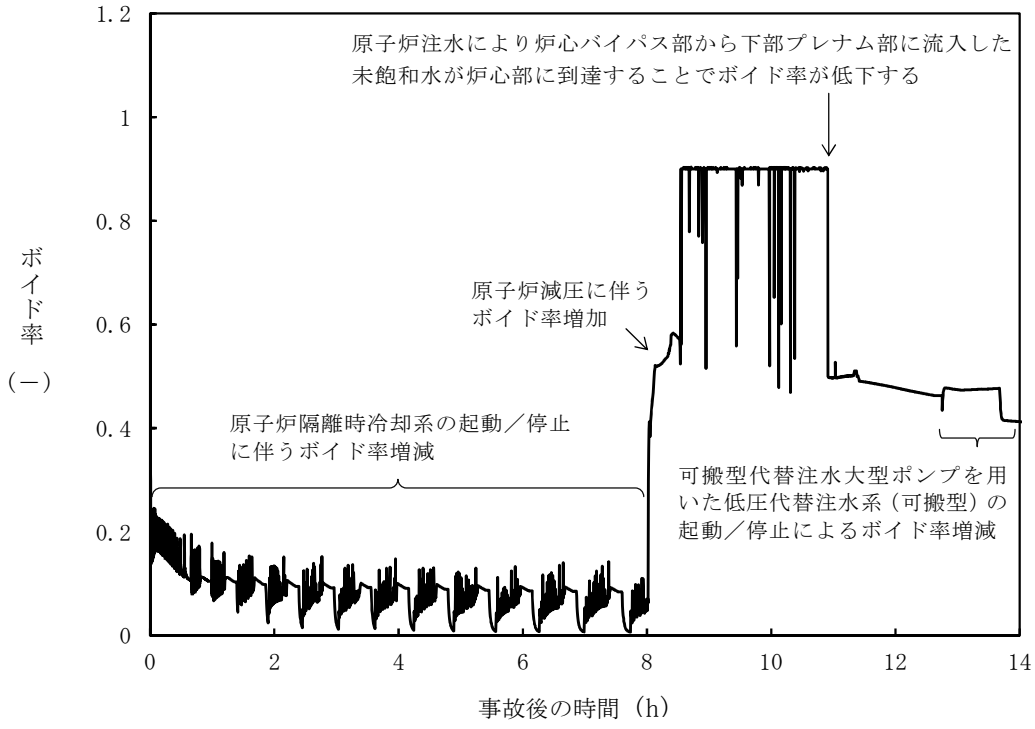
第 2.3.1-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



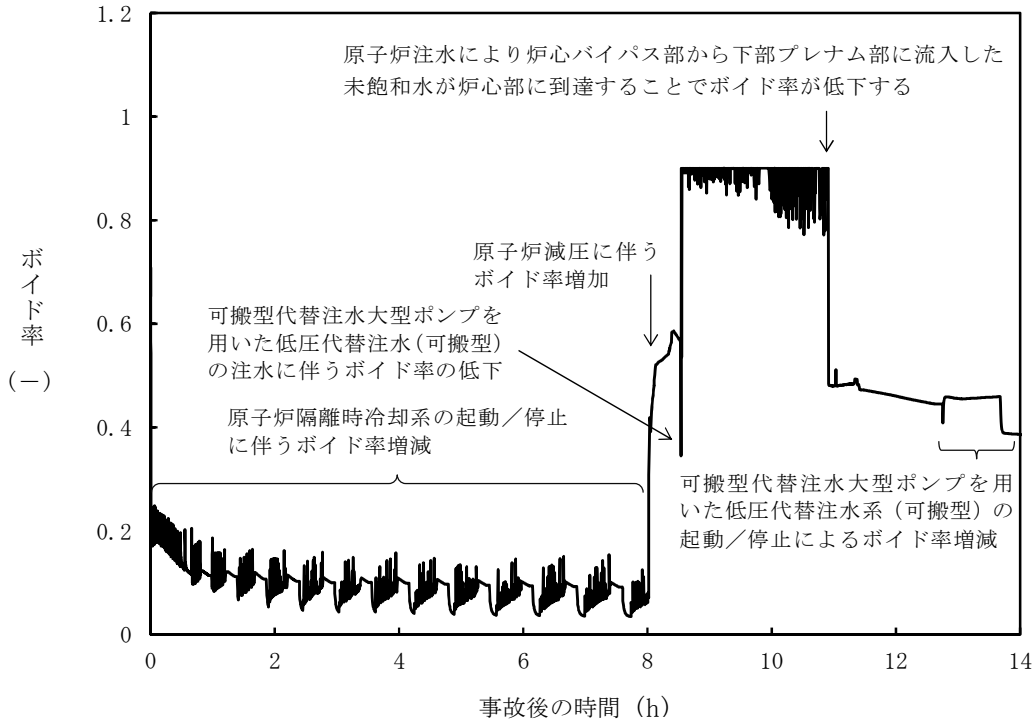
第 2.3.1-9 図　燃料被覆管温度の推移



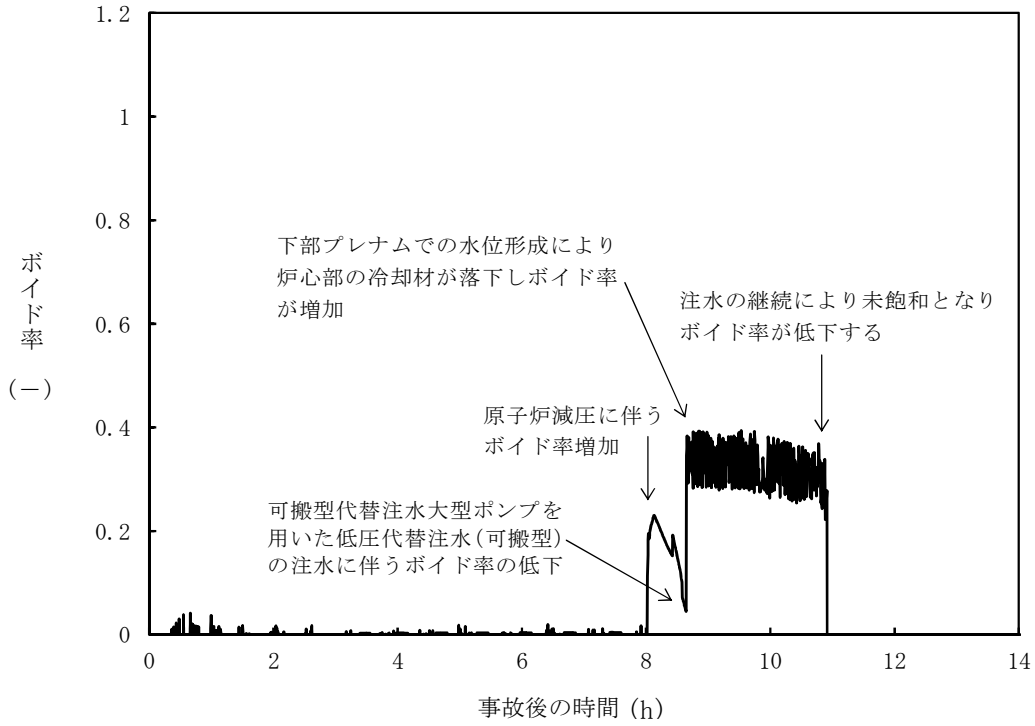
第 2.3.1-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



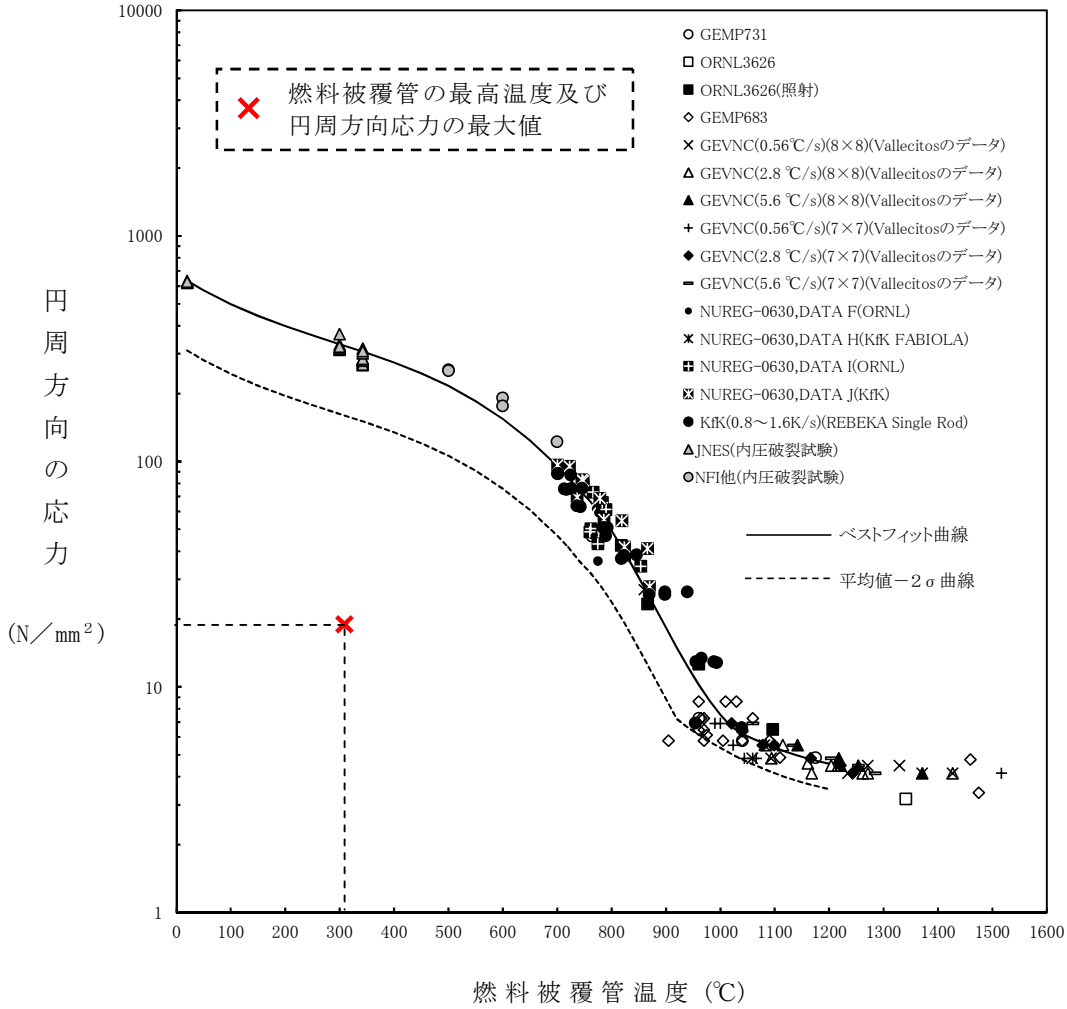
第 2.3.1-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



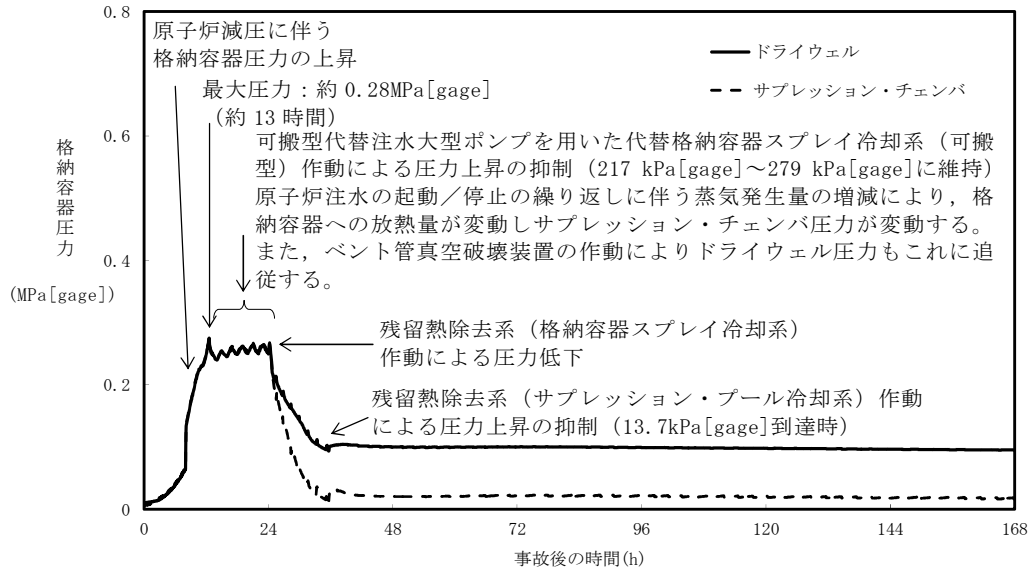
第 2.3.1-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



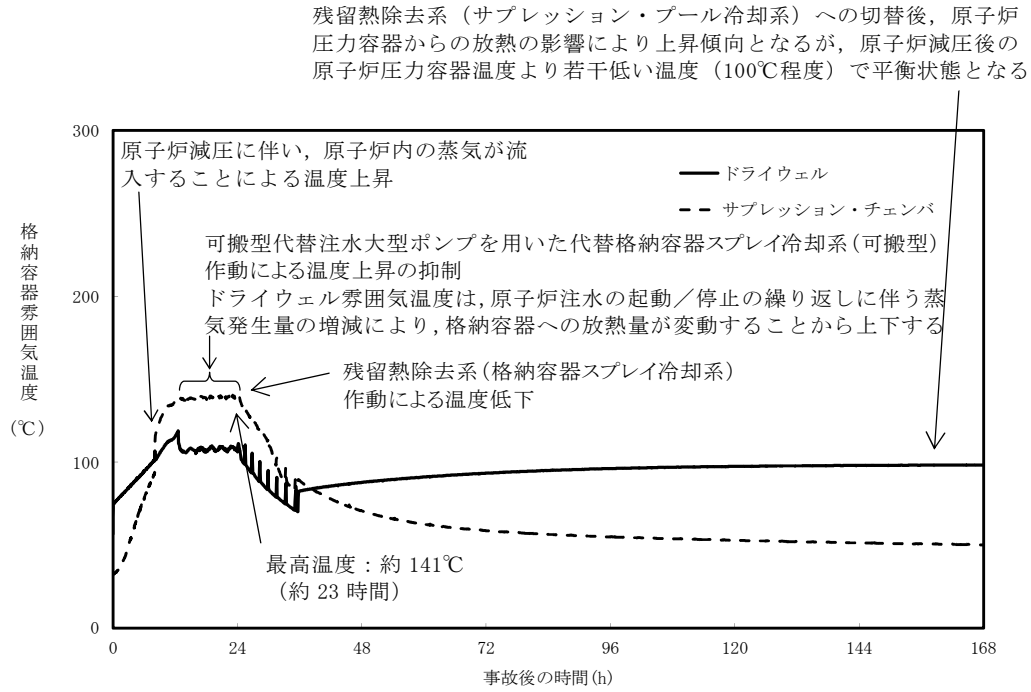
第 2.3.1-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



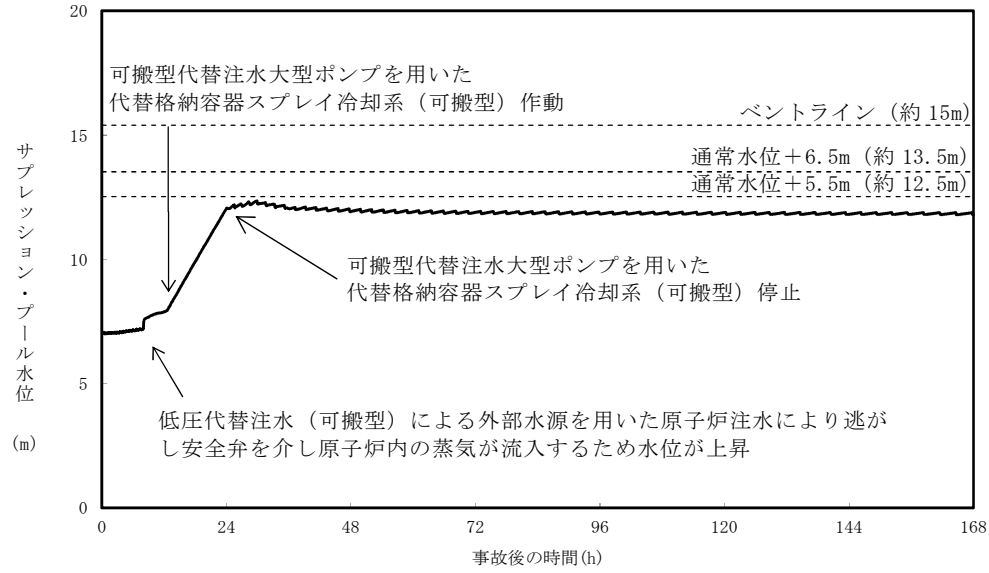
第 2.3.1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



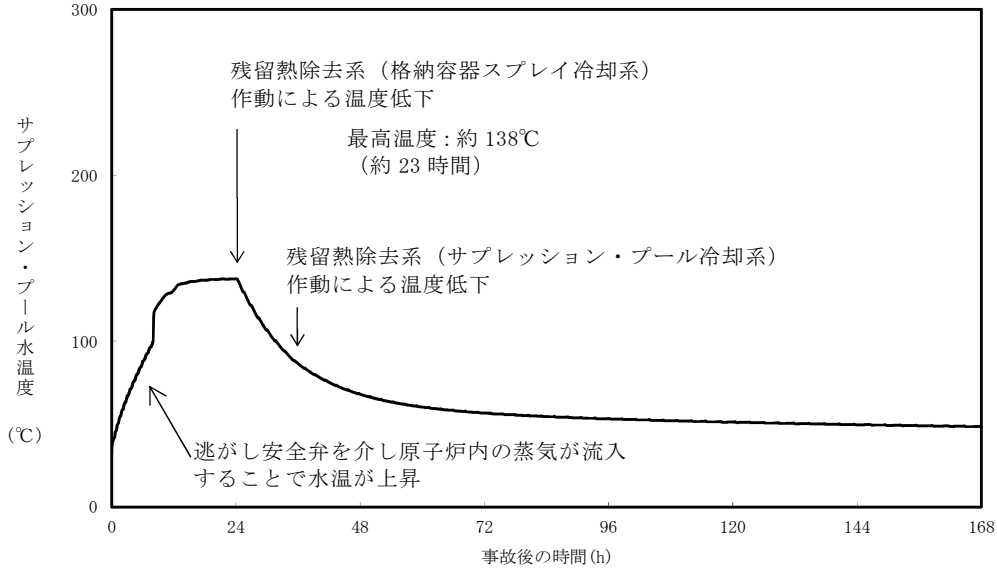
第 2.3.1-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.1-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

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圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で，アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち，逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので，蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか，外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり，次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため，原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し，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

逃がし安全弁は，原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため，逃がし弁機能のバックアップとして，圧力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に対しても，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（以下「ＡＤＳ機能」という。）は，非常用炉心冷却系の一部であり，「原子炉水位異常低下（レベル１）」及び「ドライウェル圧力高」のＡＮＤ信号に 120 秒の時間遅れ後，低圧注水系が運転状態であることによりピストンを駆動して弁を強制的に開放し，ＬＯＣＡ時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて，低圧注水系の早期の注水をうながす。18 個の逃がし安全弁のうち，7 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。

第 1 表に，逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第１表　逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

（逃がし弁機能の吹出し圧力）

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個（t／h）	備　考※1
7.37	2	354.6	D,N
7.44	4	357.8	E,G,P,U
7.51	4	361.1	H,J,M,V
7.58	4	364.3	A,C,F,S
7.65	4	367.6	B,K,L,R

（安全弁機能の吹出し圧力）

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個（t／h）※2	備　考※1
7.79	2	385.2	D,N
8.10	4	400.5	E,G,P,U
8.17	4	403.9	H,J,M,V
8.24	4	407.2	A,C,F,S
8.31	4	410.6	B,K,L,R

※１：囲み文字は,自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。
※２：吹出し圧力×1.03 において

2.　逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

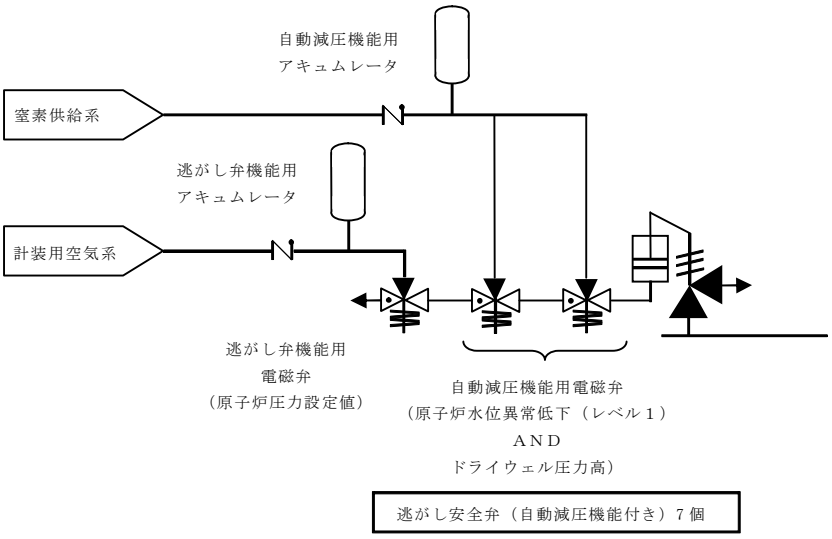
逃がし安全弁の機能のうち，バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」，「自動減圧機能」及び「その他の機能」は，弁の開閉のために窒素を供給してアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）及び逃がし安全弁（ＡＤＳ機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

第2表　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）

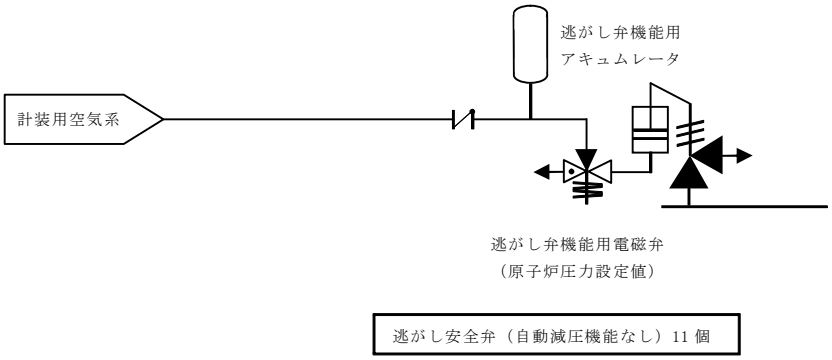
<table>
<tr><th></th><th>動作回数</th><th>使用する
アキュムレータ</th><th>概略図</th></tr>
<tr><td rowspan="2">逃がし安全弁
(ADS 機能付き)</td><td>1回
（ドライウェル最高使用圧力
(310kPa[gage])）
又は
5回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]）以下）</td><td>ADS 機能用
アキュムレータ
(250 リットル)</td><td rowspan="2">第1図
参照</td></tr>
<tr><td>1回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]）以下）</td><td>逃がし弁機能用
アキュムレータ
(8.5 リットル)</td></tr>
<tr><td>逃がし安全弁
(ADS 機能なし)</td><td>1回
（ドライウェル通常圧力
(13.7kPa[gage]）以下）</td><td>逃がし弁機能用
アキュムレータ
(8.5 リットル)</td><td>第2図
参照</td></tr>
</table>

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，減圧弁等で構成され，窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は高圧窒素ガスボンベ，減圧弁等から構成され，独立したＡ系，Ｂ系の 2 系列からなる高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。また，常用系と非常用系と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。第 3 図に系統構成図を示す。

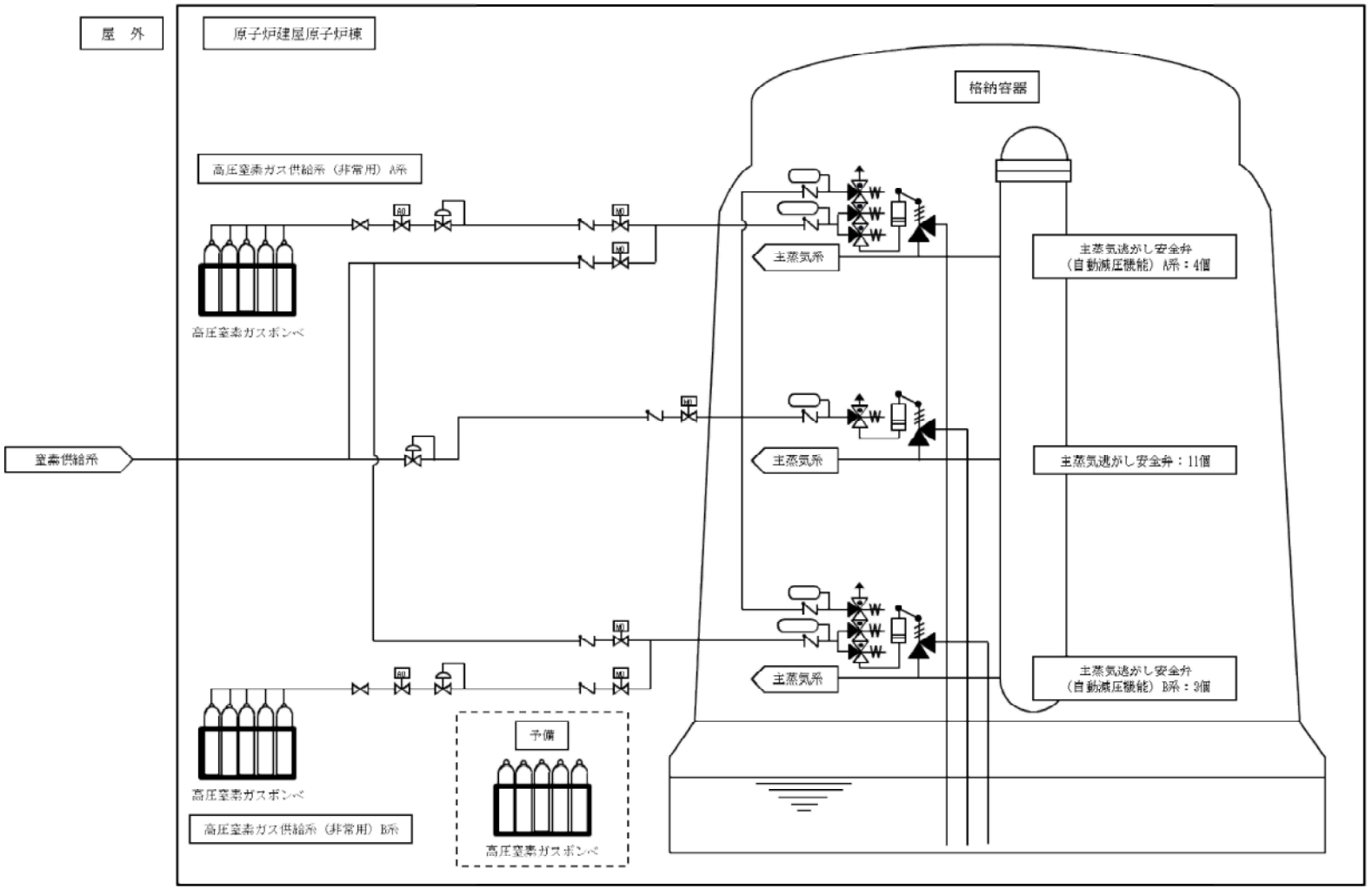
ＬＯＣＡ後等の長期冷却時には，逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）のアキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき，常用系が健全であれば常用系から供給するが，常用系が機能を喪失した場合は，非常用系（窒素ガスボンベ）から供給する。



第１図　逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）概略図



第２図　逃がし安全弁（ＡＤＳ機能なし）概略図



第３図　高圧窒素ガス供給系（非常用）　系統概要図

高圧窒素ガスボンベの容量は，自動減圧機能付き逃がし安全弁７弁（Ａ系４弁，Ｂ系３弁）を開弁させた後，７弁を７日間開保持させるために必要な窒素ガス量を基に，必要ボンベ本数を確保している。

１系列あたりの必要ボンベ本数は以下のとおり。

【窒素ガス消費量】

高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	：	385[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列４弁を開動作するための消費量	：	1454[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用）１系列４弁を7日間開保持するための消費量	：	19032[NL]
合計	：	20871[NL]

【高圧窒素ガスボンベによる供給量】

$$S_b = \frac{(P_1[\mathrm{MPa(abs)}] - P_2[\mathrm{MPa(abs)}])}{P_N[\mathrm{MPa(abs)}]} \times V_b[\mathrm{L/本}] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= \frac{(P_1[\mathrm{MPa[abs]}] - P_2[\mathrm{MPa[abs]}])}{0.101325[\mathrm{MPa[abs]}]} \times Vb\left[\frac{\mathrm{L}}{\mathrm{本}}\right] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= \frac{(14.8\,[\mathrm{MPa[abs]}] - 5.1[\mathrm{MPa[abs]}])}{0.101325[\mathrm{MPa[abs]}]} \times 46.7\left[\frac{\mathrm{L}}{\mathrm{本}}\right] \times M[\mathrm{本}]$$

$$= 4{,}471[\mathrm{NL/本}] \times M[\mathrm{本}]$$

ここで，

S_b：ボンベによる供給量［NL］

P_1：ボンベ初期充填圧力＝14.8［MPa（abs）］

P_2：ボンベ交換圧力＝5.1［MPa（abs)］

P_N：大気圧＝0.101325［MPa（abs）］

V_b：ボンベ容量（46.7[L/本]）

M ：必要ボンベ本数[本]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量(S_b)が必要であり，

S_b ＞ 20,781

上記の関係式より

4,471×M ＞ 20,781

M ＞ 4.7［本］→ 5［本］

高圧窒素ガス供給系(A 系：5 本，B 系：5 本)及び予備の高圧窒素ガスボンベ（10 本）ともに必要容量を確保している。

3.　逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る解析と実際の運用の違い

有効性評価では，逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力（7.79MPa［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，実際の運用としては，サプレッション・プール水温度の上昇を周方向で均一にするために，運転手順に基づき温度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逃がし安全弁を順次開放することとしている。また，逃がし安全弁（自動減圧機能）のみに限定しても同様の操作が可能である。なお，逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力の弁2弁のみで圧力制御される場合においても，第4図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから，原子炉から放出される蒸気が1箇所に偏らないように考慮されている。

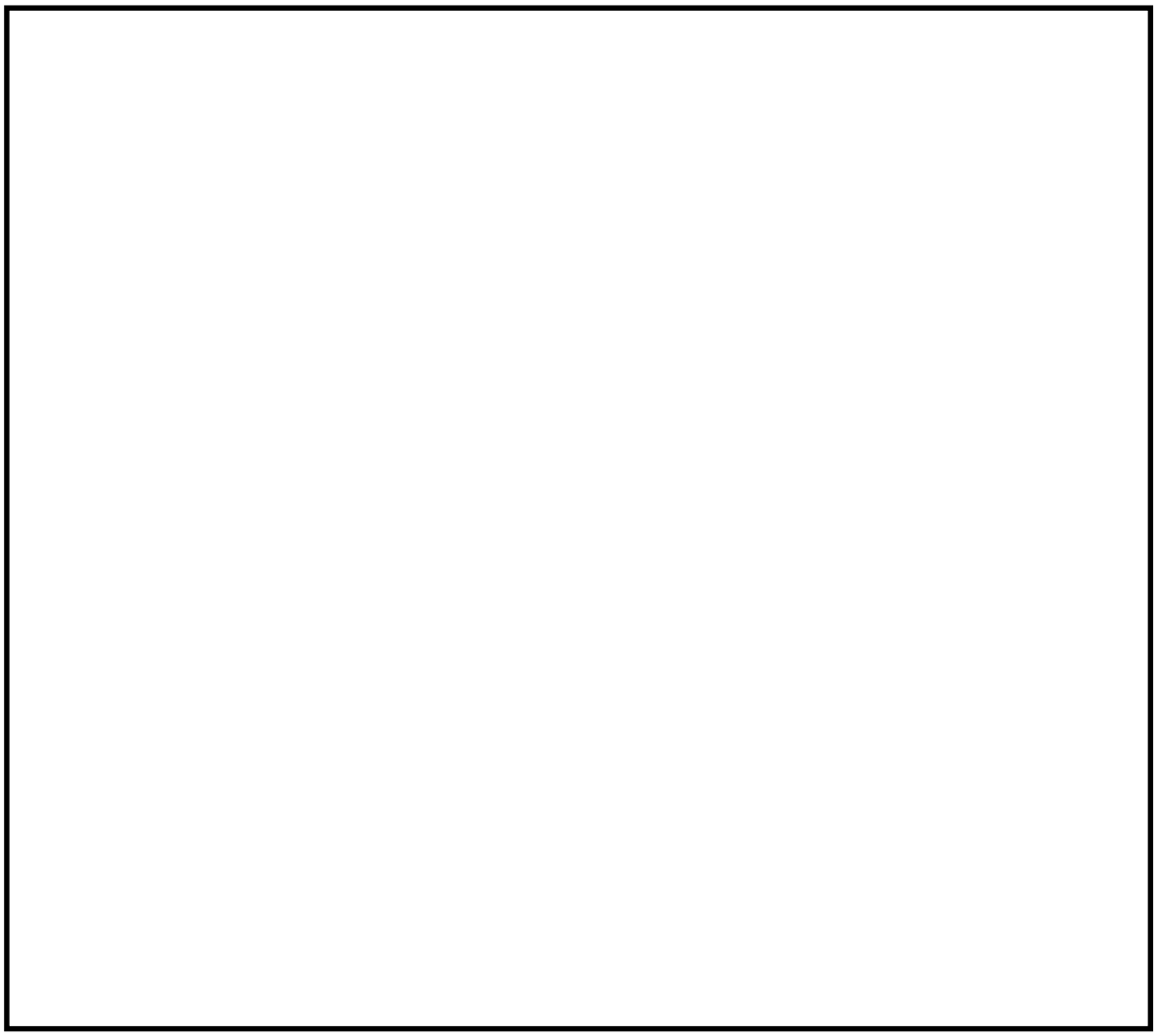
4.　原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

「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，温度成層化の発生の可能性について，福島事故を踏まえた考察をまとめている。

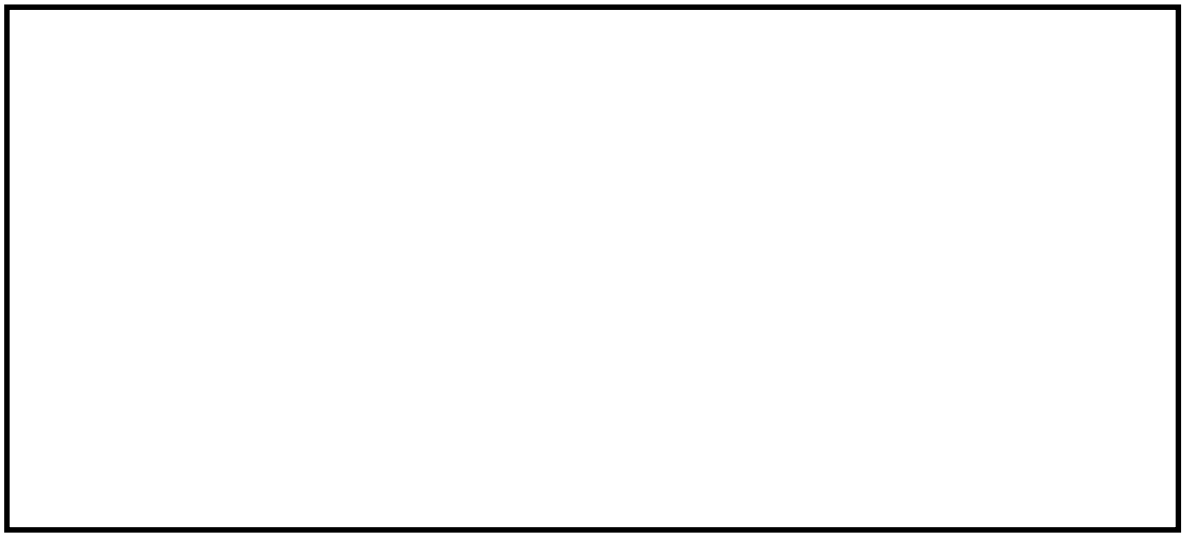
第4図及び第5図に示すとおり，東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Ｘクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように，原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ，逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には，原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により，サプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方，原子炉隔離時冷却系を停止し，逃がし安全弁による原子炉減圧状態

を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には，温度成層化の発生の可能性はあるが，逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション･チェンバの底部から約 2.2m 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・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福島第二原子力発電所２号炉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。



第 4 図　サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図



第 5 図　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

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として，125V　A系蓄電池，125V　B系蓄電池，125V　HPCS系蓄電池の 3 系統，中性子モニタ用蓄電池A系及びB系の 2 系統，常設代替直流電源設備として，緊急用直流 125V 蓄電池の 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２Aに接続されており，125V　A系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては，電源供給開始から 1 時間後に中央制御室内にて，電源供給開始から 8 時間後には現場分電盤にて負荷の手動切り離しを行うことで，その後 16 時間にわたり原子炉隔離時冷却系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,284Ah であることに対し，125V　A系蓄電池の容量が 6,000Ah※1であることから，24 時間※2にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続のための電源供給が可能である。（第 1 図）

また，重大事故等の対応に必要な計装設備については，緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており，緊急用直流 125V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく，24 時間※1にわたり必要な計装設備に電源供給が可能である。

上記に必要な負荷容量が約 3,039.6Ah であることに対し，緊急用

直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah※1であることから,24 時間にわたり電源供給が可能である。(第 2 図)

※１：蓄電池容量は，使用開始から寿命までの間変化し，使用年数を経るに従い容量が低下するため，蓄電池容量の算出にあたっては,「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく，設計値を用いていることから，必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

※２：全交流動力電源装置（長期ＴＢ）においては事象発生 3 時間後，全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）においては事象発生 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に切り替えるが，蓄電池の容量評価を保守的に評価するため，高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

(1) 所内常設直流電源設備の仕様

名称：125V　Ａ系蓄電池

型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋附属棟中 1 階

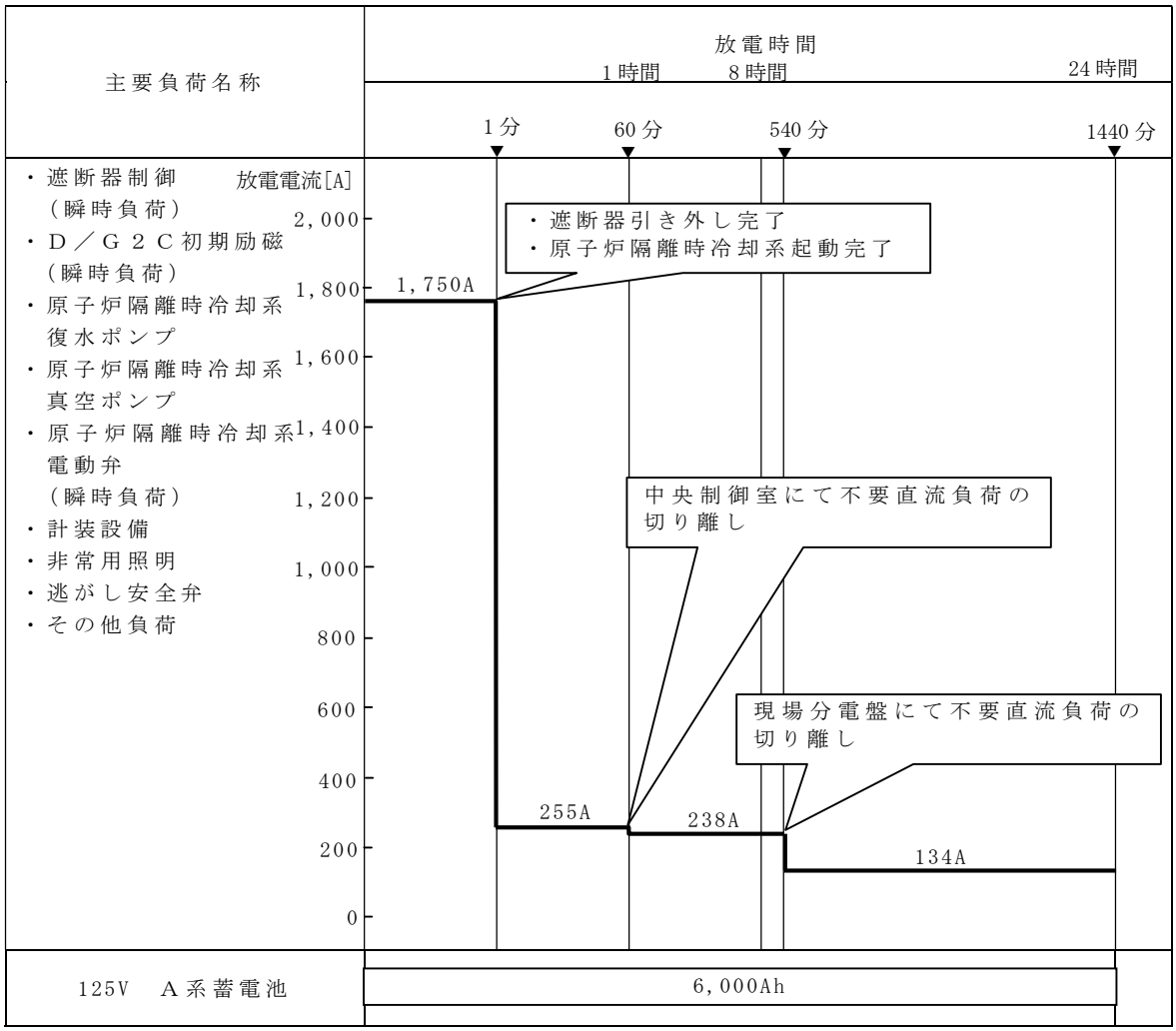
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用直流 125V 蓄電池

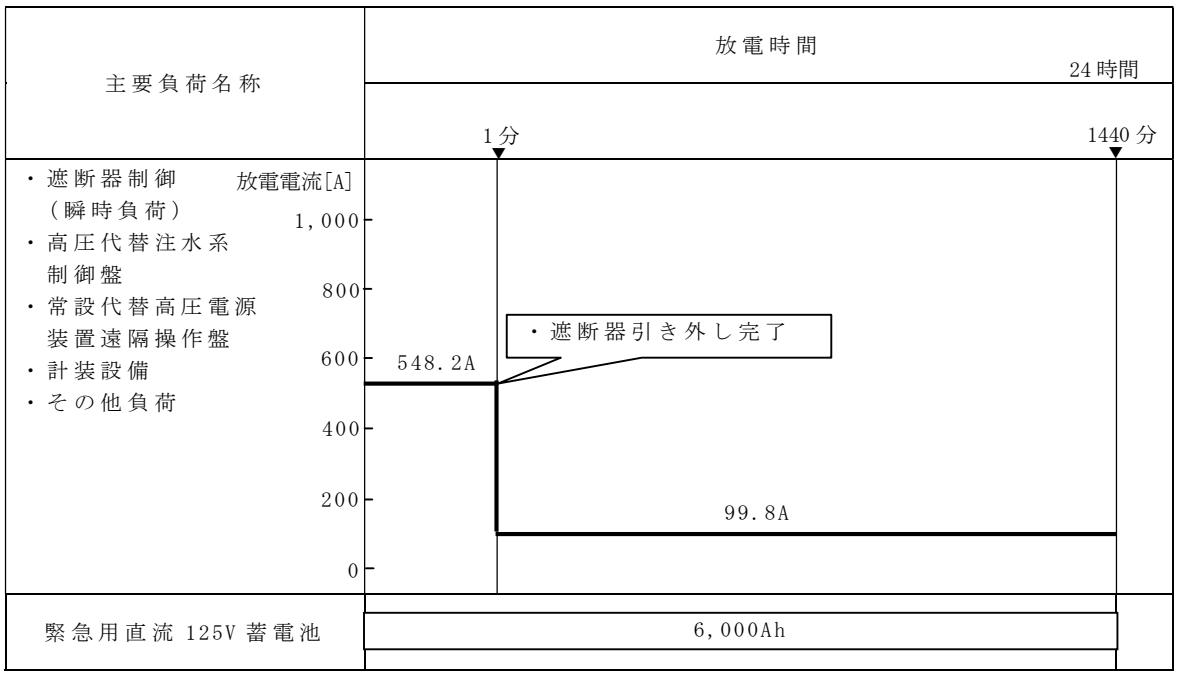
型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図　125V　A系蓄電池　負荷曲線



第 2 図　緊急用直流 125V 蓄電池　負荷曲線

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

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）では，約 8 時間の子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。

原子炉隔離時冷却系の起動から約 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は，計測制御設備の他，電動弁，真空ポンプ及び復水ポンプの電動機があるが，これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.1.2 にて確認している。

事故時には直流電源の容量以外にも，サプレッション・チェンバ圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が，原子炉隔離時冷却系の運転継続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（第 1 表参照)。

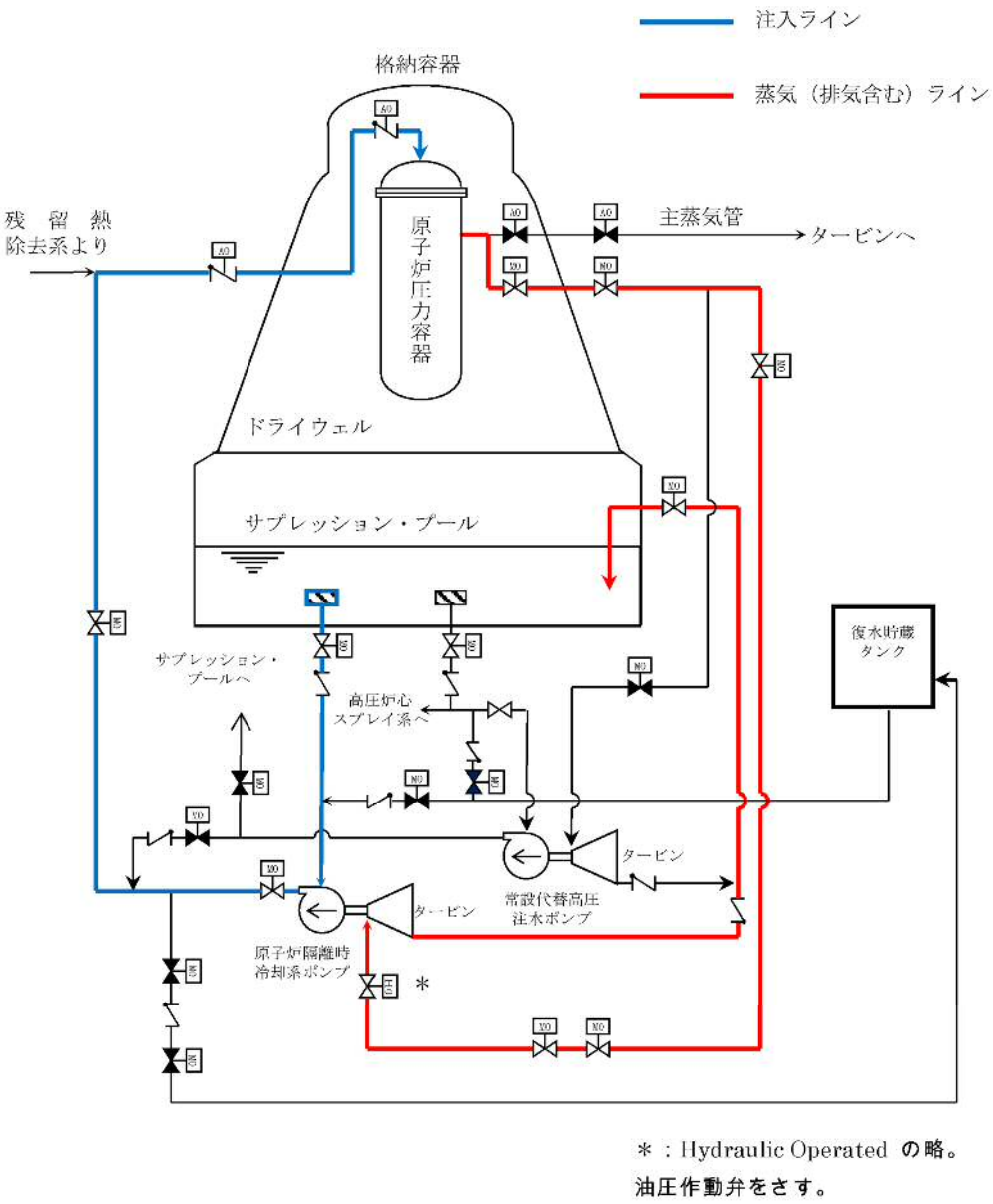
第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考える。

第１表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（1／2）

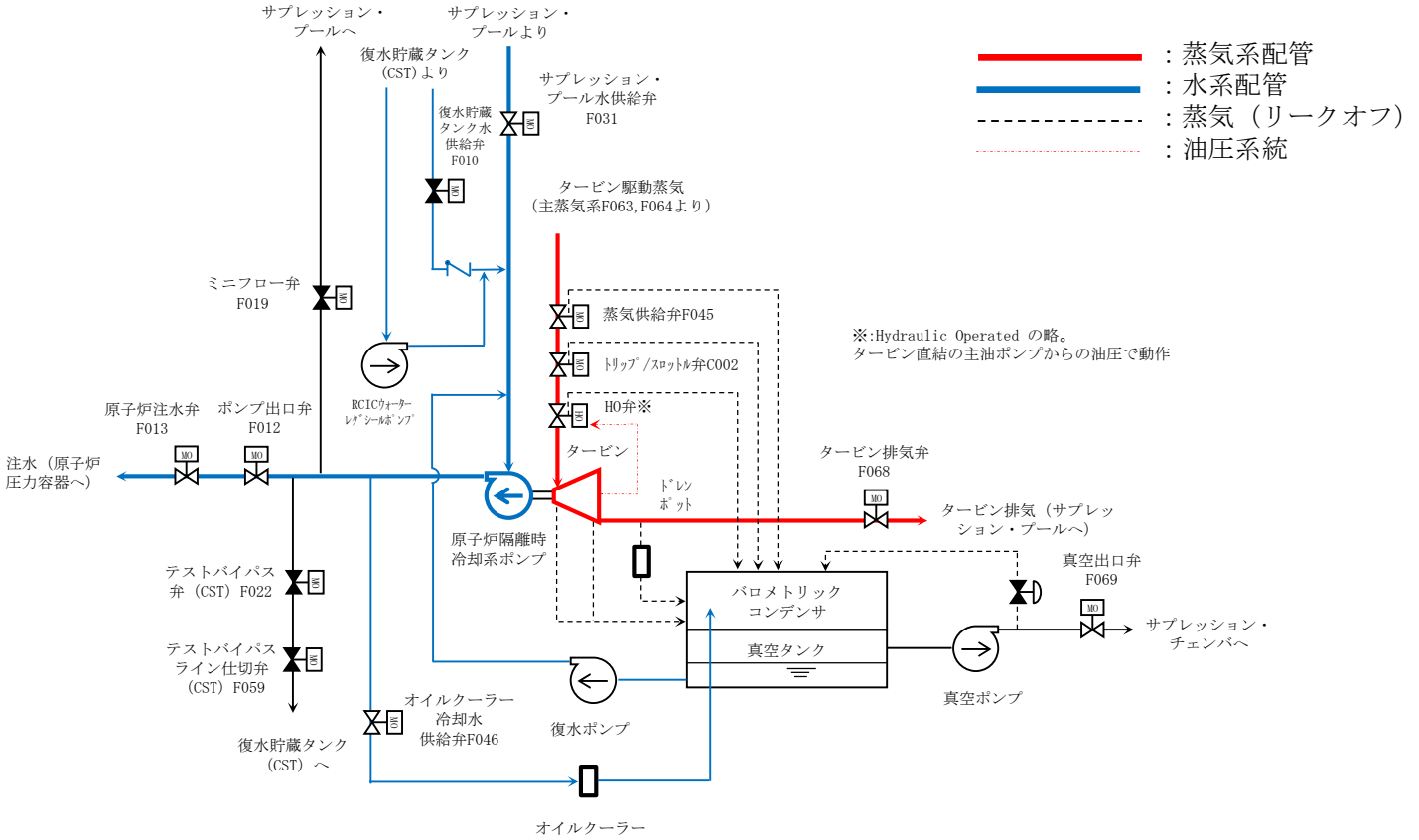
評価項目	影響概要	評　価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，原子炉隔離時冷却系ポンプのキャビテーションが発生し，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後 8 時間での水温は約 100℃となる。（第 3 図） この時の原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭（ＮＰＳＨ）は約 6.4m まで低下するが，原子炉隔離時冷却系ポンプの必要ＮＰＳＨである約 5.8m に対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから，サプレッション・プール水温度の上昇により，軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	ポンプ軸受の潤滑油温度は，冷却器の設計上，潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温度より［　　］高くなるが，潤滑油の許容温度である［　　］未満となるため，軸受の冷却が阻害されることはない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，復水器が機能停止に至り，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービングランド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが，差は極わずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

第１表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（2／2）

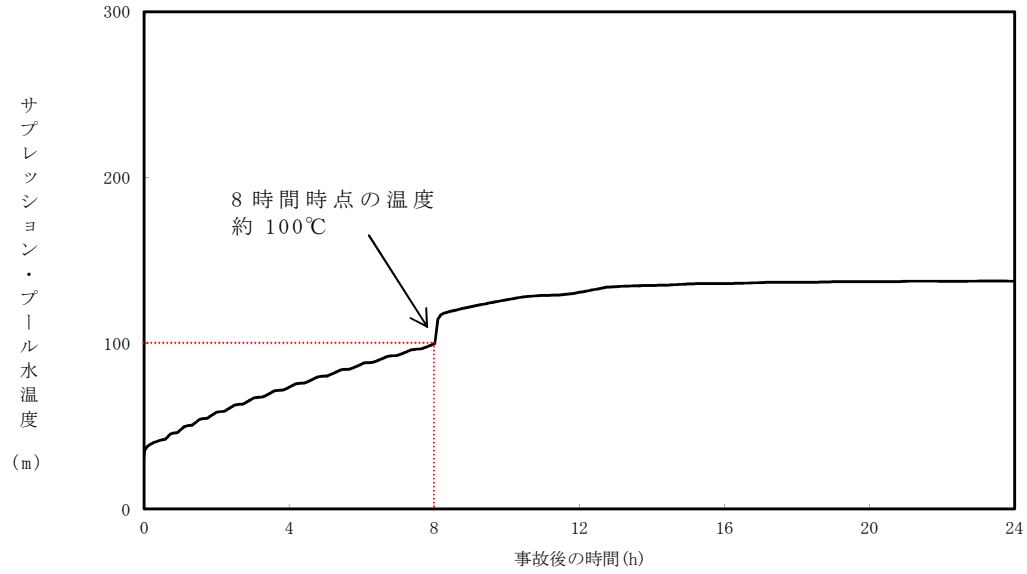
評価項目	影響概要	評　価
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため，サプレッション・チェンバ圧力 0.172MPa[gage]にて，原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し，原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果，事象発生から 8 時間後の圧力は約 0.07MPa[gage]であり，原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(第 4 図)したがって，サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ，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 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため，原子炉隔離時冷却系ポンプ室温が 65.6℃を超え，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果，事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃（初期室温 40℃）であり，原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって，原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系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。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため，中央制御室温度が最高温度を超え，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の中央制御室温度を評価した結果，事象発生から 8 時間後の室温は約 37℃であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって，中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。



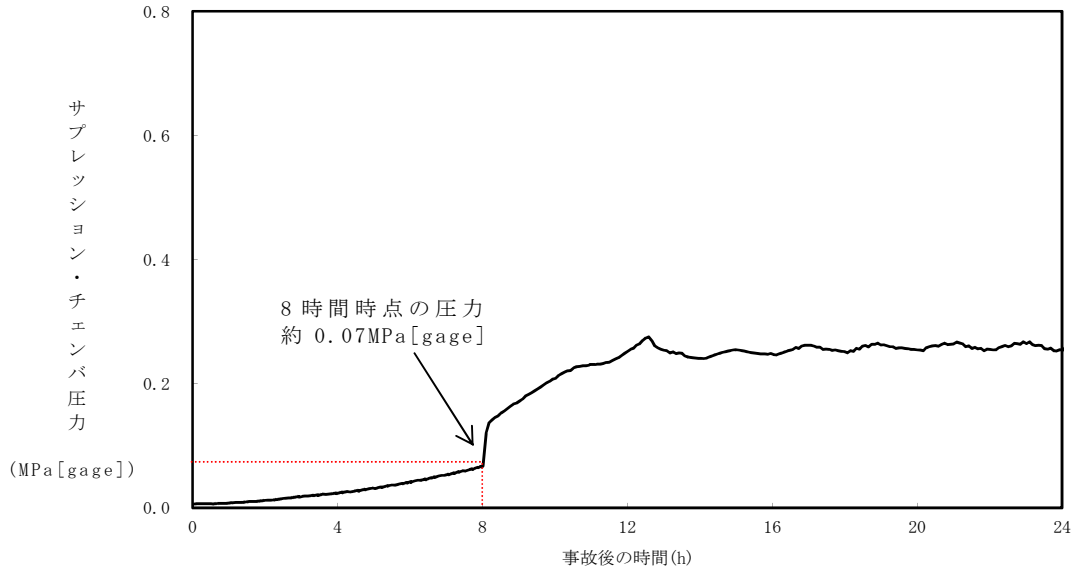
第 1 図　原子炉隔離時冷却系系統概要図



第２図　原子炉隔離時冷却系ポンプ回り系統図



第 3 図　サプレッション・プール水温度の推移



第 4 図　サプレッション・チェンバ圧力の推移

サプレッション・プール水温度上昇時のＮＰＳＨ評価について

サプレッション・プール水温度が 120℃，150℃，200℃におけるＮＰＳＨ評価を実施し，第 2 表のとおり，いずれの温度に対しても有効ＮＰＳＨが必要ＮＰＳＨを上回ることを確認している。

第 2 表　原子炉隔離時冷却系ポンプＮＰＳＨ評価

サプレッション・プール水温度	120℃	150℃	200℃
有効ＮＰＳＨ	6.41m	6.46m	6.53m
必要ＮＰＳＨ	5.8m	5.8m	5.8m

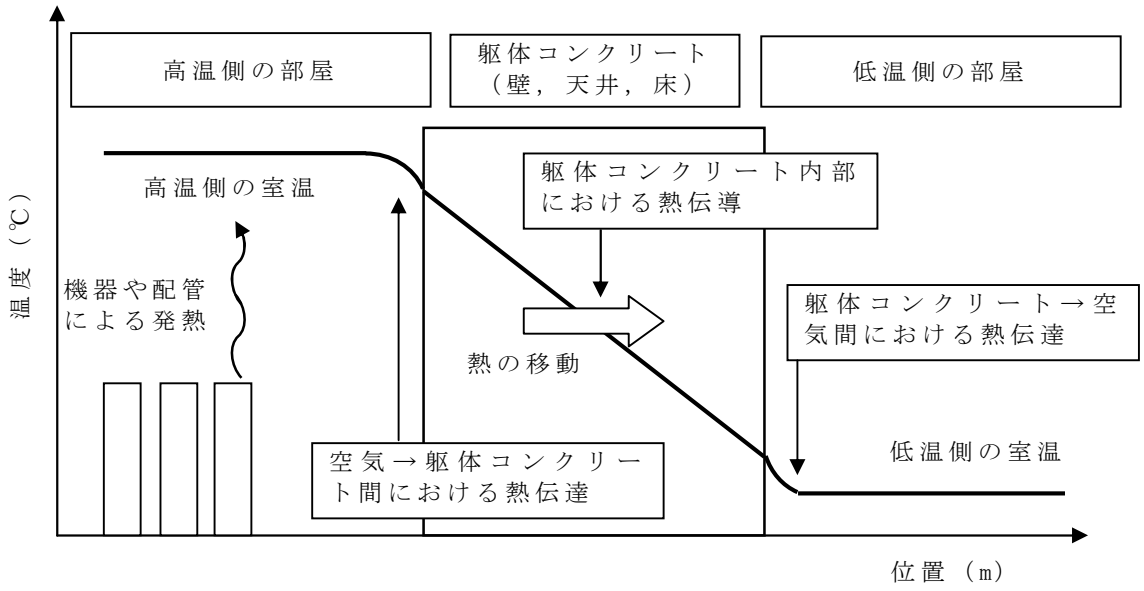
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時における
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1.　温度上昇の評価方法

(1)　評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないため，評価対象の部屋の温度変化は，室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 5 図参照。）

換気空調系停止後，室温が上昇を始め，室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり，温度上昇は抑制される。



第 5 図　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。

①評価対象とする部屋の条件

a.原子炉隔離時冷却系ポンプ室

・初期室温：40℃（夏季設計温度）

・容　　積：556m^3

・熱 容 量：574.5kJ／℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，

上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

・発熱負荷：第3表参照。また，発熱負荷の内訳を第4表に示す。

第3表　原子炉隔離時冷却系ポンプ室　発熱負荷

時間(h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷(kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7

第4表　原子炉隔離時冷却系ポンプ室　発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間(h)	注水配管内流体温度設定(℃)※1	配管(kW)	機器(kW)
0	66※2	8.5※3	5.0
1	66※2	8.5※3	5.0
2	66※2	8.5※3	5.0
3	67	8.5※3	5.0
4	74	9.2	5.0
5	81	9.9	5.0
6	88	10.5	5.0
7	93	11.0	5.0
8	100	11.7	5.0

※1：注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。

※2：0～2hまでのサプレッション・プール温度は，32～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

※3：0～2hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.401kWであり，安全側に切り上げて8.5kWに設定。また，3hまでの配管発熱負荷の詳細値は約 8.49kW であるため，同様に8.5kWに設定。

b.中央制御室

・初期室温：24℃（夏季設計温度）

・容　　積：2,219.2m^3

・熱 容 量：47,021.1kJ／℃

（保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず，既設機器の鉄熱容量と上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

・発熱負荷：22,206 W（0～1h まで），20,892W（1～8h まで）

（発熱負荷は，直流電源から給電される機器（盤）の全電源容量に発熱効率 0.5 を考慮し設定。また，1h 後に平均領域計装を切り離す運用も考慮する。なお，発熱効率 0.5 は過去実績値より設定）

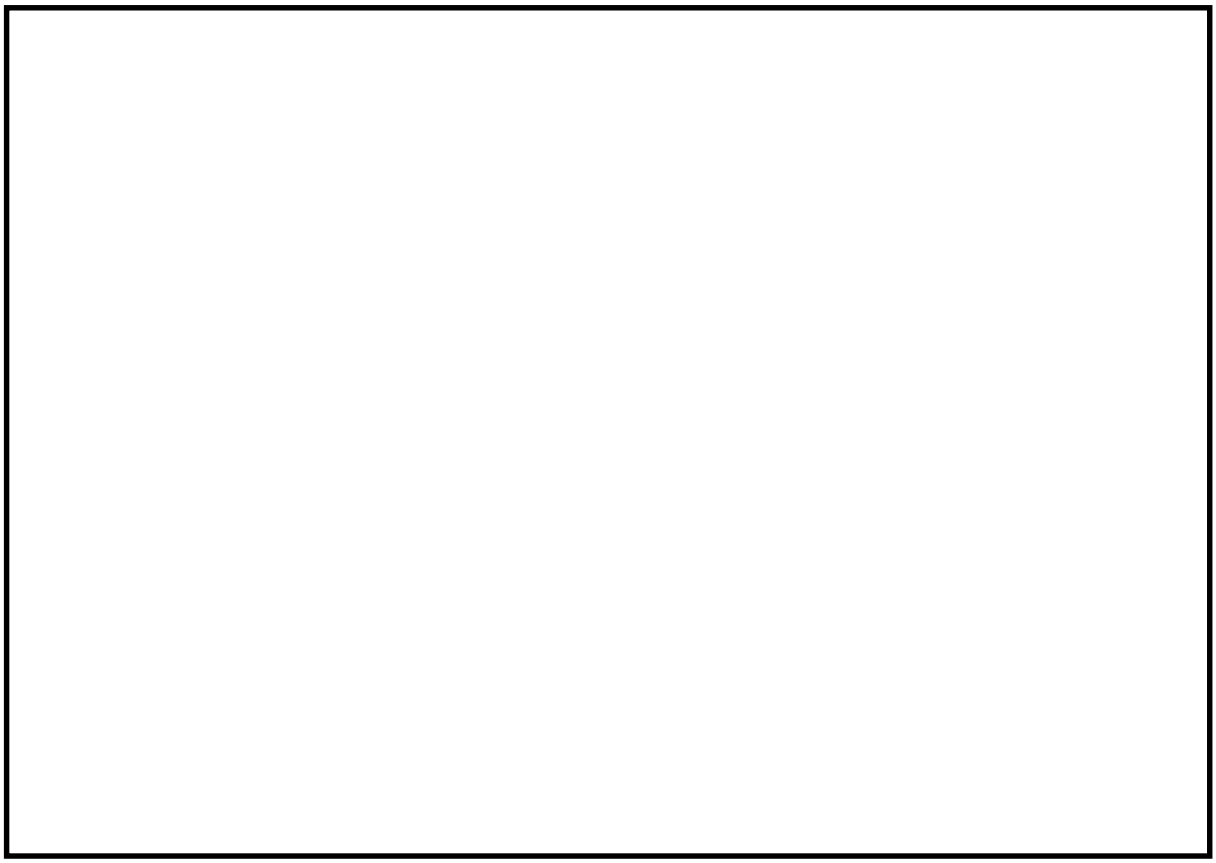
②評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件

第 5 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 6 図及び第 7 図に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

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

第 5 表　隣接する部屋の温度条件

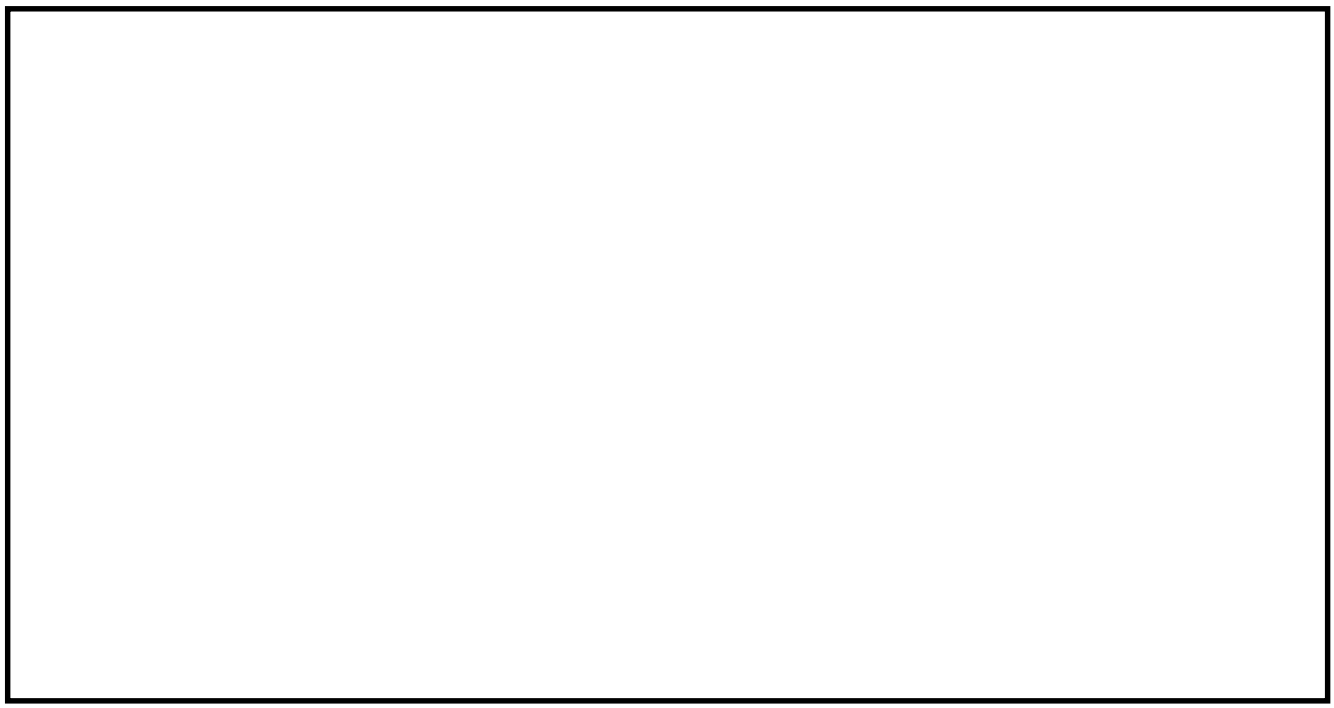
隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア （二次格納容器施設外）	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は，発熱源が少なく，夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため，これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号,1982)」)
ＭＳトンネル室	102.0	ＭＳトンネル室は，全交流動力電源喪失時の 8 時間後のドライウェル温度約 102℃を設定。
タービン建屋，サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は，発熱源がなく，夏季設計温度 32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが，保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定（気象庁ＨＰより）



原子炉建屋地下 2 階※1　　原子炉建屋地下 1 階

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

第 3 図　原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建屋 2 階　　原子炉建屋 3 階　　原子炉建屋付属棟 4 階

※2：当該隣接室は，評価が保守的となるようにＭＳトンネル室を代表させている。

第 4 図　中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

③躯体コンクリートの熱伝達条件

a.コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m²・℃)
鉛直壁面	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※１：伝熱工学資料第５版に基づき，温度差 5℃，代表高さ 5m にて算出した値

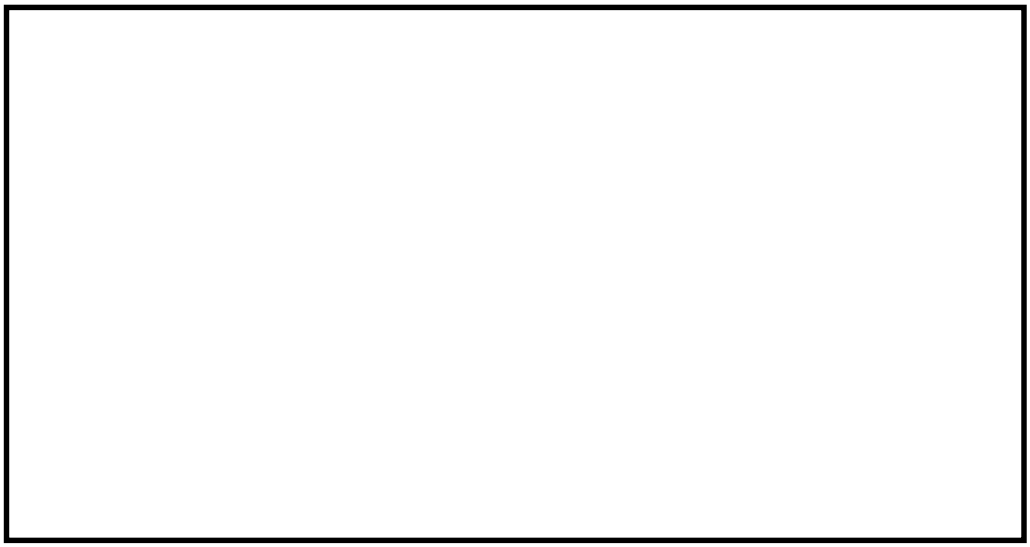
b.コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※２
熱伝導率	
熱拡散率	

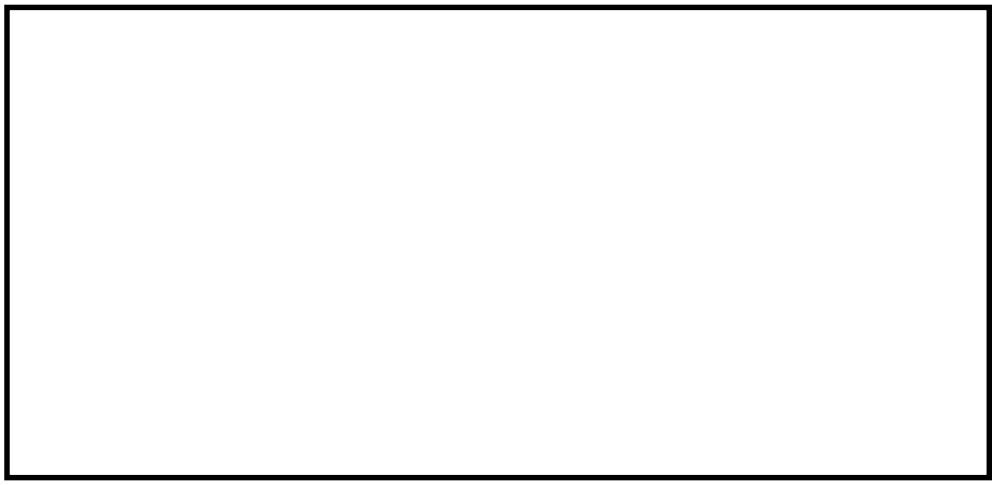
※２：伝熱工学資料第５版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時において，事象発生８時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約 65℃，中央制御室の温度は約 37℃となり，設計で考慮している温度を超過しないため，原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。



第５図　原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図



第 6 図　中央制御室室温の推移図

安定状態について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

<u>格納容器安定状態の確立について</u>

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，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，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定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。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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，炉心の冠水状態がおおむね維持され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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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であると考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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であり，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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）	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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約3,279～ 約3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91～ 約6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mm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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mm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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約86％～約104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （Ａ型）	装荷炉心ごと	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，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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。	最確条件とした場合には，９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約4,092m^3～ 約4,058m^3 液相部： 約3,308m^3～ 約3,342m^3 （実測値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位 -4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水温度	32℃	約15～約32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが，サプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^3 以上 （北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失することを想定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源が喪失することを想定	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。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下が遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，格納容器圧力，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
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	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水系）	・注水流量：0～1.676m^3／h ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	・注水流量：0～1,676m^3／h以上 ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，注水後の調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（可搬型）	（原子炉注水単独時） ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） ・注水流量：0～110m^3／h以上 ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50 m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量：130m^3／h（一定）	スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h（95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h（95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第3表　操作の不確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（1／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	直流電源の負荷切離操作	（中央制御室） 事象発生から1時間まで	直流負荷の切離操作は，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であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて2分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を6分想定としているところ，訓練実績等では約4分であり，想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　操作の不確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（2／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	直流電源の負荷切離操作（現場）	事象発生から8時間後	直流負荷の切離操作は，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であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて2分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 現場での操作は，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。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を50分想定としているところ，訓練実績等では約42分であり，想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第 3 表　操作の不確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（3／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には，低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 10 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に 20 分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として 150 分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め 125 分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を 170 分と想定している。要員の移動時間は 20 分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約 150 分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を 125 分と想定しているところ，訓練実績等では約 114 分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を 1 分と想定しているところ訓練実績等では約 1 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作の不確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（4／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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（可搬型）による原子炉注水に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない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，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，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おり，許容時間210分のところ，訓練実績等により約 25 分。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。

第3表　操作の不確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（5／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa［gage］到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，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，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，この場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を8時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作の不確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（6／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分，残留熱除去系による原子炉注水操作として 2 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 6 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気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。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 6 分想定しているところ，訓練実績では，約 4 分。想定の範囲内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（長期ＴＢ））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

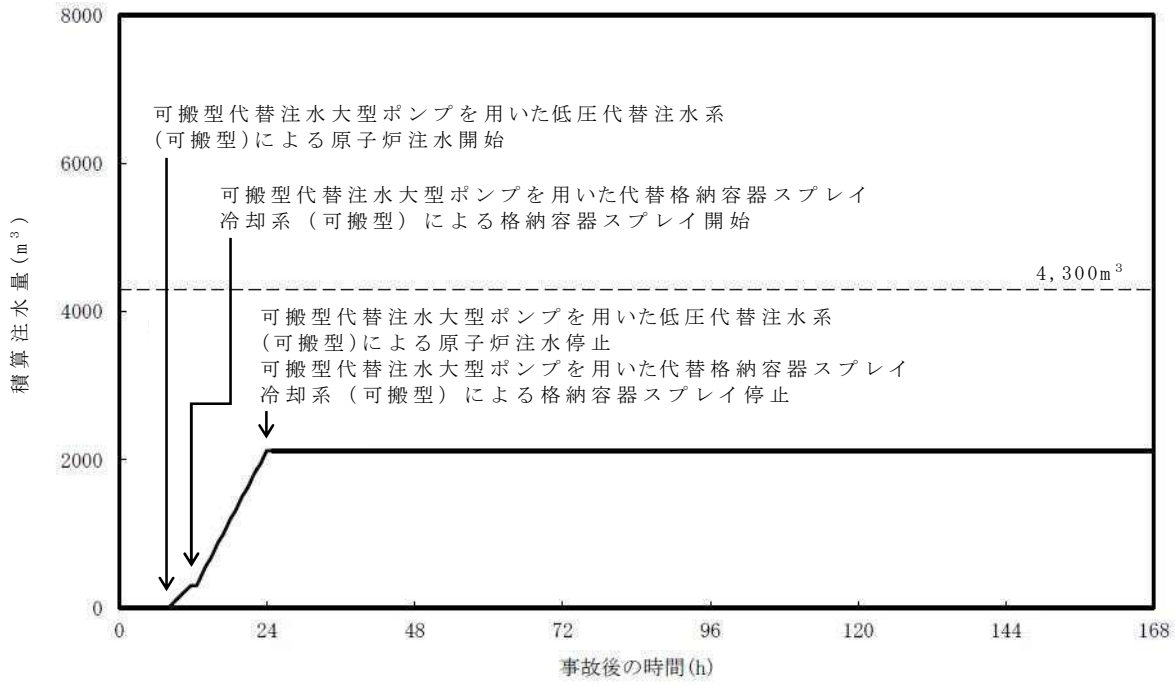
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生8時間1分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約2,130m^3である。



第１図　外部水源による積算注水量

（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,130m³必要となるが，北側淡水池に約 2,500m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。なお,代替淡水貯槽に 4,300m³及び高所淡水池に 2,500m³の水を保有することから，これら水源を使用した場合についても，同様に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（長期ＴＢ））

事象: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。

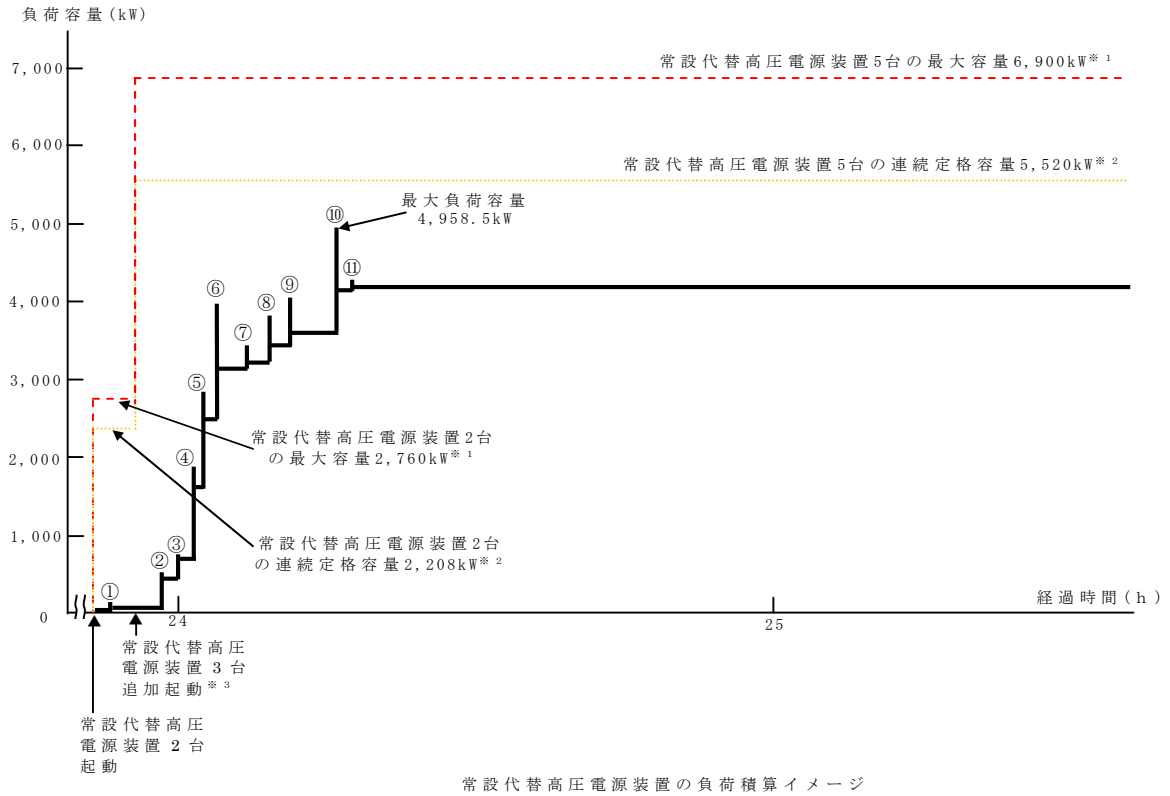
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の連続運転負荷容量（kW）
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

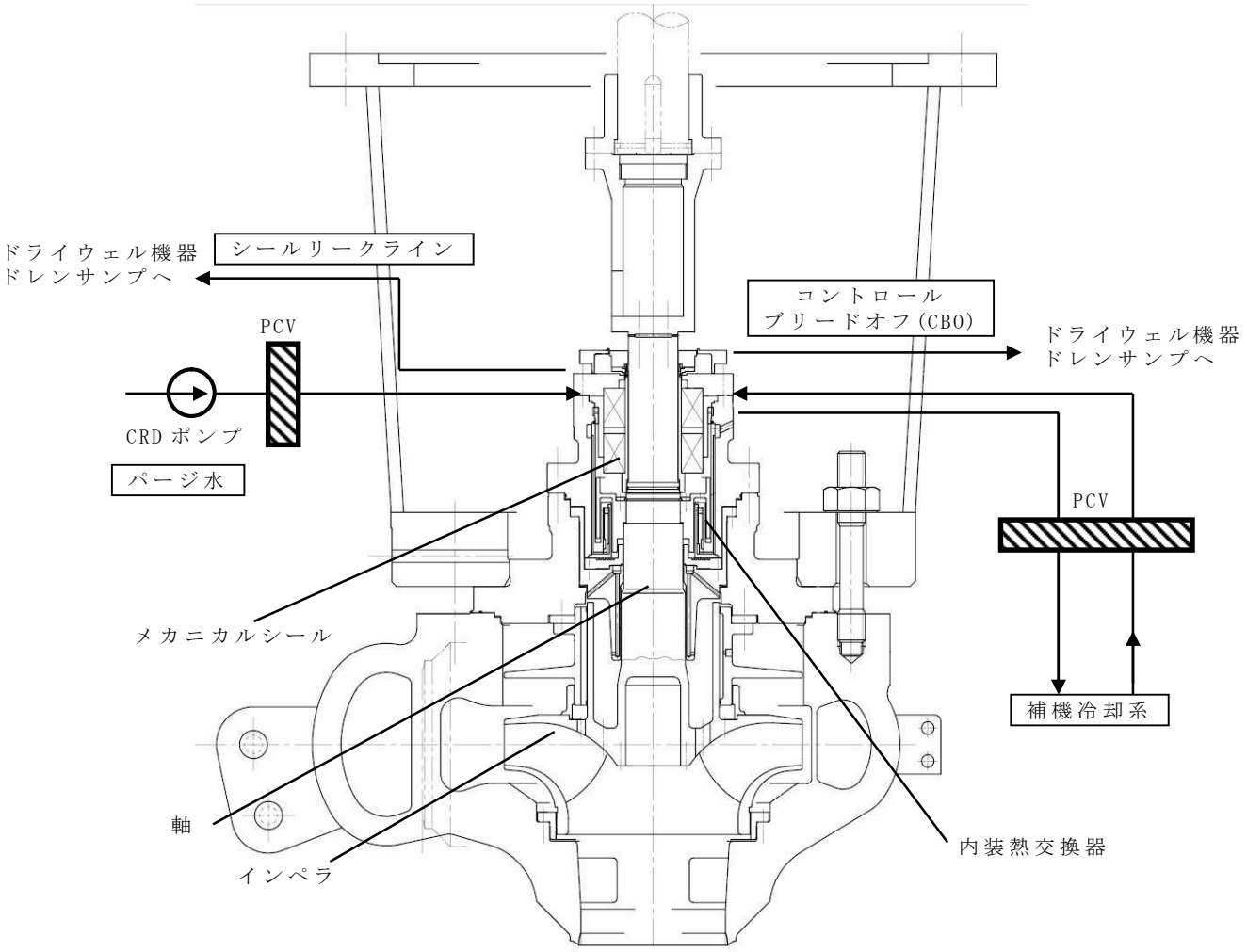
再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

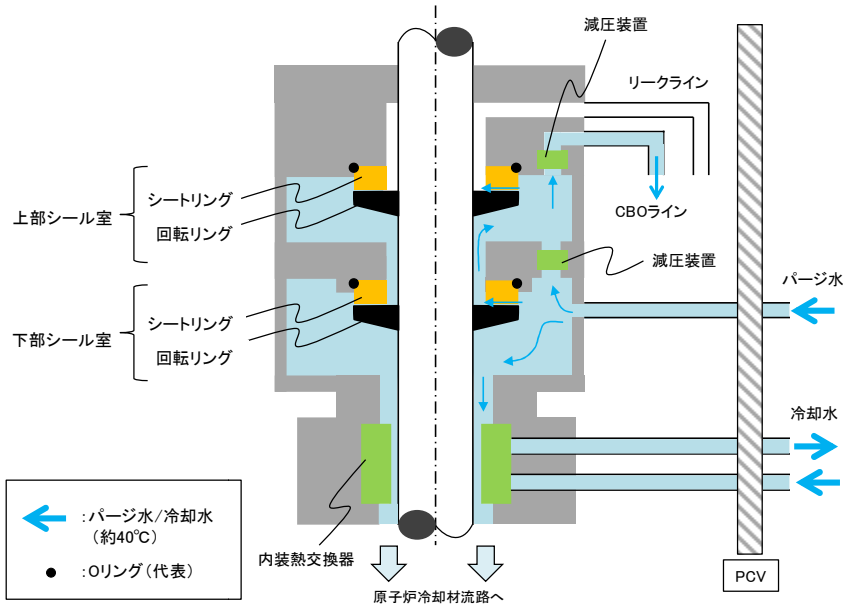
再循環ポンプ（以下「ＰＬＲポンプ」という。）の概略図を第１図に示す。通常運転中，ＰＬＲポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及びＰＬＲポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第２図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「ＳＢＯ」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入及びＰＬＲポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされることで温度が上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，ＰＬＲポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第３図）。

このため，ＳＢＯ時におけるＰＬＲポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。

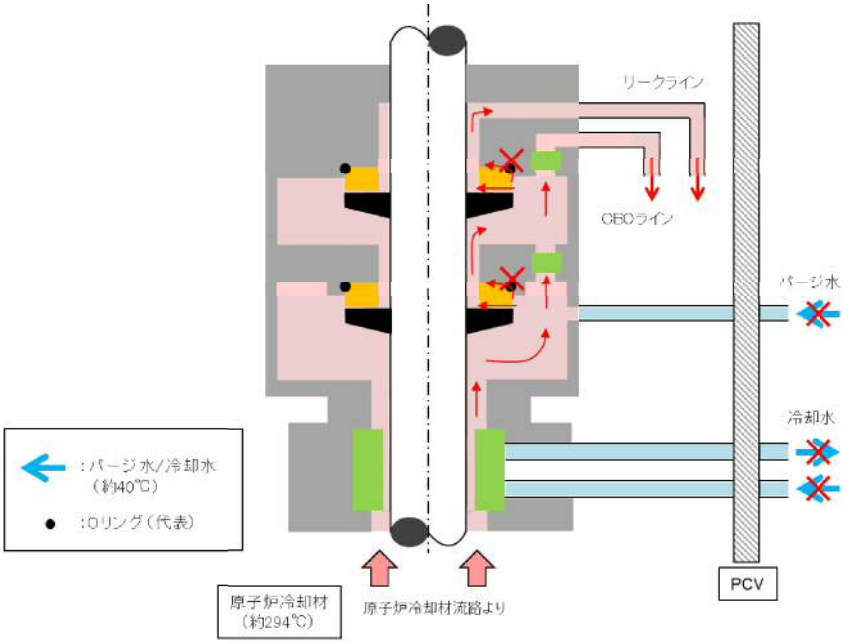


第１図　ＰＬＲポンプ　概略図



- シールパージラインからの封水注入，及びＰＬＲポンプ内装熱交換器への冷却水の通水により，ＰＬＲポンプメカニカルシール部の熱的な防護が図られている。

第２図　ＰＬＲポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



- シールパージラインからの封水注入，及びＰＬＲポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，シール部は高温の原子炉冷却材にさらされる。
- さらに，シール部（０リング）の健全性が熱で失われると，漏えい量の増加が想定される。

第３図　ＰＬＲポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

ＰＬＲポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し，冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

ａ．実施場所：多目的蒸気源試験設備

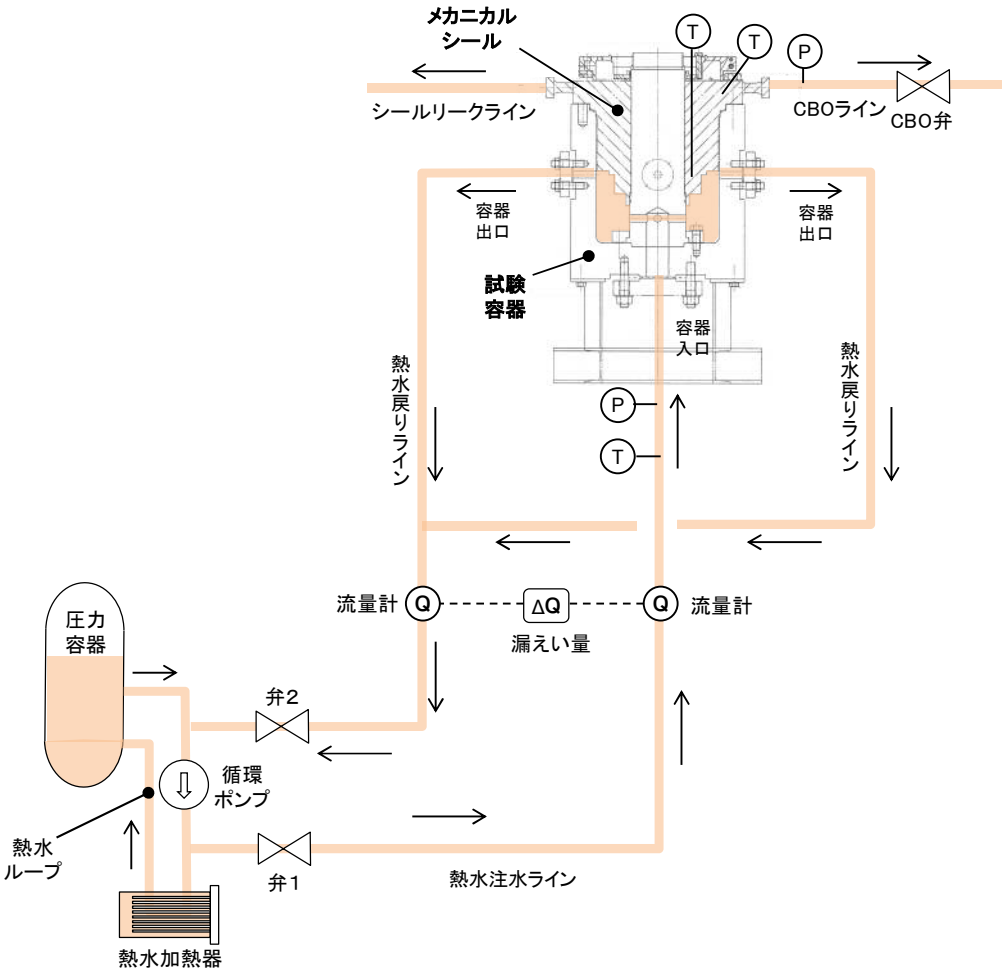
ｂ．試験装置：ＰＬＲポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第 4 図）

※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし，軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。ＢＷＲで使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり，代表としてＮシールを使用した。

ｃ．系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第 5 図）

ｄ．試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより，温度・圧力を制御し，実機におけるＳＢＯ発生後の温度・圧力を模擬するとともに，熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお，圧力の変化は，原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし，温度はその圧力に対応する飽和温度とした。

第 4 図　試験装置外観



第 5 図　実証試験時の系統構成

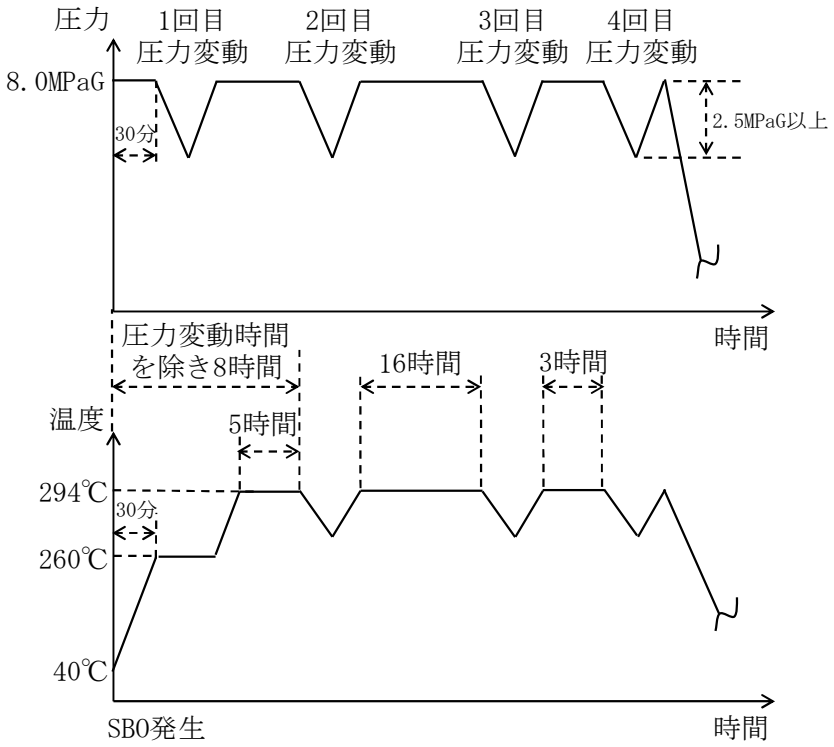
(2)　試験条件

ＳＢＯ発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第１表に示す。また，試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第１表　試験条件

	値	備　考
圧力	8.0MPa[gage]	ＳＢＯ発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	ＳＢＯ発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24時間以上	ＳＢＯ時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa以上*	ＳＢＯ発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ＳＢＯ発生後,24時間後までのＲＣＩＣによる圧力変動幅をＳＡＦＥＲ解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第６図　試験時間における温度及び圧力条件

3.　試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。ＳＢＯ時のＲＣＩＣ又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し，試験中の漏えい量を測定した。

ＳＢＯ時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果，高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの 0 リングの一部が損傷するものの，その損傷部分を通って外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため，完全ではないものの，ある程度のシール機能を有し続けることで，試験時間が 24 時間以上においても，最大漏えい量は約 0.6t／h であった。

ＲＣＩＣ等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（ＲＣＩＣの注入流量の約１％）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく，また，格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

2.3.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」に含まれる事故シーケンスとしては,「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗※＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ)」，②「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」である。

※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，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，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流

動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」において，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，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員５名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員２名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員２名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員２名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員６名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する※1ことで全電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する※2。また，早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。

原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧，Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧等である。

※１：直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※２：直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃が

し安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

ｂ．高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，中央制御室からの遠隔操作により，高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），高圧代替注水系系統流量である。

ｄ．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

ｅ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を

実施した後にポンプ起動操作を実施する。

ｆ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁(自動減圧機能)に必要な電源の切替え操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ）等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）である。

ｇ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により高圧代替注水系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），低圧代替注水系原子炉注水

流量である。

h．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

i．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

j．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

k．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

l．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

m．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

n．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

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，直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ)」である。なお，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり，この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。

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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.3.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 弁）を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　高圧代替注水系

136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif] ※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベ

ル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に，1.9×10^3t／hの流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器１基当たり約43MW（サプレッション・プール

水温度 100℃，海水温度 32℃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)　交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b)　高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施するものとする。

(c)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e)　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内

外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2-4図から第2.3.2-8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.2-9 図から第 2.3.2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2-15図から第2.3.2-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

代替直流電源設備は，事象発生から 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可能である。

（添付資料 2.3.2.1）

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが，可搬型代替

注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

（添付資料 2.3.2.2）

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.2-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.3.2-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa［gage］以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.3.2-15 図に示すとおり，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.2-16 図に示すとおり，事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.2-5 図に示すように，高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.2-15 図及び第 2.3.2-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高

温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.2.3）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

2.3.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失に加えて，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため，高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，高圧代替注水系の起動操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポン

プを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格

納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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 2.3.2.4）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量

及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.2.4）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.2-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は

ない。

（添付資料 2.3.2.4）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

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する。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の起動操作は，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，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 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，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.2.4）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，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。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）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操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については，操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが,高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて，原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10 分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注

水）は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

（添付資料 2.3.2.4）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，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（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.2.1 (3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1 (2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,130m^3必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^3及び高所淡水池に 2,500m^3代替淡水貯槽の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.2.5）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後から

の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.2.6）

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，代替の蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.2.7）

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（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケ

ンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対して有効である。

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全電源喪失となり，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ため，原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 ・全電源喪失により，早期の電源回復不能と判断する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 常設代替直流電源設備	－	原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
高圧代替注水系の起動操作	・全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	・高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	・直流電源の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 ・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な電源の切替え操作が完了した後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） 常設代替直流電源設備	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・高圧代替注水系が停止したことを確認する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

第 2.3.2-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

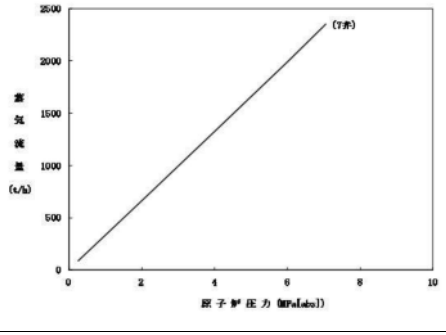
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
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る外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備の機能喪失	所内常設直流電源設備の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を想定

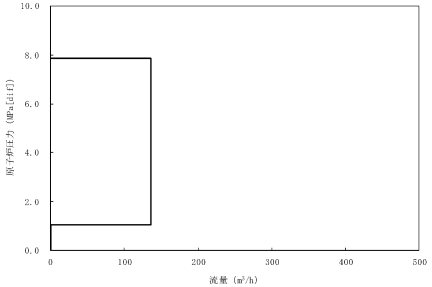
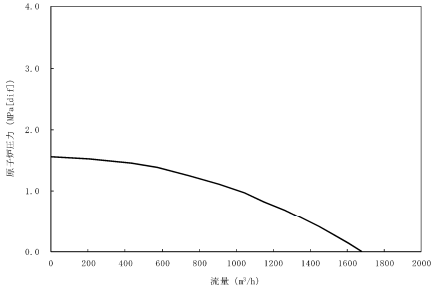
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（3／7）

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

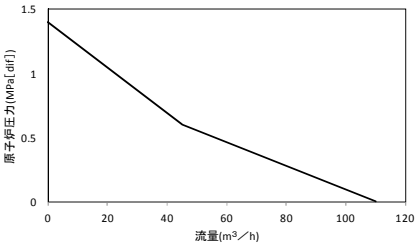
第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（4／7）

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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））(5／7)

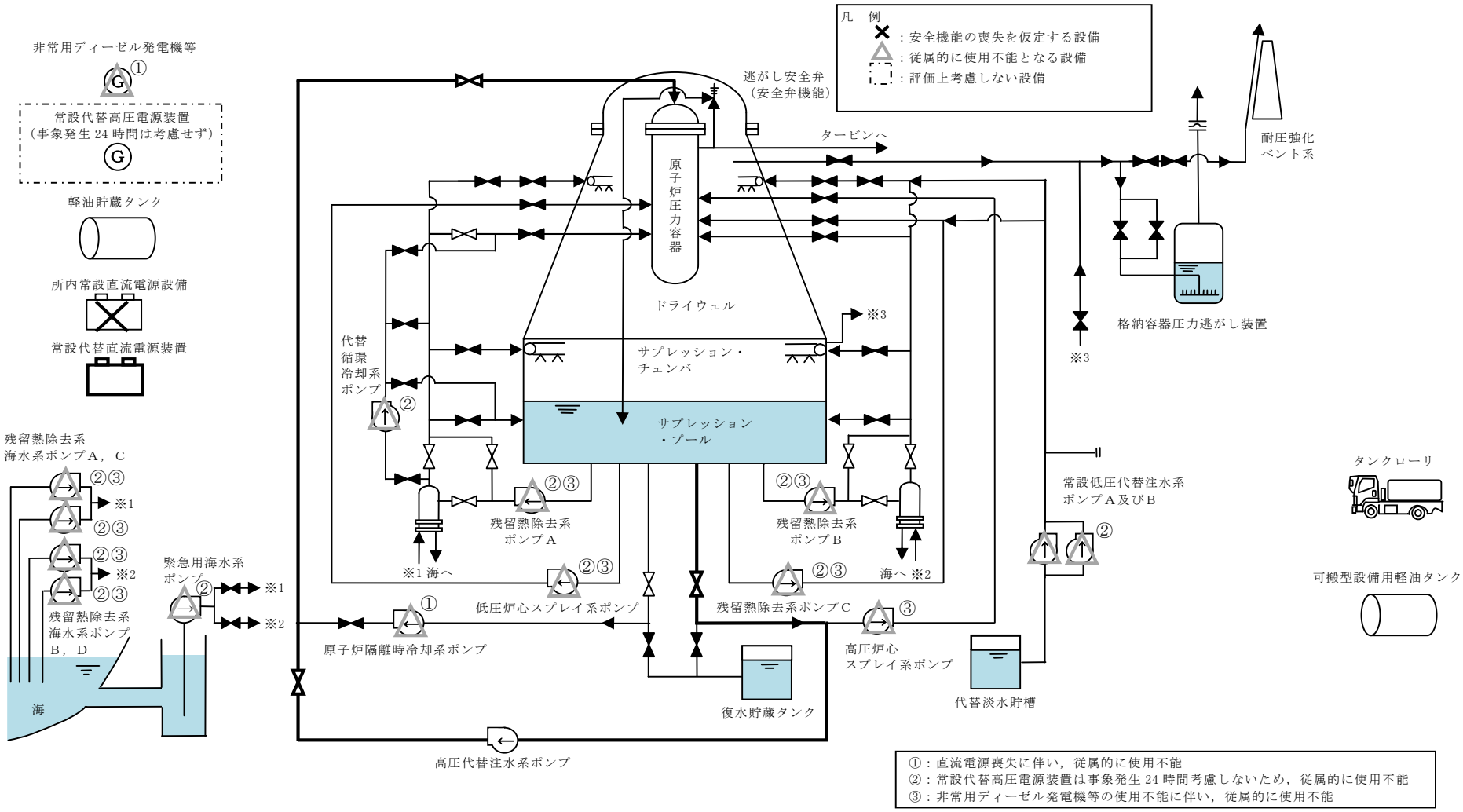
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低(レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で,原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 高圧代替注水系は,タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し,原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として,設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（6／7）

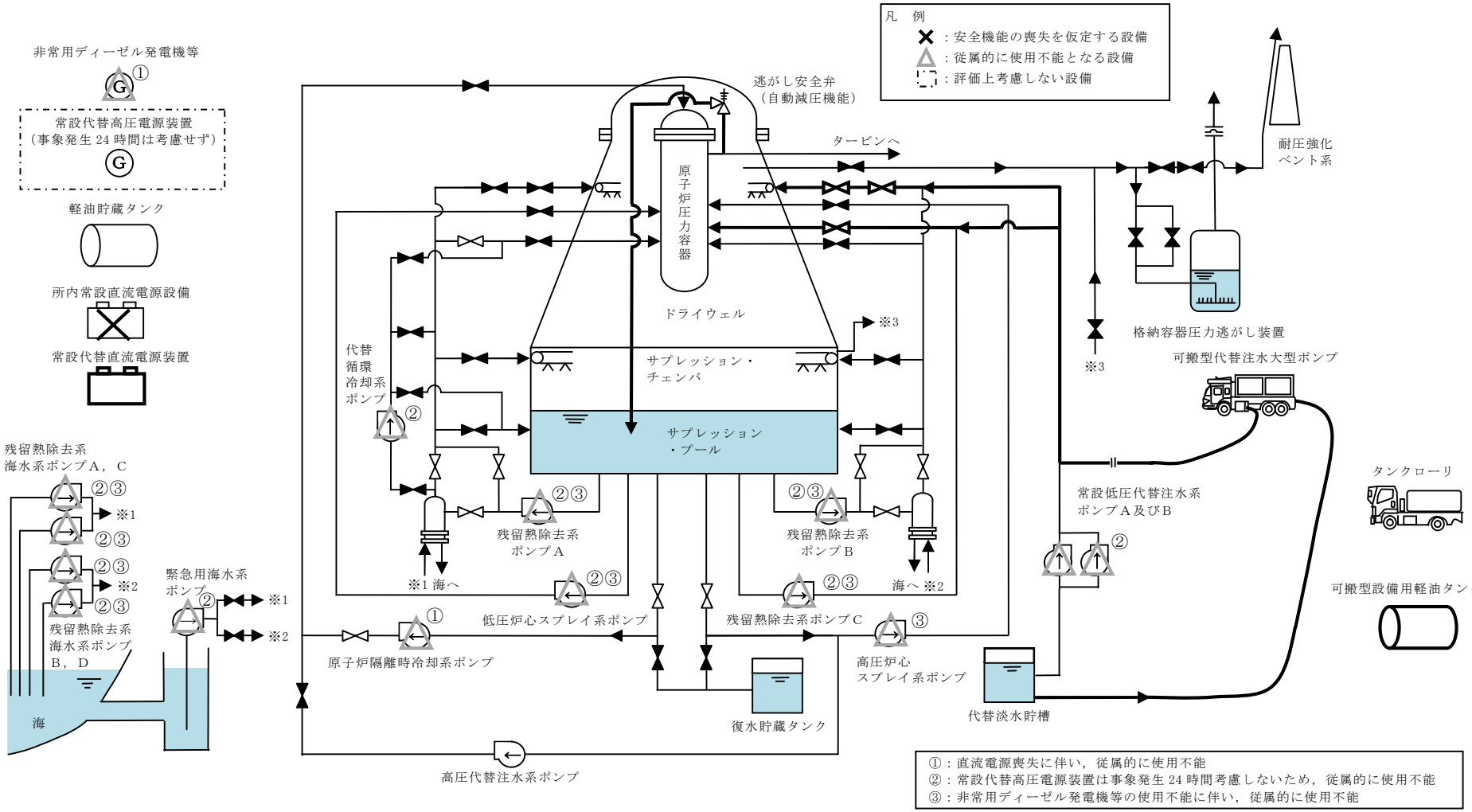
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（7／7）

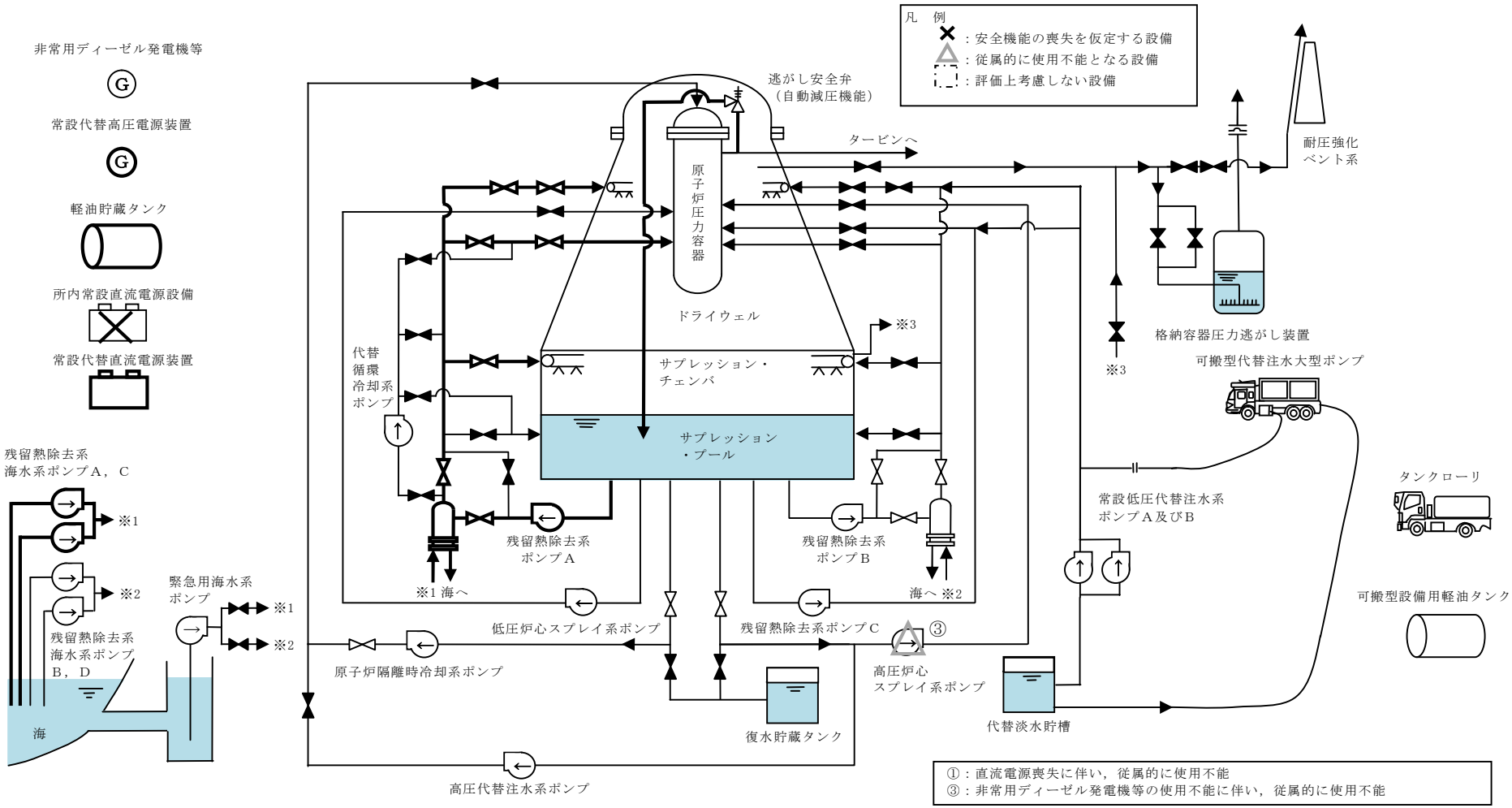
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で，サプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



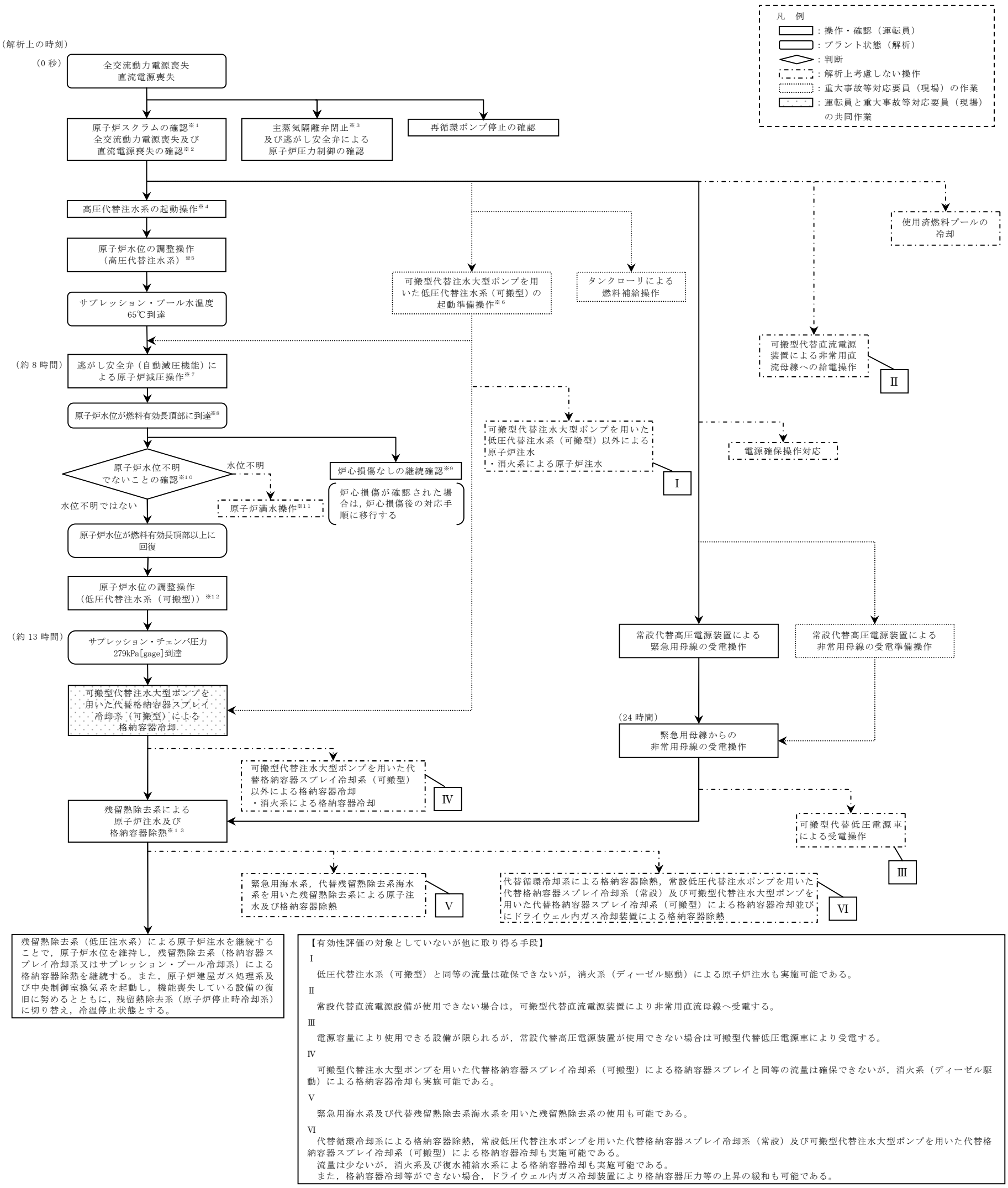
第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧代替注水系による原子炉注水段階）



第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.2-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１：直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。
※２：直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※３：主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※４：高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失
※５：高圧代替注水系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※７：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※８：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 2.3.2-2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の対応手順の概要

交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

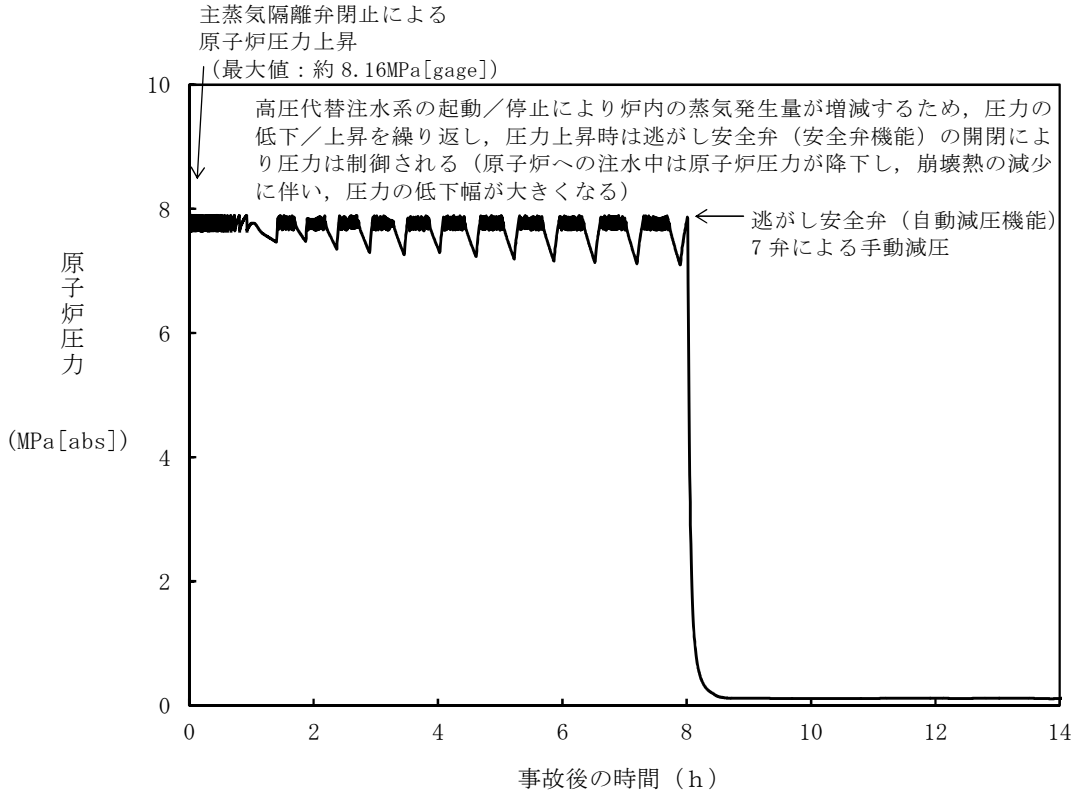
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽25分　高圧代替注水系による原子炉注水開始	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	3人 C，D，E		－	●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1分	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	10分	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4分	
	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成	6分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作		解析上考慮しない
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	3人 C，D，E		3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	125分	

第 2.3.2-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（1／2）

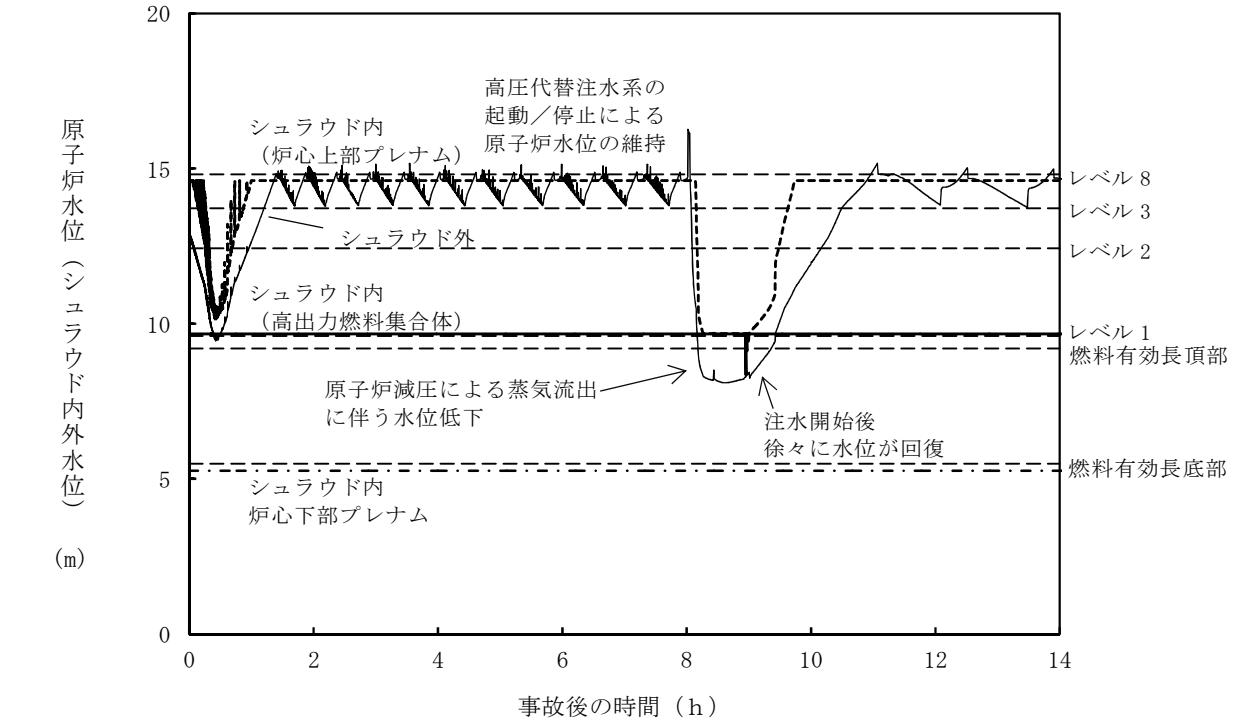
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 ▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間10分　残留熱除去系による及び原子炉注水及び格納容器除熱	備　考
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）にる原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	30 分	
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	185 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	
				●非常用母線の受電	9 分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.3.2-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（2／2）

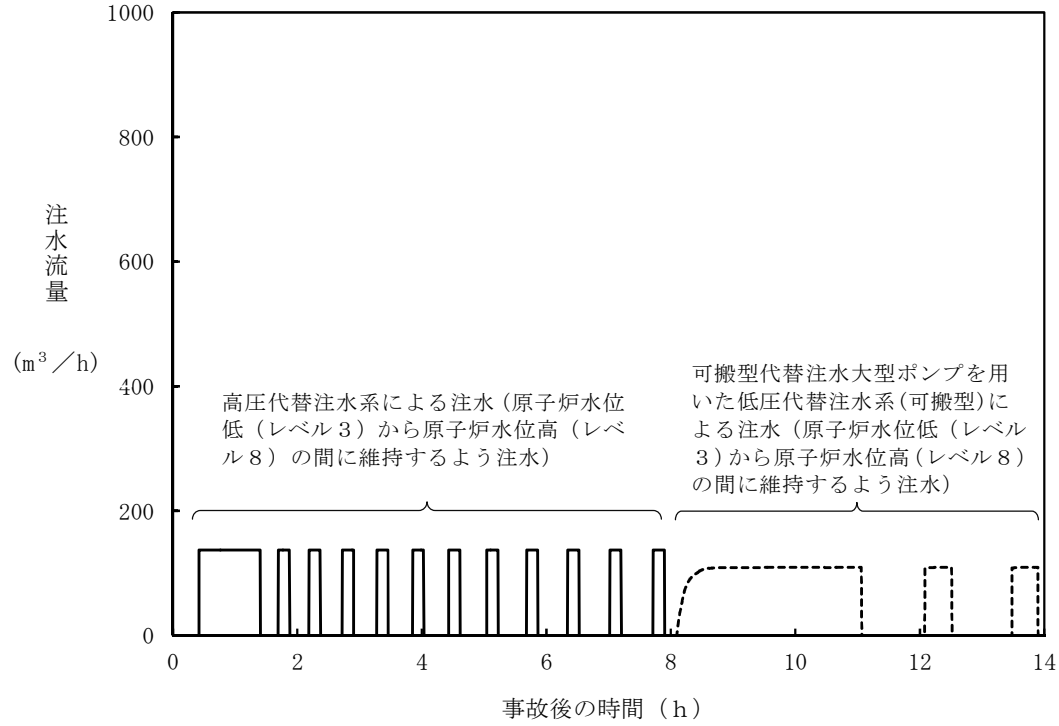


第 2.3.2-4 図　原子炉圧力の推移

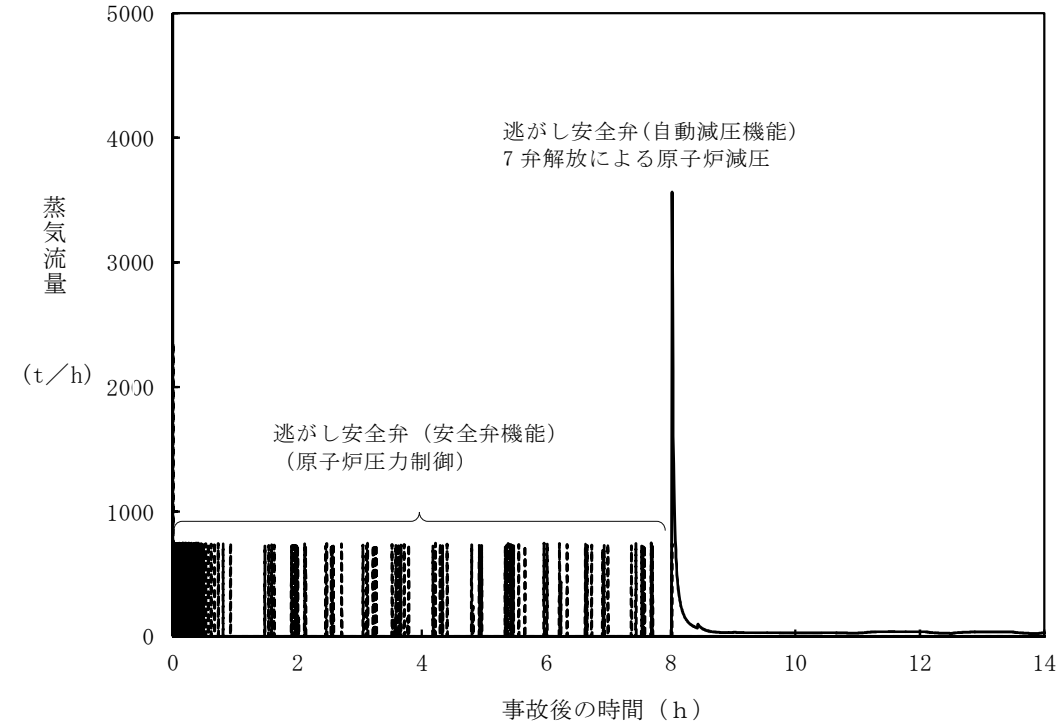


第 2.3.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

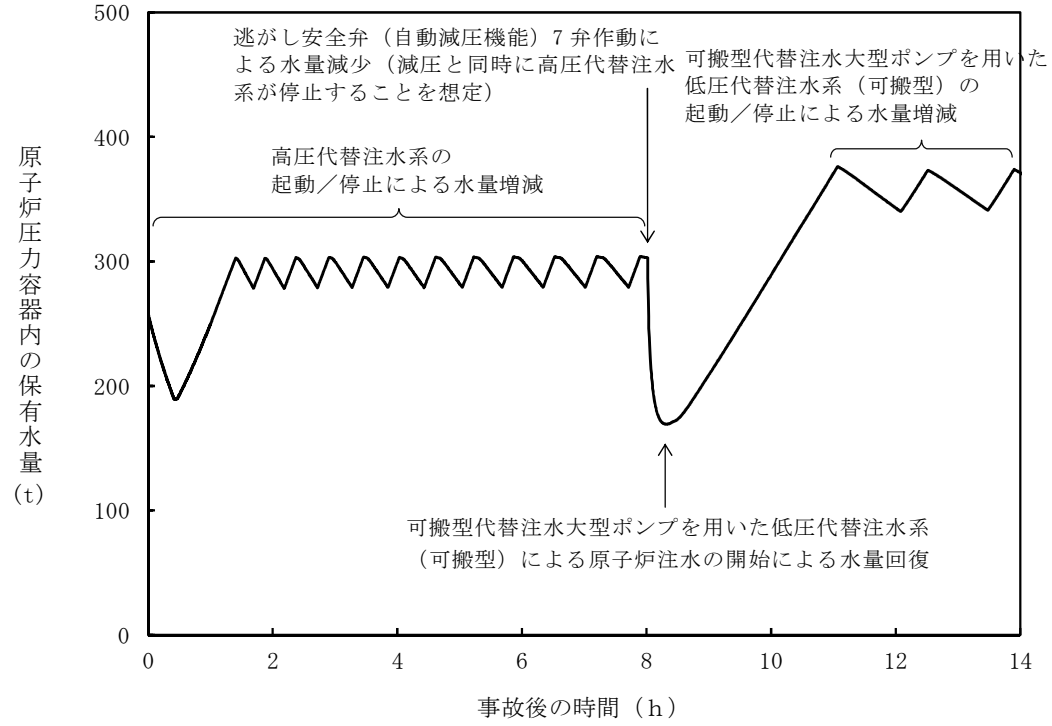
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



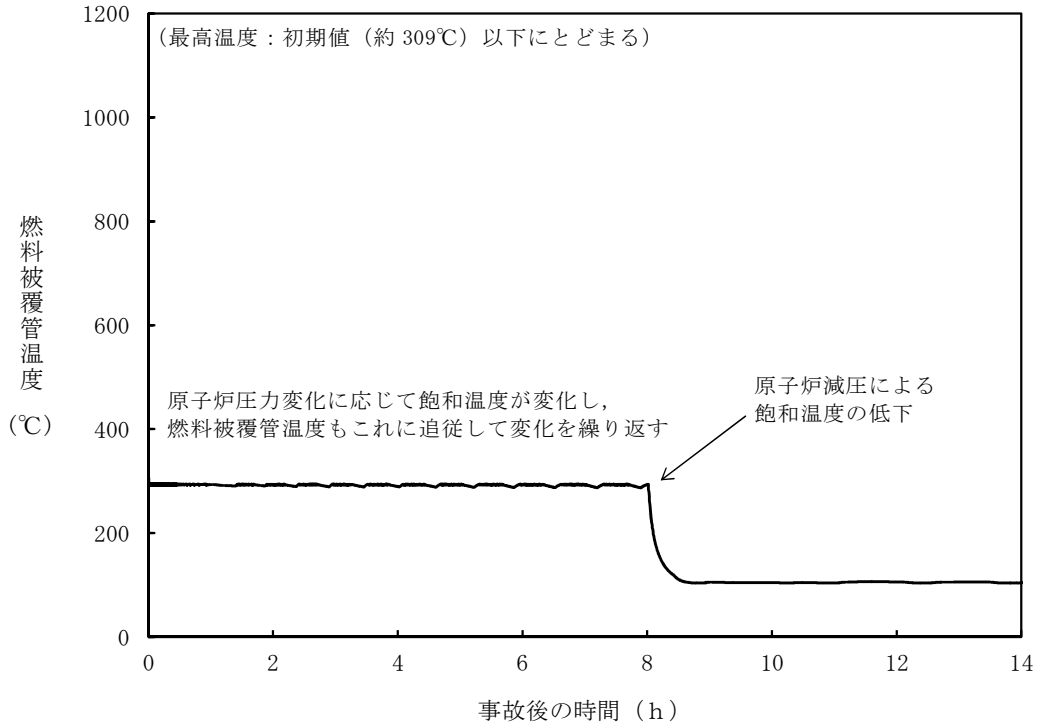
第 2.3.2-6 図　注水流量の推移



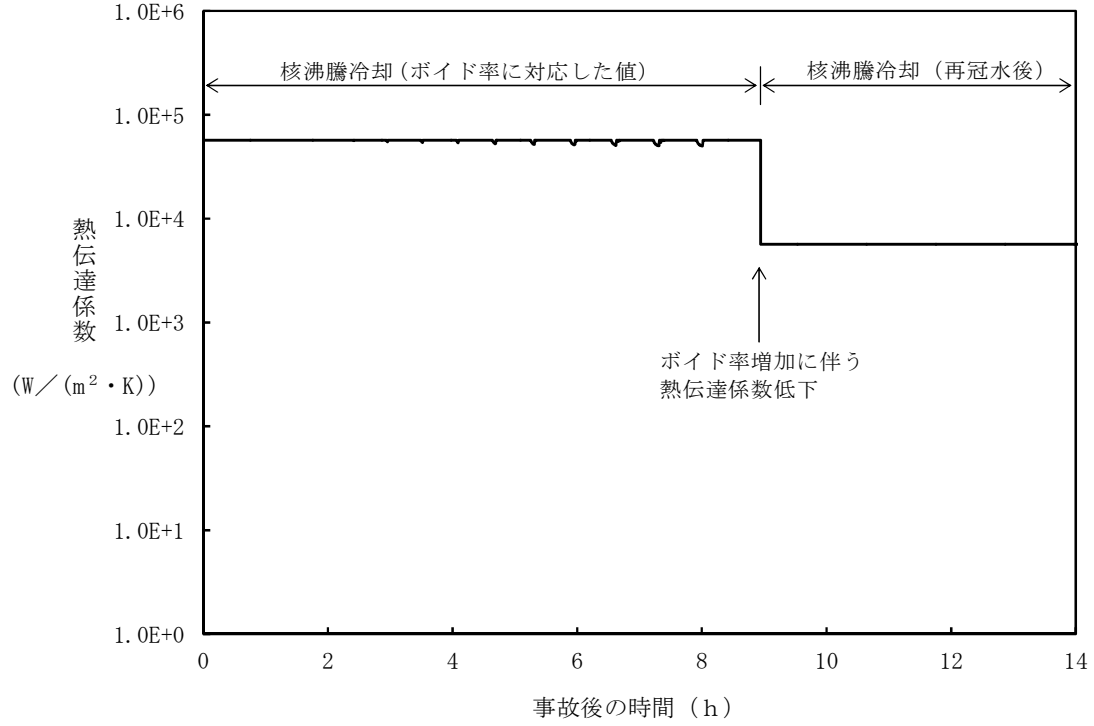
第 2.3.2-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



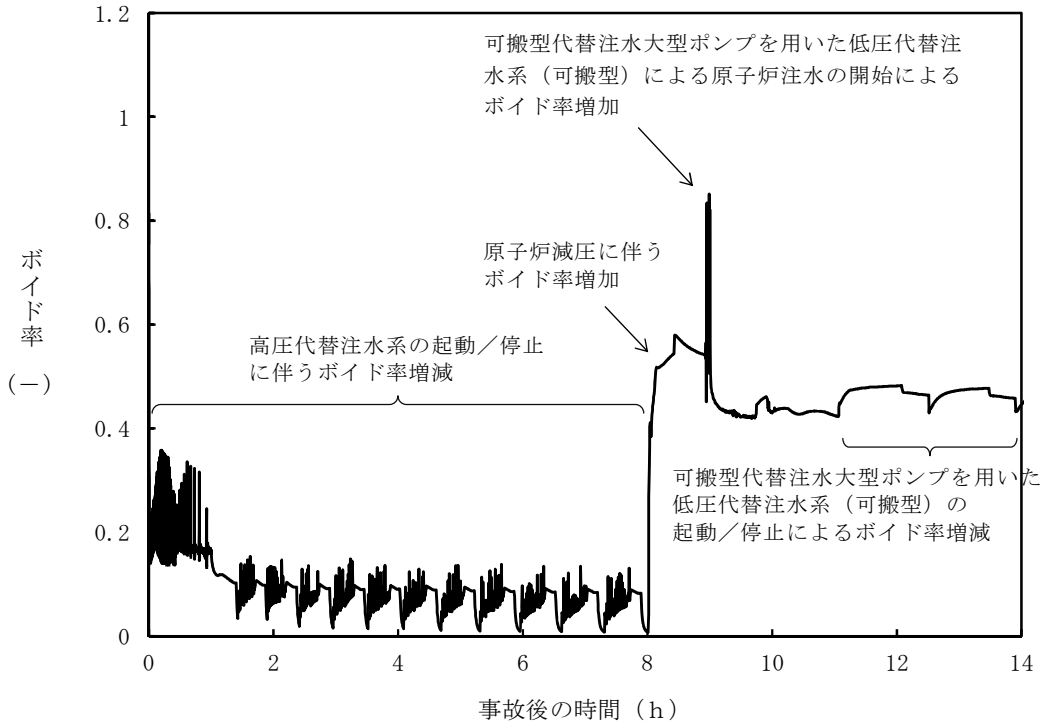
第 2.3.2-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



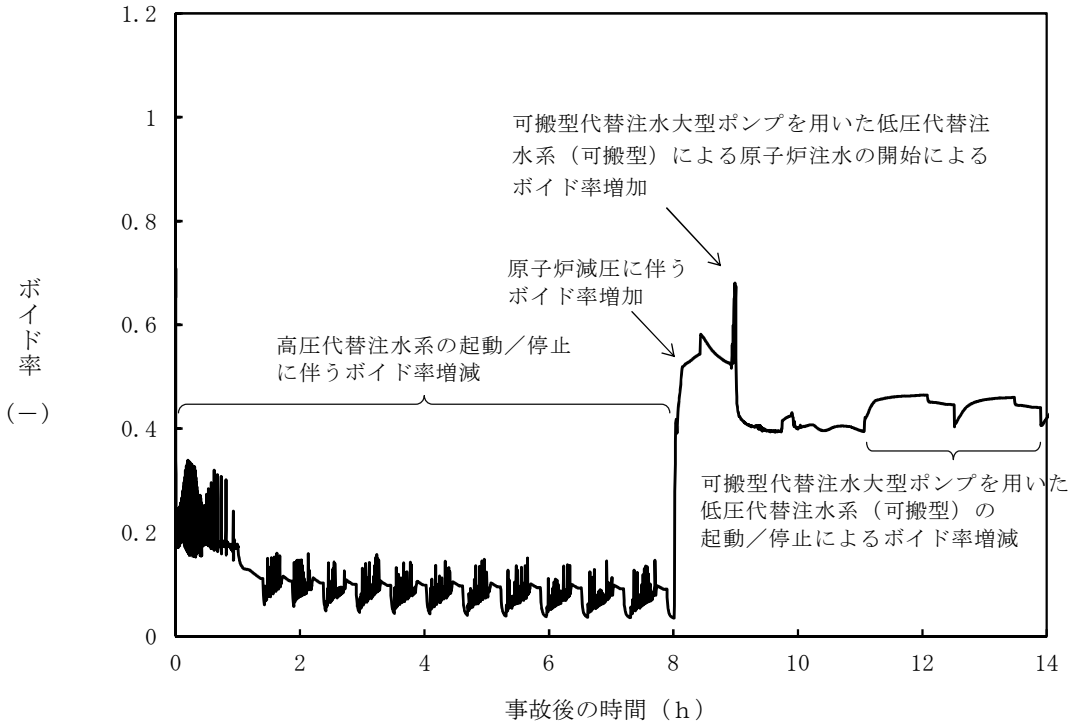
第 2.3.2-9 図　燃料被覆管温度の推移



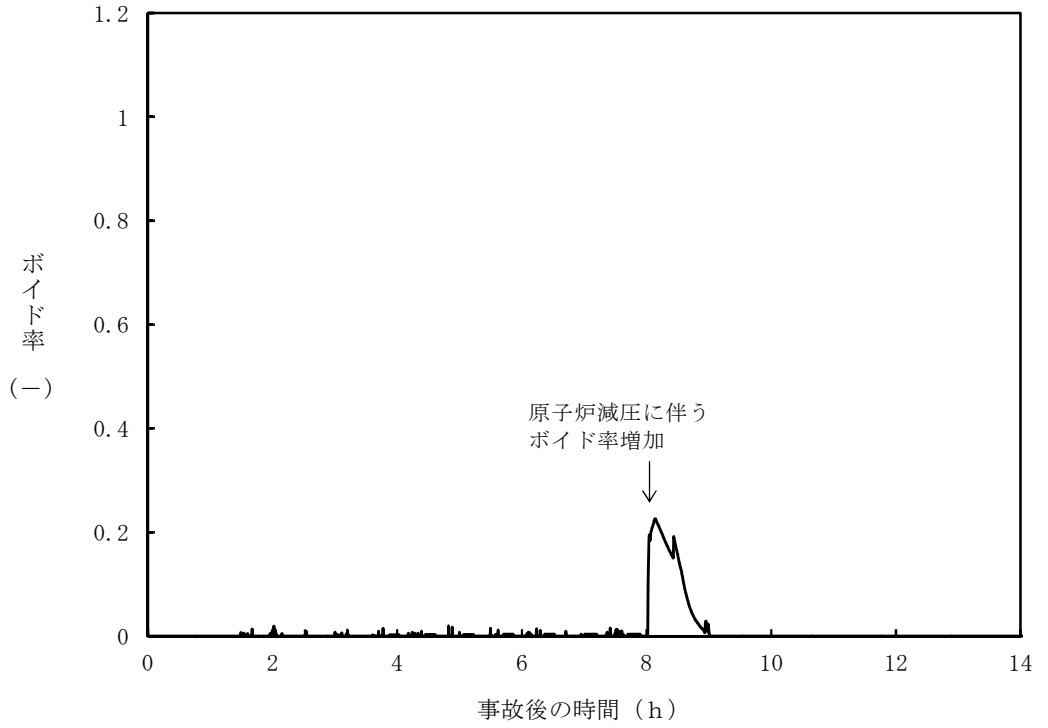
第 2.3.2-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



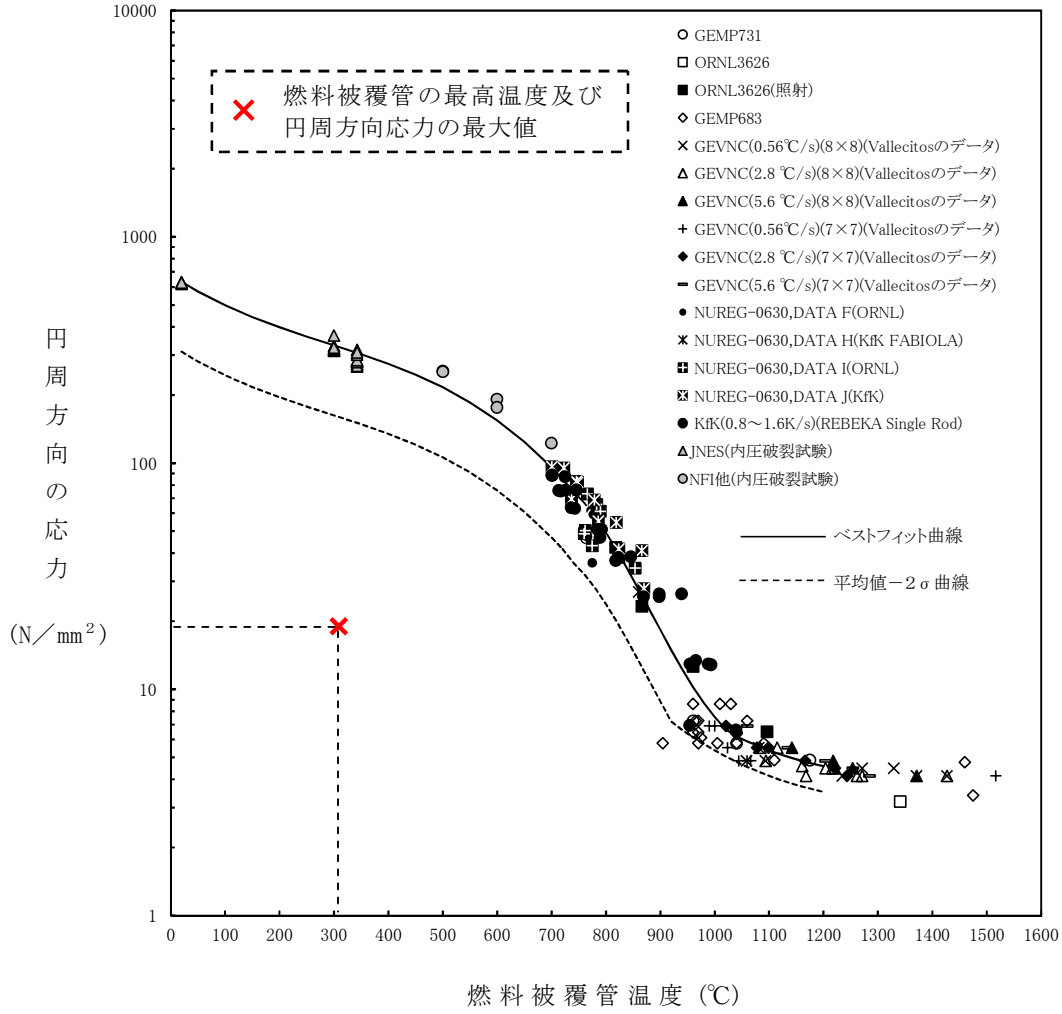
第 2.3.2-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



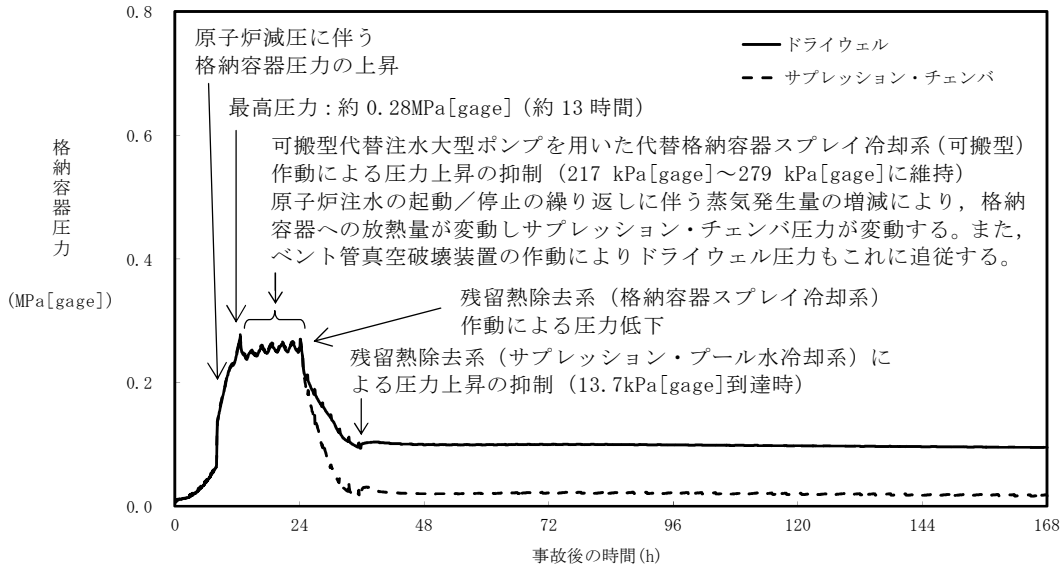
第 2.3.2-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



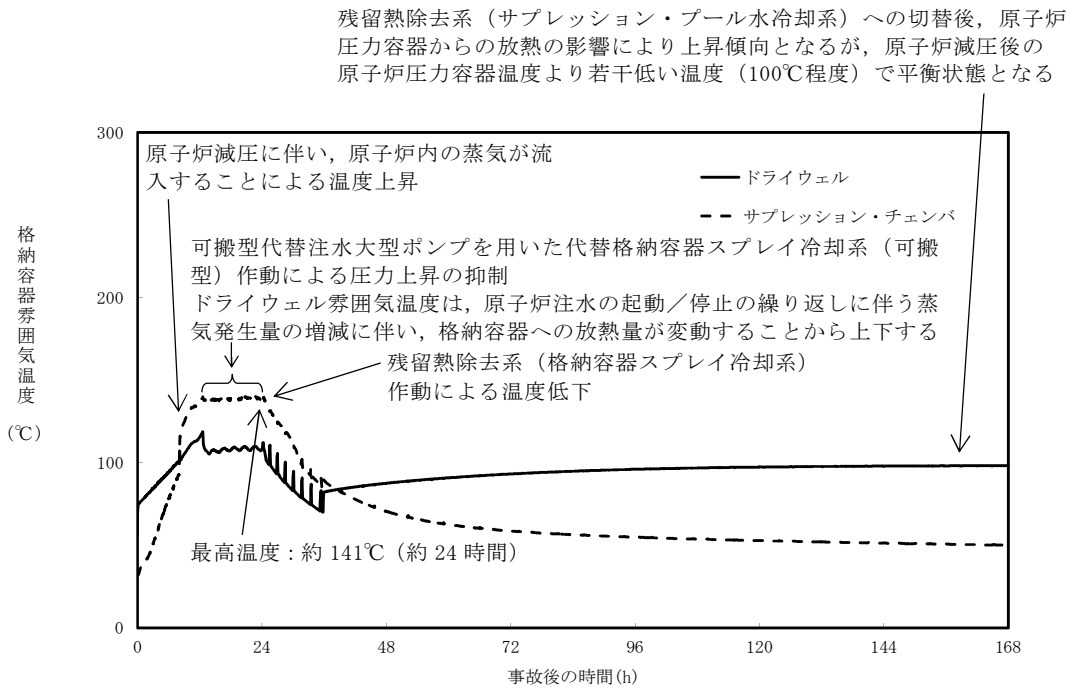
第 2.3.2-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



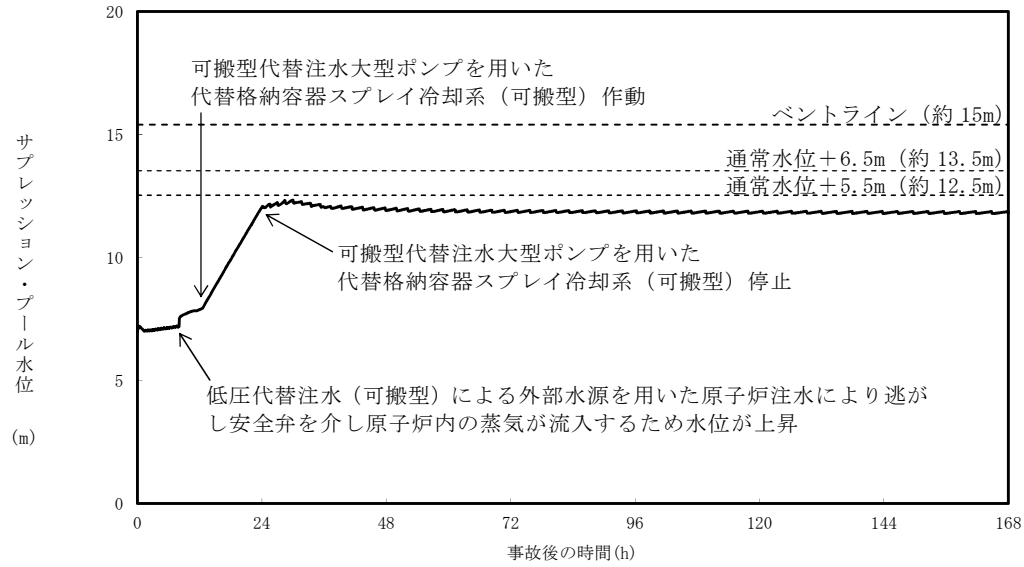
第 2.3.2-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



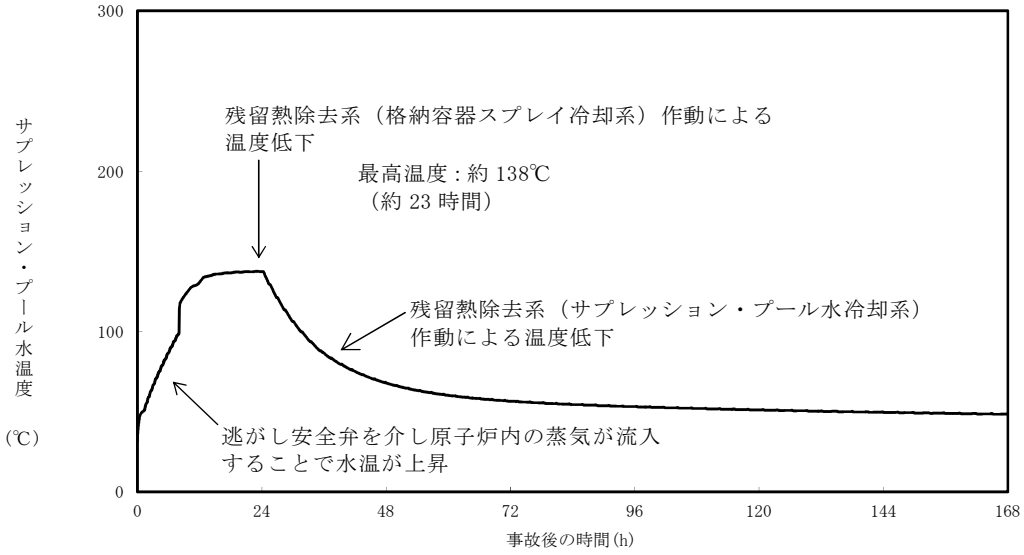
第 2.3.2-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.2-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

蓄電池による給電時間評価結果について

重大事故等対象設備に電源供給を行う常設代替直流電源設備として，緊急用直流 125V 蓄電池の 1 系統を有している。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は，緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており，緊急用直流 125V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，高圧代替注水系を起動し，原子炉への注水を行う。同蓄電池からの電源供給としては，電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく，24 時間※1にわたり高圧代替注水系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,278.8Ah であることに対し，緊急用直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah※2であることから，24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続のための電源供給が可能である。（第 1 図）

※１：全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）においては，事象発生 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に切り替えるが，蓄電池の容量評価を保守的に評価するため，高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

※２：蓄電池容量は，使用開始から寿命までの間変化し，使用年数を経るに従い容量が低下するため，蓄電池容量の算出にあたっては，「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S 0601-2014）による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく，設計値を用いていることから，必要容量に

対して余裕を持った容量を設定している。

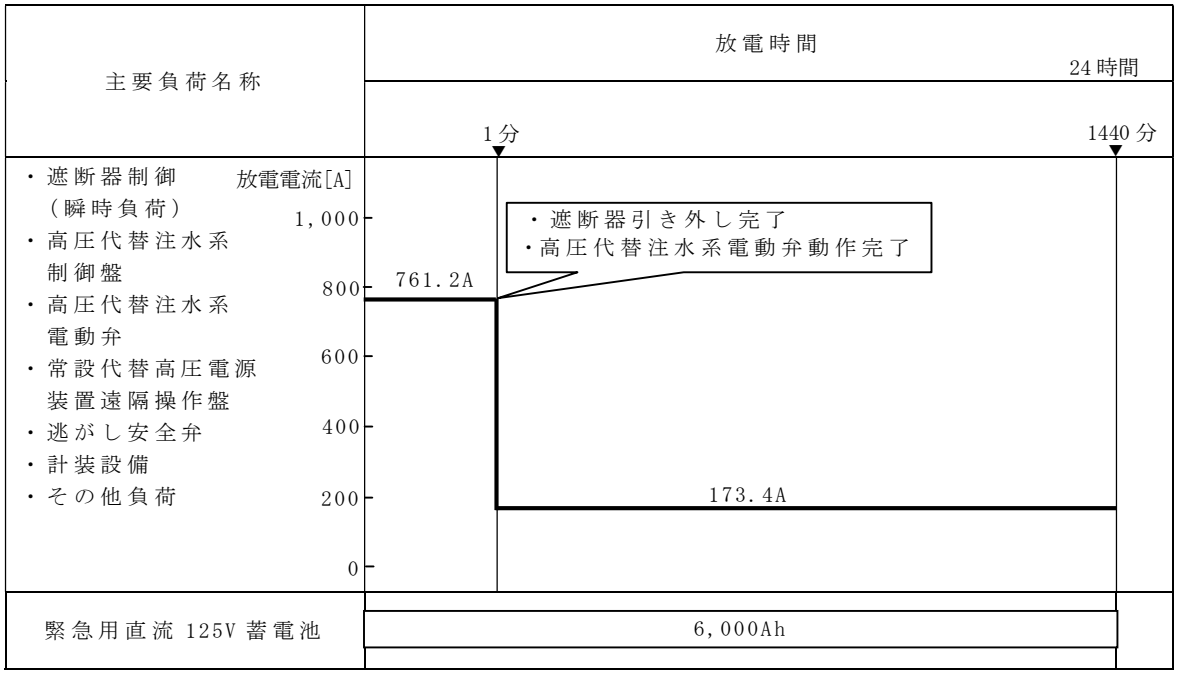
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用直流 125V 蓄電池

型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図　緊急用直流 125V 蓄電池　負荷曲線

全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における高圧代替注水系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）では，約 8 時間の高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。

高圧代替注水系の起動から約 8 時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備として，計測制御設備及び電動弁があるが，これらに電源供給が可能であることは添付資料2.3.2.1にて確認している。

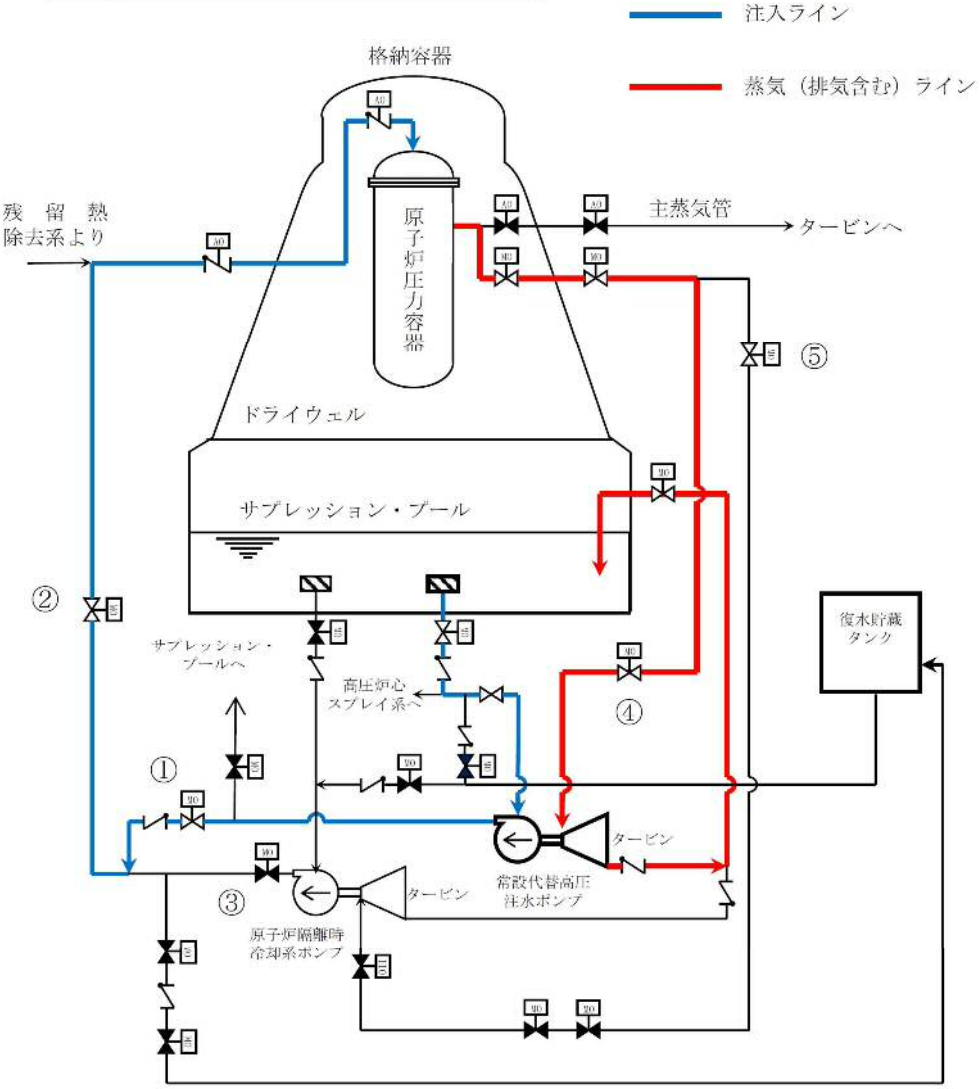
事故時には代替直流電源の容量以外にも，サプレッション・プール水温度の上昇や高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が，高圧代替注水系の運転継続に影響することも考えられるため，その影響についても確認した（第 1 表参照）。

第 1 表に記載したそれぞれの要因は高圧代替注水系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考える。

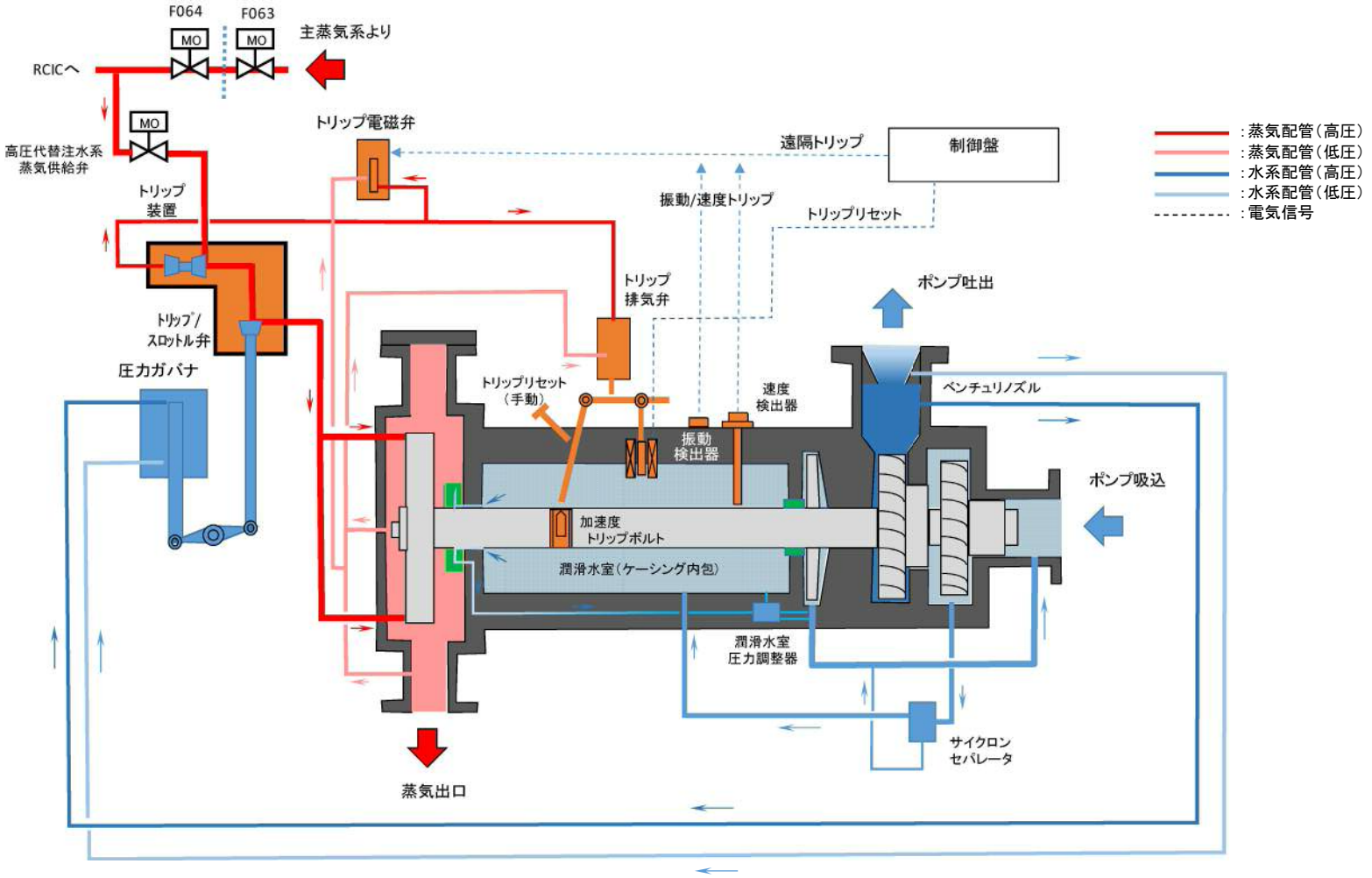
第1表　全交流動力電源喪失時（ＴＢＤ，ＴＢＵ）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	影響概要	評　価
サプレッション・ プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，高圧代替注水系ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され，高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	高圧代替注水系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後8時間での水温は約100℃となる。（第3図） この時の高圧代替注水系の有効吸込み水頭（ＮＰＳＨ）は，類似システムである原子炉隔離時冷却系ポンプと比較評価し，有効ＮＰＳＨ評価条件である静水頭（サプレッション・プール水位低レベル～ポンプ吸込みレベル）及び配管設計が類似となり，静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから，サプレッション・プール水温上昇時においても，原子炉隔離時冷却系ポンプ同様，必要ＮＰＳＨに対し有効ＮＰＳＨが上回るため，キャビテーションは発生しない。また，温度耐性の観点からも，高圧代替最高使用温度120℃で設計するため，サプレッション・プールの温度上昇による高圧代替注水系の8時間運転継続への影響はない。
高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	高圧代替注水系のポンプ，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65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため，高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温が65.6℃を超え，高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果，事象発生から8時間後の室温は約65℃（初期室温40℃）であり，高圧代替注水系の設計で想定している65.6℃を下回る。したがって，高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。（補足資料）
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置する高圧代替注水系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。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため，中央制御室温度が最高温度を超え，高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）は全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）とほぼ同様の事象進展であり，中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の直流電源の熱負荷に包含されることから，全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の評価結果と同様であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって，中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。（添付資料2.3.1.1）

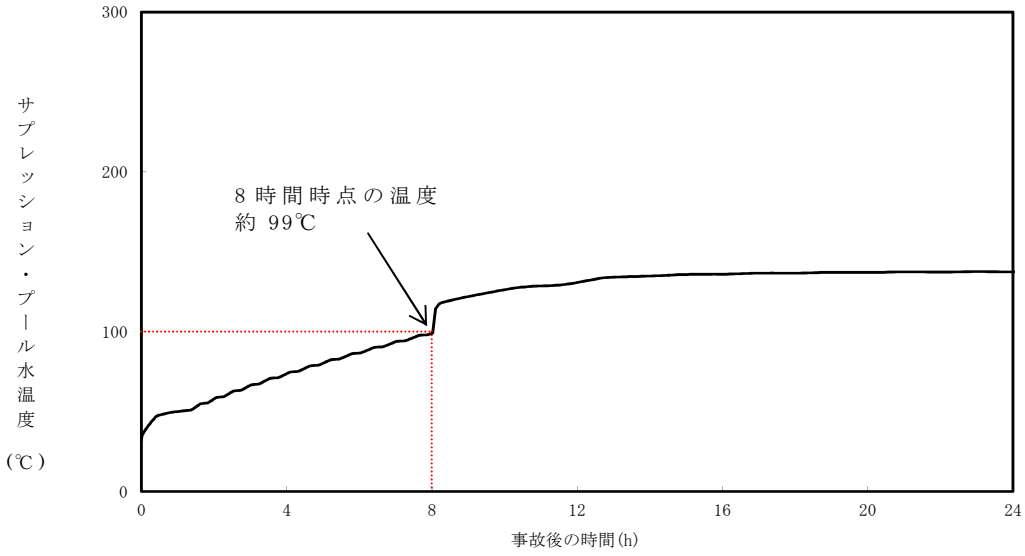
	弁名称
①	高圧代替注水系注入弁
②	ＲＣＩＣ注入弁
③	ＲＣＩＣポンプ出口弁
④	高圧代替注水系蒸気供給弁
⑤	ＳＡ用ＲＣＩＣ蒸気止め弁



第１図　高圧代替注水系系統概要図



第２図　高圧代替注水系ポンプ回り系統図



第 3 図　サプレッション・プール水温度の推移

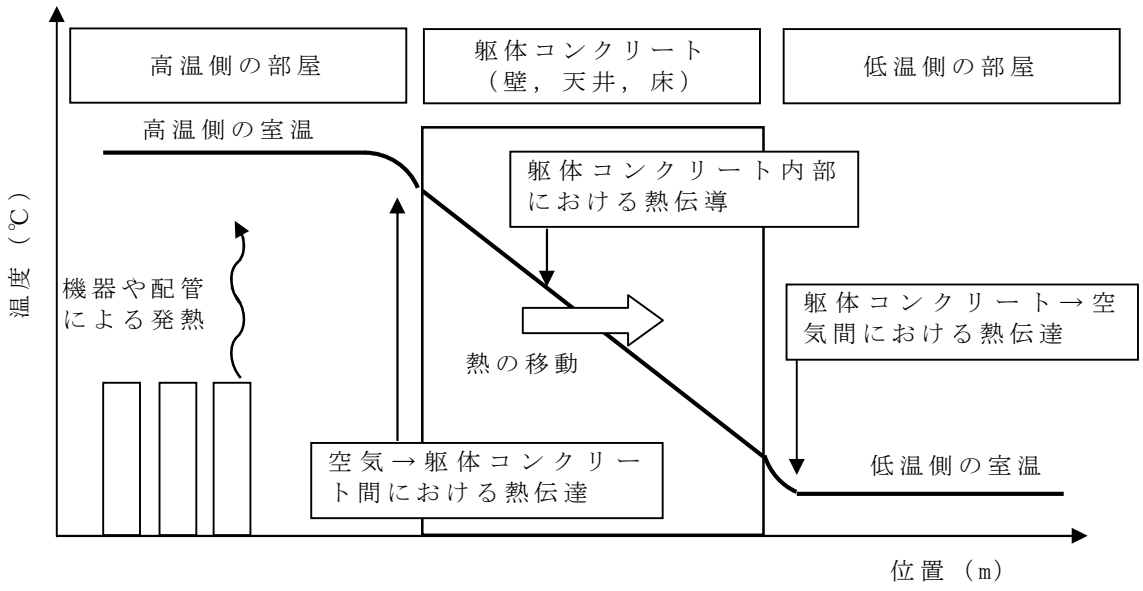
全交流動力電源喪失時（ＴＢＤ，ＴＢＵ）における高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

1.　温度上昇の評価方法

(1)　評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないため，評価対象の部屋の温度変化は，室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 4 図参照。）

換気空調系停止後，室温が上昇を始め，室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり，温度上昇は抑制される。



第 4 図　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。

①高圧代替注水系ポンプ室の条件

・初期室温：40℃（夏季設計温度）

・容　　積：692m^3

・熱 容 量：715kJ／℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

・発熱負荷：第2表参照。また，発熱負荷の内訳を第3表に示す。

第2表　高圧代替注水系ポンプ室　発熱負荷

時間(h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷(kW)	14.5	14.5	14.5	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	16.9

第3表　高圧代替注水系ポンプ室　発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間(h)	注水配管内流体温度設定(℃)※1	配管(kW)	機器(kW)
0	66※2	9.5	5.0
1	66※2	9.5	5.0
2	66※2	9.5	5.0
3	67	9.6	5.0
4	74	10.1	5.0
5	81	10.6	5.0
6	87	11.0	5.0
7	94	11.5	5.0
8	99	11.9	5.0

※1：注水配管以外にはタービン側配管がある。それは保守的に最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。

※2：0～2hまでのサプレッション・プール温度は，32～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

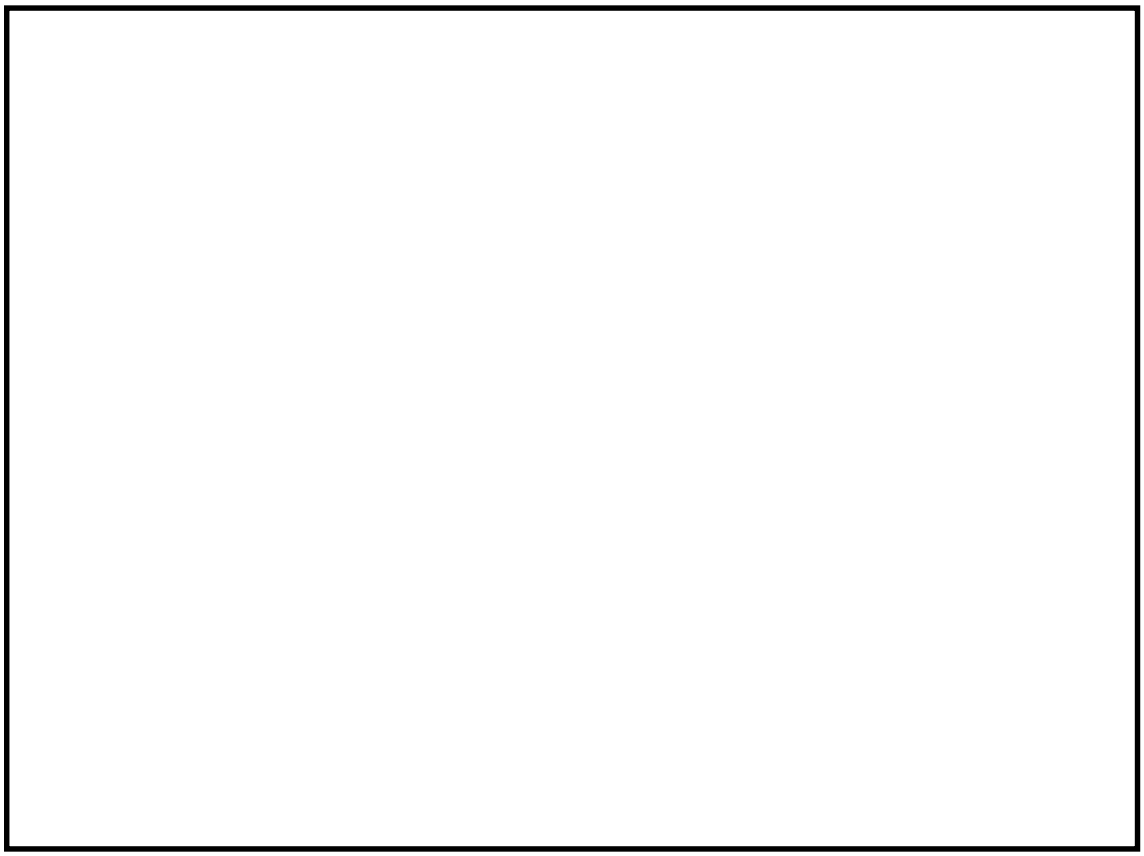
②高圧代替注水系ポンプ室に隣接する部屋の温度

第 4 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 5 図に高圧代替注水系ポンプ室と隣接する部屋の位置関係を示す。

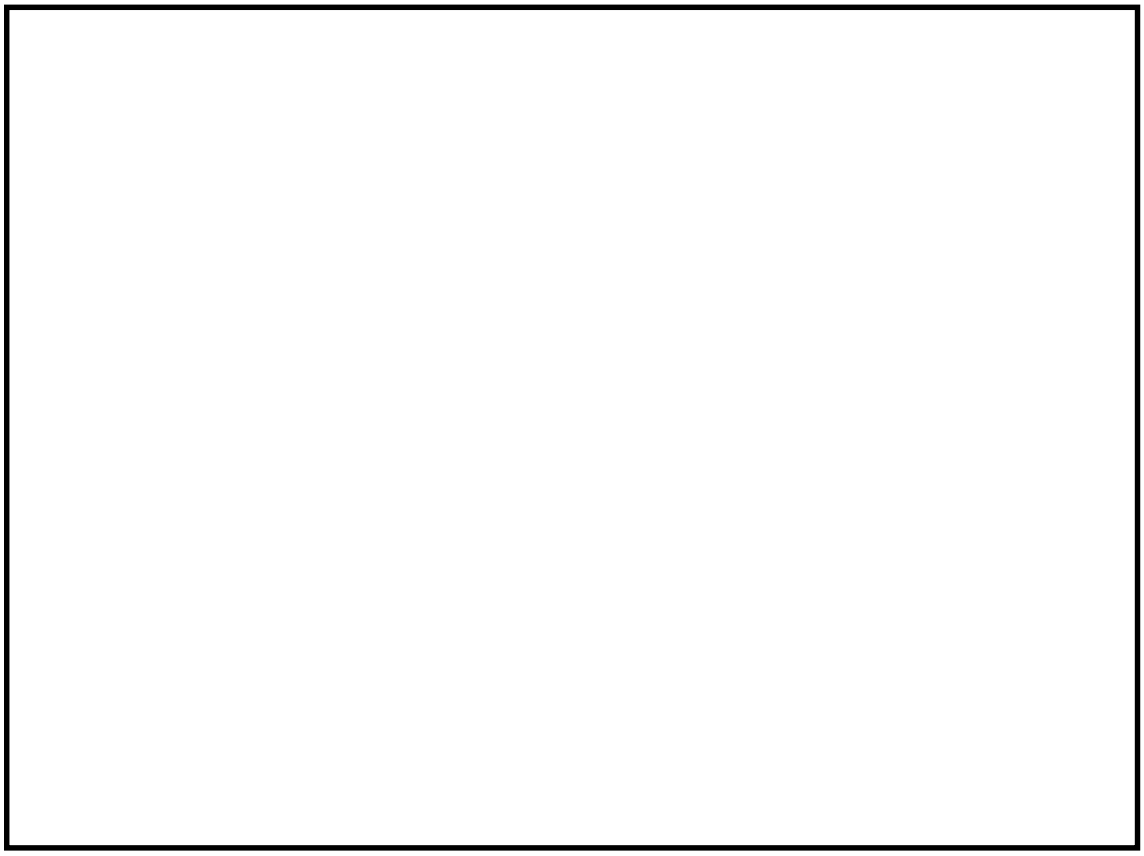
なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の間，継続するものとして評価を行う。

第 4 表　隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア （二次格納容器施設外）	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は，発熱源が少なく，夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため，これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	99.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号,1982)」)



原子炉建屋地下2階※1



原子炉建屋地下1階

※1：地下2階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第5図　高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

③躯体コンクリートの熱伝達条件

a.コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 （W/m²・℃）
鉛直壁面	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※１：伝熱工学資料第５版に基づき，温度差 5℃，代表高さ 5m にて算出した値

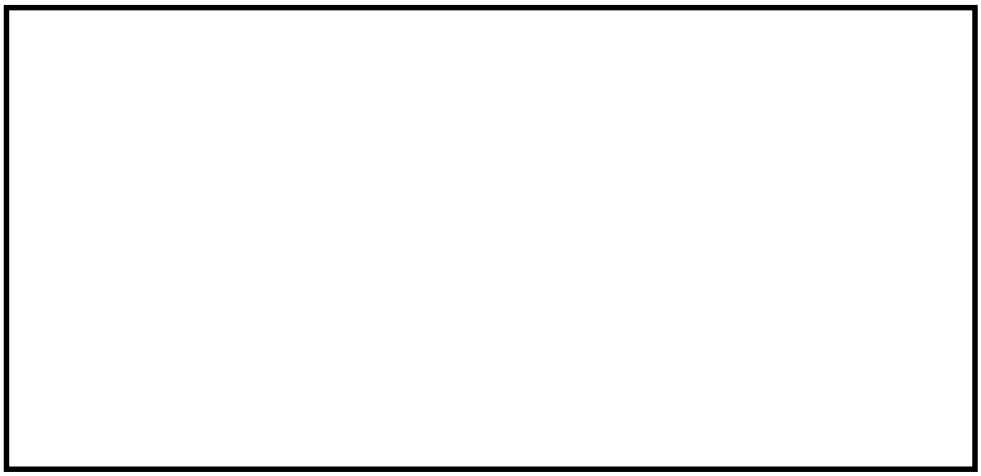
b.コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※２
熱伝導率	
熱拡散率	

※２：伝熱工学資料第５版に基づく

(3)　評価結果

全交流動力電源喪失時（ＴＢＤ，ＴＢＵ）において，事象発生 8 時後の高圧代替注水系ポンプ室の温度は約 65℃，中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の評価結果と同様であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃以下であり，設計で考慮している温度を超過しないため，高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。



第 6 図　高圧代替注水系ポンプ室温の推移

安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に安定状態が確立されたものとする。

原子炉安定状態の確立について

高圧代替注水系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，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，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。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。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定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。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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，炉心の冠水状態がおおむね維持される本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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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であり，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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であり，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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）	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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～ 約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく，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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （A型）	装荷炉心ごと	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，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（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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。	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約 4,092m^3～ 約 4,058m^3 液相部： 約 3,308m^3～ 約 3,342m^3 （実測値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位-4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが，サプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^3以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	直流電源喪失	－	直流電源の喪失により，非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源が喪失することを想定	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。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号（遅れ時間 1.05 秒）	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時）安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時）安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個（設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である高圧代替注水系を手動起動させることから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉減圧操作時）逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時）逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧代替注水系	・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高圧代替注水系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 （低圧注水系）	最小流量特性 ・注水流量： 0～1,676m^3／h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，注水後の調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系 （可搬型）	（原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量： 0～110m^3／h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 （サプレッション・プール冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上 （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／5）

項　目		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	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	可搬型照明の準備完了後，運転手順に基づき，直流電源喪失を確認し，高圧代替注水系の準備が完了した時点で原子炉注水を開始するため，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定	【認知】 可搬型照明の準備完了後，中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により原子炉スクラム，全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分，事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって，認知時間として余裕を含めて11分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作として4分，高圧代替注水系の起動操作として6分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として10分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 全電源喪失時の状況を考慮して可搬型照明を確保した後に操作を実施する想定としており，また，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であることから，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作及び高圧代替注水系の起動操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，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。	操作開始時間が事象発生25分後と同様であるが，高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて，原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。 （添付資料2.6.7）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起因事象の外部電源喪失から全電源喪失の認知及び高圧代替注水系による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ，訓練実績は約17分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／5）

項　目		解析上の操作開始条件	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には，低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 可搬型照明の準備完了後，中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により原子炉スクラム，全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に 1 分，事象初期の状況判断に余裕時間を含め 10 分を想定している。よって，認知時間として余裕を含めて 11 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に 20 分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として 150 分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め 125 分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は，高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を 170 分と想定している。要員の移動時間は 20 分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約 150 分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を 125 分と想定しているところ，訓練実績等では約 114 分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を 1 分と想定しているところ訓練実績等では約 1 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／5）

項　目		解析上の操作開始条件	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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない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，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，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おり，許容時間210分のところ，訓練実績等により約25分。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。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／5）

項　目		解析上の操作開始条件	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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa［gage］到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，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，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，この場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を8時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（5／5）

項　目		解析上の操作開始条件	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	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分，残留熱除去系による原子炉注水操作として 2 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 6 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気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。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 6 分想定しているところ，訓練実績では，約 4 分。想定の範囲内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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

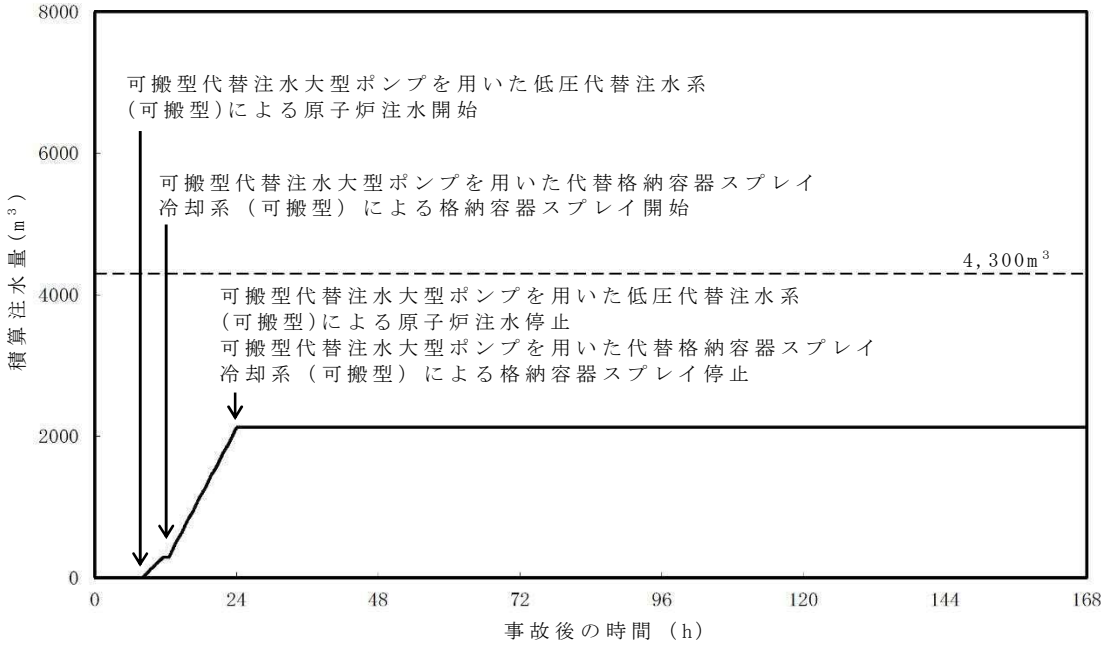
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，高圧代替注水系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生8時間1分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約2,130m^3である。



第１図　外部水源による積算注水量

（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,130m³必要となるが，北側淡水池に約 2,500m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。なお，代替淡水貯槽に 4,300m³及び高所淡水池に 2,500m³の水を保有することから，これら水源を使用した場合についても，同様に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（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

事象: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。

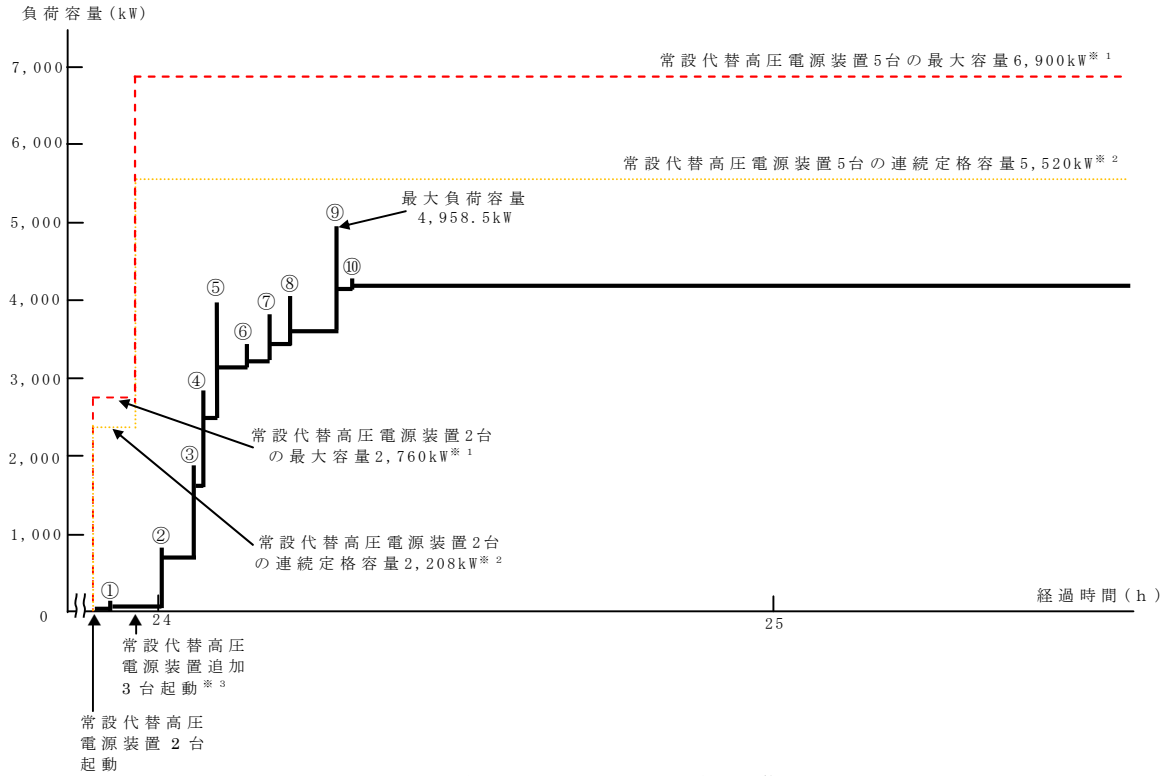
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷 非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5 35.9 71.2 102.1 103.9	832.9	761.9
③	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑥	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	3,461.7	3,244.1
⑦	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑨	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑩	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

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（ＴＢＰ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁１弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

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弁開固着によって，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ことで原子炉注水機能が喪失し，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，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁１弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能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蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(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（ＴＢＰ）」において，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，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.3-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.3-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員24名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員６名である。

初動対応要員の内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員５名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故等対応要員15名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員２名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員２名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員２名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.3-3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員24名及び招集要員６名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，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。また，主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず，原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため，燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）である。

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

ｅ．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

ｆ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動

準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお，逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め 7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｉ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

j．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却

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，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧

電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｎ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｏ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｐ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

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とともに，逃がし安全弁の再閉鎖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も停止することで，全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.3.3-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。同時に，逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着の1弁と合わせて合計7弁使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止するものとする。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ1台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レ

ベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m^3／h，注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ１台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^3t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器１基当たり約43MW（サプレッション・プール

水温度 100℃，海水温度 32℃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)　交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b)　所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。

(c)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生3時間1分後に実施する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e)　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内

外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.3-4図から第2.3.3-8図に,燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.3-9図から第2.3.3-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション･プール水温度の推移を第2.3.3-15図から第2.3.3-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁1弁が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生の約1.3時間後に原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し，燃料有効長頂部を下回る。

事象発生の3時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の原子炉注水が開始されると，原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後，原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し，ボイド率は低下する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し,可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また,全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 14 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納

容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.3.3-9 図に示すとおり，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 212 分後に約 746℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。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%以下にとどまることから，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.3.3-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa［gage］以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.3.3-15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目

である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.3-16 図に示すとおり，事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.3-5 図に示すように，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.3-15 図及び第 2.3.3-16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.3.1）

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，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。

2.3.3.3　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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失に加えて，逃がし安全弁 1 弁が開固着することに伴い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し原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下

するため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），直流電源の負荷切離操作，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は

原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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 2.3.3.2）

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.3-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これ

らのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.3.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評

価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

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する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 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，認知時間及び移動･操作所要時間は,余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.3.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，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操作開始時間より若干早

まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

第 2.3.3-19 図から第 2.3.3-21 図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し，事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合，燃料被覆管の最高温度は 875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，55 分程度の時間余裕は確保されている。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.3.3.2，2.3.3.3）

(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。この結果，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。

2.3.3.4　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（ＴＢＰ）」において重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.3.1 (3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1 (2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による

原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,160m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.3.4）

b．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.3.5）

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.3.6）

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（ＴＢＰ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し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ことに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による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（ＴＢＰ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全

弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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（ＴＢＰ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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（ＴＢＰ）」に対して有効である。

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，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。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。 ・原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し，燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W，S／C）

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認し，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 ・逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。	－	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

第 2.3.3-1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

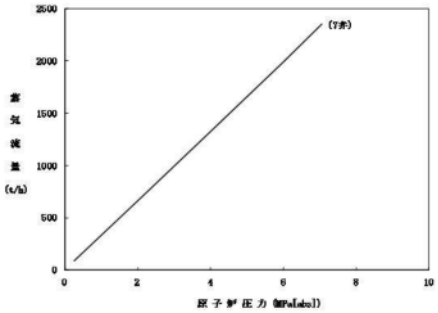
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
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る外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

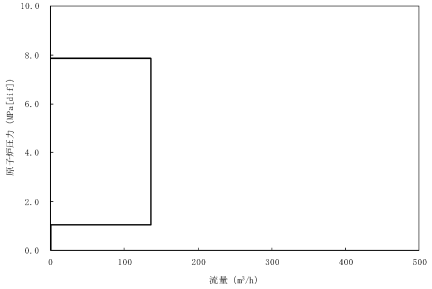
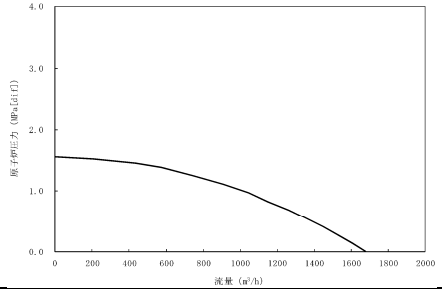
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））(3／7)

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

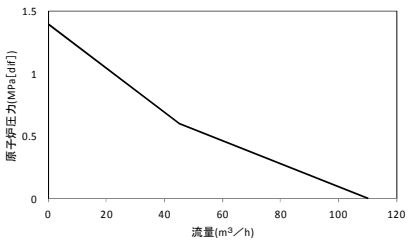
第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（4／7）

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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で原子炉減圧） ＜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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））(5／7)

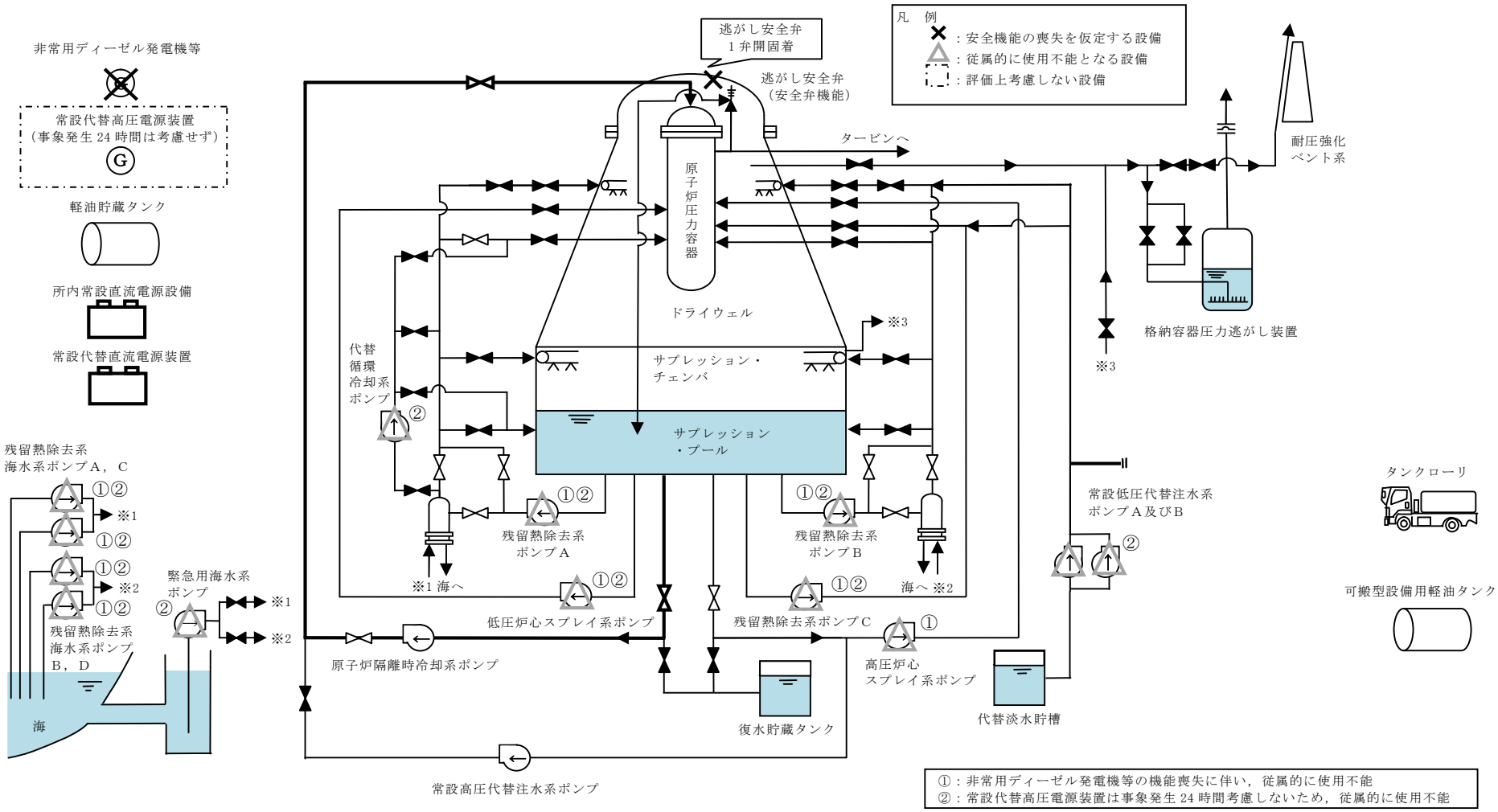
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低(レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して,原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は,タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し,原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として,設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（6／7）

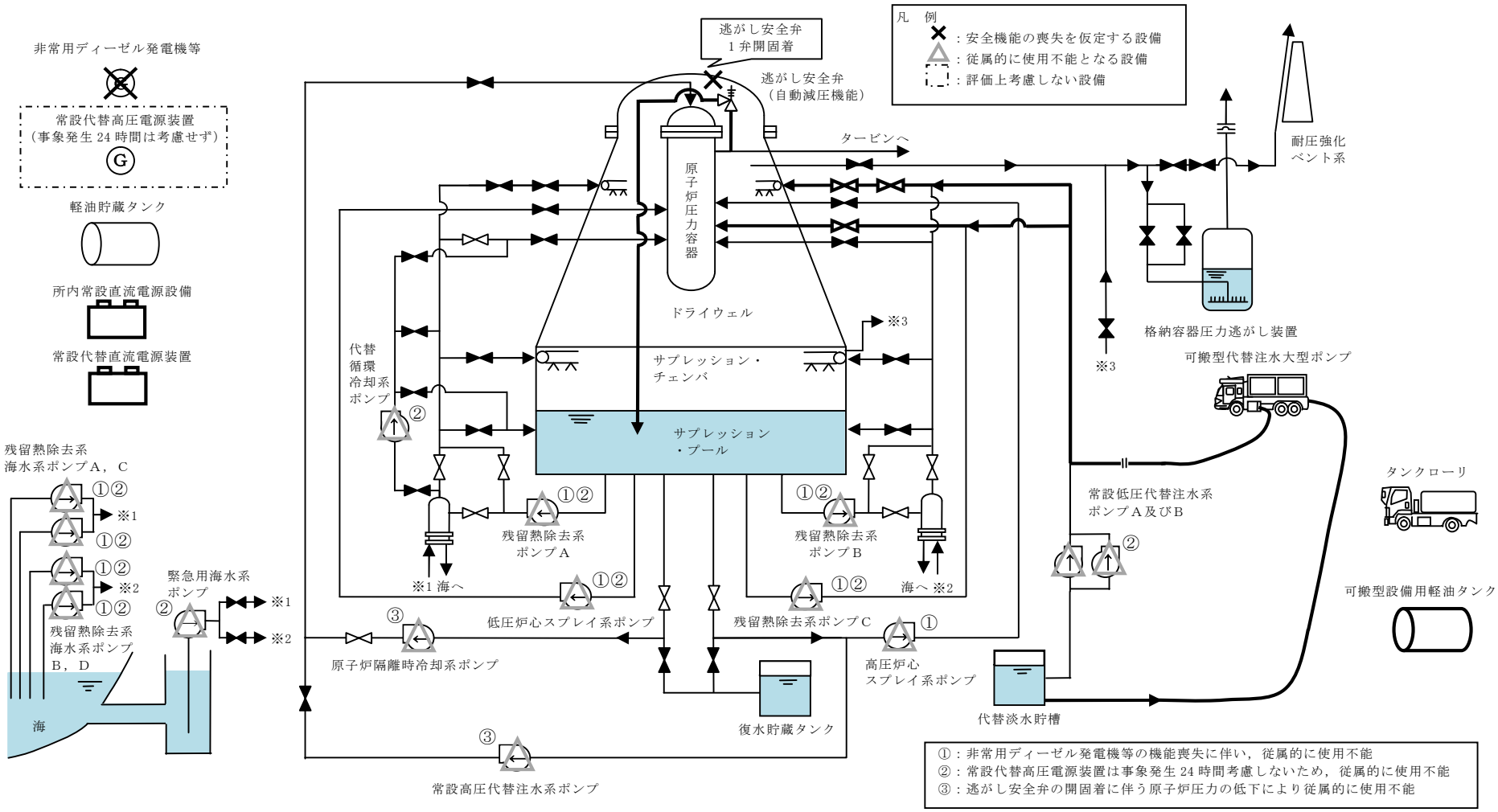
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m^3／h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.3-2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（7／7）

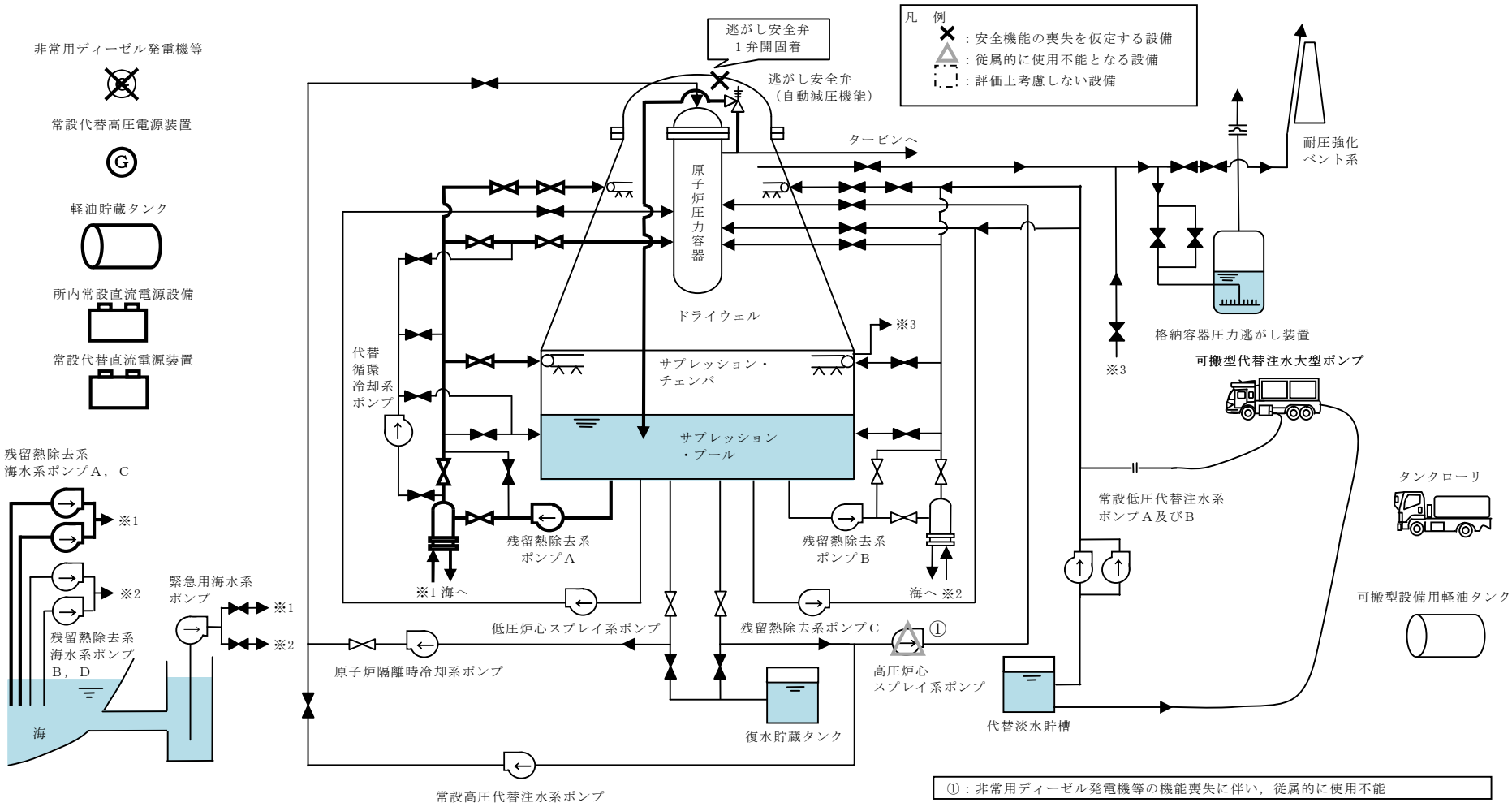
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



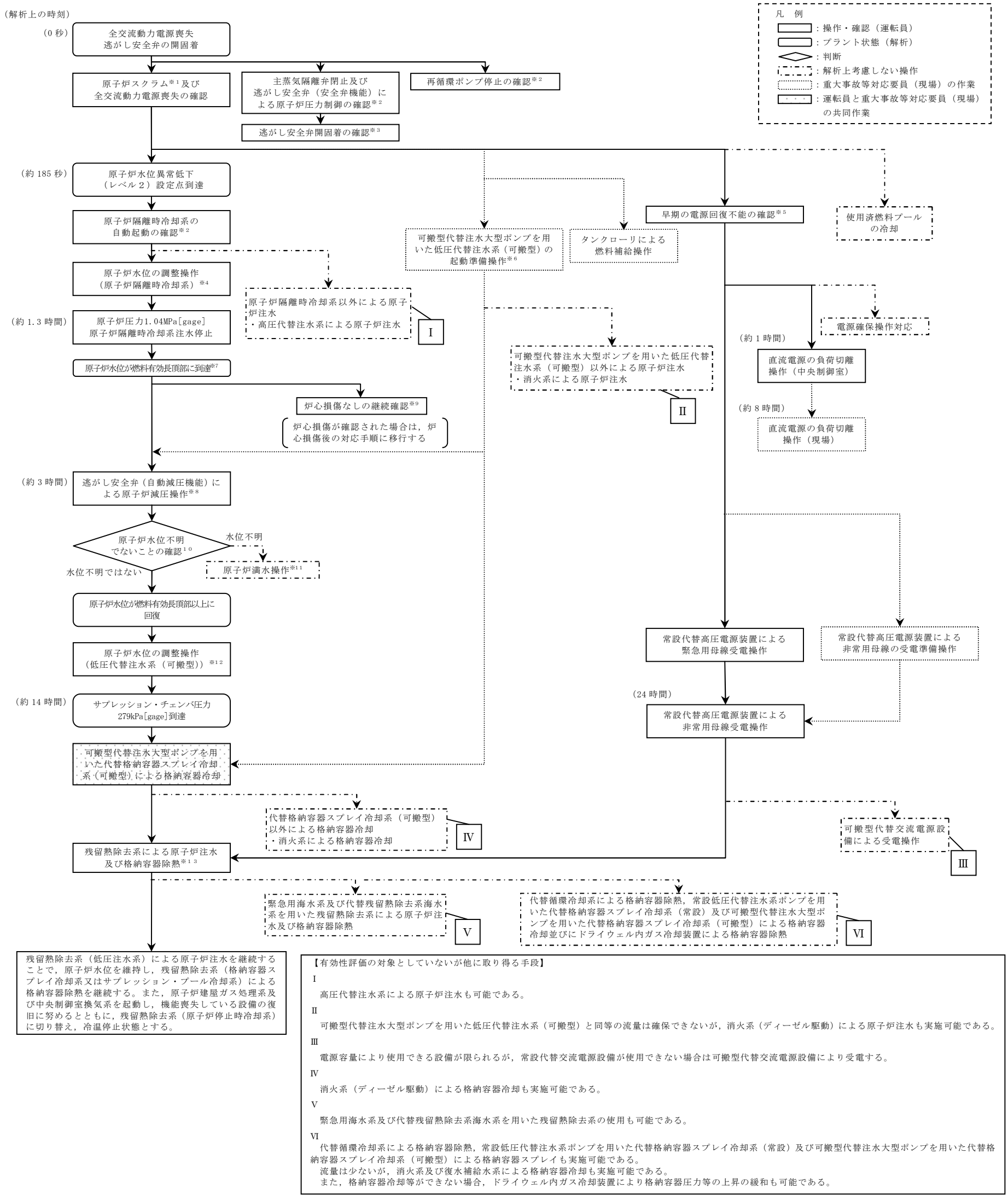
第 2.3.3-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.3.3-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.3-1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III
電源容量により使用できる設備が限られるが，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り受電する。

IV
消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V
緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI
代替循環冷却系による格納容器除熱，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び復水補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。
また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタγ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 2.3.3-2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

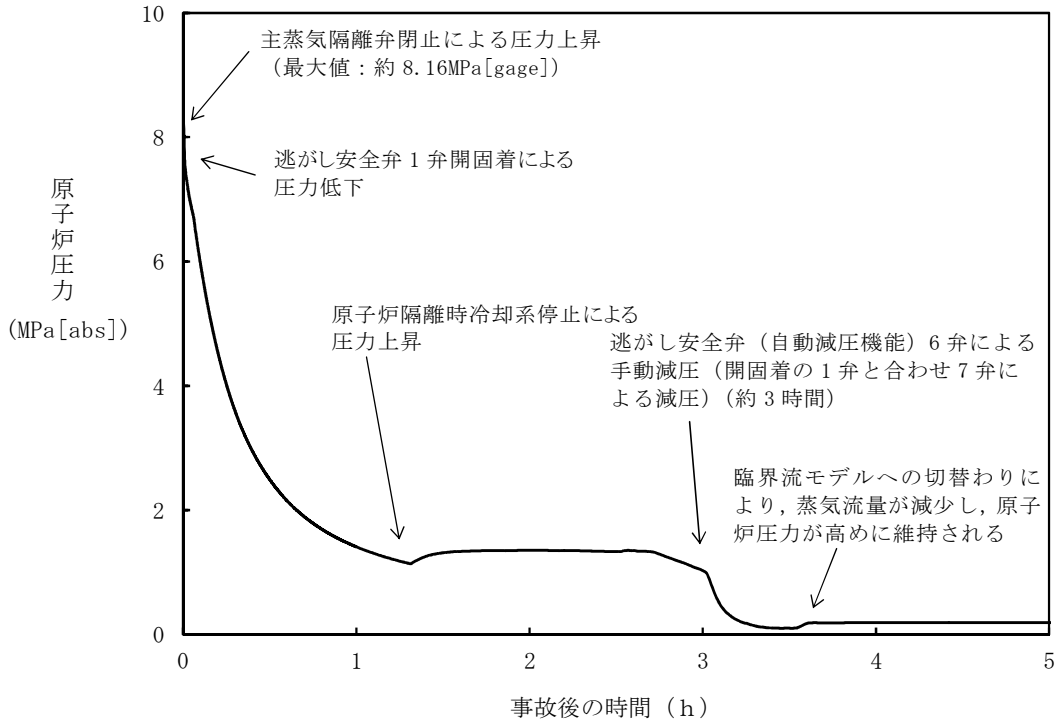
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽約79分　原子炉圧力1.04MPa到達 （原子炉隔離時冷却系停止）	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●逃がし安全弁開固着の確認 ●再循環ポンプ停止の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	3人 C，D，E		3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	

第 2.3.3-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（1／2）

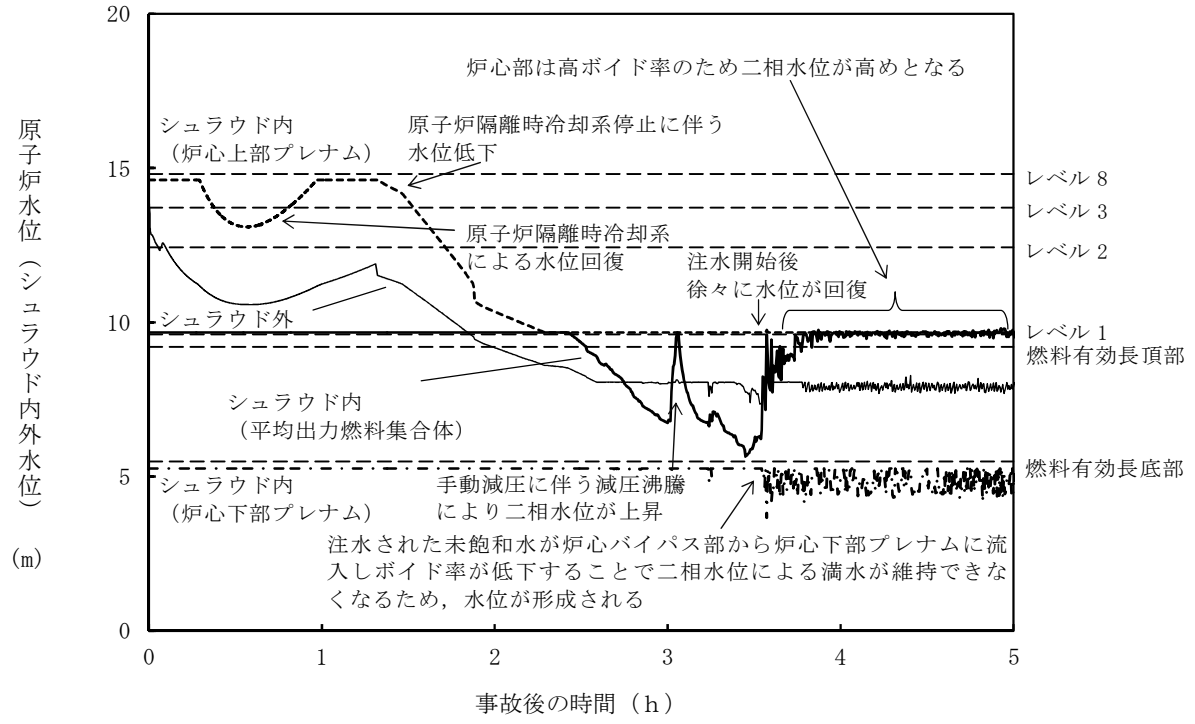
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					3時間1分　原子炉減圧操作 8時間　直流電源の負荷切離操作（現場） 約14時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 24時間　非常用母線受電 24時間10分　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切り離し操作(現場)	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	50 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	75 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	
				●非常用母線の受電	5 分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.3.3-3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（2／2）

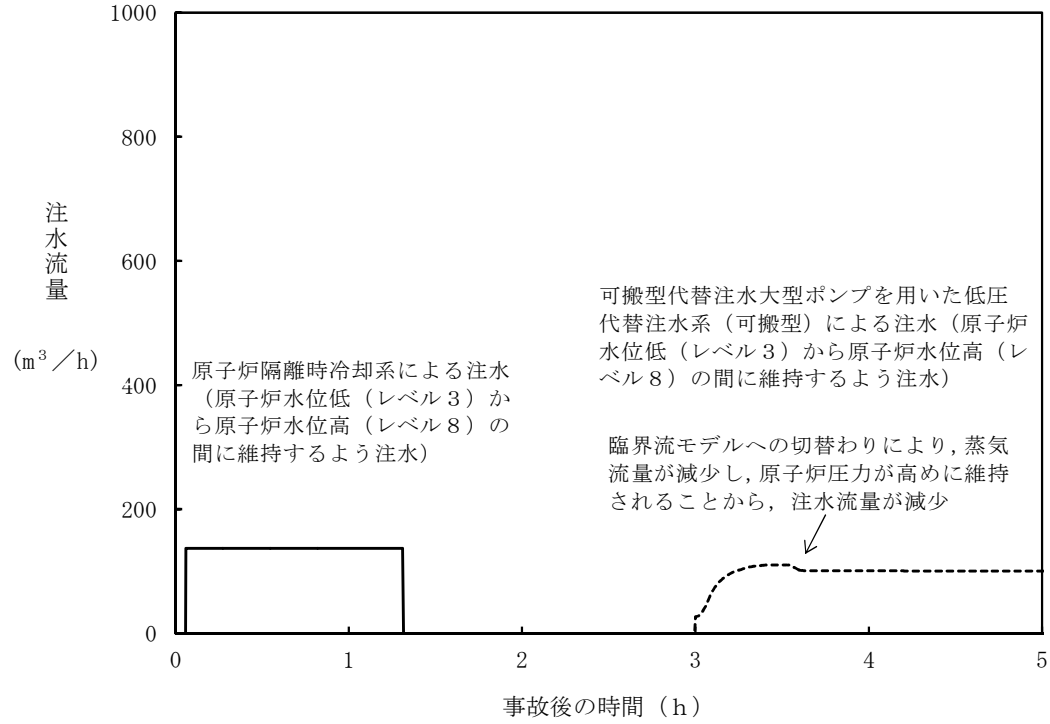


第 2.3.3-4 図　原子炉圧力の推移

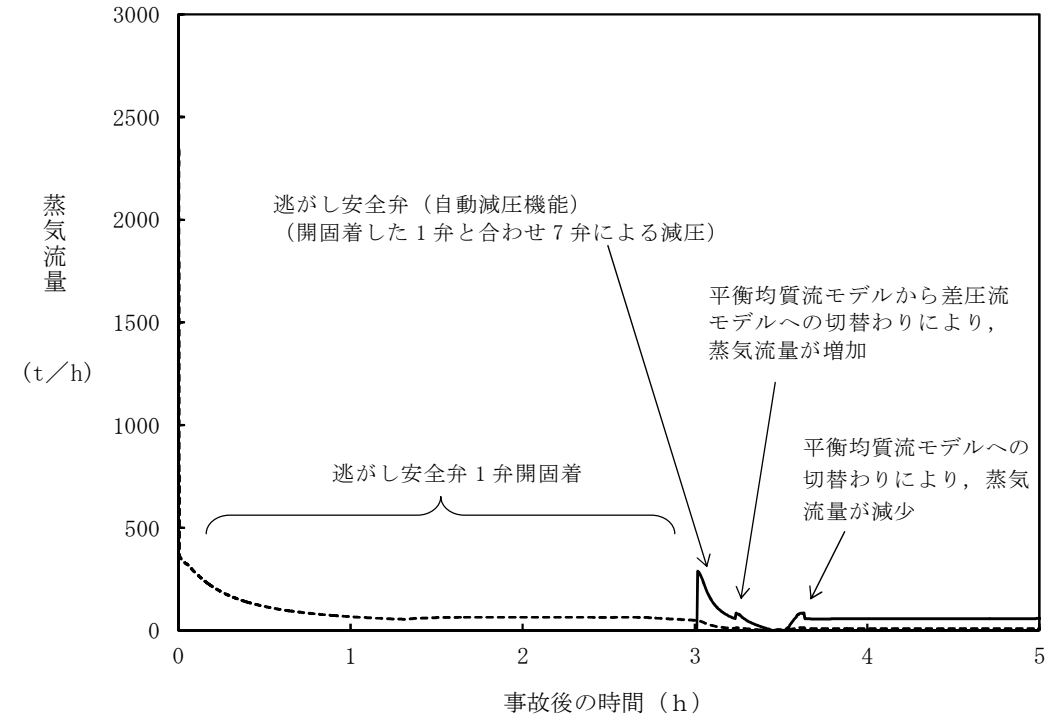


第 2.3.3-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

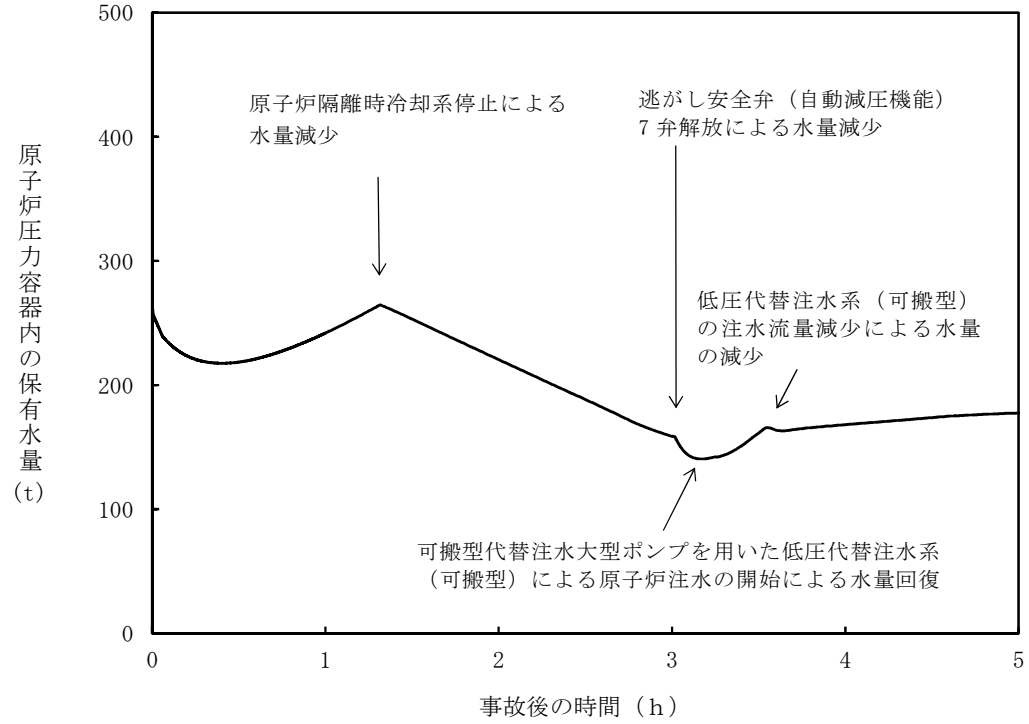
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



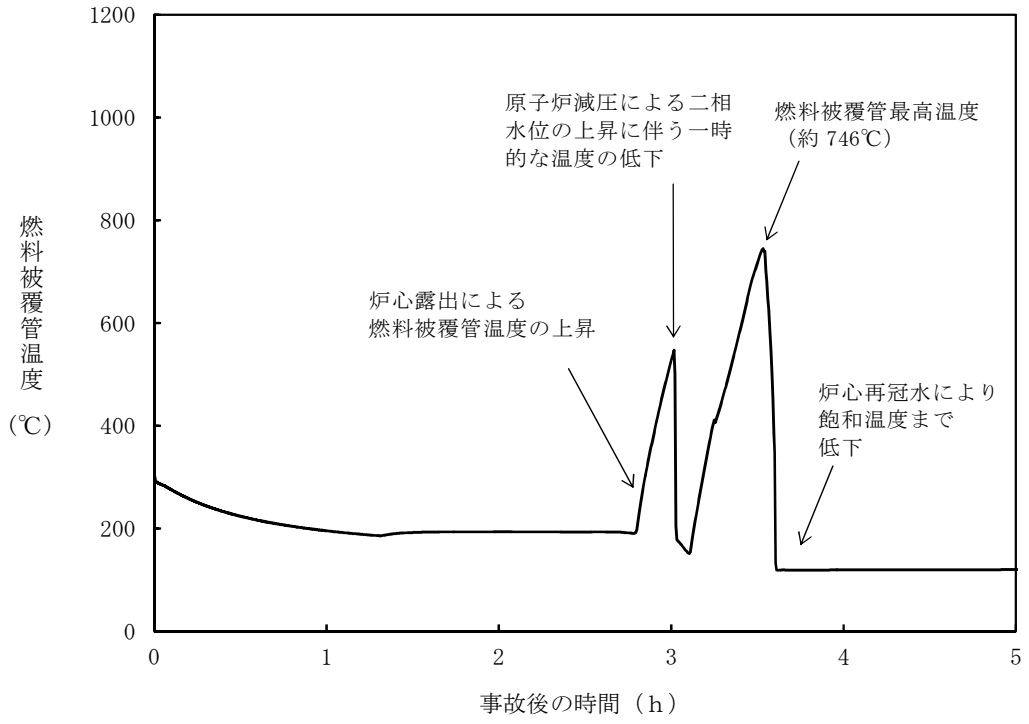
第 2.3.3-6 図　注水流量の推移



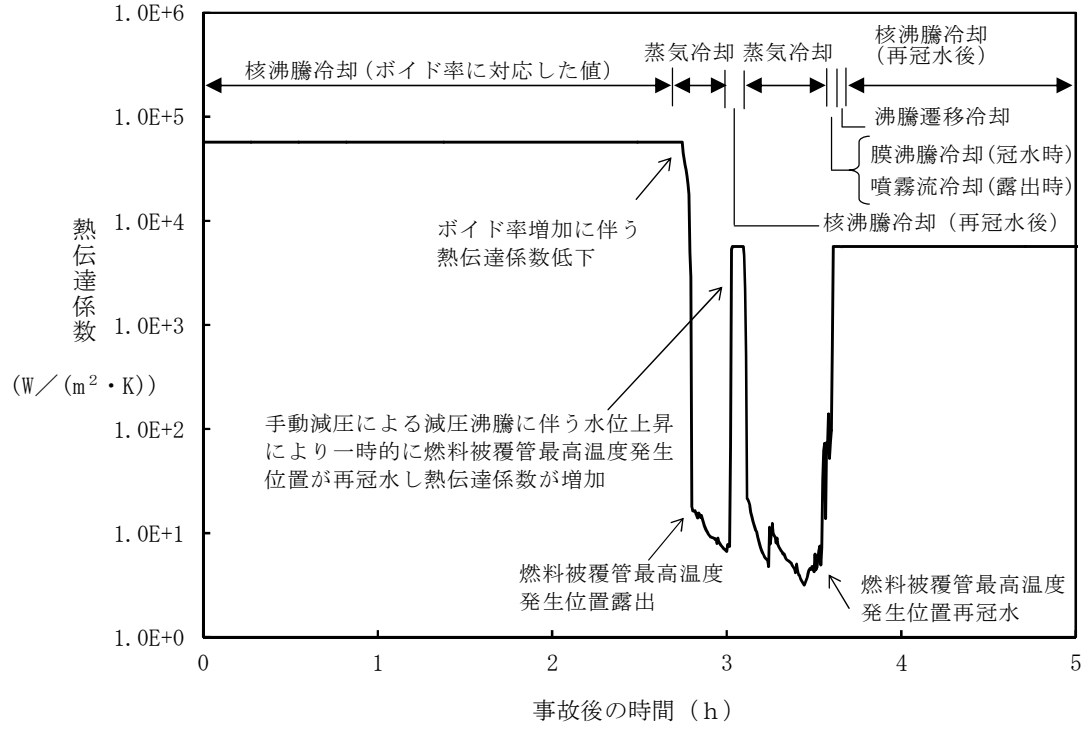
第 2.3.3-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



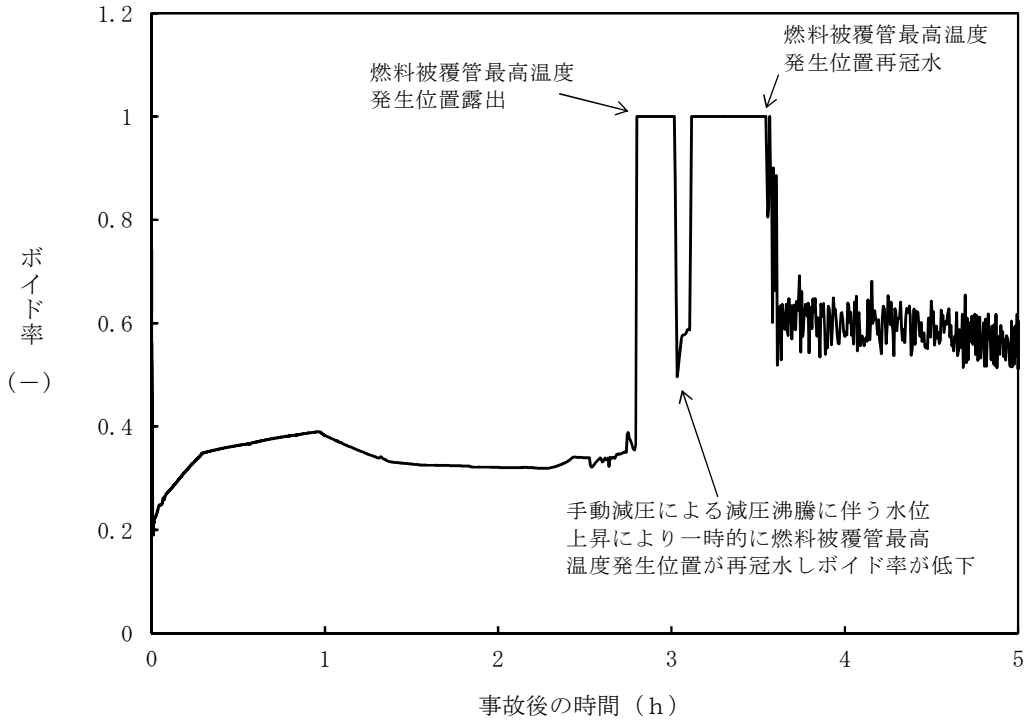
第 2.3.3-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



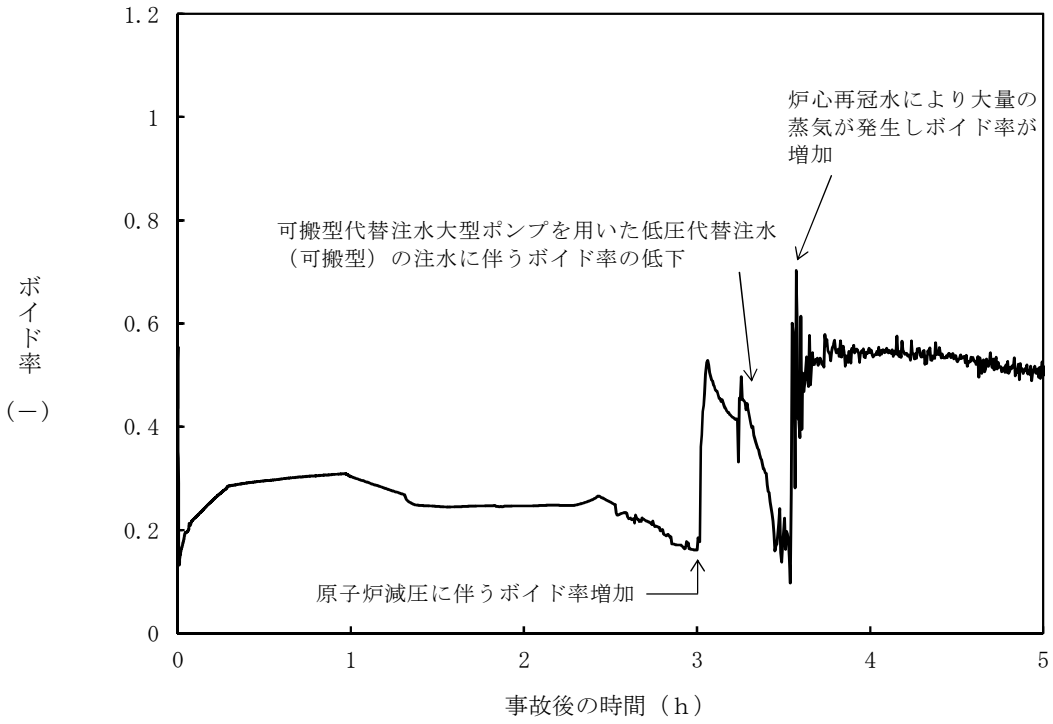
第 2.3.3-9 図　燃料被覆管温度の推移



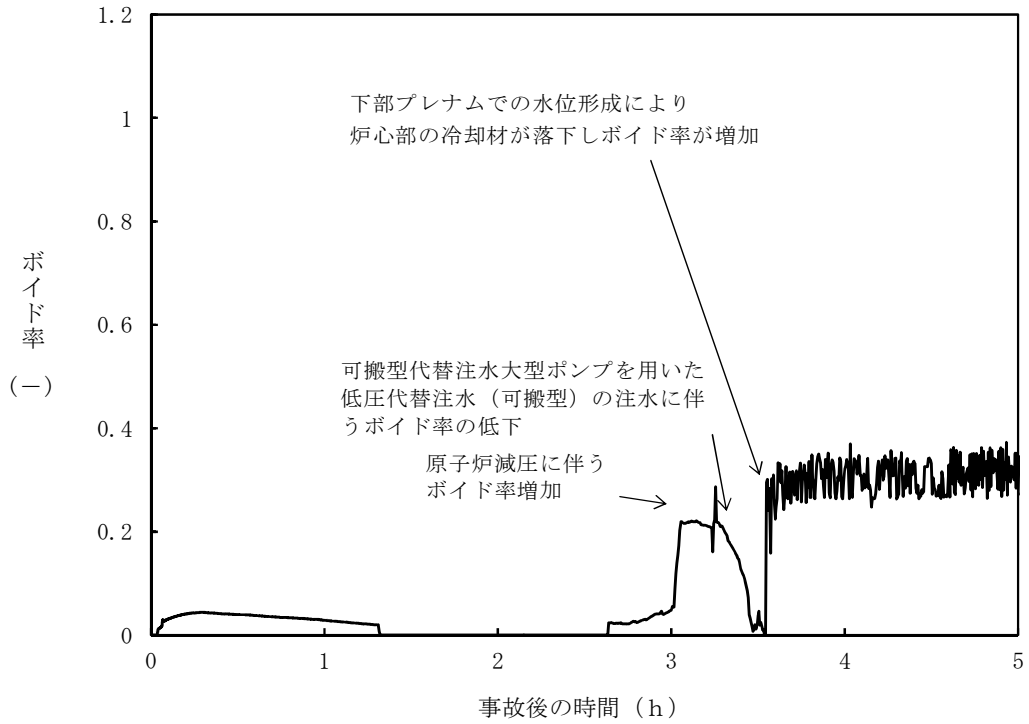
第 2.3.3-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



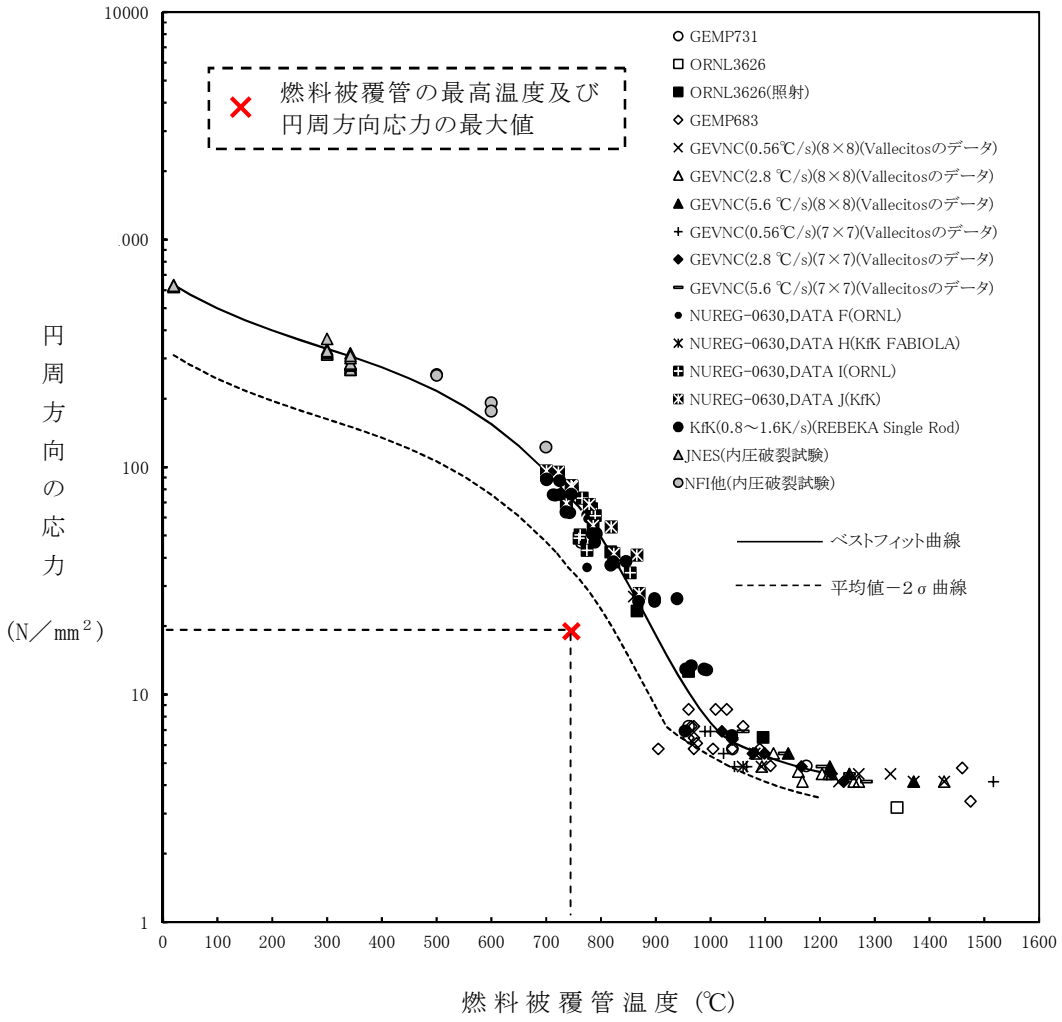
第 2.3.3-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



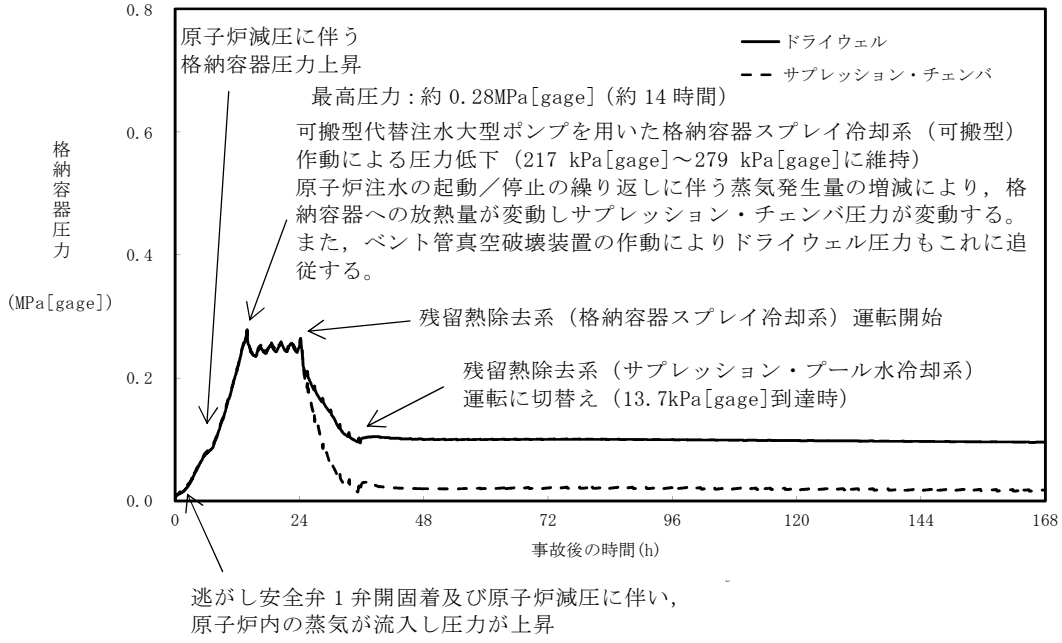
第 2.3.3-12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



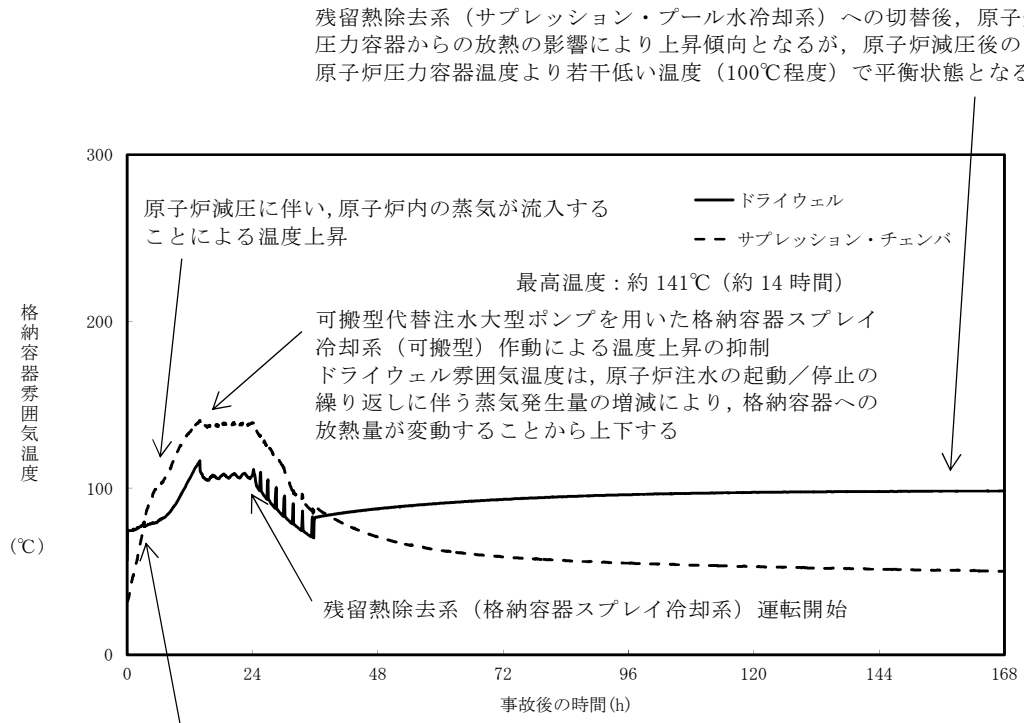
第 2.3.3-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



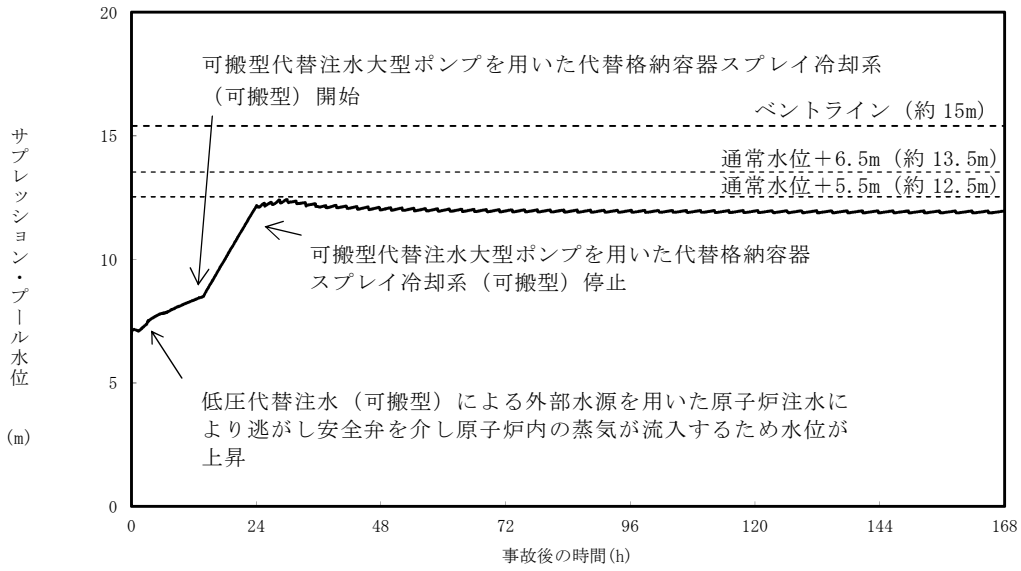
第 2.3.3-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



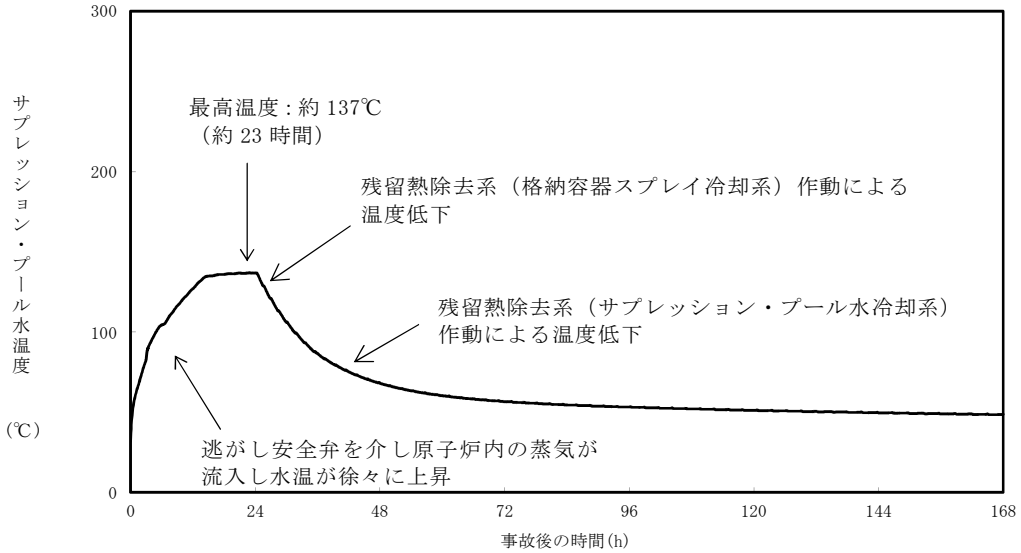
第 2.3.3-15 図　格納容器圧力の推移



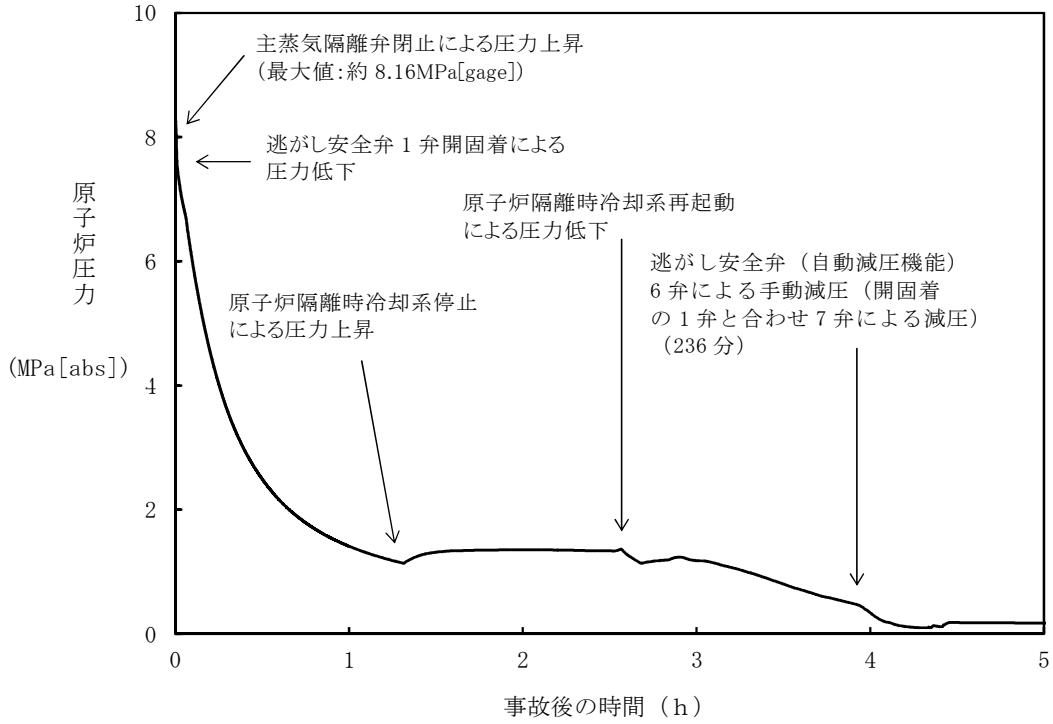
第 2.3.3-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



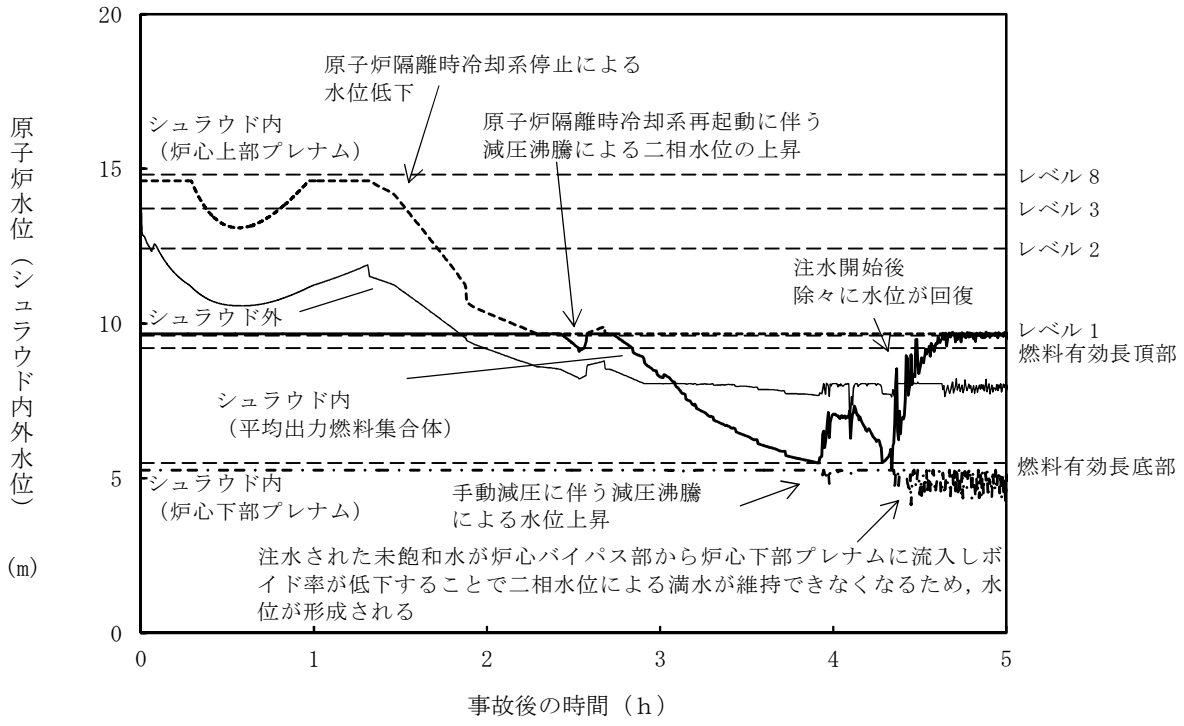
第 2.3.3-17 図　サプレッション・プール水位の推移



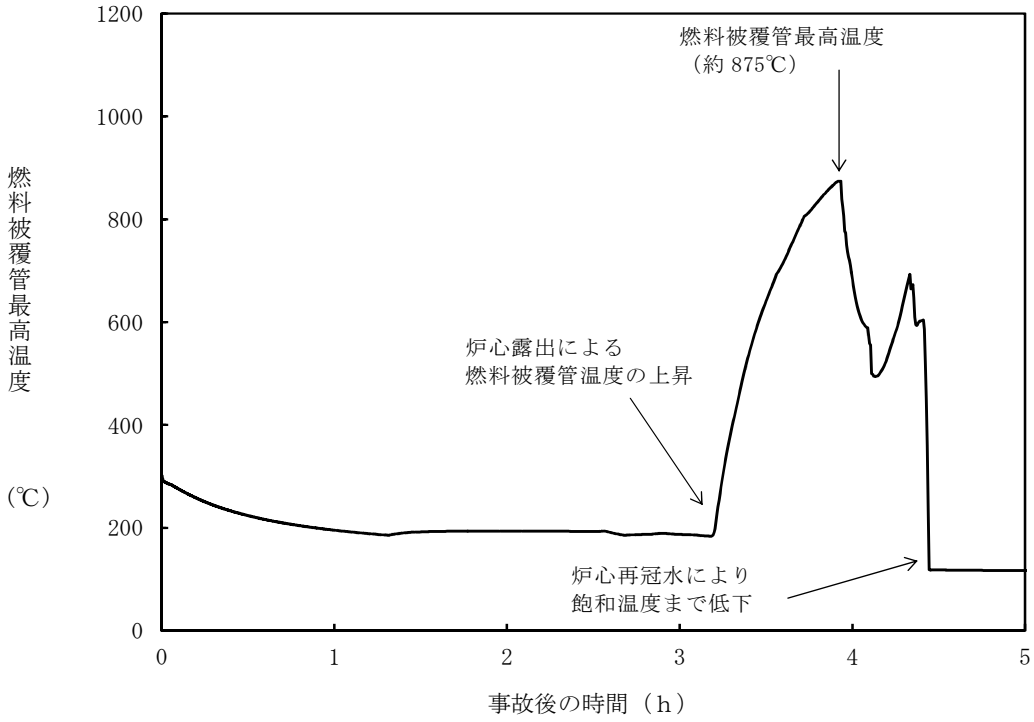
第 2.3.3-18 図　サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.3-19 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）



第 2.3.3-20 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）



第 2.3.3-21 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）

安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，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，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作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，燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，LPCS スプレイの影響により 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，低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが，この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価しており，評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 746℃程度であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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であり，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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であり，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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）	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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約3,279～ 約3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91～ 約6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため，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。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約86%～約104% （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （Ａ型）	装荷炉心ごと	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，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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。	最確条件とした場合には，９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，また同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約4,092m^3～ 約4,058m^3 液相部： 約3,308m^3～ 約3,342m^3 （実測値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は3,300m^3であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位-4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水温度	32℃	約15～約32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが，サプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^3以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失することを想定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定		
		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，外部電源が喪失することを想定	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。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号（遅れ時間 1.05 秒）	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下が遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能６弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の１弁とあわせて）７弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能６弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の１弁とあわせて）７弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 （低圧注水系）	最小流量特性 ・注水流量： 0～1,676m^3／h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，注水後の調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	（原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量： 0～110m^3／h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） 定格流量特性 ・注水流量： 0～110m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上 （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	事象発生から1時間まで	直流負荷の切離操作は，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であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて2分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を6分想定としているところ，訓練実績等では約4分であり，想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	直流電源の負荷切離操作（現場）	事象発生から8時間後	直流負荷の切離操作は，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であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて2分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 現場での操作は，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。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を50分想定としているところ，訓練実績等では約42分であり，想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から3時間1分後	状況判断，低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として150分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水が早まることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において，事象発生から3時間56分（55分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始できれば，燃料被覆管の最高温度は875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足する。 （添付資料2.3.3.3）	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約150分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を125分と想定しているところ，訓練実績等では約114分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を1分と想定しているところ訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，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で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	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るが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない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，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，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おり，許容時間210分のところ，訓練実績等により約 25 分。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。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（5／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa［gage］到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 14 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，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）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，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，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	格納容器スプレイ操作は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，可搬型大型ポンプの準備完了を３時間後と想定しており，準備時間を確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（6／6）

項　目		解析上の操作開始条件	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	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分，残留熱除去系による原子炉注水操作として 2 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 6 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない 【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，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気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。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 6 分想定しているところ，訓練実績では，約 4 分。想定の範囲内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・注水開始の時間余裕について

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」では，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し，原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後，低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した後，事象発生の 3 時間 1 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を用いた原子炉減圧操作を実施する。

実際の運転手順では，原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって，ここでは，原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の，減圧・注水操作の時間余裕を評価する。

2. 評価条件

原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，事象発生の 3 時間 56 分後（55 分遅れ）及び事象発生の 4 時間 1 分後（60 分遅れ）の場合を評価する。なお，その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

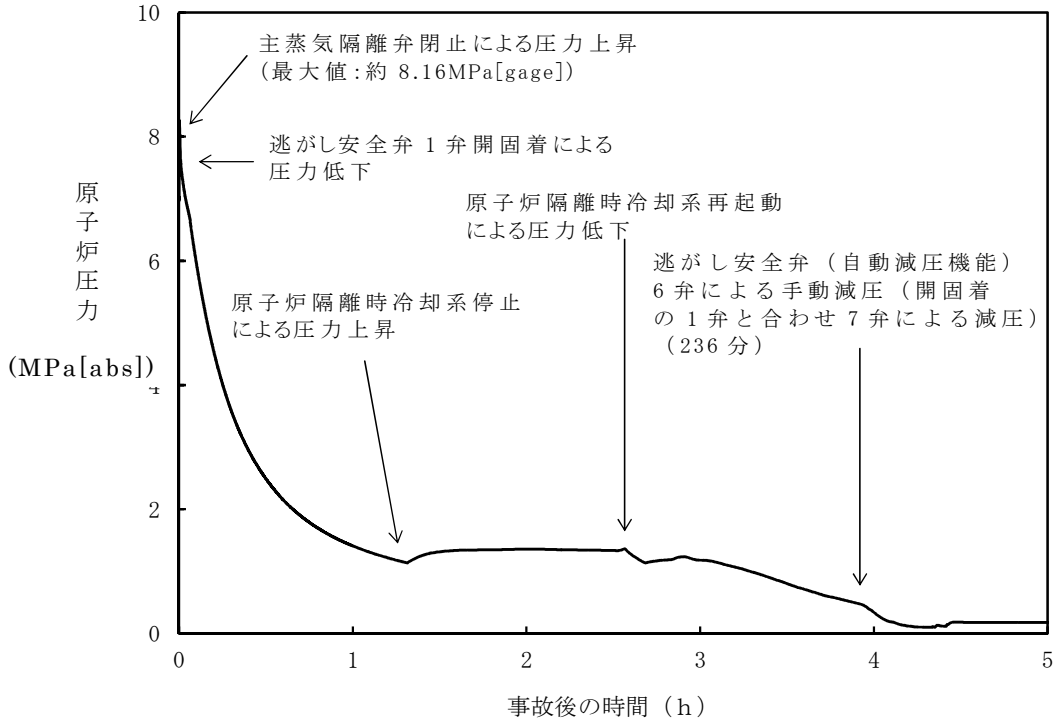
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）が 55 分遅れた場合（事象発生の 3 時間 56 分後に減圧操作を実施）の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 1 図から第 4 図に，燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ 55 分及び 60 分）を第 5 図に示す。また，原子炉注水が 55 分遅れた場合と 60 分遅れた場合の評価結果のまとめを第 1 表に示す。

55 分遅れの場合では，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し，燃料被覆管の破裂も発生していないが，60 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，少なくとも 55 分程度の時間余裕があることを確認した。

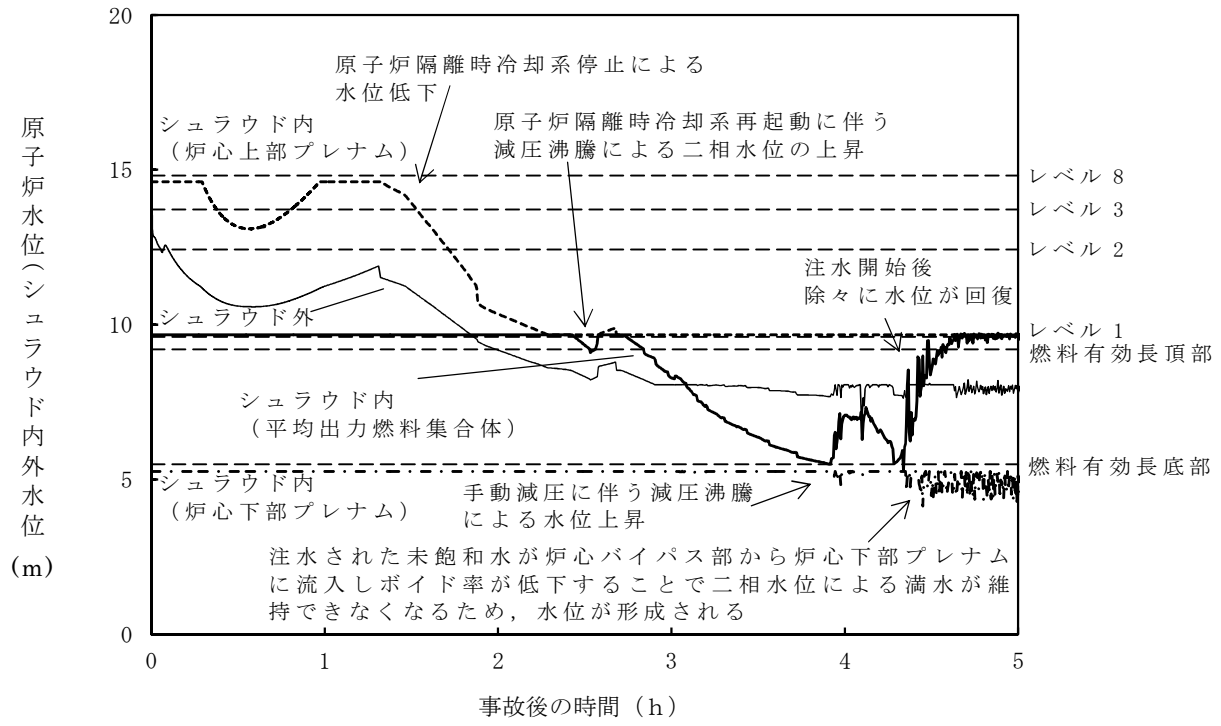
なお，実際には原子炉圧力が再上昇する場合には，原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから，余裕時間は 55 分よりも長くなるものと考える。

第 1 表　操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

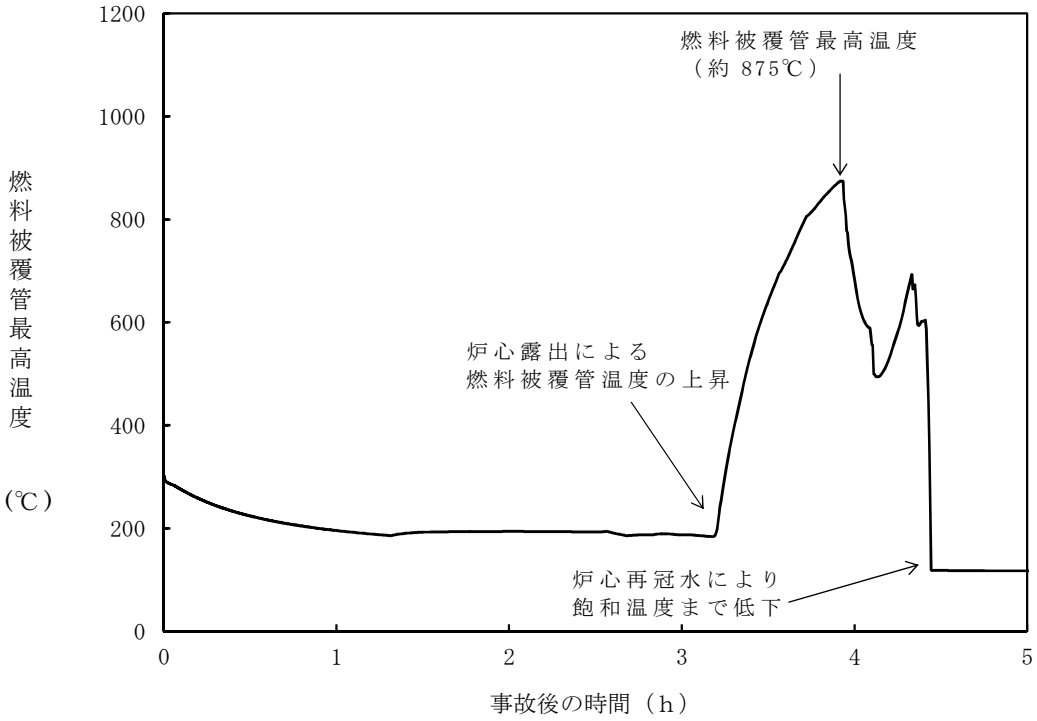
減圧操作の遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量	燃料被覆管の 破裂の有無
55 分 （事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始）	約 875℃	約 2％	無
60 分 （事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始）	約 934℃	約 3％	有



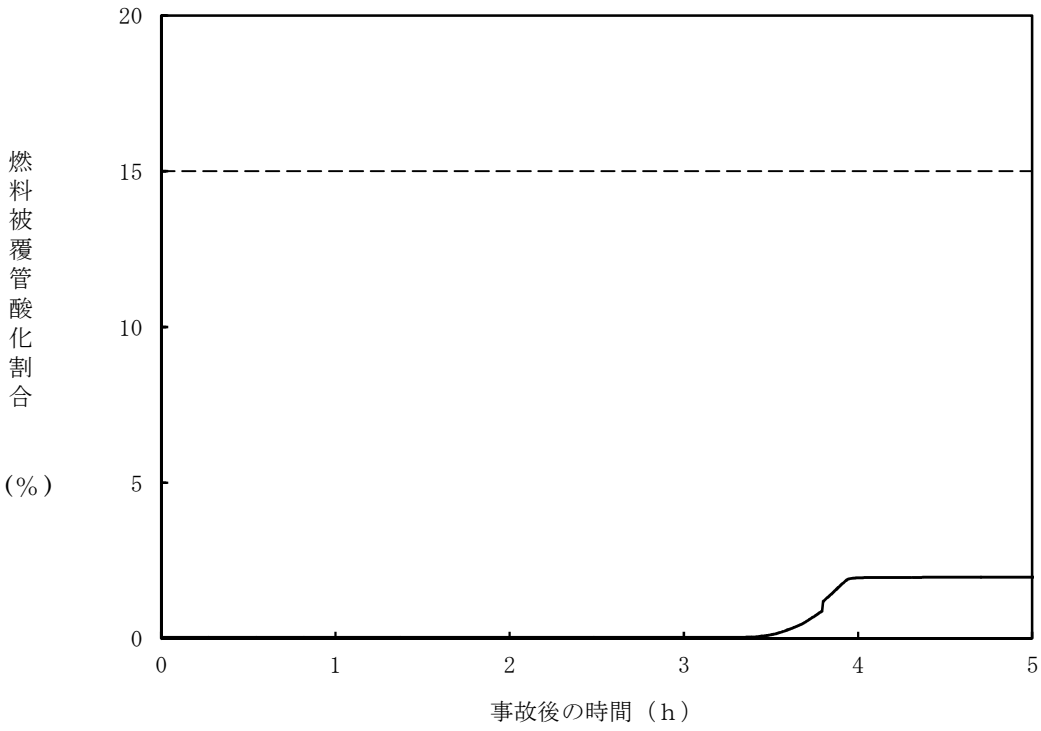
第 1 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）



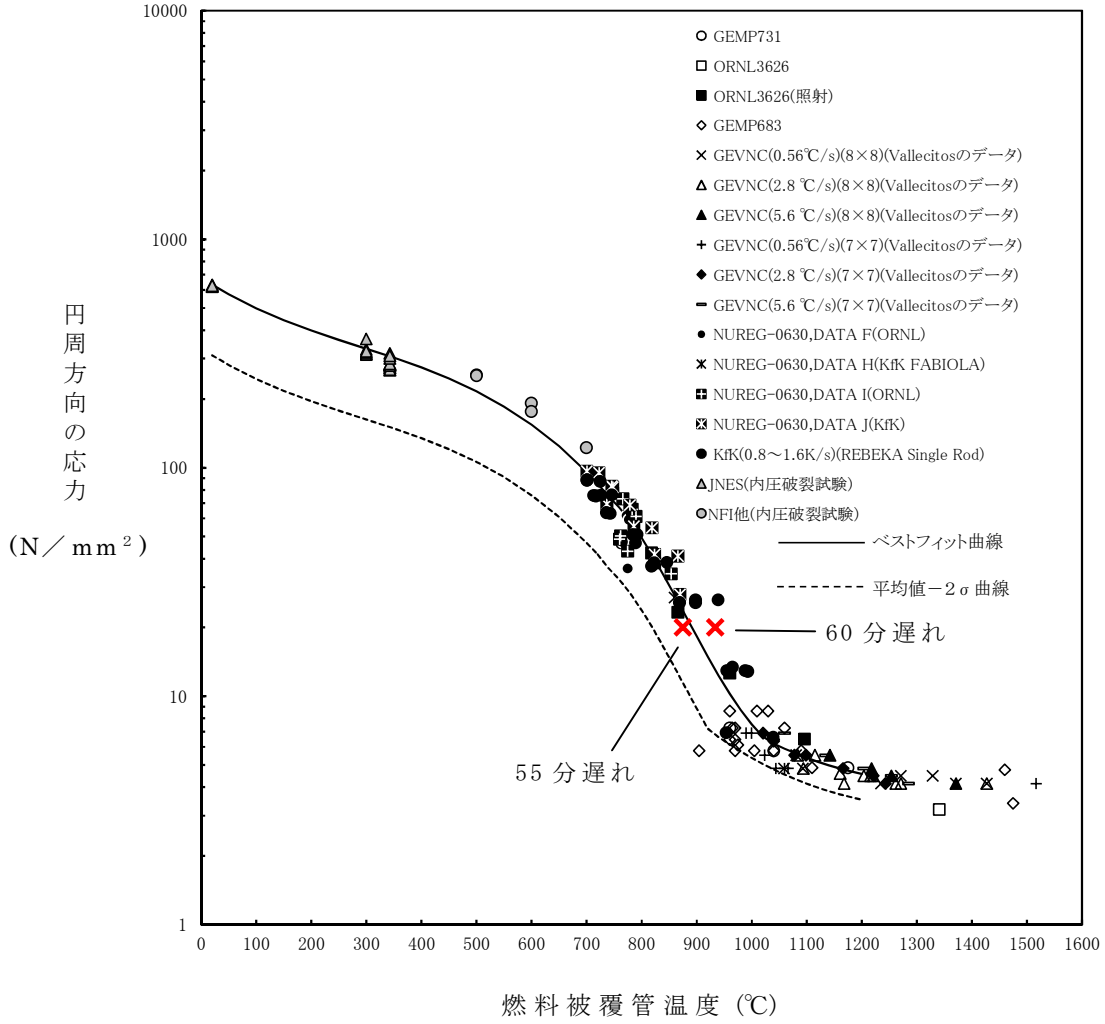
第 2 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）



第 3 図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 55 分）



第 4 図　燃料被覆管酸化割合の推移（遅れ時間 55 分）



第 5 図　燃料被覆管破裂が発生した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

（時間遅れ 55 分及び 60 分）

7 日間における水源の対応について
（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 3 時間後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後，北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

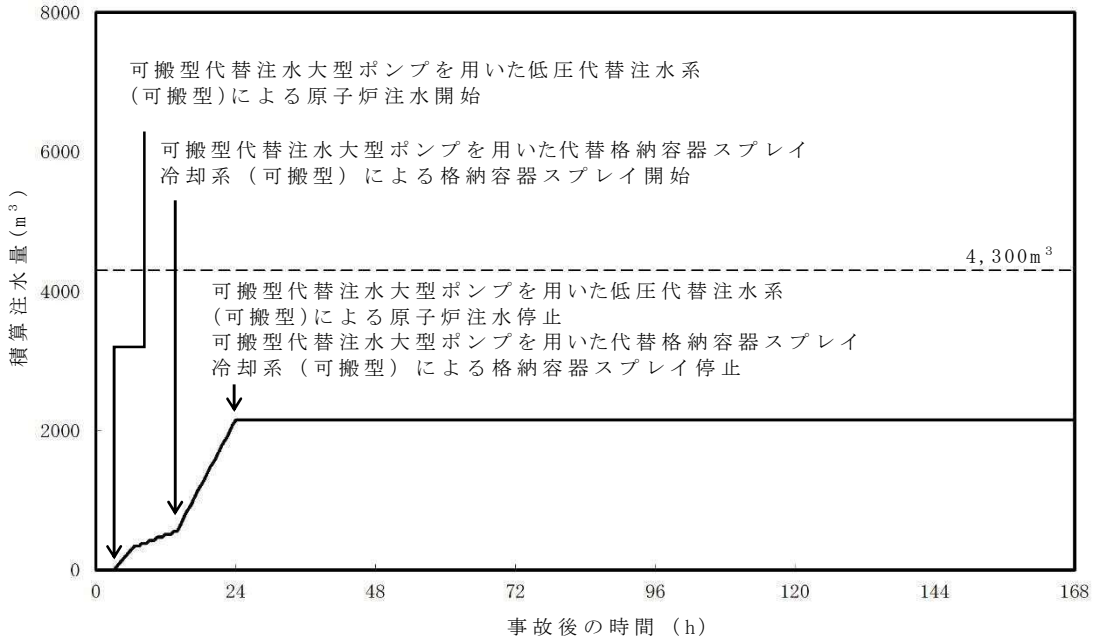
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生3時間以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約2,160m^3である。



第１図　外部水源による積算注水量

（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,160m³必要となるが，北側淡水池に 2,500m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。なお，代替淡水貯槽に 4,300m³及び高所淡水池に 2,500m³の水を保有することから，これら水源を使用した場合についても，同様に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（ＴＢＰ））

事象: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。

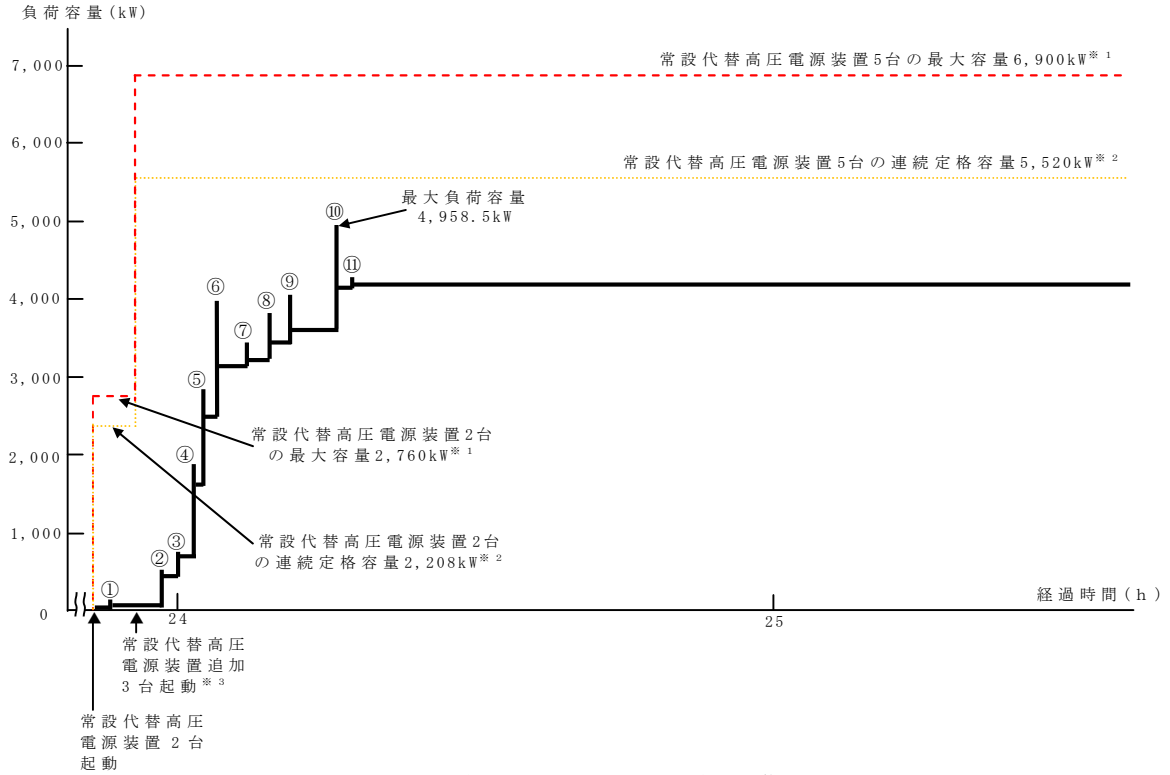
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

2.4　崩壊熱除去機能喪失

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は，崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。

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としては，「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＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功)」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「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)」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水

機能等により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，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い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のうち取水機能が喪失した場合については，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われ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。

以上により，本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(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」のうち取水機能が喪失した場合において，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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に，

対応手順の概要を第 2.4.1-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策の手順と設備との関係を第 2.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 20 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.1-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 20 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

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。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｄ．取水機能喪失の確認

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，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・プール冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。

取水機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

ｅ．残留熱除去系海水系の回復操作

取水機能喪失の確認後，残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

ｇ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型

ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

ｈ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）の7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｉ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｊ．緊急用海水系を用いた海水通水操作

取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。

緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

ｋ．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去

系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

１．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を継続的に実施する。

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（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間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，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。また，運転員等操作においては，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。

本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケン

スも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.4.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．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

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

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) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また，原子

炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）設定点到達で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(g)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(h)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^3t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。

(i)　緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が65℃に到達した時点で実施する。

(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa［gage］に到達した時点で実施する。また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。

(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（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.1-4 図から第 2.4.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.1-9 図から第 2.4.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 図から第 2.4.1-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。な

お，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により，原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，炉心の冠水が維持される。

その後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

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発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始することにより，格納容器圧力及び雰囲気温

度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.4.1-9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.4.1-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 13 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，

その後，約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.4.1.1）

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系により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で格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）並びに緊急用海水系を用

いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合

は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，外部電源がない場合でも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，最確条件とした場合，おお

むね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.4.1.2，2.4.1.3）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電

源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.1.2，2.4.1.3）

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する。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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チ

ェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，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遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.4.1.2）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な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，事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

（添付資料 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。この結果，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」の取水機能が喪失した

場合において重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.4.1.1（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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の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，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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，合計約 620m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.4.1.4）

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽

油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.4.1.5）

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷として常設代替交流電源設備から電源供給を考慮する負荷は約 2,781kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.4.1.6）

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」の取水機能が喪失した場合では，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による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」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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」の取水機能が喪失した場合において，原子炉隔離時冷却系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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」の取水機能が喪失

した場合に対して有効である。

第 2.4.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
取水機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールの冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，取水機能喪失を確認する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系海水系系統流量 Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

第 2.4.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	・取水機能喪失の確認後，残留熱除去系の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，常設の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量
緊急用海水系を用いた海水通水操作	・取水機能喪失の確認後，緊急用海水系を起動する。	緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・緊急用海水系の起動後，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

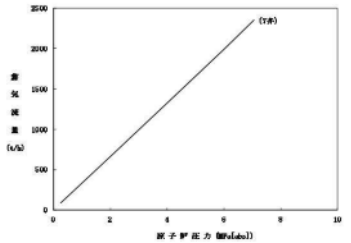
第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1／6）

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 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300ｔ／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料(Ａ型)と９×９燃料(Ｂ型)は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

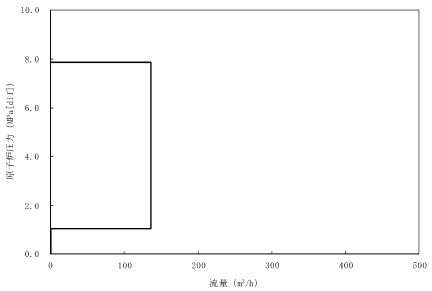
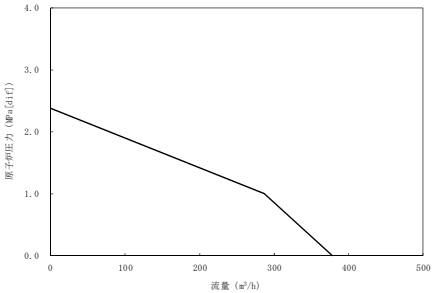
第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・ プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	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る崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい外部電源ありを設定

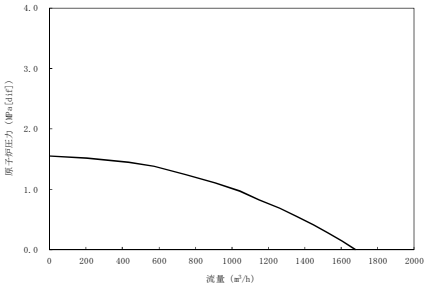
第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3／6）

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4／6）

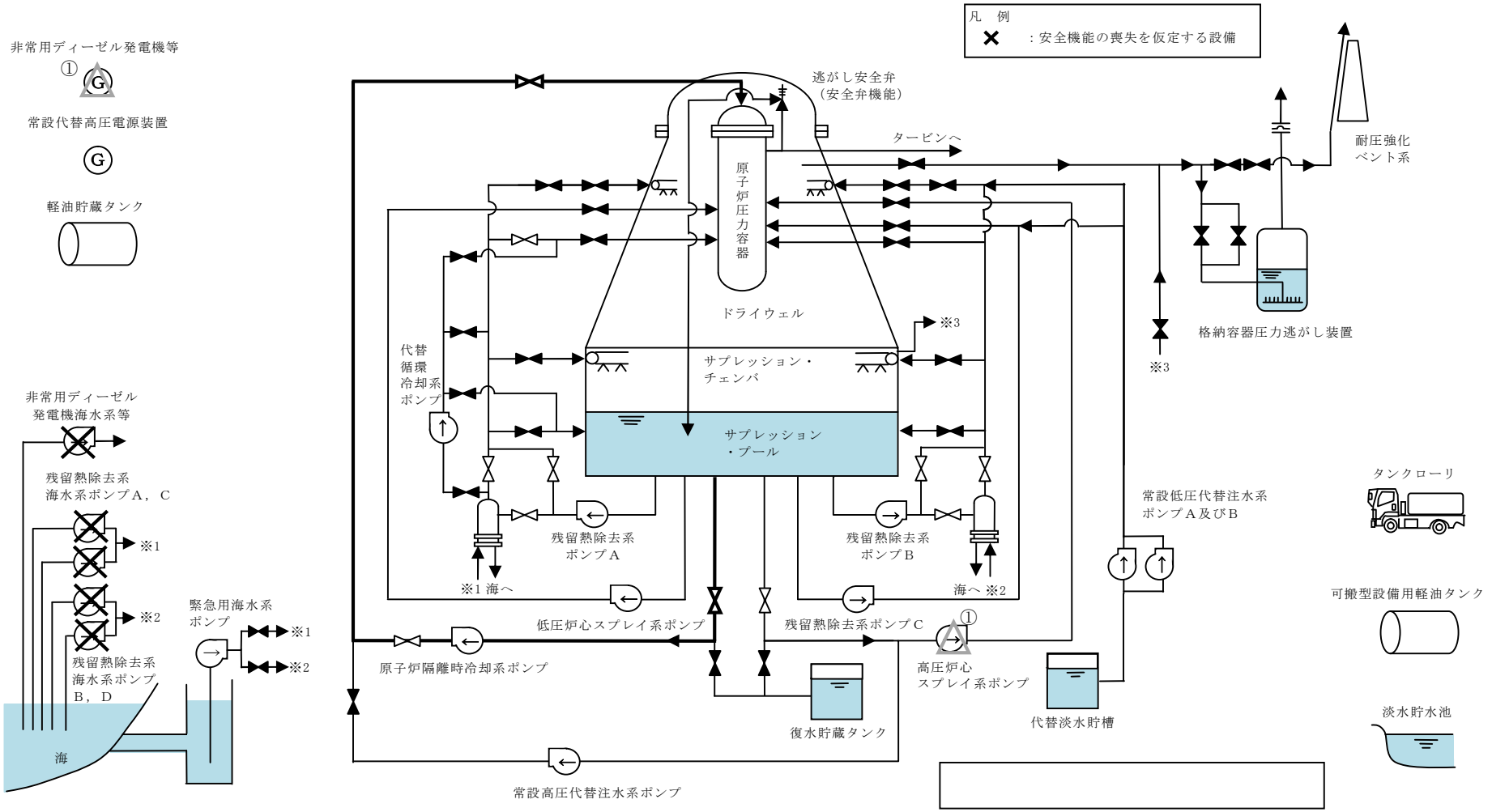
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 

第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5／6）

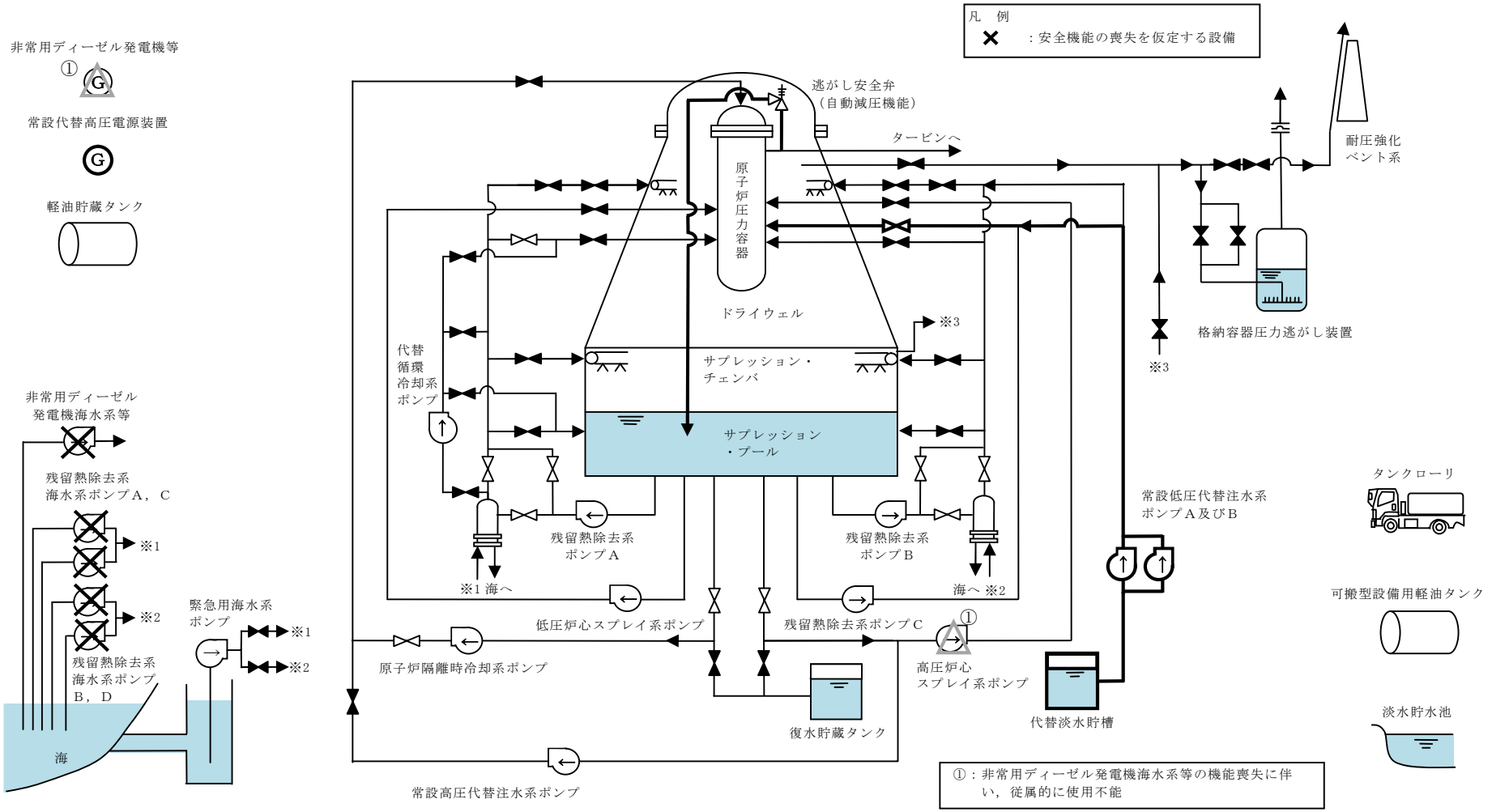
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m^3／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
	緊急用海水系	伝熱容量：約 24MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6／6）

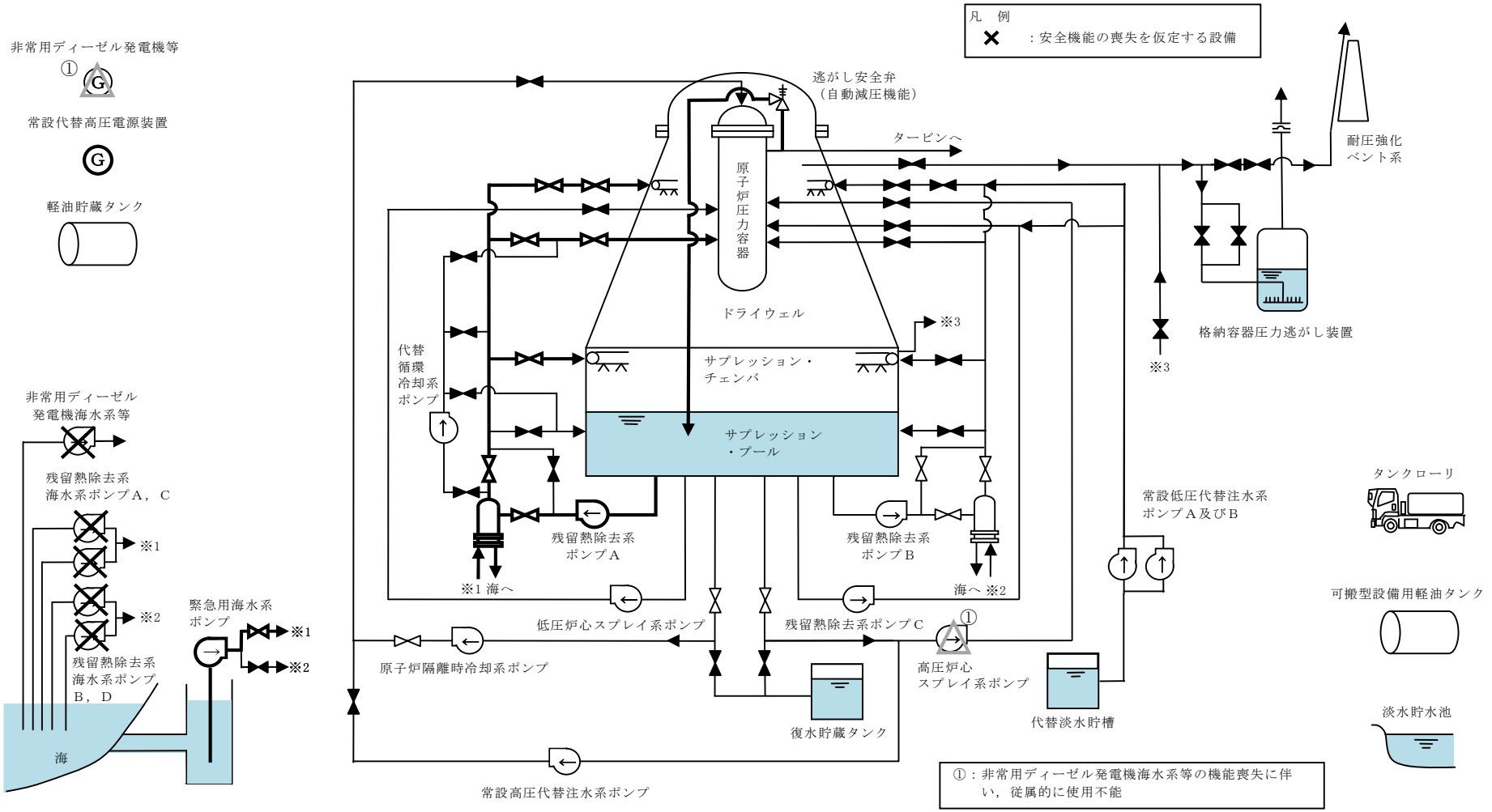
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転，サプレッション・チェンバ圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが，余裕時間を確認する観点で，評価上はサプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定 また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する



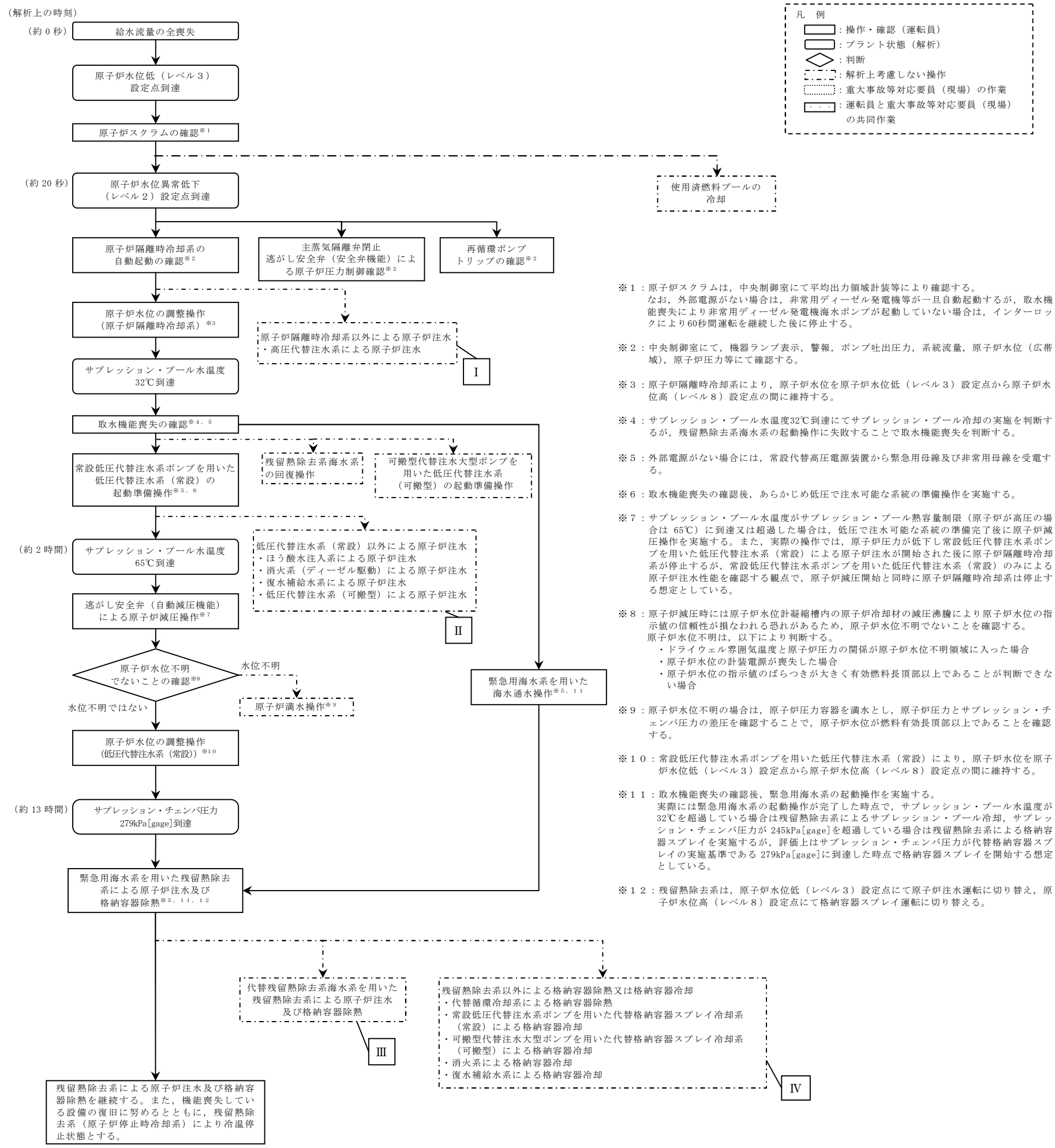
第 2.4.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図　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（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図　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（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



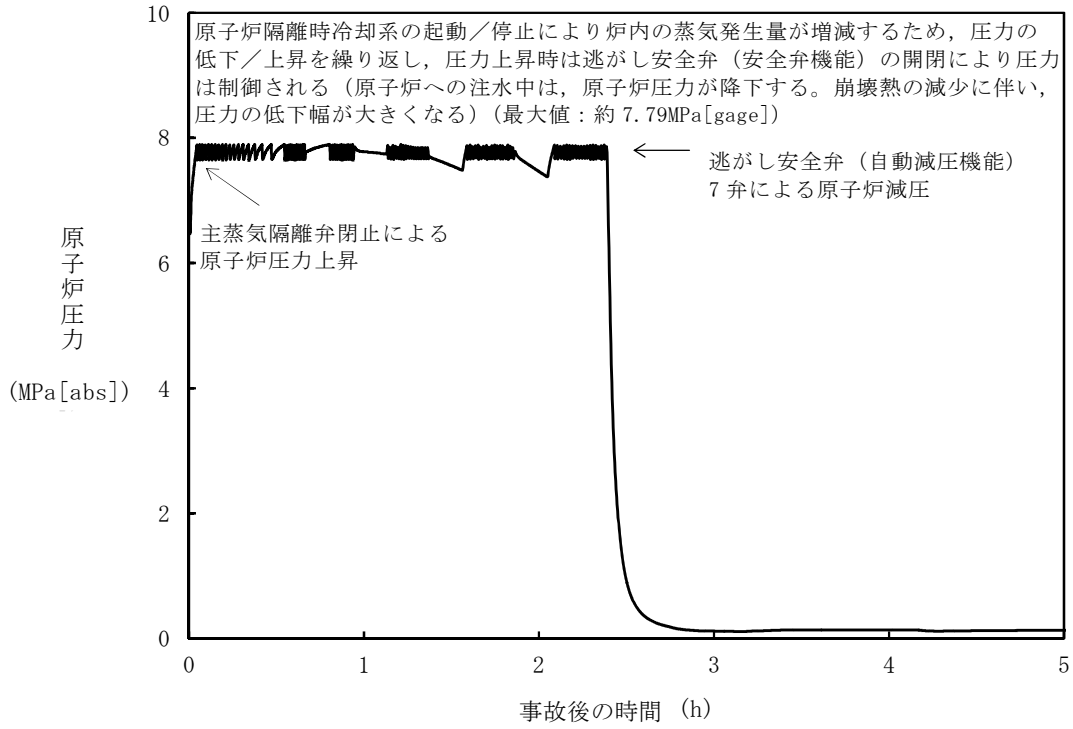
第 2.4.1-2 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要

操作項目	実施個所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備 考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		▽原子炉スクラム	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		▽プラント状況判断	
状況判断	２人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備	35 分	外部電源がない場合に実施する
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備	70 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作	8 分	外部電源がない場合に実施する
					●非常用母線受電	5 分	
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4 分	
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む

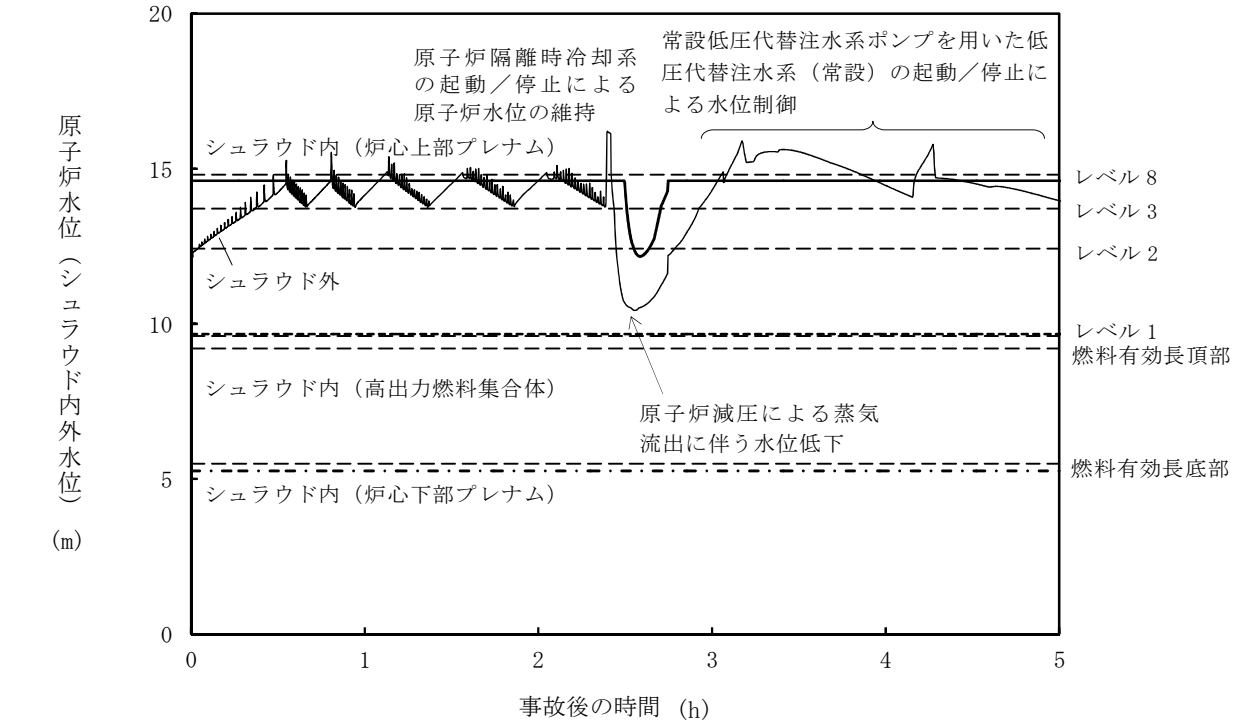
第 2.4.1-3 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1／2）

操作項目	実施個所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 0 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽約2時間　サプレッション・プール水温度65℃ ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3分	取水機能喪失後に実施する
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A			●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成	20分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作	2分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施する	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間を含む
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l			

第 2.4.1-3 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2／2）

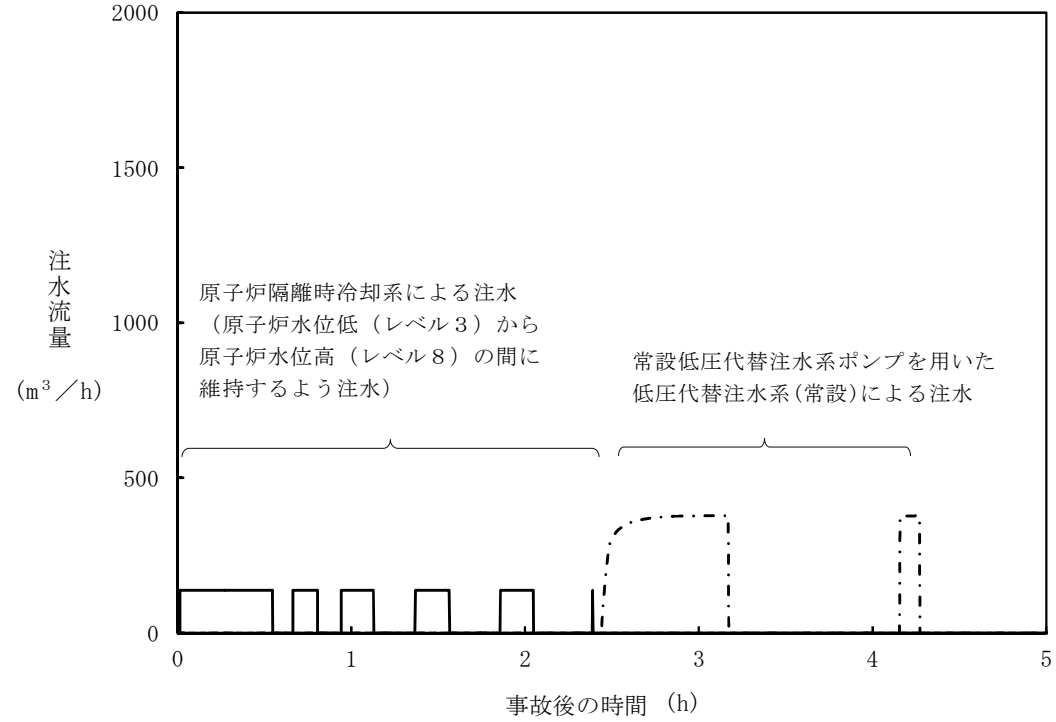


第 2.4.1-4 図　原子炉圧力の推移

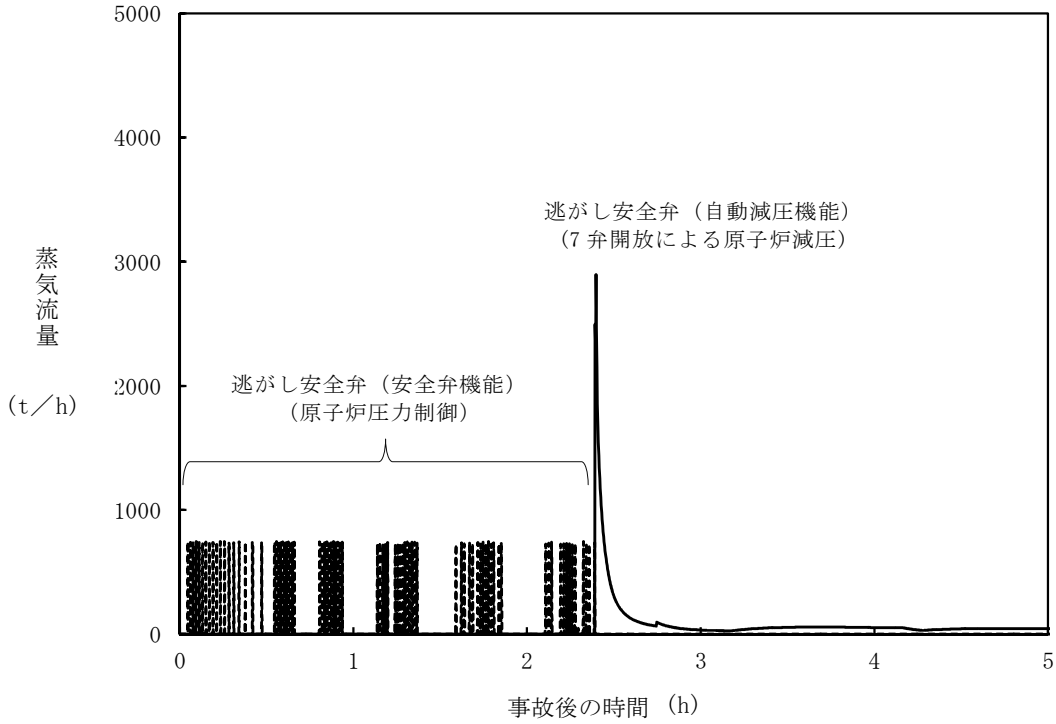


第 2.4.1-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

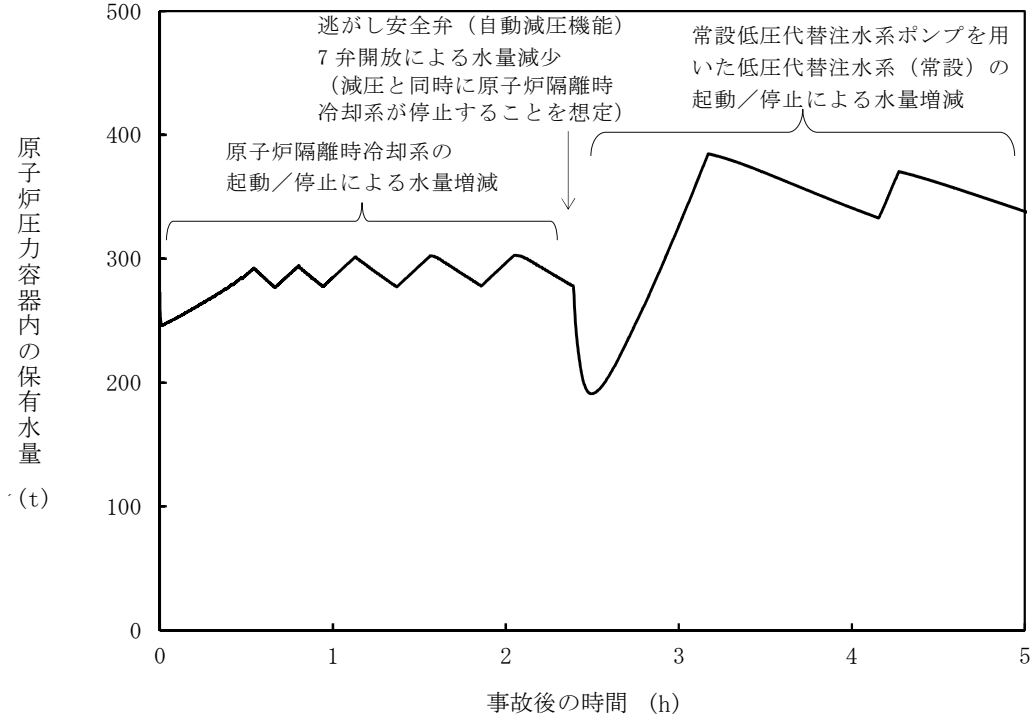
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



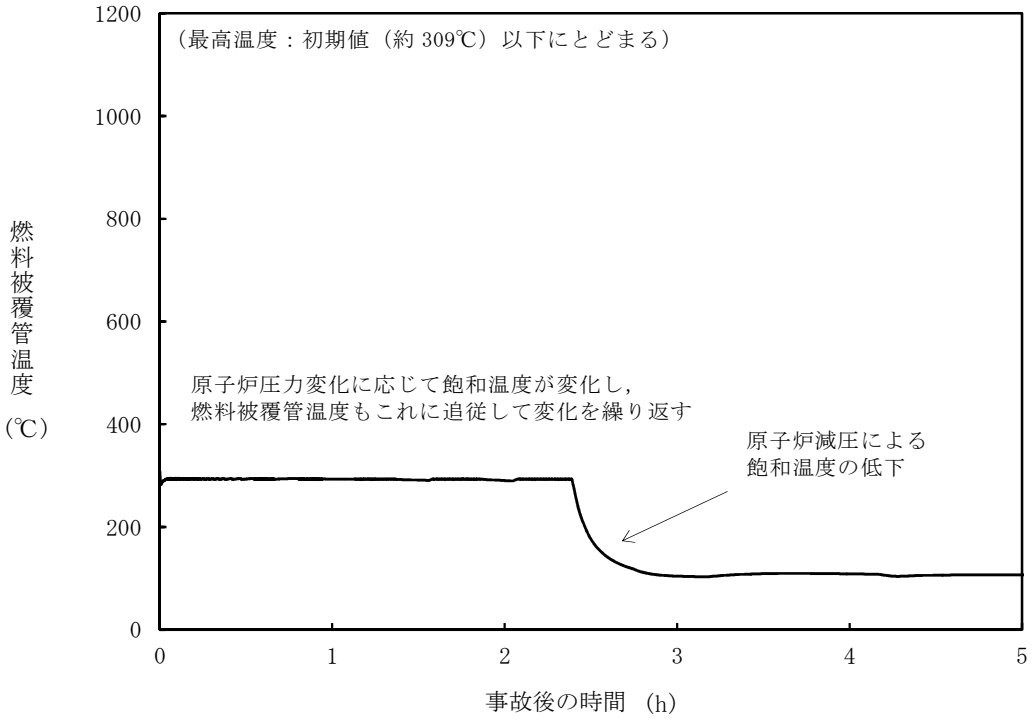
第 2.4.1-6 図　注水流量の推移



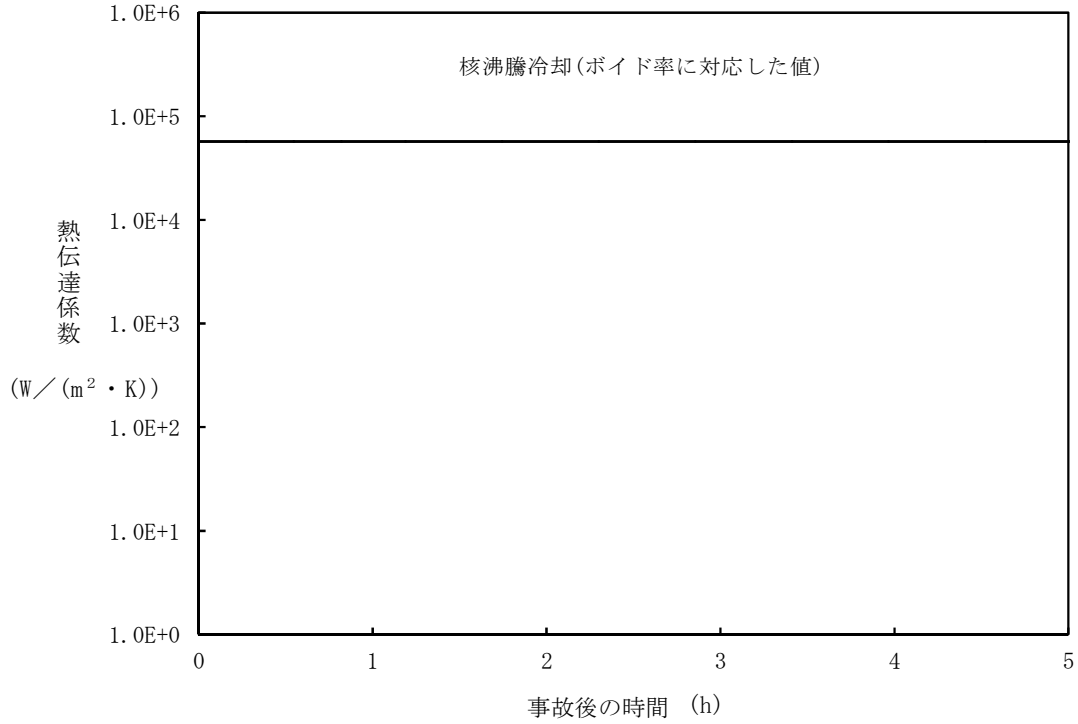
第 2.4.1-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



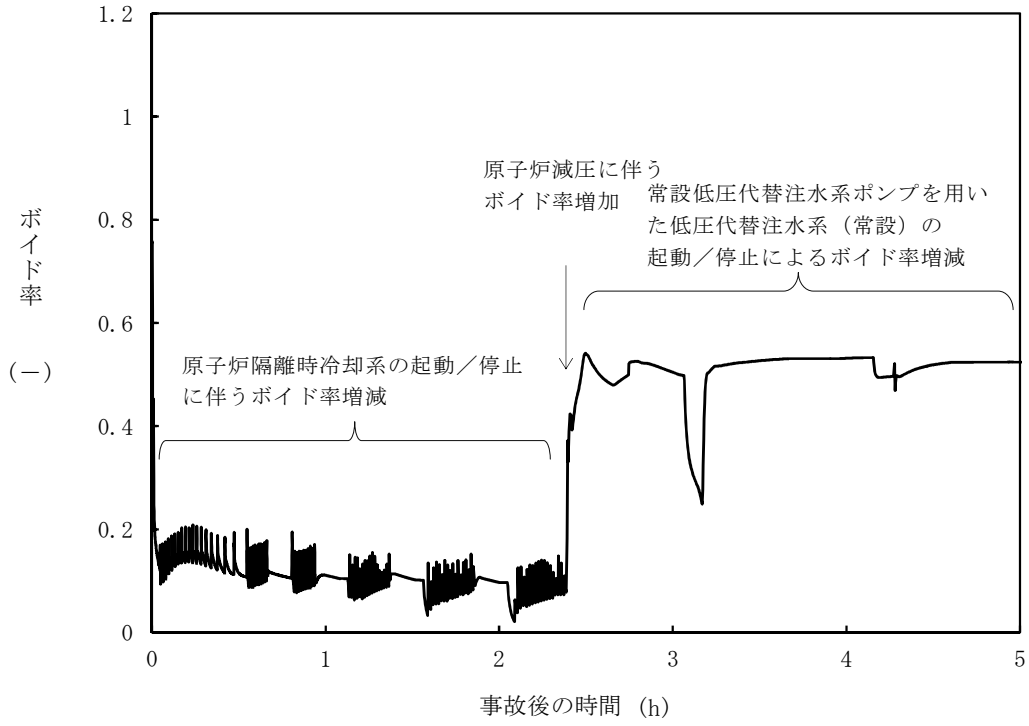
第 2.4.1-8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



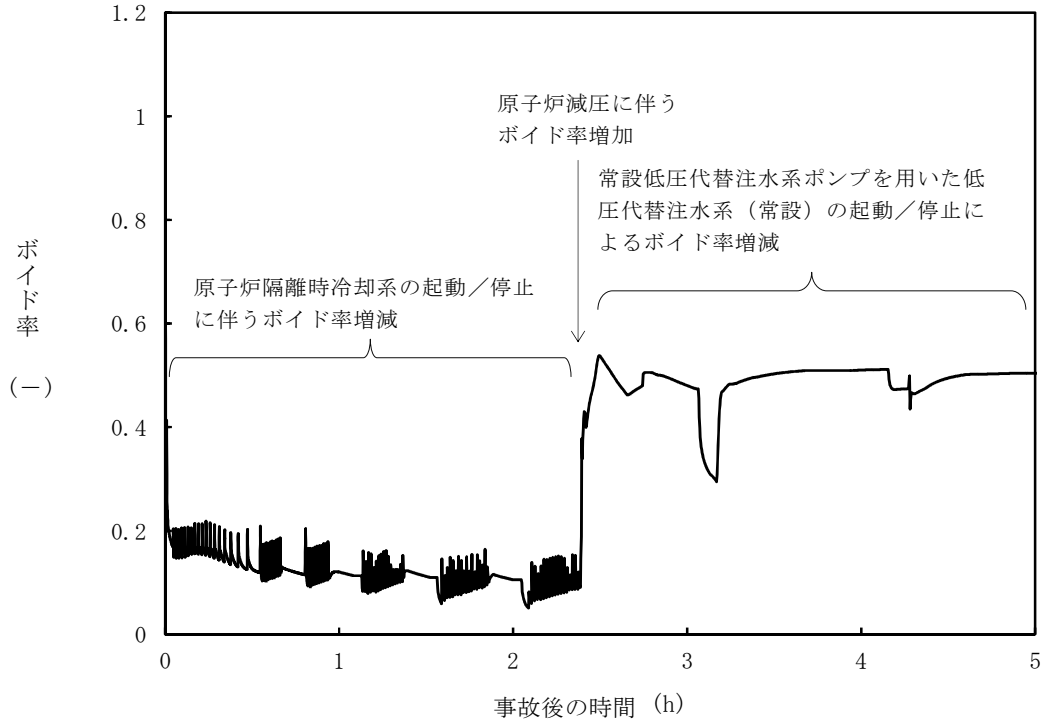
第 2.4.1-9 図　燃料被覆管温度の推移



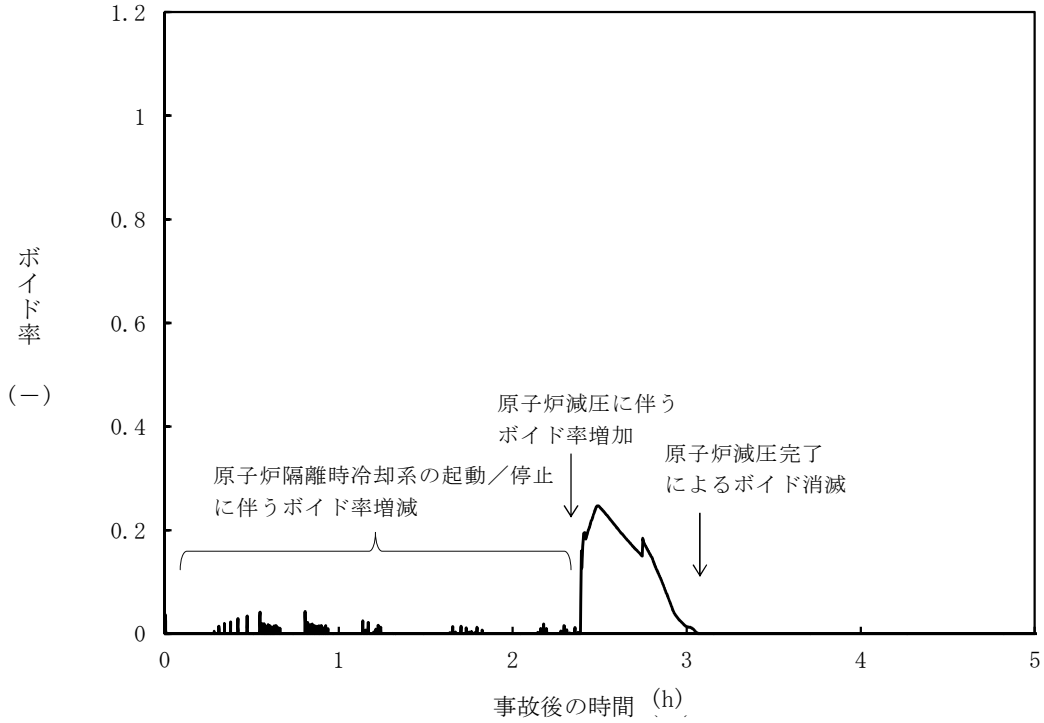
第 2.4.1-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



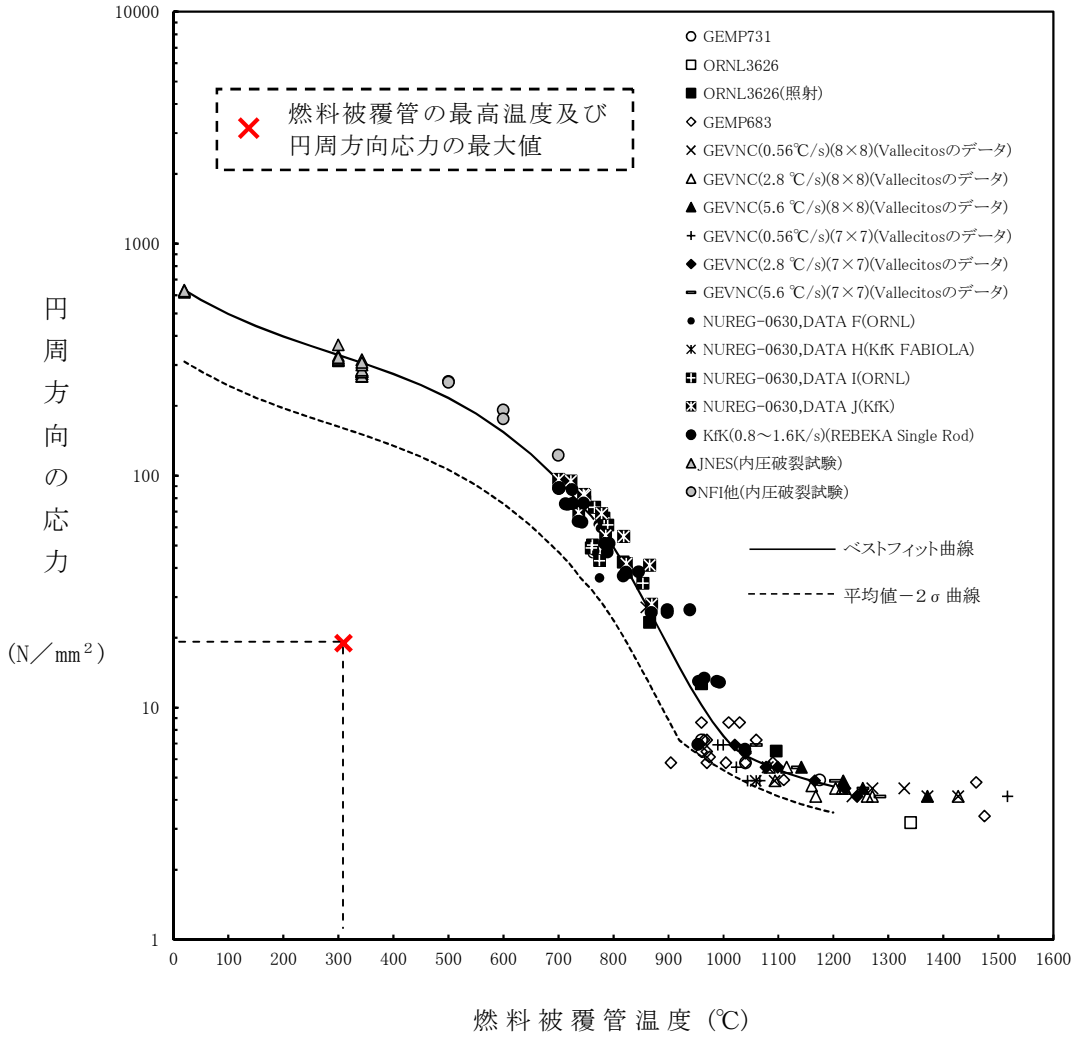
第 2.4.1-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



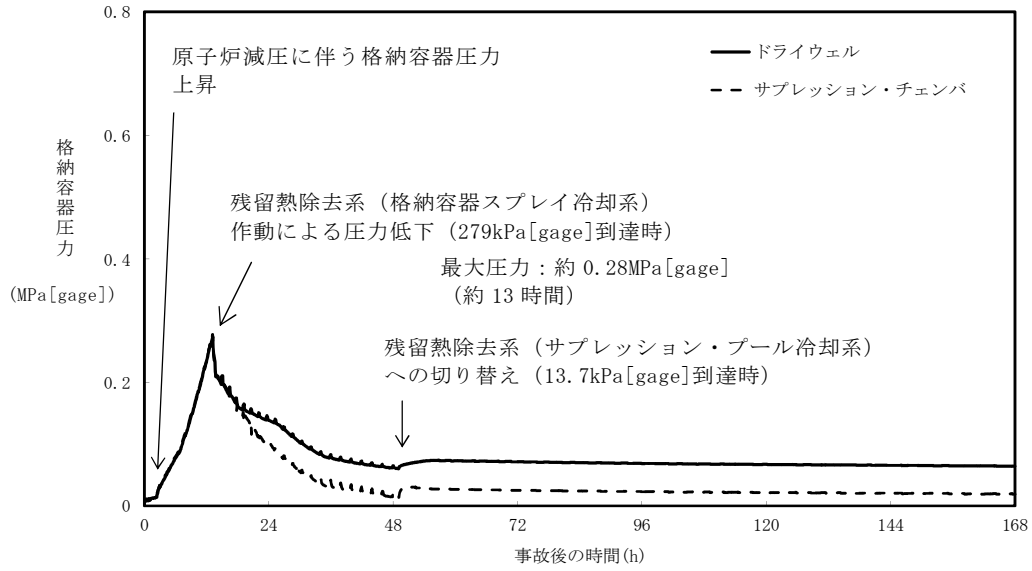
第 2.4.1-12 図　高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



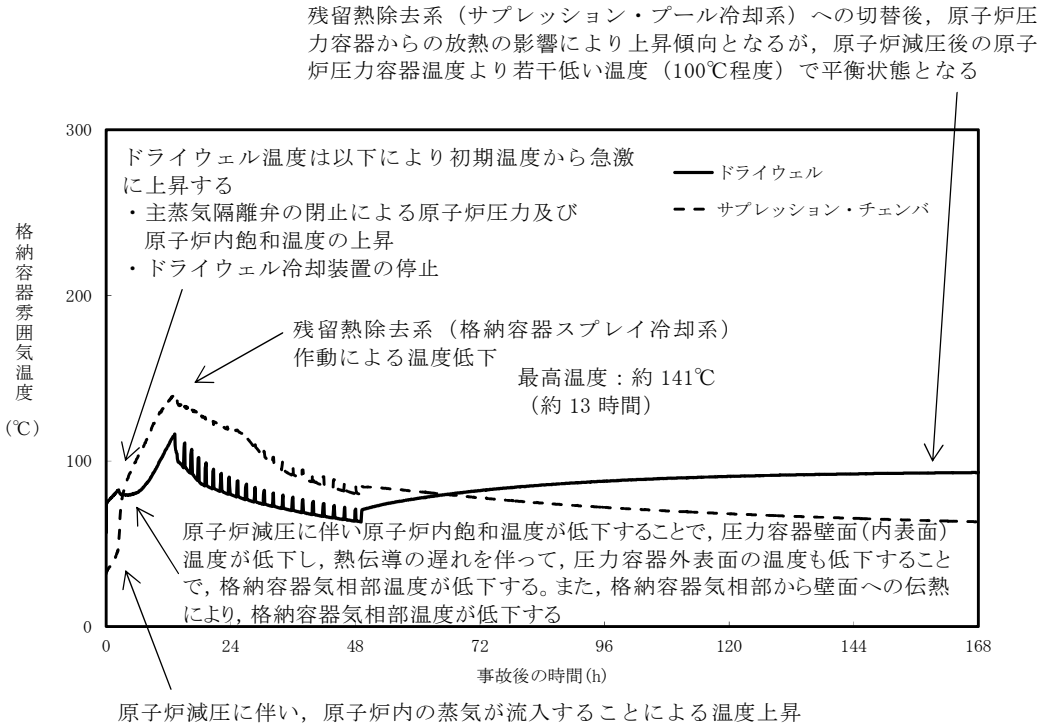
第 2.4.1-13 図　炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移



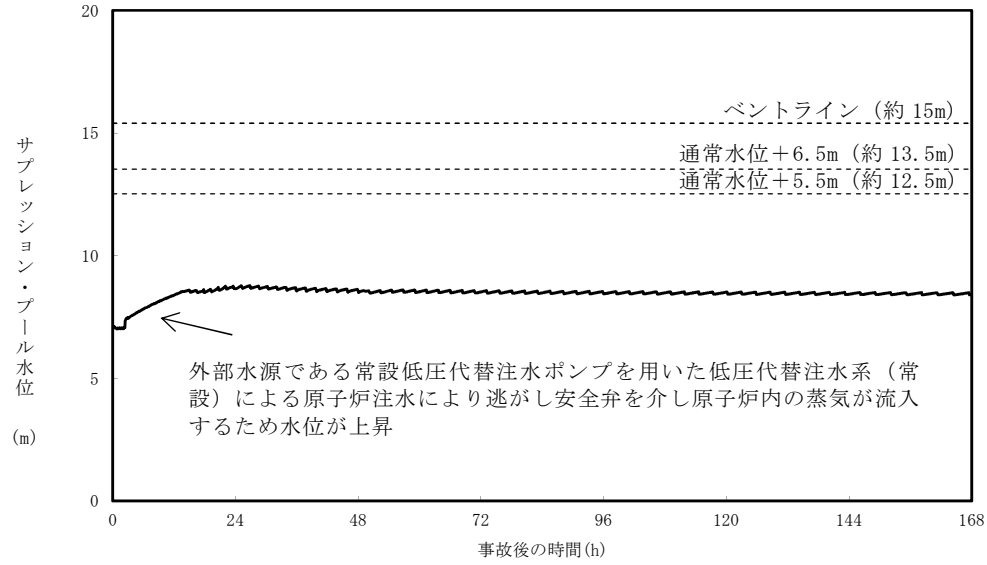
第 2.4.1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



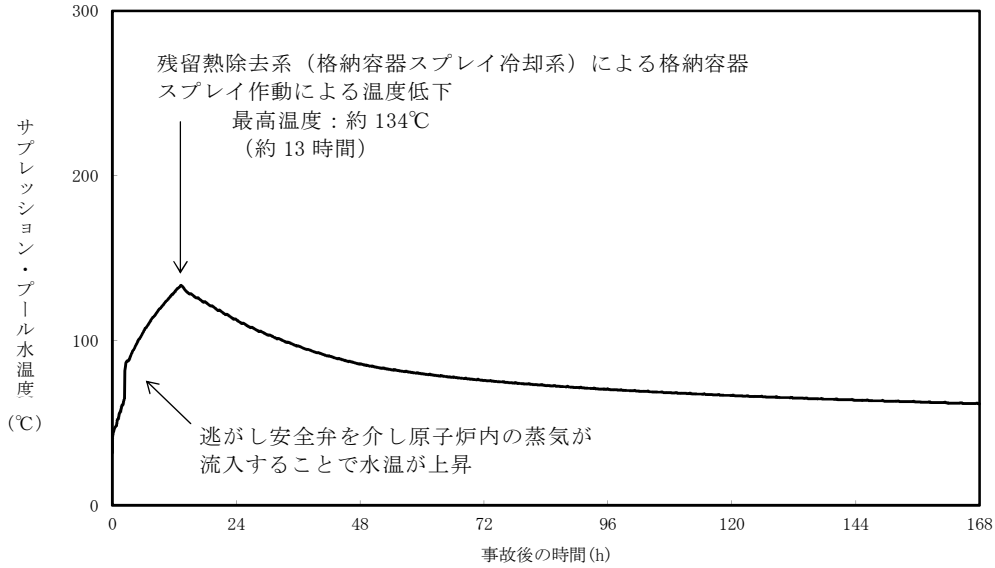
第 2.4.1-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.4.1-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.4.1-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については，以下のとおり。

原子炉安定停止状態	：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

<u>格納容器安定状態の確立について</u>

炉心冷却を継続し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，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，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定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。

第 1-2 表　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（ＳＡＦＥＲ）(2／2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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本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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく，炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため，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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よ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，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気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）	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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量（100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （A型）	装荷炉心ごと	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，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（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差はなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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。

第 2 表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	燃焼度 33GWd／t 以下（実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。また，格納容器圧力，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage]（実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	約 25～58℃（実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3（設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器体積（ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約 4,092m^3～約 4,058m^3 液相部： 約 3,308m^3～約 3,342m^3 （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転水位 -4.7cm）	7.000m～7.070m（実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%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，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%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・プール水温度	32℃	約 15～約 32℃（実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^3以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	運転時の異常な過渡変化の中で，原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	－	－
	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る崩壊熱除去機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい外部電源ありを設定	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	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。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる 原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる 原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
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）	（原子炉注水単独時（2台）） ・注水流量： 0～378m^3／h ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時（2台）） ・注水流量： 0～378m^3／h以上 ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には，注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間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。	最確条件とした場合には，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（低圧注水系）	・注水流量： 0～1,676m^3／h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，注水後の調整操作であり，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，おおむね注水開始後の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
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10^{3}t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	緊急用海水系	約24MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	約24MW以上 （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気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が大きくなる。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／2）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づきサプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	【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・プール水温を継続監視しており，また，逃がし安全弁による原子炉減圧の操作実施基準（サプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約 2 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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くなる可能性があるが，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，評価項目に与える影響はない。 解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な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，事象発生から少なくとも8時間程度の操作時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約 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。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／2）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	実際には緊急用海水系の準備が完了した時点のパラメータにより，サプレッション・プール冷却運転等を開始するが，評価上は，操作余裕時間を確認する観点で，サプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で開始するものと設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約13時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は，事象発生の約13時間後に実施するもの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（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力279kPa[gage]到達時に，残留熱除去系による格納容器スプレイを実施し，操作時間は約6分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について

1. はじめに

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)」においては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。

外部電源がない場合は，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機の冷却水の冷却手段が喪失することから全交流動力電源喪失となるが，本事故シーケンスグループの有効性評価では外部電源がない場合も考慮して運転員等操作時間を設定していることから，対応手順や運転員等操作時間に与える影響はない。しかしながら，実際には，冷却水の冷却手段を喪失した場合でも，非常用ディーゼル発電機は起動可能であり，一定時間の電源供給が行われると考えられることから，これによる影響について考察する。

2. 非常用ディーゼル発電機による給電の影響について

外部電源喪失時に取水機能が喪失した場合，冷却水の供給手段が喪失した状態で非常用ディーゼル発電機が自動起動することで，全交流動力電源喪失は回避される。その後，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され，原子炉水位が維持される。

この際，自動起動した非常用ディーゼル発電機は，冷却水の供給手段を喪失しているため，運転継続によって冷却水及び潤滑油温度が上昇し，インターロックにより停止する。非常用ディーゼル発電機が停止するまでの対応は，中央制御室のみで実施可能であり，要員の配置に与える影響はなく，また，

その後の対応手順は，非常用ディーゼル発電機の機能喪失を最初から想定した場合と同様である。なお，非常用ディーゼル発電機が起動することによって，待機中の機器が自動起動するが，プラントに悪影響を及ぼすものではない。

3. まとめ

取水機能が喪失し，冷却水の冷却手段が喪失した場合も非常用ディーゼル発電機は自動起動するが，冷却水の冷却手段がないことにより非常用ディーゼル発電機がインターロックにより自動停止するまで給電が行われ，全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり，対応手順に影響を及ぼすことはない。

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））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃に到達する事象発生約 2 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

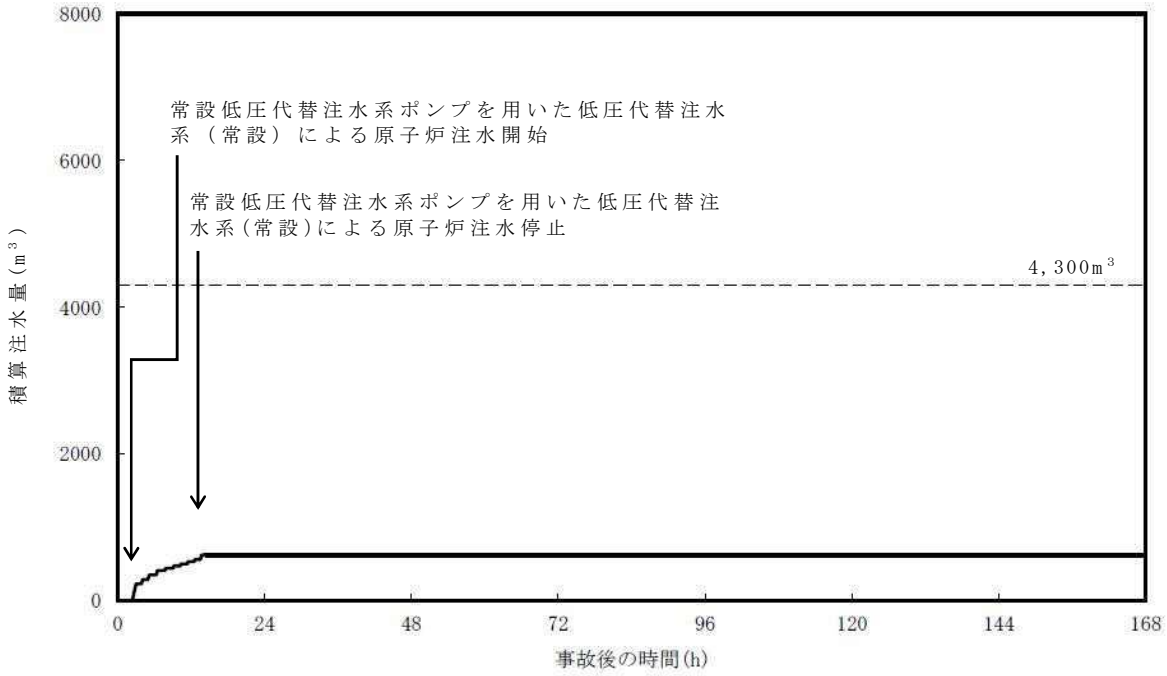
事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生約 2 時間以降は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低

圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間までに残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 620m^3 である。



第 1 図　外部水源による積算注水量

（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 620m^3 必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300m^3 の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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））

事象: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。

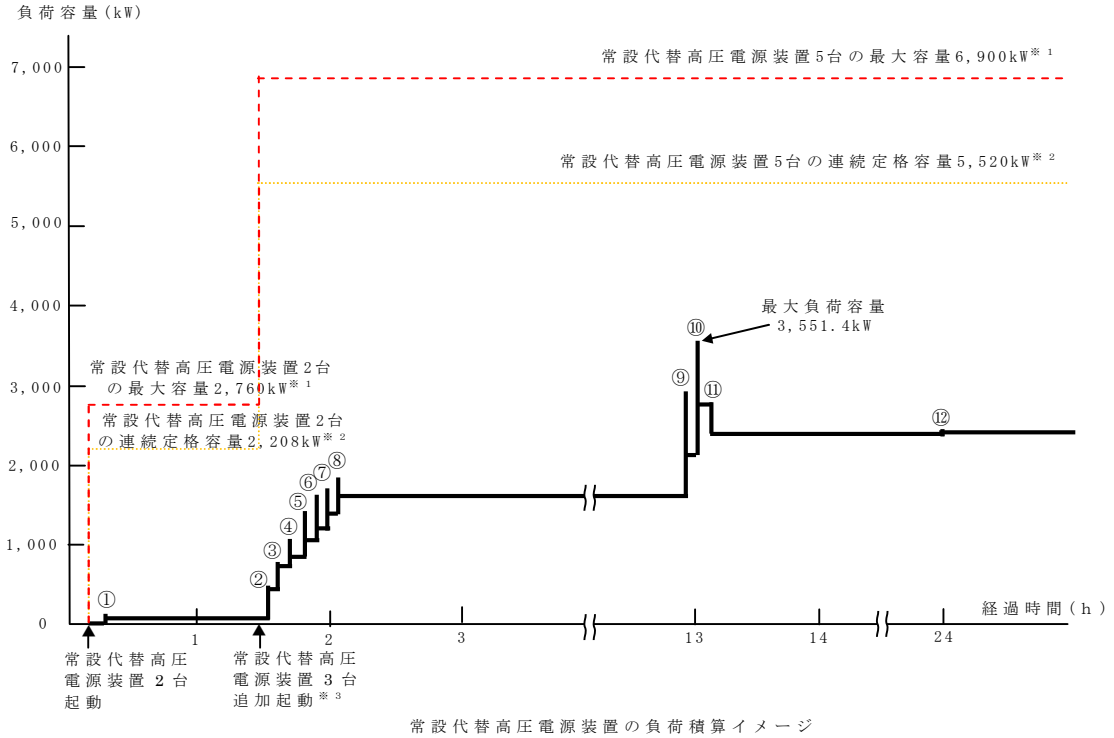
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の連続運転負荷容量（kW）
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	1,066.4	848.8
⑤	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	1,428.7	1,066.5
⑥	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	1,646.5	1,227.0
⑦	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	1,711.4	1,417.0
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	1,901.4	1,607.0
⑨	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	2,943.2	2,127.0
⑩	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,551.4	2,780.3
⑪	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	－380	—	2,400.3
⑫	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	2,479.8	2,422.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

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としては,「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＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功)」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」,⑧「サポート系喪失(自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋)ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗(ＨＰＣＳ成功)」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「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)」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により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，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器

破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が失われ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。

以上により，本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，代替の残留熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(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」のうち残留熱除去系が故障した場合において，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，高圧炉心スプレイ系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.4.2-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.4.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員17名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員5名である。

初動対応要員の内訳は，発電長1名，副発電長1名，運転操作対応を行う運転員5名，通報連絡等を行う災害対策要員2名，現場操作を行う重大事故等対応要員8名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員17名及び招集要員5名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

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。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに,再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合は，ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｄ．崩壊熱除去機能喪失の確認

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。

崩壊熱除去機能喪失の確認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。

ｅ．残留熱除去系の回復操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後，低圧で注水可能な系統※として，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。

※：本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C 系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。また，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。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｉ．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠

隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

j．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

k．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）等である。

また，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のベントラインが水没しないことを確認する。

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のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

l．可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，

代替淡水貯槽水位である。

ｍ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降,炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

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（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間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，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。

本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心

損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．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等により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

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)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原

子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　高圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，最小流量特性（375～1,419m^3／h，注水圧力：0～7.65MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。

(f)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，

原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

低圧代替注水系（常設）と同じ常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]において，13.4kg／sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。

(b)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系

（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[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（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.4.2-4 図から第 2.4.2-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.2-9 図から第 2.4.2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-15図から第2.4.2-18図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉

水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。

その後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa［gage］に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点でサプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを

用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約28時間後にサプレッション･チェンバ圧力が310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより,格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため,これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第2.4.2-9図に示すとおり，炉心の冠水が維持され,初期値(約309℃)以下にとどまることから,評価項目である1,200℃を下回る。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，評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は，第2.4.2-4図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa程度）を考慮しても，約8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は,第2.4.2-15図に示すとおり,崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約28時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにか

かる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.4.2-16 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 2.4.2-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.4.2-15 図及び第 2.4.2-16 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施時の敷地境界での実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」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。

（添付資料 2.4.2.1）

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また，代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系等により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で格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(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実施する重要事象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプ

レイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.2.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.2-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，

運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなる

が，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評

価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.2.2）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「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する。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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間とし

て，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子

炉注水）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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，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による格納容器除熱は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント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，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料2.4.2.2）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水）は，原子炉隔離時冷却系による注水持続が可能な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，事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。なお，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり，この場合は更に余裕時間がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，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。この結果，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」の残留熱除去系が故障した場合において重大事故等対策に必要な要員は，「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 17 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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から時間以内に参集可能な要員の 71 名で確保可能である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の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，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却

については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,410m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

（添付資料 2.4.2.3）

b．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の

継続が可能である。

（添付資料 2.4.2.4）

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.4.2.5）

2.4.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の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，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の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，高圧炉心スプレイ系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び納容器圧力逃がし装置による格納

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」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+ＲＨＲ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，高圧炉心スプレイ系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに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，安定状態を維持することができる。

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，周辺公衆に対して著しい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の影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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」の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，高圧炉心スプレイ系，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用

いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（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(1／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。	主蒸気隔離弁 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（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(2／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
崩壊熱除去機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，崩壊熱除去機能喪失を確認する。	－	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
残留熱除去系の回復操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（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(3／5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設))	・原子炉減圧により常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	残留熱除去系海水系 代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 残留熱除去系海水系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（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(4／5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション･チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，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による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（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(5／5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

有効性評価上考慮しない操作

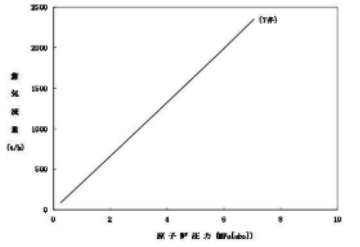
第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／6）

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 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t ／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として，通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定

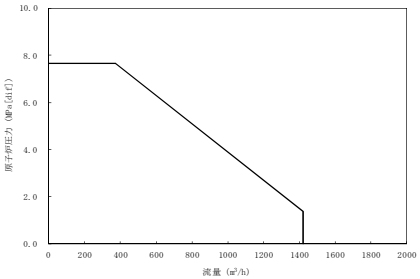
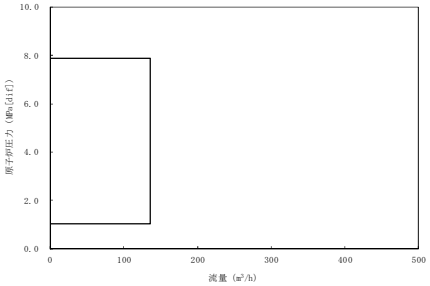
第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽及び水源補給に用いる北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	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る崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

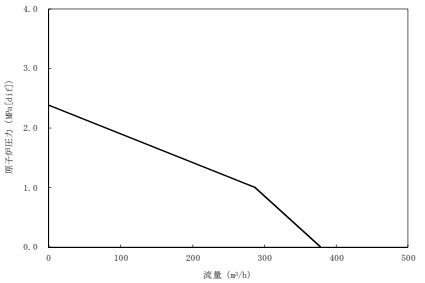
第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3／6）

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4／6）

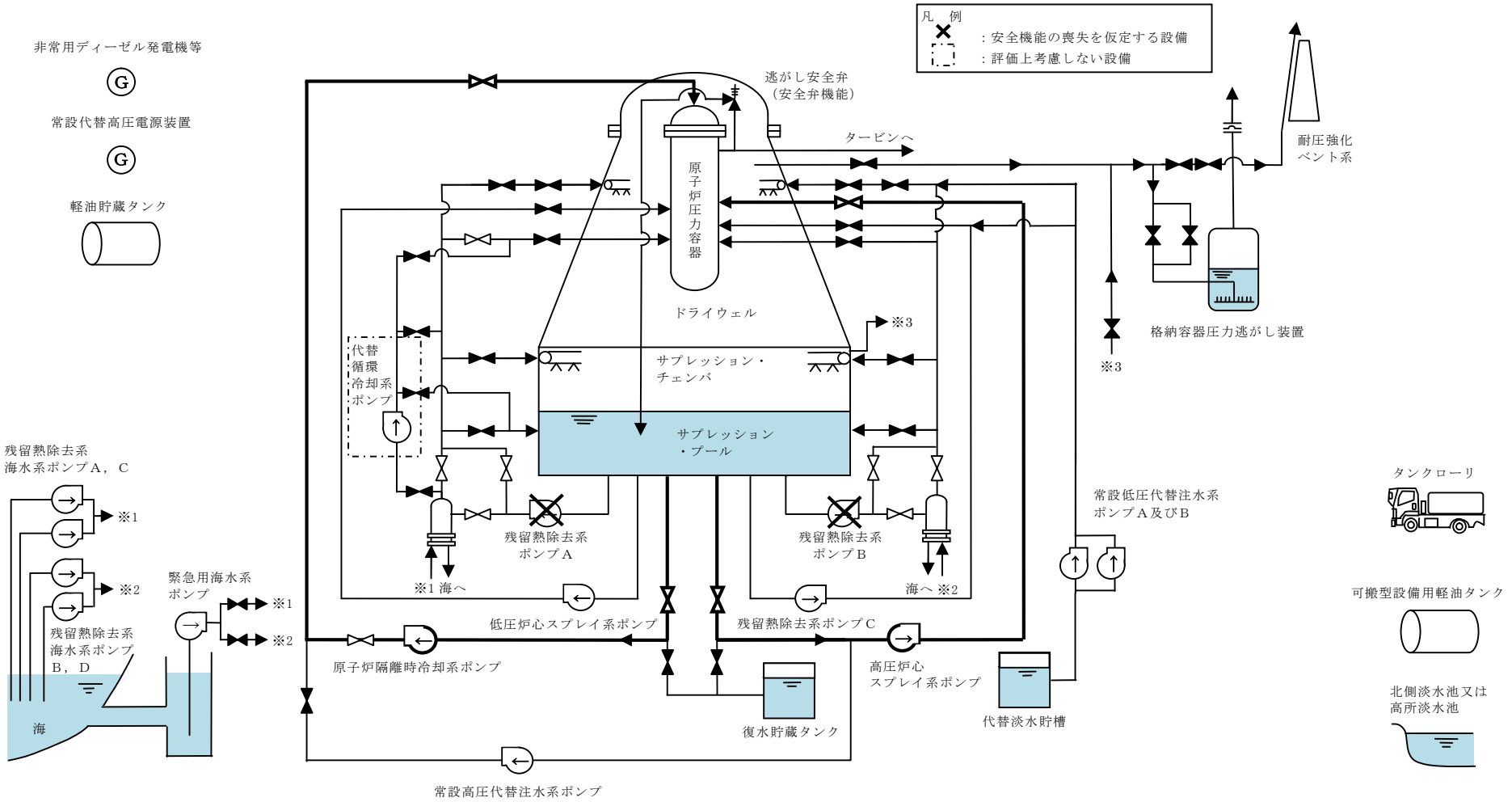
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性 ・注水流量：375～1,419m^3／h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：　1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 

第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5／6）

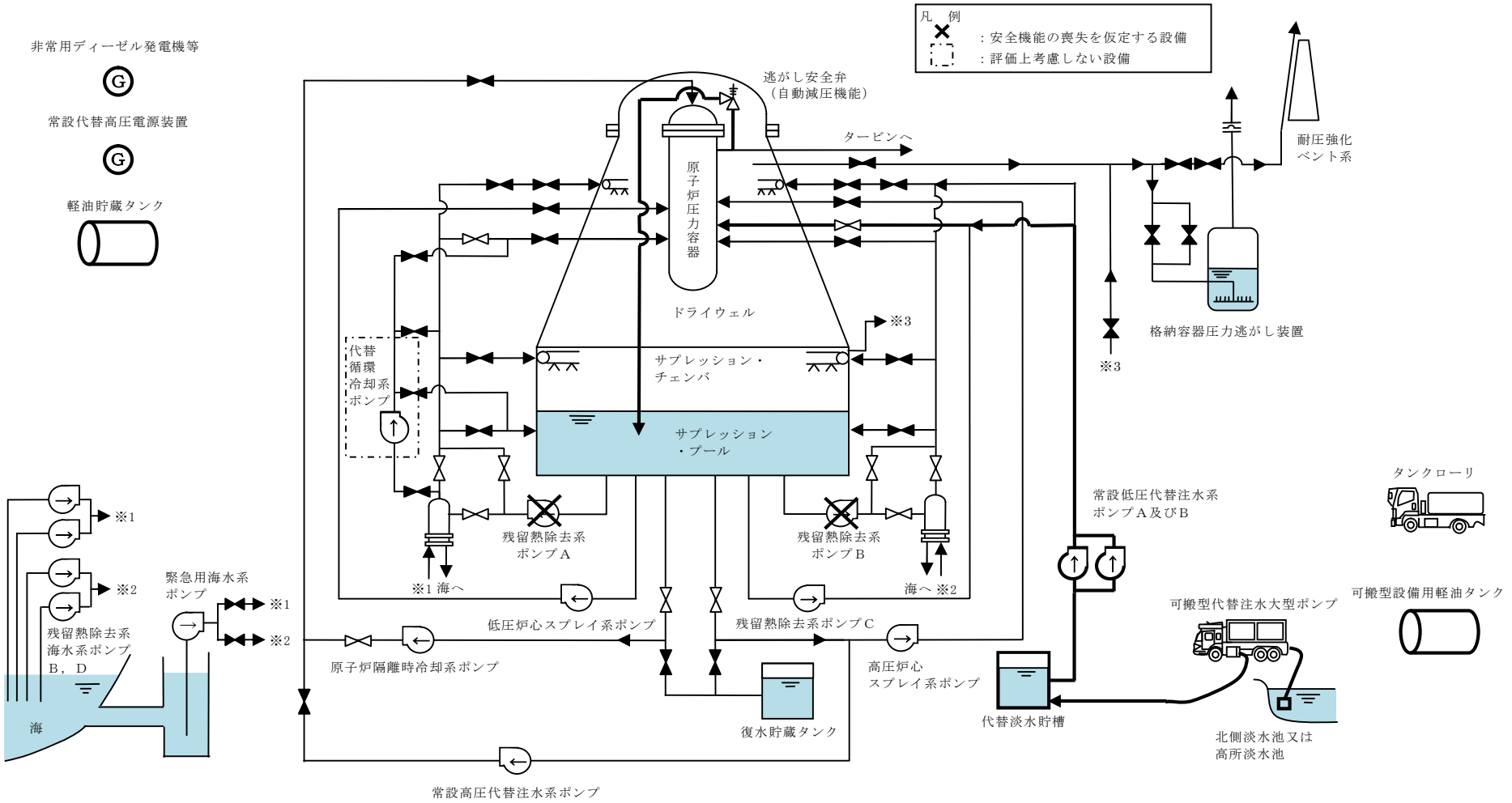
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.4.2-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6／6）

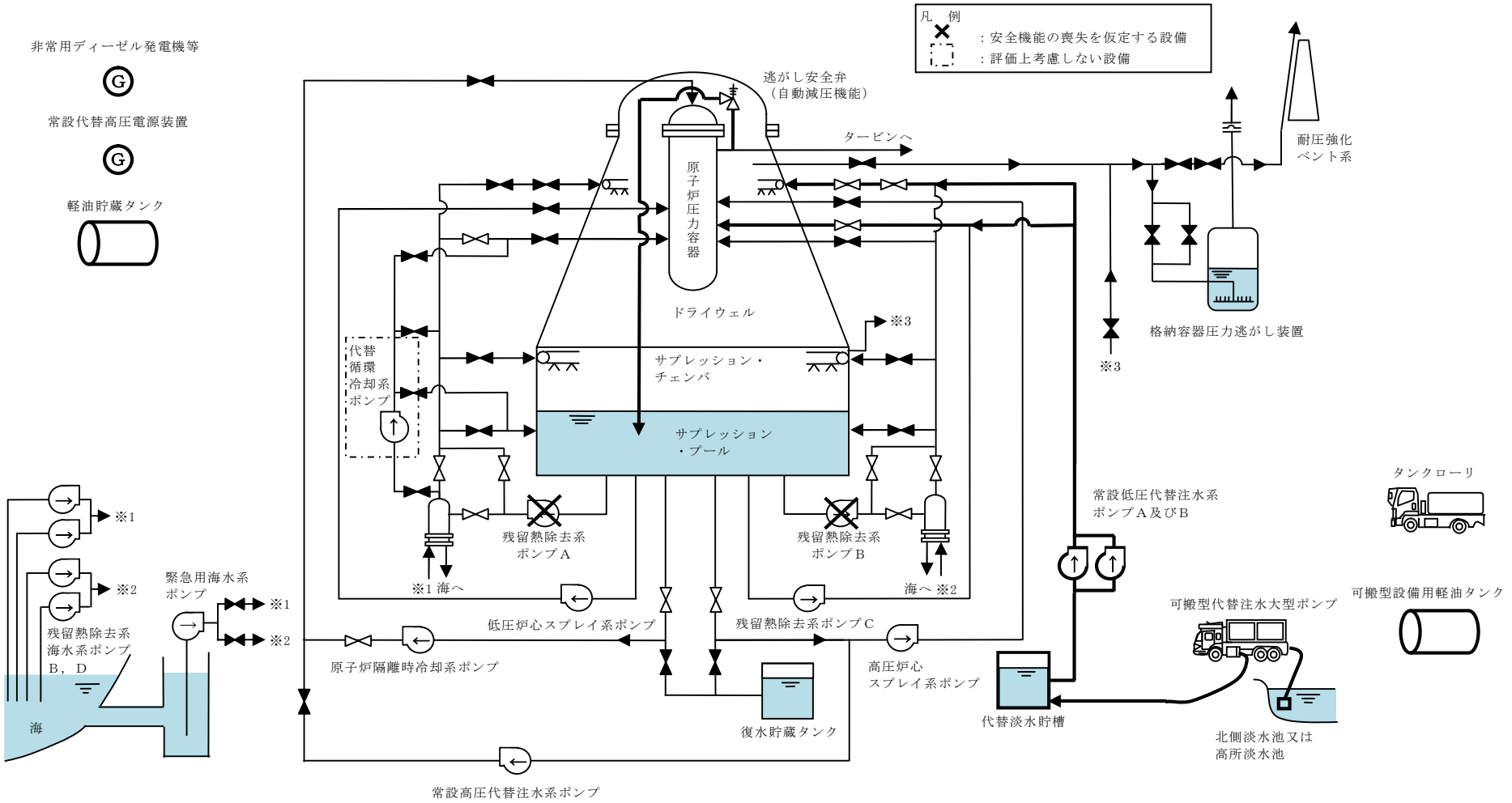
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



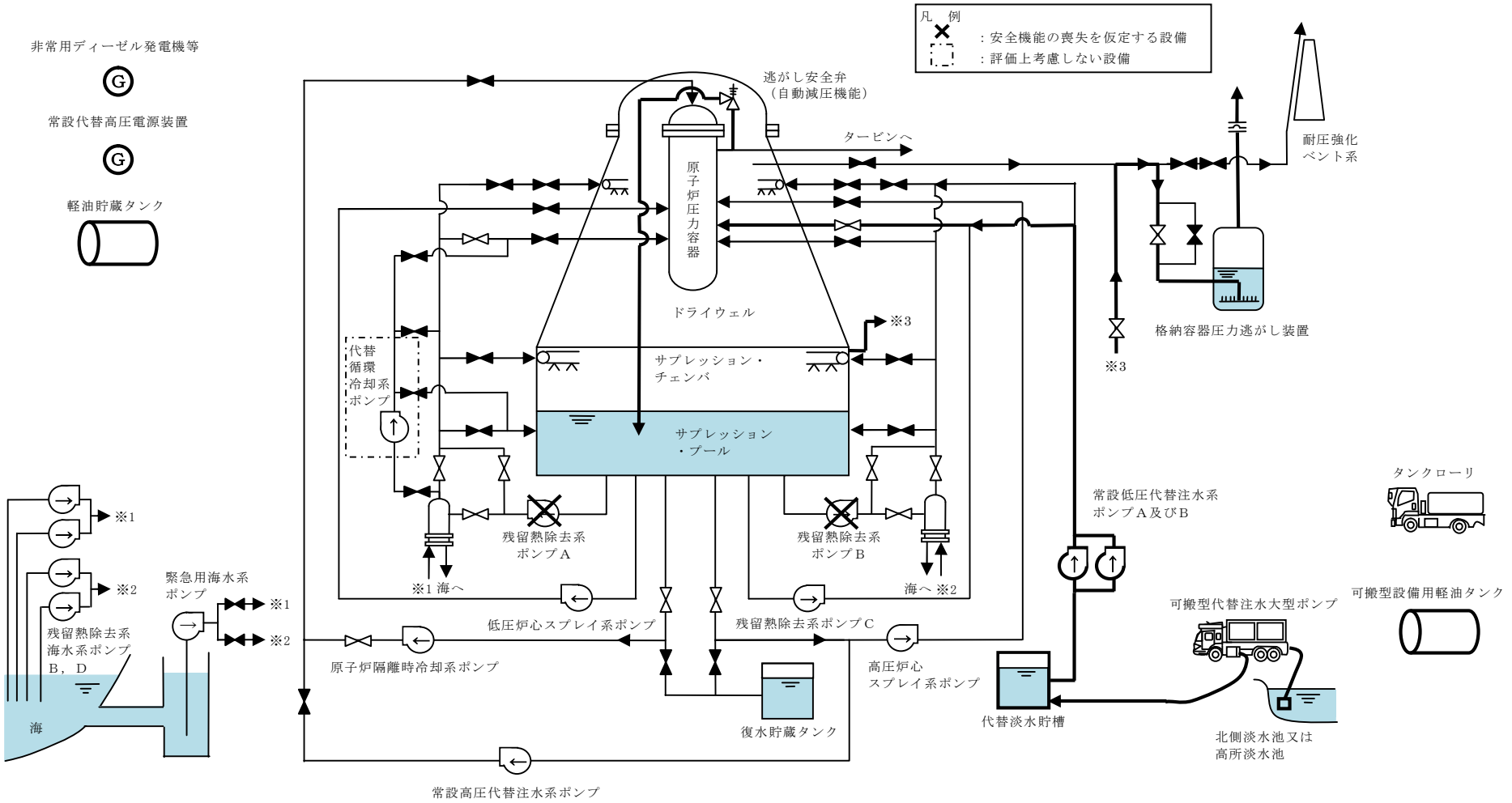
第 2.4.2-1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／4）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



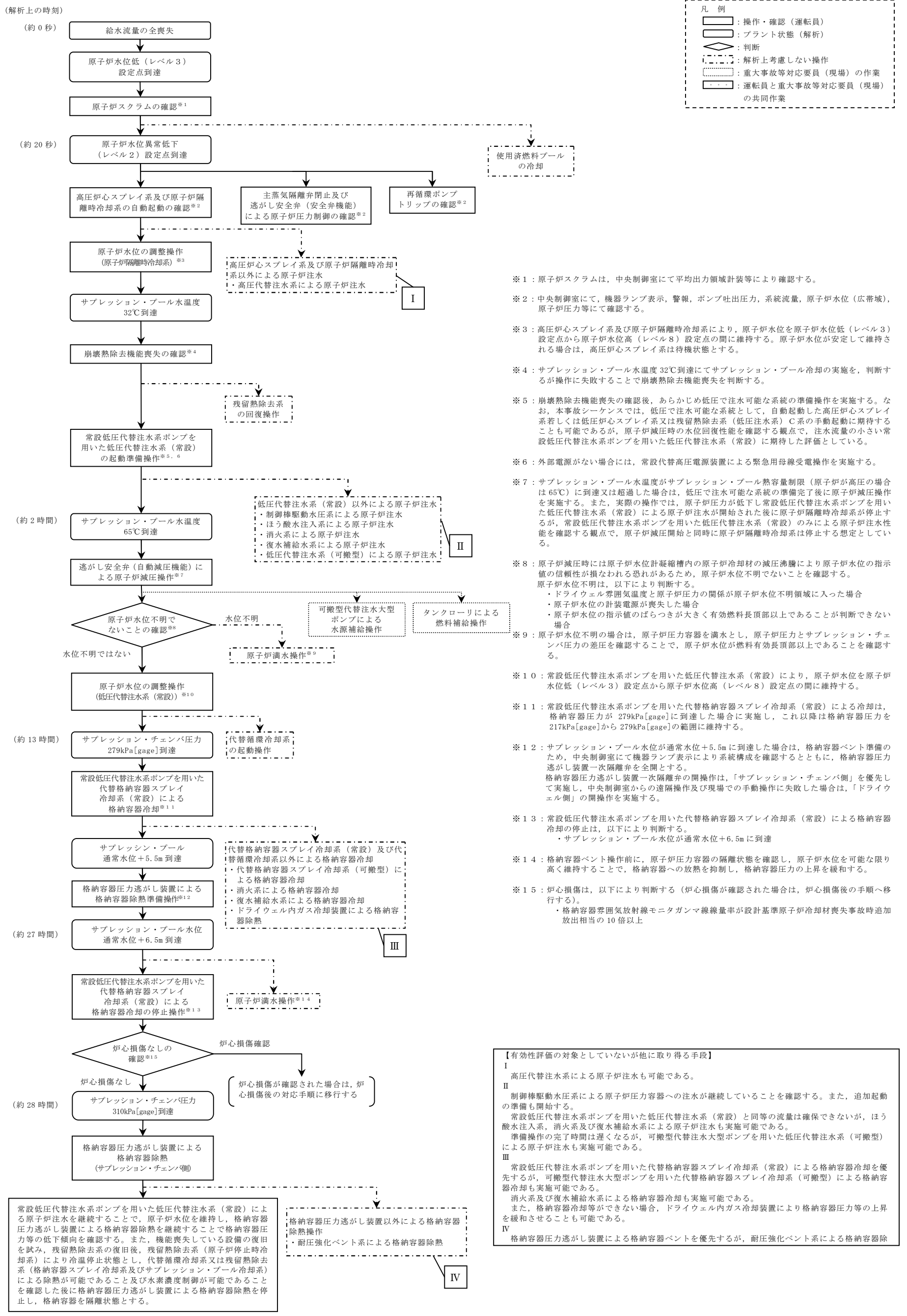
第 2.4.2-1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.2-1 図　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（3／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.4.2-1 図　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（4／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器除熱段階）



※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※３：高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４：サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を，判断するが操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５：崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※９：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１１：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施し，これ以降は格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持する。

※１２：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１３：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１４：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

※１５：炉心損傷は，以下により判断する（炉心損傷が確認された場合は，炉心損傷後の手順へ移行する）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
Ⅱ
制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。
準備操作の完了時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
消火系及び復水補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
Ⅳ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除

第 2.4.2-2 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の対応手順の概要

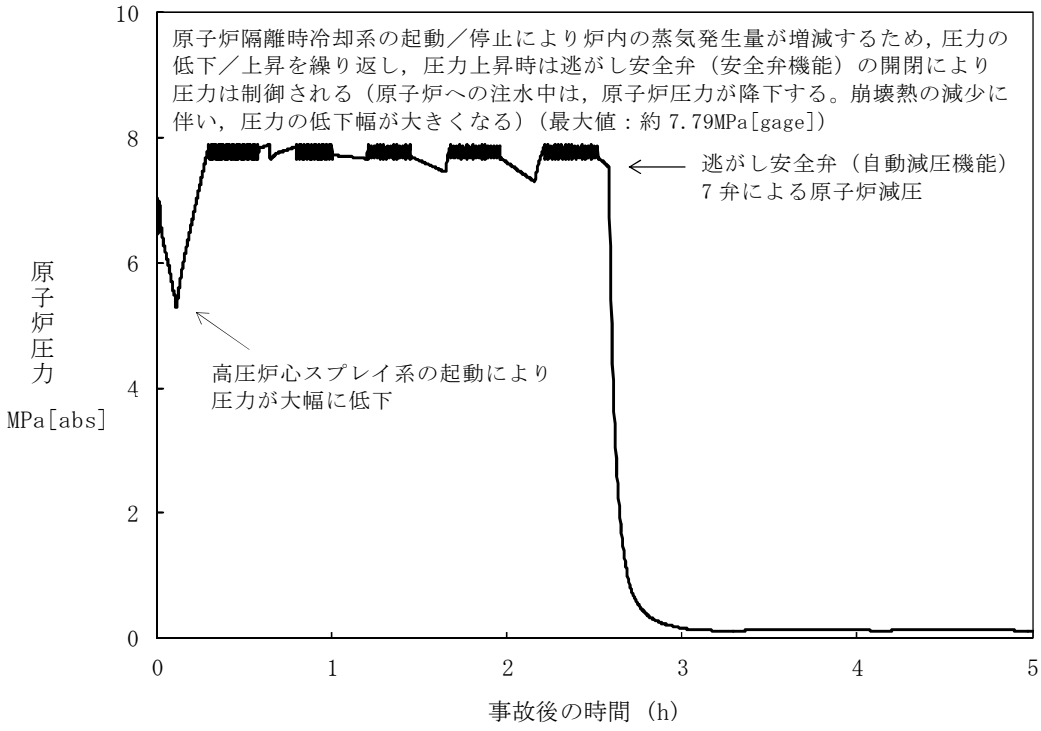
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
状況判断	2人 A,B	－		●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機の自動起動確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系自動起動の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする	
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）	10 分	
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C,D	－	●残留熱除去系の機能回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	

第 2.4.2-3 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1／2）

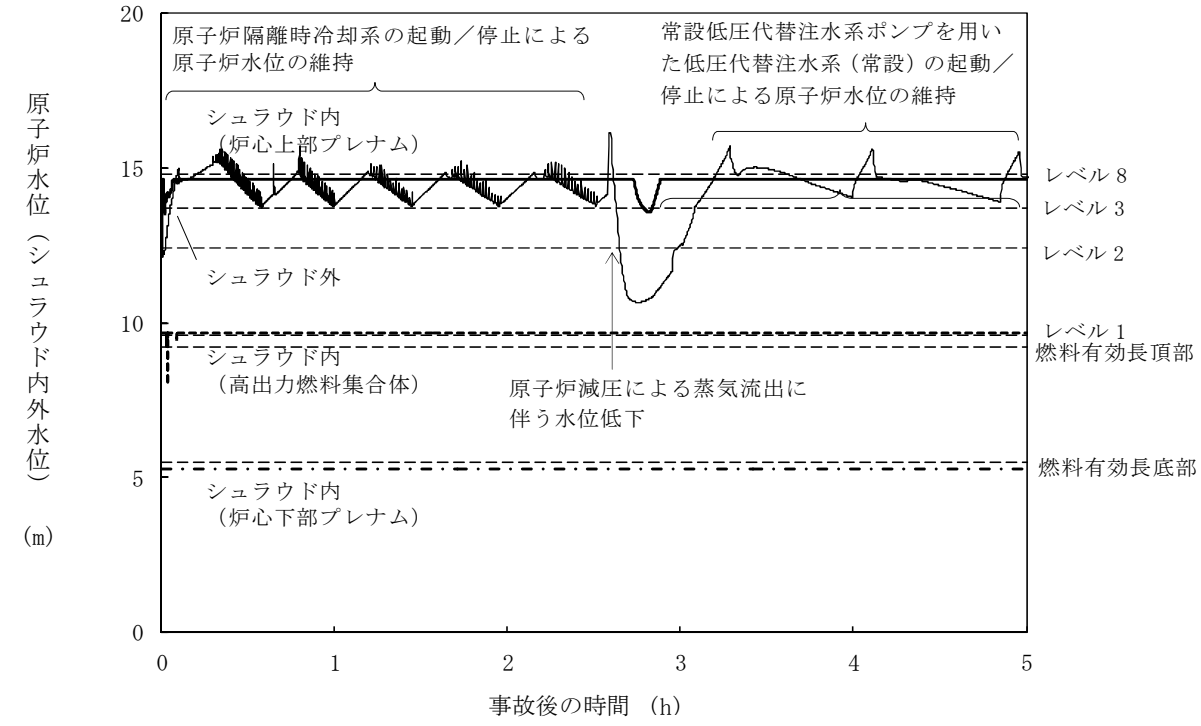
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽約2時間　サプレッション・プール水温度65℃到達 ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa［gage］到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　サプレッション・チェンバ圧力310kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3分	サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 B	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	－	－	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	注水開始後，適宜原子炉水位調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 B	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5分	
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後，適宜状態監視	
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	220分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 a,b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり，代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90分	タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人			

第 2.4.2-3 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2／2）

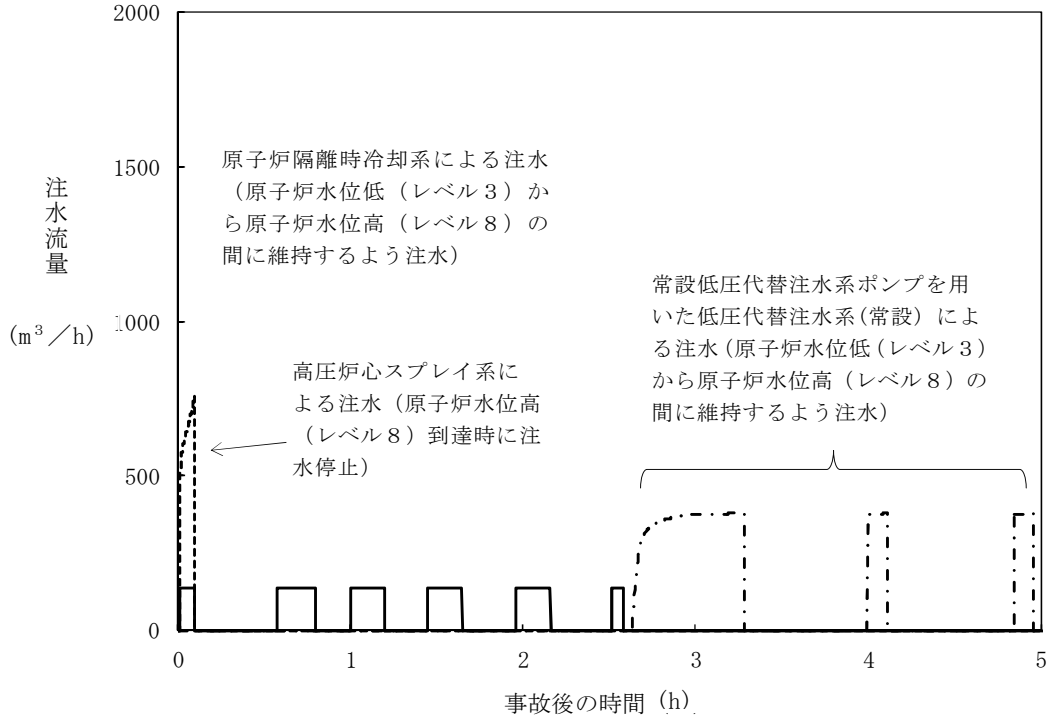


第 2.4.2-4 図　原子炉圧力の推移

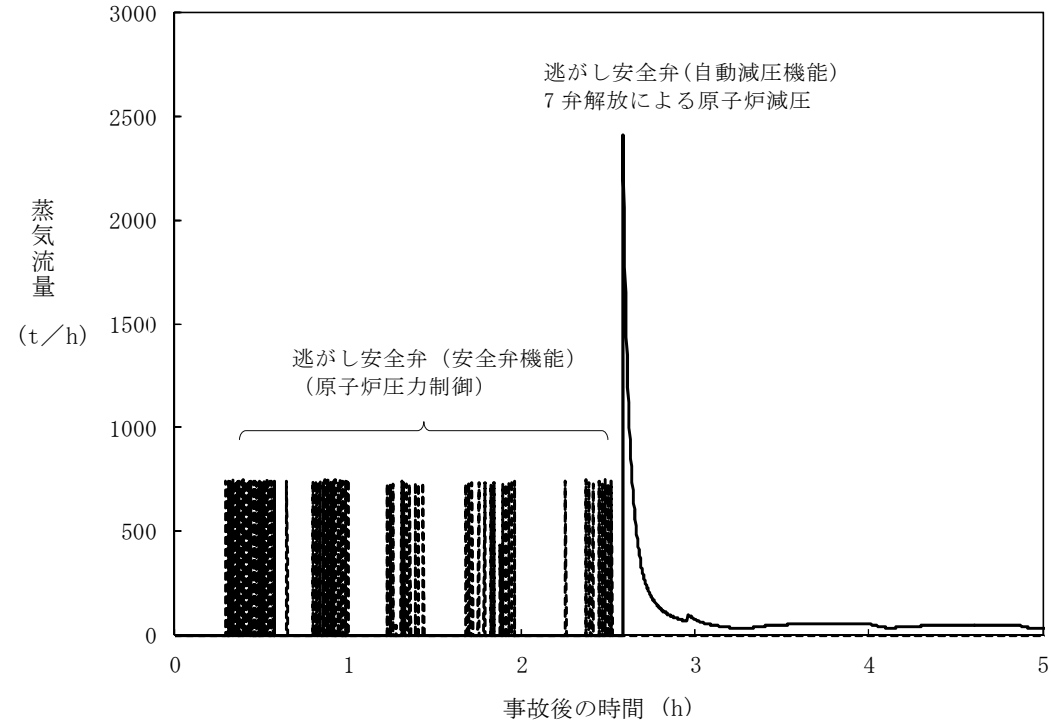


第 2.4.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

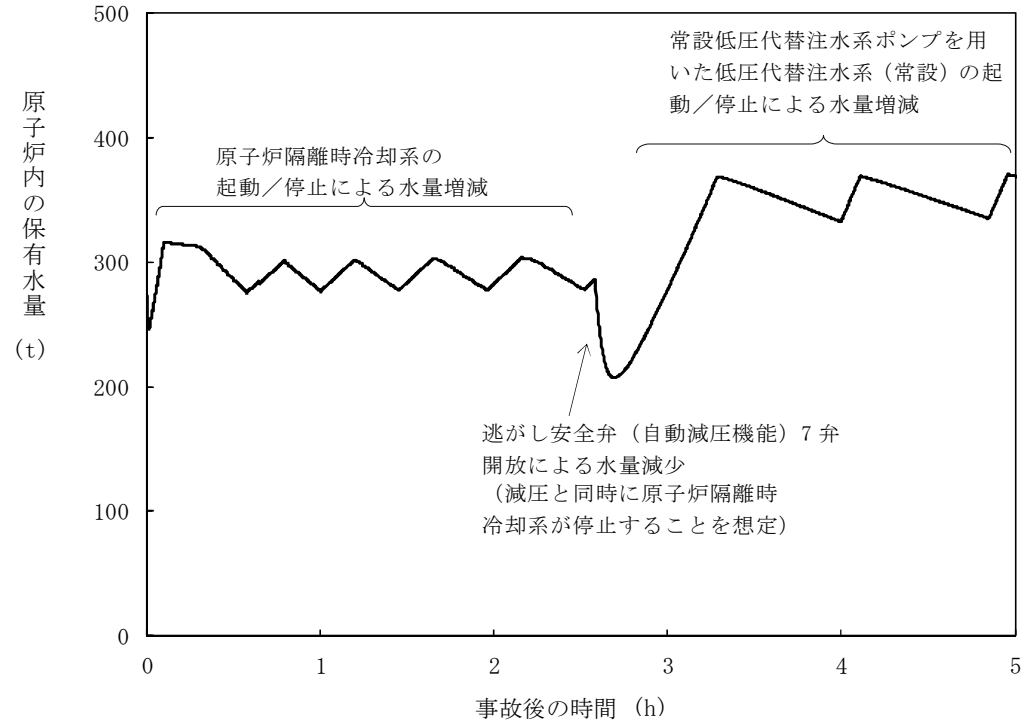
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



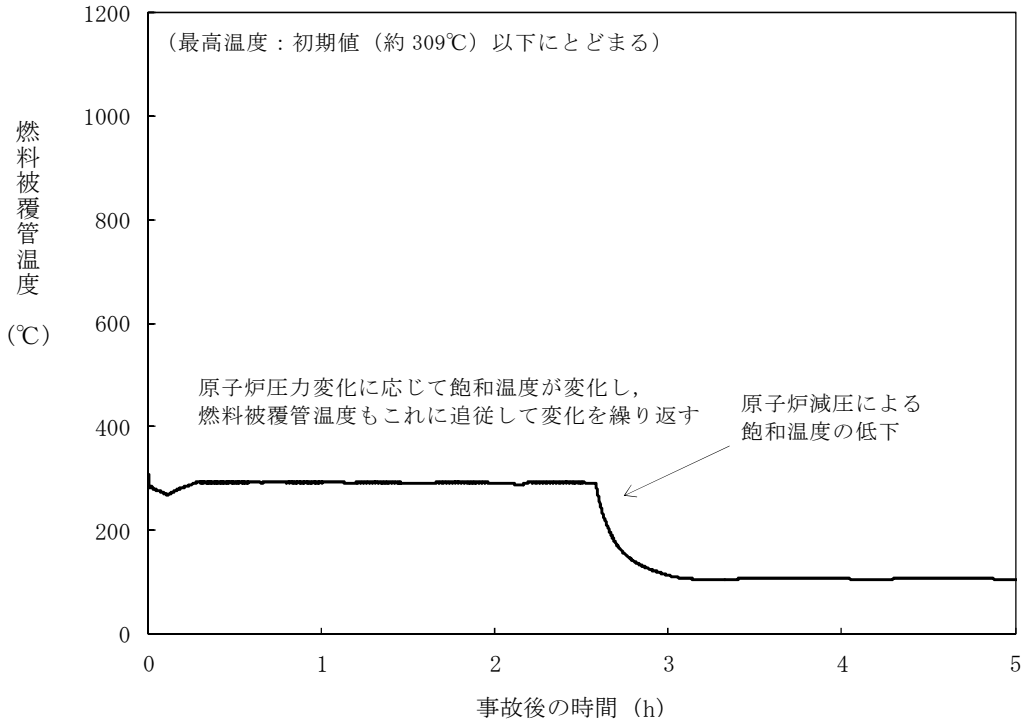
第 2.4.2-6 図　注水流量の推移



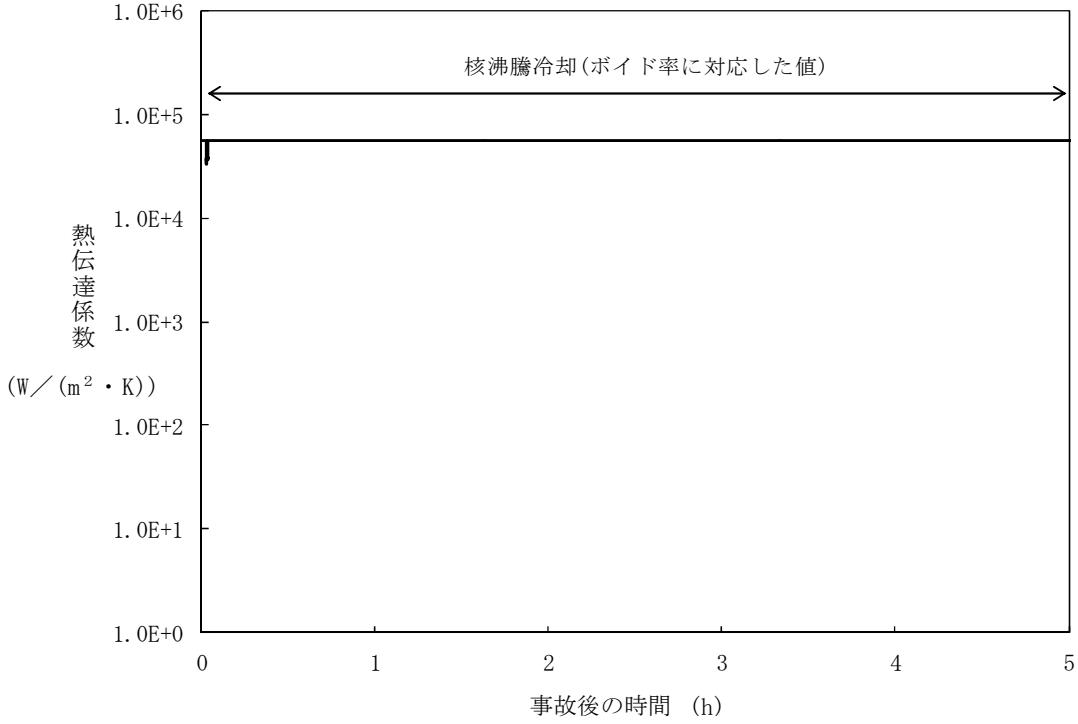
第 2.4.2-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



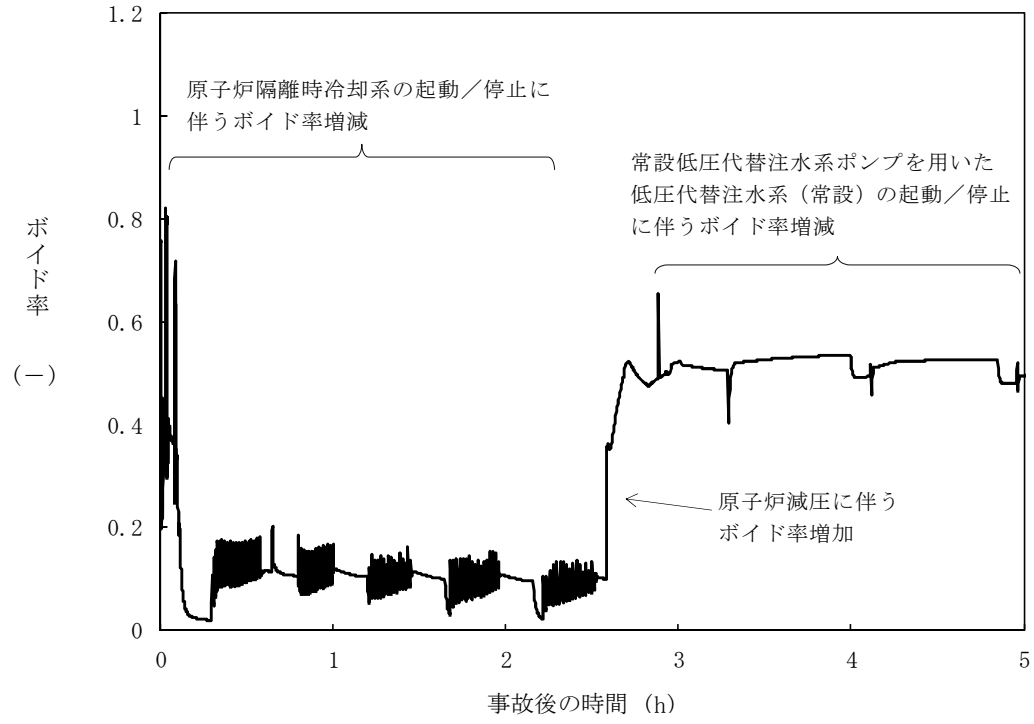
第 2.4.2-8 図　原子炉内保有水量の推移



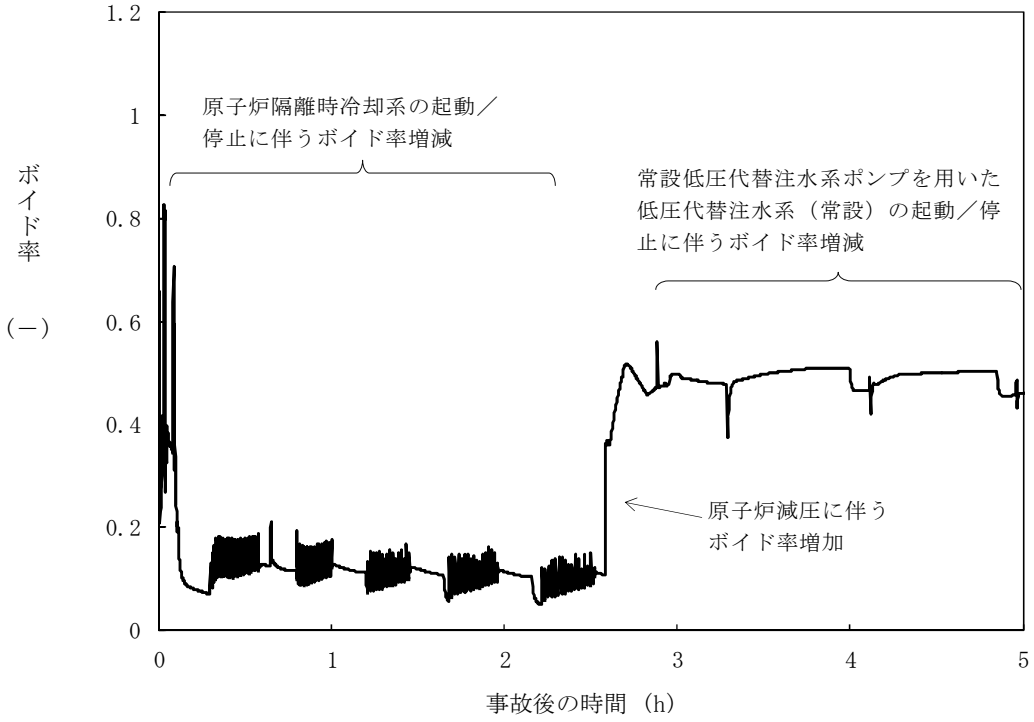
第 2.4.2-9 図　燃料被覆管温度の推移



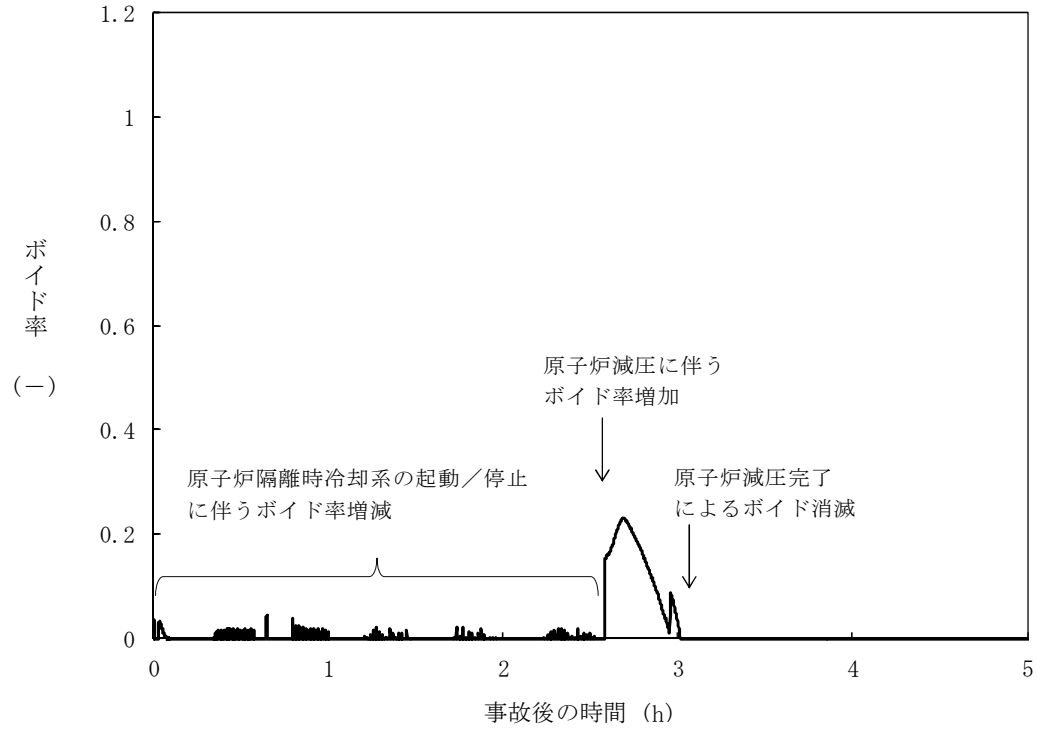
第 2.4.2-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



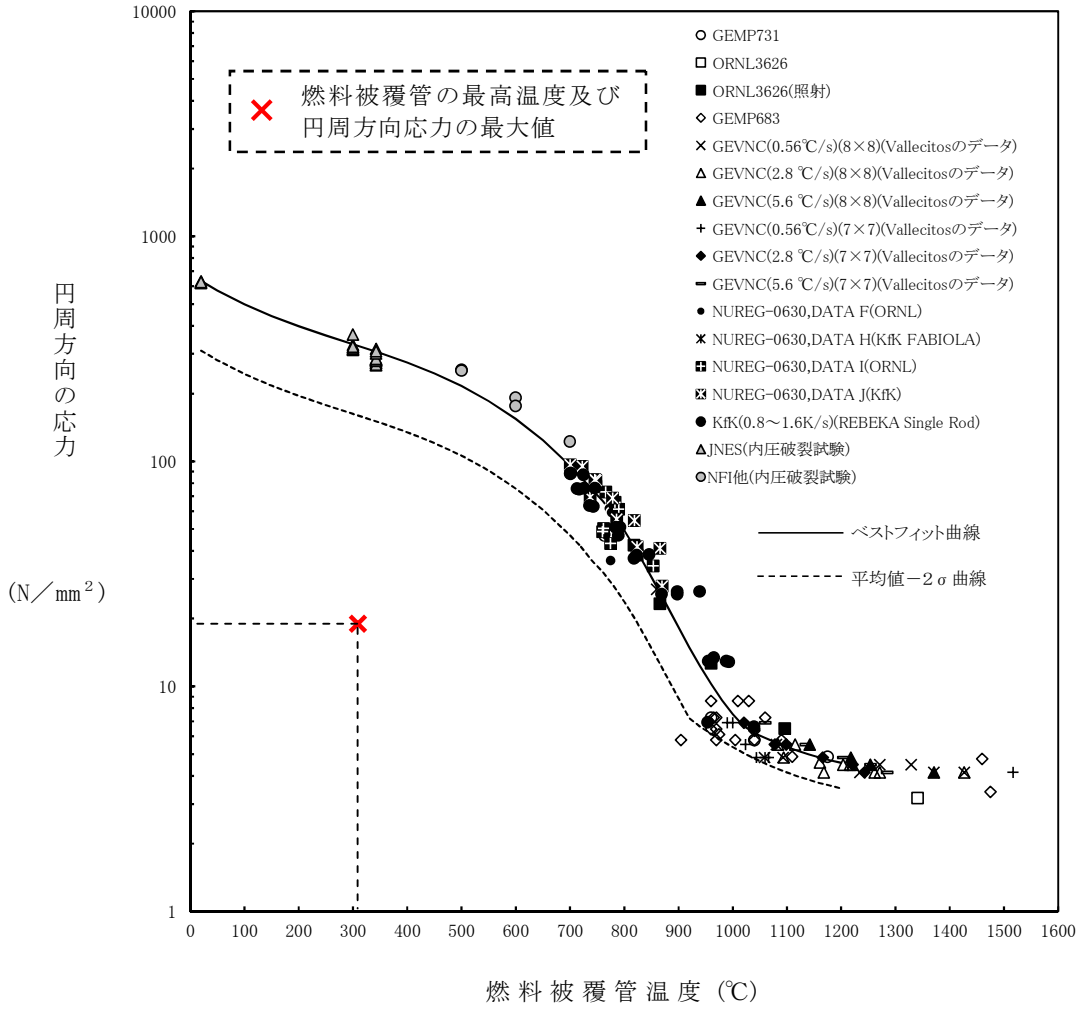
第 2.4.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



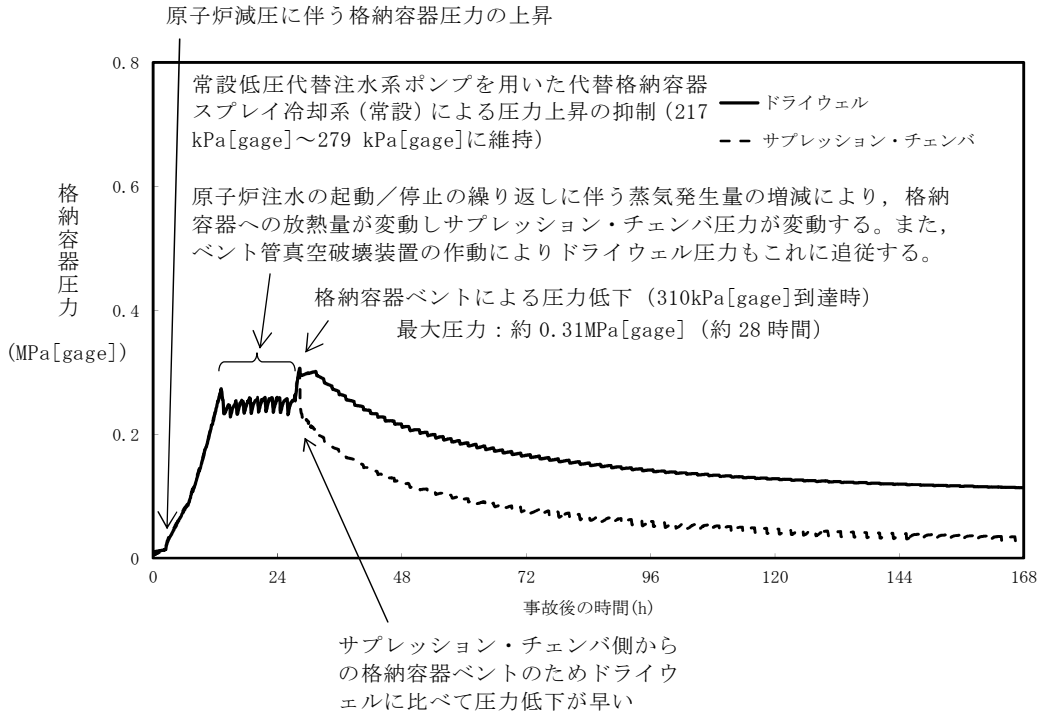
第 2.4.2-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



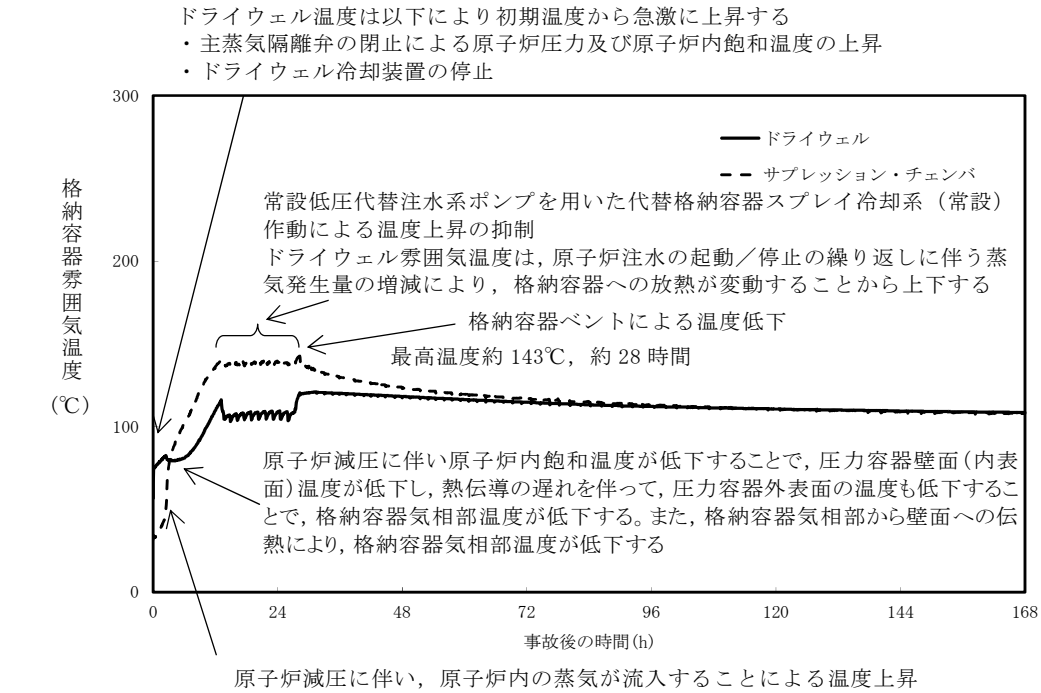
第2.4.2-13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



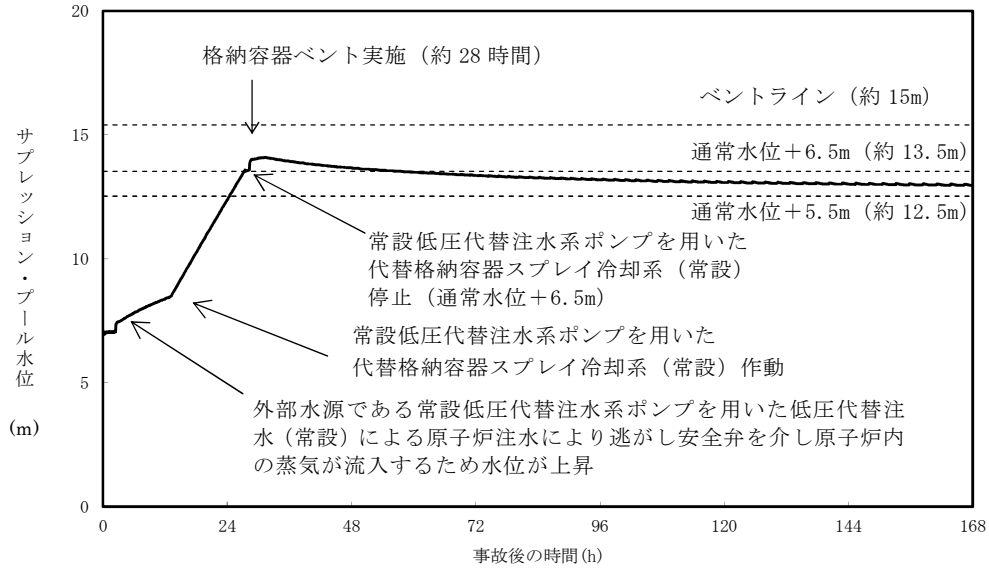
第 2.4.2-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



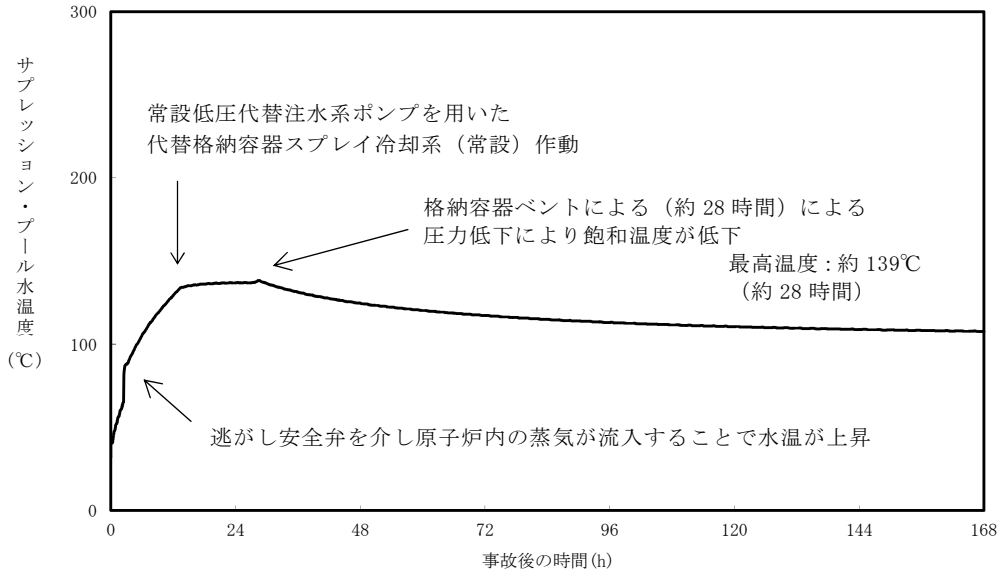
第 2.4.2-15 図　格納容器圧力の推移



第 2.4.2-16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 2.4.2-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については，以下のとおり。

原子炉安定停止状態	：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し,事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は，本事故シーケンスとベントタイミングが同等であり，放射性物質の減衰効果も同等となる「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果 6.2×10^{-1}mSv と同等となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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））

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはなく，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはなく，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定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。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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本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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく，炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため，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て定まるコラプスト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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したが，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よ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，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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）	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。 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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約3,279～ 約3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91～ 約6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さく，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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に与える影響は小さく，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＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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ない。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約86％～約104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，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ない。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，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，熱水力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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約4,092m^3～ 約4,058m^3 液相部： 約3,308m^3～ 約3,342m^3 （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は3,300m^{3}であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位 -4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の1.3%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，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^{3}であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m^{3}であり，その割合は初期保有水量の1.3%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・ プール水温度	32℃	約15～約32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽及び水源補給に用いる淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／5）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^{3}以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	運転時の異常な過渡変化の中で，原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	－	－
	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る崩壊熱除去機能の喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳くなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号（遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低（レベル３）信号（遅れ時間 1.05 秒）	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	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。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	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。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動することから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa～7.86［gage］	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa～7.86［gage］	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心 スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 375～1,419m^3／h ・注水圧力： 0～7.65MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 375～1,419m^3／h 以上 ・注水圧力： 0～7.65MPa[dif]	設計値を設定。原子炉水位の観点で厳しい設定として，最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉水位回復までの期間は原子炉水位を継続監視していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早ま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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／5）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
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）	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378 m^3／h ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378 m^3／h以上 ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間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。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	排気流量：13.4kg／s 以上 （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする操作はないため，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には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／3）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づきサプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	【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・プール水温を継続監視しており，また，逃がし安全弁による原子炉減圧の操作実施基準（サプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，他の操作との重複もないことから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	少なくとも原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な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，事象発生から少なくとも8時間程度の操作時間余裕が確保されている。なお，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり，この場合には更に余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約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。
	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約13時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易なものであり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短いため，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約13時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む。）にて訓練を取得。訓練では，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に，常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施，スプレイ操作は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第 3 表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／3）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage] 到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 28 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 なお，中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており，操作の信頼性を向上しているが，この場合，75 分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 310kPa[gage] より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 620kPa[gage] を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，中央制御室での遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作が遅れる場合，格納容器圧力は 310kPa[gage] から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage] に到達してから 620kPa[gage] に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。	中央制御室での操作は，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，310kPa[gage] 到達時に，格納容器ベントを実施し，操作時間は約 4 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，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，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約 66 分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／3）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	代替淡水貯槽への補給	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには 24 時間以上の時間余裕があり，補給開始までの準備時間 220 分を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	代替淡水貯槽への補給は所要時間220分のところ，訓練実績等により約192 分に実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水大型ポンプの燃料枯渇までには約 210 分の時間余裕があり，補給開始までの準備時間 115 分（タンクローリーへの補給 90 分及び可搬型代替注水大型ポンプへの補給 25 分）を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は所要時間115分のところ，訓練実績等により約105 分に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））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃に到達する事象発生約 2 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

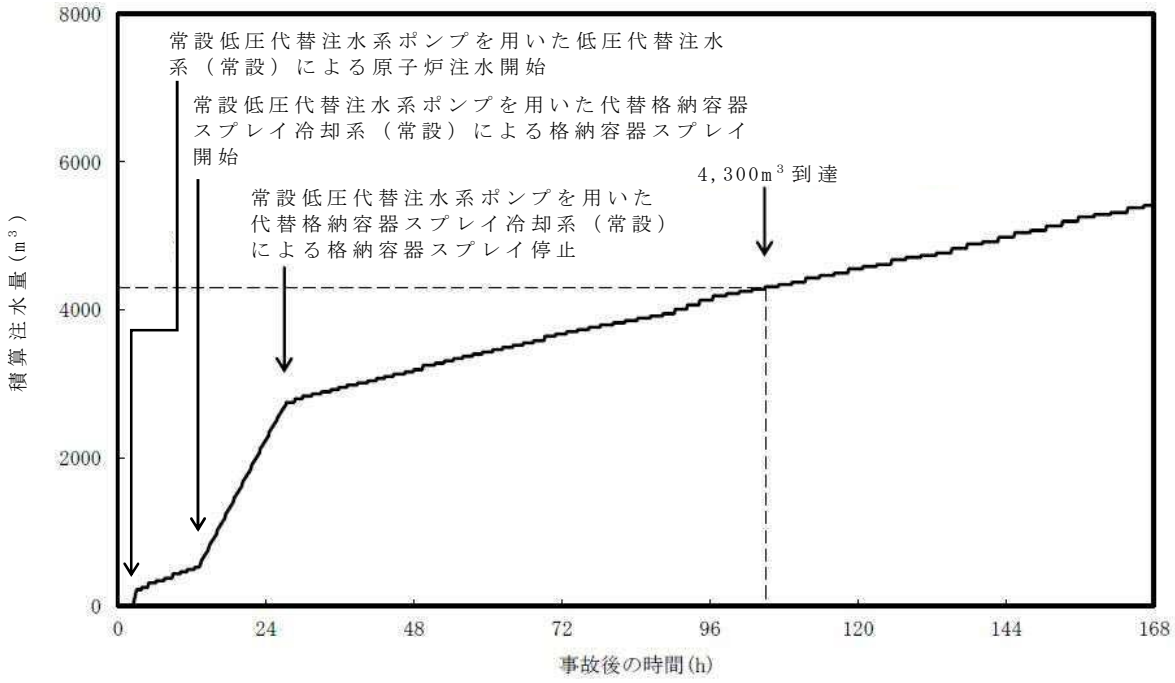
サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，格納容器スプレイを停止する。

③　北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給準備が完了後，北側淡水池又は高所淡水池の水を代替淡水貯槽へ水位が上昇する流量で補給する。

3.　時間評価

事象発生直後から原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約400分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給は，代替淡水貯槽の水量を満水状態に維持するように実施する。このため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第1図　外部水源による積算注水量

（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯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，合計約 5,410m^{3}必要となる。代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池に合計約 9,300m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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））

事象: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。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2 台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （代替淡水貯槽給水） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

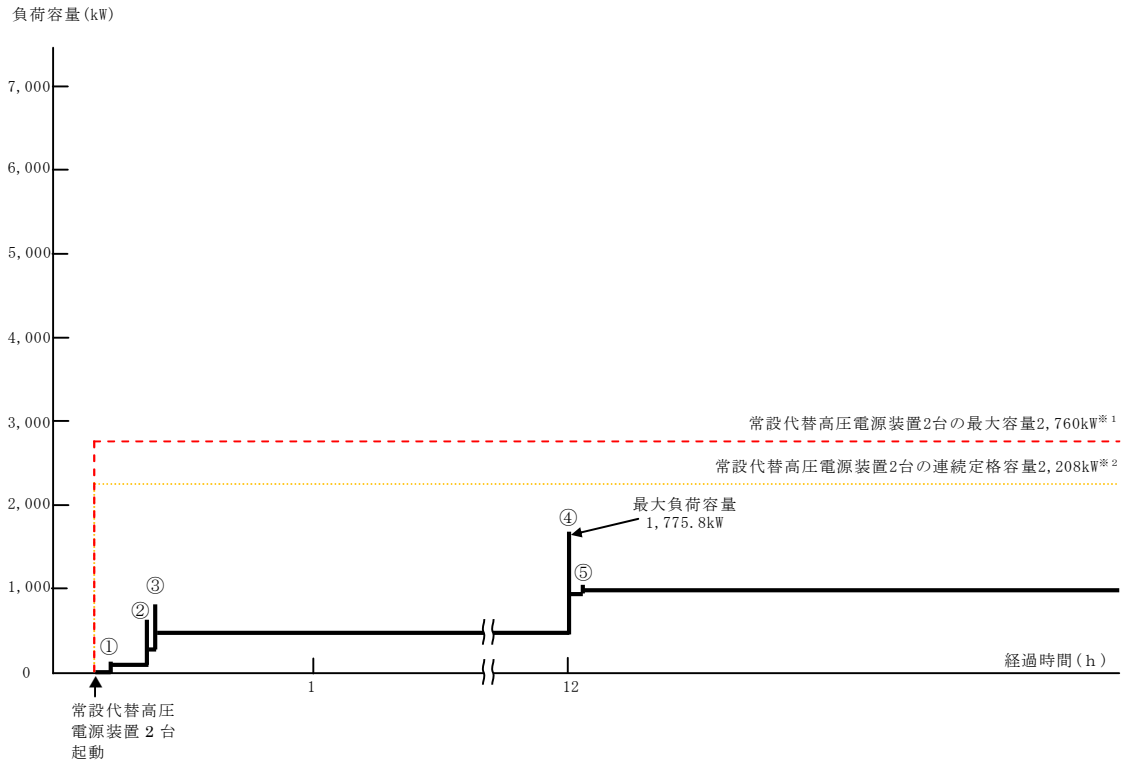
※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
※2　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※3　緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	1,775.8	959.6
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

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「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断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，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

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としては，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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(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」において，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ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備し，原子炉注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いる。また，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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに，重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが，代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に，対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.5-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 8 名である。初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 8 名で対処可能である。

ａ．原子炉停止機能喪失の確認

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，原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後，中央制御室からの遠隔操作により手動スク

ラムボタン及び原子炉モードスイッチ「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが，これにも失敗したことで，原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し，再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。

また，制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉で発生した蒸気が，逃がし安全弁を介してサプレッション･プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され，同時に給水加熱喪失となり給水温度が低下することで,原子炉出力は徐々に上昇する。このため，原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル１)設定点近傍まで低下させ，原子炉出力を抑制する。

また,復水器ホットウェル水位の低下に伴い,給復水系は全停となり，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し,原子炉注水を開始したことを確認する。

高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

c．自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され，低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し，正の反応度が印加されることを防止するため，原子炉停止機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお，自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

d．ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつ，サプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また，中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は，平均出力領域計装，サプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装等である。

e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除

熱

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで，サプレッション・プール水温度は上昇する。このため，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で，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・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却運転を開始し，格納容器除熱を開始する。有効性評価においては，事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するため，手順に従い，ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度，残留熱除去系系統流量である。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。

ｆ．原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い，原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また，原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。また，ほう酸水の全量注入完了を確認した後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），起動領域計装等である。

ｇ．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

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。また，本事故シーケンスでは，原子炉水位が高めに維持され，炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として，評価上，重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出により，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，これらの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており，また，この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

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（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応度），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・ボイド率変化及び気液熱非平衡，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・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに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及び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・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主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心流量

初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t／h

（85%）を設定する。

b．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)　原子炉手動スクラムには期待しないものとする。

3)　代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(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。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，原子炉出力の観点で厳しくなる。

（添付資料 2.5.1）

(d)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しくなる。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。

(b)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル２)信号により，再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。また，

原子炉出力が35%以上で，再循環ポンプがトリップした場合に作動する選択制御棒挿入については，作動しないものとする。

(c)　逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，逃がし安全弁（18弁）は，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d)　高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号により自動起動し，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145～1,506m^3／h，注水圧力：0～8.30MPa[dif] ※）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は，炉心に冷水が大量に注水され，原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。

(f)　ほう酸水注入系

注入流量163L／min及びほう酸濃度13.4wt%にて注水するものとす

る。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約53MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度27.2℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 自動減圧系等の作動阻止操作は，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生4分後に実施する。

（添付資料2.5.2）

(b) ほう酸水注入系の起動操作は，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から6分後に実施する。

(c) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，事象発生の約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから，これに操作に要する時間を考慮して，事象発生17分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量，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，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18 図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。

※：非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。

ａ．事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後，原子炉自動スクラム信号が発信するが，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により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，燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで，燃料被覆管の温度が約 872℃まで上昇する。事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップする。なお，本評価では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にて作動する。

また，タービン駆動給水ポンプはトリップし，電動駆動給水ポンプが自動起動することで，給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は，再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが，給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し，燃料被覆管温度が一時的に上昇するが，初期のピーク温度（872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁（逃がし弁機能）を介してサプレッション・プールに流入するため，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し，事象発生の約 57 秒後にドライウェル圧力高信

号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また，事象発生の約 85 秒にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し，この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し，事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給水系による原子炉注水の停止後は，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される。また，原子炉隔離時冷却系は，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが，その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生の 6 分後にほう酸水注入系を起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し，原子炉水位は徐々に上昇するため，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。

事象発生の 17 分後に残留熱除去系(サプレッション･プール水冷却系) 2 系統による格納容器除熱を開始する。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は，主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり，再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウェットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり，事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが,評価項目である 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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.49MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は，第 2.5-19 図に示すとおり，ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し，原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが，それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]，約 115℃以下となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。

（添付資料 2.5.3）

安定状態が確立した以降は，制御棒の挿入機能を復旧し，原子炉を減圧した後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスは，原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され，逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により格納容器除熱を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として,自動減圧系等の作動阻止操作,ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は,「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の結果を以下に示す。

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，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心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との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するた

め,過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから,燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心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，最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「ＳＬＭＣＰＲ」という。）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おり，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるが，ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないこと

から，運転員等操作時間に与える影響はない。

（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設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管が高めに評価されることに伴い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，第 2.5-19 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1060℃であり，「2.5.2(3)　有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの評価項目を満足する。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，

評価項目を満足する。

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として，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おり,燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（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，第 2.5-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060ｔ／h（定格流

量の 85％流量）に対して最確条件は定格流量の約 86％～約 104％であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが,燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，事象進展に与える影響が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（第 3 部ＲＥＤＹ）」）。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，高圧炉心スプレイ系等の電源は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，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，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，原子炉出力の上昇が緩和されるが,事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の

保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※：限界出力比指標は，実際の運転管理に用いる指標であり，最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり，この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

（添付資料 2.5.4，2.5.6）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060 t ／h（定格流量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力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。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで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。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数)に対して,最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで，原子炉出力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。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組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が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（第 3 部　ＲＥＤＹ)」)。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として,外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は,第 2.5-21 図から第 2.5-24 図に示すとおり,外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，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，原子炉出力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。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，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 2.5.4，2.5.6，2.5.7）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。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等の作動阻止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から4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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から6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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は,解析上の操作開始時間として事象発生から17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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

（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等の作動阻止操作は，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の起動操作は，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。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，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。

（添付資料 2.5.4）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については，解析上，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり，この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで，原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について，同じ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，減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって，合計で事象発生から約 510 秒程度

の時間余裕がある。

操作条件のほう酸注入系の起動操作は，仮に操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，仮に操作が遅れた場合，格納容器除熱の開始が遅れることで，サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，サプレッション･プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。

（添付資料 2.5.4，2.5.8）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，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」において重大事故等対策に必要な要員は,「2.5.1(3)　炉心損傷防止対策」に示す通り 8 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」で示す運転員及び災害対策要員 の 39 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，以下のとおりである。

ａ．水　源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，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時に原子炉停止機能が喪失することで，最終的に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ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備し,原子炉注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いる。また，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（サプレッション・プール水冷却系）による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「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，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷

を防止することができる。

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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	・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，全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・原子炉自動スクラム失敗の確認後，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで，原子炉停止機能喪失を判断する。 ・原子炉圧力高信号によりＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。 ・対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	・ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後，復水器ホットウェル水位低下により，給復水系が全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	－	ドライウェル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 平均出力領域計装 起動領域計装

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	・原子炉停止機能喪失の確認後，自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 ・自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	－	ドライウェル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
ほう酸水注入系の起動操作	・原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。 ・ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し，未臨界になったことを確認する。	ほう酸水注入系	－	平均出力領域計装 起動領域計装 サプレッション・プール水温度 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 ・サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量
原子炉水位の調整操作	・ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで，原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。 ・ほう酸水の全量注入完了の確認後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系		平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

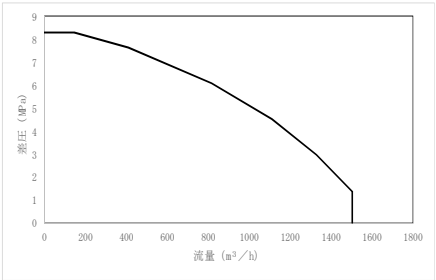
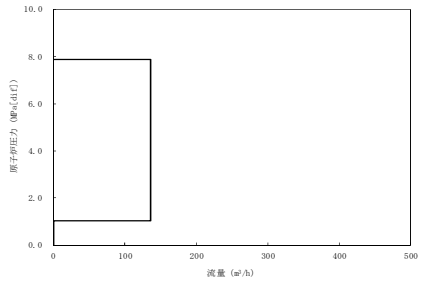
第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1／6）

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	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t／h （85%）	初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t／h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低いほど，印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し，電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	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）は，熱水力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
	核データ （動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ （動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器空間体積	9,800m^3	設計値を設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（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・プール水量	3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	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
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く，原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて全台トリップ（遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t/h/個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（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	高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 ・注水流量：145～1,506m^3／h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を 0 秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定 
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，0 秒を設定 

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4／6）

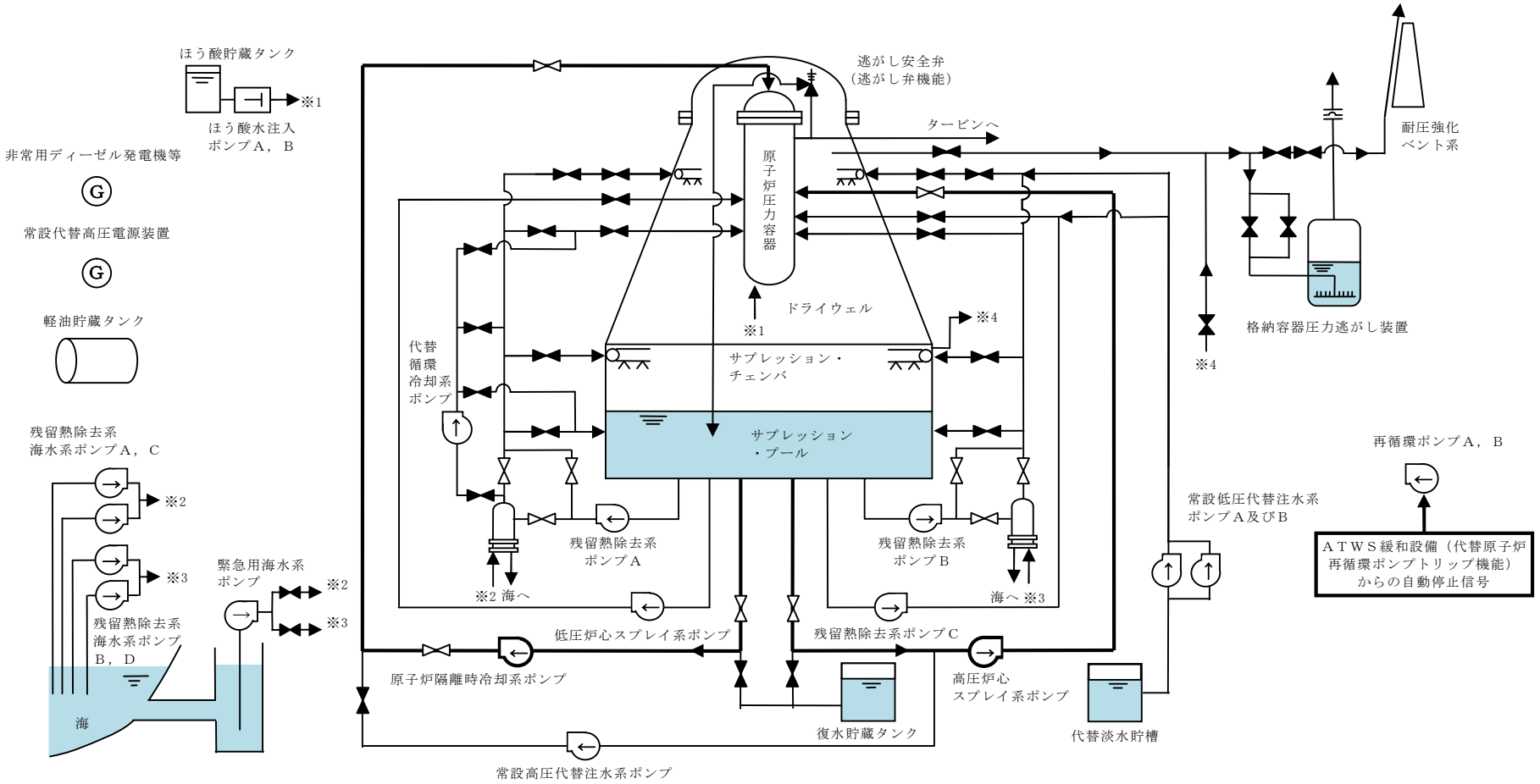
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸注入系	注入流量：163L／min ほう酸水濃度：13.4wt％	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から 3 分 30 秒後 （事象発生から 9 分 30 秒後）	炉心部へのほう酸注入開始は，ほう酸水注入系の起動後，注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	伝熱容量：約 53MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）	設計値を設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5／6）

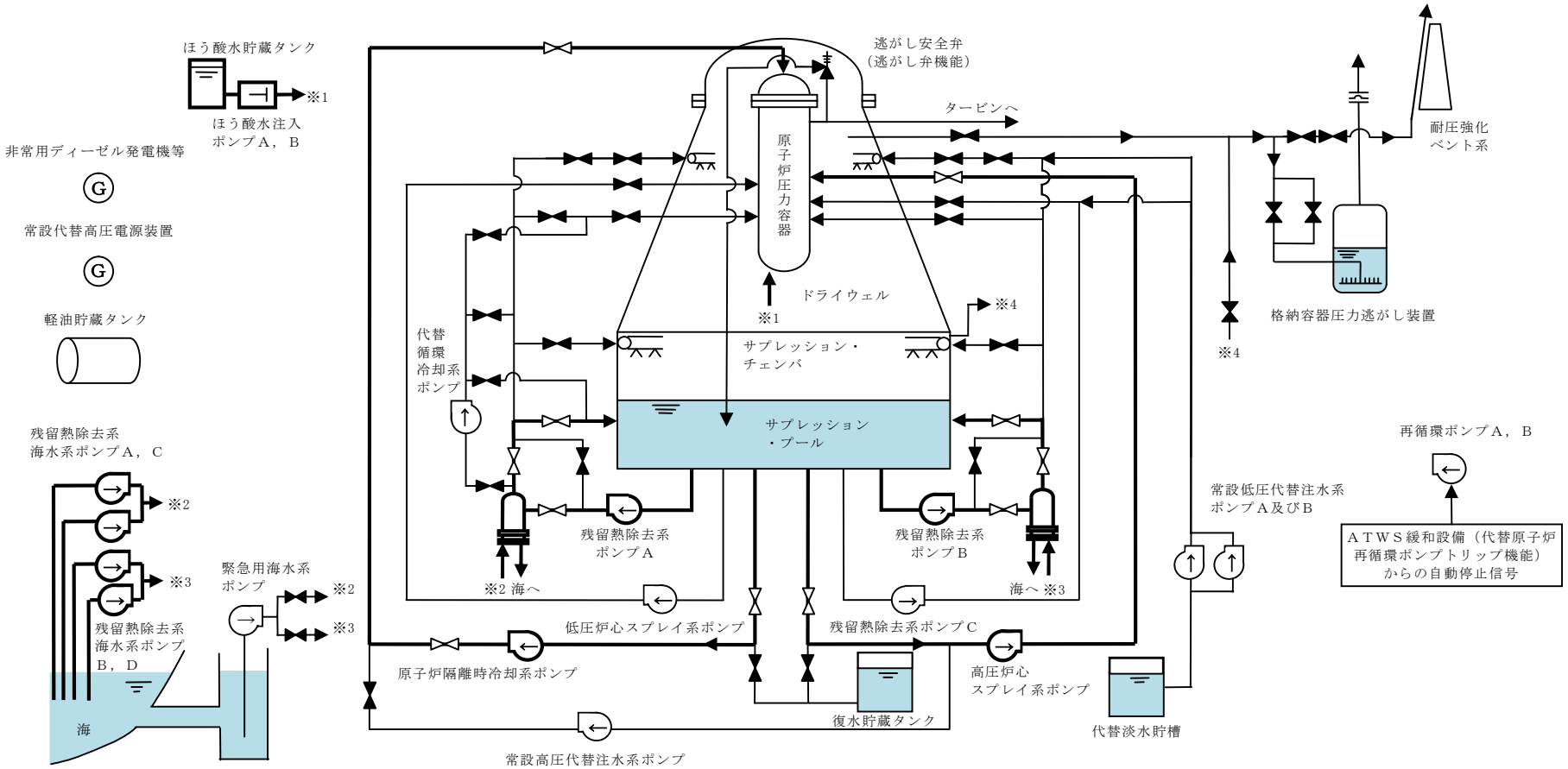
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき，自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき，状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6／6）

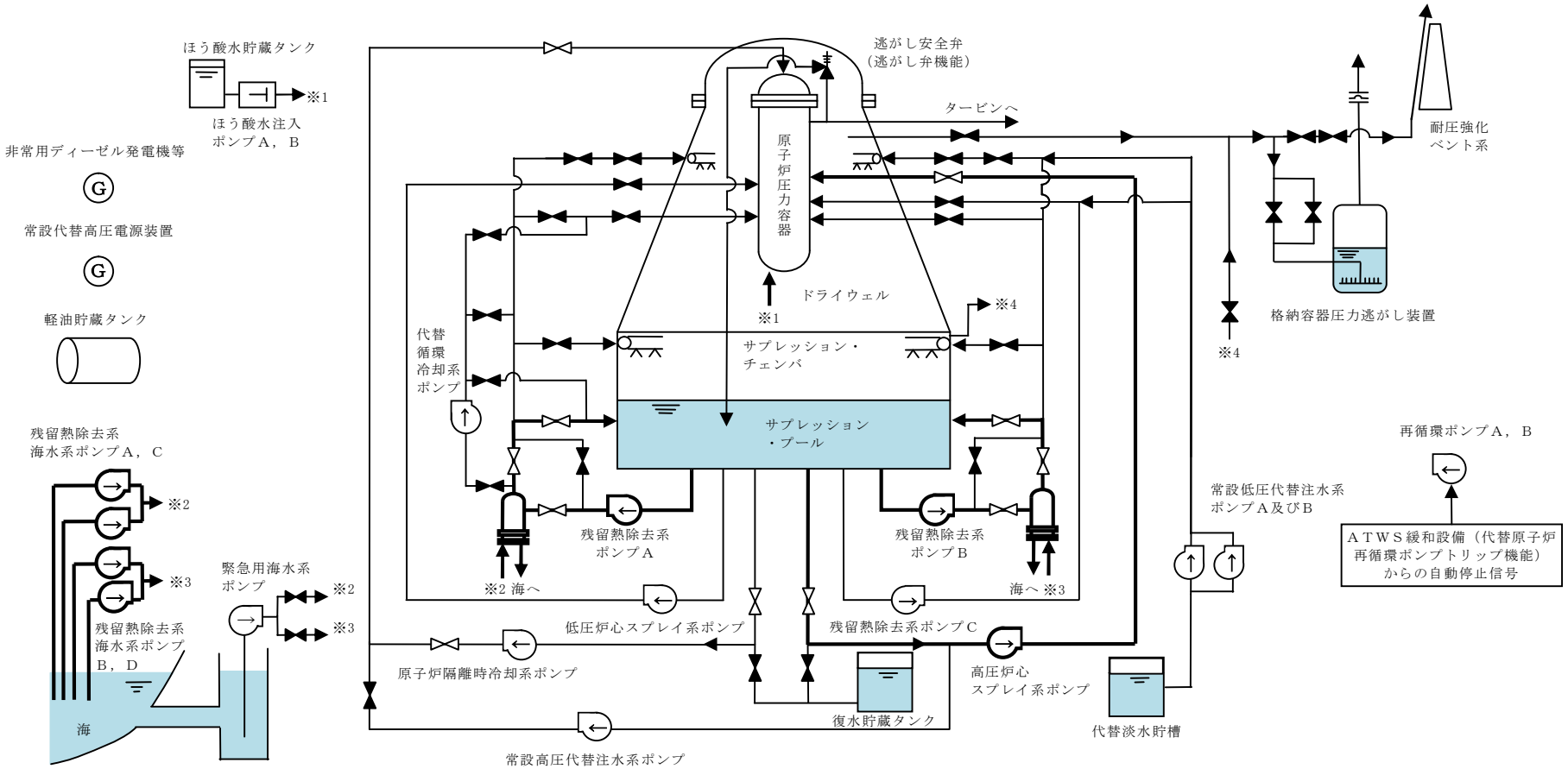
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：ＳＣＡＴ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで，被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，９×９燃料（Ａ型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		ＧＥＸＬ相関式	沸騰遷移の判定は，ＧＥＸＬ相関式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達相関式		修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式		「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」における相関式２	－



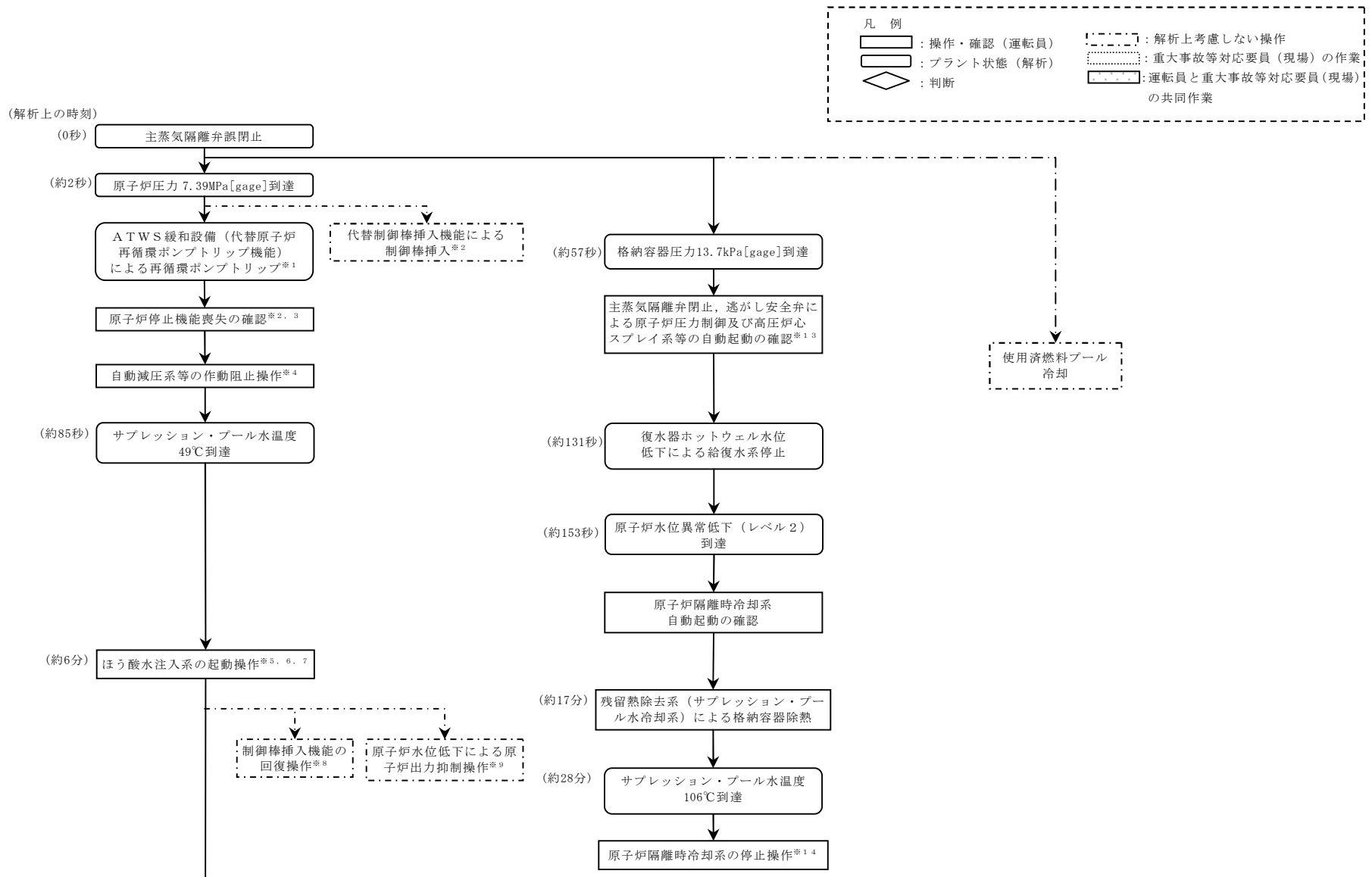
第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
並びにＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による
原子炉出力の抑制段階）



第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水，
ほう酸注入系による原子炉停止並びに
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



第 2.5-1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



※１：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。

※２：代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３：全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４：自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５：ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上で，かつ，サプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６：中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７：ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８：制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
・現場での計器用空気系の排気操作
・現場でのスクラム個別スイッチの操作
・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９：原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０：ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１：ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２：ほう酸水注入系の全量注入完了後は，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）の間に維持する。

※１３：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。 原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

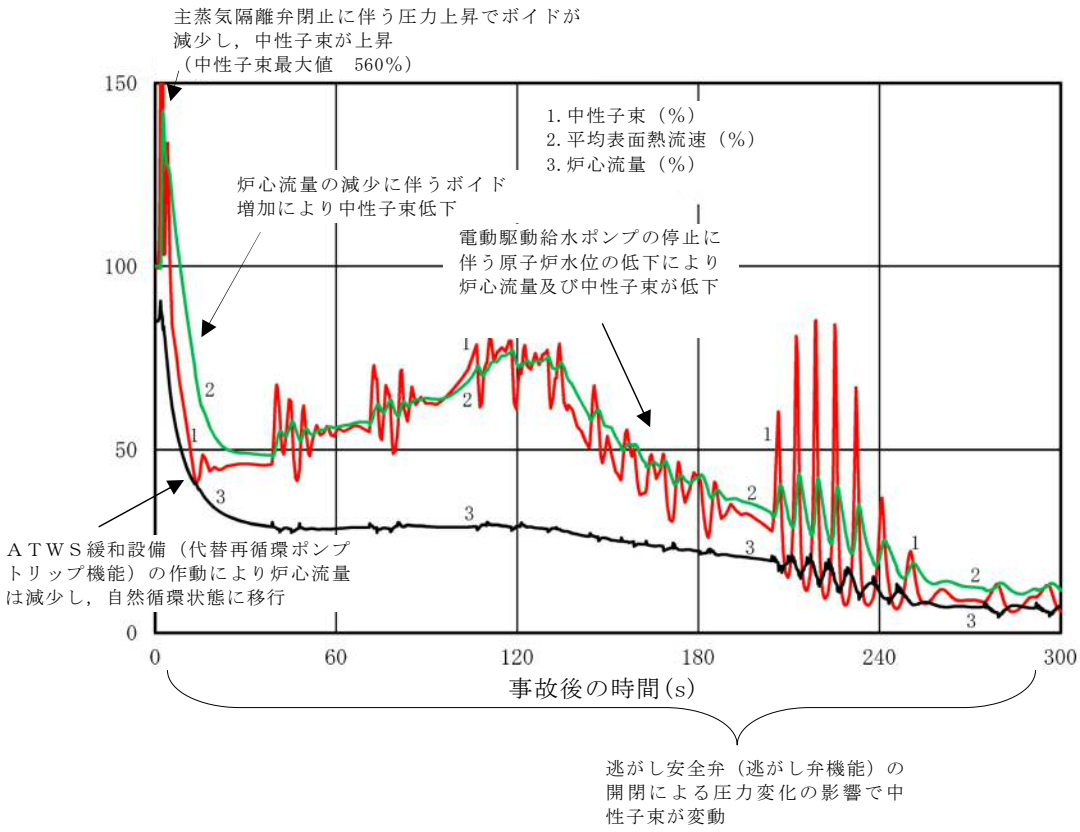
※１４：原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

第 2.5-2 図　原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

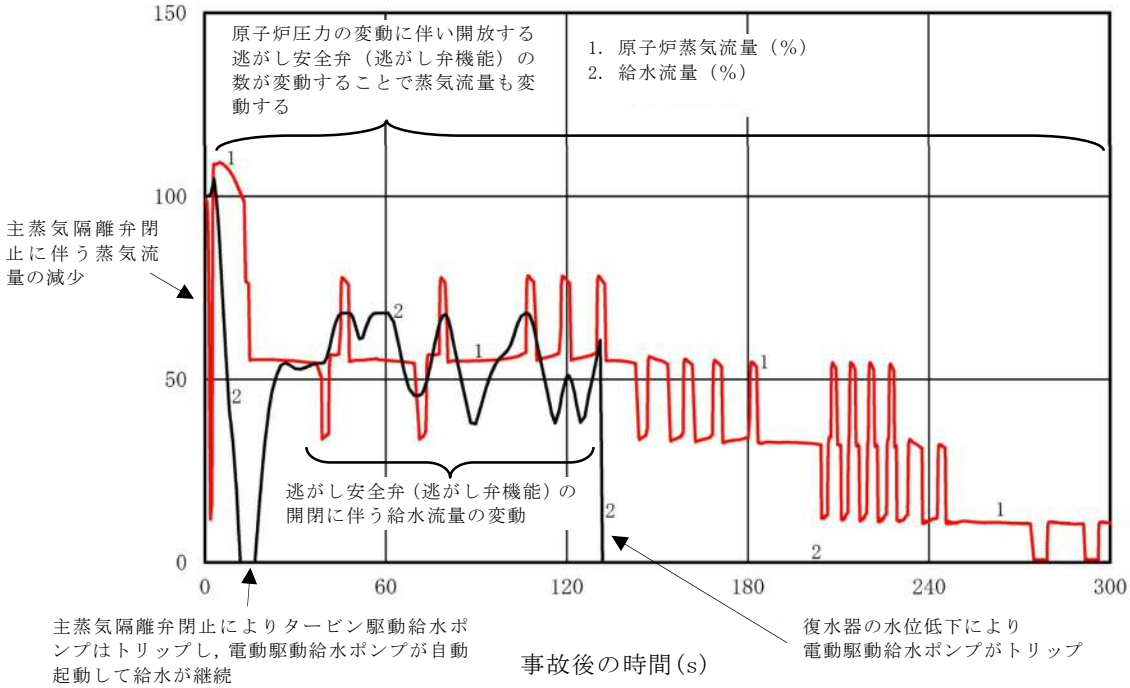
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 5 / 10 / 15 / 20 / 30 / 40	経過時間（時間） 24 / 25	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮				
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐				
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡				
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）				
					▽事象発生			
					▽原子炉自動スクラム信号発信			
					▽約 57 秒　ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage]設定点)到達			
					▽約 1.4 分　サプレッション・プール水温 49℃到達			
					▽約 2.2 分　復水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ			
					▽約 2.6 分　原子炉水位異常低下（レベル 2）到達			
					▽約 5.9 分　原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達＋120 秒			
					▽6 分　ほう酸水注入系起動			
					▽9.5 分　炉心部へのほう酸注入開始	▽17 分　残留熱除去系（2 系列）による格納容器除熱開始		
						▽約 28 分　サプレッション・プール水温度 106℃到達		
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－	－		●原子炉自動スクラム失敗の確認 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	3 分		手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが，原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間（3 分）ではこれらの操作時間も考慮して設定している。
	1人 B	－	－		●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確 ●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分		
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－	－		●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	1 分		
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－	－		●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2 分 ほう酸水全量注入完了までは適宜状態監視し，全量注入完了を確認した後にほう酸水注入系を停止		中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒挿入機能の回復操作	【1人】 A	－	－		●原子炉水位低下操作による原子炉出力の抑制操作	原子炉水位調整		解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作
	【2 人】 A，B	－	－		●代替制御棒挿入回路の起動操作 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作	16 分		
	－	2 人 C，D	－		●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作	45 分		
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 B	－	－		●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2 系列）	6 分		
					●サプレッション・プール冷却状況監視	適宜実施		
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－	－		●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作	適宜実施 サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合，原子炉隔離時冷却系を停止		
	【1人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系の流量調整操作	適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点付近に維持し， 全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持		
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20 分		解析上考慮しない 25 時間後までに実施する
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分		
必要要員合計	2人 A,B	2人 C，D	0人					

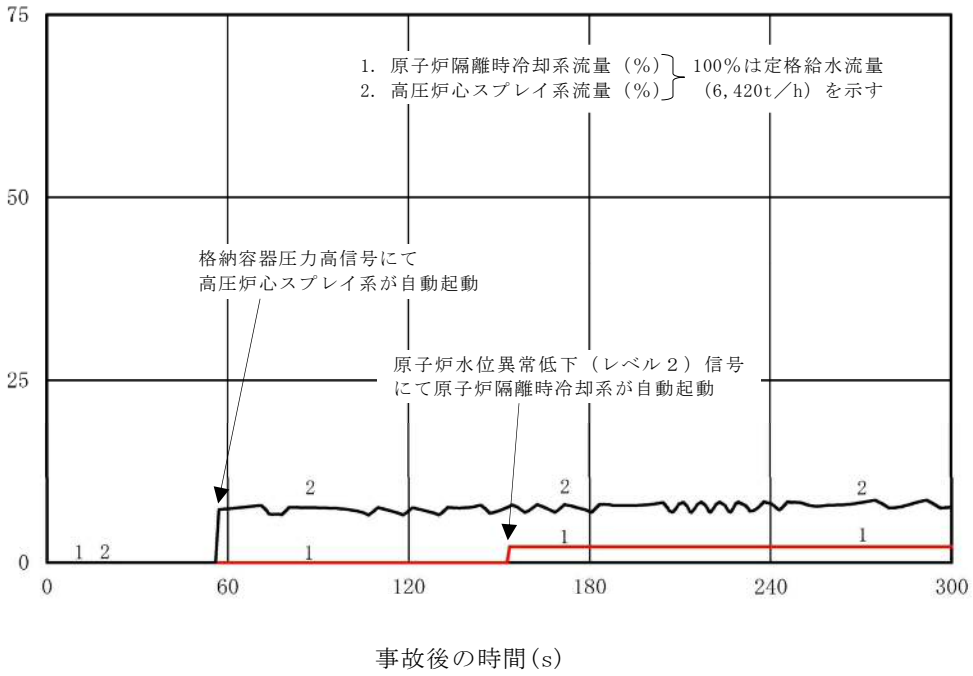
第 2.5-3 図　原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



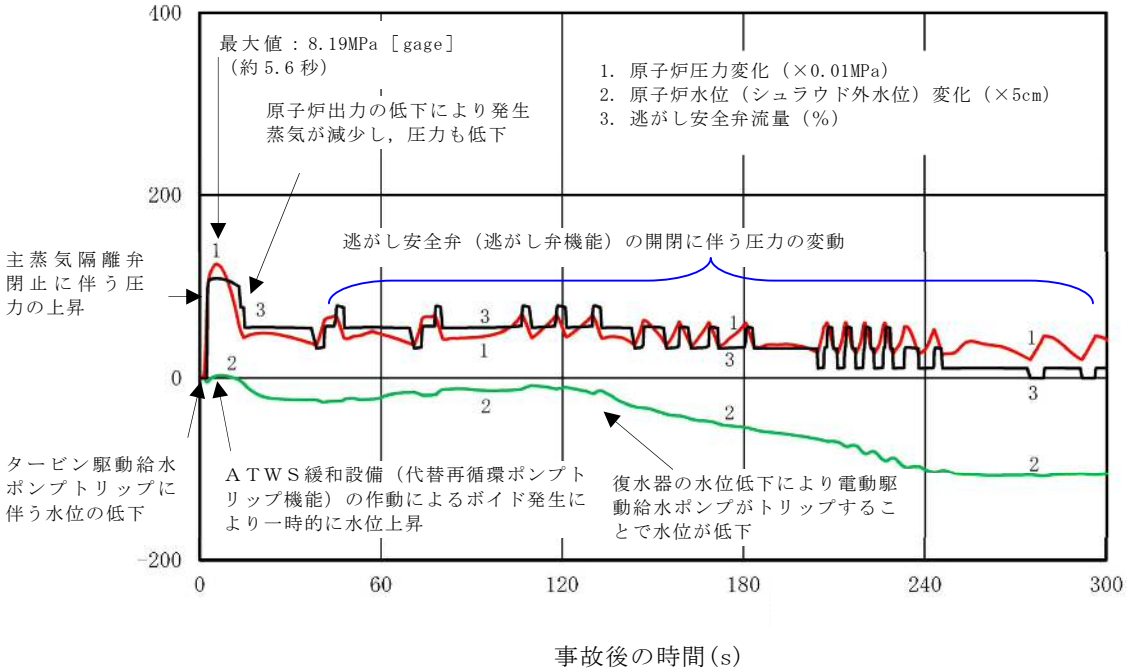
第 2.5-4 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



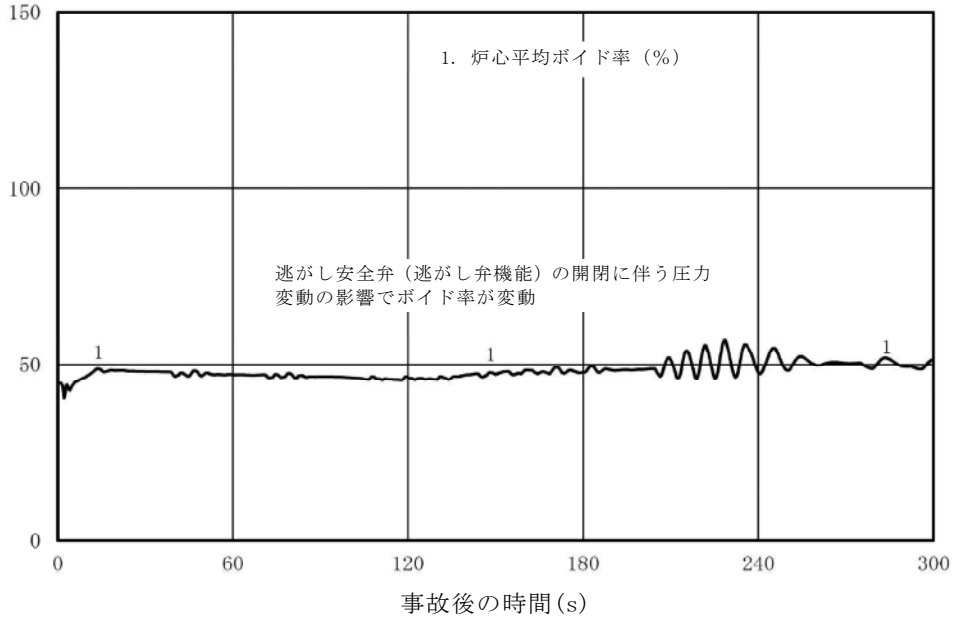
第 2.5-5 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



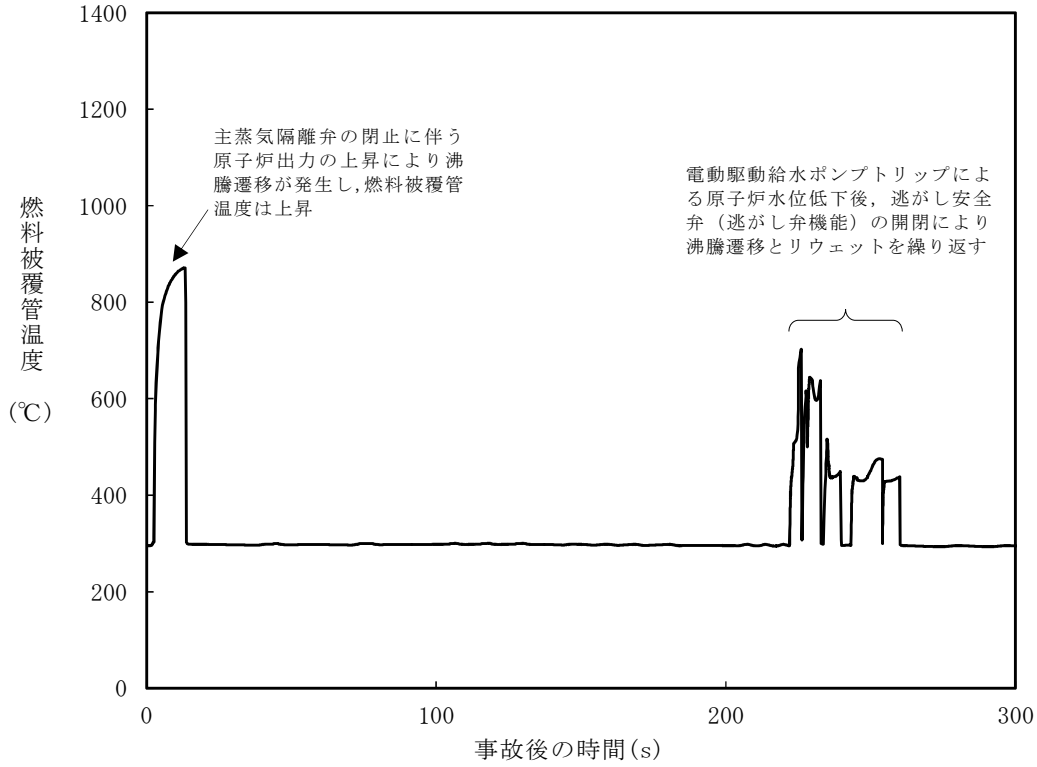
第 2.5-6 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



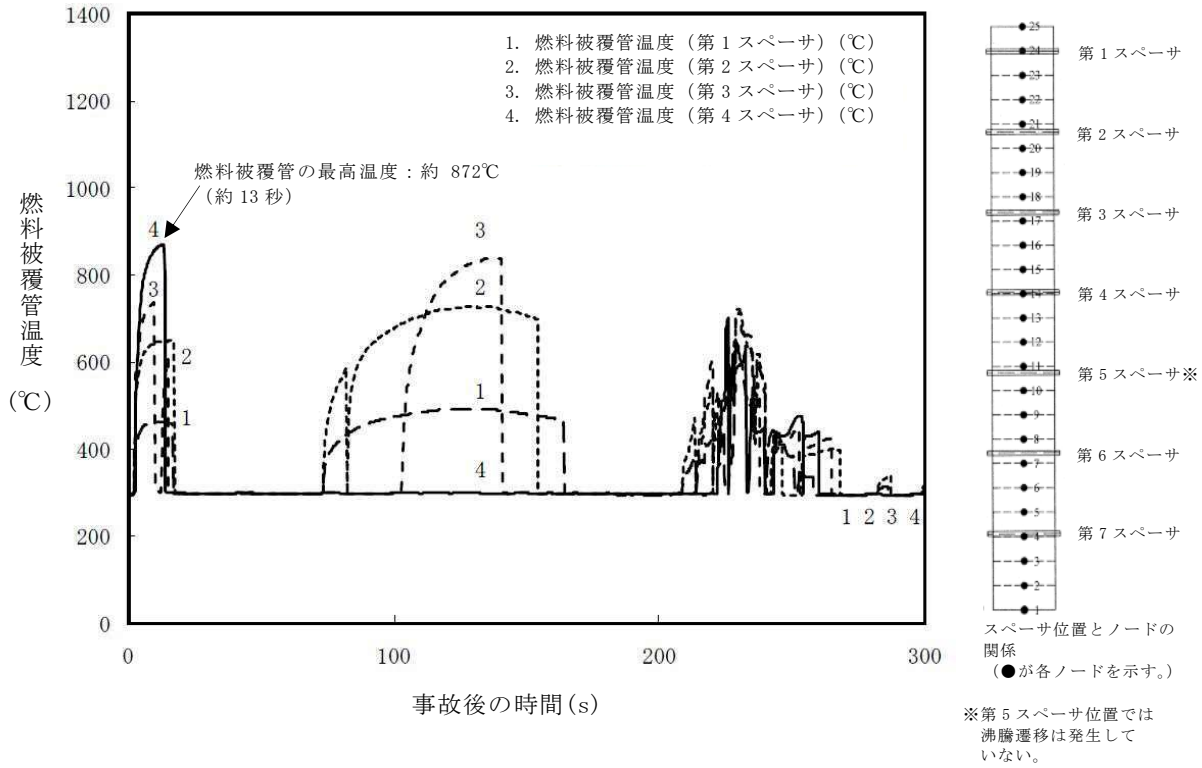
第 2.5-7 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁の流量の推移（短期）



第 2.5-8 図　炉心平均ボイド率の推移（短期）

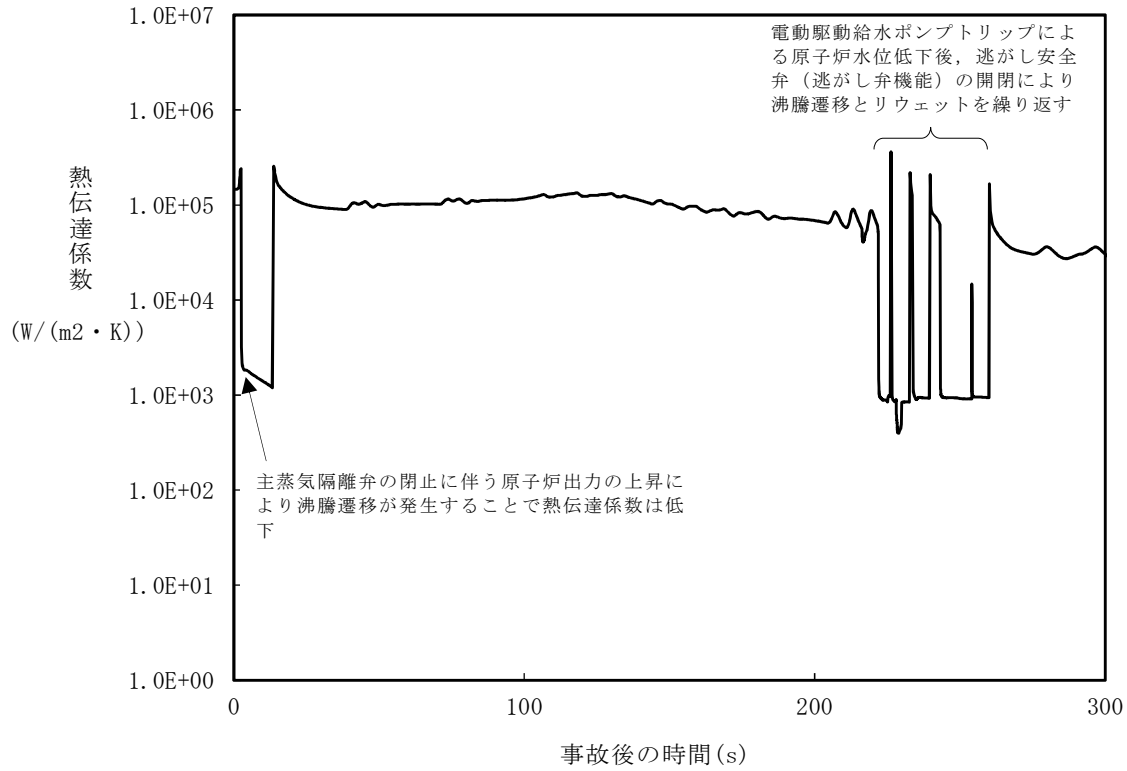


第 2.5-9 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

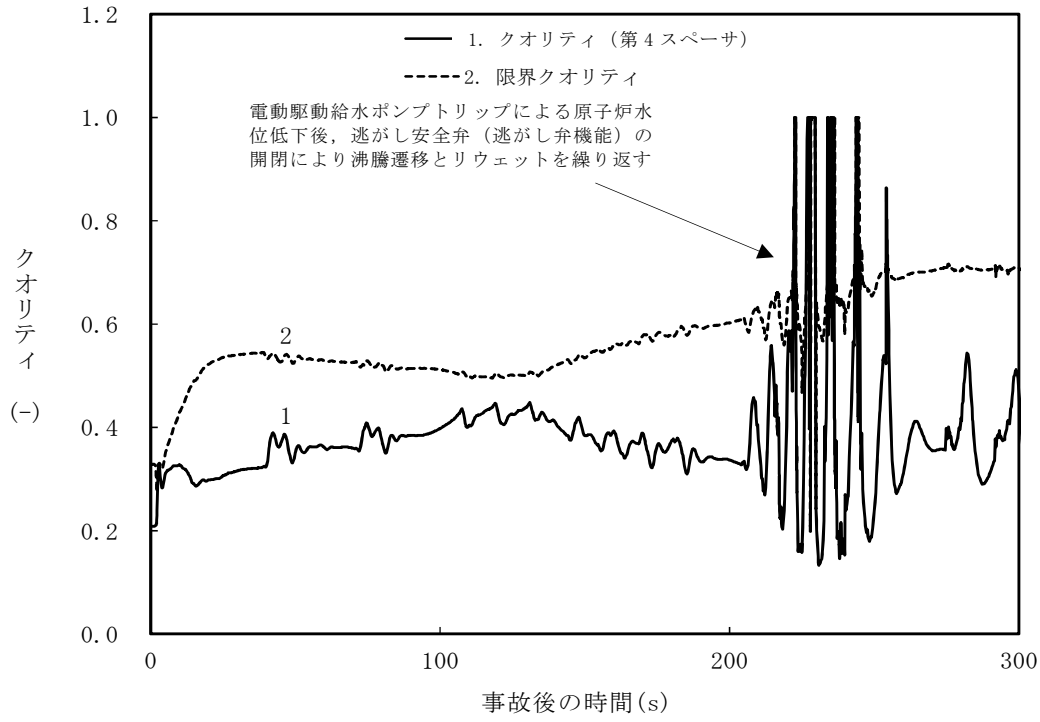


第 2.5-10 図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

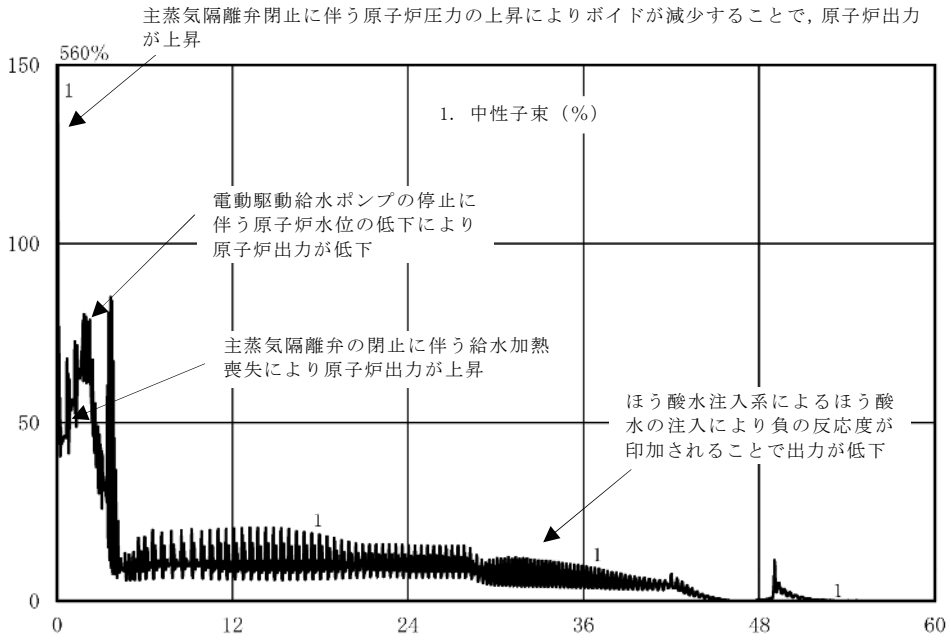
※ 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で，最高温度を評価している。



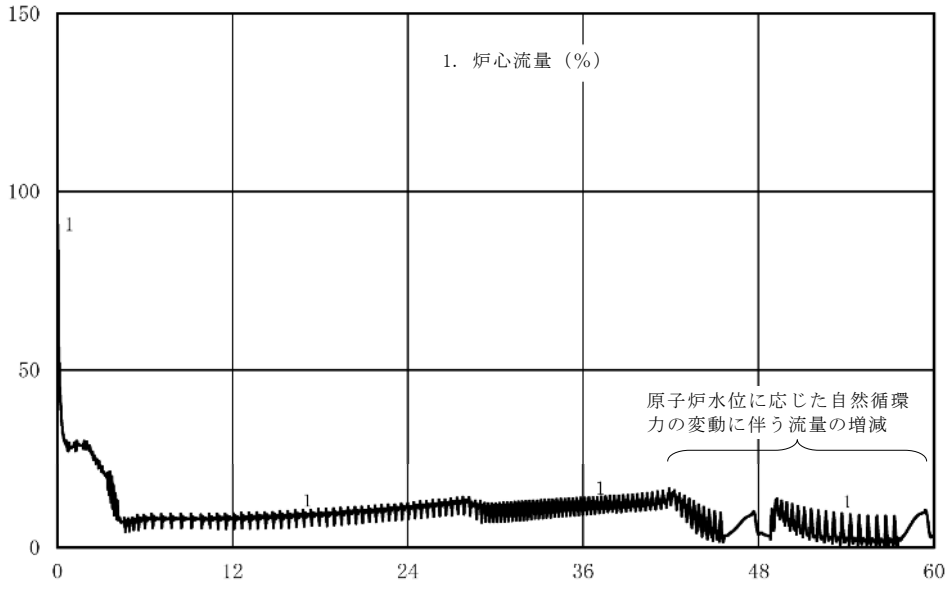
第 2.5-11 図　熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



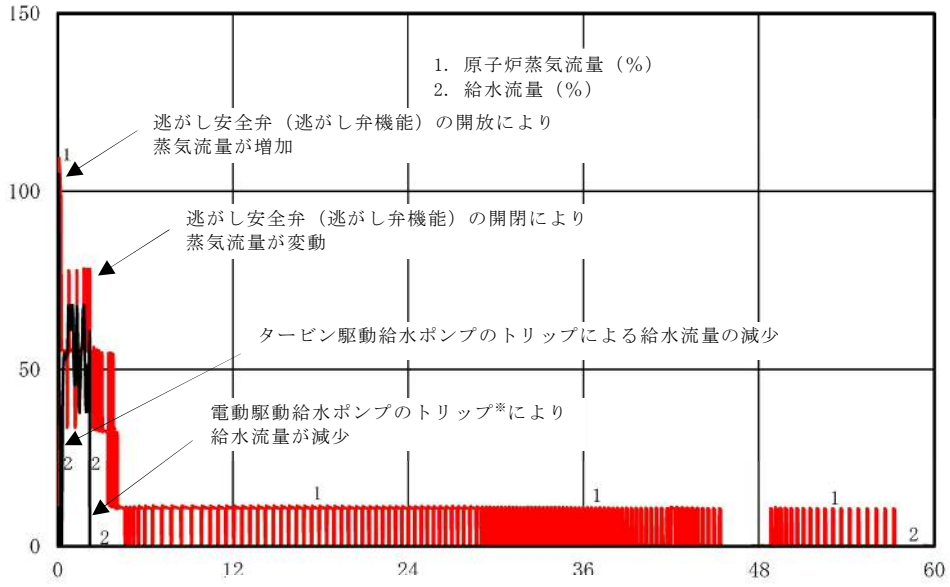
第 2.5-12 図　クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



第 2.5-13 図　中性子束の推移（長期）

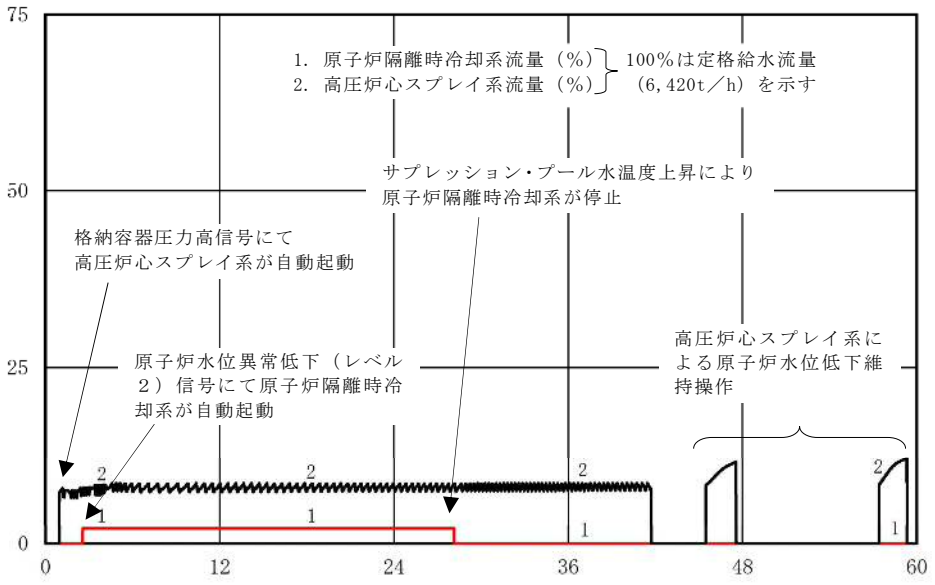


第 2.5-14 図　炉心流量の推移（長期）



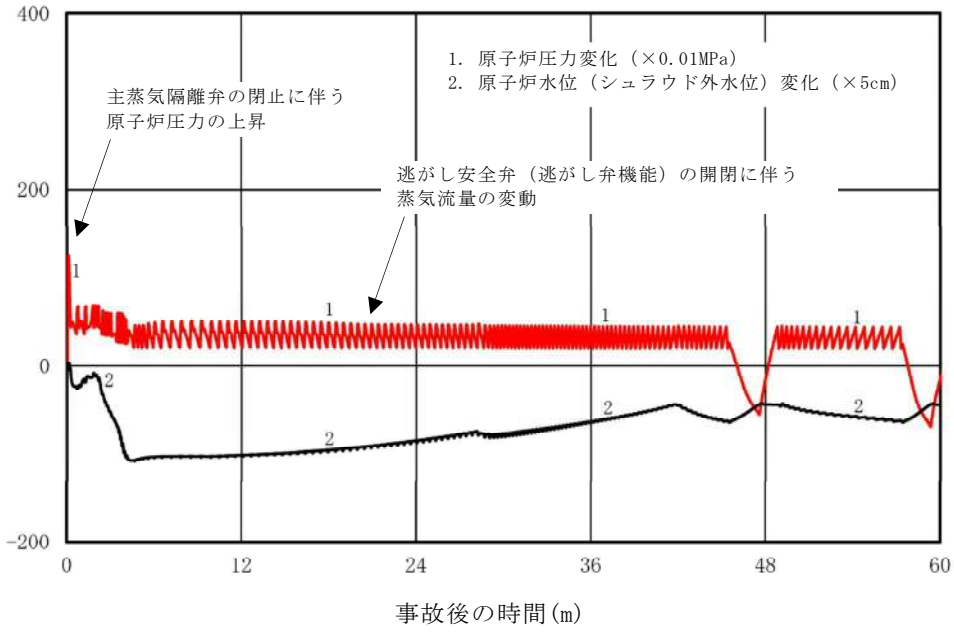
※：復水器ホットウェル水位低低信号により給復水系は全停となる。実機でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ，今回の評価では，低圧復水ポンプ，高圧復水ポンプ及び電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。

第 2.5-15 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）

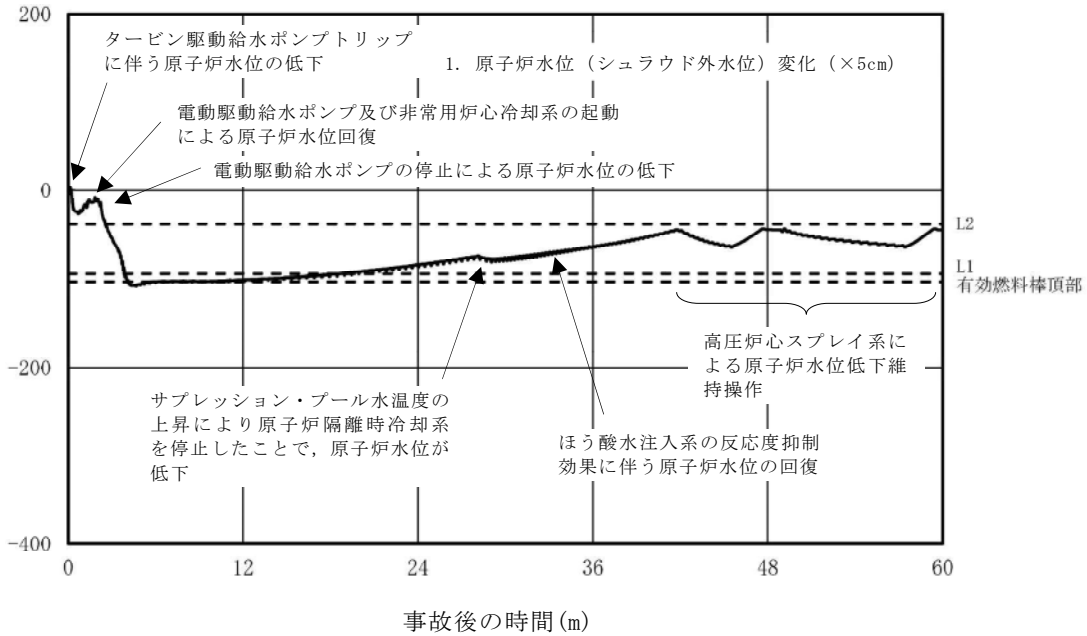


※：100%は定格給水流量
（6,420t／h）を示す。

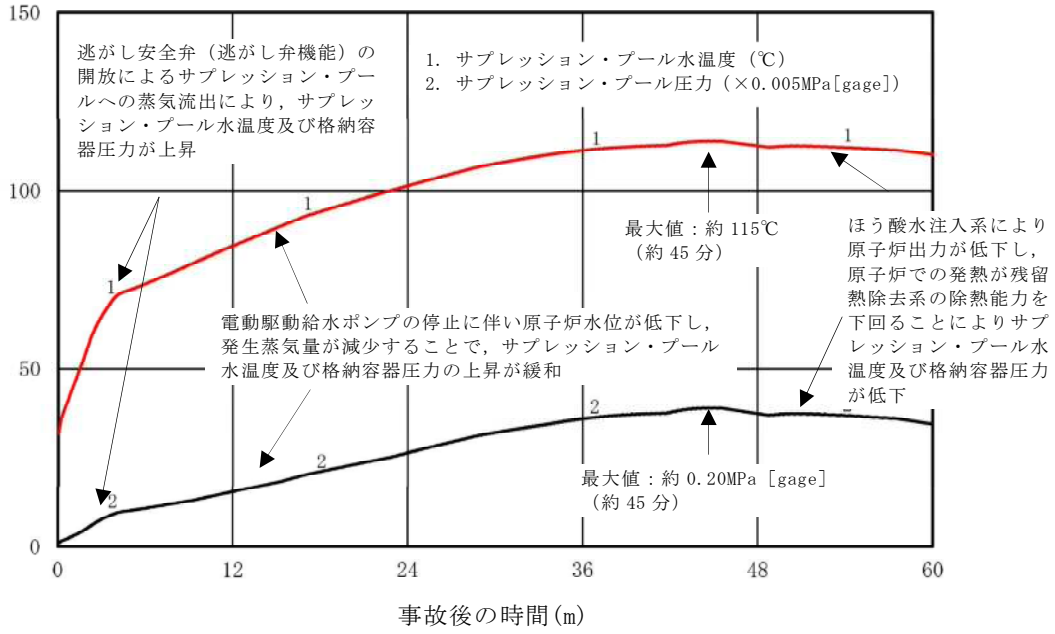
第 2.5-16 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移



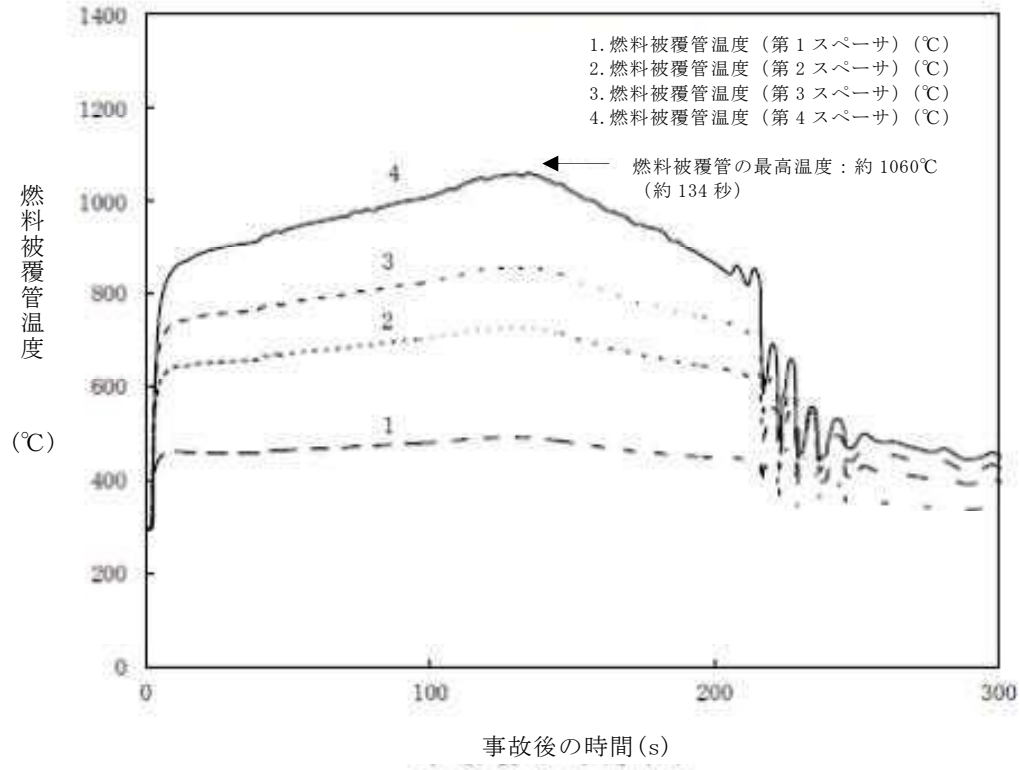
第 2.5-17 図　原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



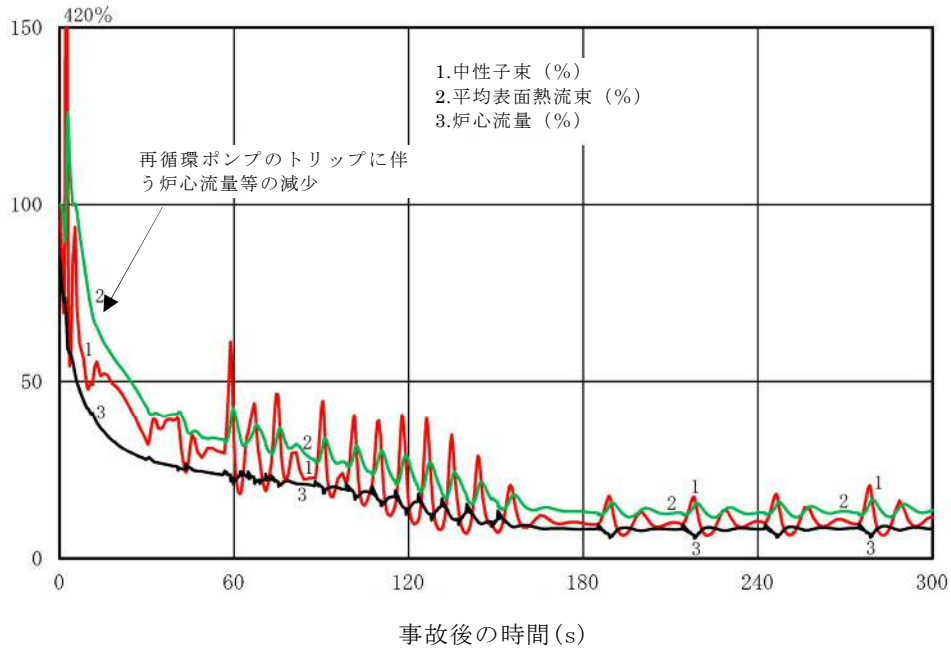
第 2.5-18 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



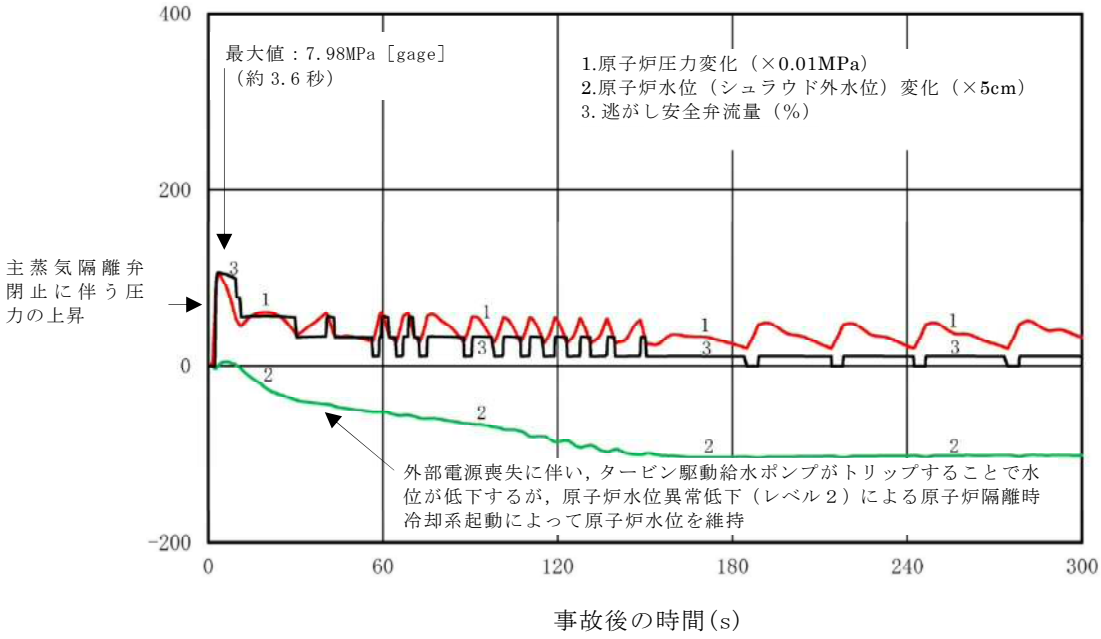
第 2.5-19 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移（長期）



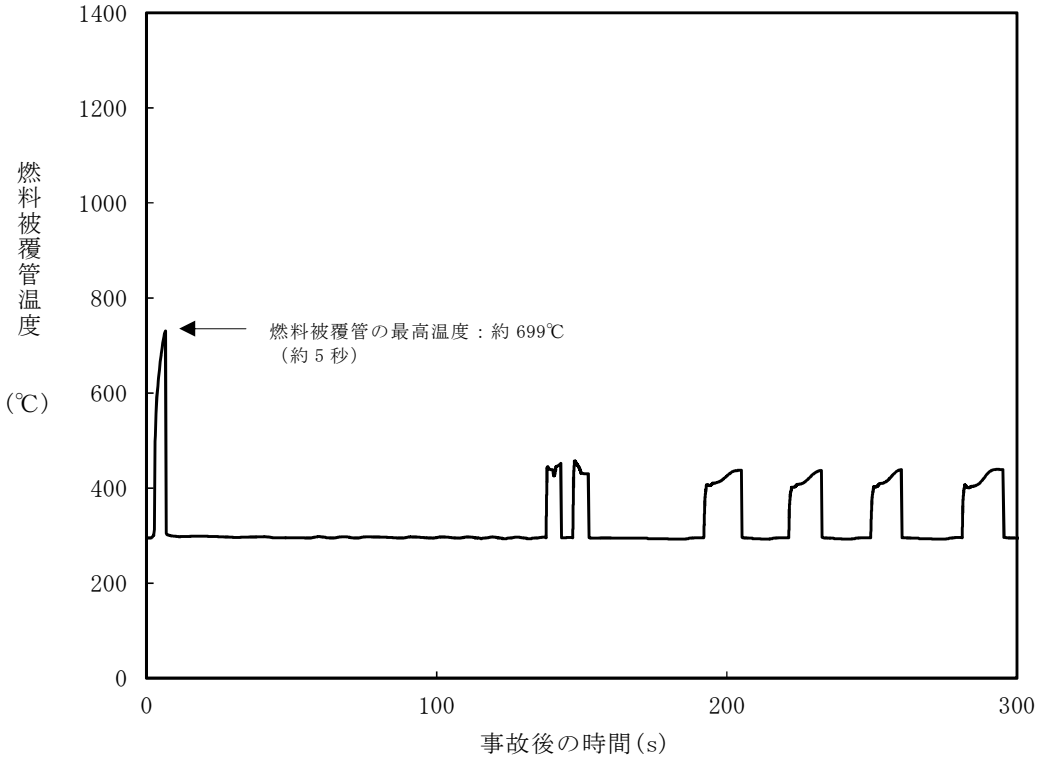
第 2.5-20 図　燃料被覆管温度（リウェット考慮をしない場合）（短期）



第 2.5-21 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（外部電源がない場合）（短期）

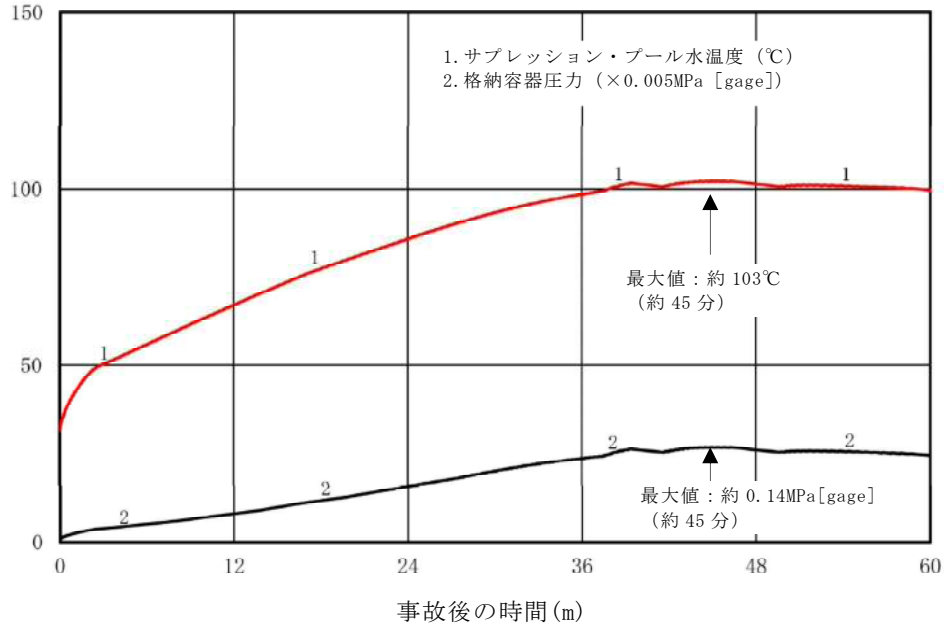


第 2.5-22 図　原子炉圧力，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁流量の推移（外部電源がない場合）（短期）



第 2.5-23 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移

（外部電源がない場合）（短期）



第 2.5-24 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

（外部電源がない場合）（長期）

プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

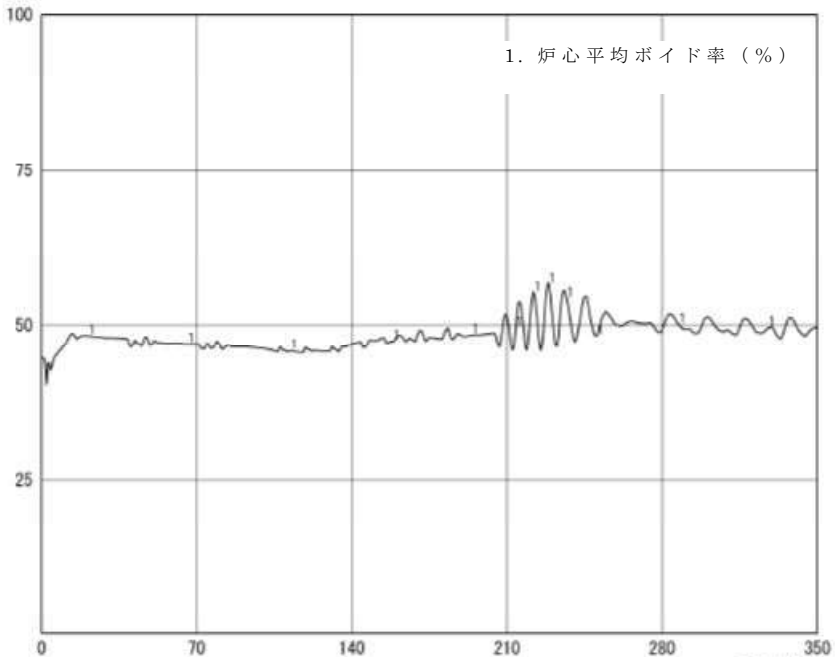
原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合，動的ボイド係数の絶対値が大きいほど，炉心に印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の増加量が大きくなる。よって，プラント動特性評価では，動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

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，一般に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）を第 1 表に，今回の評価におけるボイド率の推移を第 1 図に，減速材ボイド係数を第 2 図に，動的ボイド係数を第 3 図に示す。今回の評価ではボイド率が 40%から 60%程度で推移することから，第 3 図に示すとおり，動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり，ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

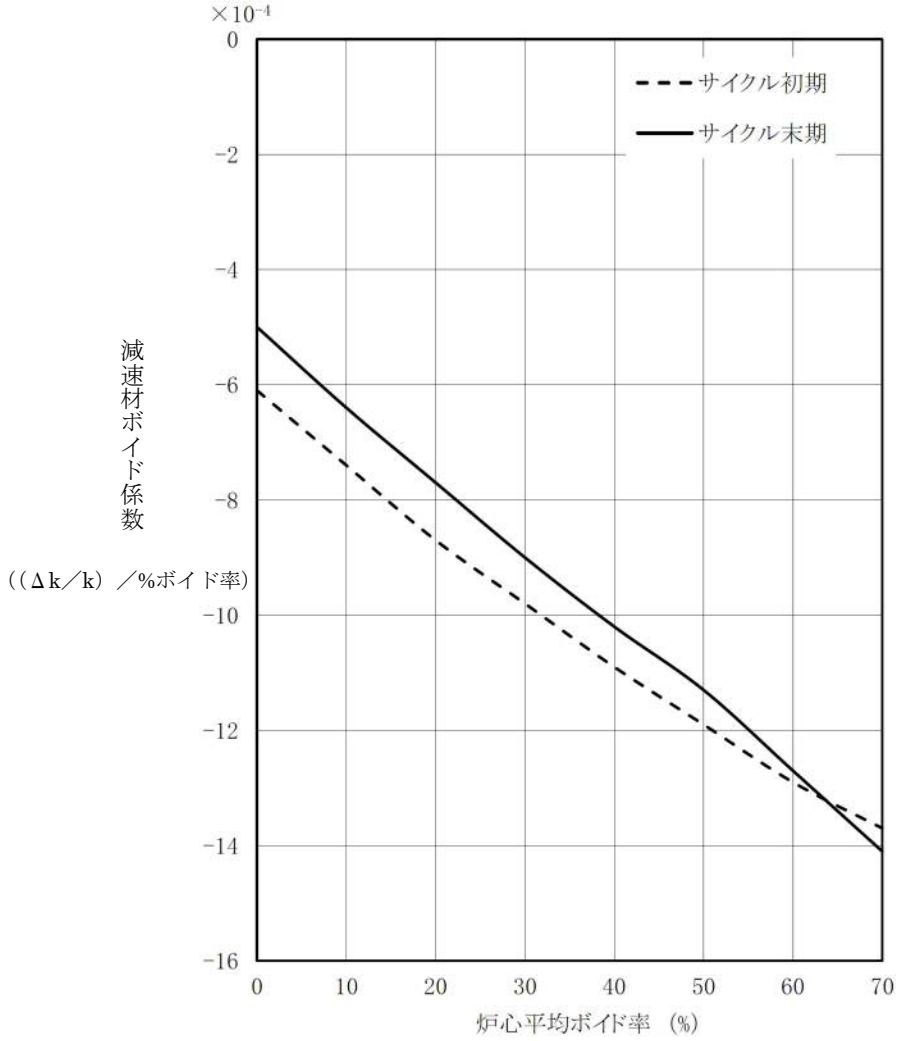
よって，プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

第1表　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)

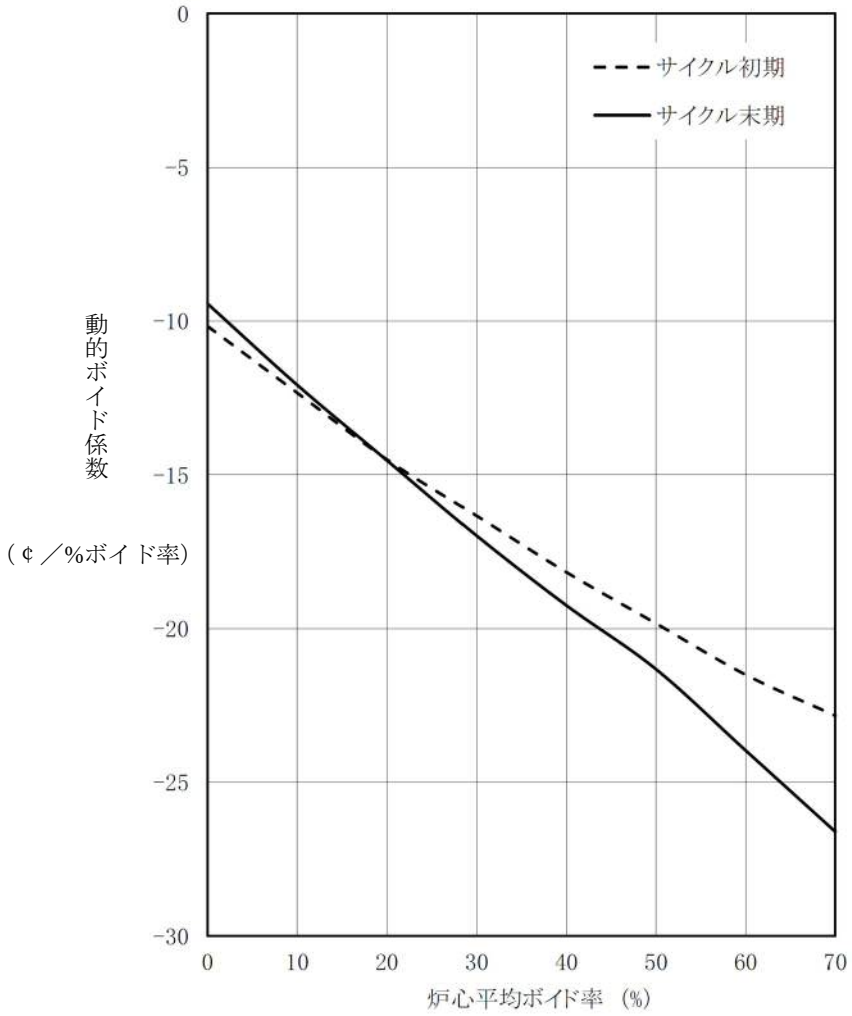
	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合（β値）	0.0060	0.0053



第1図　ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移



第 2 図　減速材ボイド係数（９×９燃料（Ａ型）取替炉心）



第 3 図　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，中小破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し，原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし，原子炉水位を維持するための系統である。自動減圧系は，ドライウェル圧力高（13.7kPa［gage］）信号及び原子炉水位異常低下（レベル１）信号により自動作動信号が発信され，120 秒の時間遅れの後，低圧炉心スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプの吐出圧力が確立している場合に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し，これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると，ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで，急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。

このため，運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の作動を阻止することを明確にしており，また，作動阻止用の操作スイッチを設けている。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，事象発生の約 230 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し，作動阻止操作をしない場合には，この 120 秒後に逃がし安全弁が開放する。このため，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮

して，事象発生の 4 分後に自動減圧系等の作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，他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は，その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに，中央制御室に操作スイッチを設置し，継続的な訓練を実施していることから，10 分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また，他の事故シーケンスグループと同様に10 分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと，原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により，原子炉停止機能喪失の有効性評価においては，10 分の状況判断時間を考慮するのではなく，原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して，事象発生の 4 分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。なお，訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで 2 分で実施可能である。

安定状態について（原子炉停止機能喪失）

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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

ほう酸水注入系を用いた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達成され，高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し,事象発生の約 17 分後から残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。原子炉出力が維持されている期間は，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇を継続するが，ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり，格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，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，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，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

第 1-1 表　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（ＲＥＤＹ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	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」にて確認する。	「反応度フィードバック効果」にて確認する。
	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：□～□ 動的ドップラ係数：□～□	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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」にて確認する。
		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	反応度モデル（ボロン）の不確かさは，ほう酸水注入開始後の挙動に影響を与えるものであり，ほう酸水注入開始後にサプレッション・プール水温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	高温停止に必要なボロン反応度を－3%Δk とした場合には，サプレッション・プール水温度が 7℃上昇し，格納容器圧力が 0.04MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃，格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。（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ついて（第 3 部 REDY））
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して，1 秒後の時点で＋0.8%／－0.1%の不確かさを有する	原子炉停止機能喪失により高出力状態が維持されるため，崩壊熱モデルの不確かさにより事象進展に与える影響は小さいことから，運転員操作時間等に与える影響は小さい。	崩壊熱曲線を初期状態において＋1%／−2%とした場合でも評価項目となるパラメータに影響を与えないことを感度解析により確認している（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	炉心ボイドマップ確認試験により，炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して，以下の不確かさを有する 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・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，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ボイド率補正率を補正無しとした場合には，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。 ボイド率補正率を最大補正二次関数とした場合には，サプレッション・プール水温度が 2℃上昇し，格納容器圧力が 0.01MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃，格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい（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ついて（第 3 部 REDY））。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化（コーストダウン特性）	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，事象発生初期の短時間の影響であり，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。	再循環ポンプ慣性時定数を＋10%／－10%とした場合には，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（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について（第 3 部 REDY））。
	冷却材流量変化（自然循環流量）	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環状態は，シュラウド内外の位置ヘッド差（マスバランス）が支配的であり，炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており，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。	自然循環状態は，シュラウド内外の位置ヘッド差（マスバランス）が支配的であり，炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

第1－1表　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（ＲＥＤＹ）（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁モデル	逃がし安全弁流量：＋16.6％	逃がし安全弁流量が大きくなった場合，原子炉水位の低下やサプレッション･プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが，感度解析結果より評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また，実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており，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（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ついて（第 3 部 REDY））。	逃がし安全弁流量を＋16.6％とした場合には，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（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について（第 3 部 REDY））。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水含む）	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	給水エンタルピが低下した場合には，炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇し，また，給水エンタルピの低下が遅れた場合には，炉心入口サブクールの低下が遅くなることで原子炉出力の上昇が遅くなることが考えられるが，感度解析結果により評価項目となるパラメータ対する余裕が大きくなるか又はその影響が小さいことを確認している。また，解析コードは実機試験データと比較して給水エンタルピを多少小さめに評価し，全体的に良く一致することを確認しており，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（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ついて（第 3 部 REDY））。	給水エンタルピについて給水温度を－60kJ／kg（－14℃），遅れ時間を＋50 秒とした場合には，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。また，給水温度のみを－60kJ／kg（－14℃）とした場合には，燃料被覆管温度が 10℃上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析における燃料被覆管温度の最大値は 872℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい（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ついて（第 3 部 REDY））。
			高圧炉心注水系流量 ：実力値（137％）	高圧炉心スプレイ系の流量が増加した場合，原子炉水位が高めに維持されることで,原子炉出力は高めとなることが考えられるが，感度解析結果により評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また，原子炉へ注水する場合の影響としては，ＥＣＣＳ注水も給水系による注水も同等と考えられ，解析コードは，給水ポンプがトリップした場合や給水流量が増減した場合の実機試験の挙動を良く模擬できることを確認しており，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（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ついて（第 3 部 REDY））。	高圧炉心注水系流量を 137％とした場合には，サプレッション・プール水温度が 4℃上昇し，格納容器圧力が 0.03MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃，格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい（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ついて（第 3 部 REDY））。
			サプレッション・プール水の初期エンタルピ ：設計仕様の常用温度下限 （－104kJ／kg（－25℃）））	サプレッション・プール水の初期エンタルピが低下した場合，サプレッション・プール水源を用いてＥＣＣＳ注水を実施する際の炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇することが考えられるが，感度解析結果により評価項目となるパラメータ対する余裕が大きくなるか又は影響がないことを確認しており，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（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ついて（第 3 部 REDY））。	サプレッション・プール水の初期エンタルピを－104kJ／kg（－25℃）とした場合には，サプレッション・プール水温度が 18℃低下し，格納容器圧力が 0.06MPa 低下することを感度解析により確認していることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる（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ついて（第 3 部 REDY））。
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定	解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるが，ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
容器格納	サプレッション・プール冷却	格納容器モデル	保守的モデルに含まれる	解析コードは，単純な計算で保守性を確保していることから，不確かさ要因としては考慮しない。	解析コードは，単純な計算で保守性を確保していることから，不確かさ要因としては考慮しない。

第1－2表　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（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	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設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。	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設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	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設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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	解析コードは，燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで，原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため，主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では，燃料被覆管温度を高めに評価する。また，給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では，表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。	解析コードは，燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで，原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし，主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで，原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし，主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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おおむ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，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる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をおおむね小さく評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは，燃料被覆管温度に依存するリウェット相関式（相関式２）を使用し，上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから，リウェット時刻を遅めに評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは，燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴い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想定した感度解析を実施し，この場合で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）
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは，沸騰遷移が生じ易い条件として，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，燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。	解析コードは，沸騰遷移が生じやすい条件として，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おり，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，沸騰遷移が生じやすい条件として，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おり，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウェットモデル	解析コードは，沸騰遷移後の熱伝達をおおむ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，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため，冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって，燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は，修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，気液熱非平衡の不確かさの影響は，修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ，燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，気液熱非平衡の不確かさの影響は，修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ，燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び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。	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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～ 約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下（レベル１）までの原子炉水位の低下量は 4700 ㎜であるのに対して，ゆらぎによる水位低下量は約 40 ㎜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，解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下（レベル１）までの原子炉水位の低下量は 4700 ㎜であるのに対して，ゆらぎによる水位低下量は約 40 ㎜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，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	41,060t／h （定格流量の 85％流量）	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定	最確条件とした場合には，炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力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。
	主蒸気流量	6,420t／h	約 6,398t／h～ 約 6,466t／h	定格主蒸気流量を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，主蒸気は遮断されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，主蒸気が遮断されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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	給水温度	216℃	約217～219℃	初期給水温度が低いほど，印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し，電動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力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。
	燃料及び炉心	９×９燃（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，その違いの影響は修正 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（Ａ型）又は９×９燃料（Ｂ型）の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが，両型式の熱水力的な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（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ついて（第４部 SCAT））。	最確条件とした場合には，９×９燃料（Ａ型）又は９×９燃料（Ｂ型）の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが，両型式の熱水力的な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（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ついて（第４部 SCAT））。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW/m	約 33～41kW/m （実績値）	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	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，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度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。
	最小限界出力比	1.24	限界出力比指標※ 0.98 以下 （実績値） ※　実際の運転管理上は，最小限界出力比の運転制限値を最小限界出力比で除した限界出力比指標で管理を行っており，この値が 1 以下であれば限界出力比の制限値を超過していない	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで，被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，９×９燃料（Ａ型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定	最確条件とした場合，沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，沸騰遷移の発生が遅れることで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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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）	平衡炉心サイクル末期の値×1.25	－	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，事象進展に与える影響が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（第３部 REDY））。	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，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。 なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組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が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（第３部 REDY））。
	核データ （動的ドップラ係数）	平衡炉心サイクル末期の値×0.9				
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する高めの値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力は低めに推移するが，解析上格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積	9,800m^3	9,800m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水量	3,300m^3	約3,308m^3～約3,342m^3 （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，解析条件で設定した水量（3,300m^3）に対し，ゆらぎによる水量変化は約42m^3であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，解析条件で設定した水量（3,300m^3）に対し、ゆらぎによる水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約15～約32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している温度よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プール水温度は低めに推移するが，解析上サプレッション・プール水温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では，注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが，注水水温を低くした場合においても，プラント挙動への影響が小さいことを感度解析により確認している。 （添付資料 2.5.6）	最確条件は解析条件で設定している温度よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プール水温度は低めに推移し，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また，非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では，注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが，注水水温を低く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が小さいことを感度解析により確認している。 （添付資料 2.5.6）

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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	主蒸気隔離弁の誤閉止	－	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定	－	－
	安全機能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（ARI）	－	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		
	外部電源	外部電源あり	－	給復水系及び原子炉再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，高圧炉心スプレイ系等の電源は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。	外部電源がない場合には，電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで，原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.5.7）
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁閉止	閉止時間：3秒	閉止時間： 3秒～4.5秒 （設計値）	原子炉圧力の上昇が早く，原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力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。
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉圧力高信号 （7.39MPa[gage]） （遅れ時間：0.2秒）	原子炉圧力高信号 （7.39MPa[gage]） （遅れ時間：0.2秒） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
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 7.37～7.65MPa[gage] 354.6～367.6t／h／個	逃がし弁機能 7.37～7.65MPa[gage] 354.6～367.6t／h／個	原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる	機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，REDY コードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，REDY コードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量： 145～1,506m^3／h ・注水圧力： 0～8.30MPa[dif]	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17秒） ・注水流量： 375～1,419m^3／h以上 ・注水圧力： 0～7.65MPa[dif]	原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，反応度の観点で厳しい設定となる。このため，自動起動遅れ時間を0秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定		

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（6／6）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
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	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04MPa～7.86[gage]	原子炉水位異常低下（レベル２）にて自動起動 （遅れ時間：30秒） ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04MPa～7.86[gage]	注水特性は，タービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定 原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで，反応度の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を0秒と設定	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，印加反応度が小さくなることで，原子炉出力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与える影響は小さい。
	ほう酸水注入系	注入流量： 163L／min ほう酸水濃度： 13.4wt%	注入流量： 163L／min（設計値） ほう酸水濃度： 13.4wt%以上	注入流量は，設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，負の反応度印加がおおむね早くなり，原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が緩和されるが，解析上これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，負の反応度印加がおおむね早くなり，原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し，格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水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。
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	熱交換器１基当たり約53MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度27.2℃において）	熱交換器１基当たり約53MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度27.2℃において）（設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／3）

項　目		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定	【認知】 事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから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自動スクラム警報が発信し，全制御棒全挿入ランプは消灯したままとなる。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め3分を想定している。また，自動減圧系等のタイマーが作動した場合は，タイマー作動を知らせる警報が発報する。以上により，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 自動減圧系の作動阻止操作として余裕時間も含め1分を想定しており，自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが，自動減圧系の作動阻止操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また，複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから，他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。	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，評価項目に与える影響はない。	解析上，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約230秒後であり，この120秒後に逃がし安全弁（自動減圧系）が自動開放する。 仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで，原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。また，逃がし安全弁（自動減圧系）7弁にて原子炉減圧をする場合について，同じ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，減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPaまで低下している。 以上より，合計で事象発生から約510秒程度の時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起因事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知及び自動減圧系等の作動阻止操作まで4分としているところ，訓練実績は約2分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／3）

項　目		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失を確認し，自動減圧系等の作動阻止操作を実施した後にサプレッション・プール水温度が49℃に近接した場合に実施する。有効性評価解析では約1.4分でサプレッション・プール水温度が49℃に到達するため，自動減圧系等の作動阻止操作完了後に操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施するため，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，サプレッション・プール水温度上昇に伴い複数の警報が発報する。以上により，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 ほう酸水注入系の起動操作として余裕時間も含め2分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが，ほう酸水注入系の起動操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また，複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから，他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	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，評価項目に与える影響はない。	ほう酸水注入系の起動操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることで，サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は，約115℃であり，ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生の570秒後における水温上昇率は2℃/分程度であることから，200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。 （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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起因事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知，自動減圧系等の作動阻止操作及びほう酸水注入系の起動操作まで6分としているところ，訓練実績は約3分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／3）

項　目		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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・プール冷却系）による格納容器除熱	事象発生から17分後	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱は，サプレッション・プール水温度が32℃以上となった場合に実施するが，有効性評価解析では初期条件としてサプレッション・プール水温度を32℃に設定している。このため，事象初期の状況判断後に操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 原子炉停止機能喪失時には重要監視パラメータとなるサプレッション・プール水温度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サプレッション・プール水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱として余裕時間も含め6分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱はこれらの操作に優先して実施するものである。また，複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから，他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	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，評価項目に与える影響はない。	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱が遅れた場合，サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約115℃であり，格納容器除熱を開始する事象発生の17分後における水温上昇率は2℃/分程度であることから，200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の時間は約6分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては，主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や，給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し，燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウェット）ことで急減に低下する。よって，燃料被覆管の最高温度は，このリウェットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，リウェット判定に「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」（2003年 6 月，日本原子力学会）における相関式２を用いている。相関式２によるリウェット判定は燃料被覆管温度に依存し，解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，相関式２によるリウェット判定時刻も遅くなる傾向となり，燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。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とから，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，その他の条件については，有効性評価の解析ケース（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場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また，リウェットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に，燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

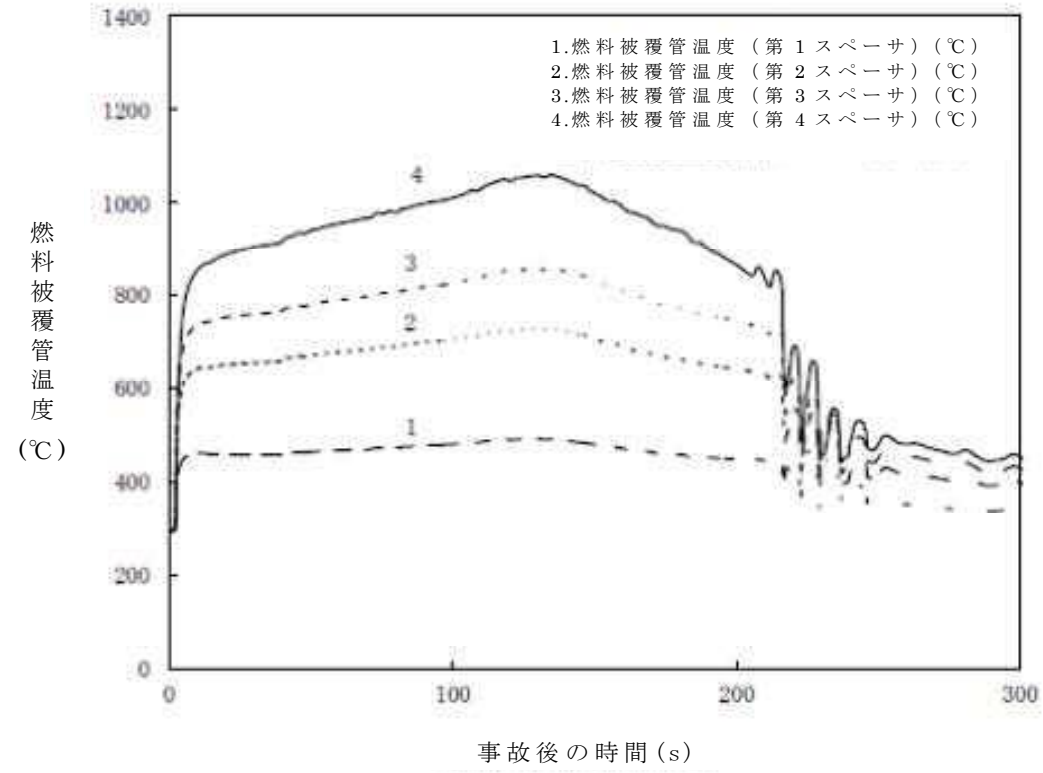
リウェットを考慮しない場合，燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後，燃料被覆管温度はリウェットによる低下がなく高い状態を継続する。その後，復水器ホットウェルの水位低下による給水系の停止に伴い原子炉水位が低下し，原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は，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，評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

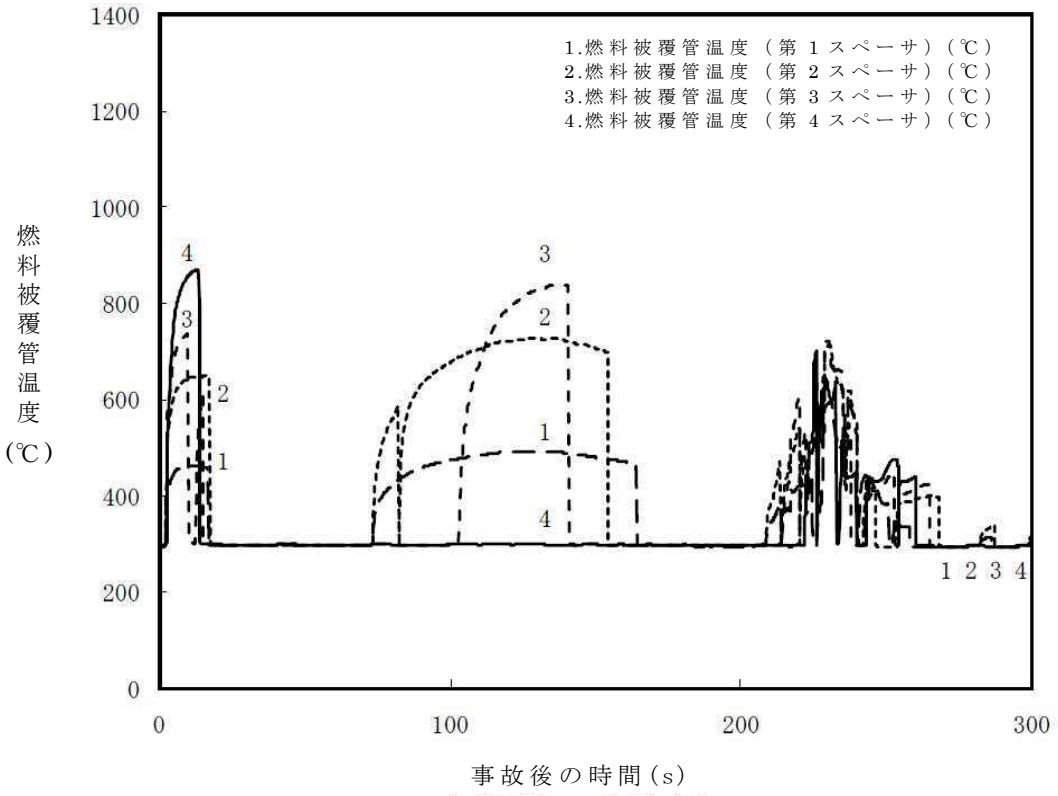
以上の結果より，リウェットを考慮しない場合について，原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって，リウェットモデルの精度に係らず，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

第１表　リウェット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

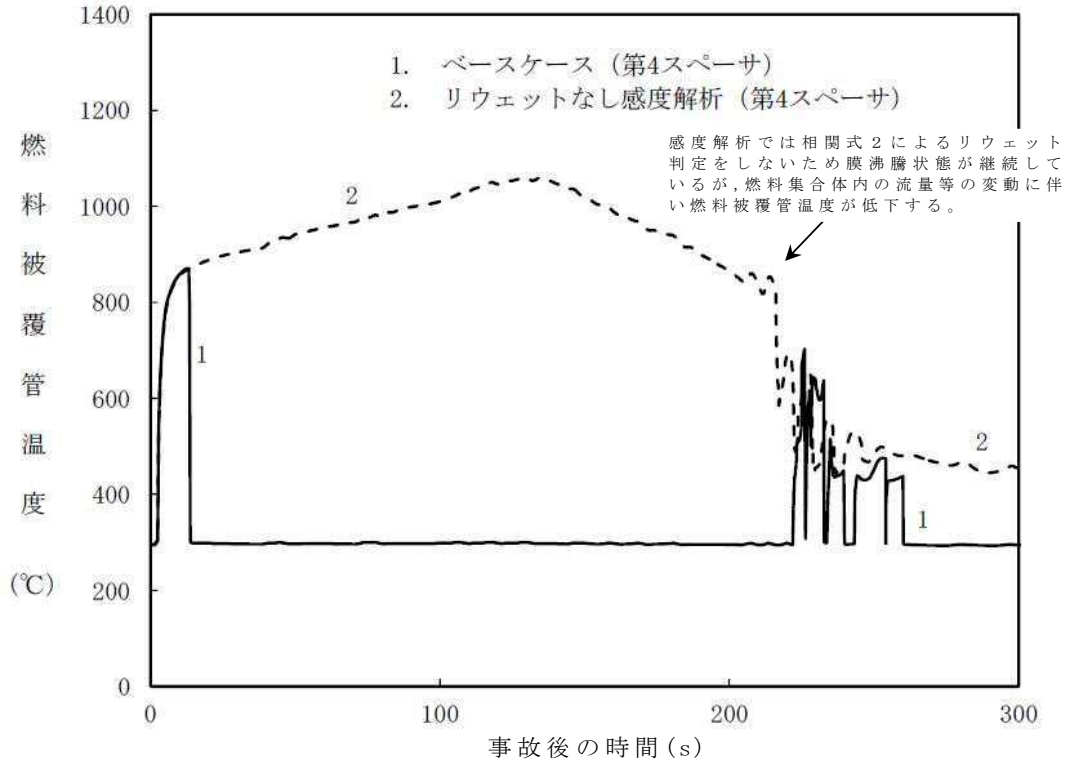
項目	感度解析 （リウェット考慮無）	ベースケース （相関式２）	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060℃	約 872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



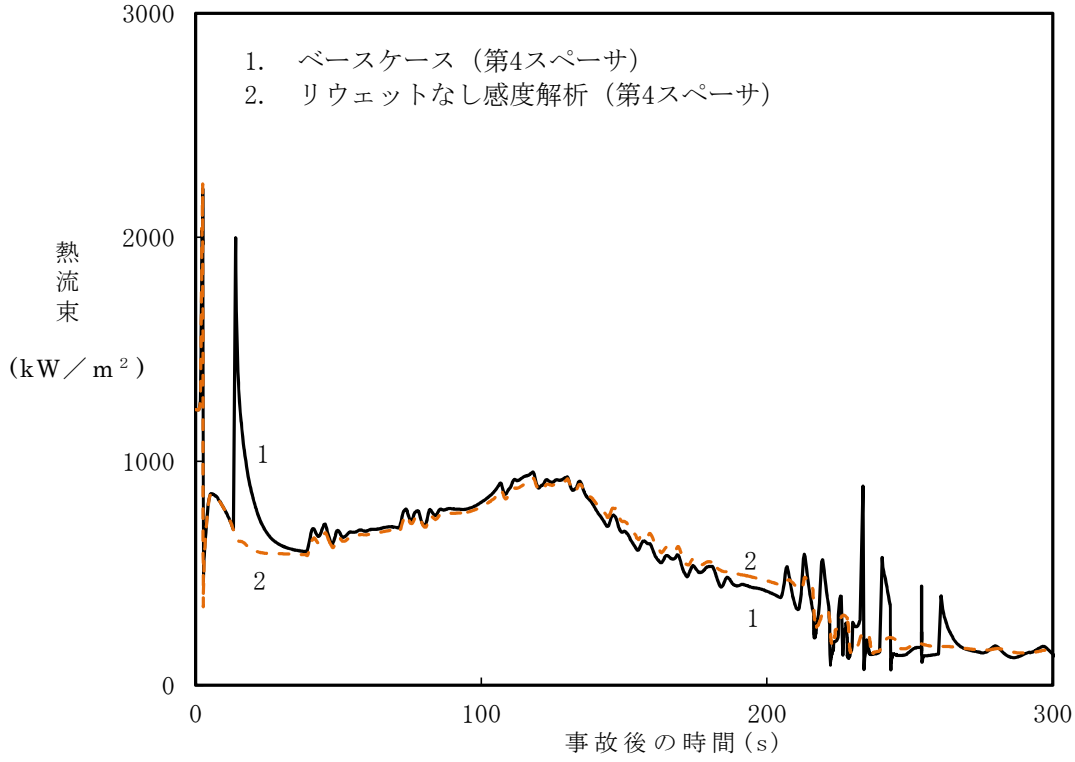
第１図　燃料被覆管温度の推移（リウェットを考慮しない場合）



第２図　燃料被覆管温度の推移（ベースケース（相関式２））



第３図　燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較



第４図　燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウェットを考慮しない場合の比較

原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

1. はじめに

今回の有効性評価では，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

一方，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては，復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり，復水貯蔵タンクの水温はサプレッション・プール水温度と比較して低いことから，反応度の観点では厳しい条件となる。

このため，原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし，かつ，水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である 10℃とした場合の感度解析を実施し，事象進展に与える影響を確認した。

2. 評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし，復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また，評価結果のまとめを第 1 表に示す。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

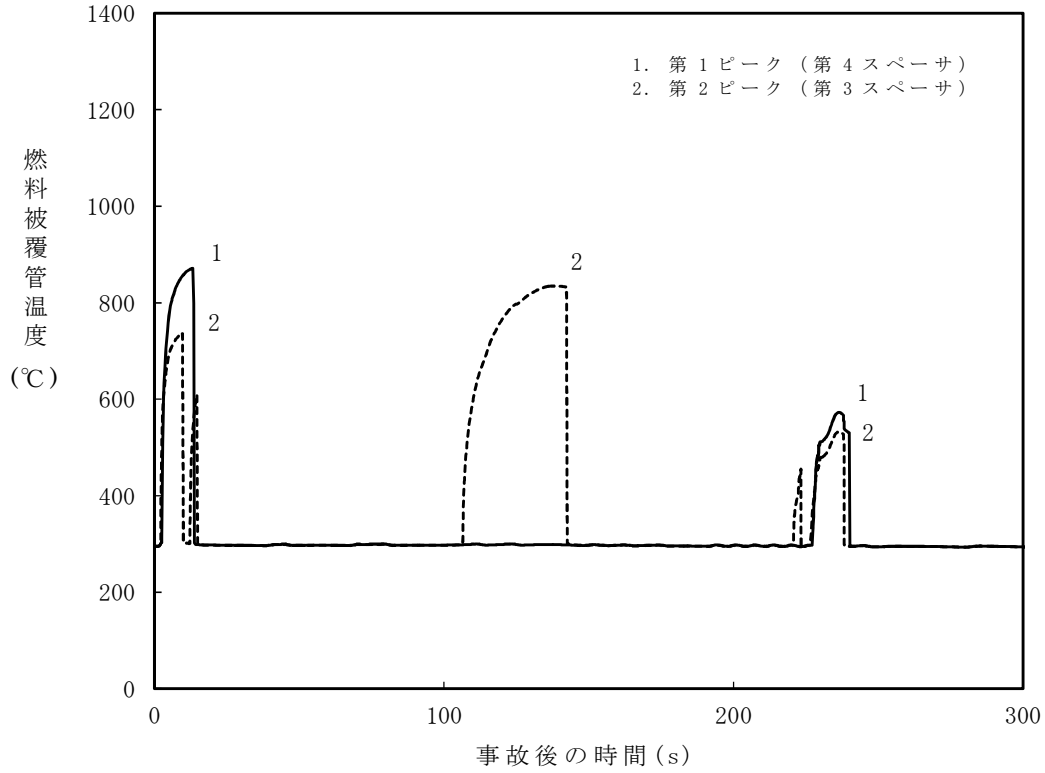
ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが，外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから，サプレッション・プール水量が大きくなる。このため，サプレッション・プール水温度の上昇は抑制されるものと考えるが，ベースケースの場合との差は僅かである。

4. まとめ

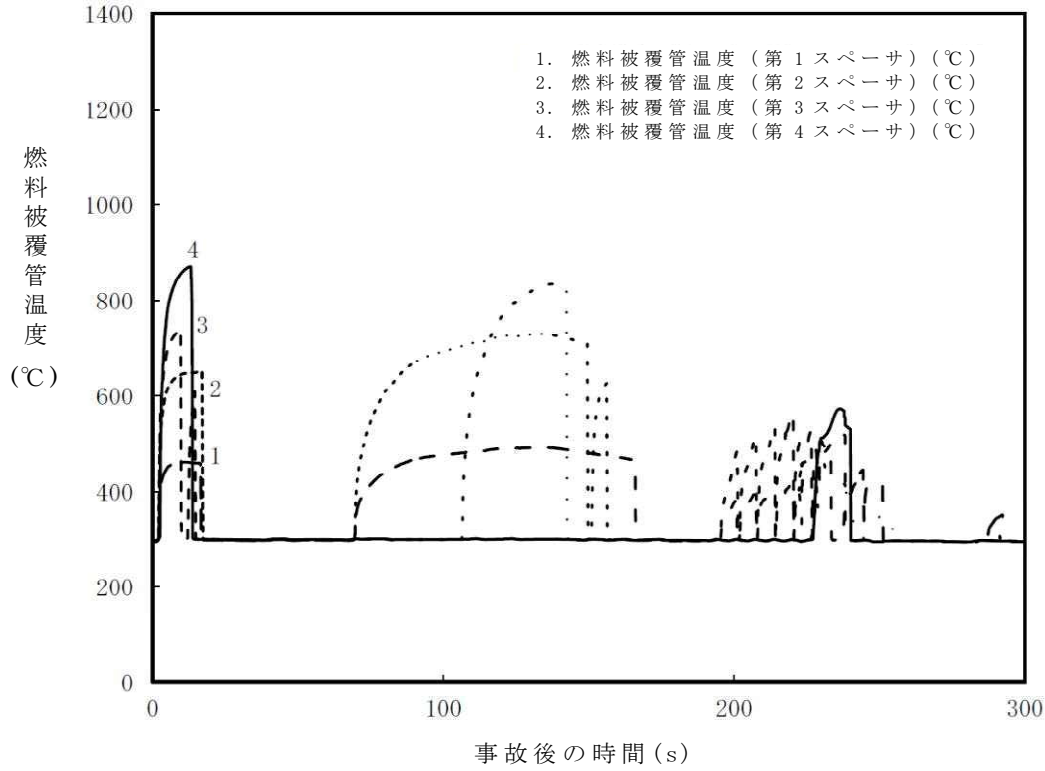
原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク，水温を10℃とした場合について評価した結果，評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり，評価項目を満足することを確認した。

第1表　水源及び水温の差異による評価項目への影響

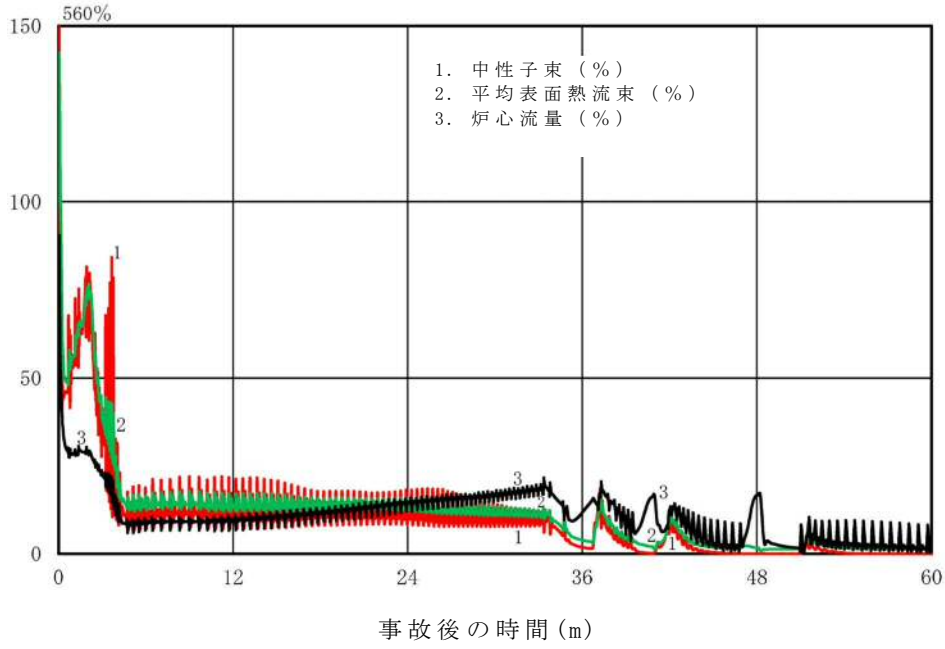
評価項目	感度解析 （復水貯蔵タンク 水温10℃）	ベースケース （サプレッション・ プール）	評価項目
燃料被覆管最高温度	約872℃	約872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材バウンダリにかかる圧力	約8.42MPa[gage]	約8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] （最高使用圧力の1.2倍） を下回る
格納容器バウンダリにかかる圧力	約0.18MPa[gage]	約0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]（限界圧力） を下回る
格納容器バウンダリの温度	約110℃	約115℃	200℃を下回る



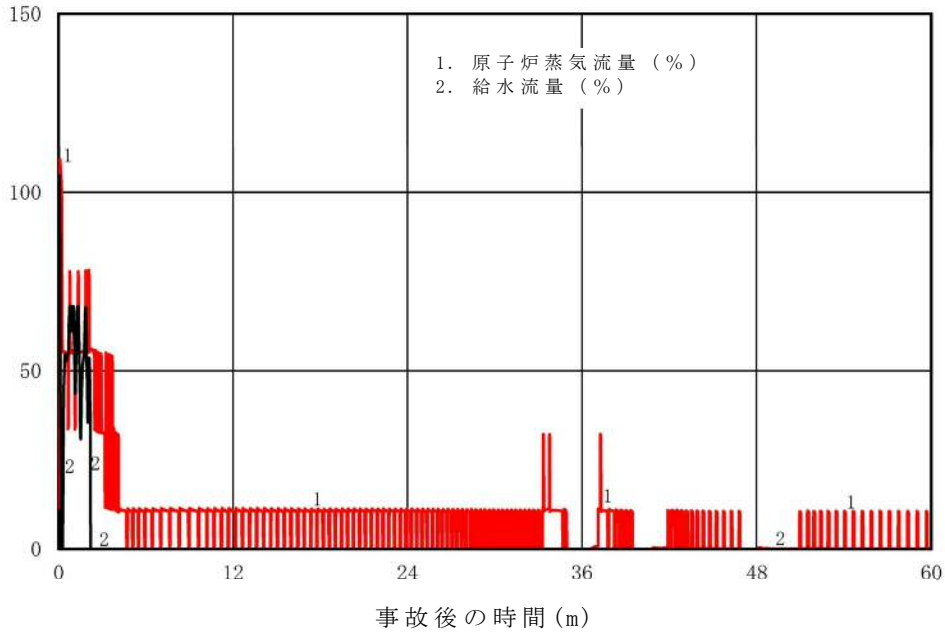
第１図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



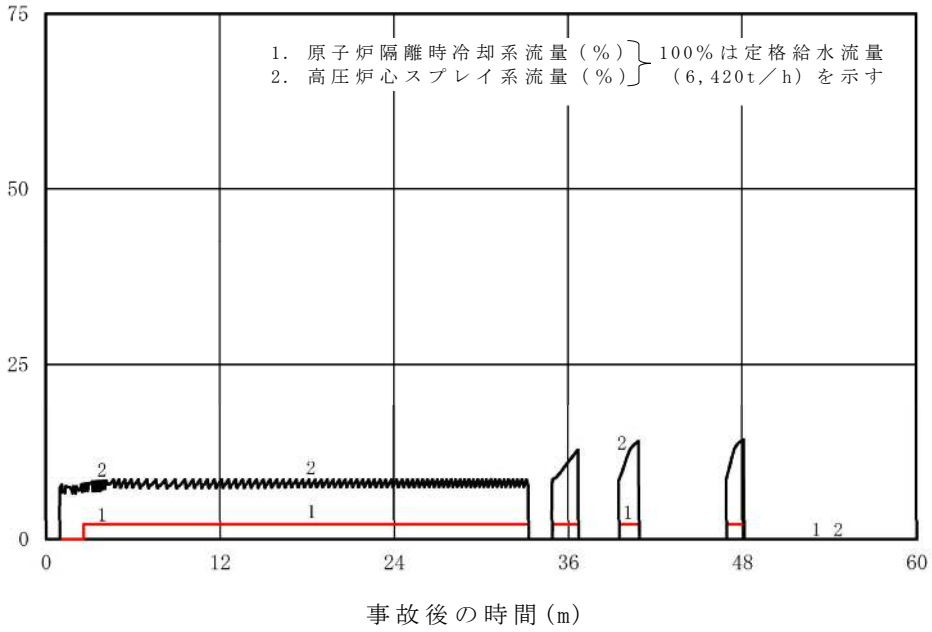
第２図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（長期）

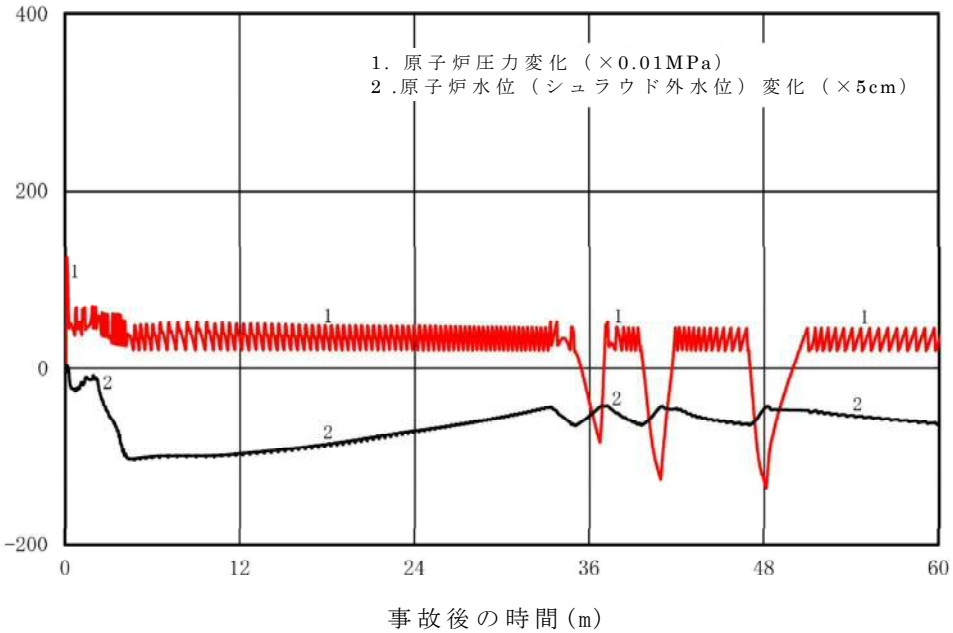


第 4 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



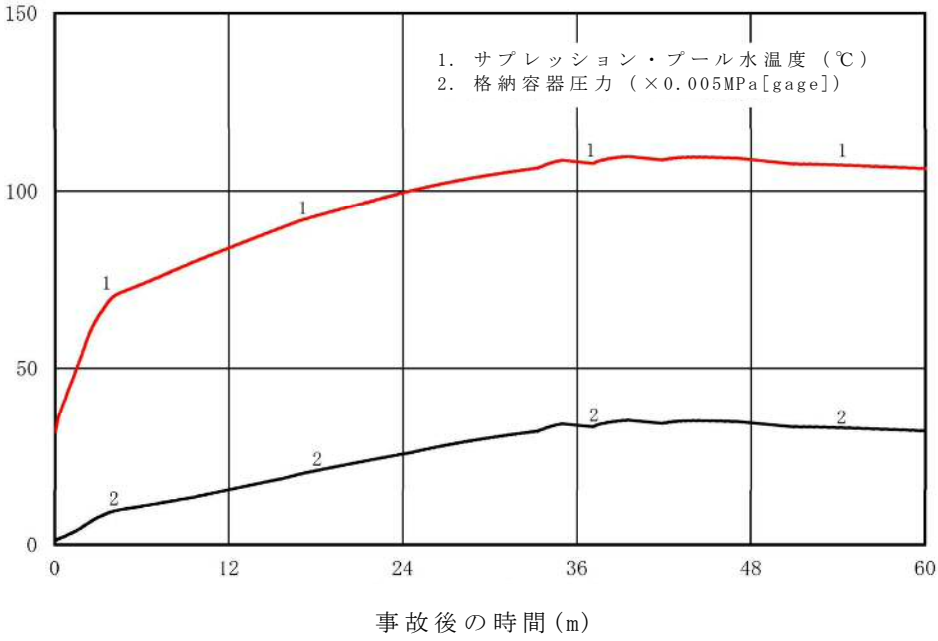
第 5 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

（長期）



第 6 図　原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移

（長期）



第 7 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

（長期）

外部電源の有無による評価結果への影響

1. はじめに

今回の有効性評価では，外部電源は喪失しない条件としており，給水系や原子炉再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。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

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 14 図に示す。また，評価結果のまとめを第 1 表に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため，原子炉再循環ポンプが停止し，原子炉出力の上昇が抑制されることで，事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に，サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより，サプレッション・プール水温度及び格納容器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復水系が停止し，原子炉水位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による原子炉出力の上昇は発生しない。

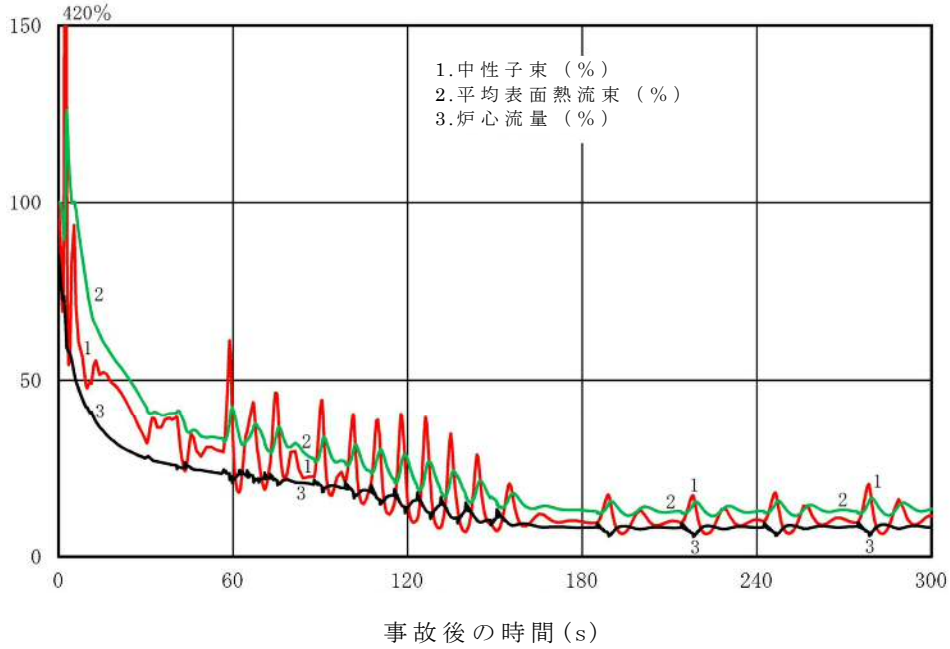
4. まとめ

外部電源が無い場合の感度解析を実施し，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

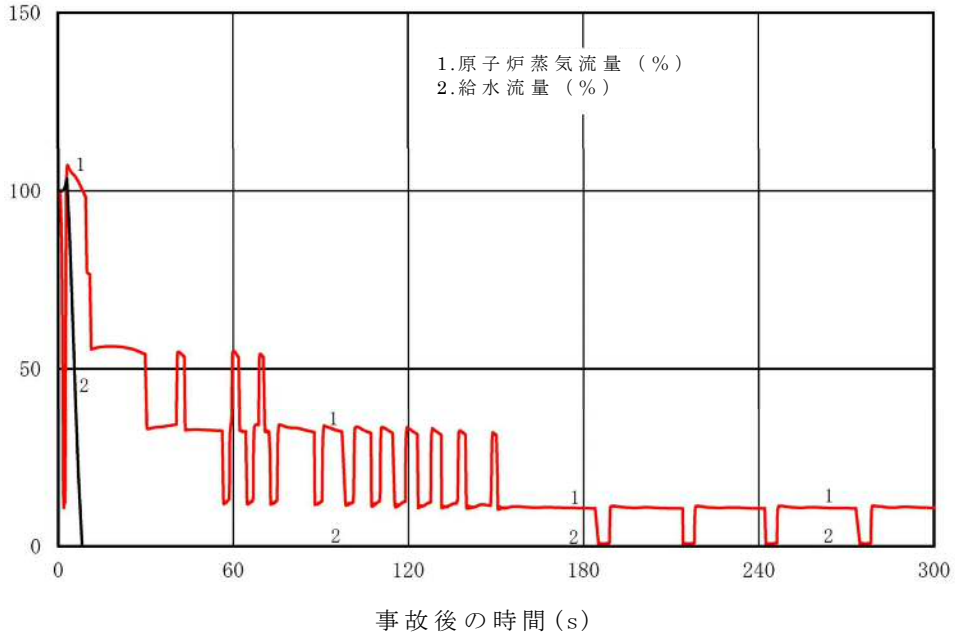
また，外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環ポンプについては，一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから，重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

第 1 表　外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響

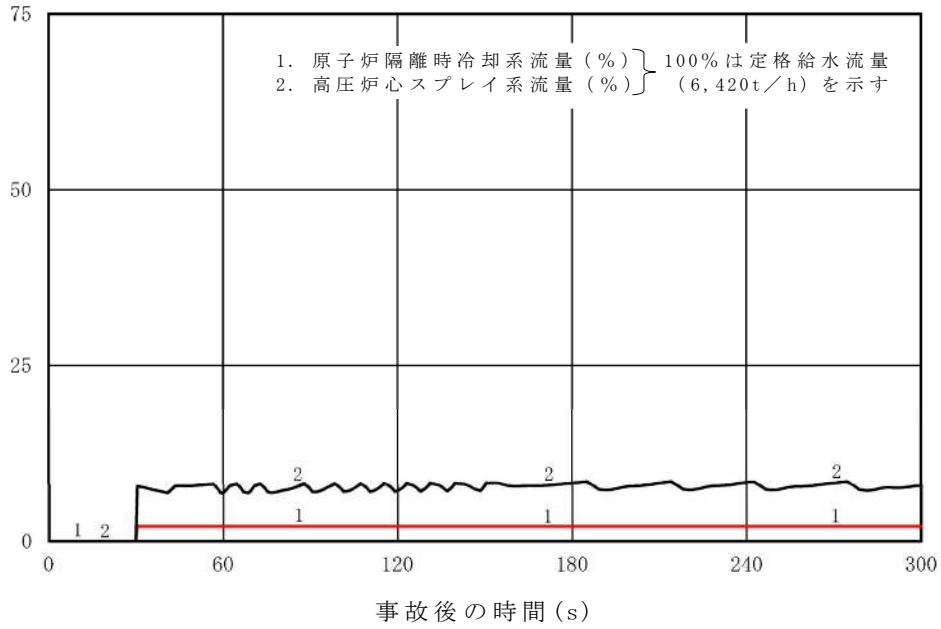
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度（℃）	約 699	約 872	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・プール水温(℃))	約 103	約 115	200℃（限界温度） を下回る



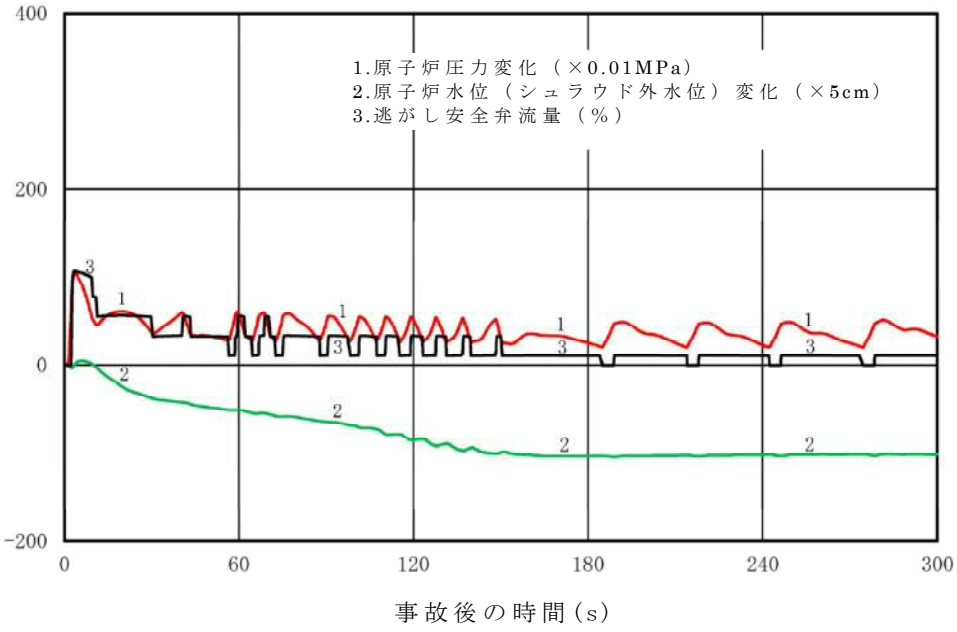
第 1 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



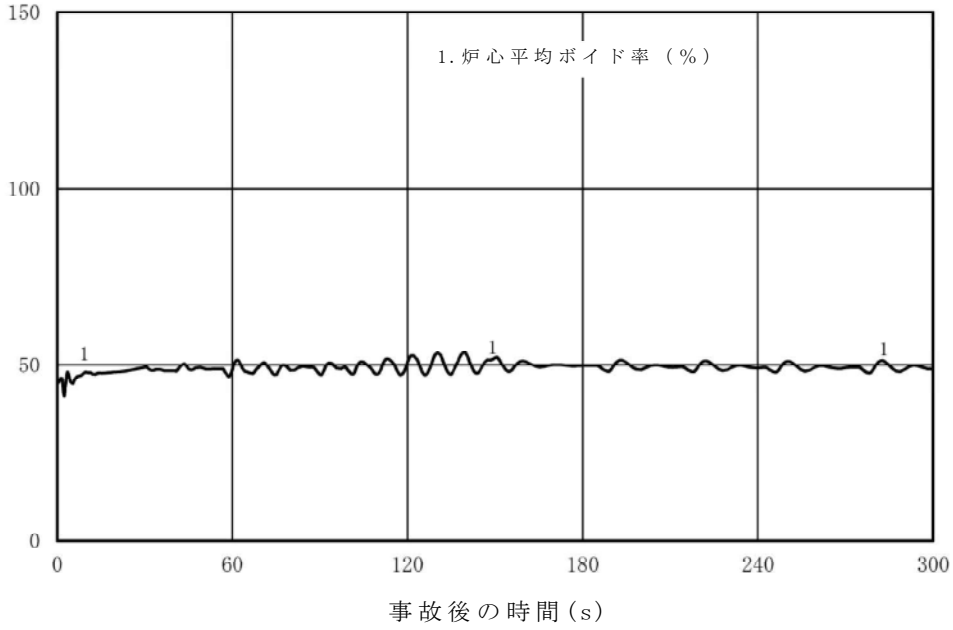
第 2 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



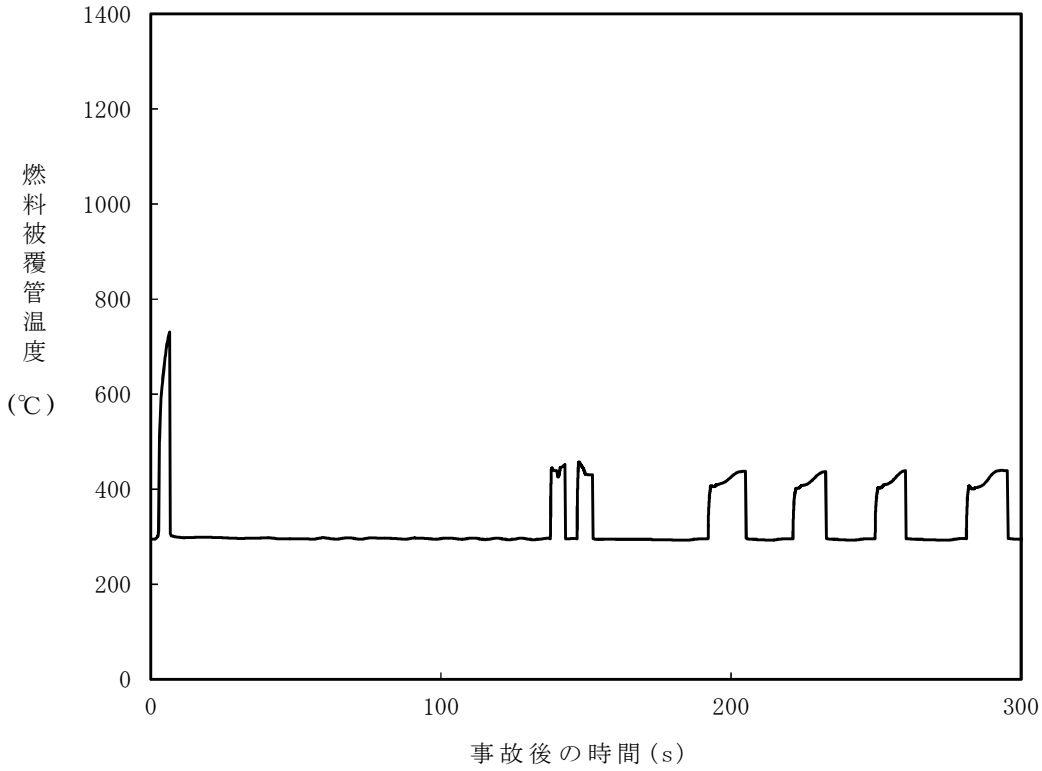
第 3 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（短期）



第 4 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁流量の推移（短期）

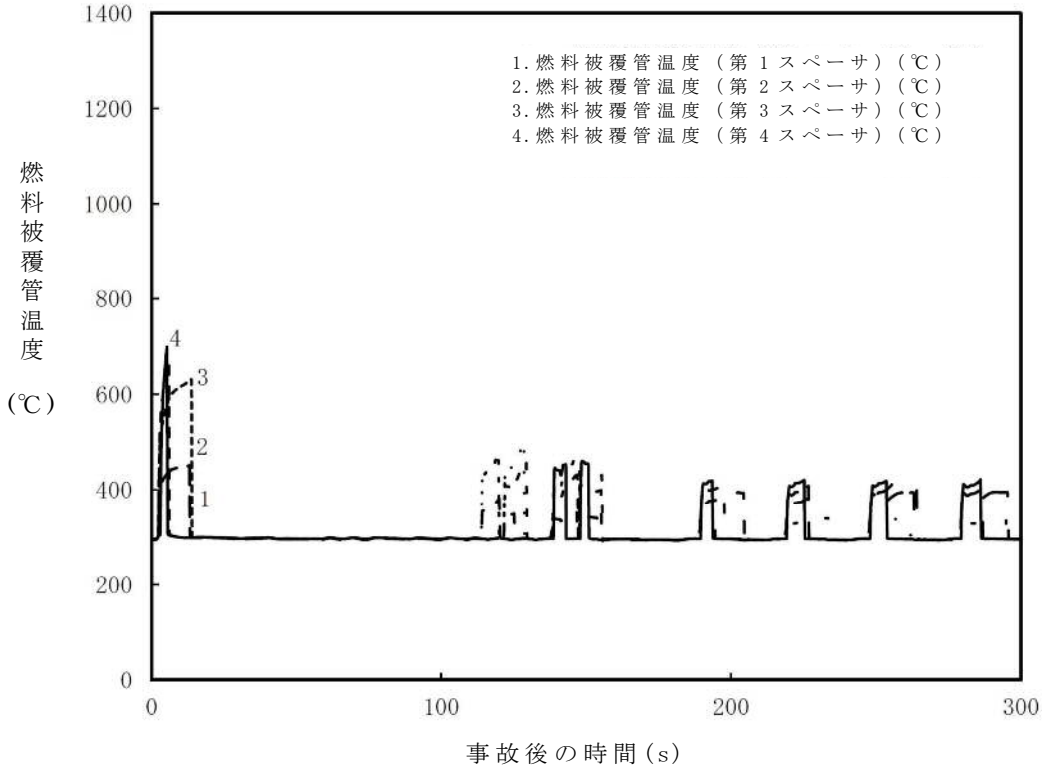


第５図　炉心平均ボイド率の推移（短期）

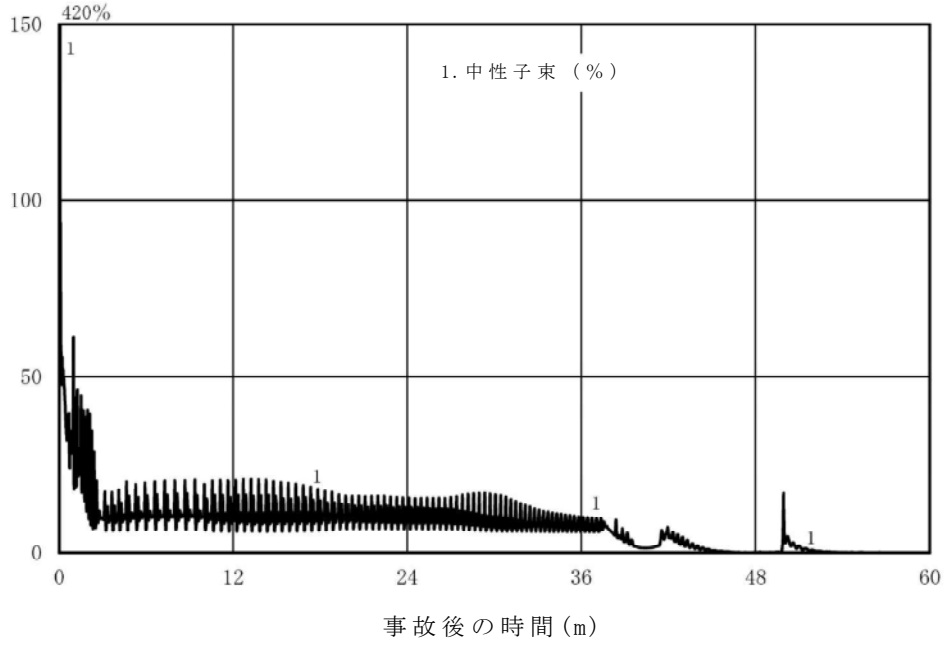


第 6 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移

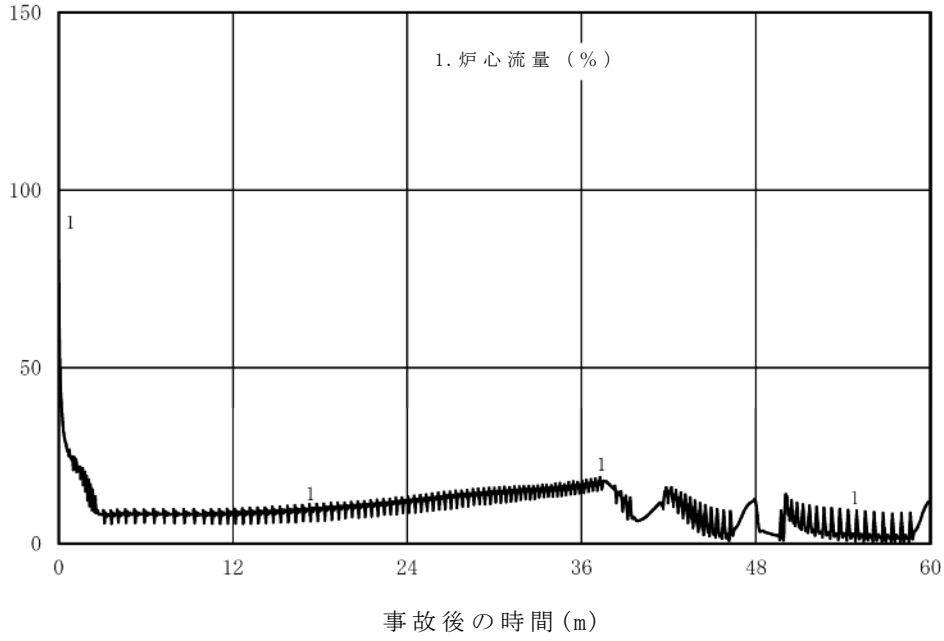
（短期）



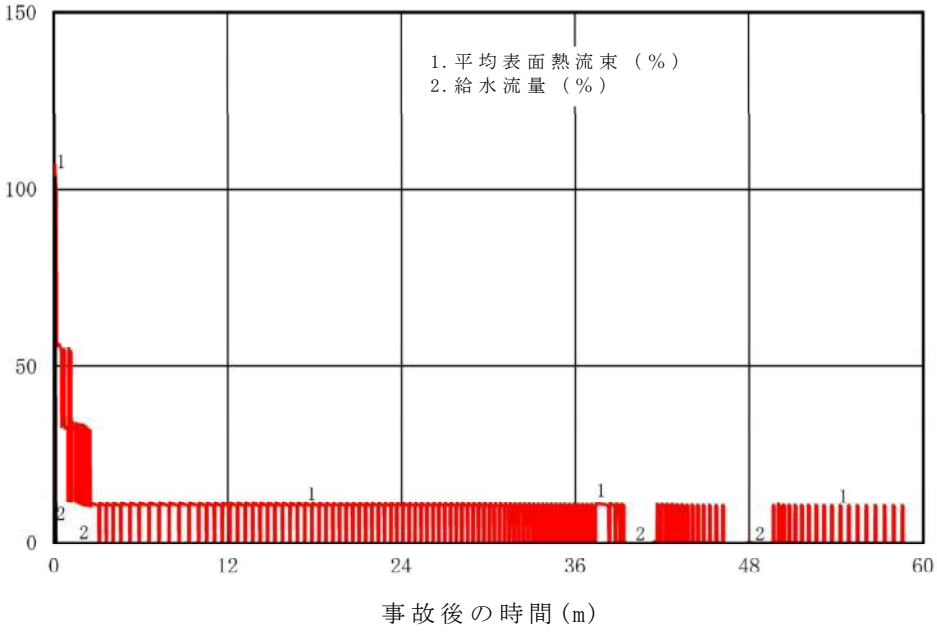
第 7 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移



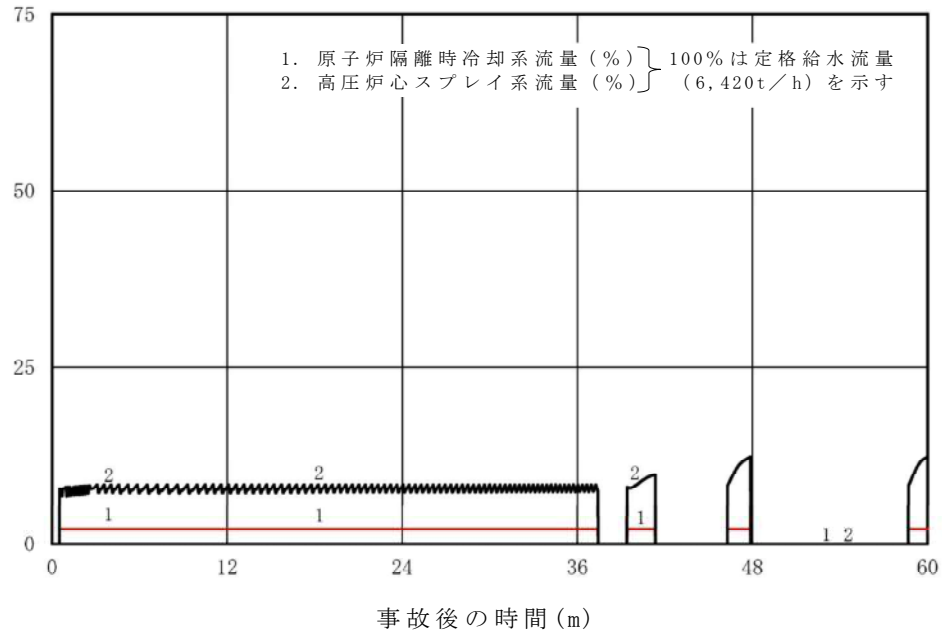
第 8 図　中性子束の推移（長期）



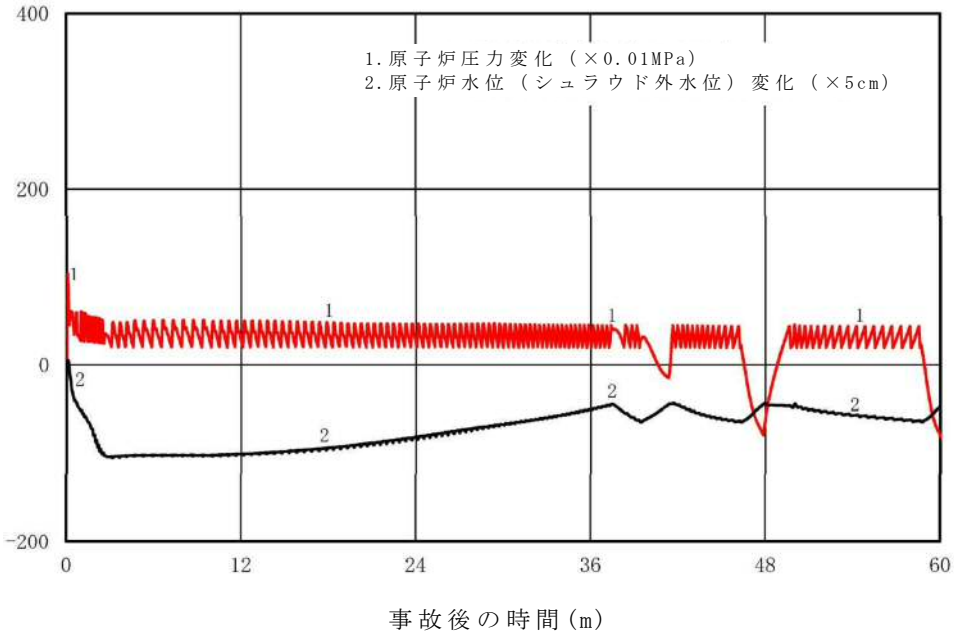
第 9 図　炉心流量の推移



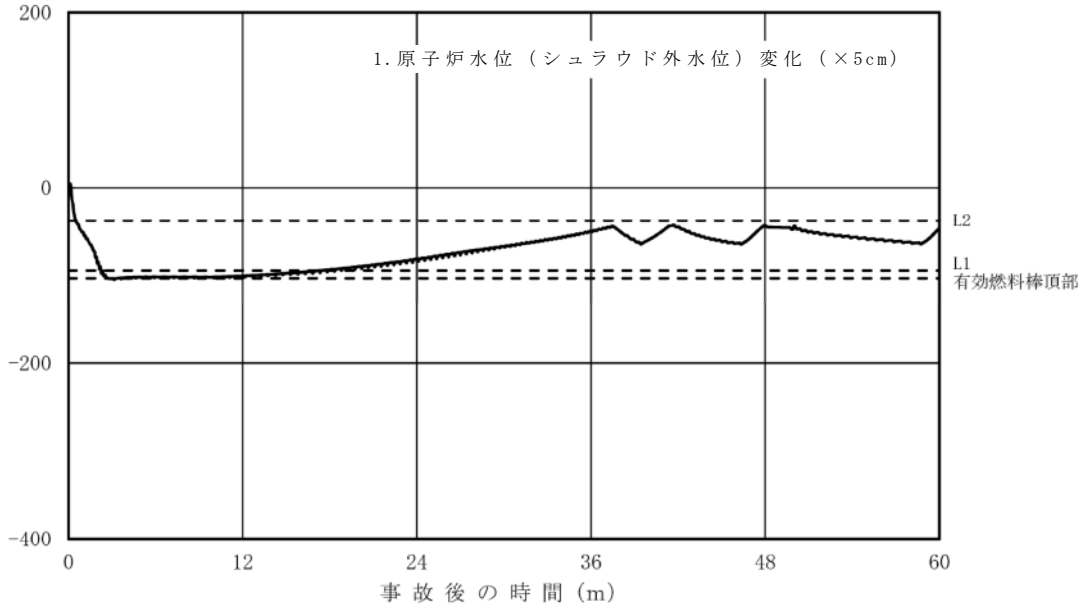
第 10 図　給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）



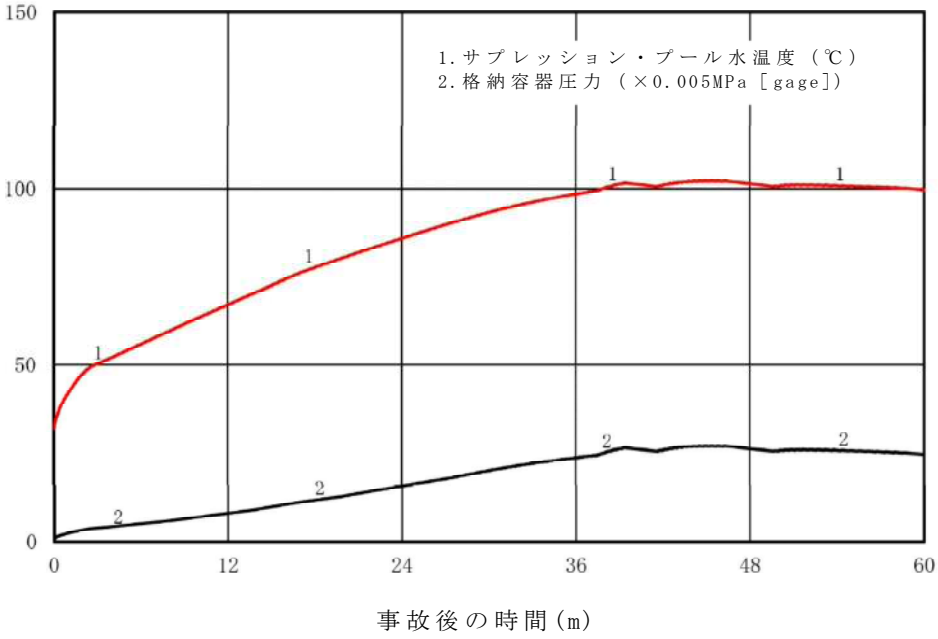
第 11 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



第 12 図　原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 13 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 14 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

（長期）

ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は,「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失，自動減圧系等の作動阻止及びＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「ＳＬＣ」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちＳＬＣ起動操作は最優先で実施する操作である。ＳＬＣ起動操作は，訓練により事象発生から約 3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

ＳＬＣは炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にＳＬＣ起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合，フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたす恐れがある。このため，運転手順において，ＳＬＣ起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，ＳＬＣの起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。

2.　ＳＬＣ自動起動により期待される効果について

ＳＬＣによる反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり，30 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり，事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると，仮に自動起動とした場合でも，手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。

また，ＳＬＣを自動起動とすることで，原子炉出力の低下が早まり，サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し，サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが，第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 570 秒後の水温上昇率は 2℃／分程度であることから，仮にＳＬＣ起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり，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。

以上により，ＳＬＣについては，自動起動とした場合でも，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起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

3.　【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

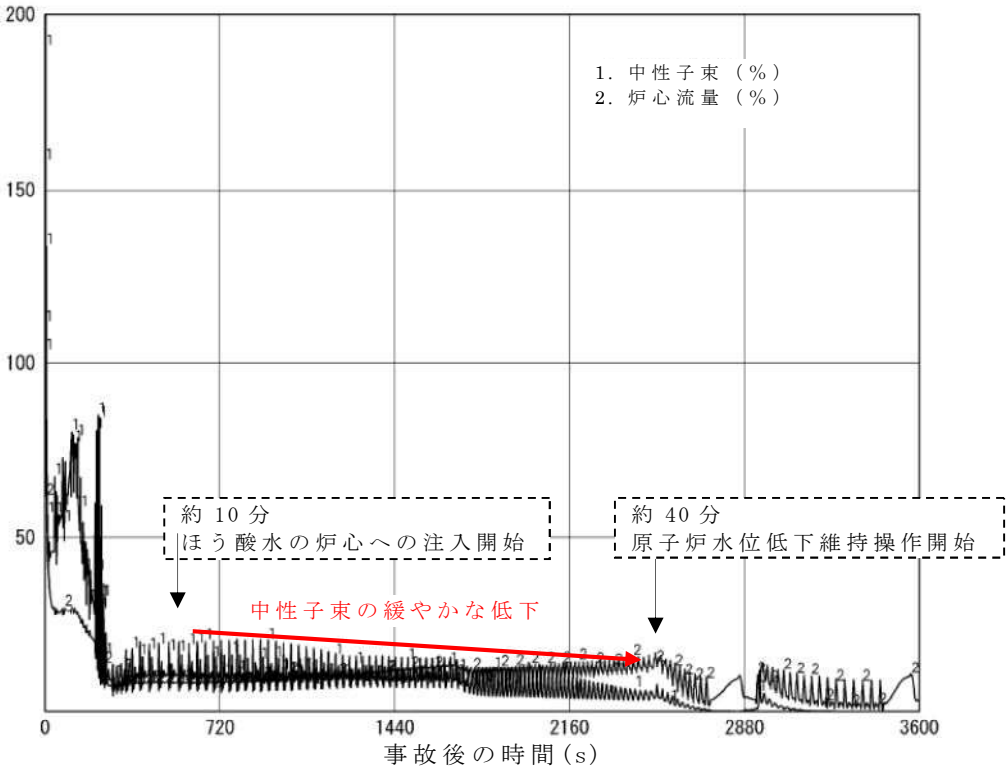
・「原子炉水位低（レベル２）」+「ＳＲＮＭがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のＡＮＤ条件成立から 3 分

・「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

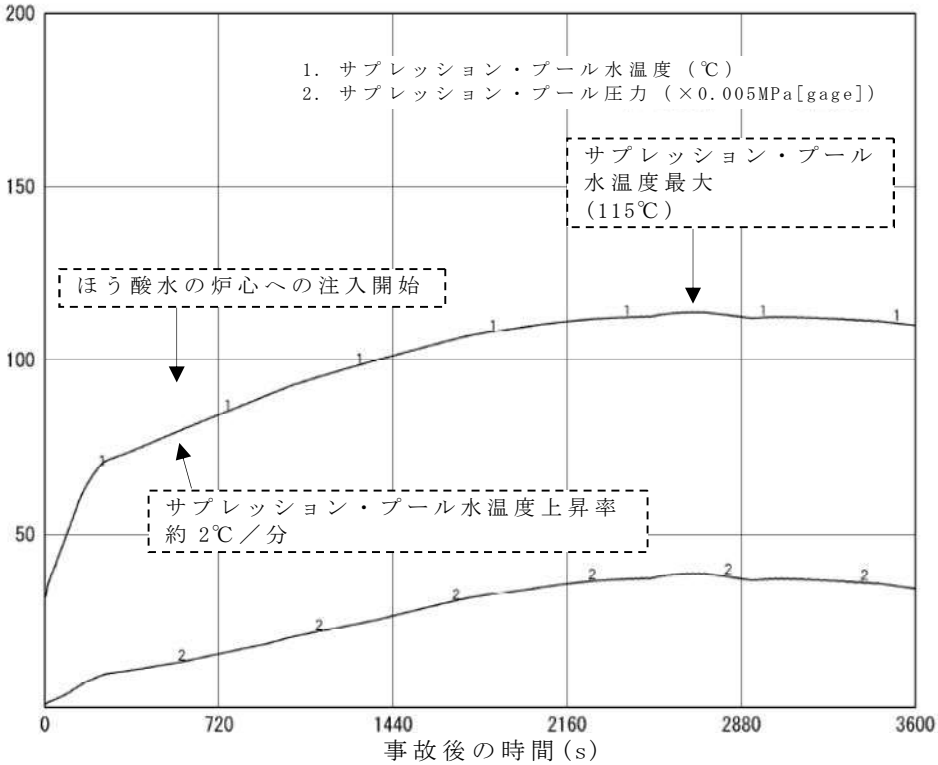
上記のとおり，ＳＬＣの自動起動には 3 分の運転員の確認時間が含まれており，運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると，運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものと考える。なお，米国においてもＳＬＣの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

4. 結　論

ＳＬＣの起動操作は，関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ，また，手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから，現状は手動起動としている。



第 1 図　ＳＬＣによる原子炉出力の抑制効果



第 2 図　ＳＬＣによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響

1. はじめに

今回の有効性評価では，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

有効性評価解析では，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため，原子炉で発生した蒸気が流入することでサプレッション・プール水温度は上昇し，事象発生から約 8 分程度で 77℃，28 分程度で 106℃を上回り，最高で約 115℃まで上昇する。このため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について，この水源温度での運転継続性について以下に述べる。

2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性

サプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプにキャビテーションの発生が懸念されるが，サプレッション・チャンバ内は飽和蒸気圧条件となることから，有効吸込み水頭は確保され，運転継続性に問題ない。

また，高圧炉心スプレイ系には，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており，配管及びポンプの内部流体温度（サプレッション・プール水温度）が最大 115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。

3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性

事象発生から約 8 分程度でサプレッション・プールの水温度が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である 77℃を超えるが，サプレッション・プール水温度 106℃までの運転継続性を確認している。

仮に原子炉隔離時冷却系が，サプレッション・プール水温度 77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。

(1) 評価条件

サプレッション・プール水温度 77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

(2) 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また，評価結果のまとめを第 1 表に示す。燃料被覆管最高温度は，原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第 1 ピークにて発生していることから影響はない。また，ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで，原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存するボロンミキシング特性について保守的な特性を使用しているため，炉心流量の低下が早まることで未臨界達成タイミングが遅くなり，その分サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は高くなるが，ベースケースとの差は僅かである。

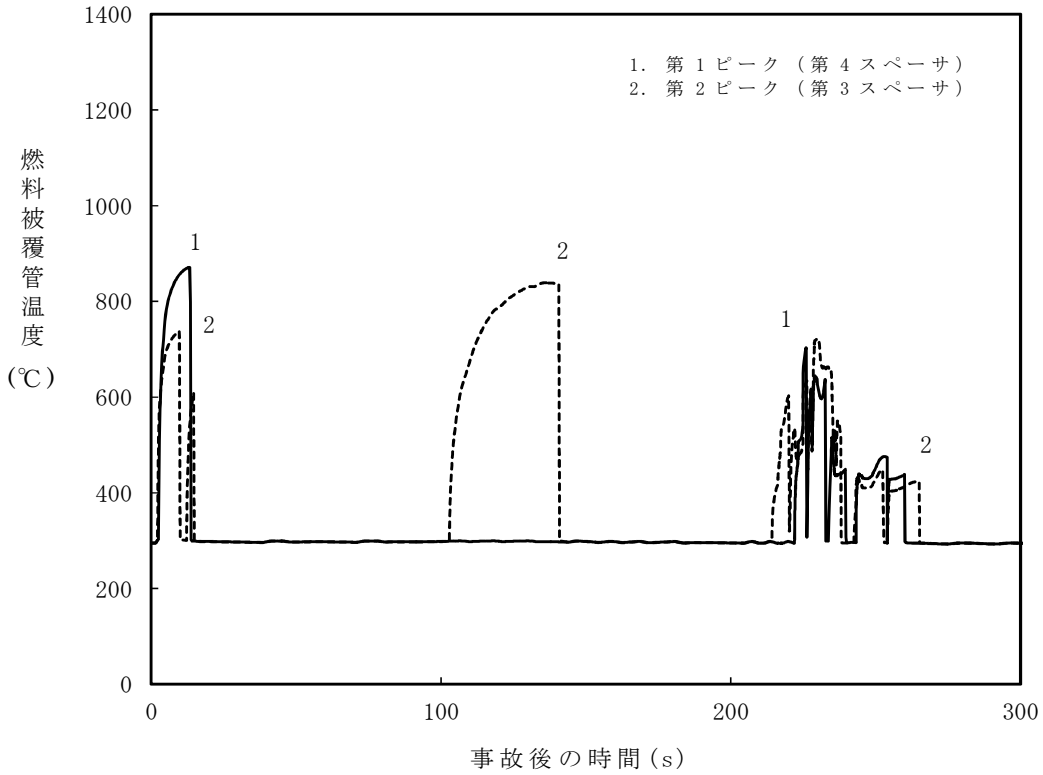
4. まとめ

高圧炉心スプレイ系はサプレッション・プール水温度が上昇した

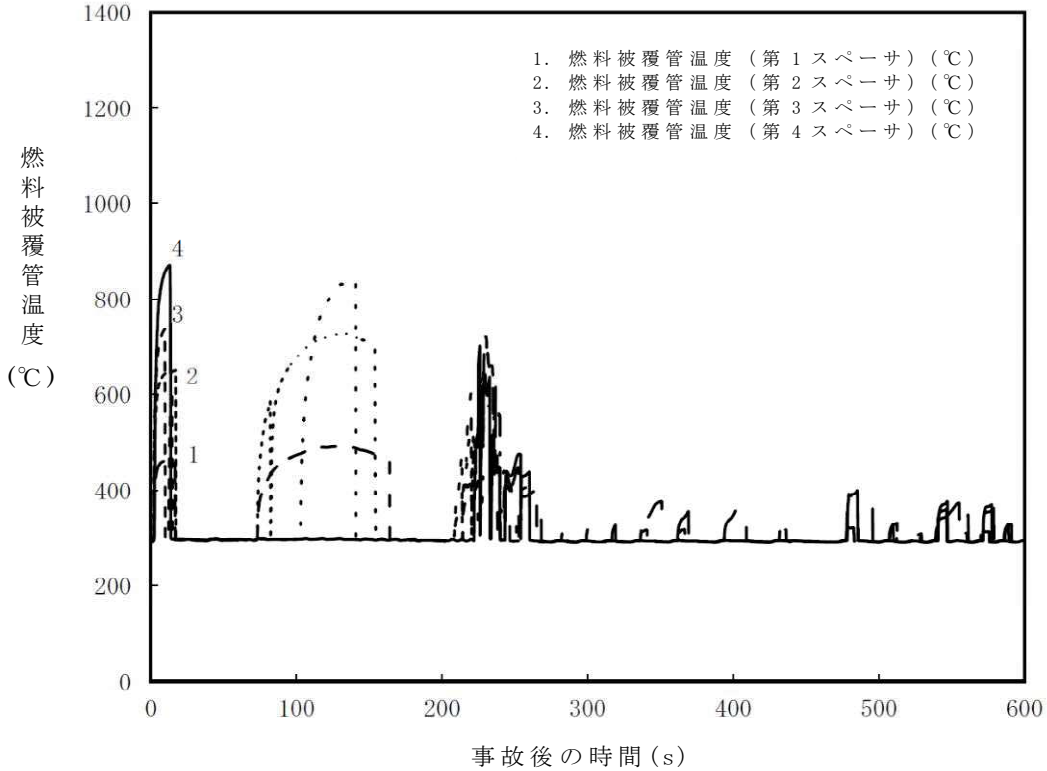
場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また，サプレッション・プール水温度が 77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果，評価項目となるパラメータに大きな影響はなく，評価項目を満足することを確認した。

第 1 表　原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

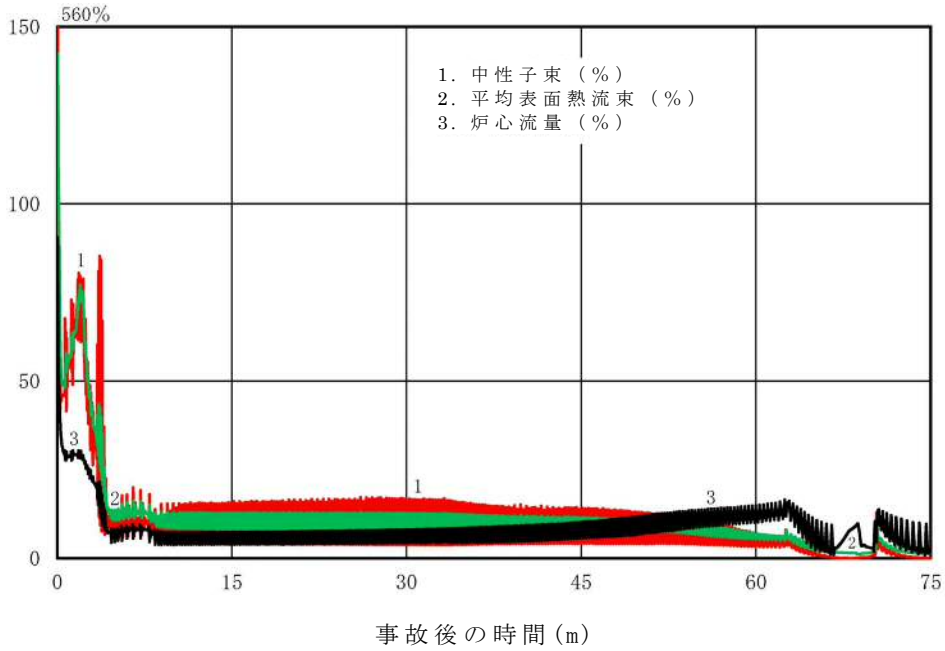
項　　目	感度解析 (S/P 水温度 77℃ にて停止)	ベースケース (S/P 水温度 106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度（℃）	約 872	約 872	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	約 8.42	約 8.42	10.34MPa[gage] （最高圧力の 1.2 倍） を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約 0.26	約 0.20	0.62MPa[gage]（限界圧力） を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・プール水温(℃))	約 124	約 115	200℃（限界温度） を下回る



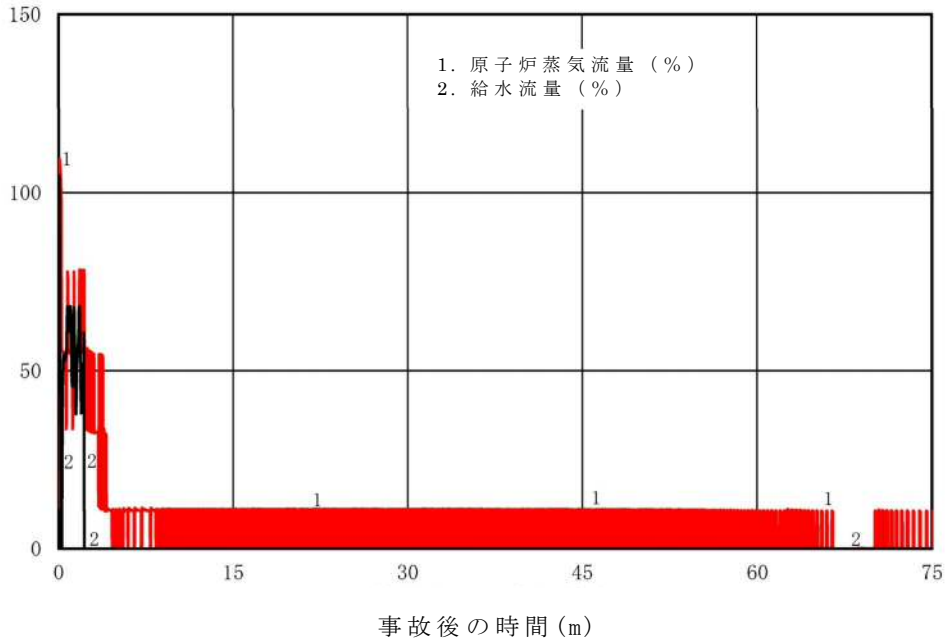
第１図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



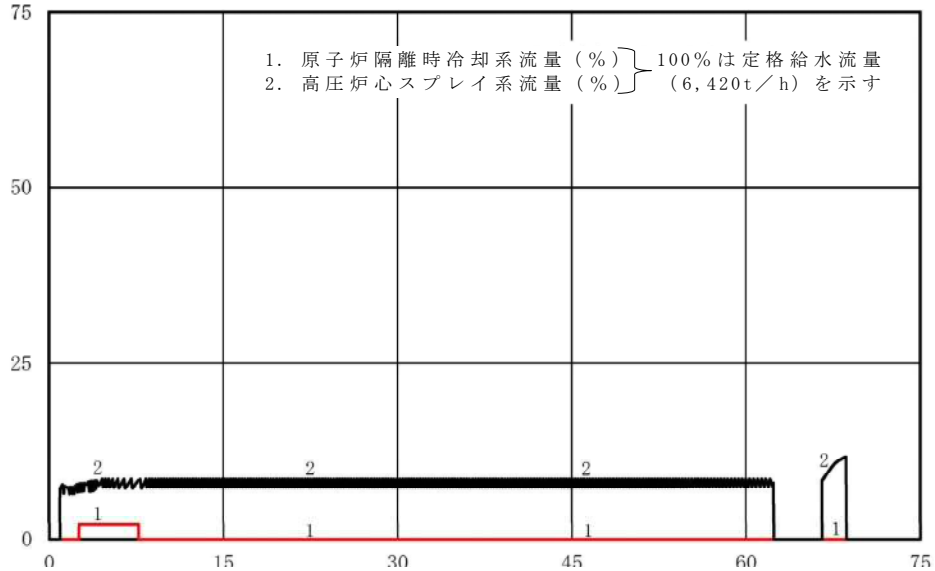
第２図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図　中性子束，平均熱流束及び炉心流量の推移（長期）

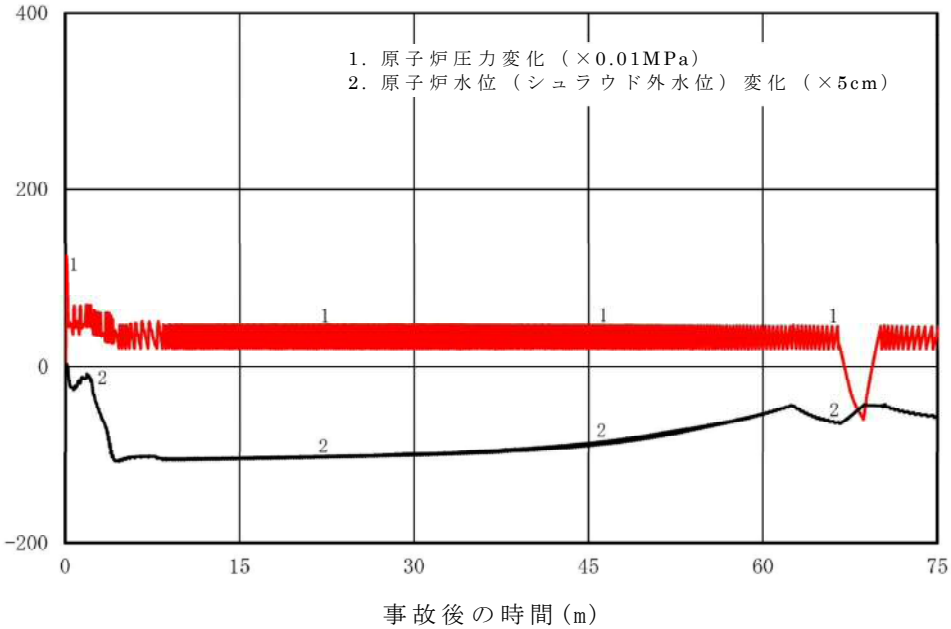


第 4 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



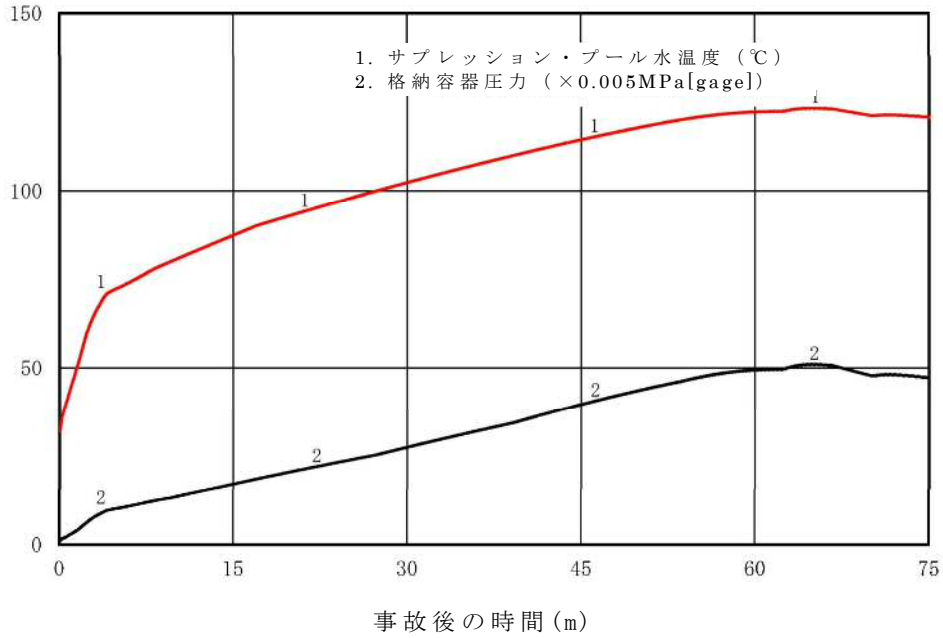
第５図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

（長期）



第６図　原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移

（長期）



第７図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

（長期）

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としては，「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「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断ＬＯＣＡのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施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」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に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する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，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。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の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，中小破断ＬＯＣＡが発生し，同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価として

は，中小破断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。中小破断ＬＯＣＡ発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(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」において，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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.6-1 図に，対応手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策にお

ける手順と設備との関係を第 2.6-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員19名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 19 名及び招集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。

原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリ

ップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

c．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。

d．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統のポンプ吐出圧力である。

e．高圧・低圧注水機能の回復操作

対応可能な要員にて高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失及びＬＯＣＡ発生の確認後，一連の操作として原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準

備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

ｇ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。

ｈ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ/Ｗ，Ｓ/Ｃ）である。

ｉ．原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また,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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

j．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

k．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系

ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

l．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

また，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のベントラインが水没しないことを確認する。

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のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

m．可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｎ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｏ．使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

以降,炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

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，ＬＯＣＡを起因事象とし，全ての注水機能を喪失する「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。

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，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，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器

における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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主要な解析条件を第 2.6-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 ㎠）に対して，運転員等操作の操作時間余裕

を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 ㎝^{2}の破断を想定する。

また，約 9.5 ㎝^{2}の破断を想定し，これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

（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高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能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

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合,原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは，それぞれ原子炉水位低（レベル３）信号及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号となり，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

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)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h(一定)を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

低圧代替注水系（常設）と同じ常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h(一定)を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]において，13.4kg／s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施する。

(b)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c)　格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3)　有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず，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，設計基準事故に対

する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，敷地境界外での実効線量評価にあたっては,「実用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。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。

ａ．事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容される I-131 の最大濃度とし,その組成を拡散組成とする。これにより，事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約 4.7×10^{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見た値※である 2.22×10^{14}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 6.0×10^{15}Bq，よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14}Bq となる。

※：過去に実測された I-131 の追加放出量から，熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合，熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 2.78×10^{13}Bq（750Ci）であり，東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は，これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14}Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci＝3.7×10^{10}Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所　事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

ｃ．燃料棒から追加放出されるよう素のうち，有機よう素は 4%とし，残りの 96%は無機よう素とする。

ｄ．燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスは全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及び無機よう素が気相部にキャリーオーバされる割合は 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（自動減圧機能）を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，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の全量が，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，サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが，ドライウェルからの格納容器ベントを考慮し，スクラビングの効果を考慮しないものとする。また，核分裂生成物の減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

ｇ．核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする※。

※：格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合，建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが，これによる敷地境界外での実効線量への影響は，格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の敷地境界外の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し，格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなる

ことで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。

h．敷地境界外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(1)式で，希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で，それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad \cdots\cdots (1)$$

R　　：呼吸率（m^3／h）

H_{∞}　：よう素を 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）

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad \cdots\cdots (2)$$

K　　：空気吸収線量から実効線量への換算係数

（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）

i．大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，地上放出，実効放出継続時間 1 時間※の値として，相対濃度（χ／Q）を 2.9×10^{-5}s／m^3，相対線量（D／Q）を 4.0×10^{-19}Gy／Bq とし，耐圧強化ベントを用いる場合は，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 2.0×10^{-6}s／m^3，相対線量（D／Q）は 8.1×10^{-20}Gy／Bq とする。

※：本評価では，実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間

を使用している。なお，実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり，短時間であるほど保守的な相対濃度，相対線量となる。

ｊ．格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50，無機よう素の除染係数を 100 とする。

（添付資料 2.6.2，2.6.3，2.6.4）

(4)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおいて，約 3.7cm^{2}の破断を想定する場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から第 2.6-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-9 図から第 2.6-15 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。同様に，約 9.5cm^{2}の破断を想定する場合のパラメータの推移を第 2.6-20 図から第 2.6-31 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（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。このため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し，事象発生の 25 分後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧操作を実施することで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，上記の挙動に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.6-9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，約 3.7cm^2 の破断の場合には，事象発生の約 37 分後に最高値の約 616℃に到達する

が，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また，約 9.5cm^{2}の破断の場合には，第 2.6-25 図に示すとおり，事象発生の約 31 分後に約 842℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は，約 3.7cm^{2}の破断の場合及び約 9.5 cm^{2}の破断の場合ともに，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。原子炉圧力は，第 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 2.6-16 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.6-17 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。また，格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となることから，約 9.5 cm^{2}の破断を想定する場合でも，最高値は同等となる。

第 2.6-5 図に示すように，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代

替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.6-16 図及び第 2.6-17 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

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 1.6×10^{-1}mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント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 6.2×10^{-1} 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。

（添付資料 2.6.5）

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また，代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管

に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水），常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，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

点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に

係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.6.6）

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.6-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，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。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメ

ータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2の破断面積を設定している。なお，破断面積が約 9.5 cm^2までは，同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）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，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉

水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.6.1，2.6.6）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認でき

る範囲内において最大となる約 3.7 ㎝^{2}の破断面積を設定している。なお，破断面積が約 9.5 ㎝^{2}までは，同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり，燃料被覆管の最高温度は約 842℃となる。破断面積が約 9.5㎝^{2}を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）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，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.6.1，2.6.6）

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する。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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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，認知時間及び操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[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，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.6.6）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，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による格納容器除熱は，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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことか

ら，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント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，75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料2.6.6）

(3) 操作時間余裕の把握

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

第2.6-32図から第2.6-34図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，約3.7cm^{2}の破断の場合には，10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，10分程度の操作時間余裕は確保されている。また，25分の減圧操作遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界線量も約4.4mSvとなり5mSvを下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行するため，重大事故での対策の範囲となる。なお，約9.5cm^{2}の破断の場合には，評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで，操作時間余裕を確保することができる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 16 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.6.6，2.6.7）

(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。この結果，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」の重大事故等対策に必要な要員は，「2.6.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

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，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,320m^3の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3及び高所淡水池に約 2,500m^3の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

（添付資料 2.6.8）

b．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.6.9）

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については，約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2

台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.6.10）

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において中小破断ＬＯＣＡが発生した後，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，原子炉水位の低下が継続し，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，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による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「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

かる圧力並びに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，安定状態を維持することができる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（1／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。	非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	平均出力領域計装 起動領域計装 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（2／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失及びＬＯＣＡ発生の確認後，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。 ・炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（3／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション･チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量

第 2.6-1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故対策について（4／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による格納容器除熱	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	残留熱除去系海水系 代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 残留熱除去系海水系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，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による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力 サプレッション･チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

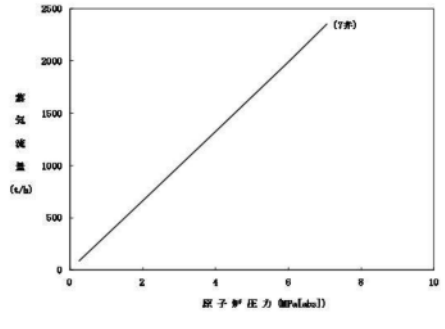
第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

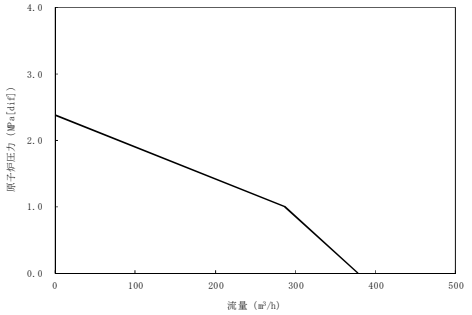
第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）(2／5)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽及び水源補給に用いる北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	再循環配管に 約 3.7cm^2又は約 9.5cm^2の 破断が発生	シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2の破断を設定 また，約 9.5 cm^2の破断を想定し，これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 また，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	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）(3／5)

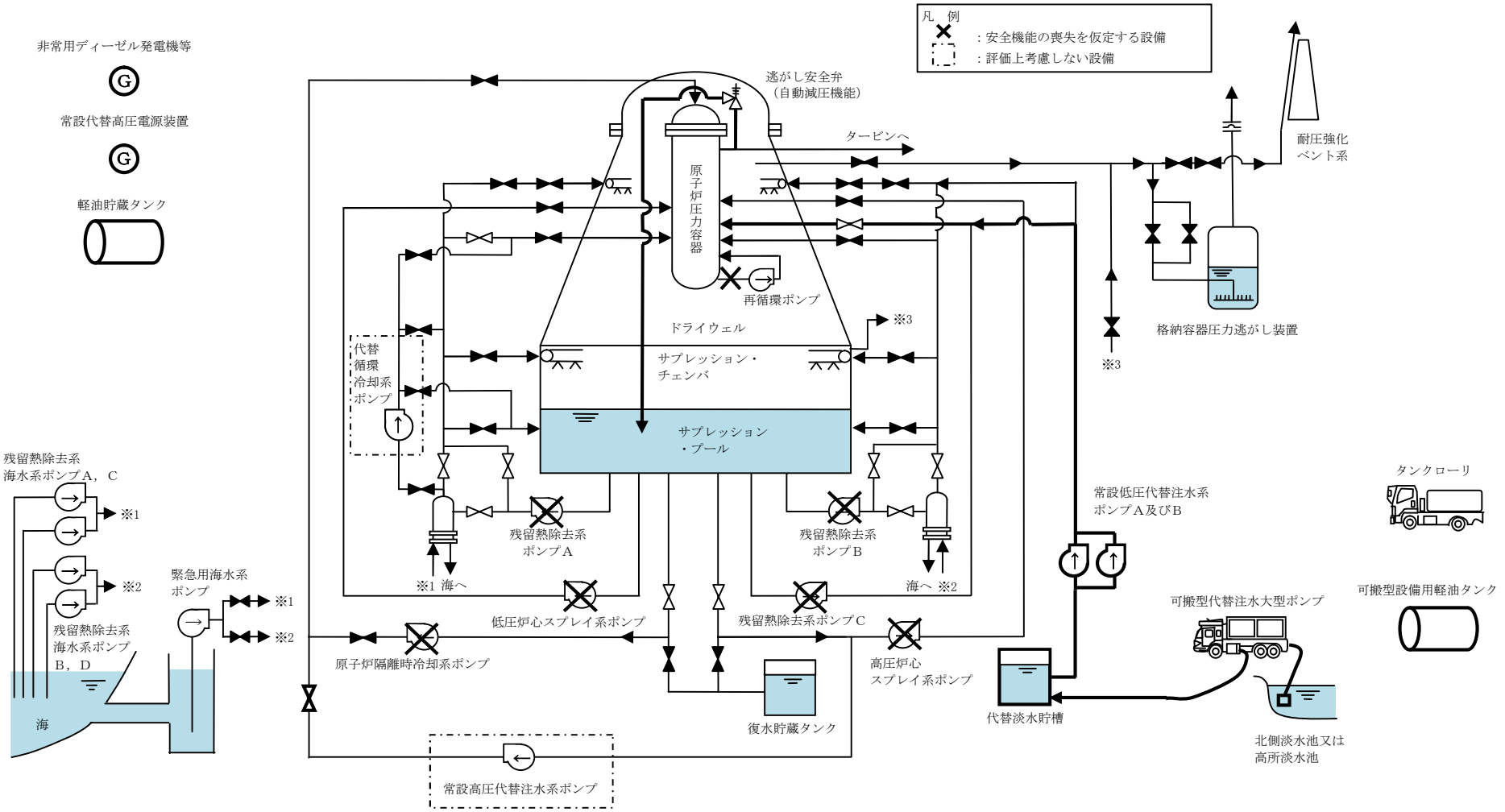
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（4／5）

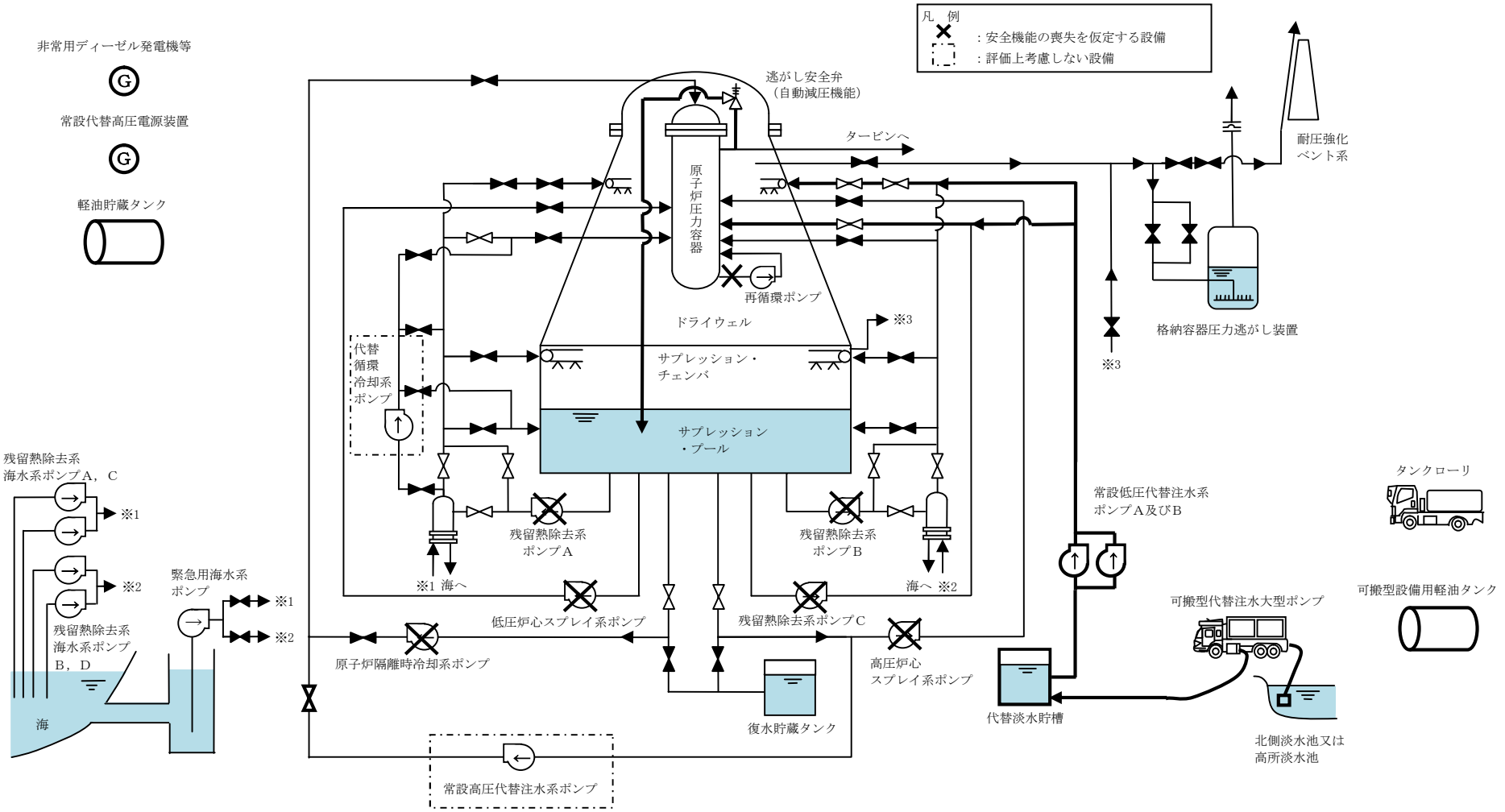
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として,機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し,279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として,運転手順に基づき設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として,機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.6-2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（5／5）

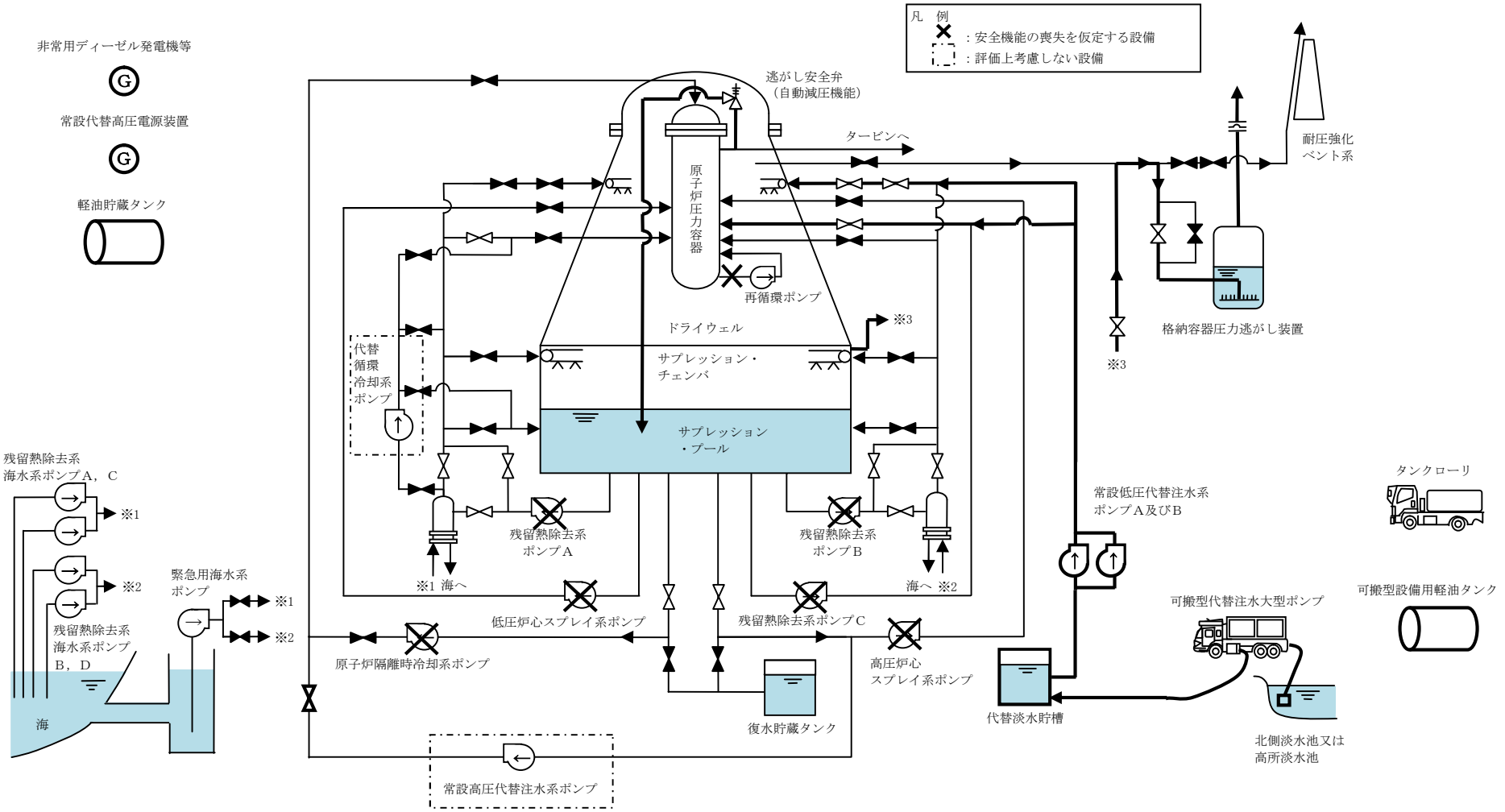
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



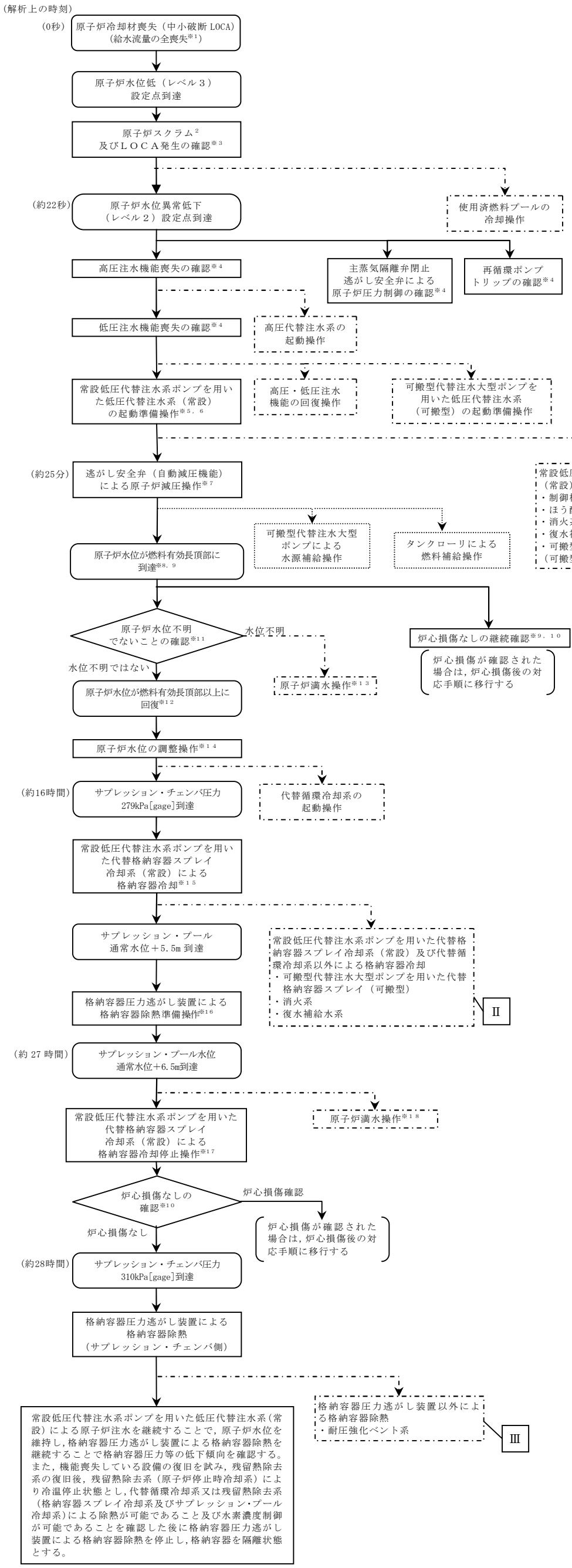
第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.6-1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作を実施する。

※７：逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９：破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

※１１：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※１２：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気監視系γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。

※１３：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１４：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施し，これ以降はサプレッション・チェンバ圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持する。

※１６：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７：格納容器スプレイの停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８：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，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
Ⅰ
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び復水補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
Ⅲ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

第 2.6-2 図　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

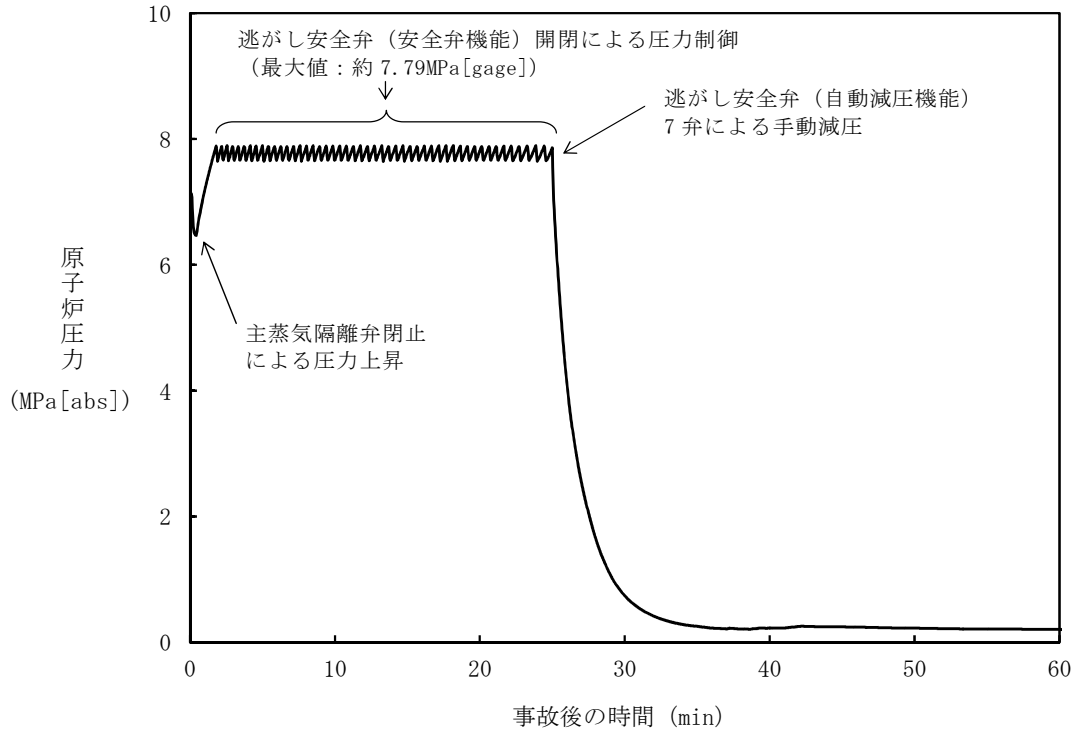
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備　考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約22秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽約40秒　ドライウェル圧力高設定点（13.7kPa[gage]）到達 ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽25分　原子炉減圧開始	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A,B	－		－	●ＬＯＣＡ発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1 人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1 人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作（失敗）	4 分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）	4 分	
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2 分	
	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	－	－		10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作	【1 人】 B	－		－	●逃がし安全弁7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1 人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	

第 2.6-3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

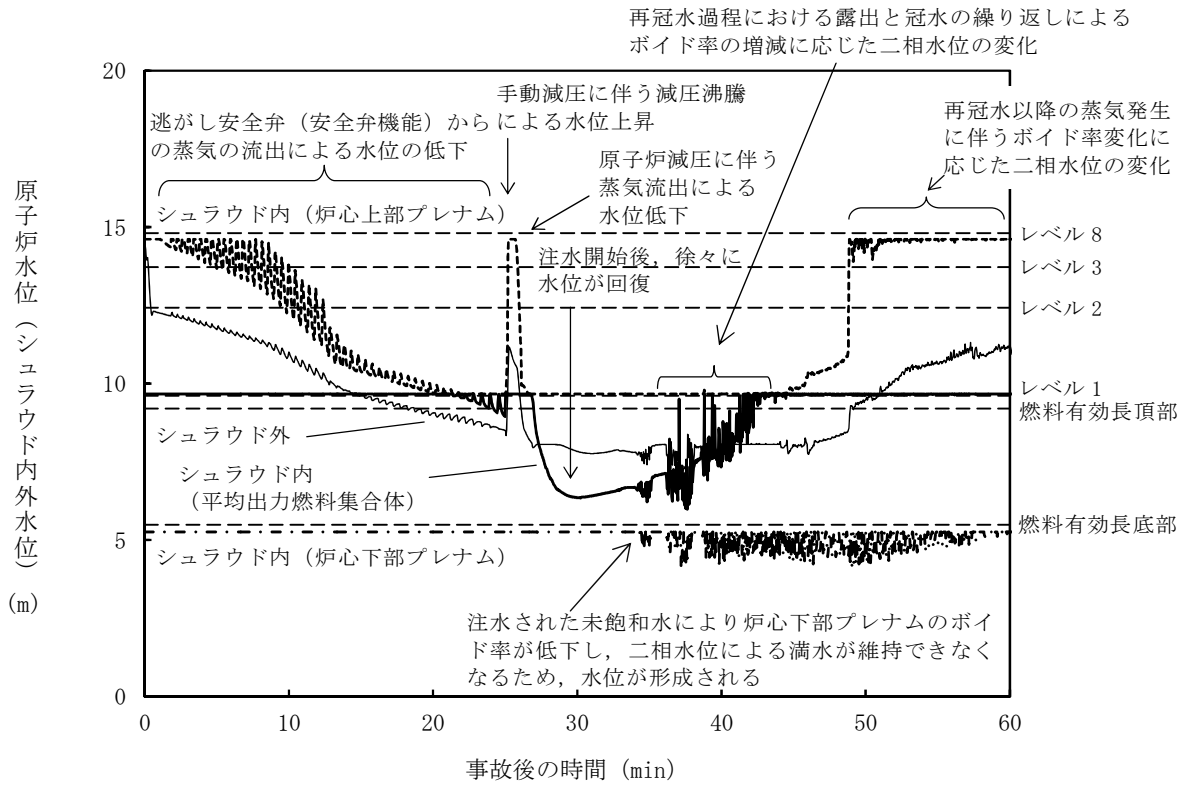
ＬＯＣＡ時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員 運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備　考
					▽25分　原子炉減圧開始 ▽約16時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	適宜原子炉注水を調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1 人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1 人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後　適宜状態監視	
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	220 分	アクセスルート復旧時間等含む
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり，代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～ j 及び招集5人			

第 2.6-3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

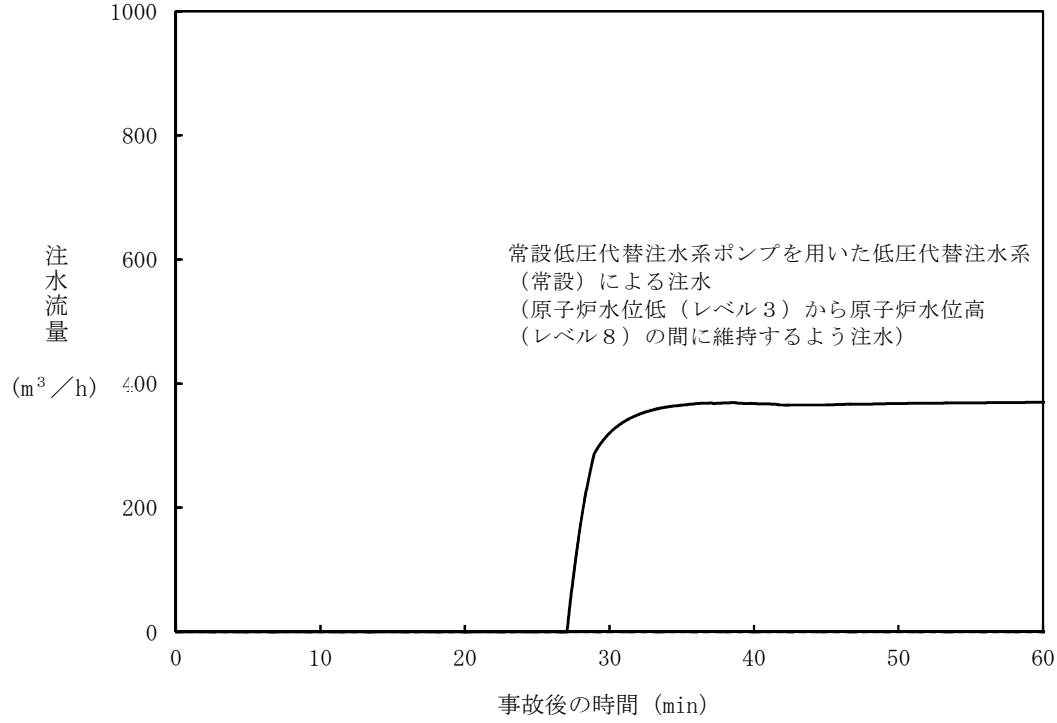


第 2.6-4 図　原子炉圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

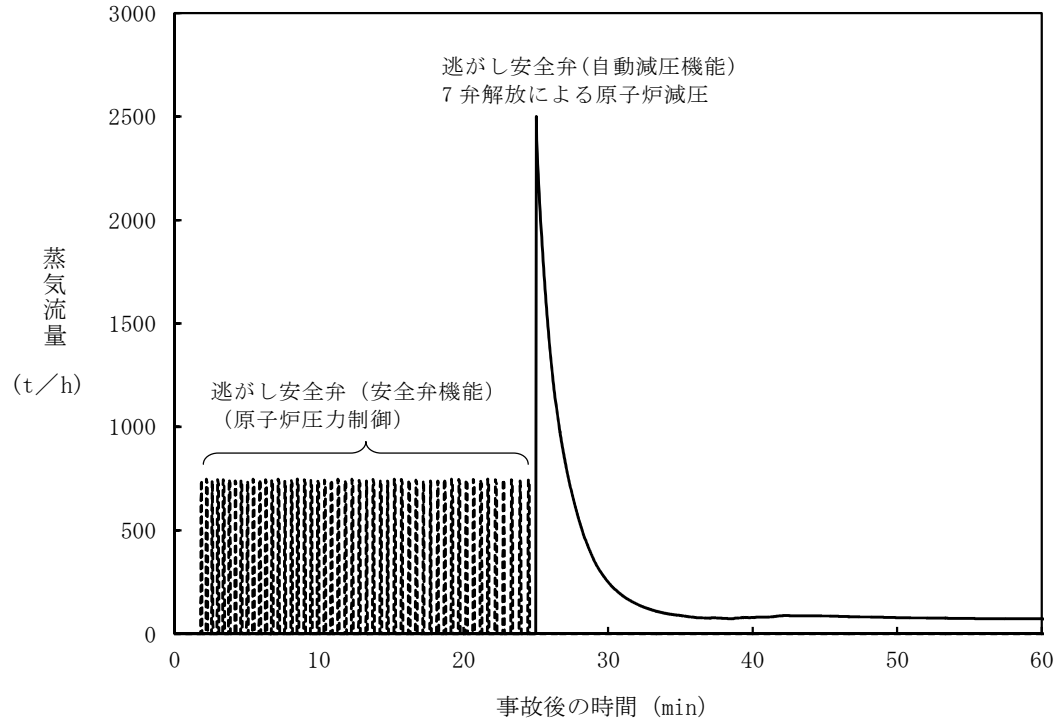


第2.6-5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（約3.7cm^{2}の破断）※

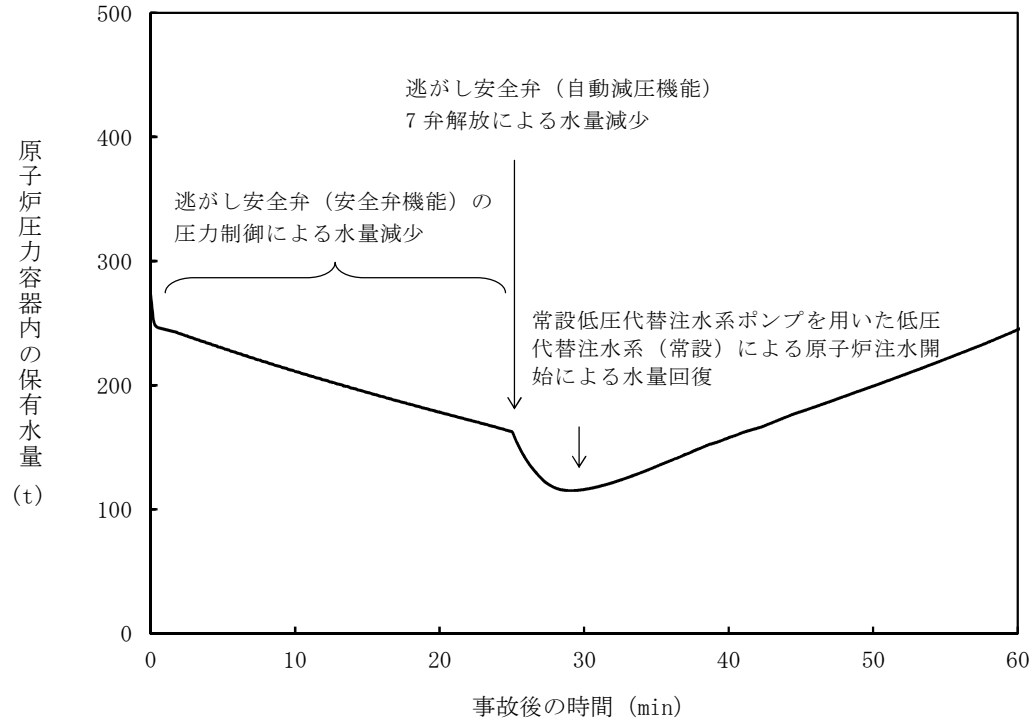
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



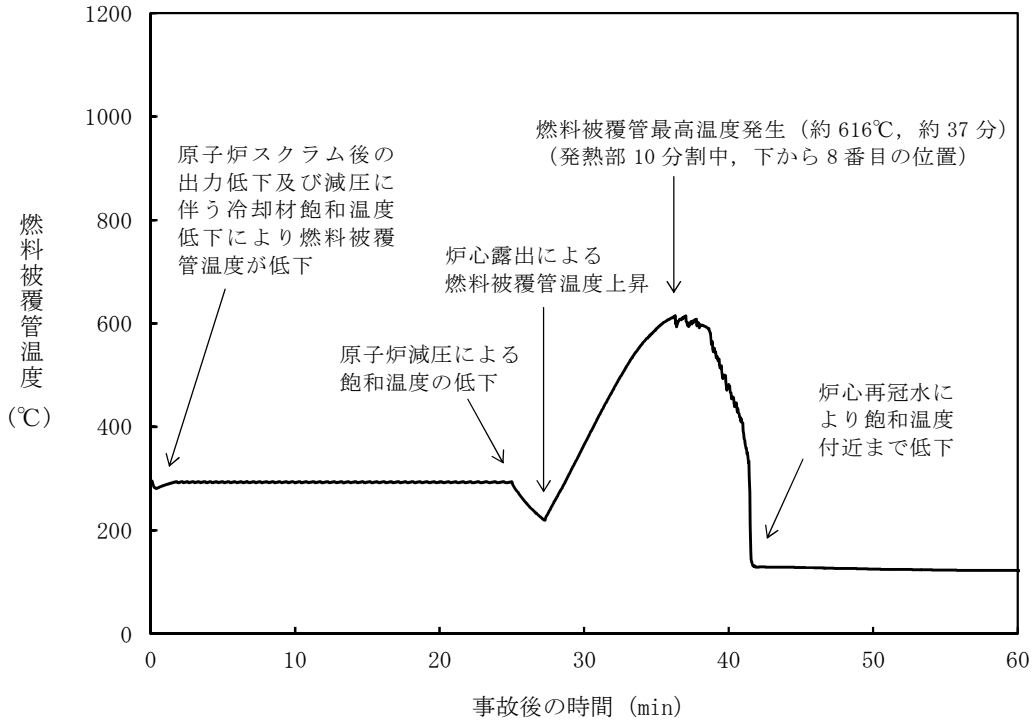
第2.6-6図　注水流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



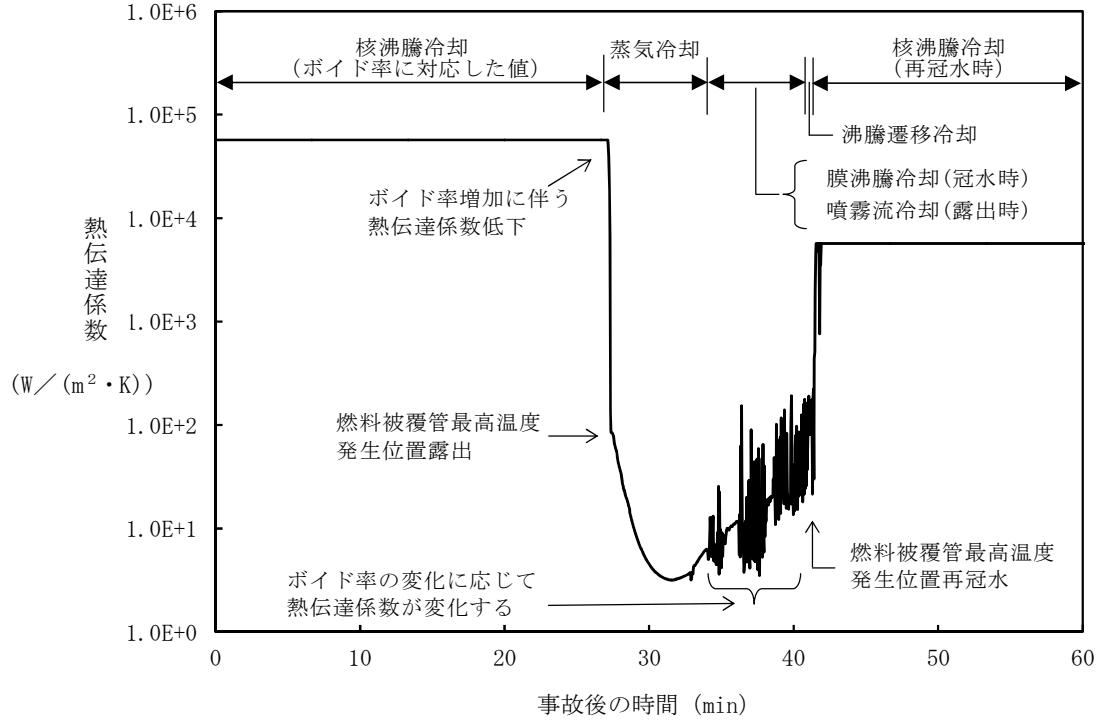
第2.6-7図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



第2.6-8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約3.7cm^{2}の破断）

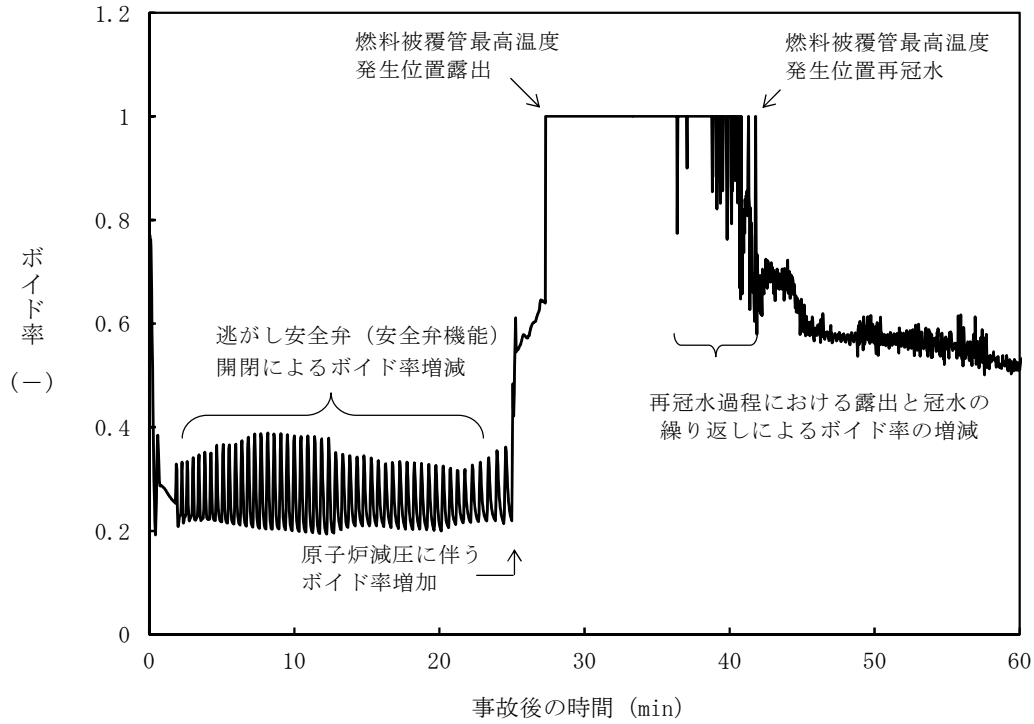


第 2.6-9 図　燃料被覆管温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



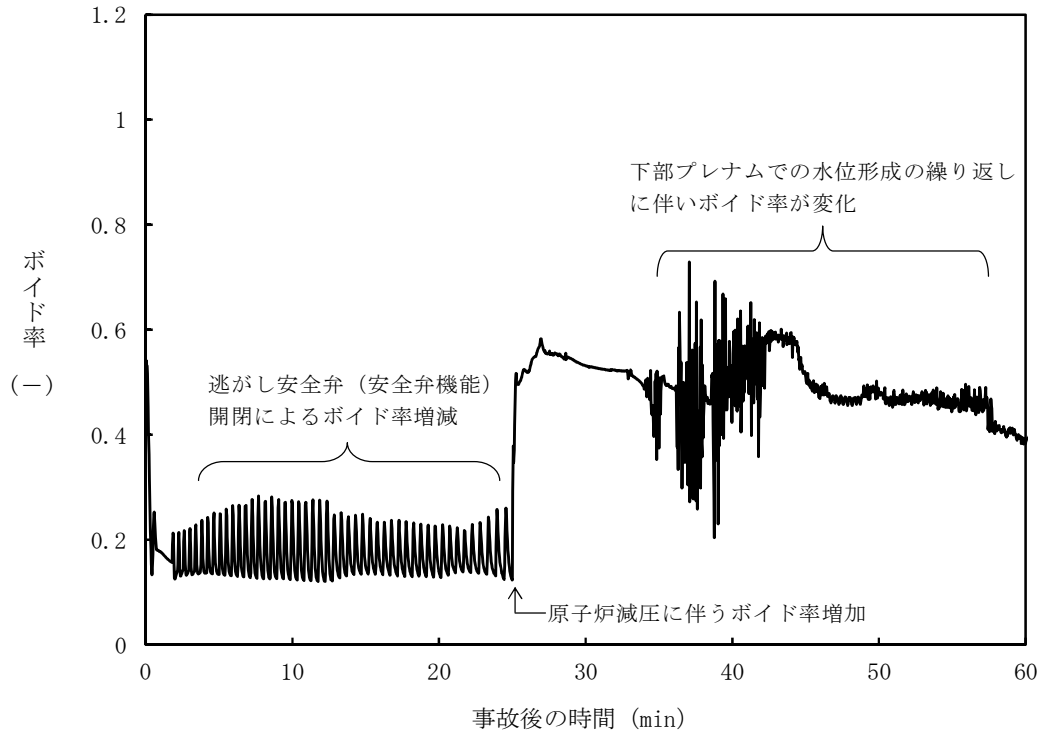
第2.6-10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

(約 3.7cm^{2}の破断)

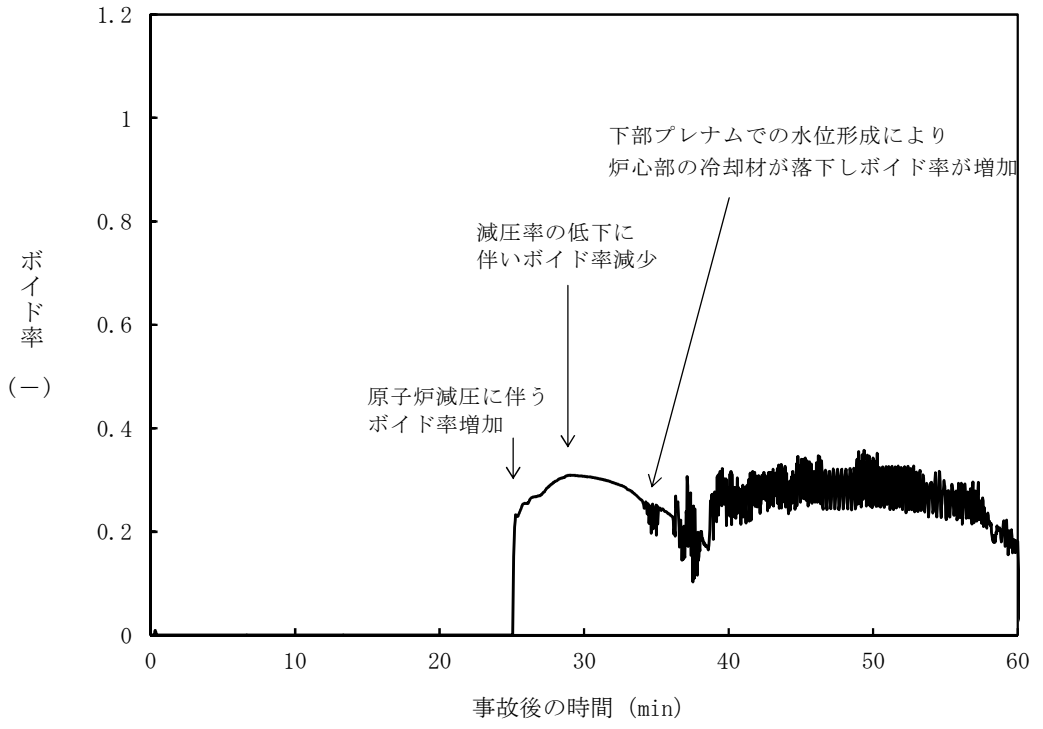


第2.6-11図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

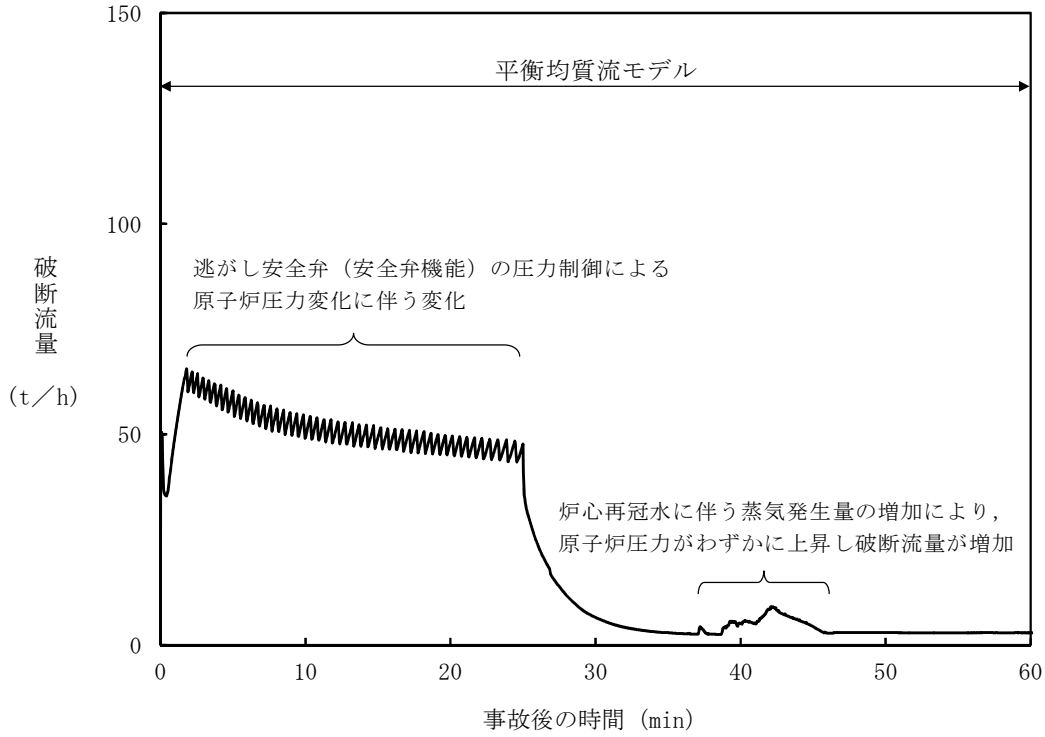
(約3.7cm^{2}の破断)



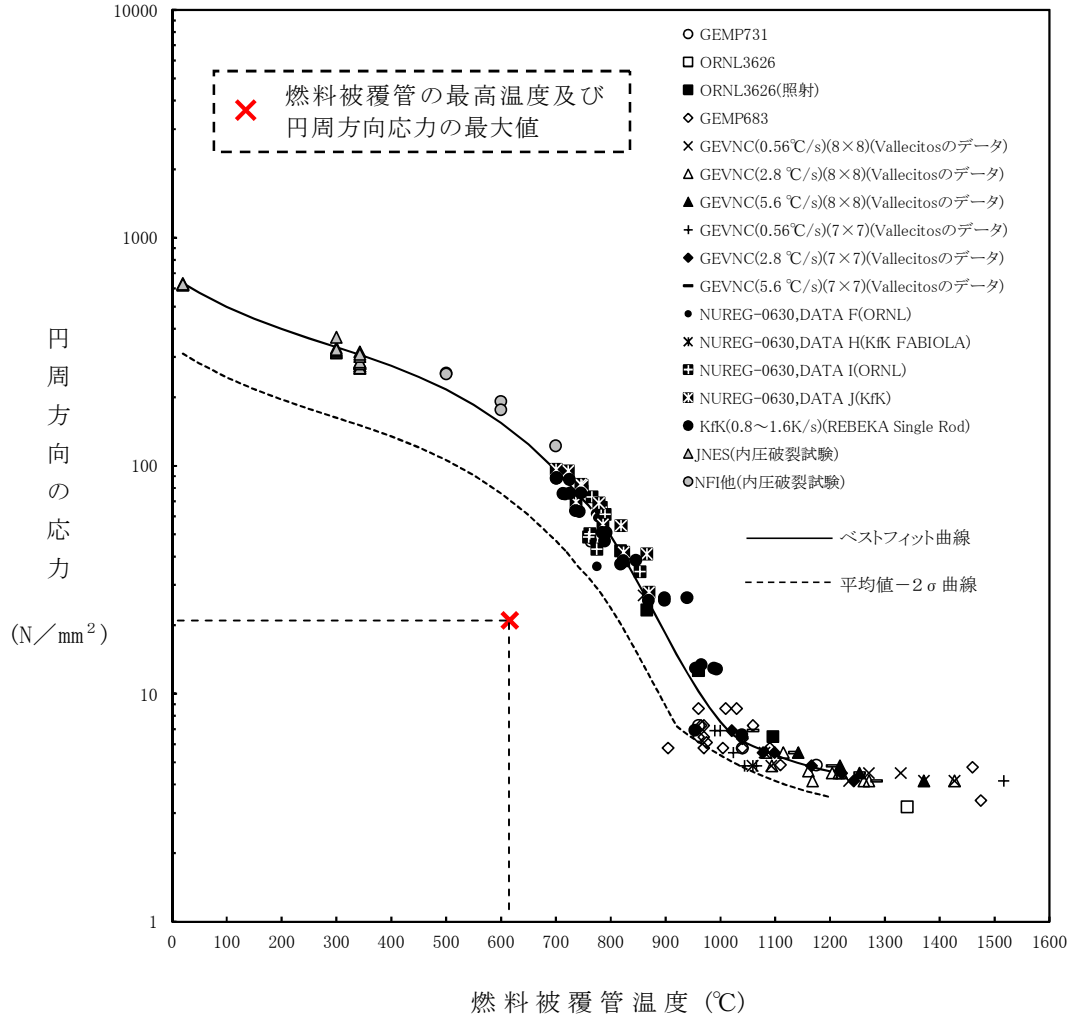
第2.6-12図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



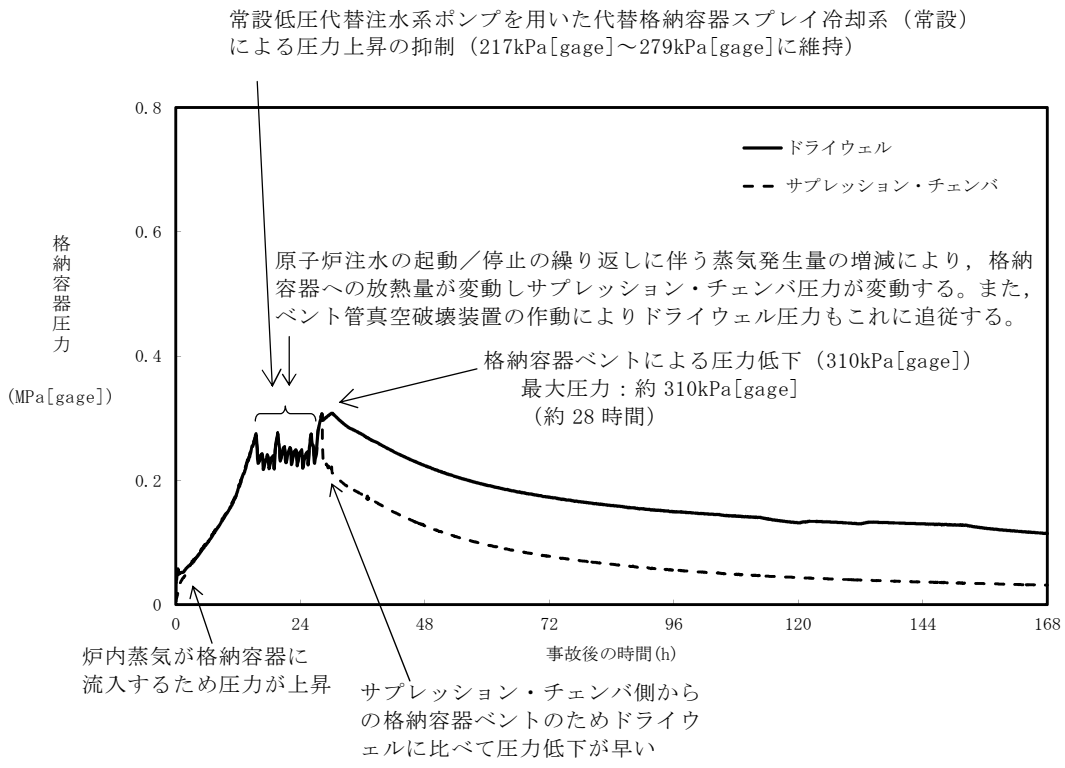
第2.6-13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



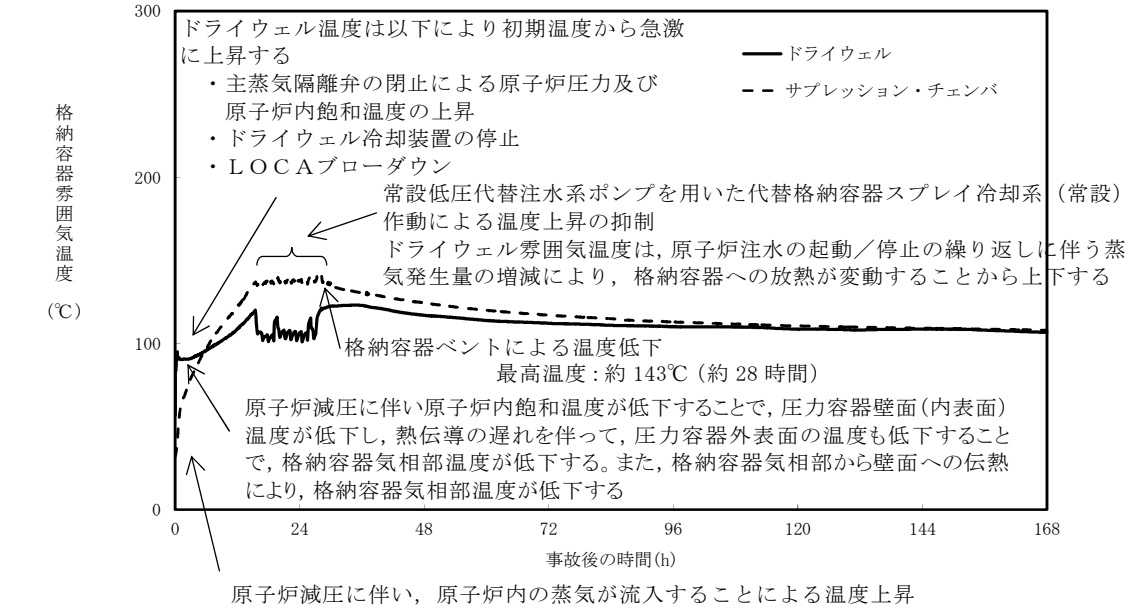
第2.6-14図　破断流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



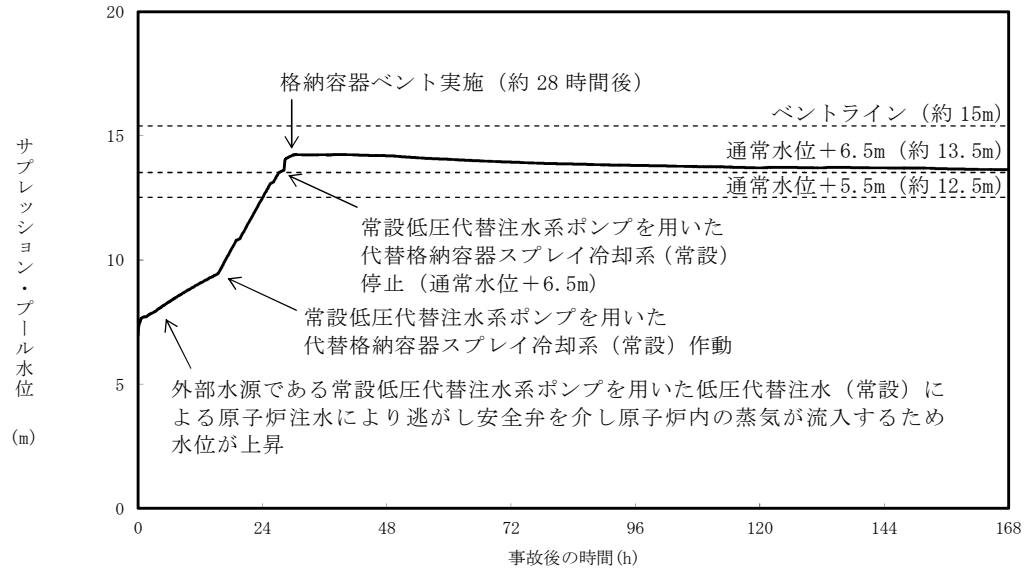
第2.6-15図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約3.7cm²の破断）



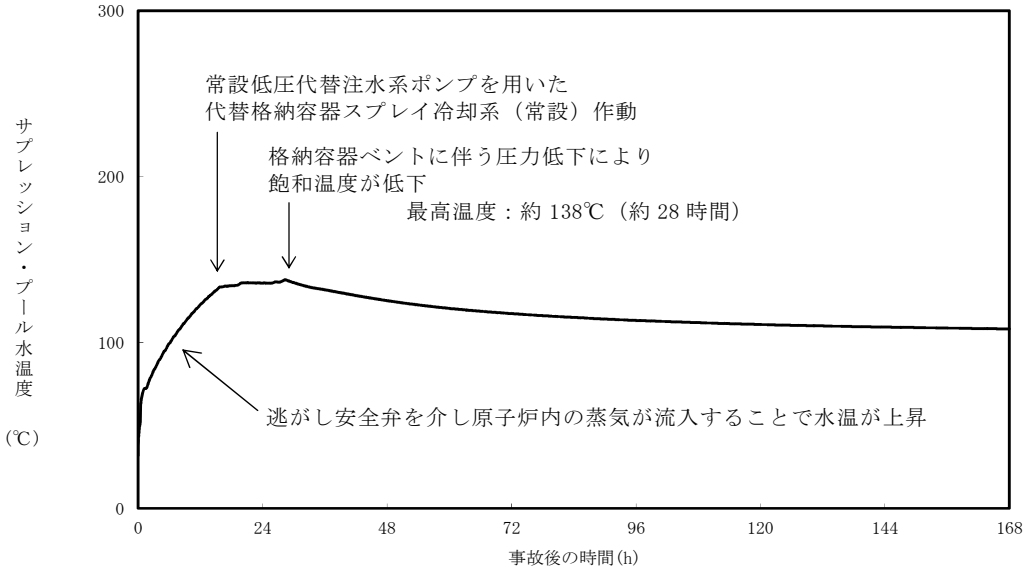
第 2.6-16 図　格納容器圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



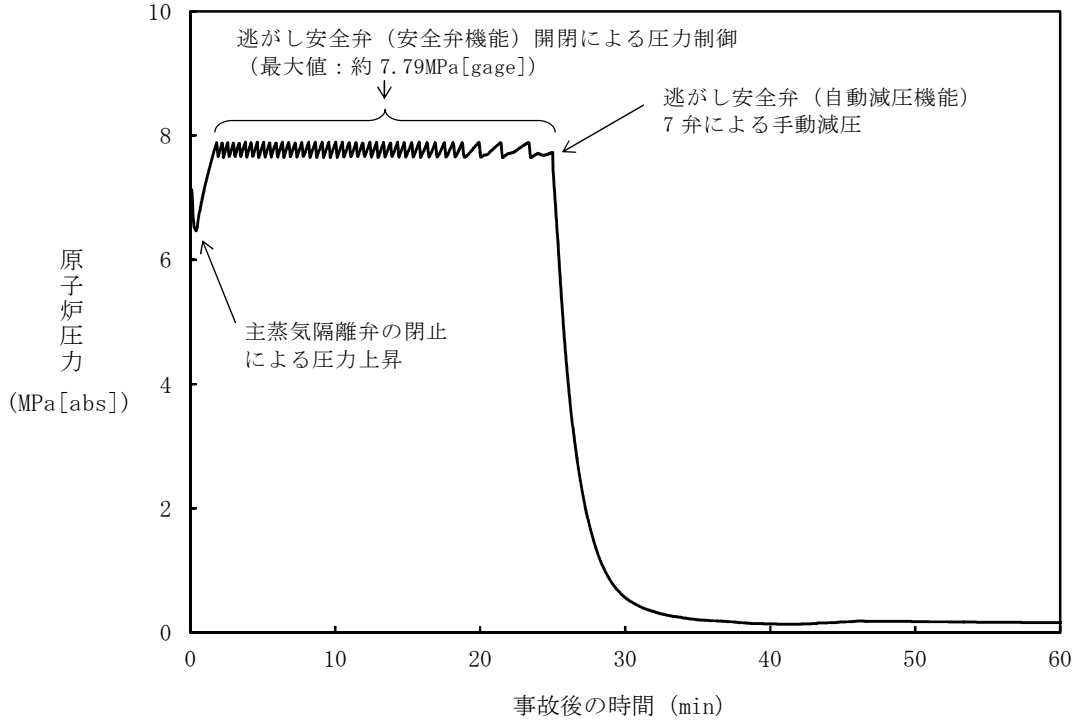
第 2.6-17 図　格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



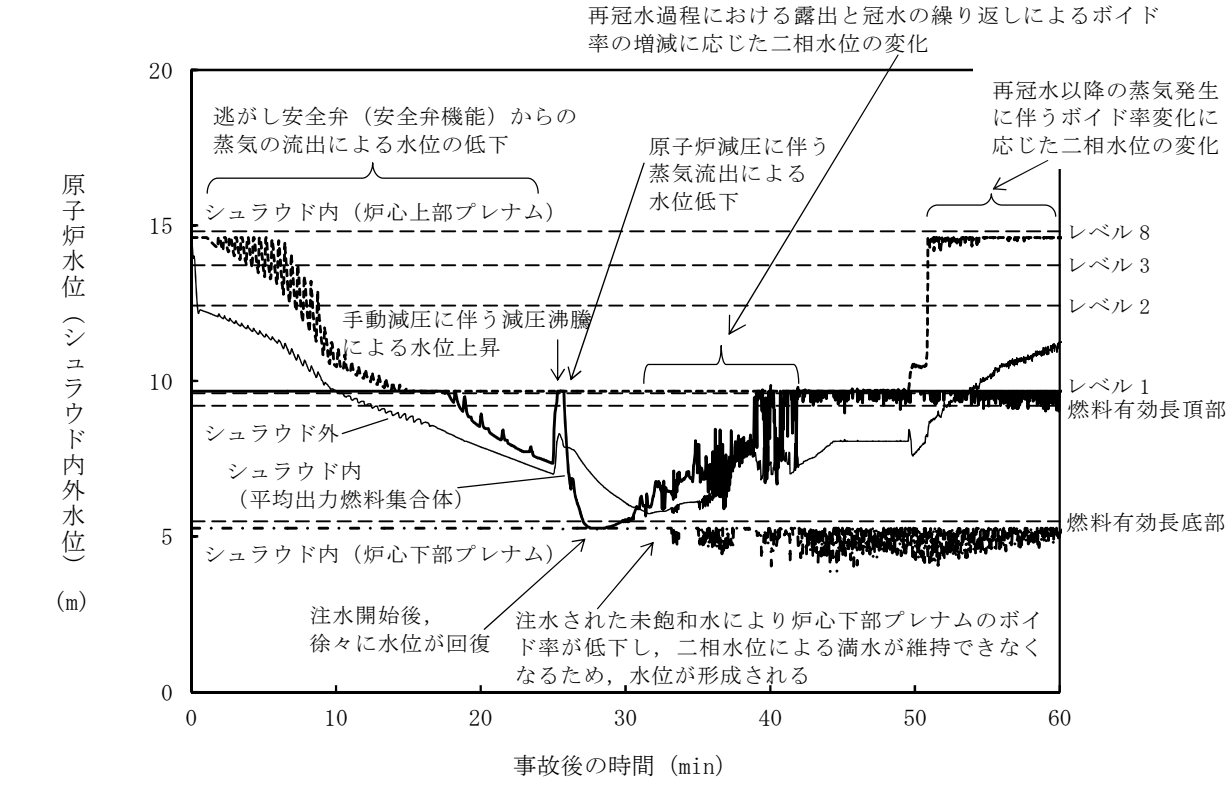
第 2.6-18 図　サプレッション・プール水位の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



第 2.6-19 図　サプレッション・プール水温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

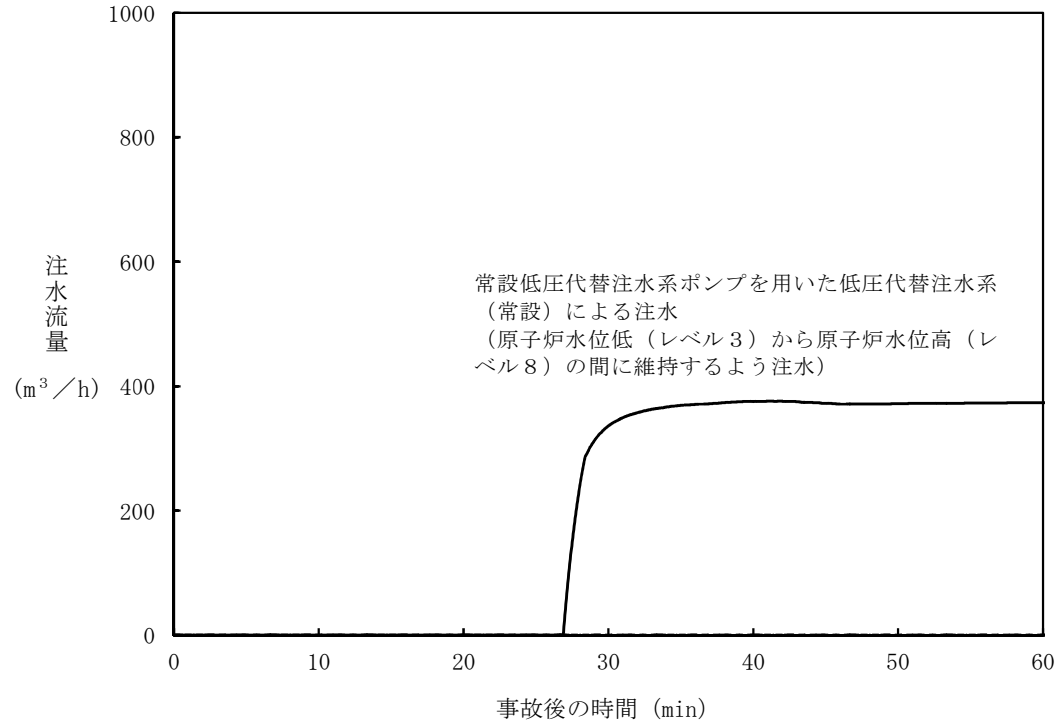


第 2.6-20 図　原子炉圧力の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

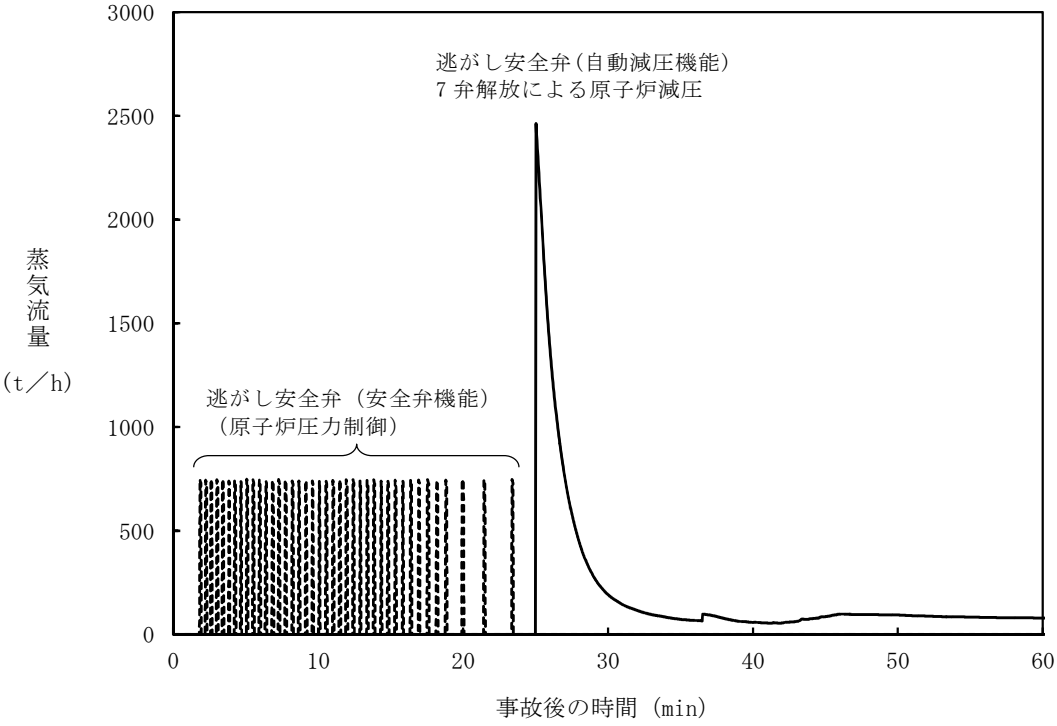


第 2.6-21 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）（約 9.5cm^{2}の破断）※

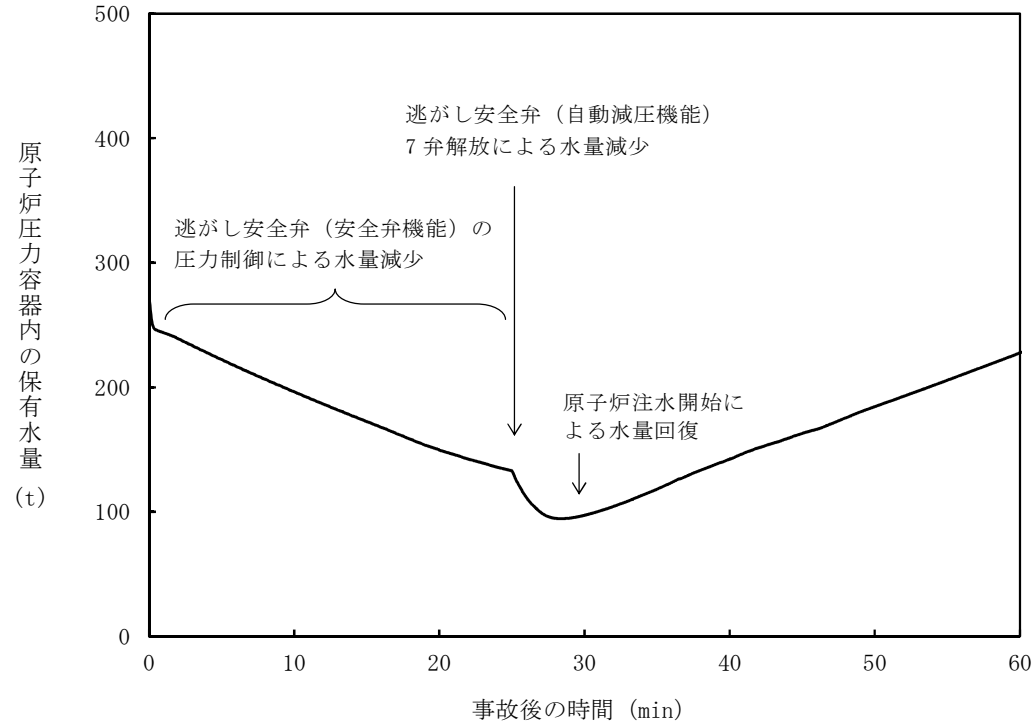
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



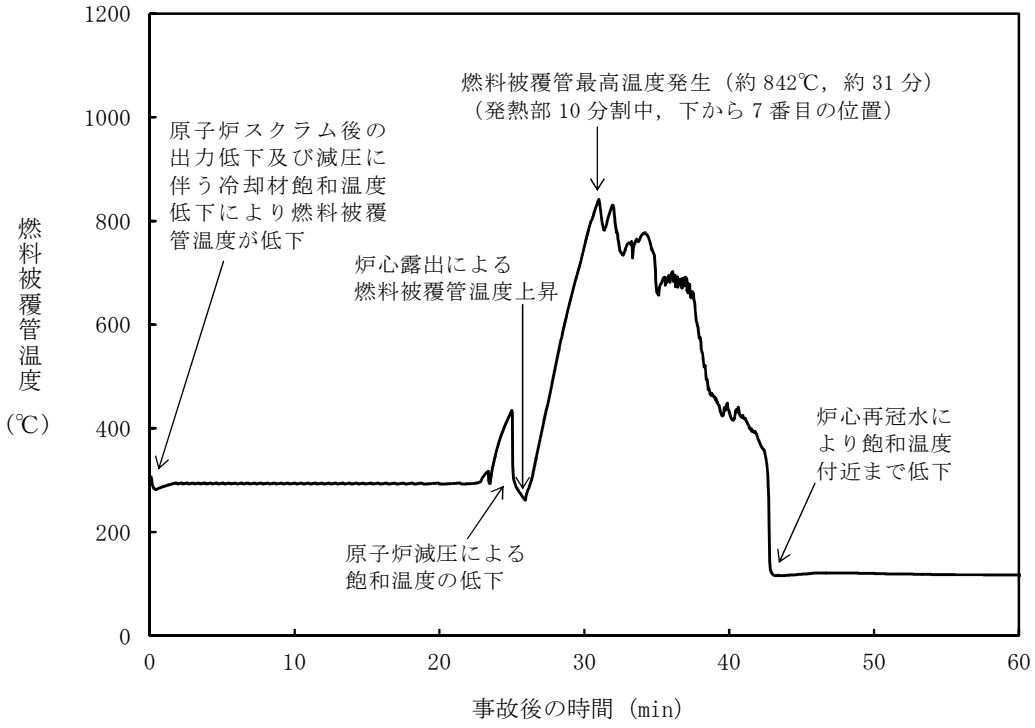
第 2.6-22 図　注水流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



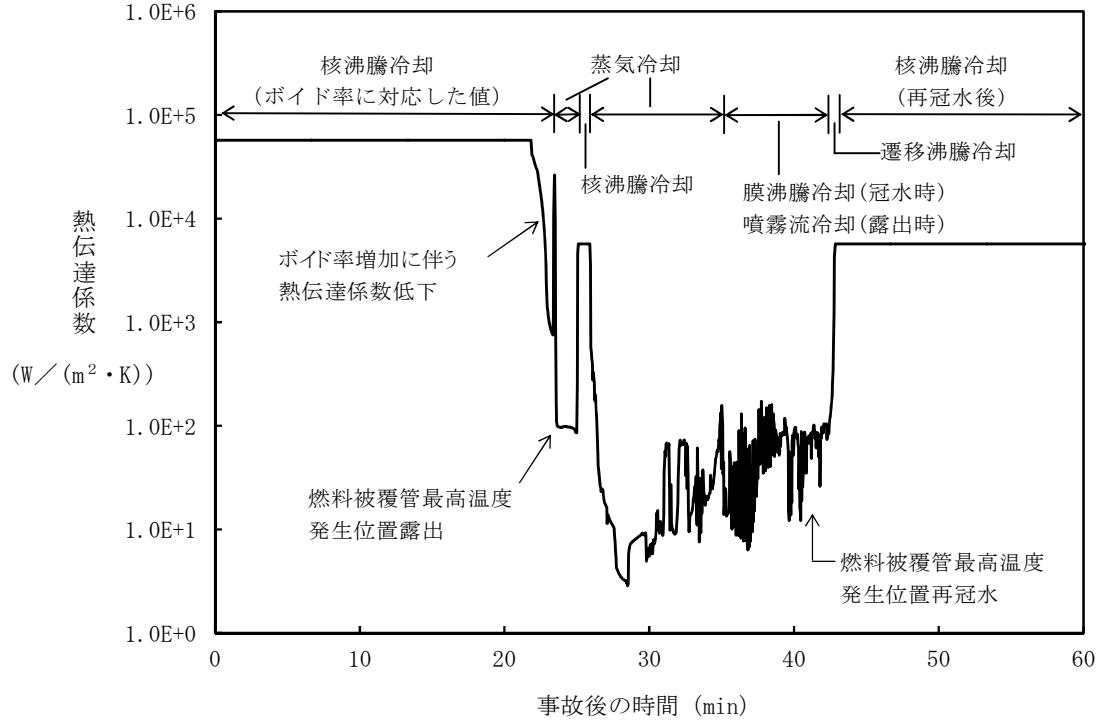
第 2.6-23 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



第 2.6-24 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

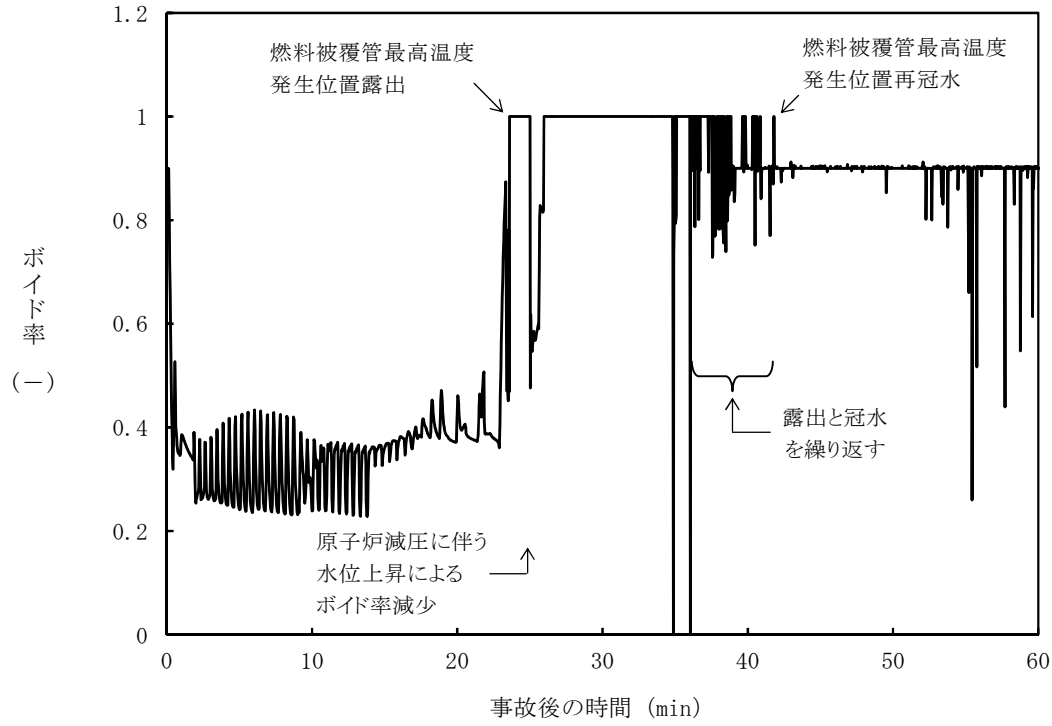


第 2.6-25 図　燃料被覆管温度の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



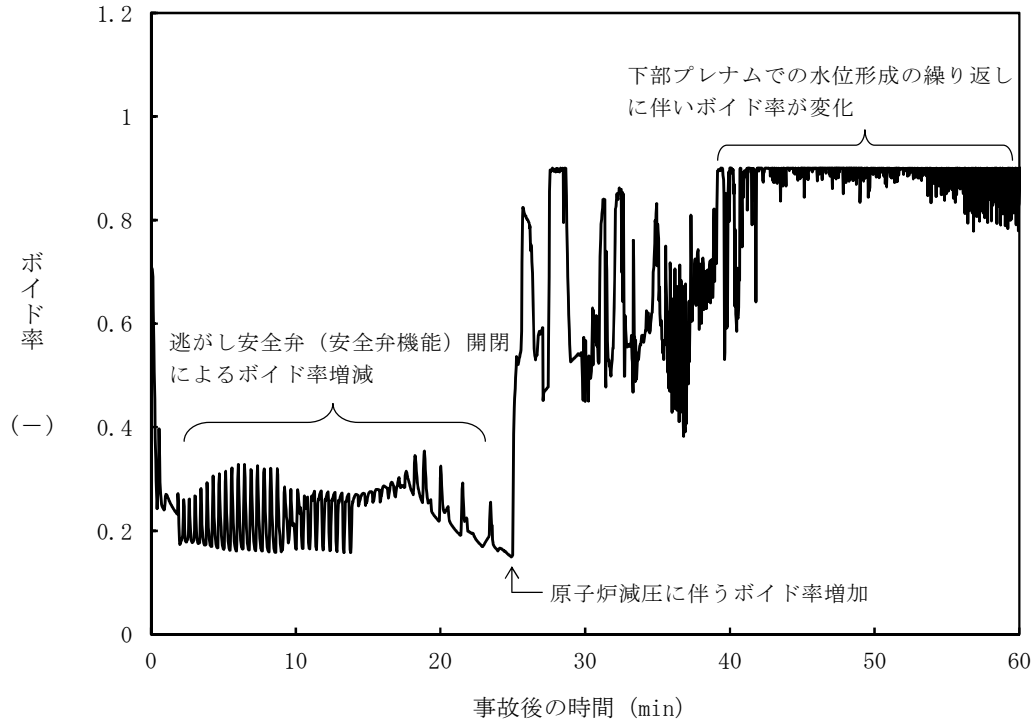
第 2.6-26 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数

(約 9.5cm^{2}の破断)

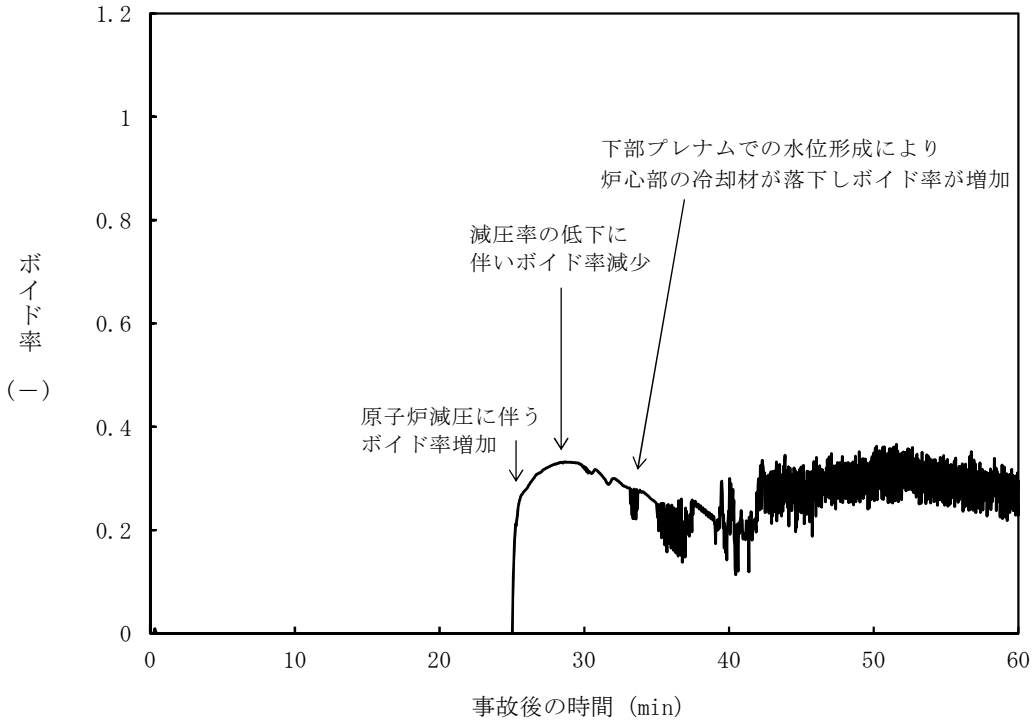


第 2.6-27 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率

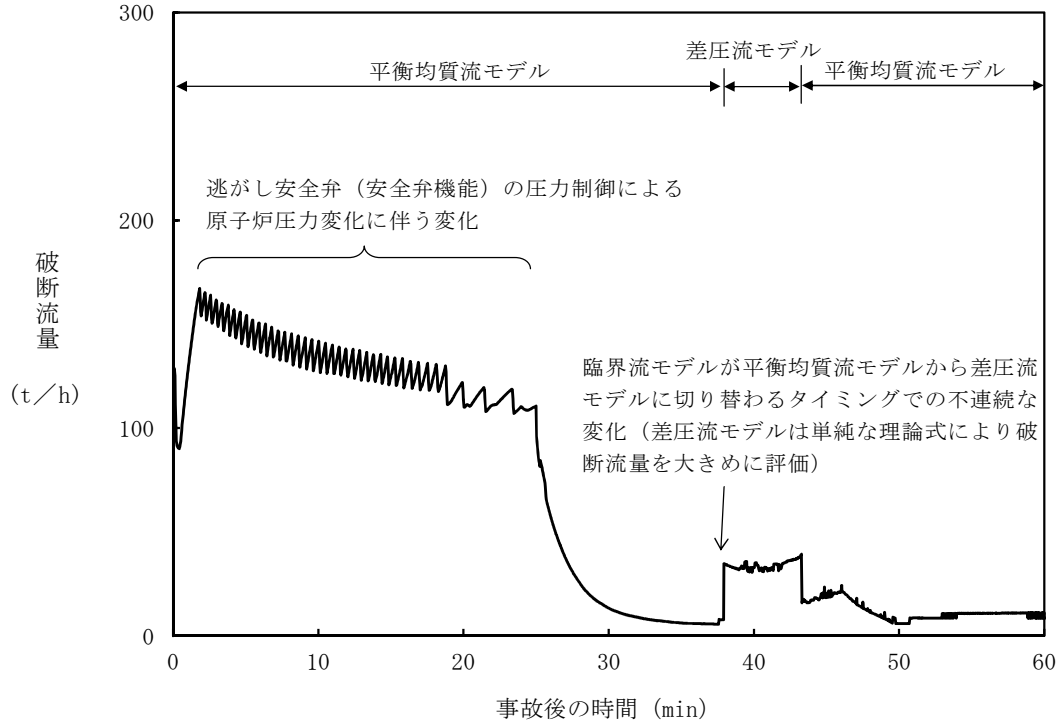
(約 9.5cm^{2}の破断)



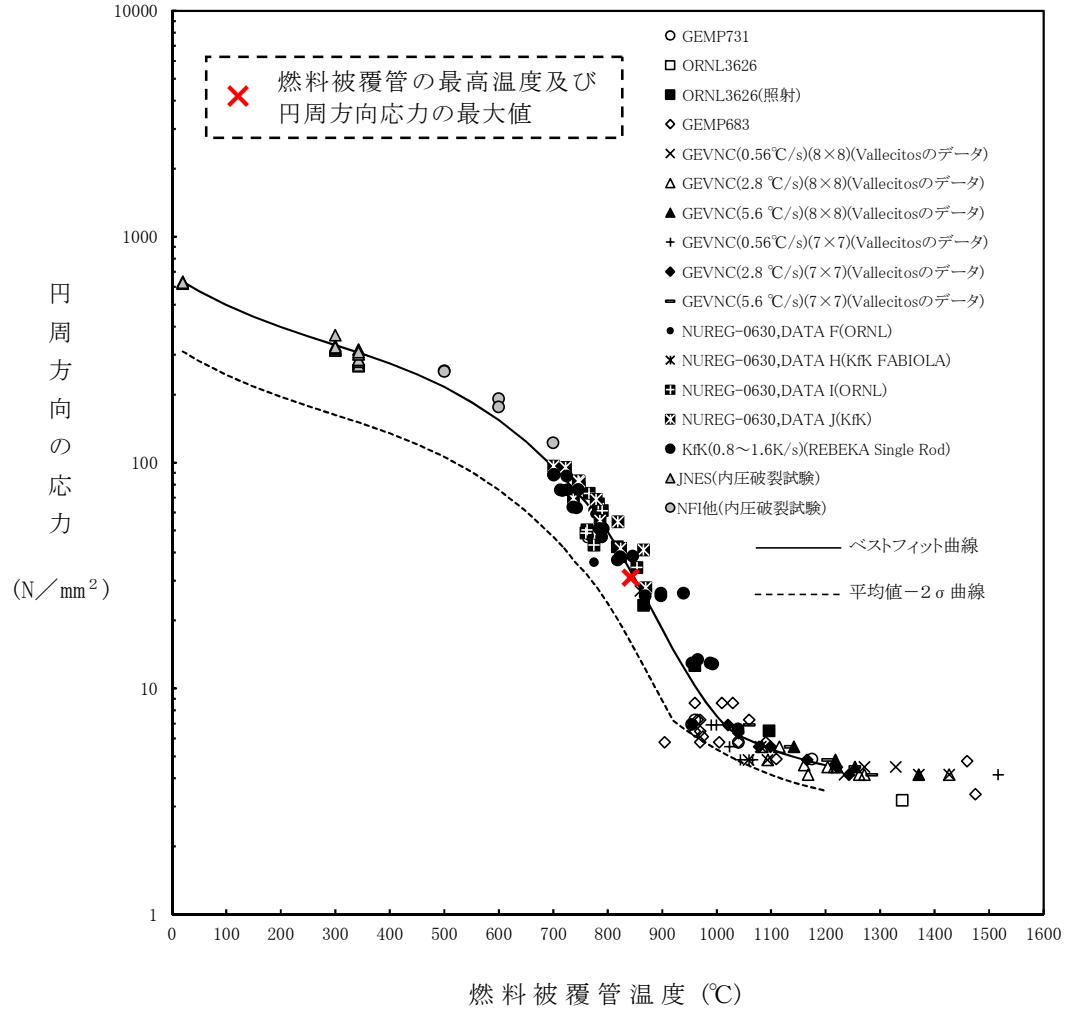
第 2.6-28 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



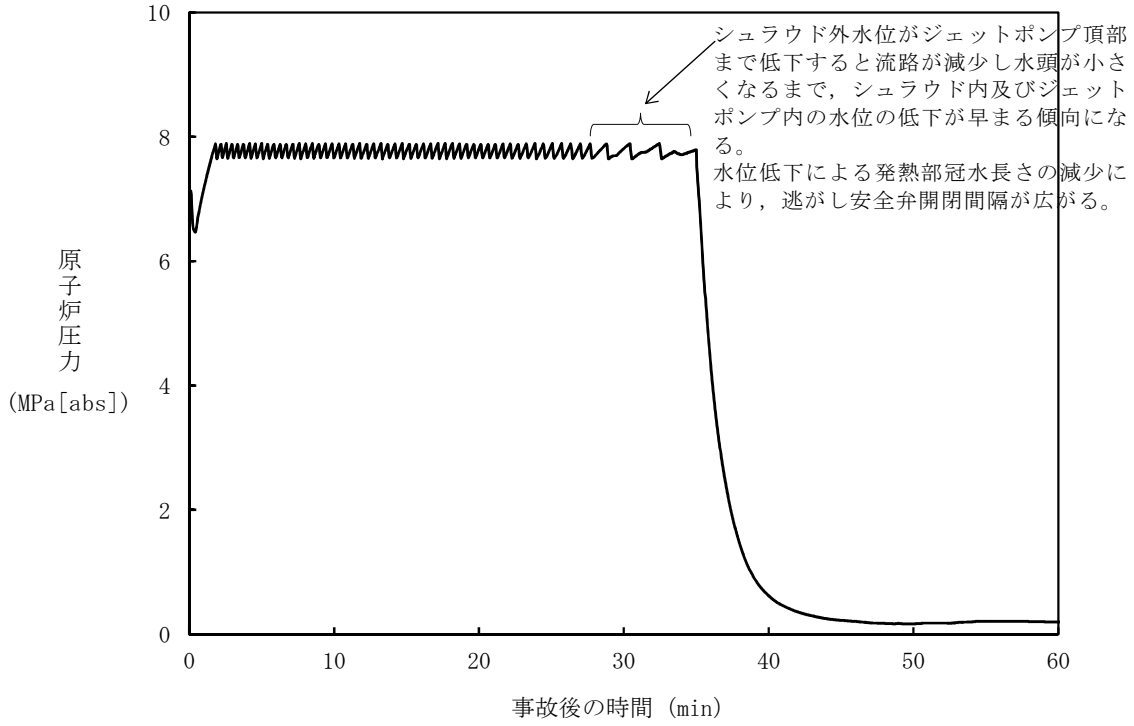
第 2.6-29 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



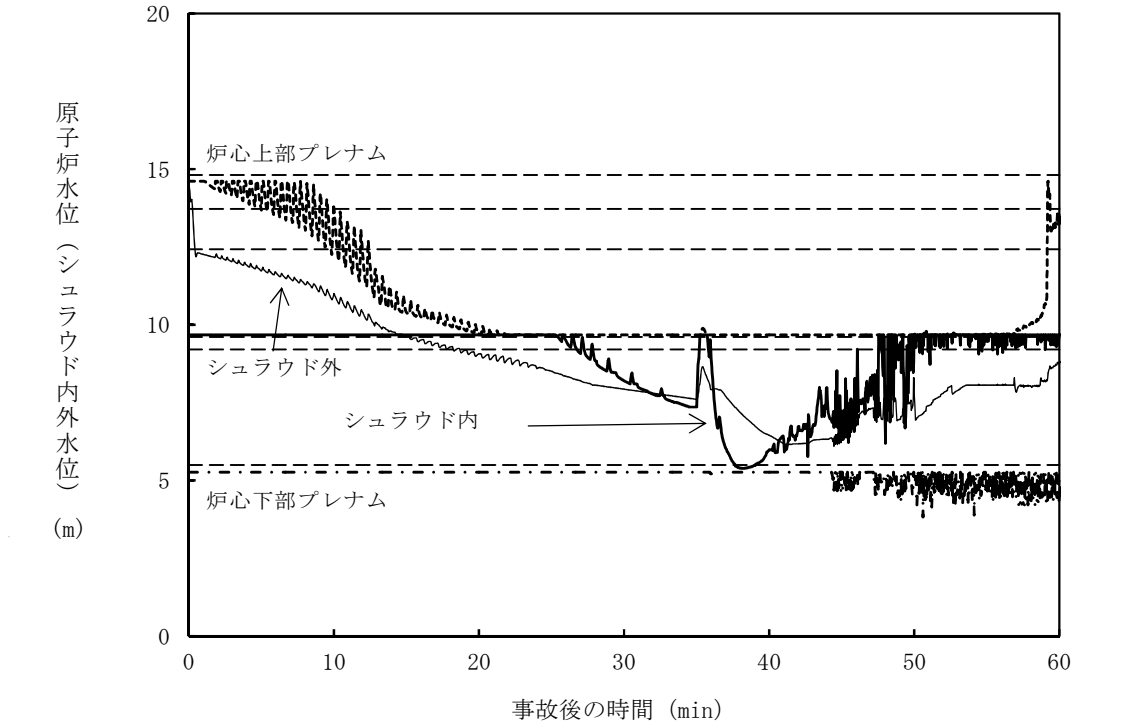
第 2.6-30 図　破断流量の推移（約 9.5cm^2 の破断）



第 2.6-31 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約 9.5cm²の破断）

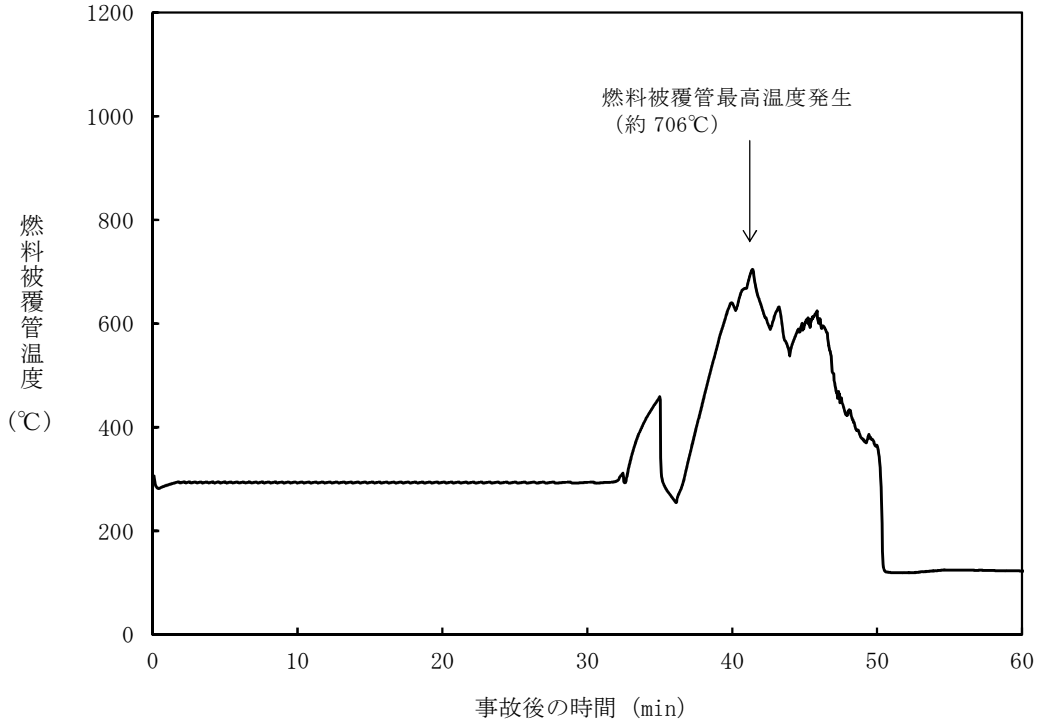


第 2.6-32 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 10 分）



第 2.6-33 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 10 分）

※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



第 2.6-34 図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 10 分）

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について

1. 事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の特徴

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断ＬＯＣＡが発生した後に，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，原子炉へ注水する機能が喪失するとともに，破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により，原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の有効性評価においては，重大事故等対処設備である常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。また，低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから，代替循環冷却系に期待しない場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を実施する。

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

2. 事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する評価項目

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

①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり，かつ炉心を十分に冷却できるものであること

(a) 燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること

(b) 燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること

②格納容器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リスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね 5mSv 以下）

燃料被覆管温度の最高温度が 1,200℃以下で，①の評価項目を満足する場合でも，燃料被覆管の最高温度が約 900℃を超え，破裂が発生する燃料棒の割合が 1%を超えると，燃料棒ギャップ中に蓄積した放射性物質が原子炉冷却材中に放出され，破断口及び逃がし安全弁を介して格納容器内に蓄積し，格納容器ベント実施時に環境に放出されることで，敷地境界外での実効線量が 5mSv を超過し，②の評価項目を満足しない（添付資料 2.6.7 参照）。また，この場合には，格納容器内空間線量率がドライウェルで最大約 4.8×10^{3}Gy／h，サプレッション・チェンバで最大約 4.3×10^{4}Gy／h となり，炉心損傷後の運転手順へ移行する判断基準を上回る。

以上により，炉心損傷防止対策の有効性評価においては，燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安とする。

3. 「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

(1) 破断位置の分類

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

ａ．気相部配管

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

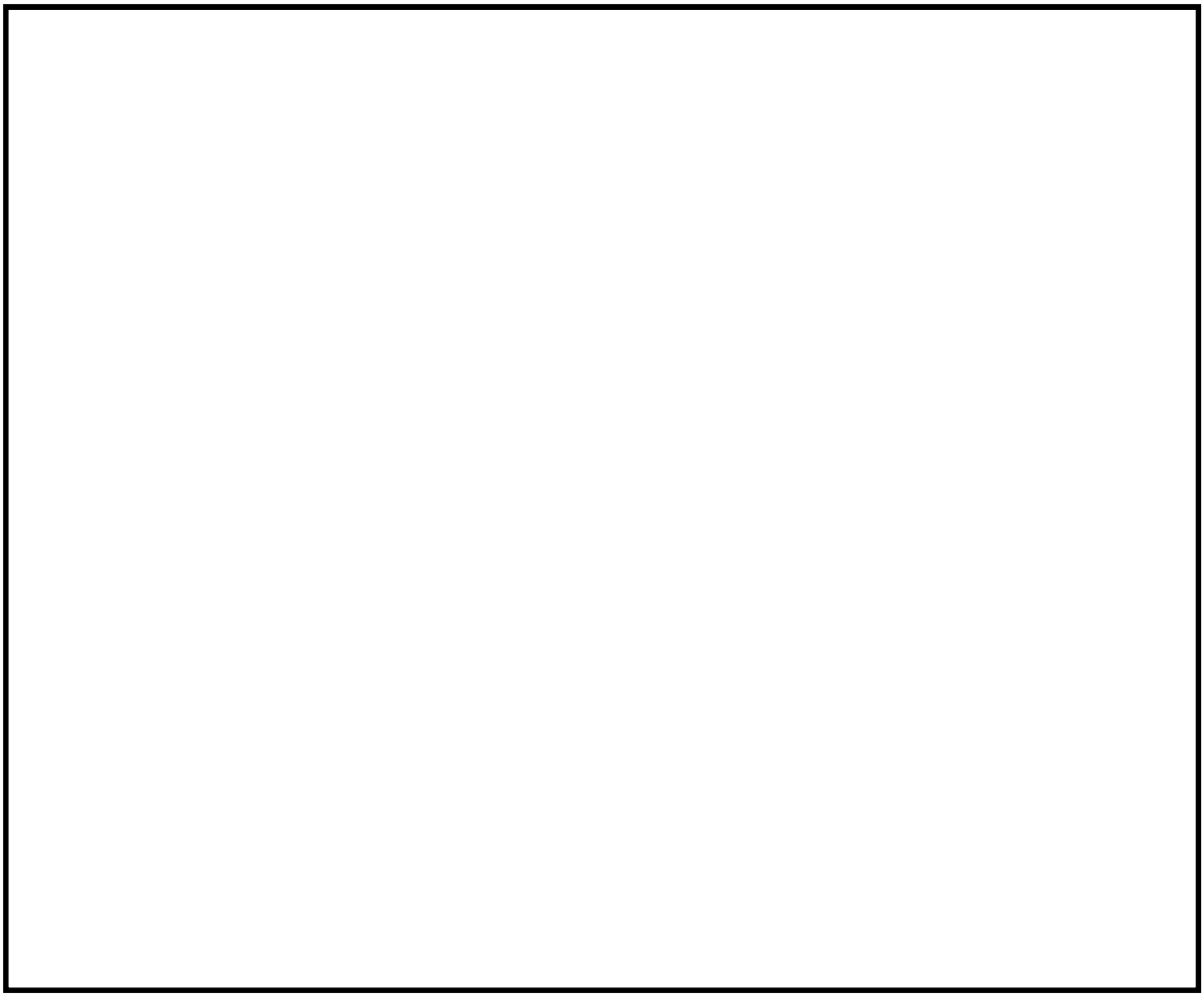
ｂ．シュラウド外の液相部配管

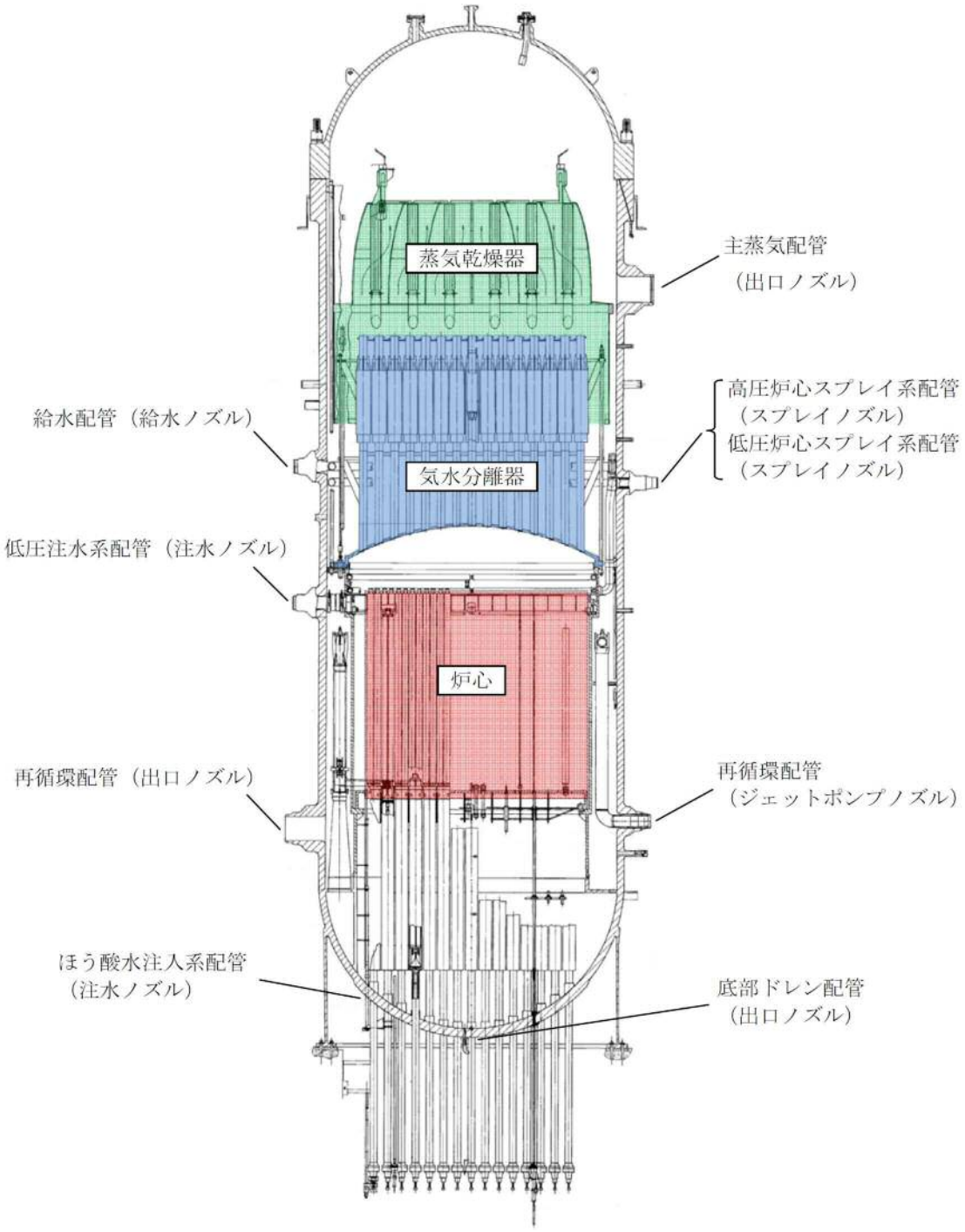
液相部配管に破断が発生した場合は，配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合，燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は，崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため，シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより，ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され，炉心冷却は確保される。

ｃ．シュラウド内の液相部配管

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

第１表　代表的な原子炉圧力容器に接続する配管





第１図　代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

(2)　破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため，気相部配管として主蒸気配管（出口ノズル）及びシュラウド内の液相部配管

として底部ドレン配管（出口ノズル）にベースケースと同じ約 3.7 ㎝^{2}（0.004ft^2）の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力，水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第 2 図に，評価結果の比較を第 2 表に示す。

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

第 2 表　破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
a．主蒸気配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 ㎝^{2}	約 338℃
b．再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 616℃
c．底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）		約 617℃

3.2　破断面積の事故条件設定の考え方

(1)　燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2.に示すとおり，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し，再

循環配管（出口ノズル）に対して約 9.5cm^{2}の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約 3.7cm^2）と感度解析ケース（約 9.5cm^2）との原子炉圧力，水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第3図に,感度解析の結果を第3表に示す。

第 3 図に示すとおり，ベースケースと感度解析ケースとでは，事象進展に有意な差が生じるものではない。また，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作条件（事象発生の 25 分後）は，10 分間の状況判断の後に高圧炉心スプレイ系等の手動起動を試みる操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり，パラメータを起点とした条件設定としていないことから，破断面積の違いによる影響はない。

第 3 表　破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 9.5 cm^2	無
	約 9.6 cm^2	有

(2)　有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）に対して評価上の操作時間余裕を確認している。

再循環配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管の破裂発生防止が可能な限界である 9.5cm^{2}の破断を設定すると，評価上の操作余裕時間がなくなることから，炉心損傷防止対策の有効性評価では，燃料被覆管の破裂防止が可能であり，かつ，10 分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として，再循環配管（出口ノズル）に対して 3.7cm^{2}の破断

を事故条件として設定する。

また，約 9.5 ㎝^{2}の破断を想定し，これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

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

(3)　炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管，シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を第 4 表並びに第 4 図及び第 5 図に示す。

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

ａ．主蒸気配管（出口ノズル）（気相部配管）：約 224cm^{2}以下

ｂ．再循環配管（出口ノズル）（シュラウド外の液相部配管）：
約 9.5cm^{2}以下

ｃ．底部ドレン配管（出口ノズル）（シュラウド内の液相部配管）：
約 9.2cm^{2}以下

確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）では，ＮＵＲＥＧ－1150の定義と同様にＬＯＣＡを第5表のとおり分類しており，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に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断ＬＯＣＡ相当となる。一方，液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積が小さいが，原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため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。

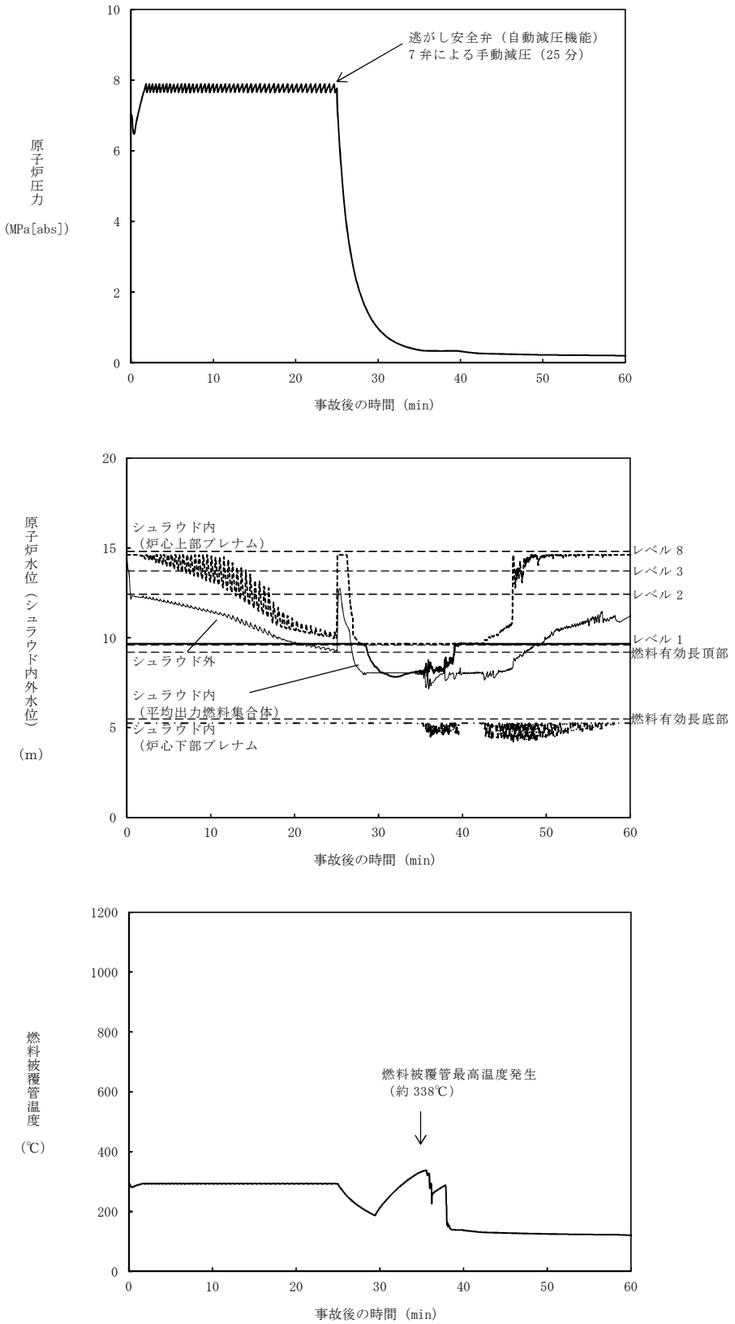
第4表　破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
a.主蒸気配管（出口ノズル）（気相部配管）	約224 cm^2	無
	約225 cm^2	有
b.再循環配管（出口ノズル）（シュラウド外の液相部配管）	約9.5 cm^2	無
	約9.6 cm^2	有
c.底部ドレン配管（出口ノズル）（シュラウド内の液相部配管）	約9.2 cm^2	無
	約9.3 cm^2	有

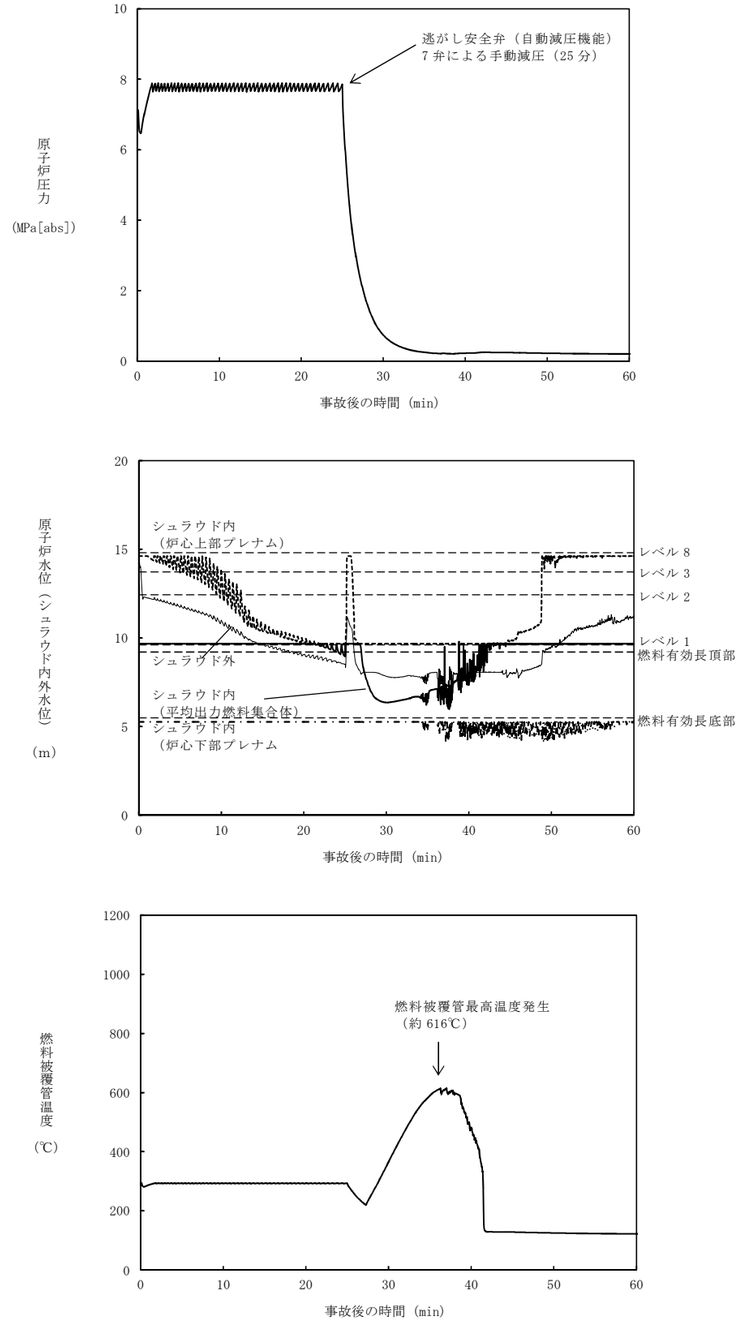
第5表　ＬＯＣＡ関連事象の分類定義

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

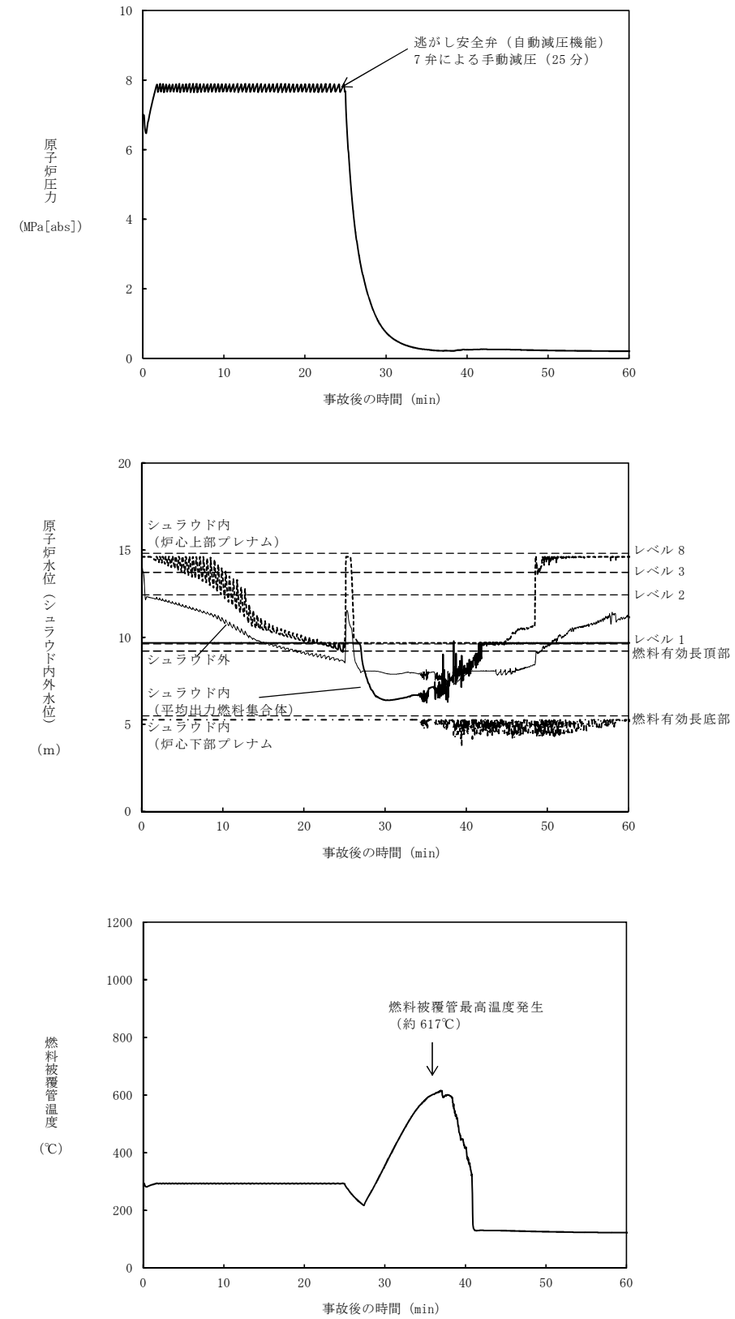
気相部配管（主蒸気配管）



シュラウド外液相部配管（再循環配管）

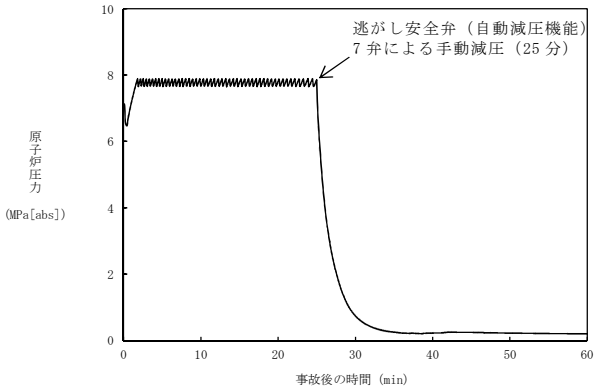


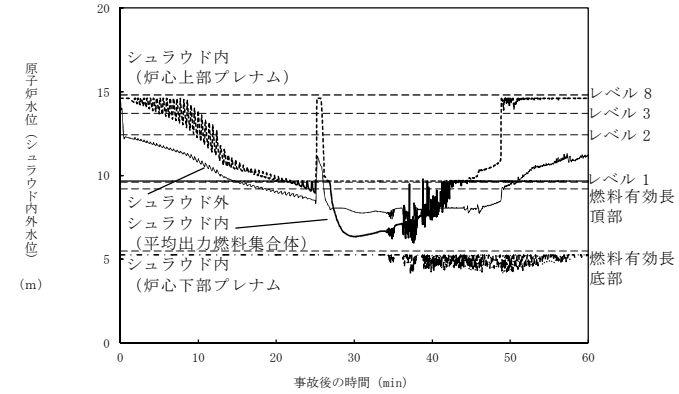
シュラウド内液相部配管（底部ドレン配管）

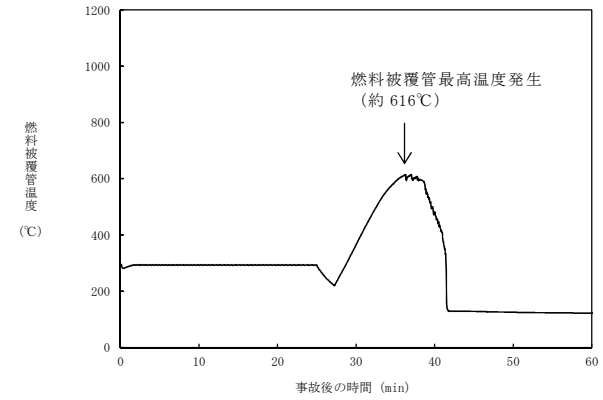


第 2 図　破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

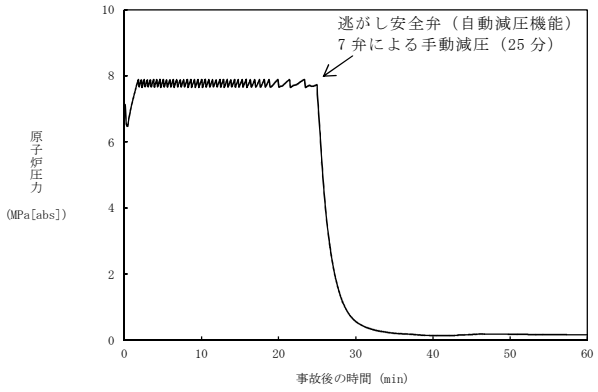
破断面積：約 3.7cm^2

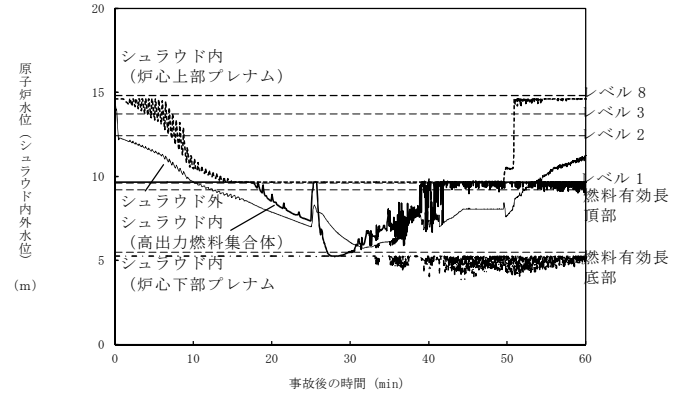


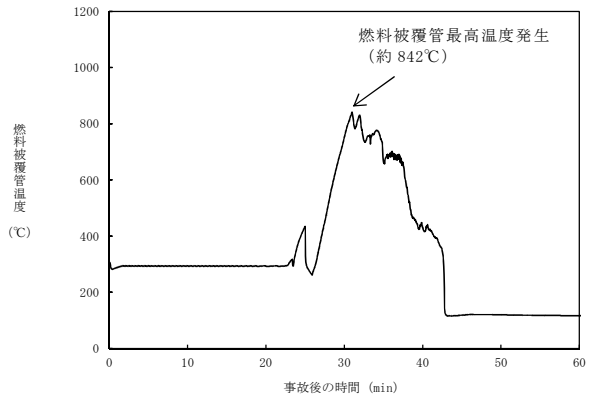




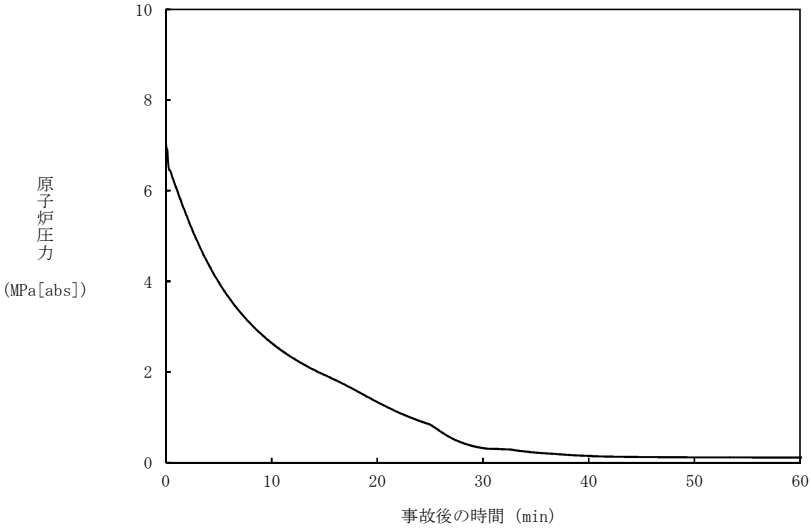
破断面積：約 9.5cm^2

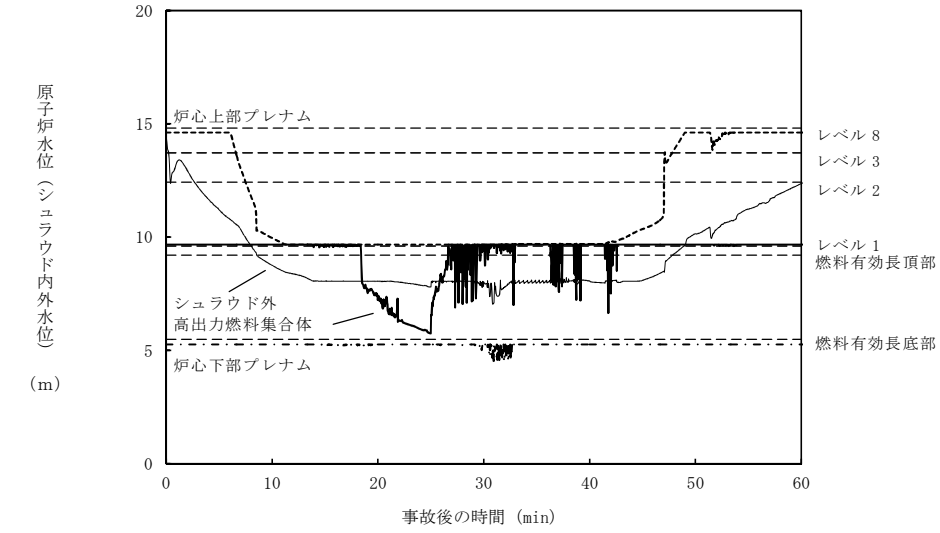


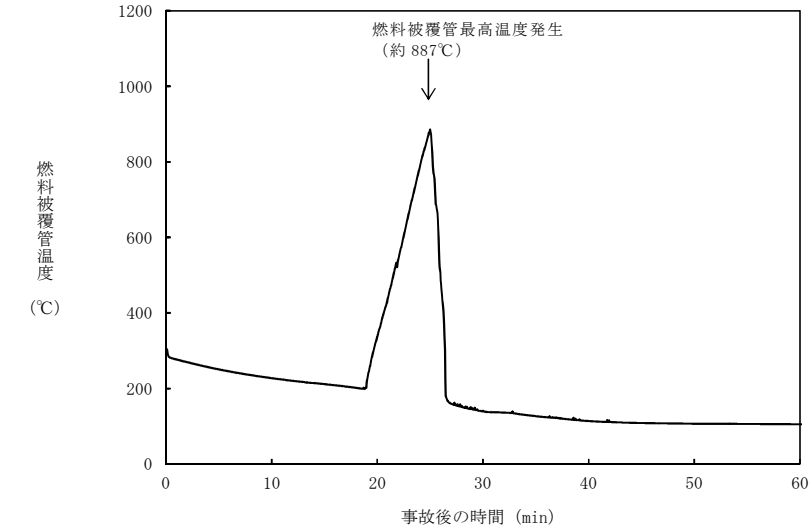




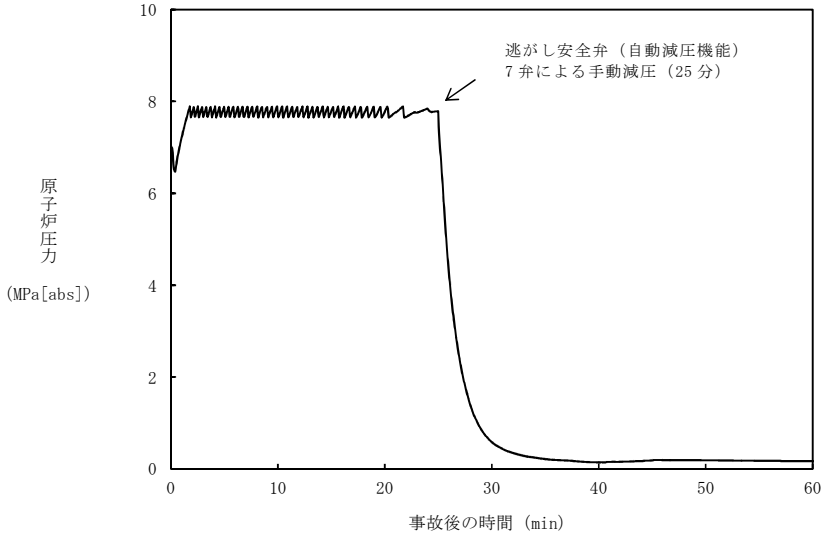
第 3 図　破断面積約 3.7cm^{2}と約 9.5cm^{2}とのパラメータ推移の比較

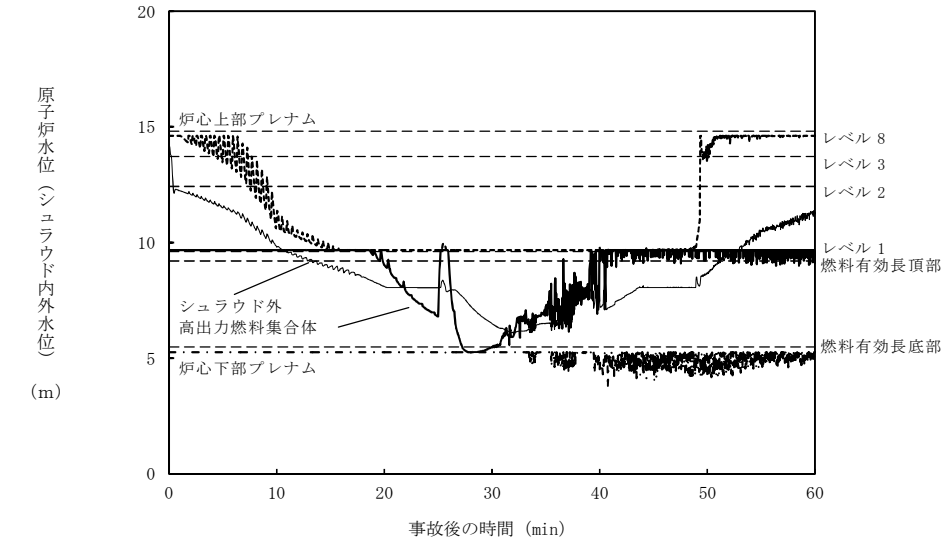


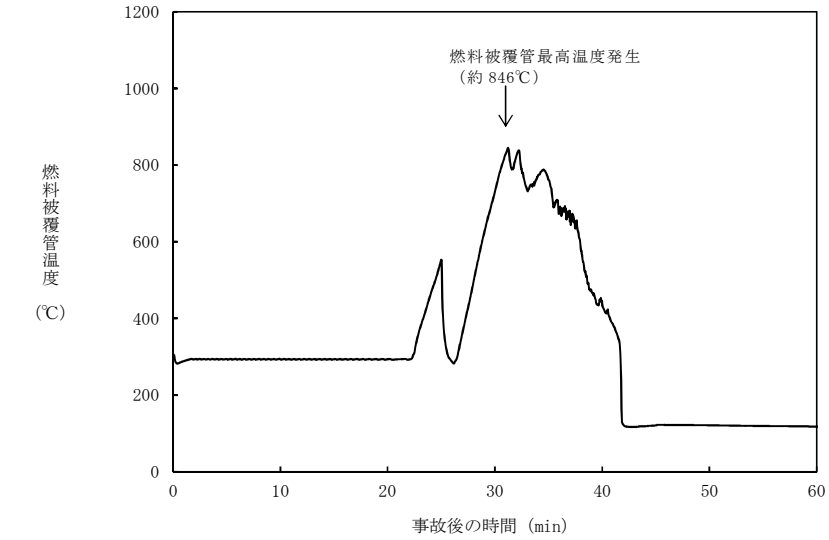




第 4 図　主蒸気配管に約 224cm^2 の破断面積を設定した場合







第5図　原子炉圧力容器底部ドレン配管に約9.2cm^{2}の破断面積を設定した場合

(4)　再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により，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，以下の式により炉心損傷頻度を算出した。

$$\text{配管の破断による炉心損傷頻度} = \Sigma \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各}LOCA\text{発生頻度} \times \text{各}LOCA\text{発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を第5表に示す。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で用いた値を使用した。

第5表　各系統における溶接線数とＬＯＣＡ後炉心損傷頻度

系統	小破断ＬＯＣＡ				中破断ＬＯＣＡ			
	溶接線数※1	配管破断発生頻度（／炉年）	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度（／炉年）	溶接線数※1	配管破断発生頻度（／炉年）	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度（／炉年）
RCIC	33	1.3×10^{-5}	—※2	—※2	33	8.4×10^{-6}	—※2	—※2
HPCS	19	7.2×10^{-6}	—※2	—※2	19	4.8×10^{-6}	—※2	—※2
LPCS	19	7.2×10^{-6}	—※2	—※2	19	4.8×10^{-6}	—※2	—※2
RHR-A	21	8.0×10^{-6}	—※2	—※2	21	5.3×10^{-6}	—※2	—※2
RHR-B	21	8.0×10^{-6}	—※2	—※2	21	5.3×10^{-6}	—※2	—※2
RHR-C	21	8.0×10^{-6}	—※2	—※2	21	5.3×10^{-6}	—※2	—※2
PLR	193	7.4×10^{-5}	1.5×10^{-4}	1.1×10^{-8}	193	4.9×10^{-5}	1.5×10^{-4}	7.4×10^{-9}
その他の原子炉圧力バウンダリ	460	1.8×10^{-4}	—※2	—※2	460	1.2×10^{-4}	—※2	—※2
合計	787	3.0×10^{-4}			787	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：再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要であるため，記載を省略した。

再循環配管の破断により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 1.1×10^{-8}／炉年である。なお，破断面積約 $9.5cm^2$ 以下のＬＯＣＡは炉心損傷防止が可能であるため，実際に炉心損傷に至る頻度は 1.1×10^{-8}／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防止対策を有効に実施することが困難である大破断ＬＯＣＡについては，ＰＲＡにおいて，炉心損傷頻度を 3.0×10^{-8}／炉年としている。なお，気相部配管の破断面積224cm^{2}以下のＬＯＣＡは，炉心損傷防止が可能であるため，実際に炉心損傷に至る頻度は 3.0×10^{-8}／炉年より小さくなる。したがって，再循環配管の破断により発生するＬＯＣＡで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

(5)　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な破断面積以上のＬＯＣＡに対しては，炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難であることから，審査ガイドに基づき,「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）が国内外の先進的な対策と同等であることを確認する。

炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上のＬＯＣＡに対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには，ＬＯＣＡ時の原子炉水位低下速度に対して，燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段が必要となる。東海第二発電所と欧米のプラントで講じられている諸対策の対比を第6表に示す。

第6表に示すとおり，国外プラントにおいてＬＯＣＡ時の原子炉水位低下速度に対して，燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段については確認されなかった。

なお，東海第二発電所の重大事故等対策のうち高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは，国外では見られない対策であり，大破断ＬＯＣＡを除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。

第 6 表　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する国外における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較

事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
		東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
LOCA 時注水機能喪失	炉心冷却	・常設低圧代替注水系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・復水ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・復水移送ポンプ ・制御棒駆動水圧系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ	・ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR 経由) ・高圧サービス水系（RHR 経由） ・RHRSW (RHR 経由) ・制御棒駆動機構ポンプ ・復水ポンプ	・独立非常用系の中圧注入ポンプ ・サービス水系（RHR 経由） ・復水ポンプ（給水ポンプバイパスライン追設） ・インターナルポンプ・シール水系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ ・制御棒駆動水系ポンプ ・サプレッションプールドレンポンプ（RHR 経由） ・1 次系満水ポンプ	－	・火災用ポンプ，ブースターポンプ（専用電源あり）	欧米では，既設又は追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備している。 これらの代替炉心冷却手段のポンプの吐出容量は，最大でも 300㎥／h 程度であり，燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段とは考えにくい。 東海第二発電所においても，既設，追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を対策としている。 これらの対策のうち，高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは，国外では見られない対策であり，大破断ＬＯＣＡを除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。
		・可搬型代替注水大型ポンプ	・可搬型ポンプ	・可搬型消火ポンプ（サービス水系-RHR 経由）	－	・可搬型ポンプ	

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

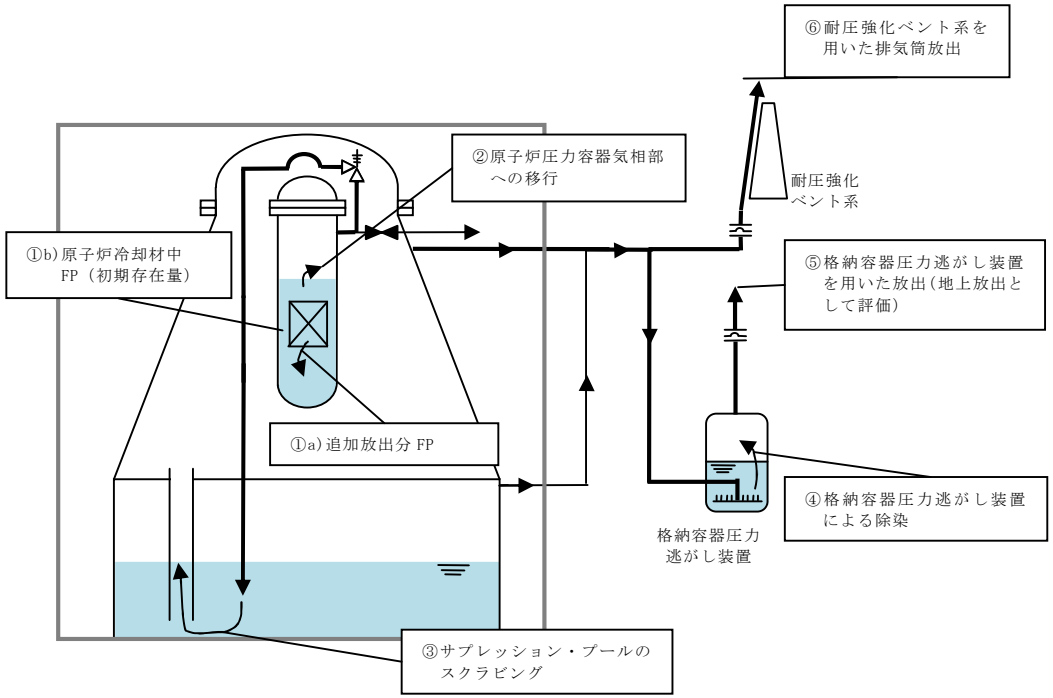
敷地境界外での実効線量評価について

【事象の概要】

1. ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能が喪失するが，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに移行する。
2. 事象発生から約 28 時間後，サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]到達することにより格納容器ベント操作を実施する。

【評価結果】

敷地境界外での実効線量は 5mSv に対して十分小さい。



【格納容器圧力逃がし装置】

	希ガス	よう素	
		有　機	無　機
①a)追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{15}Bq	約 1.6×10^{13}Bq（よう素全体の 4%）	約 3.8×10^{14}Bq（よう素全体の 96%）
①b)原子炉冷却材中 FP 量（初期存在量）	－	－	6.0×10^{13}Bq
②原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10%（※１）	約 8.1%
③サプレッション・プールの除染係数（ＤＦ）	－	－	－（※２）
④格納容器圧力逃がし装置の除染係数（ＤＦ）	－	50	100
⑤大気への放出量	約 1.5×10^{14}Bq（※３）	約 2.0×10^{10}Bq（※３）	約 2.1×10^{11}Bq（※３）

【耐圧強化ベント】

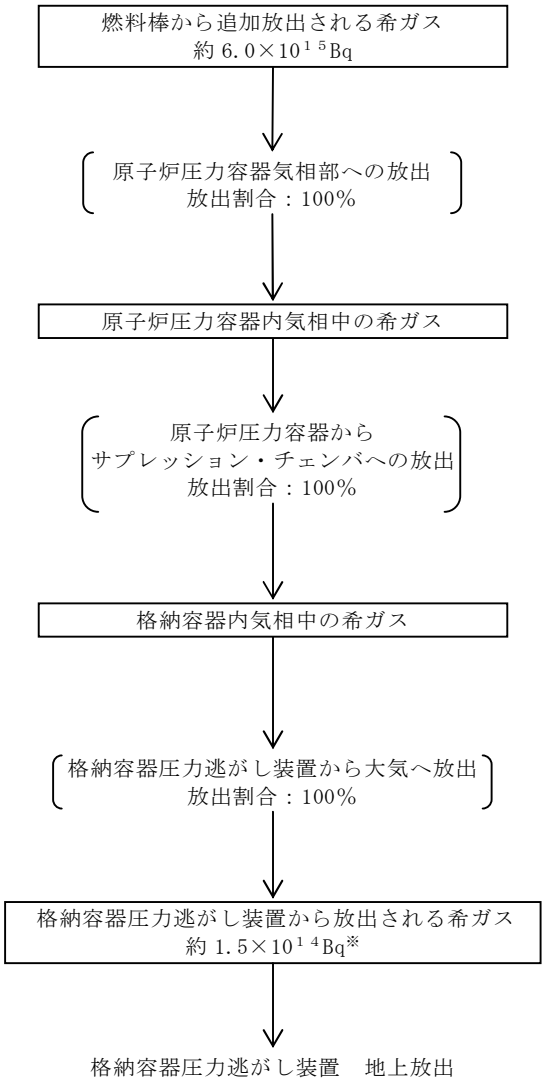
	希ガス	よう素	
		有　機	無　機
①a)追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{15}Bq	約 1.6×10^{13}Bq（よう素全体の 4%）	約 3.8×10^{14}Bq（よう素全体の 96%）
①b)原子炉冷却材中 FP 量（初期存在量）	－	－	6.0×10^{13}Bq
②原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10%（※１）	約 8.1%
③サプレッション・プールの除染係数	－	－	－（※２）
⑥大気への放出量	約 1.5×10^{14}Bq（※３）	約 1.0×10^{12}Bq（※３）	約 2.1×10^{13}Bq（※３）

※１：残り 90%の有機よう素は原子炉冷却材中で分解され，無機よう素と同様の割合で気相に移行する。

※２：ドライウェルからのベントを考慮し，保守的にサプレッション・プールのＤＦを考慮しないものとする。

※３：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）	耐圧強化ベント（排気筒放出）
気象条件	相対濃度（χ／Ｑ） 約 2.9×10^{-5}s／m^3 相対線量（Ｄ／Ｑ） 約 4.0×10^{-19}Gy／Bq	相対濃度（χ／Ｑ） 約 2.0×10^{-6}s／m^3 相対線量（Ｄ／Ｑ） 約 8.1×10^{-20}Gy／Bq
実効線量	約 1.6×10^{-1}mSv	約 6.2×10^{-1}mSv



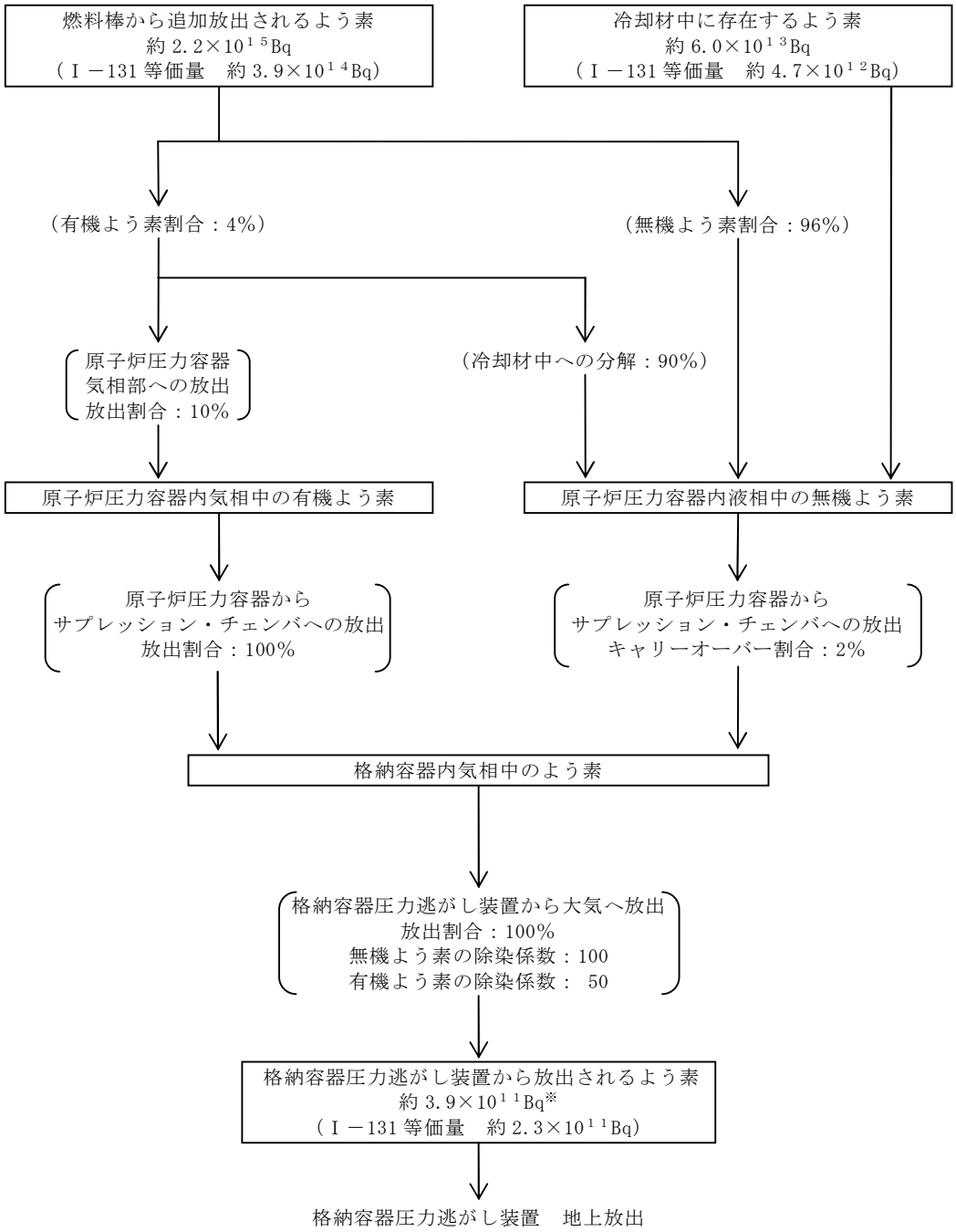
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図　格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の

放射性希ガスの大気放出過程

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

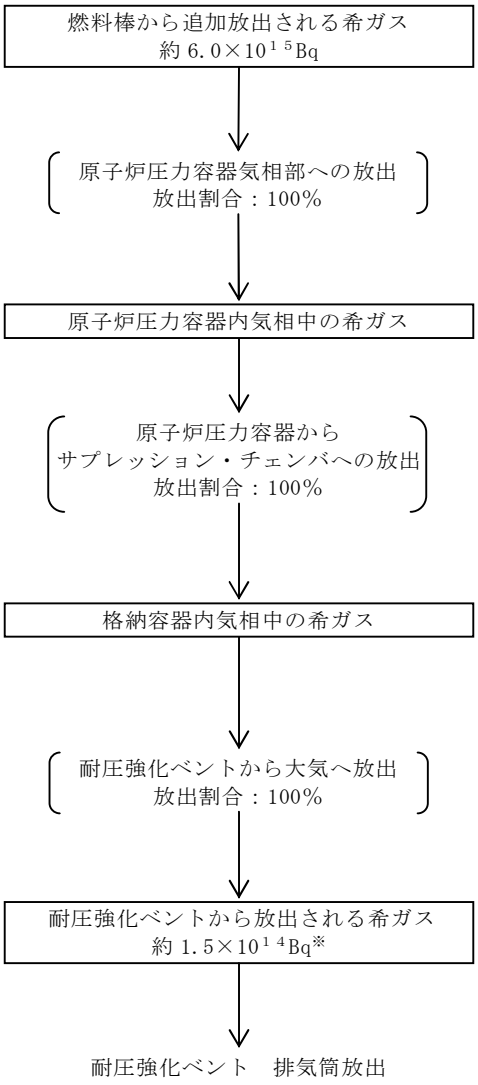
添付 2.6.2-2



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図　格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の

放射性よう素の大気放出過程

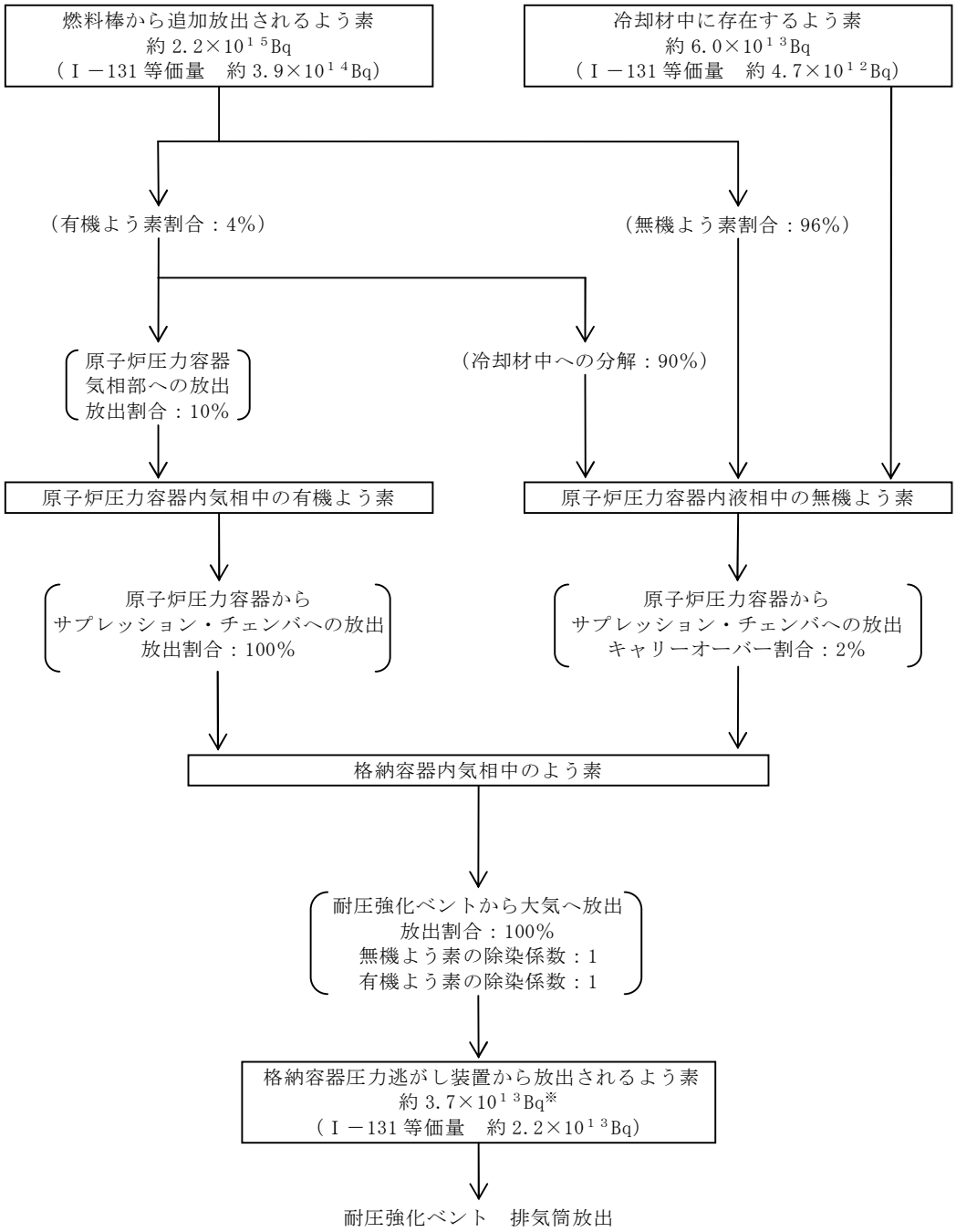


※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図　耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の

放射性希ガスの大気放出過程

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図　耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の

放射性よう素の大気放出過程

敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について

表　評価条件の安全審査指針に対する対応状況　　下線：対応箇所

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全審査指針
a．事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容される I-131 の最大濃度とし，その組成を拡散組成とする。これにより，事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約 4.7×10^{12}Bq となる。	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.5　原子炉冷却材喪失（ＰＷＲ，ＢＷＲ)」 (3)　事象発生前の原子炉冷却材中の格分裂生成物の濃度は、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に仮定する。 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (7)　事象発生前の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度に相当する濃度とし、その組成は拡散組成とする。蒸気相中のハロゲン濃度は、液相の濃度の 2%とする。
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見た値※である 2.22×10^{14}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 6.0×10^{15}Bq，よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14}Bq となる。 ※：過去に実測された I-131 の追加放出量から，熱出力 1,000MW あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合，熱出力 1,000MW あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 2.78×10^{13}Bq（750Ci）であり，東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は，これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14}Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci＝3.7×10^{10}Bq） 出典元 ・「沸騰水型原子力発電所　事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.5　原子炉冷却材喪失（ＰＷＲ，ＢＷＲ)」 (4)　この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に評価する。 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (8)　原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、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仮定する。核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。

表　評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全評価審査指針
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。	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.5　原子炉冷却材喪失（ＰＷＲ，ＢＷＲ)」 (5)　この事象により、希ガス及びよう素は、原子炉格納容器内に放出されるものとする。燃料棒から原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。さらに、無機よう素が、原子炉格納容器スプレイ水によって除去され、あるいはサプレッションプール水に溶解する効果を考慮することができる。この場合、除染率、気液分配係数等は、実験に基づく値とするか、あるいは十分な安全余裕を見込んだ値とする。有機よう素及び希ガスについては、これらの効果を無視するものとする。
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及び無機よう素が気相部にキャリーオーバされる割合は 2%とする。	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.5　原子炉冷却材喪失（ＰＷＲ，ＢＷＲ)」 (4)　この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に評価する。 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (9)　事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。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。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキャリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。

表　評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全評価審査指針
ｅ．原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，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の全量が，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。	・「逃がし安全弁を介し崩壊熱相当の蒸気に同伴」について 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (12)　主蒸気隔離弁閉止後は、残留熱除去系あるいは逃がし安全弁等を通して、崩壊熱相当の蒸気が、サプレッションプールに移行するものとする。 ・各核種の移行量について 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (9)　事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。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。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキャリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。
ｆ．サプレッション・チェンバの無機よう素は，サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが，ドライウェルからのベントを考慮し，スクラビングの効果を考慮しないものとする。また，核分裂生成物の減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(ＢＷＲ)」 (8)　原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、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仮定する。核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全評価審査指針
g．敷地境界外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(1)式で，希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で，それぞれ計算する。 $H_{I2}=R\cdot H_{\infty}\cdot \chi/Q\cdot Q_I$　(1) R　：呼吸率（m^3／h） H_{∞}　：よう素を 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）	「安全評価指針　付録Ⅱ」 1.　「事故」における線量評価 1.1　外部被ばくによる実効線量の評価 1.1.1　大気中に放出された放射性物質による実効線量 大気中に放出された放射性物質に起因する放射性雲からのガンマ線による実効線量は、「気象指針」に従い、放射性物質による空気カーマを用いた相対線量に基づいて評価する。空気カーマから実効線量への換算係数は、1Sv／Gy とする。 また、放射性物質が高温高圧の原子炉冷却材とともに大気中に放出される過程が想定され、放射性物質を含む蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合には、蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合には、蒸気雲の形成及び移動速度を安全側に評価するものとする。 なお、ベータ線の外部被ばくによる実効線量は、ガンマ線による実効線量に比べ有意な値とはならないことから評価対象としない。 1.2　内部被ばくによる実効線量の評価 大気中に放出されたよう素の吸入摂取による実効線量は、「気象指針」に従い、よう素の地表空気中の相対濃度及びよう素 131 等価量に基づいて次式により評価する。なお、計算に用いるパラメータ等は、第 1 表に示す小児（1 才）の値とする。 実効線量＝$K_{He}\cdot M\cdot Qe\cdot(\chi/Q)$ K_{He}：I－131 の吸入摂取による小児の実効線量係数 M　：小児の呼吸率 Qe　：よう素の放出量（I－131 等価量） (χ/Q)：相対濃度 なお、呼吸率については、よう素の放出の状況及び継続時間に応じて選択するものとする。 また、この場合の I－131 等価量 Qe とは I－131 の実効線量係数に対するよう素各同位体の実効線量係数の比を各同位体の量に応じて合算したものをいい、次式により計算する。
h．大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，地上放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（χ/Q）を 2.9×10^{-5}s／m^3，相対線量（D／Q）を 4.0×10^{-19}Gy／Bq とし，耐圧強化ベントを用いる場合は，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 2.0×10^{-6}s／m^3，相対線量（D／Q）は 8.1×10^{-20}Gy／Bq とする。	

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全評価審査指針

$$Q_e=\sum_i (K_{Hi}/K_{He})\cdot Q_i$$

KH_i ：各種ｉの吸入摂取による小児の実効線量係数
Q_i ：各種ｉの放出量

第１表　よう素による実効線量の評価に使用するパラメータ等

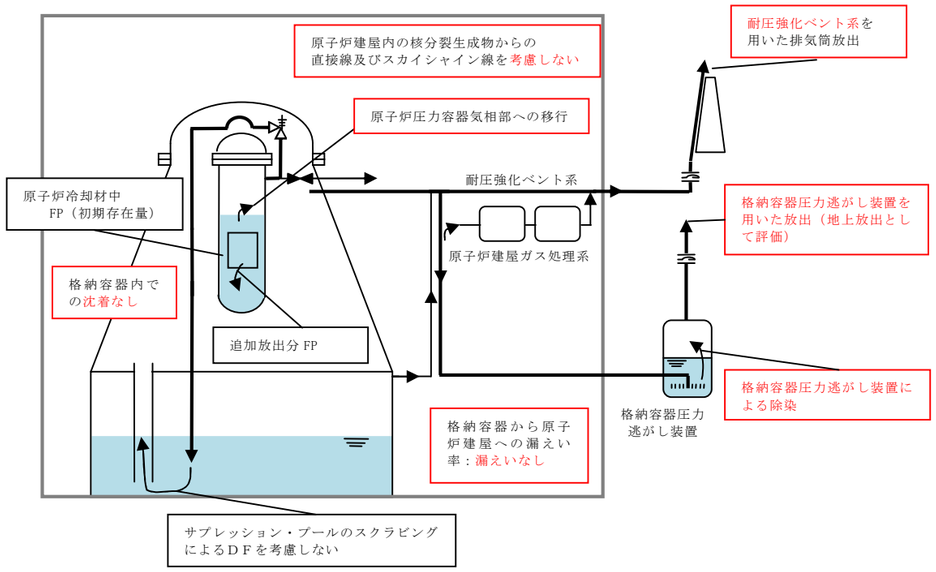
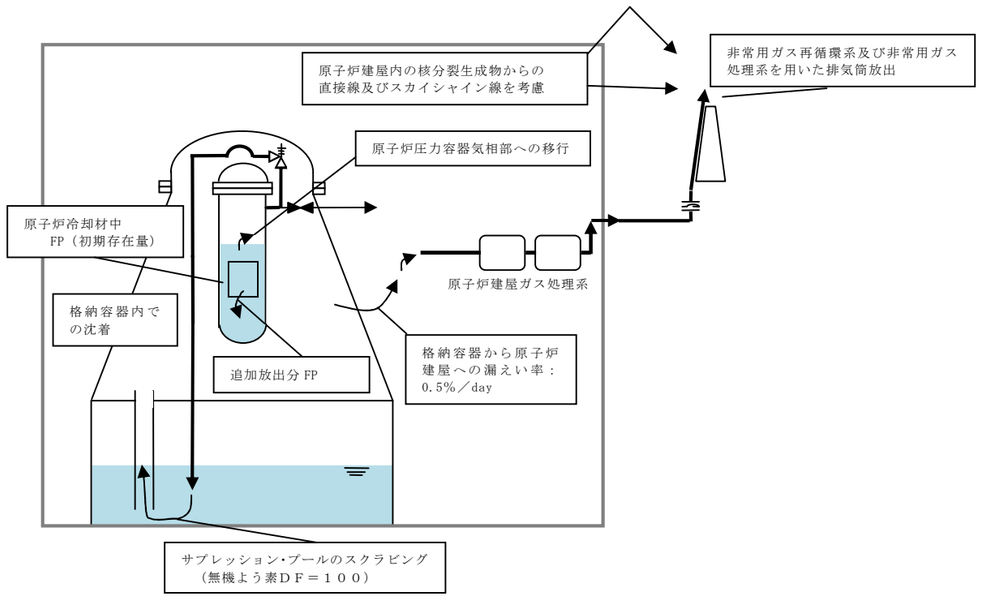
パラメータ等	記　号	単　位	数　値
核種ｉの吸入摂取による小児の実効線量係数	KH_i	mSv/Bq	I-131：1.6×10^{-4} I-132：2.3×10^{-6} I-133：4.1×10^{-5} I-134：6.9×10^{-7} I-135：8.5×10^{-6}
小児の呼吸率	M	m^3/h	0.31（活動時）
		m^3/d	5.16（1日平均）

「安全評価指針（付録Ｉ）3.3.5　原子炉冷却材喪失（ＰＷＲ，ＢＷＲ)」
(11)　環境に放出された核分裂生成物の拡散は、「気象指針」に従って評価するものとする。

「気象指針Ⅵ.想定事故時の大気拡散の解析方法」
想定事故時の線量計算に用いる放射性物質の地表空気中濃度は、単位放出率当たりの風下濃度(相対濃度と定義する)に事故期間中の放射性物質の放出率を乗じて算出する。
1.　線量計算に用いる相対濃度
(1)　相対濃度は、毎時刻の気象資料と実効的な放出継続期間(放射性物質の放出率の時間的変化を考慮して定めるもので、以下実効放出継続時間という)をもとに方位別の着目地点について求める。
(2)　着目地点の相対濃度は、毎時刻の相対濃度を年間について小さい方から累積した場合、その累積出現頻度が97%に当たる相対濃度とする。

評価条件(2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失)	安全評価審査指針
	(3)　線量計算に用いる相対濃度は、前記(2)で求めた相対濃度のうち最大の値を使用する。 2.　相対濃度の計算 相対濃度(χ／Q)は、(Ⅵ—1)式により計算する。 $\chi/Q=\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(X/Q)_i \cdot {}_d\delta_i$ ……(Ⅵ—1) (χ／Q)：実効放出継続時間中の相対濃度(s／m^3) T：実効放出継続時間(h) $(\chi/Q)_i$：時刻ｉにおける相対濃度(s／m^3) ${}_d\delta_i$：時刻ｉにおいて風向が当該方位ｄにあるとき　${}_d\delta_i=1$ 時刻ｉにおいて風向が他の方位にあるとき　${}_d\delta=0$ 「気象指針　付記」 指針は気体状の放射性物質が放出源から数 km に拡散される場合の地表空気中濃度の算出を中心に記述したものである。指針に明記していない事項については、指針の趣旨を踏まえ、当面次のように取り扱うこととする。 1.　放射性雲からのγ線量は、地表空気中農度を用いずに、放射性物質の空間濃度分布を算出し、これをγ線量計算モデルに適用して求める。 想定事故時のγ線量については、相対濃度(χ／Q)の代わりに、空間濃度分布とγ線量計算モデルを組み合わせた D／Q(相対線量と定義する)を使用して指針と同様な考え方により求める。
ｉ．格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50，無機よう素の除染係数を 100 とする。	

参考　原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）との比較

ＬＯＣＡ時注水機能喪失（ＳＡ）	原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）
	

非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

炉心損傷防止対策の有効性評価を確認する事故シーケンスグループのうち，格納容器ベントを実施する「高圧・低圧注水機能喪失」，「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」及び「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」においては，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を厳しく見積もる観点で，格納容器からの漏えいを考慮しない条件で評価を実施しており，敷地境界外における実効線量評価においてもこの条件を踏襲している。このため，格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出を考慮した場合の敷地境界外の実効線量評価への影響について，非常用ガス処理系による系外放出を考慮している設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」の評価結果と比較することにより確認した。

「原子炉冷却材喪失」及び「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価条件の比較を第 1 表に，敷地境界外の実効線量の評価結果の比較を第 2 表に示す。第 1 表に示すとおり，無機よう素及び有機よう素の格納容器気相部への移行割合は「原子炉冷却材喪失」の方が大きくなっているものの，「原子炉冷却材喪失」における放射性物質の系外への放出は格納容器漏えい率及び非常用ガス処理系の換気率に基づく緩やかなものであるため，「原子炉冷却材喪失」における実効線量は，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における実効線量よりも約 2 桁小さい値となっている。

以上により，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」等の敷地境界外の実効線量評価において，格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出の影響を考慮した場合でも，その影響は約 2 桁程度小さく，有意ではないことを確認した。

第１表　評価条件の比較

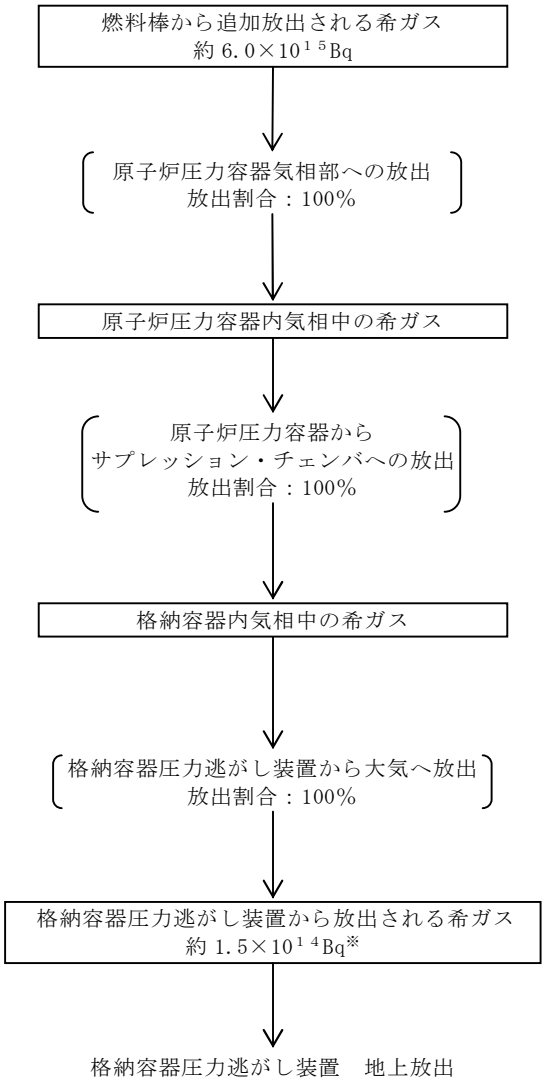
			ＬＯＣＡ時注水機能喪失	原子炉冷却材喪失 （設計基準事故）
格納容器への移行割合	炉内液相部から気相部への移行割合	希ガス	100％	100％
		有機よう素	10％	100％
		無機よう素	8.09％	100％
	炉内から格納容器への移行割合	希ガス	100％	
		有機よう素		
		無機よう素		
格納容器内での低減効果	サプレッション・プール除染係数	希ガス	－	－
		有機よう素	－	－
		無機よう素	1／10（ＤＦ10）	1／101（分配係数 100）
	格納容器内沈着	希ガス	－	－
		有機よう素	－	－
		無機よう素	－	1／2
格納容器気相部への移行割合比※1		希ガス	1	1
		有機よう素	1	10
		無機よう素	1	約 1.7
フィルタベント／非常用ガス処理系による低減効果		希ガス	－	－
		有機よう素	1／50（ＤＦ50）	3／100（除去効率 97％）
		無機よう素	1／100（ＤＦ100）	3／100（除去効率 97％）
大気拡散条件		格納容器漏えい率等	格納容器漏えい率；漏えいなし 格納容器ベント；約 28 時間後に 100％放出	格納容器漏えい率：0.5％／day 非常用ガス処理系換気率； 1 回／day
		χ／Ｑ	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）：2.9×10^{-5}s／m^3 耐圧強化ベント系（排気筒放出）※2：2.0×10^{-6}s／m^3	非常用ガス処理系(排気筒放出)※2：8.0×10^{-7}s／m^3
		Ｄ／Ｑ	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）：4.0×10^{-19}Gy／Bq 耐圧強化ベント系（排気筒放出）※2：8.1×10^{-20}Gy／Bq	非常用ガス処理系(排気筒放出)※2：4.5×10^{-20}Gy／Bq

※１：ＬＯＣＡ時注水機能喪失における格納容器気相部への移行割合を１として規格化した値

※２：同じ排気筒放出の場合でも，実効放出継続時間の違いによりχ／Ｑ及びＤ／Ｑの値は異なる。

第２表　敷地境界外での実効線量評価結果の比較

事故シーケンスグループ等	放出経路	実効線量（mSv）
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント（ウェットウェルベント）	約 7.6×10^{-2}
	耐圧強化ベント系による格納容器ベント（ウェットウェルベント）	約 9.8×10^{-2}
原子炉冷却材喪失（設計基準事故）	非常用ガス処理系による放出	約 2.7×10^{-4}

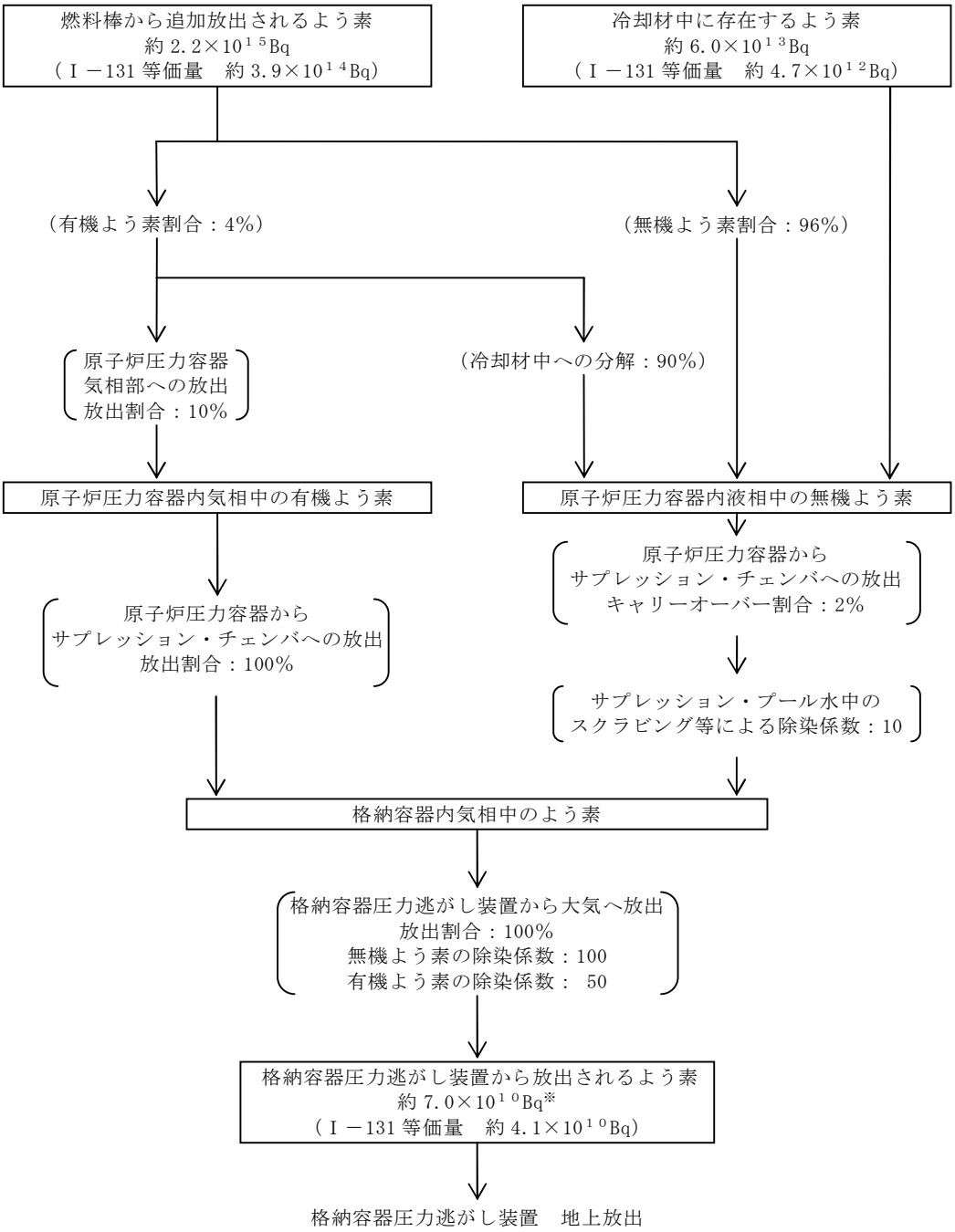


※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第１図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による

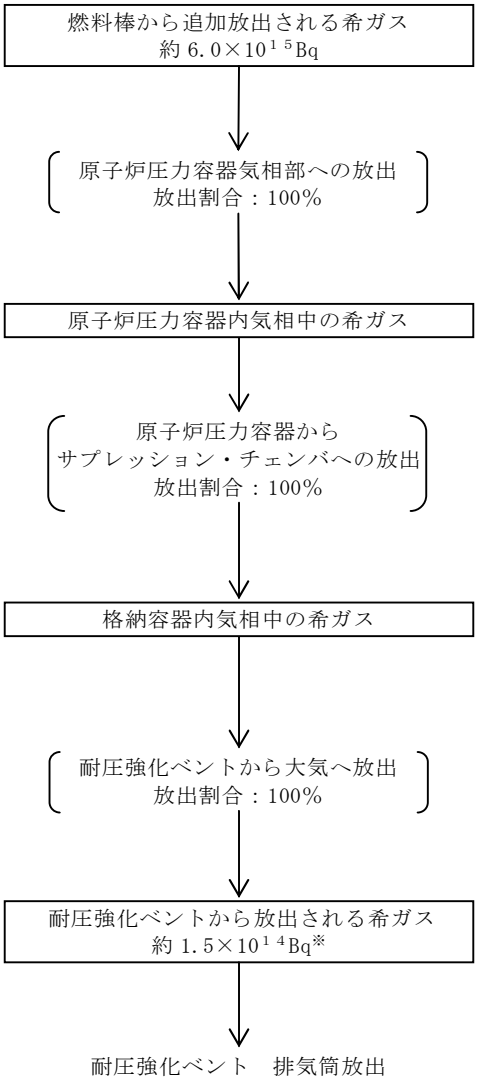
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の放射性よう素の大気放出過程

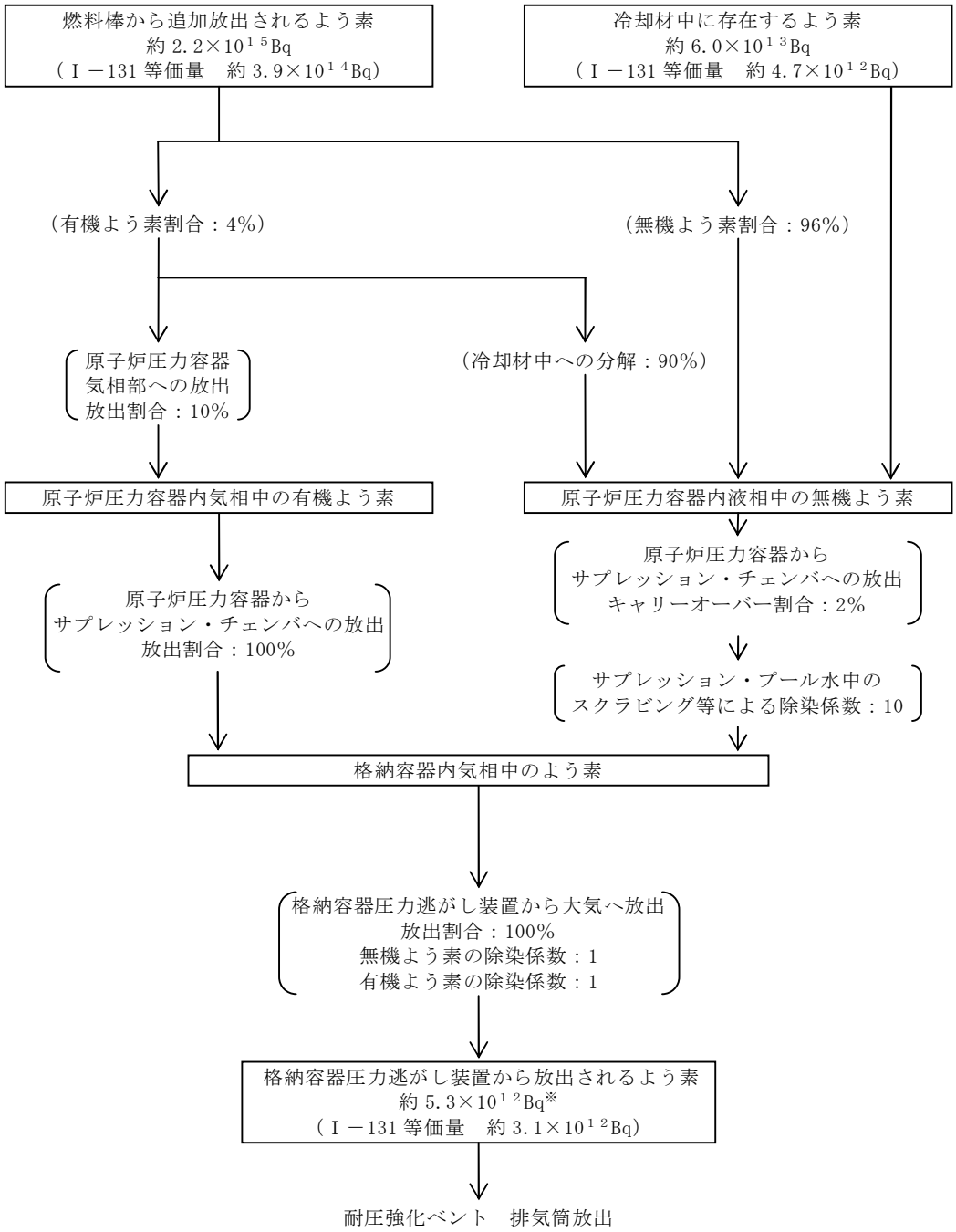


※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の耐圧強化ベントによる

格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程

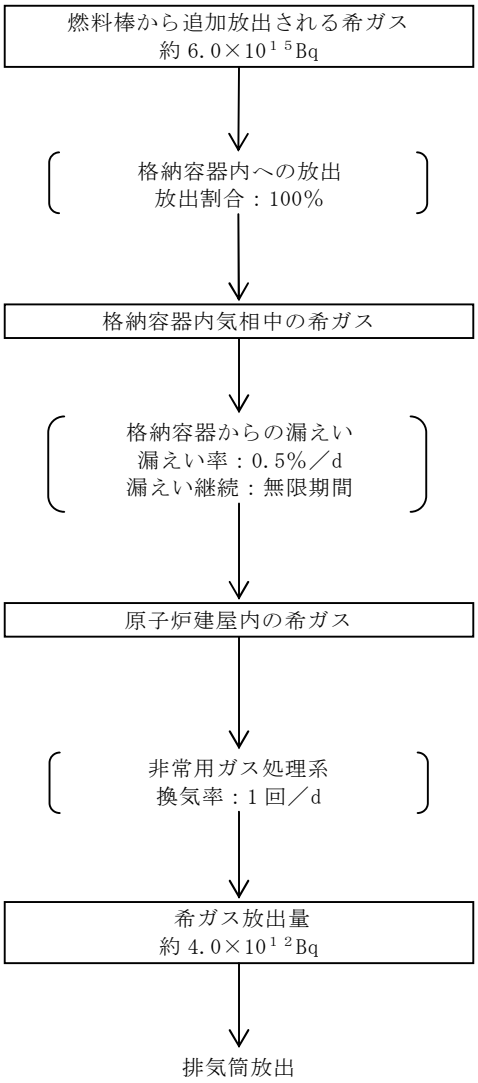
（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

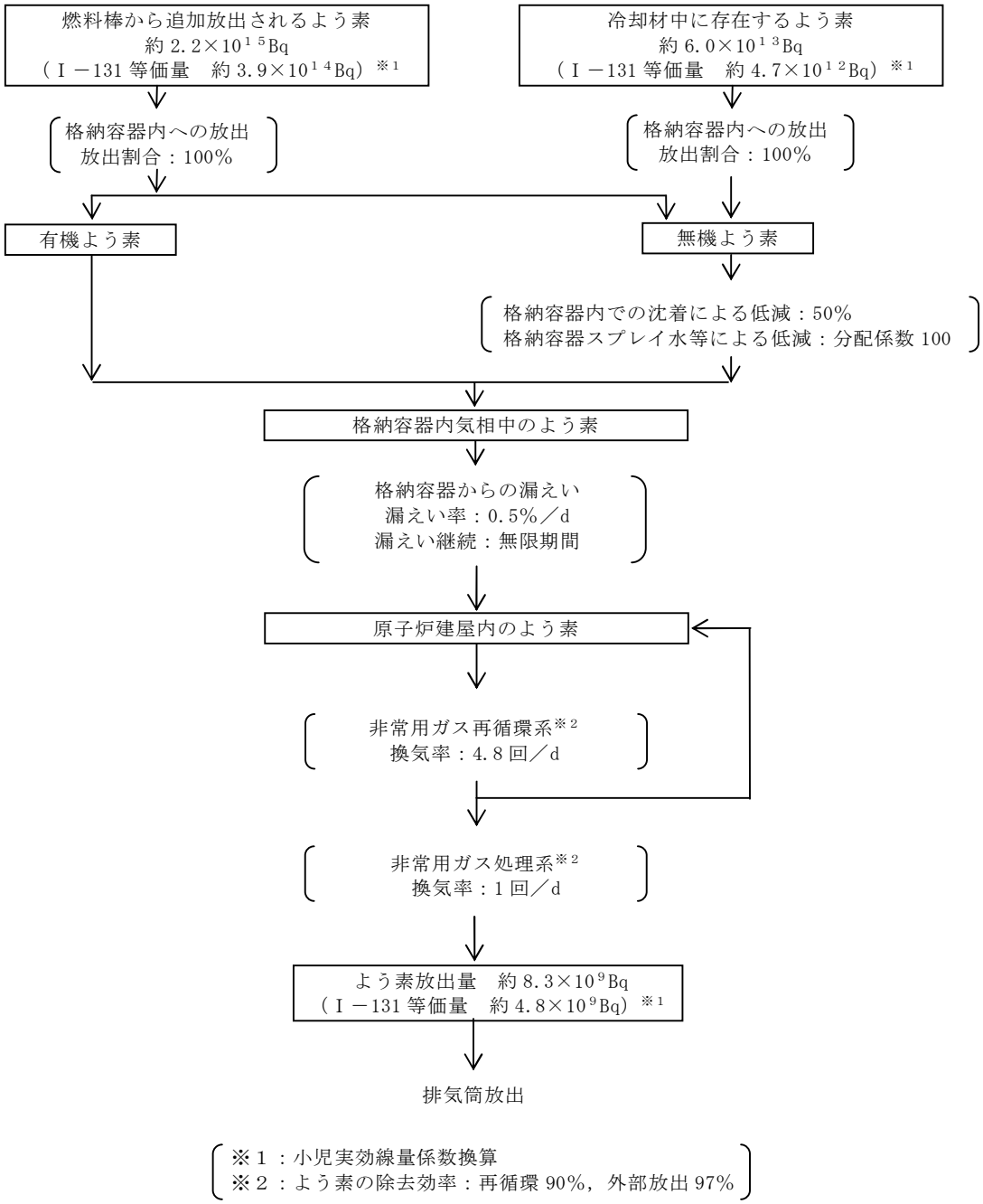
第 4 図　耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の

放射性よう素の大気放出過程



第5図　原子炉冷却材喪失（事故）時の放射性希ガスの大気放出過程

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）



第6図　原子炉冷却材喪失（事故）時の放射性よう素の大気放出過程

安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の安定状態については，以下のとおり。

原子炉安定停止状態	：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。
格納容器安定状態	：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し,事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，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，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は，6.2×10^{-1}mSv となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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）

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。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。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，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する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 616℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作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，燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 616℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表　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（ＳＡＦＥＲ）(2／2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早め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本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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 616℃であり，評価項目に対して十分な余裕があることから，その影響は非常に小さい。
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て定まるコラプスト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第 1-2 表　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
（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。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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	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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよ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よ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，格納容器雰囲気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よく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等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。 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。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （Ａ型）	装荷炉心ごと	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，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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，９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の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が大きくなる。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	5kPa[gage]	約2.2～4.7kPa[gage] （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約25～58℃ （実績値）	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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，ドライウェル雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから，初期温度のゆらぎ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。
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3 （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部： 約4,092m^3～ 約4,058m^3 液相部： 約3,308m^3～ 約3,342m^3 （実測値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m^3であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（ウェットウェル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位-4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m^3であり，その割合は初期保有水量の 1.3%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，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m^3であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m^3であり，その割合は初期保有水量の1.3%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・ プール水温度	32℃	約15～約32℃ （実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	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おおむね低くなり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^3以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	再循環配管に破断面積約 3.7cm^2の破断が発生	－	シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）に対して，運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても，対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2の破断を設定	破断面積によって原子炉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。破断面積が本解析より小さく冷却材の流出量が少ない場合は，運転員等操作時間に対する余裕時間は大きくなる。 破断面積が本解析よりも大きい場合，約 9.5cm^2までは，ベースケースと同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止可能であることを感度解析により確認している。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷が発生する場合は，「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。 （添付資料 2.6.1）	破断面積によって原子炉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。破断面積が本解析より小さく冷却材の流出量が少ない場合は，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 破断面積が本解析よりも大きい場合，約 9.5cm^2までは，ベースケースと同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止可能であることを感度解析により確認している。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷が発生する場合は，「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。 （添付資料 2.6.1）
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 自動減圧系機能喪失	－	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 また，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	外部電源あり	－	外部電源がある場合，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは，それぞれ原子炉水位低（レベル３）信号及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号となり，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号（遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低（レベル３）信号（遅れ時間 1.05 秒）	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	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。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	原子炉水位異常低下（レベル２）信号	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。

第2表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため，逃がし弁機能に期待した場合は評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系 （常設）	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378m^3／h ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時） （2台） ・注水流量： 0～378m^3／h以上 ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h以上	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	スプレイ流量： 130m^3／h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	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	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	排気流量：13.4kg／s 以上 （格納容器圧力 310kPa[gage] において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする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には，格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／4）

項　目		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水)	事象発生から25分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，低圧代替注水系（常設）の準備及び逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，平均出力領域計装，系統流量等にて，原子炉スクラム等を確認する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し，余裕時間を含めて10分を設定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて20分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作として1分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合には原子炉への注水開始時間が早くなることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作(常設低圧代替注水系ポンプを用いた常設低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，10分程度の操作時間余裕は確保されている。 また，25分の減圧操作開始遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界線量も4.4mSvとなり5mSvを下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行することから，重大事故での対策の範囲となる。なお，約9.5cm^{2}の破断の場合には，評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで，操作時間余裕を確保することができる。 （添付資料2.6.7）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起因事象のLOCA及び給水流量の全喪失の発生から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ，訓練実績は約18分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約16時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。 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，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約16時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，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（模擬操作含む）を取得。訓練では，格納容器圧力279kPa[gage]到達時に，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施，スプレイ操作は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約28時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位維持操作を並列して実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 なお，中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており，操作の信頼性を向上しているが，この場合，75分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約28時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，中央制御室での遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作が遅れる場合，格納容器圧力は310kPa[gage]から上昇するが，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，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が310kPa[gage]に到達してから620kPa[gage]に到達するまで11時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は75分程度であることから，時間余裕がある。	中央制御室での操作は，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，310kPa[gage]到達時に，格納容器ベントを実施し，操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，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，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約66分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	代替淡水貯槽への補給	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり，補給開始までの準備時間220分を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	代替淡水貯槽への補給は所要時間220分のところ，訓練実績等により約192分に実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水大型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり，補給開始までの準備時間115分（タンクローリーへの補給90分及び可搬型代替注水大型ポンプへの補給25分）を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は所要時間115分のところ，訓練実績等により約105分に実施可能なことを確認した。

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

逃がし安全弁による原子炉減圧操作が遅れることで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。

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

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での減圧操作の時間余裕

逃がし安全弁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 10 分及び 25 分遅れた場合の感度解析結果を第 1 表に示す。

また，燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 1 図に，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が 10 分遅れた場合の原子炉圧力,原子炉水位(シュラウド内外水位),燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 2 図から第 5 図に示す。

第 1 図に示すとおり，10 分の遅れ時間を想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生しないことから，運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 10 分程度の時間余裕は確保されている。

2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界外での実効線量評価

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

一方で，実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており，線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し，その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても，炉心全体に対する破裂割合が低い場合には，非居住区域境界外での実効線量が評価項目である 5mSv 以下となることが考えられる。

以上により，逃がし安全弁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 25 分遅れた場合を想定し，実炉心設計に基づく破裂割合を考慮した場合の敷地境界外での実効線量を感度解析により評価した。

減圧時間等の条件は変えずに燃料棒初期線出力密度を変化させた解析を実施し，燃料棒初期線出力密度がどの程度であれば燃料棒が破裂するかの評価を行った結果を第 2 表に示す。本表より，燃料棒初期線出力密度が約 36.1kW／m を超える燃料棒は破裂すると想定した場合，９×９燃料（Ａ型）平衡炉心において最大線出力密度を 44.0kW／m と仮定した燃料棒線出力密度分布では燃料棒線出力密度約 36.1kW／m を超える燃料棒は全燃料棒の約 0.2%であることから，実効線量の評価においては，保守的に全燃料棒の 1%に破裂が発生するものとする。実効線量の評価結果を第 3 表に，ベースケースと同様の線出力密度（44.0kW／m）を設定した燃料棒に対する燃料被覆管破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 1 図に示す。

25 分の減圧操作遅れを想定した場合，第 1 図に示すとおり一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，第 3 表に示すとおり実炉心設計を考慮した場合には敷地境界外での実効線量の最大値は約 4.4mSv とな

り，評価項目である 5mSv を下回る。

なお，この場合には，格納容器内空間線量率がドライウェルで最大約 4.8×10^{3}Gy／h，サプレッション・チェンバで最大約 4.3×10^{4}Gy／h となり，炉心損傷後のマネジメントへ移行する判断基準を上回る。

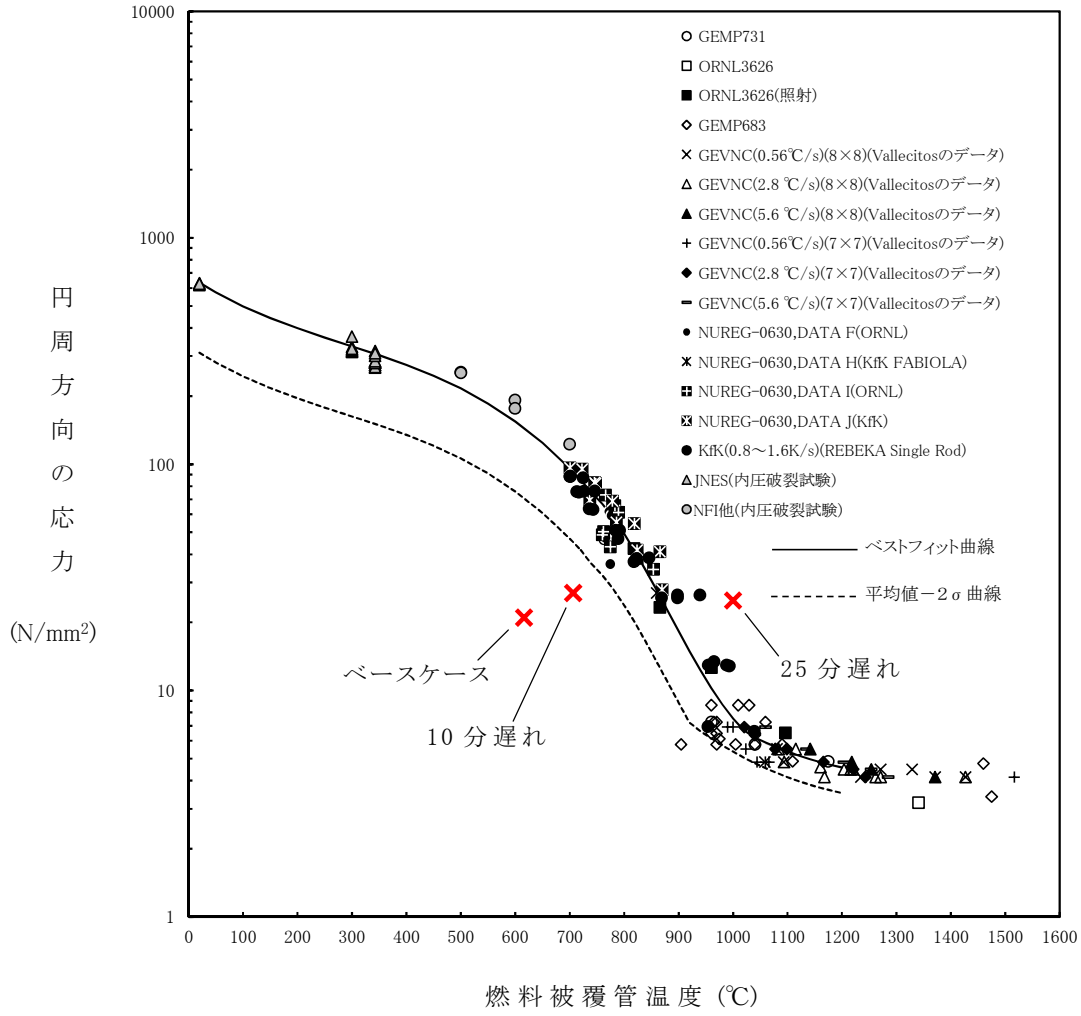
第 1 表　減圧操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの 操作時間からの遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
10 分	約 706℃	1%以下
25 分	約 1,000℃	約 5%

第 2 表　燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合（遅れ時間 25 分）

第 3 表　敷地境界外での実効線量評価結果（遅れ時間 25 分）

使用するベント設備	敷地境界外での実効線量
格納容器圧力逃がし装置による ドライウェルベント	約 1.1mSv
耐圧強化ベント系による ドライウェルベント	約 4.4mSv



第 1 図　燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係

※：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。

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

ここで，

D　：燃料被覆管内径

t　：燃料被覆管厚さ

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。

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

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

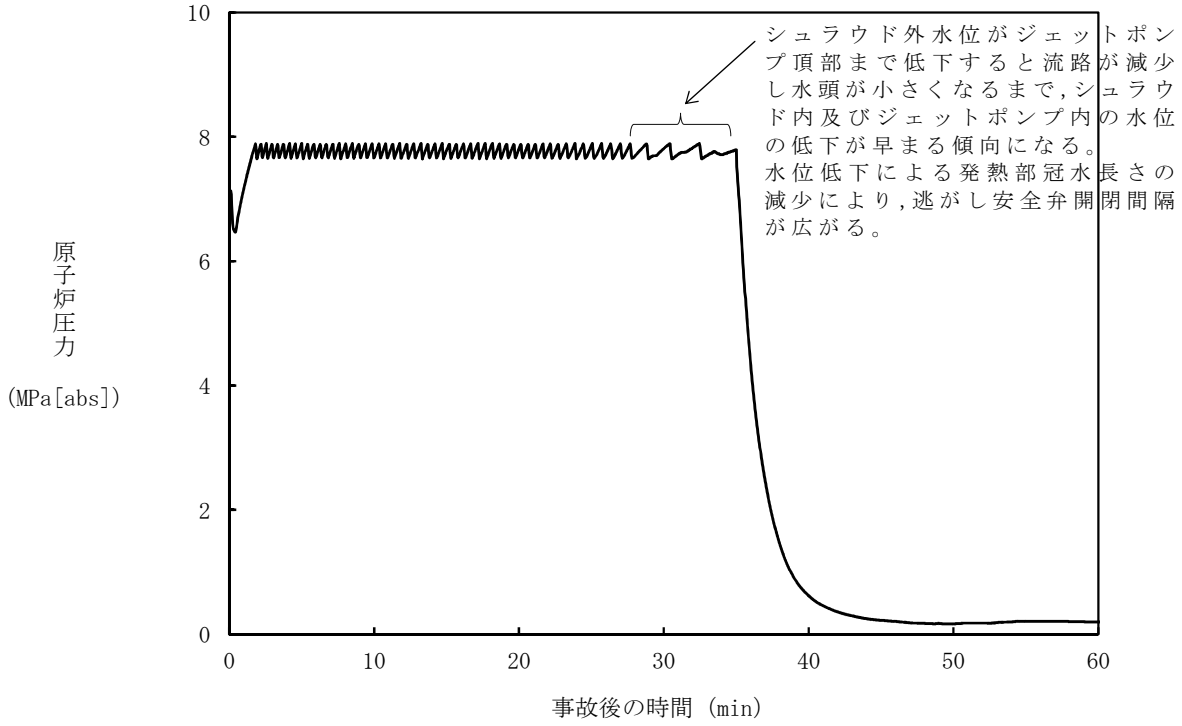
R　：ガス定数

である。

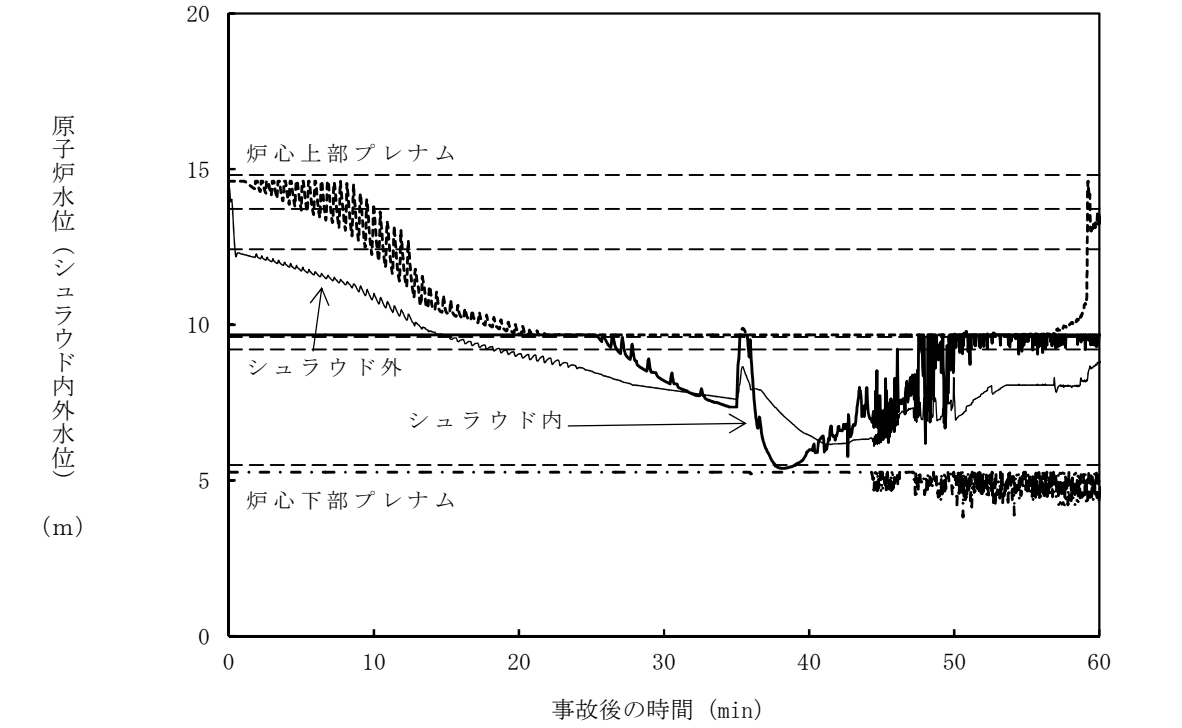
燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，ＬＯＣＡ条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガ

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－被覆管の接触圧を考慮していない。

また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット－被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの，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－被覆管の接触圧を考慮しない。

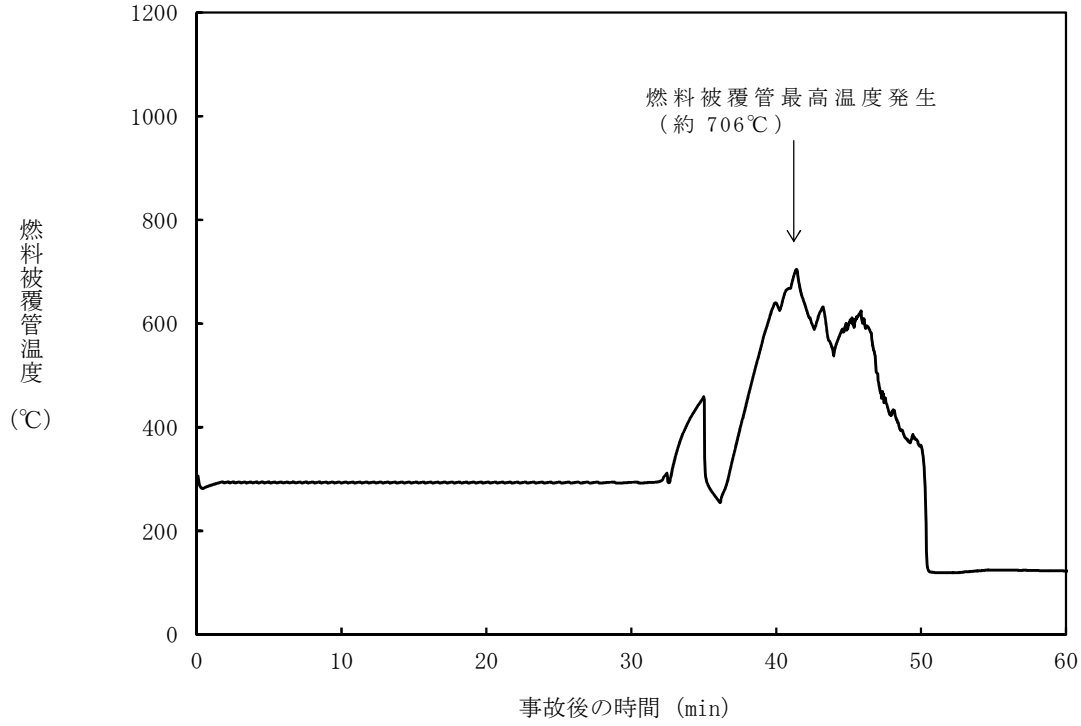


第 2 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 10 分）

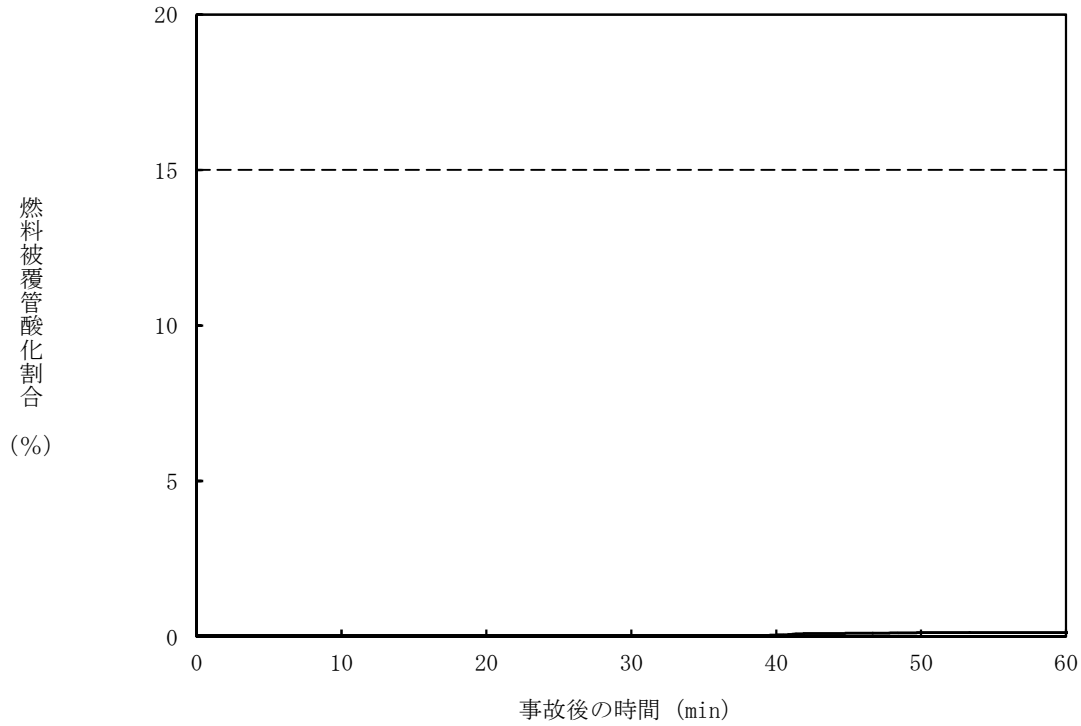


第 3 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 10 分）

※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



第 4 図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 10 分）



第 5 図　燃料被覆管酸化割合の推移（遅れ時間 10 分）

7 日間における水源の対応について

（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 25 分後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 16 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

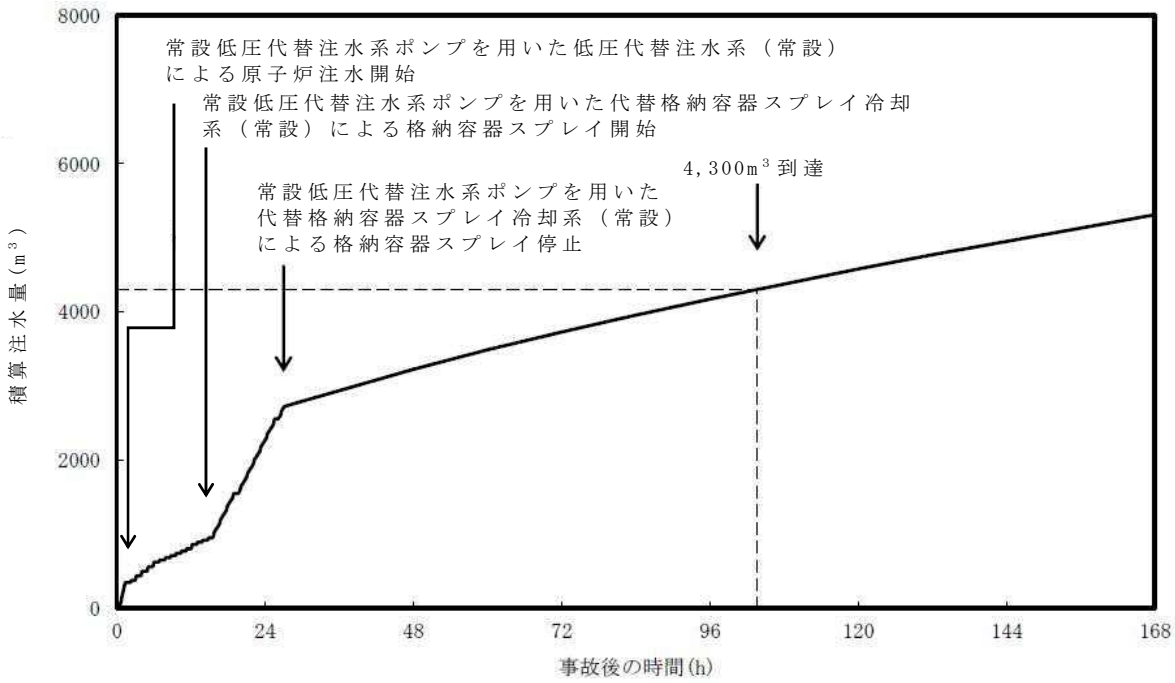
サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，格納容器スプレイを停止する。

③　北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給準備が完了後，北側淡水池又は高所淡水池の水を代替淡水貯槽へ水位が上昇する流量で補給する。

3.　時間評価

事象発生直後から原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替大型注水大型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約 400 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給は，代替淡水貯槽の水量を満水状態に維持するように実施する。このため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第 1 図　外部水源による積算注水量

（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯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，合計約 5,320m^{3}必要となる。代替淡水貯槽，北側淡水池及び高所淡水池に合計約 9,300m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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）

事象: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。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2 台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2 台(運転台数) ＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （代替淡水貯槽給水） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

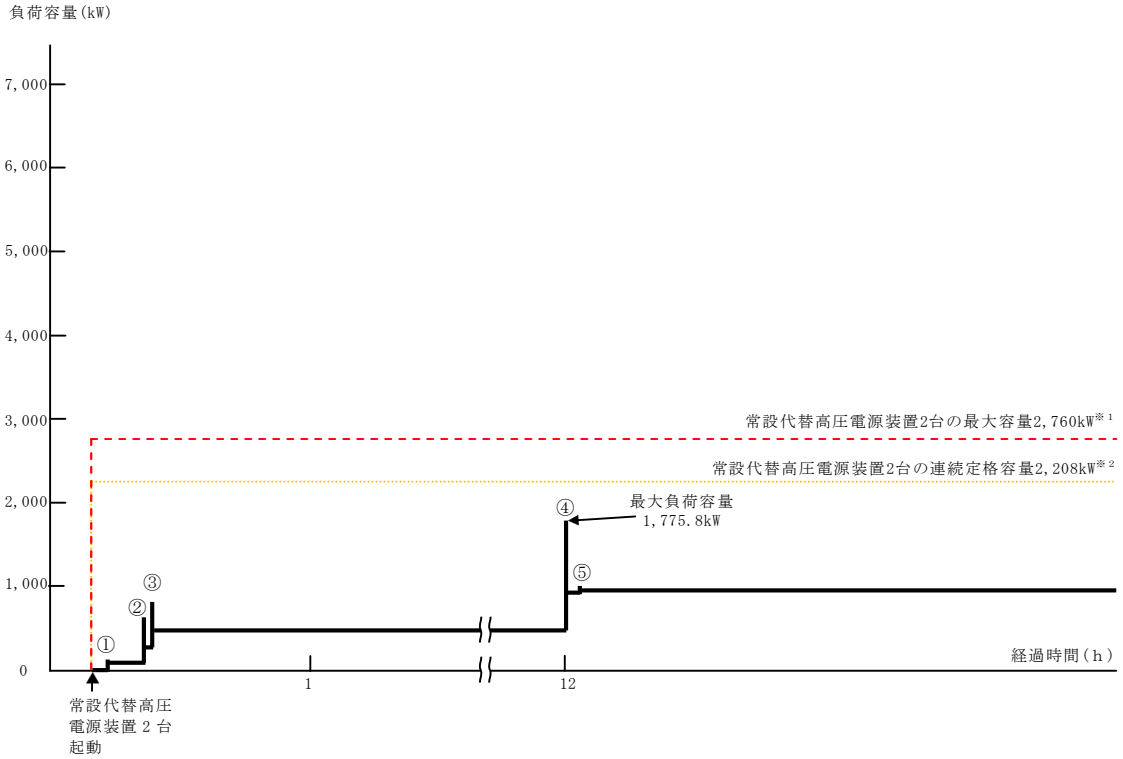
※１：事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
※２：事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※３：緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	1,775.8	959.6
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

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)」に含まれる事故シーケンスとしては,「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（以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。)」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えい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，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，ＩＳＬＯＣＡが発生する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，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ＩＳＬＯＣＡ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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉を減圧することにより原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。

また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(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)」において，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，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備する。また，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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.7-1 図に，対応手順の概要を第 2.7-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 2.7-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 10 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作等を行う重大事故等対応要員 1 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.7-3 図に示す。

ａ．ＩＳＬＯＣＡの発生

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とを分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損することで，ＩＳＬＯＣＡが発生する。

ｂ．原子炉スクラムの確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｃ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに,再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域)，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｄ．ＩＳＬＯＣＡ発生の確認

隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと，主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりＩＳＬＯＣＡが発生したことを確認する。

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域)，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

監視可能であれば，原子炉建屋内空間線量率，区画浸水警報，火災警報等による情報も総合的に確認する。

ｅ．中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。

また，残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｆ．低圧炉心スプレイ系の起動操作

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

低圧炉心スプレイ系の起動後，破断箇所からの漏えい抑制のため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｈ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

ｉ．原子炉水位の維持操作

原子炉減圧操作に伴い，原子炉水位が一時的に低下し，その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点以上に回復した以降は，破断口からの漏えい抑制のため，原子炉水位を，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

ｊ．中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作

原子炉圧力が 3MPa［gage］に到達後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉圧力等である。

ｋ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，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・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。

ｌ．現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離

する。

現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｍ．原子炉水位の調整操作

残留熱除去系の隔離成功後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

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を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損する「ＩＳＬＯＣＡ」である。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。

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，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，気液熱非平衡及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における冷却材放出（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（給水系及び代替注水設備含む）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。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

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おける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，残留熱除去系Ｂ系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により，残留熱除去系Ｂ系の熱交換器フランジ

部に破断面積約 21cm^{2}相当の漏えいが発生するものとする。

破断面積は，ＩＳＬＯＣＡ発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した構造健全性評価※の結果，系統に破損が発生しないことを確認したことから，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して，保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。

※：保守的に圧力 8.2MPa[gage]及び温度 288℃が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施

（添付資料 2.7.1）

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する残留熱除去系Ｂ系が機能喪失するものとする。

また，原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

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)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。(以下同様)

(f)　低圧炉心スプレイ系

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（0～1,561m^3／h，注水圧力 0～1.99MPa[dif]※において）で原子炉へ注水するものとする。また，ＩＳＬＯＣＡ発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため，原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始し，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した１分後に注水を停止するものとし，残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持するものとする。

(g)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また，運転手順に従い，ＩＳＬＯＣＡ発生時は隔離成功までの期間において，漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り低めに維持することから，評価上は，漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持するものとする。また，隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから，残留熱除去系の隔離に成功した１分後に注水を停止するものとする。

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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 15 分後に実施するものとする。なお，外部電源がない場合でも，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。

(b) 余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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，破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

ａ．事象進展

事象発生と同時に給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。この後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが，これに失敗するため，低圧炉心スプレイ系を起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施し，原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，隔離に成功するまでの期間は，外部水源による原子炉注水を実施する。

事象発生の 5 時間後に，現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。

高出力燃料集合体のボイド率については，原子炉減圧や原子炉注水により増減するが，炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 2.7-9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。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，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 2.7-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）

の作動により，約 7.79MPa［gage］以下に維持される。このため，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（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方，設計基準事故「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，事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており，この場合でも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 136℃にとどまる。このため，本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

（添付資料 2.7.2）

第 2.7-5 図に示すように，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水が維持される。その後，現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで，高温停止状態での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，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は，運転員等操作時間に与える影響，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。

本重要事故シーケンスでは，ＩＳＬＯＣＡにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため，原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離操作を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。

(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実施する重要現象は，「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の結果を以下に示す。

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，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.7.4）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量

及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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余裕は大きくなる。

（添付資料 2.7.4）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.7-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動

により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。

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

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保されていることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.7.4）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和さ

れることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.7.4）

b．操作条件

操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「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する。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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 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，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.7.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）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操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合，原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.7.4）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により，炉心の冠水状態は維持されることから，時間余裕がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，閉止操作の有無に関わらず,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）の原子炉注水により，炉心の冠水状態は維持されることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.7.4）

(4) まとめ

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

2.7.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」において重大事故等対策に必要な要員は,「2.7.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(ＩＳＬＯＣＡ)」において,必要な水源,燃料及び電源は,「6.1(2)　資源の評価条件」にて評価を行い,以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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，合計約 490m^{3}必要となる。

水源として,代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有していることから,水源が枯渇することなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

（添付資料 2.7.5）

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,

7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.7.6）

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.7.7）

2.7.5　結　論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」では，ＩＳＬＯＣＡの発生により原子炉冷却材が流出し，原子炉水位の低下が継続し，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（ＩＳＬＯＣＡ)」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，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプ

を用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備している。また，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（サプレッション・プール水冷却系）による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（ＩＳＬＯＣＡ）」の重要事故シーケンス「ＩＳＬＯＣＡ」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，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水，逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段，隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。

この結果，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並びに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，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

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（ＩＳＬＯＣＡ）」において，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代

替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段，隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」に対して有効である。

第 2.7-1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ＩＳＬＯＣＡの発生	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とを分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損することで，ＩＳＬＯＣＡが発生する。	－	－	－
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
ＩＳＬＯＣＡ発生の確認	・隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと，主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりＩＳＬＯＣＡが発生したことを確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。 ・残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。	－	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力

第 2.7-1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系の起動操作	・中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。	低圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源喪失が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力

第 2.7-1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の維持操作	・原子炉減圧操作に伴い，原子炉水位が一時的に低下し，その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点以上に回復した以降は，破断口からの漏えい抑制のため，原子炉水位を，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点以上で可能な限り低めに維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイ系 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	・原子炉圧力が 3MPa［gage］到達後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。	－	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・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・プール冷却を実施する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量

第 2.7-1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
原子炉水位の調整操作	・残留熱除去系の隔離成功後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧炉心スプレイ系流量
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

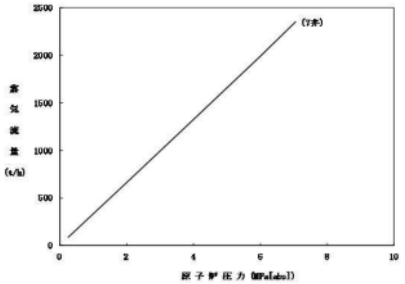
第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＡＦＥＲ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力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
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定

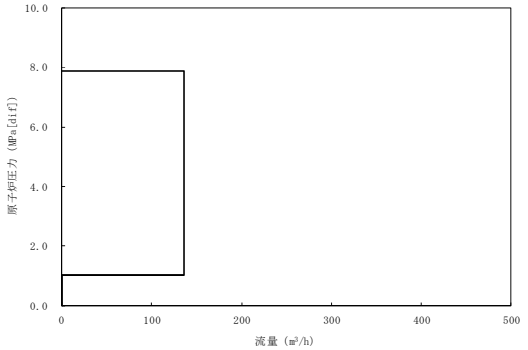
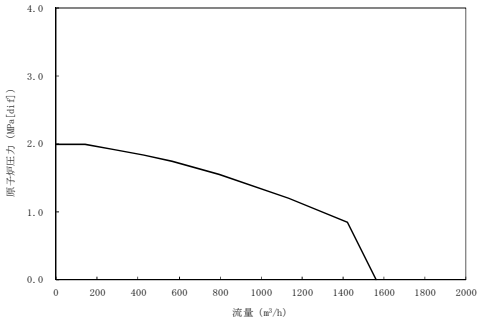
第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系Ｂ系 熱交換器フランジ部に 約 21cm^{2}の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果，ＩＳＬＯＣＡにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続的に負荷され，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定 （添付資料 2.7.1）
	安全機能の喪失に対する仮定	ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する 残留熱除去系Ｂ系の機能喪失	ＩＳＬＯＣＡが発生した系統の機能喪失を設定
		原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系Ｃ系の機能喪失	残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

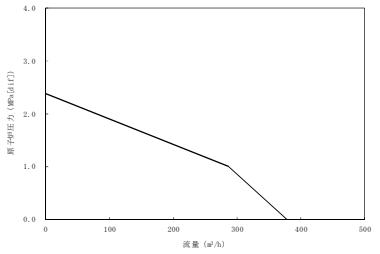
第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（3／6）

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	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（4／6）

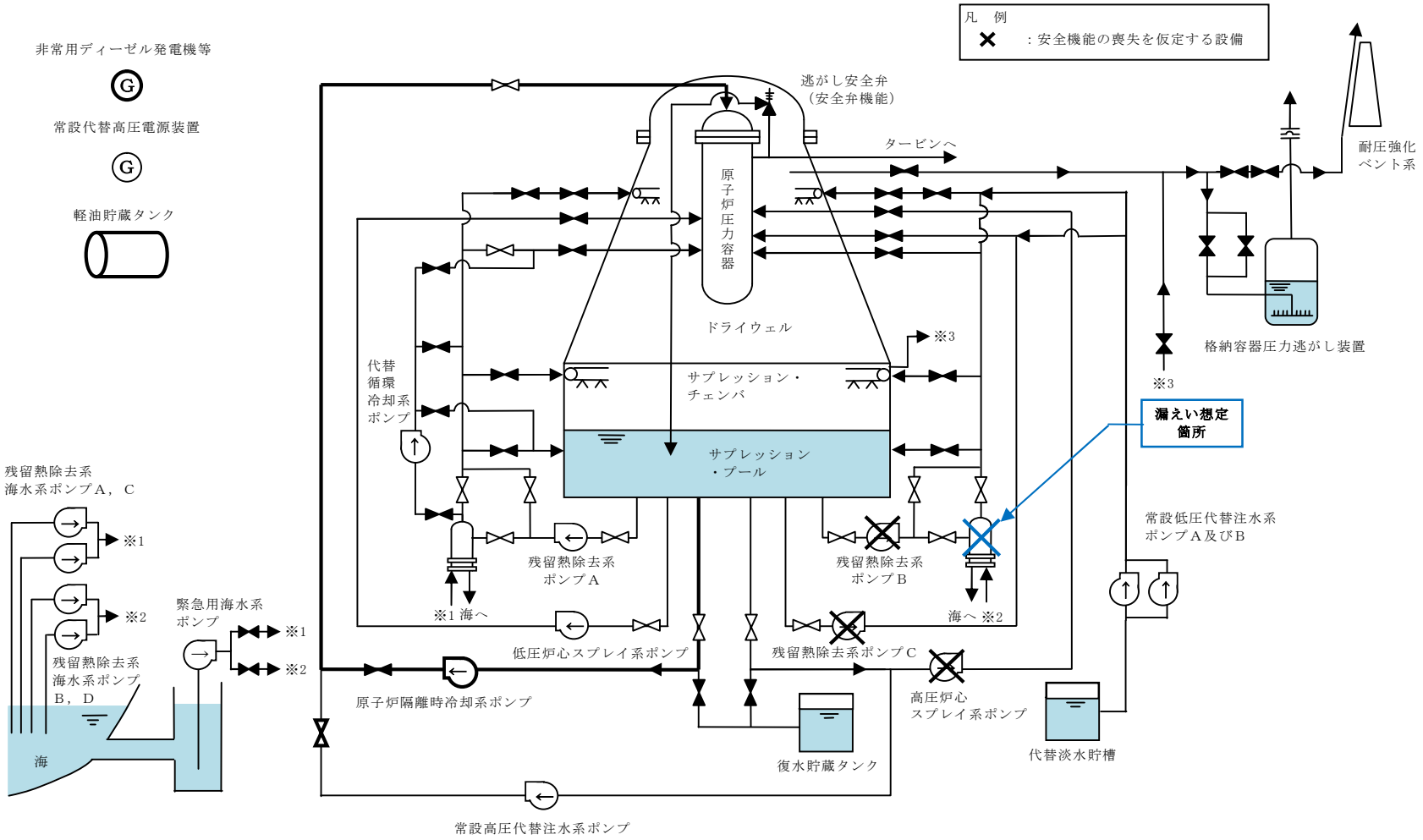
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性： ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧炉心スプレイ系	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した１分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0～1,561m^3／h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 

第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（5／6）

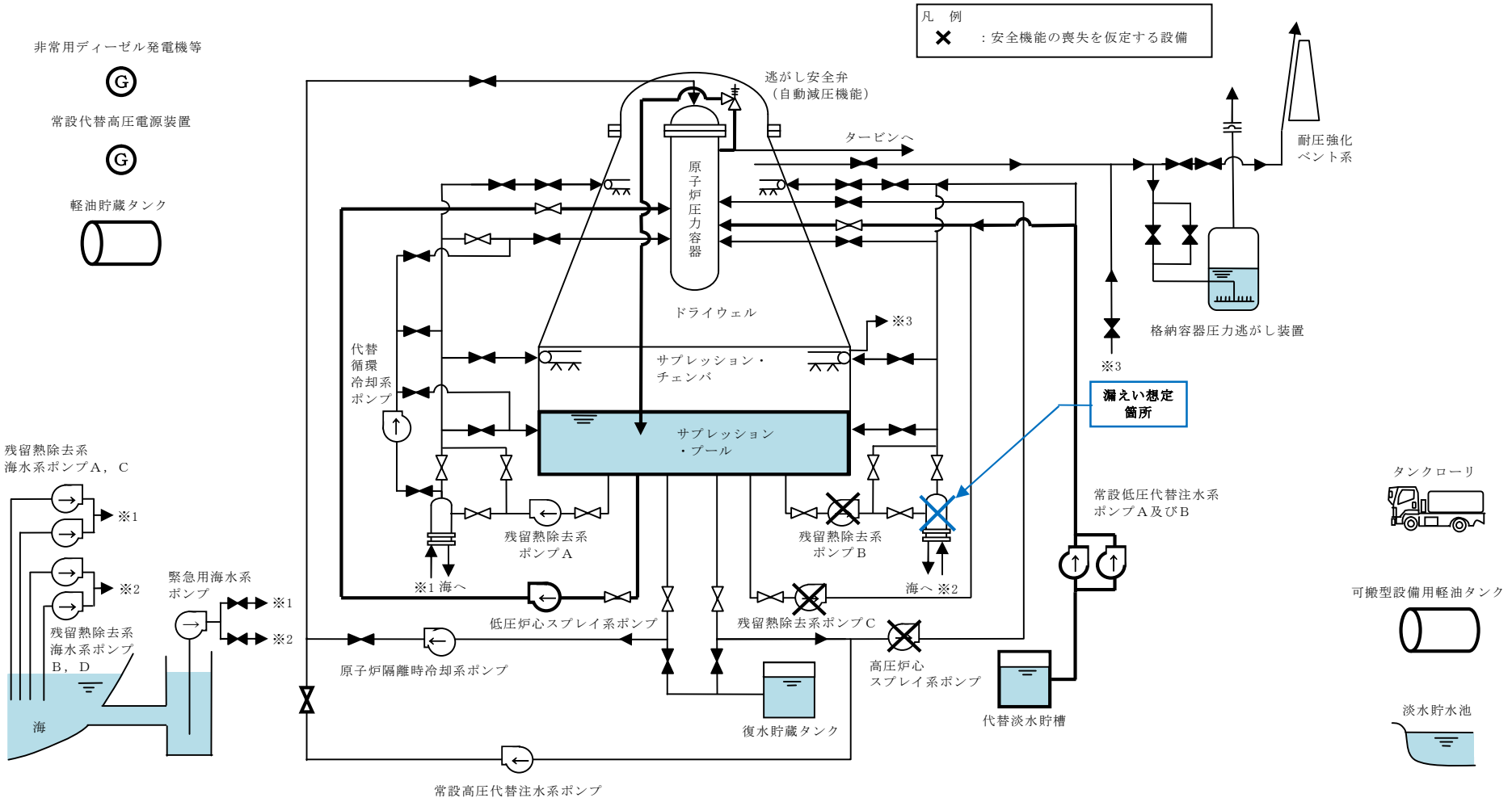
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した以降に，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の１分後に注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m^3／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 

第 2.7-2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（6／6）

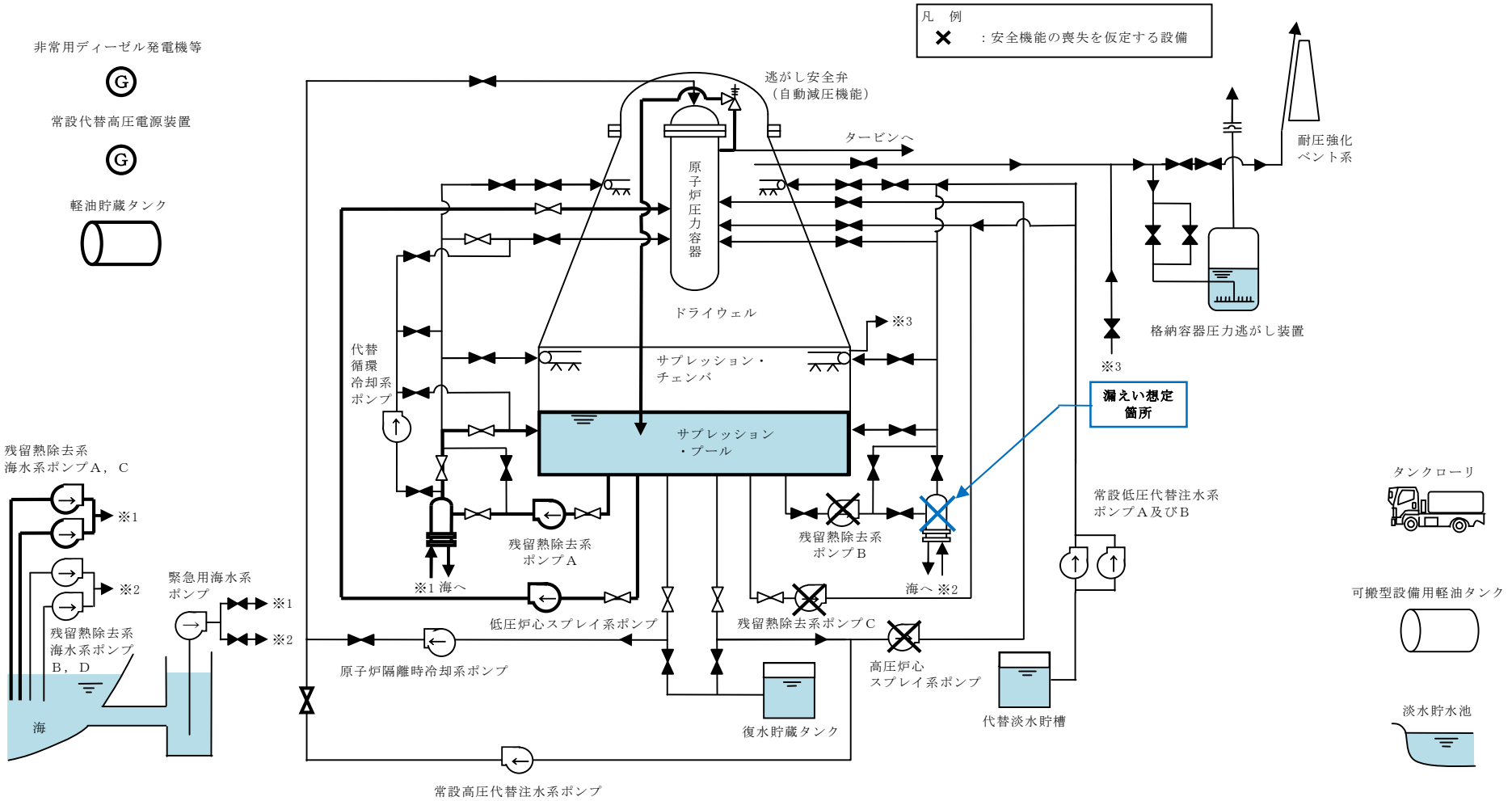
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき，ＩＳＬＯＣＡの発生を確認し，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に，原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定



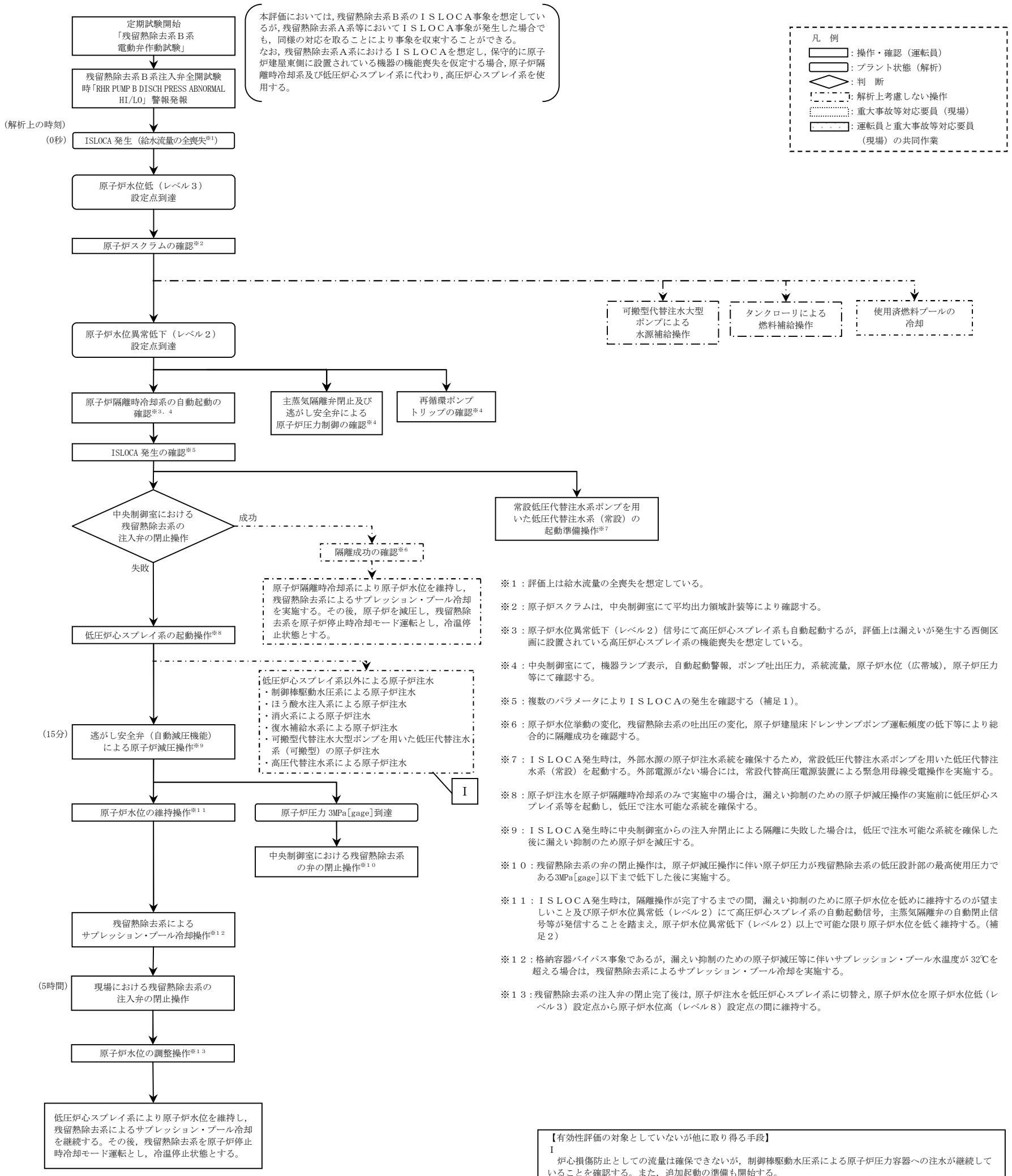
第 2.7-1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.7-1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系
（常設）による原子炉注水段階）



第 2.7-1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による
格納容器除熱段階）



※１：評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，自動起動警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※５：複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６：原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。

※７：ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※８：原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し，低圧で注水可能な系統を確保する。

※９：ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能な系統を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０：残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１：ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２：格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３：残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切替え，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ｉ
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

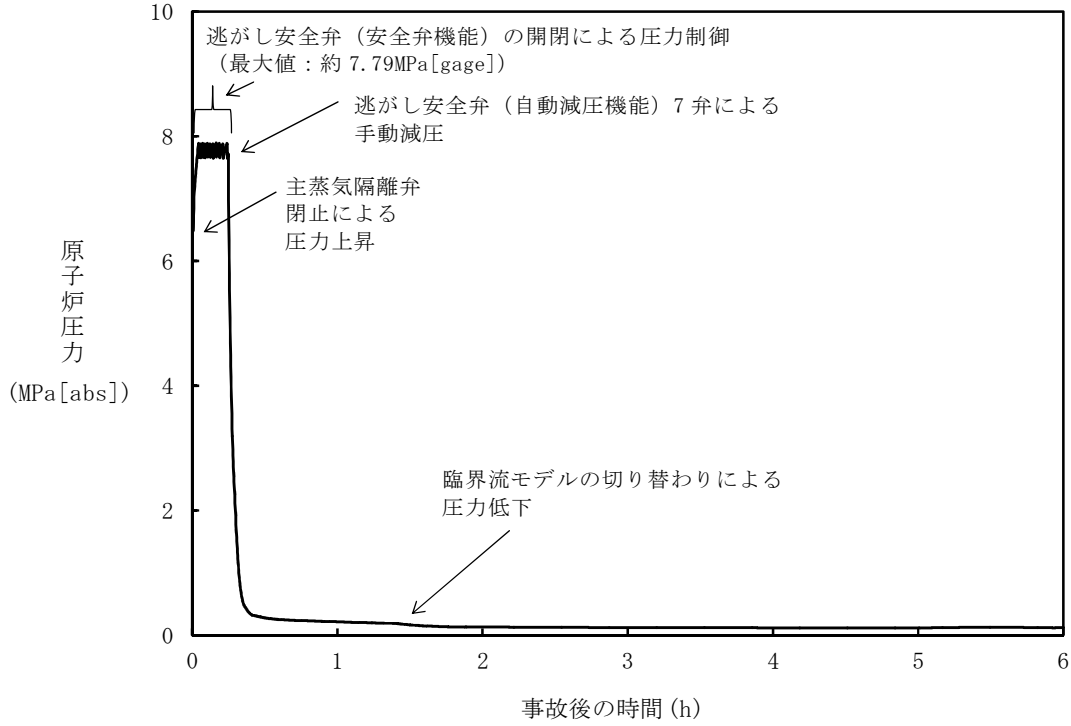
補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300㎜
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・－950㎜
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・－1,227㎜
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ・・・・・－1,227㎜
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3,800㎜
・残留熱除去系注水ノズル・・・ ・・・・・－3,983㎜
・燃料有効長頂部 ・・・・・・・・・・・・－4,248㎜

第 2.7-2 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）の対応手順の概要

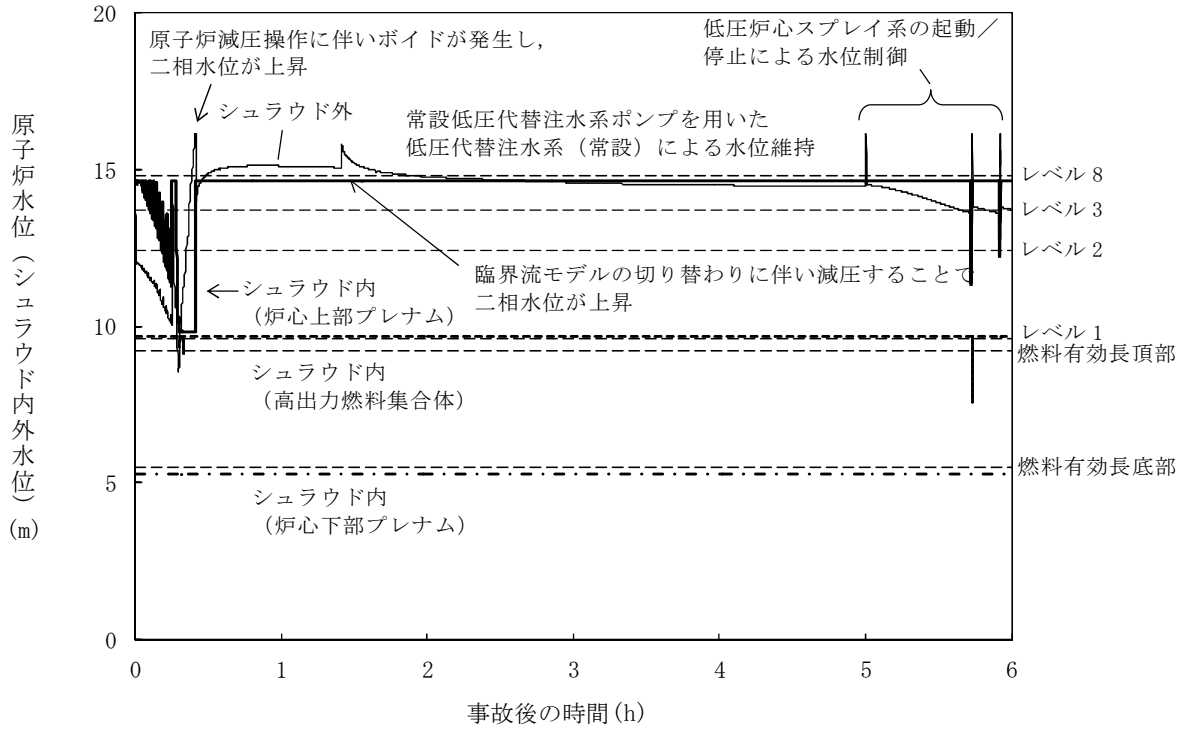
格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間 0 10 20 30 40 50 60分 2 3 4 5 24 25時間	備考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉減圧開始 ▽約17分　原子炉圧力3MPa[gage]到達 ▽約5時間　残留除去系からの漏えい停止	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況確認	2人 A，B	－		－	●ＩＳＬＯＣＡ発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ●残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	6分	
原子炉水位の維持操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位調整操作	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り低めに維持	
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	－		－	●熱交換器出入口弁等の閉止操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	－	3人 C，D，E		1人 a	●保護具装備/装備補助 ●現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	115分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	－		－	●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点に維持	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E		1人 a			

第 2.7-3 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）の作業と所要時間

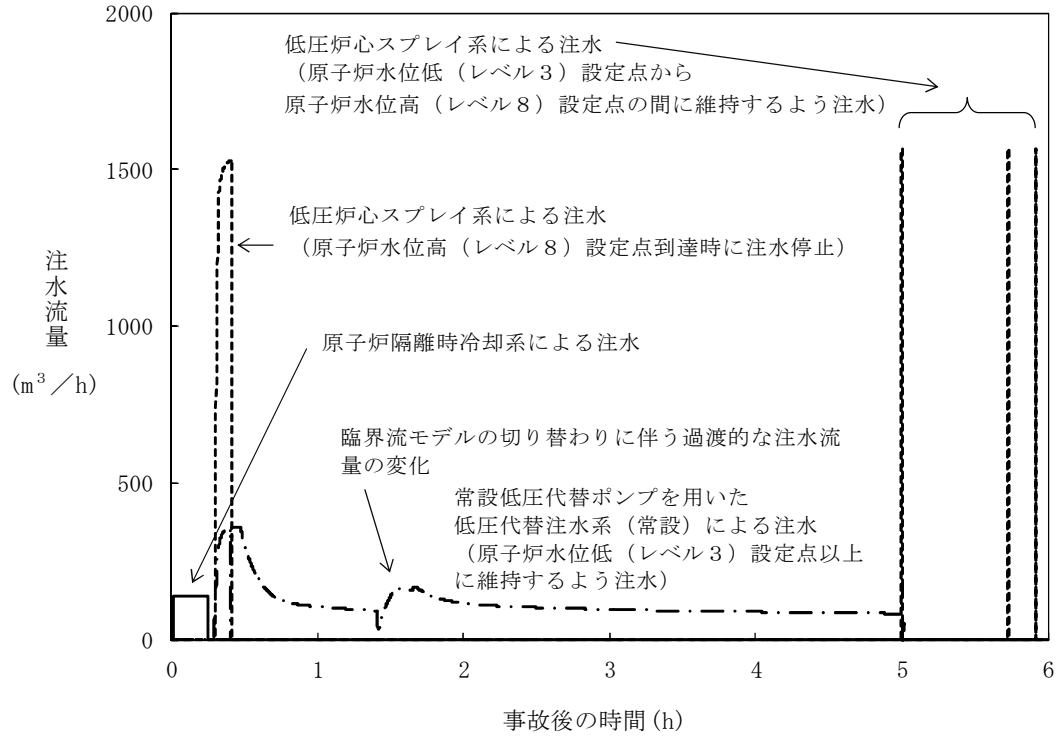


第2.7-4図　原子炉圧力の推移

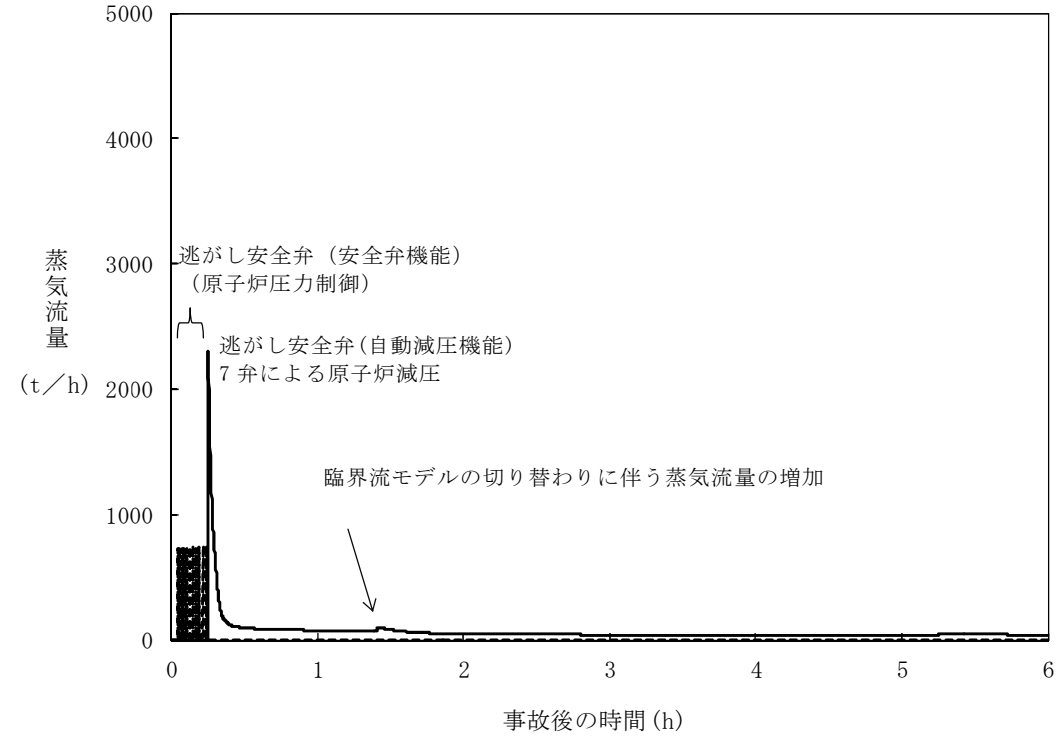


第2.7-5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

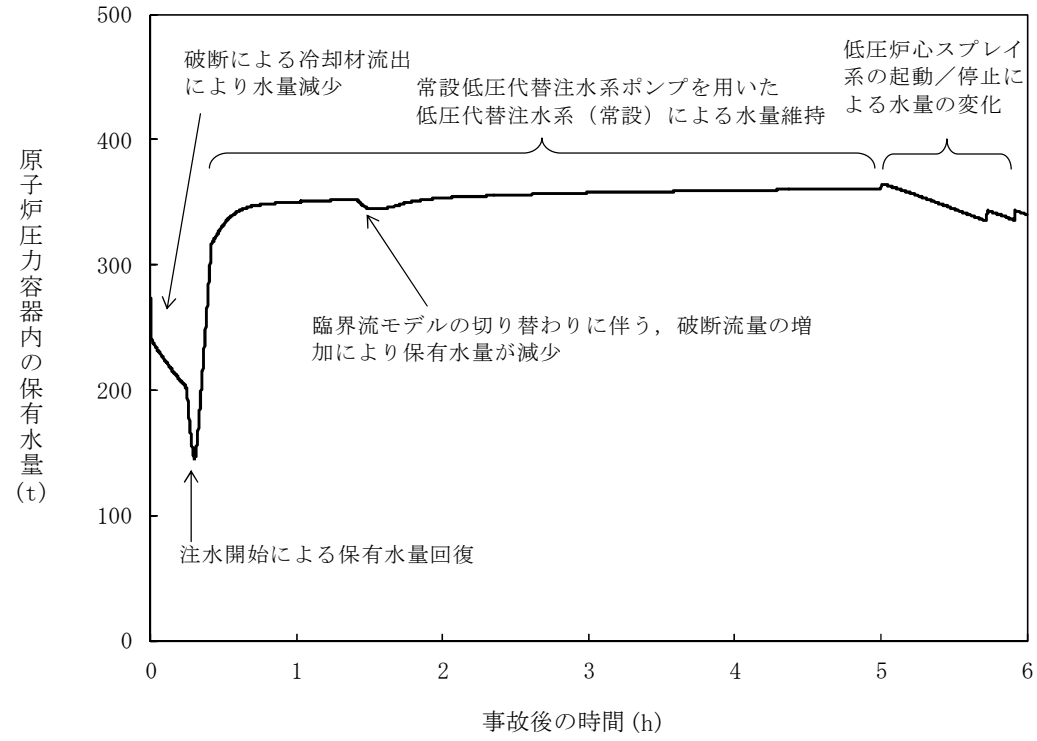
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



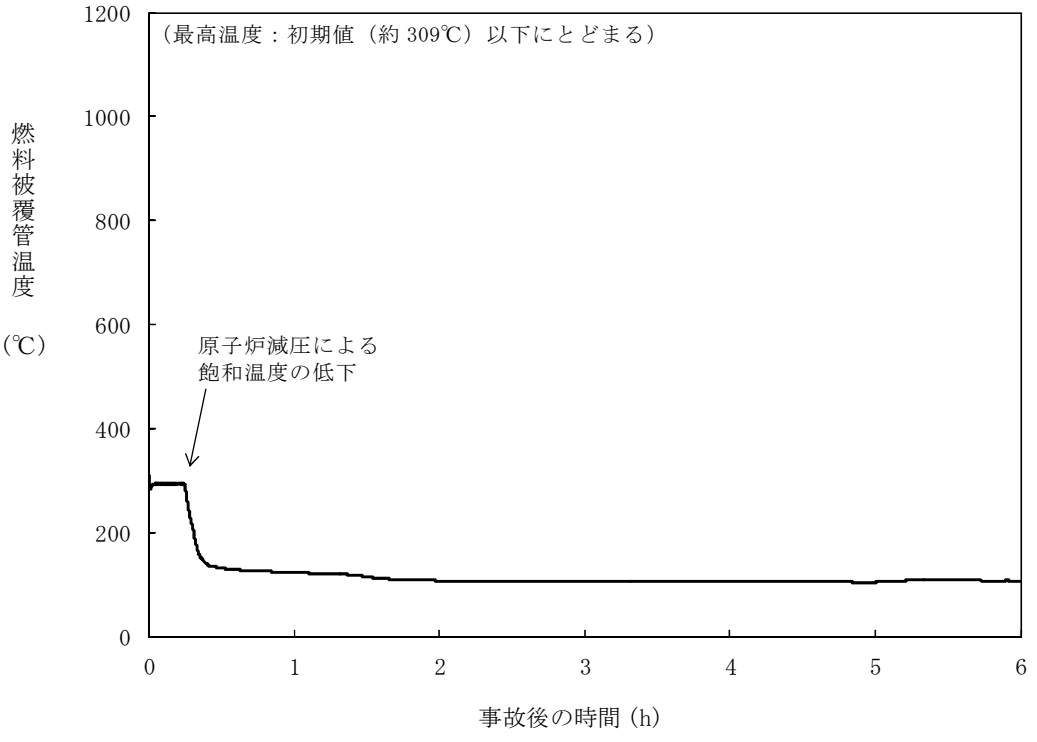
第2.7-6図　注水流量の推移



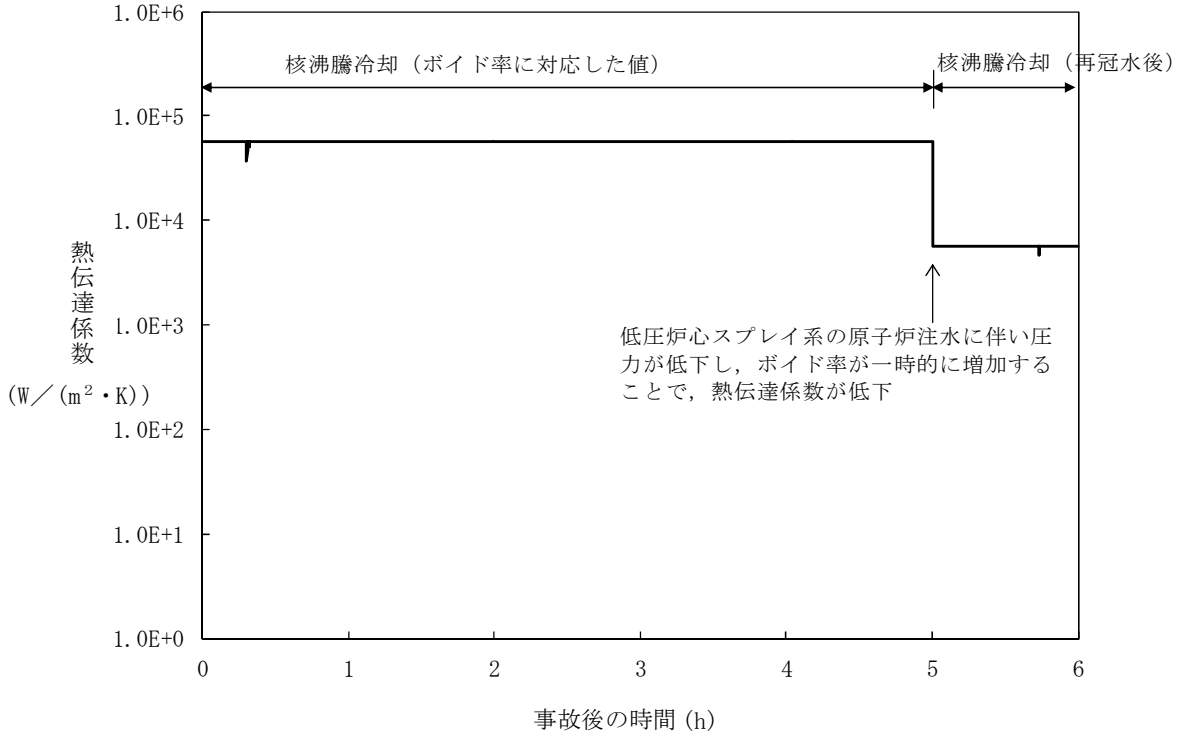
第2.7-7図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



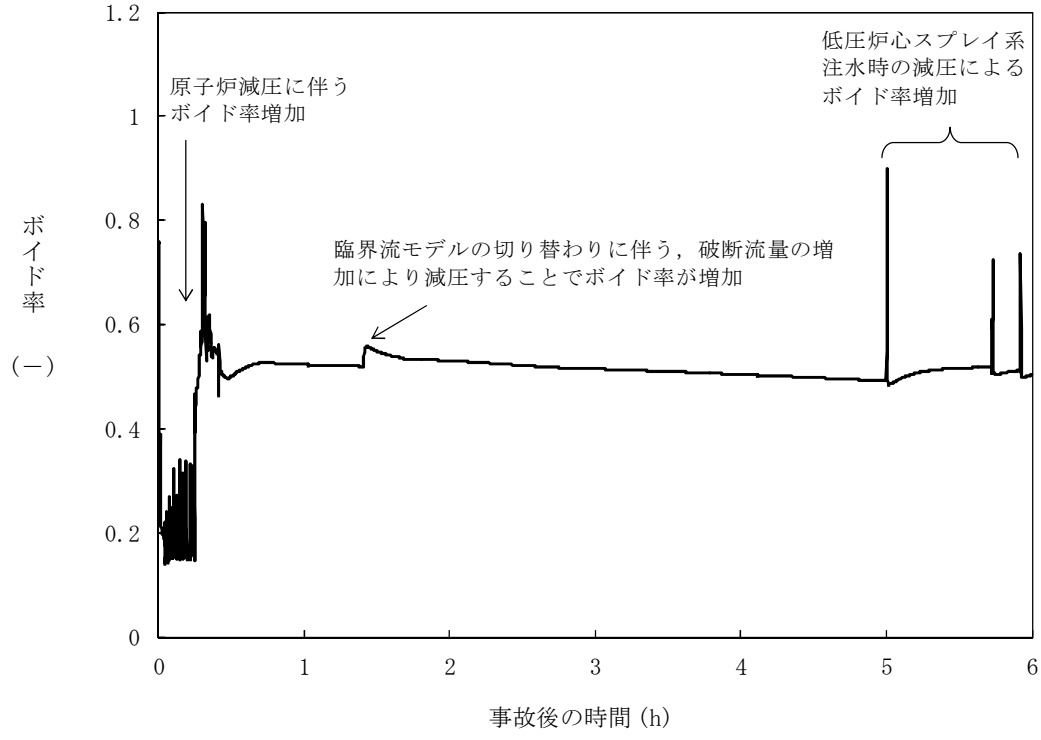
第2.7-8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



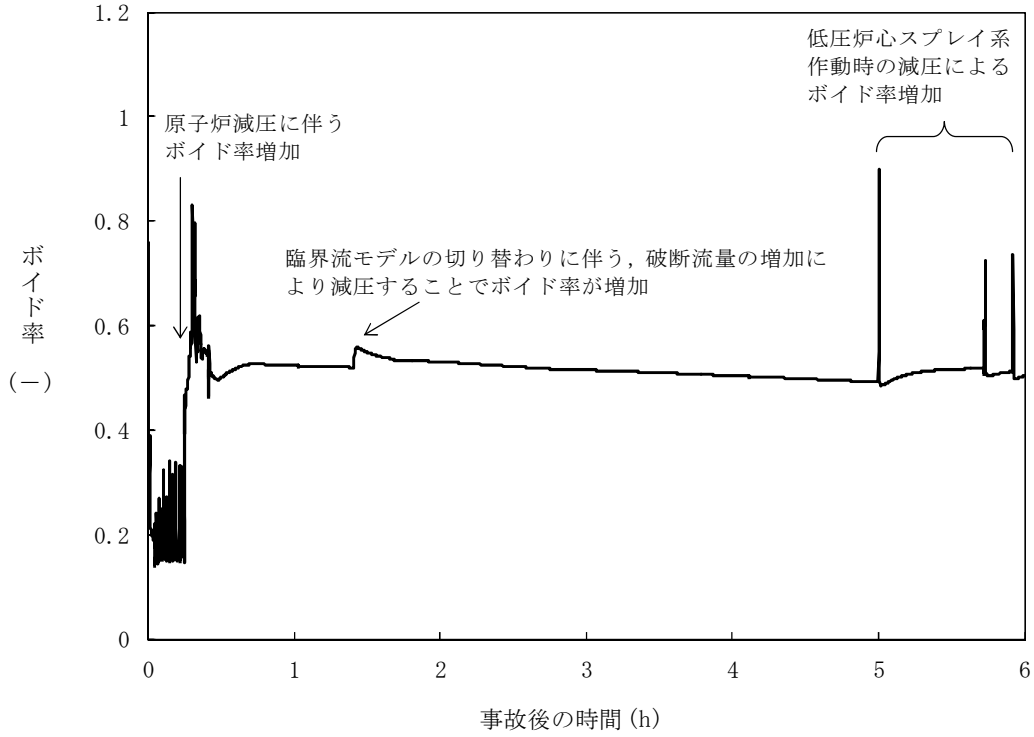
第 2.7-9 図　燃料被覆管温度の推移



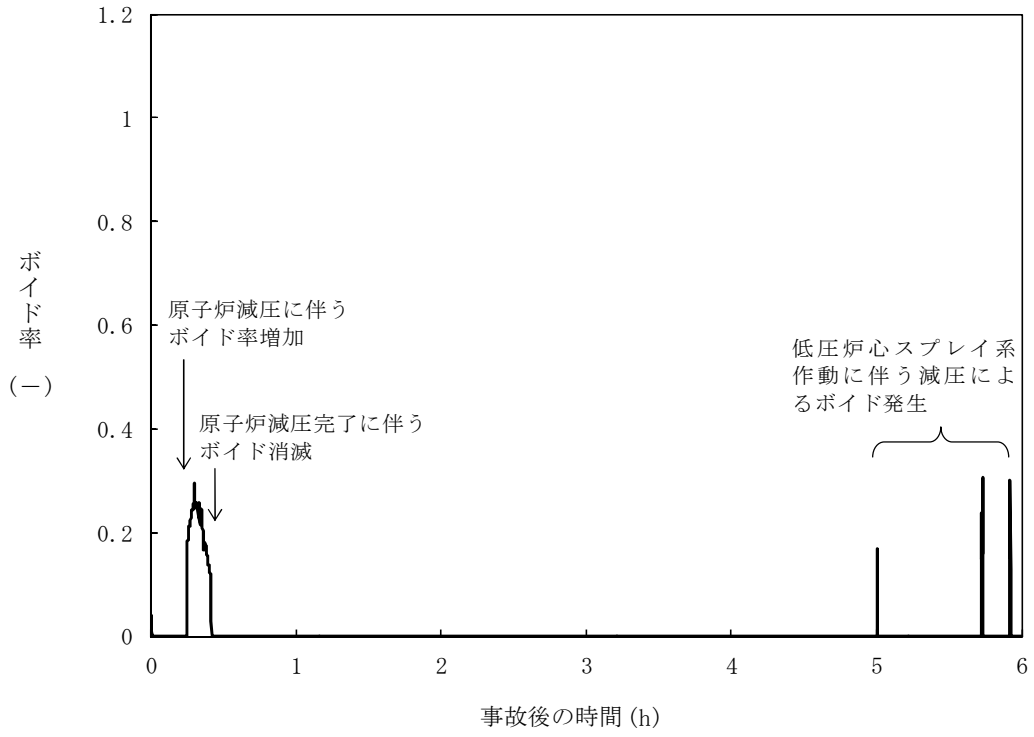
第2.7-10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



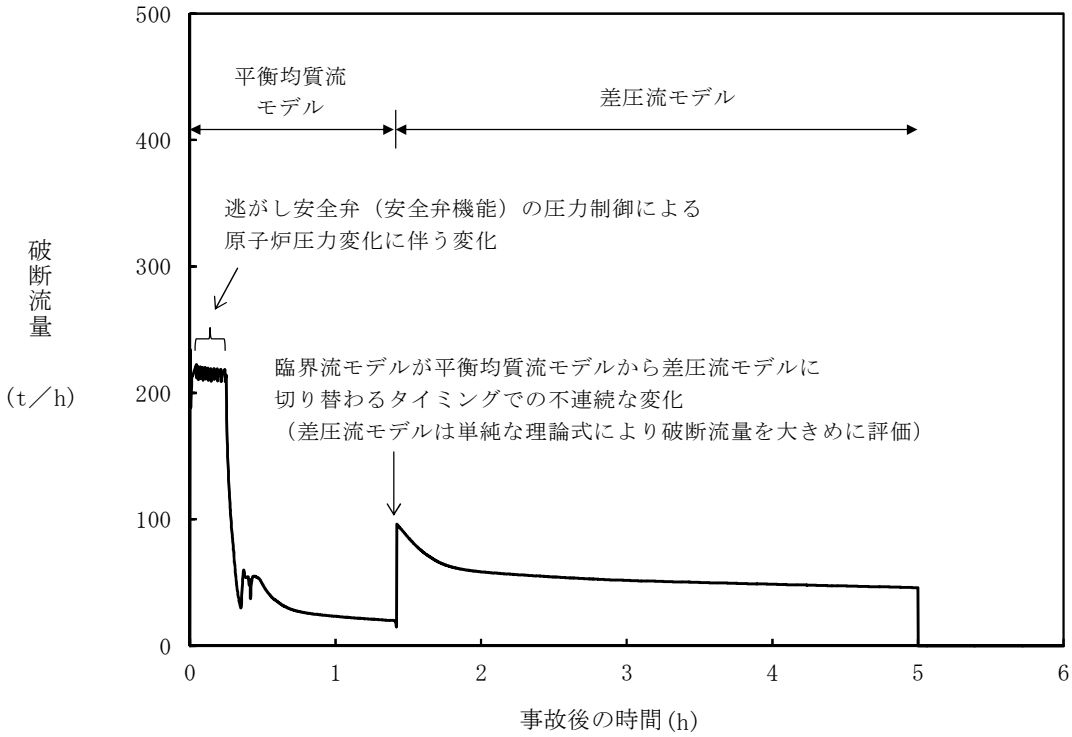
第 2.7-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



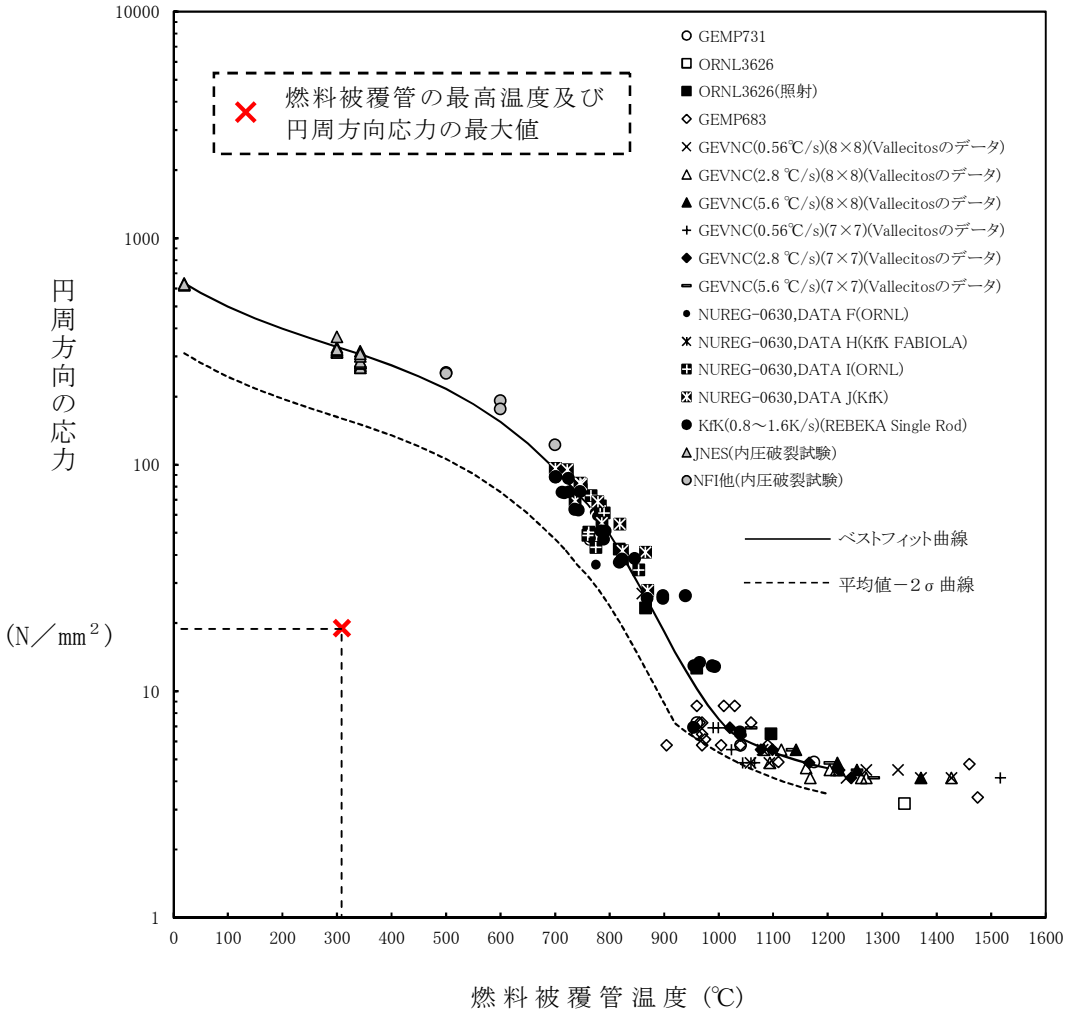
第2.7-12図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7-13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7-14 図　破断流量の推移



第2.7-15図　燃料被覆管破裂が発生した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

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の
破断面積及び現場環境等について

1.　評価対象系統について

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

ＩＳＬＯＣＡの評価対象となる系統は，ＰＲＡでの対象系統の選定の考え方に従い以下の条件を基に選定している。確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）での選定結果を第１表に示す。

①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており，隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでＩＳＬＯＣＡ発生の可能性がある系統を選定

②閉状態の弁が直列に４弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

ＰＲＡにおいて選定された対象系統のうち，残留熱除去系停止時冷却モード配管については,通常運転中に隔離弁の開閉試験を実施しない系統であるため,対象外とした。なお，仮に残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管にてＩＳＬＯＣＡが発生した場合は，原子炉圧力はサプレッション・プールに放出されるため系統が加圧されることはなく，残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管にてＩＳＬＯＣＡが発生した場合は，系統加圧状態が注入配管にて発生した場合と同じとなることから，注入配管にてＩＳＬＯＣＡ発生を想定

した場合の構造健全性評価に包含される。

以上により，ＩＳＬＯＣＡの評価対象としては，以下が選定された。

・高圧炉心スプレイ系

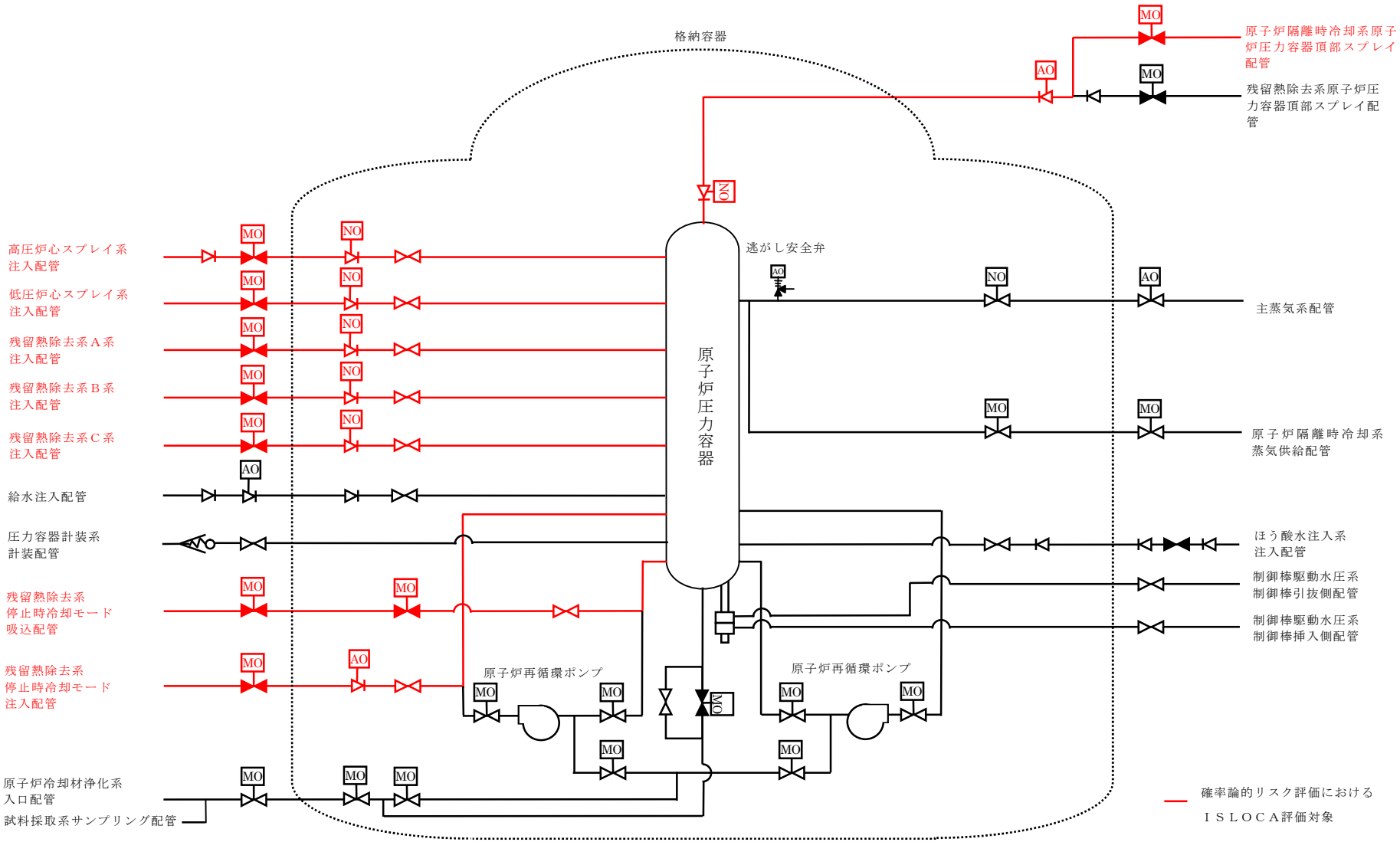
・原子炉隔離時冷却系

・低圧炉心スプレイ系

・残留熱除去系（低圧注水系）（Ａ系，Ｂ系）

・残留熱除去系（低圧注水系）（Ｃ系）

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



第１図　原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し，格納容器外に敷設されている配管

第１表　ＰＲＡでのＩＳＬＯＣＡの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備　　考
給水系	給水系注入配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	－
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	－
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ，Ｃ）	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ）	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	－
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ）	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外※2	閉状態の弁が直列に4弁設置されておりＩＳＬＯＣＡの発生頻度が十分低いため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外※1	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外※2	閉状態の弁が直列に4弁設置されており ISLOCA の発生頻度が十分低いため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外※1	通常運転時に隔離弁が開状態となっており，隔離弁の誤開放等により発生するＩＳＬＯＣＡ評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外※1	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外※1	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外※1	

※１：出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており，隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでＩＳＬＯＣＡ発生の可能性がある系統ではないため除外。

※２：閉状態の弁が直列に４弁以上設置されており，発生頻度の観点で除外。

2. ＩＳＬＯＣＡ発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1.で選定されたＩＳＬＯＣＡの評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果，いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ，以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系（Ａ系）に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は，通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テスタブルチェッキ弁））及び外側隔離弁（電動弁）の２弁により隔離している。外側隔離弁には，弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており，開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また，これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは，内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し，この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また，評価上は，保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

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

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

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

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

電動弁は，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激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また，電動での開放時間は約 10.6 秒であり，電気的要因でも急開とならないことから，誤開放を想定した場合，水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

文献※1によると，配管端に設置された弁の急開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（T）が圧力波の管路内往復時間（μ）より短い場合であるとされている。

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

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

T：弁の開放時間（s）

μ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

α：圧力波の伝搬速度（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，保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（α）を 1,400m／s※2とし，実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管

の配管長を基に配管長（Ｌ）を保守的に 130m とすると，圧力波の管路内往復時間（μ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（Ｔ）は約 10.6 秒であることから，水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく，低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※１：水撃作用と圧力脈動[改定版]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）

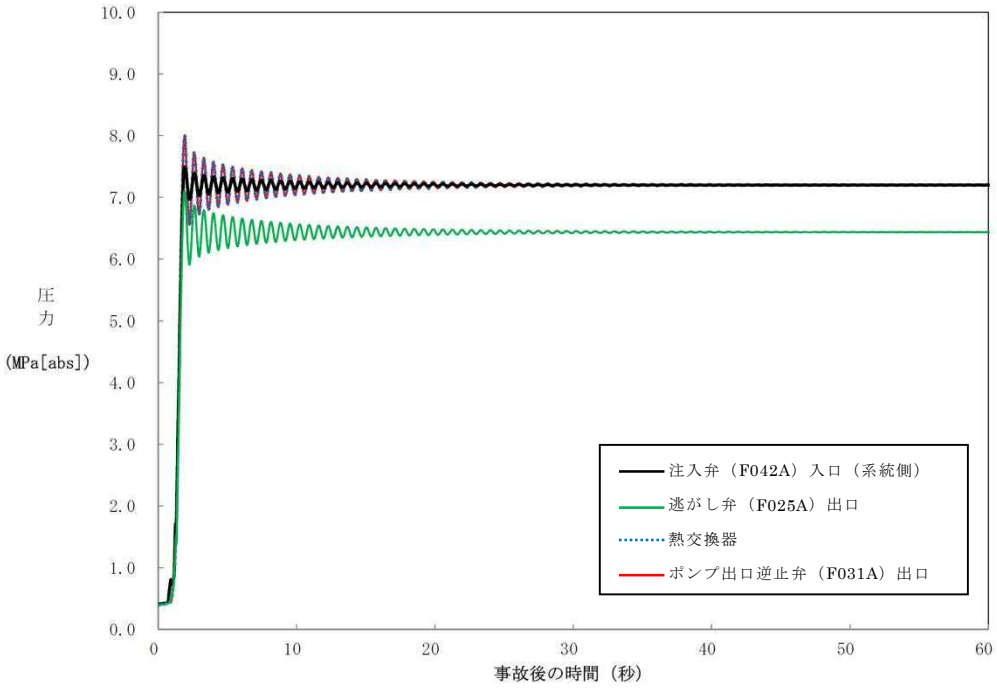
※２：圧力 0.01MPa[abs]，水温 0℃の場合，水の音速は約 1,412.3m／s となる。なお，液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが，圧力については小さいほど，温度については約 70℃までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より，残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても，原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが,残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移をＴＲＡＣＧコードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第 2 表に，圧力推移図を第 2 図に示す。

第 2 表　残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位　　置	圧力最大値（MPa[abs]）
注入弁（F042A）入口（系統側）	約 7.50
逃がし弁（F025A）入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁（F031A）出口	約 8.01



第 2 図　残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は，定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側)の圧力(7.2MPa[abs])に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力(8.01MPa[abs])まで上昇し，その後，上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価にあたっては，圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa［abs］に，加圧される範囲の最下端の水頭圧（0.24MPa）を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また，圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが，評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

3.　構造健全性評価

3.1　構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において，圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2.で評価した圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

①　熱交換器

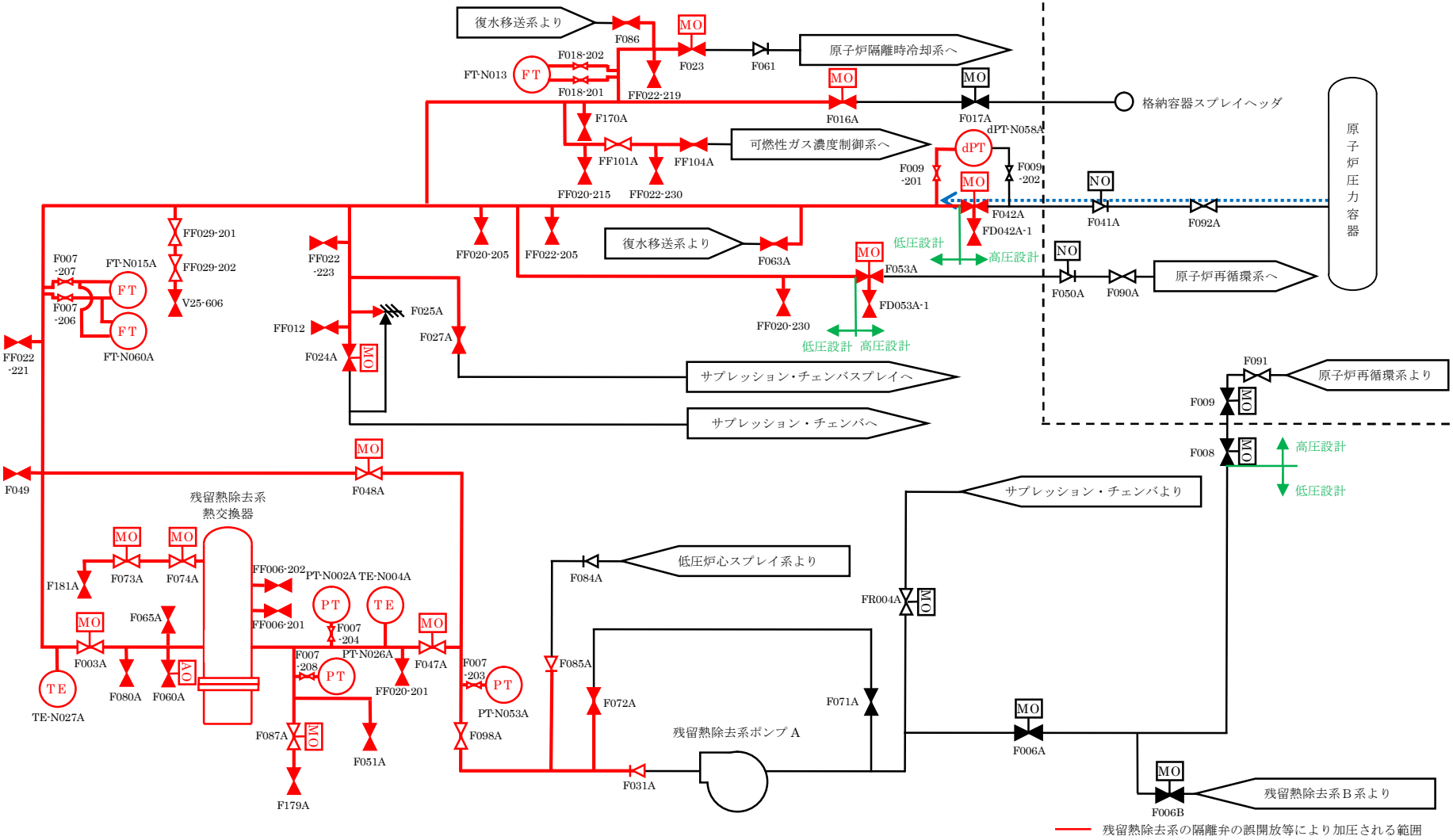
②　逃がし弁

③　弁

④　計　器

⑤　配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。



第３図　残留熱除去系Ａ系の評価対象範囲

第 3 表　評価対象範囲に設置された機器

機　　器			弁番号，個数等
①　熱交換器			1 個
②　逃がし弁			1 台 F025A
③　弁	プロセス弁		20 台 F003A,F016A,F023,F024A,F027A,F031A, F047A,F048A,F049,F051A,F053A,F063A, F085A,F086,F087A,F098A,F170A,FF012, FF101A，FF104A
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	17 台 F065A，F072A，F073A，F074A，F080A， F171，F179A，F181，FF020-201， FF020-206，FF020-215，FF020-230， FF022-205，FF022-219，FF022-221， FF022-223,FF022-230
		計器 隔離弁	10 台 FF006-201，FF006-202，FF007-203， FF007-204，FF007-206，FF007-207， FF007-208，FF009-201，FF018-201， FF018-202
		サンプル弁	4 台 F060A，FF029-201，FF029-202，V25-606
④　計　器			10 個 TE-N004A，TE-N027A，PT-N002A， PT-N026A，PT-N053A，dPT-N058A， FT-N013，FT-N015A，FT-N060A， FT-N060A
⑤　配　管			1 式

3.2　構造健全性評価の結果

(1)　熱交換器（別紙 1）

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧，加温される熱交換器の各部位について,「東海第二発電所　工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し，裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である 2.4 より大きい部位を除く胴板（厚肉部，薄肉部），胴側鏡板，胴側入り口・出口管台及びフランジ部について評価した。

ａ．胴側胴板（厚肉部，薄肉部）

「発電用原子力設備規格　設計・建設規格（2005 年版（2007 年追補版を含む））＜第Ⅰ編　軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007)」(以下「設計・建設規格」という。)「PCV-3122　円筒形の胴の厚さの規定」を適用し，胴板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材　料	実機の最小厚さ $[t_s]$(mm)	計算上必要な厚さ [t](mm)	判　定※ ($t_s \geqq t$)
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

ｂ．胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225　半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用し，胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材　料	実機の最小厚さ $[t_s]$(mm)	計算上必要な厚さ [t](mm)	判　定※ ($t_s \geqq t$)
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c．胴側入口・出口管台

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

評価部位	材　料	実機の最小厚さ [t_s](mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判　定※ ($t_s \geqq t$)
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d．フランジ部

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

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm^2)	ボルトの 必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判　定※
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

(2)　逃がし弁（別紙 2）

a．弁　座

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

評価部位	実機の最小厚さ [t_s](mm)	計算上必要な厚さ [t](mm)	判　　定※
弁　座	2.8	0.7	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b．弁　体

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

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判　　定※
弁　体	81	88	○

※：発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c．弁本体の耐圧部

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

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判　　定※
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d．弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm^2)	ボルトの 必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判　定※
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142	－

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

上記の評価の結果，ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが，発生応力が許容圧力以上であったため，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果，ボンネットボルトの伸び量からボン

ネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり，弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが，発生応力が許容応力以下であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判　　定※
弁耐圧部の接合部	17	152	○

※：発生応力が許容応力以下であること

(3)　弁（別紙 3）

a．弁本体

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

弁番号	材　料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判　定※ ($t_s \geqq t$)
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	11.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b．弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応

力を算出した。その結果，F024A，F086，F065A，F080A，F060A，FF029-201及びFF029-202の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり，かつ，発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの 実機の断面積 (mm^2)	ボルトの 必要な断面積 (mm^2)	発生 応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)	判　定※
F003A	13,672	18,675	253	177	－
F016A	11,033	14,289	237	168	－
F024A	16,406	15,451	167	168	○
F027A	1,758	2,919	197	177	－
F031A	13,400	11,608	305	177	－
F047A	13,672	18,675	253	177	－
F048A	11,033	24,157	153	177	－
F049	2,770	3,818	181	177	－
F063A	1,803	2,060	206	177	－
F086	901	693	127	177	○
F098A	11,241	13,372	315	177	－
F170A	5,411	5,821	242	168	－
F065A	1,204	1,192	124	165	○
F072A	1,803	2,060	206	177	－
F080A	901	833	118	177	○
F060A	321	261	86	177	○
FF029-201	601	318	47	165	○
FF029-202	601	318	47	165	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上，かつ，発生応力が許容圧力以下であること

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

弁番号	伸び量 (mm)	ｶﾞｽｹｯﾄ 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判　定※
F003A	0.008	0.1	－	－	○
F016A	0.004	0.1	－	－	○
F027A	0.015	0.1	－	－	○
F031A	－0.029	－	45	596	○
F047A	0.008	0.1	－	－	○
F048A	0.063	0.1	－	－	○
F049	0.001	0.1	－	－	○
F063A	0.001	0.2	－	－	○
F098A	0.002	0.2	－	－	○
F170A	0.001	0.2	－	－	○
F072A	0.001	0.2	－	－	○

※：伸び量がプラスの場合は，伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は，発生応力が許容応力以下であること。

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

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023，F051A	8.62MPa	302℃

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

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F087A，FF104A	14.97MPa
		FF012	13.30MPa
		F053A	10.58MPa
		F085A，FF101A	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	F073A，F074A	14.97MPa
		F171，F179A，F181A，FF020-201，FF020-206，FF020-215，FF020-230，FF022-205，FF022-219，FF022-221，FF022-223，FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
		FF006-201，FF006-202，FF007-203，FF007-204，FF007-206，FF007-207，FF007-208，FF018-201，FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁	V25-606	25.9MPa

(4)　計　器（別紙 4）

a．圧力計，差圧計

以下の圧力計及び差圧計は，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐

力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから，破損は発生しないことを確認した。

計器番号	計装設備耐圧（MPa）	判定
PT-E12-N002A-1	14.7(150kg/cm^2)	○
PT-E12-N026A	14.7(150kg/cm^2)	○
PT-E12-N053A	14.7(150kg/cm^2)	○
dPT-E12-N058A	13.7(140kg/cm^2)	○
FT-E12-N013	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-E12-N015A	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-E12-N060A	14.7(150kg/cm^2)	○
FT-C61-N001	14.7(150kg/cm^2)	○

b．温度計

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

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

計器番号	流　速 V (m／s)	換算流速 V_γ	換算係数率 C_n	判　　定※
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ (V_γ＜1 のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ (V_γ＜1 のため)

※：「V_γ＜1」，「C_n＞64」又は「V_γ＜3.3 かつ C_n＞2.5」のいずれかを満足すること

（流体振動に対する強度評価）

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の許容値(MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の設計疲労限 (MPa)	判　　定※
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

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

(5) 配　管（別紙 5）

a．管

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

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判　定※
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
	58	12.51	7.63	○

※：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b．フランジ部

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

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ｶﾞｽｹｯﾄの 初期圧縮量 (mm)	ｶﾞｽｹｯﾄの 合計圧縮量（mm） 【最大値】	ｶﾞｽｹｯﾄの 許容圧縮量 (mm)	判定※
ﾌﾗﾝｼﾞ部	－0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	－0.04	2.40	2.44	2.60	○

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

4.　破断面積の設定について（別紙 6）

3.の評価結果から，隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分

が加圧されたとしても，破損は発生しないことを確認した。

そこで，残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量（mm）			内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	破断面積 (cm^2)
			＋ ⊿L1	＋ ⊿L2	－ ⊿L3			
熱交換器フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

⊿L1：ボルトの内圧による伸び量
⊿L2：ボルトの熱による伸び量
⊿L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき，有効性評価では，残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm^2の漏えいが発生することを想定する。

なお，評価対象のうち残留熱除去系（低圧注水系）（Ａ系及びＢ系）以外の高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）（Ｃ系）には，加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

また，構造健全性評価の結果，設計・建設規格を適用した一次評価において許容値を満足せず，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出する二次評価に基づき破損が発生しないことを確認している評価部位の中で，許容値に対する裕度の最も低い F048A の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合，漏えい面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなり，また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから，その影響は熱交換器フランジ部に約 21cm^2の漏えいを想定した場合に包含されると考えられる。

5.　現場の環境評価

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

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

現場の環境評価において想定する事故条件，重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は，有効性評価の解析と同様であり，ＩＳＬＯＣＡは残留熱除去系（Ｂ系）にて発生するものとする。

なお，ＩＳＬＯＣＡが残留熱除去系（Ａ系）にて発生することを想定した場合，破断面積（21 ㎠）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はＢ系の場合と同じであり，漏えい発生区画は東側となることから，原子炉建屋の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1)　設備の健全性に与える影響について

有効性評価において，残留熱除去系Ｂ系におけるＩＳＬＯＣＡ発生時に期待する設備は，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系Ａ系及び低圧代替注水系（常設），逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

ａ．溢水による影響（別紙 7，8）

東海第二発電所の原子炉建屋は，地下 2 階から 5 階まで耐火壁を設置することで東側区分と西側区分を物理的に分離する方針である。ＩＳＬＯＣＡによる原子炉冷却材の漏えいは，残留熱除去系（Ｂ系）が設置されている西側区画において発生するのに対して，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）（Ａ系）は東側区画に位置していることから，溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は，ポンプが原子炉建屋から物理的に分離された区画に設置されているため，溢水の影響はない。また，低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋内に設置されるものは原子炉建屋 3 階以上に位置しており，事象発生から評価上，現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり，原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 程度であるため，溢水の影響はない。

なお，ブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に必要な設備への影響はない。

ｂ．雰囲気温度・湿度による影響（別紙 7，8）

東側区画における温度・湿度については，初期値から有意な上昇がなく，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ａ系への影響はない。また，低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋内の電動弁は，西側区画に位置するものが 2 弁あるが，これらはＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。さらに，逃がし安全弁及び関連する計装設備についても，ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内の環境において機能喪失するこ

とはない。

なお，ブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に必要な設備への影響はない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

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

残留熱除去系（Ｂ系）の注入弁の操作場所及びアクセスルートを第4図に示す。残留熱除去系（Ｂ系）におけるＩＳＬＯＣＡ発生時は，原子炉建屋内の環境を考慮して，主に漏えいが発生している西側区画とは逆の東側区画を移動することとしている。

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

ａ．溢水による影響（別紙7，8）

東側区画は，ＩＳＬＯＣＡによる原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから，溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また，注入弁は西側区画の3階に設置されており，この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが，事象発生から評価上，現場隔離操作の完了時間として設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は約300tであり,原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m程度であるため,操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお，ブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b．雰囲気温度・湿度による影響（別紙 7，8）

東側区画における温度・湿度については，初期値から有意な上昇がなく，アクセス性への影響はない。また，西側区画のうちアクセスルート及び操作場所である 3 階においては，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から評価上，現場隔離操作の完了時間として設定している5時間までの雰囲気温度及び湿度の最大値は約41℃,約100％であり，放射線防護具（ＰＶＡ，アノラック，個人線量計，長靴・胴長靴，自給式呼吸用保護具，綿手袋，ゴム手袋）を装着することにより，操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。

なお，ブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

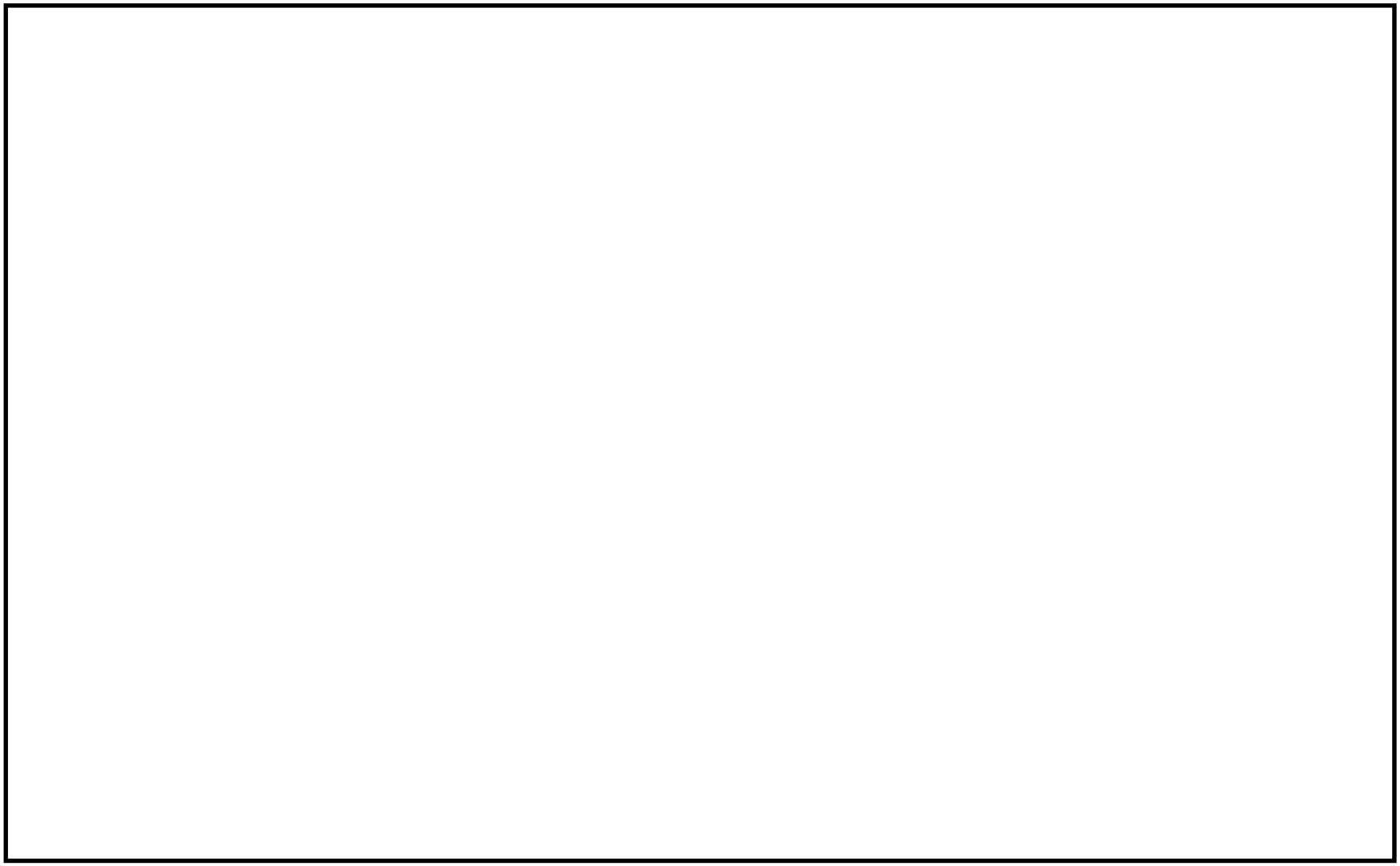
※：想定している作業環境（最大約 41℃）においては，主に低温やけどが懸念されるが，一般的に，接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は，44℃で 3～4 時間として知られている。（出典：消費者庁　News Release（平成 25 年 2 月 27 日））

c．放射線による影響（別紙 9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が，原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果，線量率は最大でも約 15.2mSv／h 程度である。残留熱除去系Ｂ系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制で交代で実施し，1 チーム当たりの原子炉建屋内の滞在時間は約 36 分であるため,作業時間を 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は約 15.2mSv である。

また，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はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



第4図　操作場所へのアクセスルート

(3) 結　論

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

6. 敷地境界外の実効線量評価について

ＩＳＬＯＣＡの発生後，原子炉建屋が加圧されブローアウトパネルが開放された場合，原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため,この場合における敷地境界外の実効線量を評価した。

その結果,敷地境界外における実効線量は約 1.2×10^{-1}mSv となり,「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（約 6.2×10^{-1}mSv）及び事故時線量限度の 5mSv を下回ることを確認した。

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し,裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部，薄肉部)，胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について，保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し，裕度が 2.4（隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 8.2MPa[gage]と最高使用圧力 3.45MPa[gage]の比）より大きい部位を除く胴板（厚肉部，薄肉部)，胴側鏡板，胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

別第 1-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。

別第 1-1 表　既工認強度計算結果の設計裕度（3.45MPa，249℃）

評価部位	実機の値	判定基準	裕　度
胴板（厚肉部）	53.32mm 最小厚さ	≧34.21mm 必要厚さ	1.55
胴板（薄肉部）	37.05mm 最小厚さ	≧34.21mm 必要厚さ	1.08
胴側鏡板	56.95mm 最小厚さ	≧33.64mm 必要厚さ	1.69
胴側出口	14.55mm 最小厚さ	≧7.78mm 必要厚さ	1.87
胴側液面計	6.15mm 最小厚さ	≧0.56mm 必要厚さ	10.98
胴側ドレン	62.50mm 最小厚さ	≧2.26mm 必要厚さ	27.65
胴側ベント(1)	5.50mm 最小厚さ	≧0.84mm 必要厚さ	6.54
胴側ベント(2)	10.00mm 最小厚さ	≧0.42mm 必要厚さ	23.80
胴側入口	14.55mm 最小厚さ	≧7.78mm 必要厚さ	1.87
胴側逃がし弁（座）	5.45mm 最小厚さ	≧0.84mm 必要厚さ	6.48
胴側逃がし弁（管）	3.20mm 最小厚さ	≧0.80mm 必要厚さ	4.00

1.2　評価方法

(1)　胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122　円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

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

t：胴側胴板の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

D_i：胴の内径（＝2,000mm）

S：胴板の設計引張強さ（Su＝391MPa，at 288℃　SB410）

η：継手効率（＝1.0）

(2)　胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225　半だ円形鏡板の厚さの規定１」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_iK}{2S\eta - 0.2P}$$

t：胴側鏡板の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

D_i：鏡板の内面における長径（＝2,000mm）

K：半だ円形鏡板の形状による係数（＝1.0）

S：鏡板の設計引張強さ（Su＝391MPa，at 288℃　SB410）

η：継手効率（＝1.0）

(3)　胴側入口，出口管台

設計・建設規格「PVC-3610　管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し，実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

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

t：胴側入口，出口管台の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

D_0：管台の外径（＝558.8mm）

S：管台の設計引張強さ（Su＝438MPa，at 288℃　SF490A）

η：継手効率（＝1.0）

(4)　フランジ部

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

1.3　評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果，別第 1-2 表及び別第 1-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 1-2 表　フランジ部以外の評価結果

評価部位	実機の値	判定基準
胴側胴板（厚肉部）	53.32mm （実機の最小厚さ）	35.71mm （計算上必要な厚さ）
胴側胴板（薄肉部）	37.05mm （実機の最小厚さ）	35.71mm （計算上必要な厚さ）
胴側鏡板	56.95mm （実機の最小厚さ）	35.08mm （計算上必要な厚さ）
胴側入口・出口管台	14.55mm （実機の最小厚さ）	8.62mm （計算上必要な厚さ）

別第 1-3 表　フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm^2)	ボルトの必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
フランジ部	106,961	74,184	239	262

逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1.1 評価部位

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

1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し，圧力は低下すると考えられるが，ここでは，逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa[gage]，288℃になるものとして評価する。

(1) 弁座の評価

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

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

t：管台の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

D_0：管台の外径（mm）

S：使用温度における許容引張応力（MPa）

η ：継手効率※

※：弁座は溶接を実施していないため，1.0 を使用

(2)　弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており，外周付近は構造上拘束されていることから，弁体下面にかかる圧力（8.2MPa[gage]）がすべての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し，許容せん断応力以下であることを確認する。

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

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

σ ：せん断応力（MPa）

F：せん断力（N）

A：弁体最小断面積（mm^2）

D：弁座口の径（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

(3)　弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100　弁の圧力温度基準」を適用し必要な最

小厚さを算出し，実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

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

t：弁箱の必要な厚さ

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点（MPa）

(4)　弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し，実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが，発生応力が許容応力以下であることを確認した。

別第 2-1 表　ボルトの必要な断面積と許容応力

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm^2)	ボルトの必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142

上記を満たさない場合は，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

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

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

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は，弁耐圧部の接合部は増し締めされることになる。弁耐圧部の接合部については，ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており，それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから，ボンネットナット座面の面圧並びにボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力を以下であることを確認した。

a．伸び量によるフランジの評価

(a)　内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

④’＝(1,000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×8.2／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／⑪’

①’：締付けトルク値（N・m）

②’：ボンネットボルト本数（本）

③’：ボンネットボルト外径（mm）

④’：ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重（N）

⑤’：ガスケット反力円の直径（mm）

⑥’：ガスケット有効幅（mm）

⑦’：ガスケット係数

⑧’：8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）

⑨’：不足する荷重（N）

⑩’：ボンネットボルト 1 本当たりに発生する荷重（N）

⑪’：ボンネットボルト径面積（mm^2）

⑫’：ボンネットボルトの発生応力（MPa）

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

⑦＝(⑫’×(①＋②))／③

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数（MPa　at 288℃）

⑦：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

(b)　熱による伸び量

・ボンネットボルトの熱による伸び量

⑧＝④×(①＋②)×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

④：ボンネットボルト線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

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

定

・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

（mm）

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

(c)　伸び量

伸び量（mm）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

（mm）

b．ボンネット座面の面圧

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

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

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

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

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

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネット座面の面圧

$d=⑧'/(S\times c)$

c：ボンネットボルト本数（本）

d：ボンネットナット応力（MPa）

S：ボンネットナット面面積（MPa）

c．ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧’を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

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

a：メタルタッチ部外径（mm）

b：メタルタッチ部内径（mm）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$d=⑧'/S$

d：メタルタッチ部応力（MPa）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

1.3　評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果，別第 2-2 表から別第 2-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 2-2 表　評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	D_0：外径（mm）	S:使用温度における許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁座	SUS304	8.2	19	110	2.8	0.7

別第 2-3 表　評価結果（弁体）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	A:弁体最小断面積 (mm^2)	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力※ (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※：ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 2-4 表　評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径（mm）	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁本体の耐圧部	SCPH2	8.2	50	191	9.0	1.2

別第 2-5 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価部位	①ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）（mm）	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（mm）	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（MPa）	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量（mm）	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量（mm）	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ及び弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量（mm）	⑩伸び量（mm）
弁耐圧部の接合部	16	16	183960	1.29E-05	S45C	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.003	0.111	0.111	－0.003

別第 2-6 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

評価部位	①’締付ﾄﾙｸ値（N・m）	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数（本）	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径（mm）	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重（N）	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径（mm）	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅（mm）	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’8.2MPaの加圧に必要な最小荷重（N）	⑨’不足する荷重（N）	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ1本当たりに発生する荷重（N）	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積（mm^2）	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力（MPa）
弁耐圧部の接合部	25.01	6	12	62,525	62.5	3.25	2.75	53,937	8,588	－1,431	84.3	17

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

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

別第 3-1 表　弁の設計圧力・温度

機器等	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023，F051A	8.62MPa	302℃

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

別第 3-2 表　弁の許容圧力

機器等	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A，FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A，FF101A	9.97MPa
ベント弁 ドレン弁	F073A，F074A	14.97MPa
	F171，F179A，F181，FF020-201，FF020-206，FF020-215，FF020-230，FF022-205，FF022-219，FF022-221，FF022-223，FF022-230	9.97MPa
計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
	FF006-201，FF006-202，FF007-203，FF007-204，FF007-206，FF007-207，FF007-208，FF018-201，FF018-202	9.97MPa
サンプル弁	V25-606	25.9MPa

1.　強度評価

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

(1)　弁本体の耐圧部の評価

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

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

t：弁箱の必要な厚さ

P：ＩＳＬＯＣＡ発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点（MPa）

(2)　弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310　弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し，実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り，かつ，発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

別第 3-3 表　ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm^2)	ボルトの必要な断面積 (mm^2)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F024A	16,406	15,451	167	168
F086	901	693	127	177
F065A	1,204	1,192	124	165
F080A	901	833	118	177
F060A	321	261	86	177
FF029-201	601	318	47	165
FF029-202	601	318	47	165

上記の条件を満たさない弁については，ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し，ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

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

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

・伸び量がマイナスの場合

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

a．伸び量によるフランジの評価

(a)　内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

④’＝(1,000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×8.2／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／⑪’

①’：締付けトルク値（N・m）

②’：ボンネットボルト本数（本）

③’：ボンネットボルト外径（mm）

④’：ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重（N）

⑤’：ガスケット反力円の直径（mm）

⑥’：ガスケット有効幅（mm）

⑦’：ガスケット係数

⑧’：8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）

⑨’：不足する荷重（N）

⑩’：ボンネットボルト 1 本当たりに発生する荷重（N）

⑪’：ボンネットボルト径面積（mm^2）

⑫’：ボンネットボルトの発生応力（MPa）

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

⑦＝(⑫’×(①＋②))／③

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数（MPa　at 288℃）

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

(b)　熱による伸び量

・ボンネットボルトの熱による伸び量

⑧＝④×(①＋②)×(288℃－20℃)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

④：ボンネットボルト線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

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

・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃)

①：ボンネットフランジ厚さ（mm）

②：弁箱フランジ厚さ（mm）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（mm／mm℃　at 288℃）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

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

(c)　伸び量

伸び量（mm）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（mm）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（mm）

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量（mm）

b．ボンネット座面の面圧

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

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

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

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

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

a：ボンネットナット面外径（mm）

b：ボンネット穴径（mm）

S：ボンネットナット面面積（mm^2）

・ボンネット座面の面圧

$d=⑧'/(S\times c)$

c：ボンネットボルト本数（本）

d：ボンネットナット応力（MPa）

S：ボンネットナット面面積（MPa）

ｃ．ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧’を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

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

a：メタルタッチ部外径（mm）

b：メタルタッチ部内径（mm）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

d＝⑧’／S

d：メタルタッチ部応力（MPa）

S：メタルタッチ部面積（mm^2）

1.3　評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果，別第 3-3 表から別第 3-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-3 表　弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	11.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5

別第 3-4 表　弁耐圧部の接合部評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

弁番号	①ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）（mm）	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（mm）	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（MPa）	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）（mm／mm℃）	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量（mm）	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量（mm）	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ及び弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量（mm）	⑩伸び量（mm）	ｶﾞｽｹｯﾄの復元量
F003A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F016A	62	62	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	－0.007	0.440	0.429	0.004	0.1
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	－0.029	0.422	0.422	－0.029	－
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	－0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2
F098A	60	54	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.002	0.394	0.394	0.002	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.001	0.346	0.346	0.001	0.2
F072A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2

別第 3-5 表　弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

弁番号	①’締付ﾄﾙｸ値（N・m）	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数（本）	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径（mm）	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重（N）	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径（mm）	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅（mm）	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’8.2MPa の加圧に必要な最小荷重（N）	⑨’不足する荷重（N）	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ1本当たりに発生する荷重（N）	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積（mm^2）	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力（MPa）	許容応力（設計降伏点）（MPa）
F031A	911	20	33	2,760,606	498.2	10.9	2	2,158,064	602,542	－30,127	670.2	45	596

計器からの漏えいの可能性について

計器について，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 圧力計，差圧系計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の全ての計器について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30℃～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから破損が発生しないことを確認した。

別第 4-1 表　圧力計，差圧計の設計圧力

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)
PT-E12-N002A-1	14.7(150kg/cm^2)
PT-E12-N026A	14.7(150kg/cm^2)
PT-E12-N053A	14.7(150kg/cm^2)
dPT-E12-N058A	13.7(140kg/cm^2)
FT-E12-N013	14.7(150kg/cm^2)
FT-E12-N015A	14.7(150kg/cm^2)
FT-E12-N060A	14.7(150kg/cm^2)
FT-C61-N001	14.7(150kg/cm^2)

2. 温度計

2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について，耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として，日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）に従い，同期振動発

生の回避又は抑制評価，一次応力評価並びに疲労評価を実施し，破損の有無を確認した。評価条件を別第 4-2 表に示す。

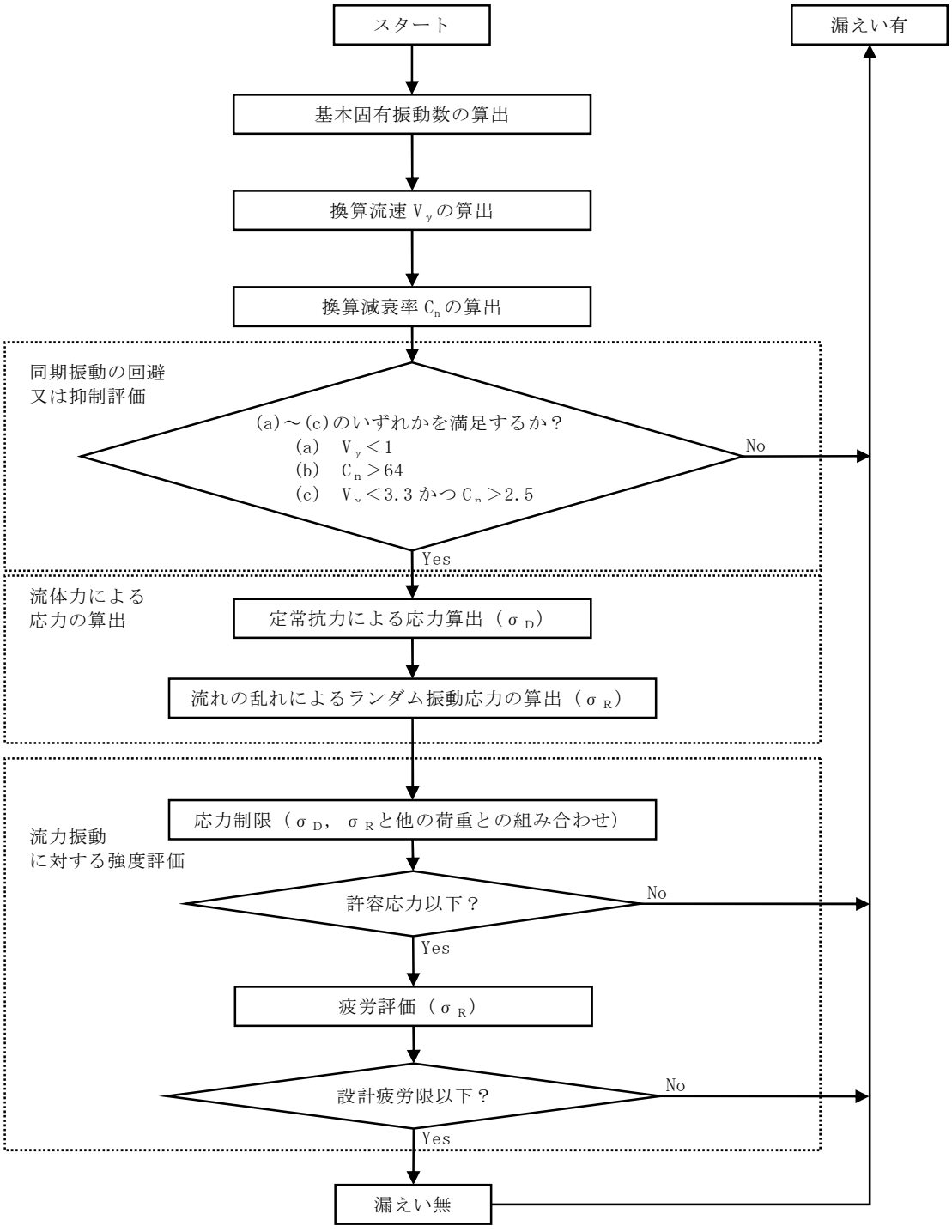
別第 4-2 表　評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288℃	200m^3／h	736kg／m^3	$1.25\times10^{-7}$$m^2$／s

2.2　評価方法

(1)　評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 4-1 図に示す。



別第 4-1 図　配管内円柱状構造物の流力振動フロー

(2)　評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別第 4-3 表に示す。

別第 4-3 表　評価式（その１）

<table>
<tr><th>項　目</th><th>評価式</th></tr>
<tr><td>1.　各種パラメータの算定</td><td>

・基本固有振動数 f_0

$$f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2\cdot\pi\cdot L^2}\cdot\sqrt{\frac{E\cdot I}{m}}$$

$$I = \frac{\pi}{64}\cdot(d_0^4 - d_i^4)$$

$$\lambda_0 = 1.875$$

$$m = \frac{\pi}{4}\left\{\rho_s\cdot(d_0^2 - d_i^2) + \rho\cdot d_0^2\right\}$$

・換算流速 V_γ

$$V_\gamma = \frac{V}{f_0\cdot d_0}$$

流速 V には流速分布が非一様（通常，管中心部で管壁部よりも流速は大きい。）の場合は，構造物周辺平均流速 $\overline{V}$ を用いる。

$$\overline{V} = \frac{2\cdot\left\{\frac{n}{n+1}\left(\frac{L_e}{D/2}\right) - \frac{n}{2\cdot n+1}\left(\frac{L_e}{D/2}\right)^{\frac{1}{n}+2}\right\}}{1-\left\{1-\left(\frac{L_e}{D/2}\right)\right\}^2}\cdot\frac{(n+1)(2\cdot n+1)}{2\cdot n^2}\cdot V_m$$

また，流速 V はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 $\overline{V}$ に以下の割増係数を乗じた値とするが，今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。

<table>
<tr><td>割増係数</td><td>－</td><td rowspan="3">x：偏流発生源から構造物までの距離
D：配管内径</td></tr>
<tr><td>1.5</td><td>x／D≦3</td></tr>
<tr><td>1.25</td><td>3＜x／D≦5</td></tr>
</table>

・換算減衰率 C_n

$$C_n = \frac{2\cdot m\cdot\sigma}{f_0\cdot d_0}$$

$$\delta = 2\cdot\pi\cdot\xi$$

ξ ＝0.002（ねじ接合），0.0005（溶接接合）

</td></tr>
</table>

別第 4-3 表　評価式（その 2）

項　目	評価式
2.　流体力による応力の算出	・定常抗力による応力 σ_D $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0 \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_0^4 - d_i^4)}{d_0}$ ・ランダム振動応力振幅 σ_R $\rho_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L})$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0)^2 \Phi(\overline{f_0}) \cdot \frac{d_0}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\overline{f_0}) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \overline{f_0}}$ $\overline{f_0} = \frac{f_0 \cdot d_0}{V}$ ・外圧により円柱状構造物に発生する応力 ρ_G 厚肉円筒において，外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。 $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_2}{d_0^2 - d_i^2}$

(3) 記号説明

B_1, B_2	応力係数（－）
C_0	二乗平均値からピーク値への換算係数（－）
C_D	定常抗力係数（－）
C_n	換算減衰率
C’	ランダム励振力係数（－）
d_0	構造物の代表外径（－）
d i	構造物の代表内径（－）
E	構造物の縦弾性係数（Pa）
f_0	円柱状構造物の基本固有振動数（Pa）
F_D	単位長さ当たりの流体抗力（N／m）
G	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度（N^2・S／m^2）
I	構造物の断面二次モーメント（m^2）
K	応力集中係数（－）
L	構造物の長さ（m）
L_e	流体中に突き出た構造物長さ（m）
m	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量（kg／m）
n	Re 数に基づく係数（－）
P	配管の最高使用圧力（MPa）
S_m	設計応力強さ（MPa）
V	流速（m／s）
V_m	断面平均流速（m／s）
$\overline{V}$	構造物周辺平均流速（m／s）
V_r	換算流速（－）
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅（m）
Z	構造物の断面係数（m^3）
β_0	基本振動モードの刺激係数（－）
δ	空気中における構造物の対数減衰率（－）
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比（－）
ξ_f	流体減衰（－）
ρ	流体の密度（kg／m^3）
ρ_s	構造物の密度（kg／m^3）
σ_D	定常抗力による応力（MPa）
σ_F	設計疲労限（MPa）
σ_R	ランダム振動応力振幅（MPa）
σ_G	外圧により構造物に発生する応力（MPa）
Φ	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度（－）

(4)　判定基準

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

別第4-4表　判定基準

項　目	判定基準
1.　同期振動の回避又は抑制評価	下記のいずれかを満足すること。 (a)V_γ＜1 (b)C_n＞64 (c)V_γ＜3.3かつC_n＞2.5
2.　流力振動に対する強度評価	・応力制限 組合せ応力は，設計建設規格よりPPB-3520（クラス１）を適用した以下の条件を満足すること。 （クラス１）……$B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leqq \min(1.5 \cdot Sm, 1.5 \cdot S)$ B_1＝1.0（ねじ接合），0.75（溶接接合） B_2＝4.0（ねじ接合），1.5（溶接接合） ・疲労評価 応力集中係数Kを考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。 $K \cdot \sigma_R \leqq \sigma_F$ K＝4.0（ねじ接合），4.2（溶接接合）

2.3　評価結果

計器について評価した結果，別第4-5表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 4-5 表　評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	V (m／s)	ρ (kg／m^3)	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (℃)	タイプ	材料	d_0 ($\times10^{-3}$m)	d_i ($\times10^{-3}$m)	L ($\times10^{-3}$m)	L_e ($\times10^{-3}$m)	ρ_s ($\times10^{3}$kg／m^3)	I ($\times10^{-8}$m^4)	m (kg／m)	E※1 ($\times10^{11}$Pa)	f_0 (Hz)
温度計ウェル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器番号	同期振動評価					応力制限								同期振動評価	
		V_γ	C_n	(a) $V_\gamma<1$	(b) $C_n>64$	(c) $V_\gamma<3.3$ $C_n>2.5$	F_D (N／m)	Z ($\times10^{-6}$m^3)	σ_D (MPa)	y_R(L) ($\times10^{-8}$m)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ応力 (MPa)	1.5・S※2 (MPa)	応力振幅 (MPa)	σ_F (MPa)
温度計ウェル	TE-N004A	0.08	0.05	○	－	－	6.24	1.30	0.10	54.8	0.10	19.2	14.7	184	0.43	76
	TE-N027A	0.08	0.05	○	－	－	6.08	1.30	0.09	52.1	0.10	19.2	14.7	184	0.41	76

※１：設計・建設規格　付録材料図表　Part6 表 1 における炭素量が 0.3%を超える炭素鋼の 288℃の値

※２：S_mは設計・建設規格　付録材料図表　Part5 表 5 における ASTM-A105（SF490A）の 288℃の値

※３：設計・建設規格　付録材料図表　Part8 図 1 における Su≦550MPa 線図の繰返しピーク応力強さを 288℃の縦弾性係数で補正した値

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は，高温・高圧の加わる配管と,配管と配管を繋ぐフランジ部があり,それらについて評価を実施した。

評価対象配管を別第 5-1 図に示す。

1.2 評価方法

(1) 配管の評価

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

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

t：管の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

D_0：管の外径（mm）

S：設計引張強さ（MPa）

η ：長手継手効率

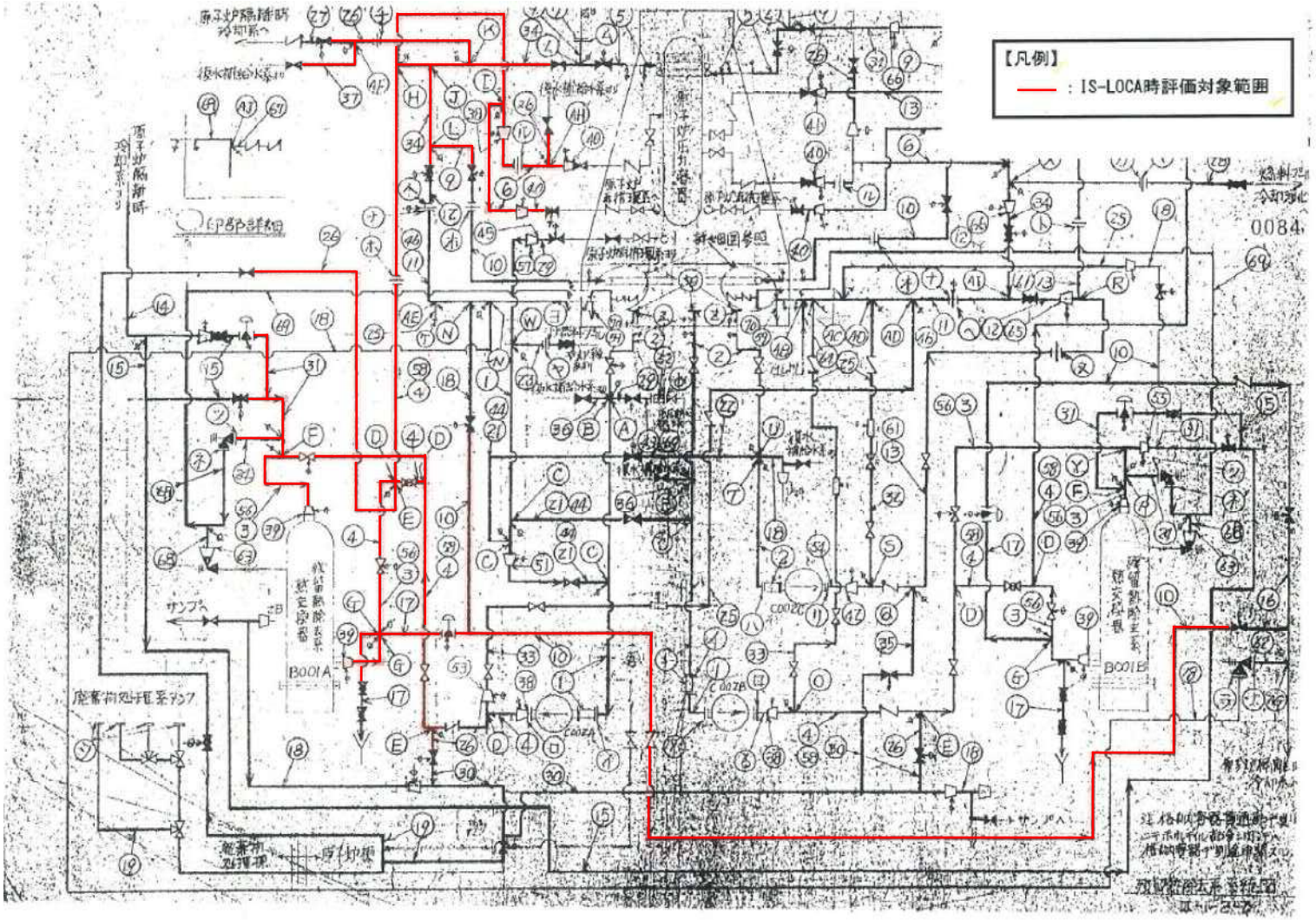
(2)　フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3411　フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ，伸び量がマイナスの場合は，フランジ部が増し締めされるため，ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。配管フランジ部の構造を別第 5-2 図に示す。

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

1.3　評価結果

配管の各部位について評価した結果，別第 5-1 表及び別第 5-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。



別第 5-1 図　残留熱除去系Ａ系　必要板厚評価対象配管（既工認系統図）

別第 5-1 表　必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス区分	D_0：外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η：継手効率	公差 (%)	最小厚さ (mm)	S:設計引張強さ (MPa)	必要厚さ t (mm)
3	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
4	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
6	2	355.60	11.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.71	242.40	5.94
9	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
10	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
17	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
26	2	165.20	7.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	6.21	242.40	2.76
31	2	216.30	8.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	7.17	242.40	3.61
34	2	406.40	12.70	SM50B (SM490B)	8.20	288	1.00	1.5	11.20	264.60	6.23
37	2	76.30	5.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	4.55	242.40	1.28
39	2	558.80	15.90	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	14.40	223.80	10.09
40	2	318.50	10.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.01	242.40	5.32
56	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63
58	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63

別第 5-2 表　フランジ部評価結果（1／2）

フランジ用途		F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
フランジ口径		150A	450A	350A	25A	40A
評価温度(℃)		288	288	288	288	288
常温(℃)		20	20	20	20	20
評価温度⊿t(℃)＝ISLOCA 発生時温度－常温		268	268	268	268	268
評価圧力(MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
ガスケット仕様		SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×2	SUS304　4.5t×1	SUS304　4.5t×1
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435
	ボルトサイズ	20	30	30	16	20
	本数	12	24	20	4	4
	縦弾性係数 E(MPa)	186,960	186,960	186,960	186,960	186,960
内圧(MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
フランジに作用する自重曲げモーメント※1M(N･mm)		3.90E+05	6.42E+06	9.20E+05	2.00E+04	1.00E+04
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント※1M (N・mm)		3.37E+06	4.65E+07	2.81E+07	1.10E+05	2.40E+05
曲げモーメントによる等価圧力※2Peq(MPa)		2.52	2.05	2.46	10.50	4.14
内圧 P＋等価圧力 Peq(MPa)		10.72	10.25	10.66	18.70	12.34
G(mm)		196.51	508.78	391.53	39.8	67.5
有効断面積(mm^2)A＝π／4G^2		3.03E+04	2.03E+05	1.20E+05	1.24E+03	3.58E+03
発生荷重 F(N)＝(P＋Peq)×A		3.25E+05	2.08E+06	1.28E+06	2.33E+04	4.42E+04
ボルト 1 本当たりの荷重 F／n(N)		2.71E+04	8.68E+04	6.42E+04	5.82E+03	1.10E+04
ボルト断面積 A2(mm^2)		234.9	562.09	562.09	150.33	234.9
ボルト歪み ε		6.17E-04	8.26E-04	6.11E-04	2.07E-04	2.51E-04
ボルト長さ L1(mm)		85.2	131.8	130	50	31
荷重によるボルト伸び量⊿L1(mm)		0.05	0.11	0.08	0.01	0.01
初期締付荷重(N)		43,691	83,464	49,450	11,960	25,062
初期締付による応力(MPa)		186.0	148.5	88.0	79.6	106.7
ボルト歪み ε_0		9.95E-04	7.94E-04	4.71E-04	4.26E-04	5.71E-04
初期締付によるボルト伸び量⊿L0(mm)		0.08	0.10	0.06	0.02	0.02
ボルト熱膨張係数α1(mm／mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数α2(mm／mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
オリフィス熱膨張係数α3(mm／mm℃)		1.71E-05	1.71E-05	1.70E-05	－	－
ガスケット内外輪熱膨張係数α4(mm／mm℃)		1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05

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

※2：設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式 Peq＝16M／(πG3)により算出。今回は，熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

別第 5-2 表　フランジ部評価結果（2／2）

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
ボルト熱伸び対象長さ L2(mm)	85.2	131.8	130.0	50.0	31.0
フランジ熱伸び対象長さ L3(mm)	76.2	120.8	108.8	47.0	28.0
オリフィス熱伸び対象長さ L4(mm)	3.0	5.0	16.0	－	－
ガスケット内外輪熱伸び対象長さ L5(mm)	6.0	6.0	6.0	3.0	3.0
ボルト熱伸び⊿L2＝α1・L2・⊿T(mm)	0.29	0.46	0.45	0.17	0.11
フランジ熱伸び⊿L3＝α2・L3・⊿T(mm)	0.26	0.42	0.38	0.16	0.10
オリフィス熱伸び⊿4＝α3・L4・⊿T(mm)	0.01	0.02	0.07	－	－
ガスケット内外輪熱伸び⊿5＝α4・L5・⊿T(mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01
伸び量⊿L1－⊿L0＋⊿L2－⊿L3－⊿L4－⊿L5(mm)	－0.04	－0.01	－0.01	－0.01	－0.01
ガスケットの初期圧縮量：最大(mm)	2.40	2.40	2.40	1.20	1.20
ガスケットの合計圧縮量(mm)	2.44	2.41	2.41	1.21	1.21
ガスケットの許容圧縮量(mm)	2.60	2.60	2.60	1.30	1.30

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 1～5 の評価結果から,隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても，破損が発生しないことを確認した。

そこで，隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり，損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して,保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa［gage］) 及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

ａ．内圧による伸び量

・フランジのボルト荷重⊿W

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

G：ガスケット反力円の直径（＝D_0－2b＝2,153mm）

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

D_0：ガスケット接触面の外径（＝2,170mm）

D_i：ガスケット接触面の内径（＝2,120mm）

P_1：設計条件における圧力（5.18MPa）

P_2：隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力（＝8.2MPa）

・内圧による伸び量⊿L1

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

H_b：ボルト長さ（ナット下面－ボルト留め部間）（＝349.5mm）

N_b：ボルト本数（＝68）

A:ボルト有効径における断面積（＝π／4×46.051^2＝1,665mm^2）

E：ボルトのヤング率（＝187,000N／mm^2 at288℃[SNCM8]）

b．熱による伸び量

・ボルトの熱による伸び量⊿L2

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288℃ - 20℃)$$

α_1：ボルトの熱膨張係数（＝13.98×10^{-6}mm／mm℃ at288℃[SNCM8]）

N_b：ボルト長さ（＝349.5mm）

・管板及びフランジの熱による伸び量⊿L3

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h1 + h2) \times (288℃ - 20℃)$$

α_2：管板及び胴側フランジの熱膨張係数（＝12.91×10^{-6}mm／mm℃ at288℃[SF50, SFV1]）

h1：胴側フランジ厚さ（＝150mm）

h2：管板厚さ（＝195mm）

c．破断面積 A

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

D_i：ガスケット接触面の内径（＝2,120mm）

2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果，別第 6-1 表に示すとおり破断面積は約 21cm^2 となる。

別第 6-1 表　破断面積評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	破断面積 (cm^2)
			＋ ⊿L1	＋ ⊿L2	－ ⊿L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

⊿L1：ボルトの内圧による伸び量
⊿L2：ボルトの熱による伸び量
⊿L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉冷却材漏えい量評価及び原子炉建屋内環境評価

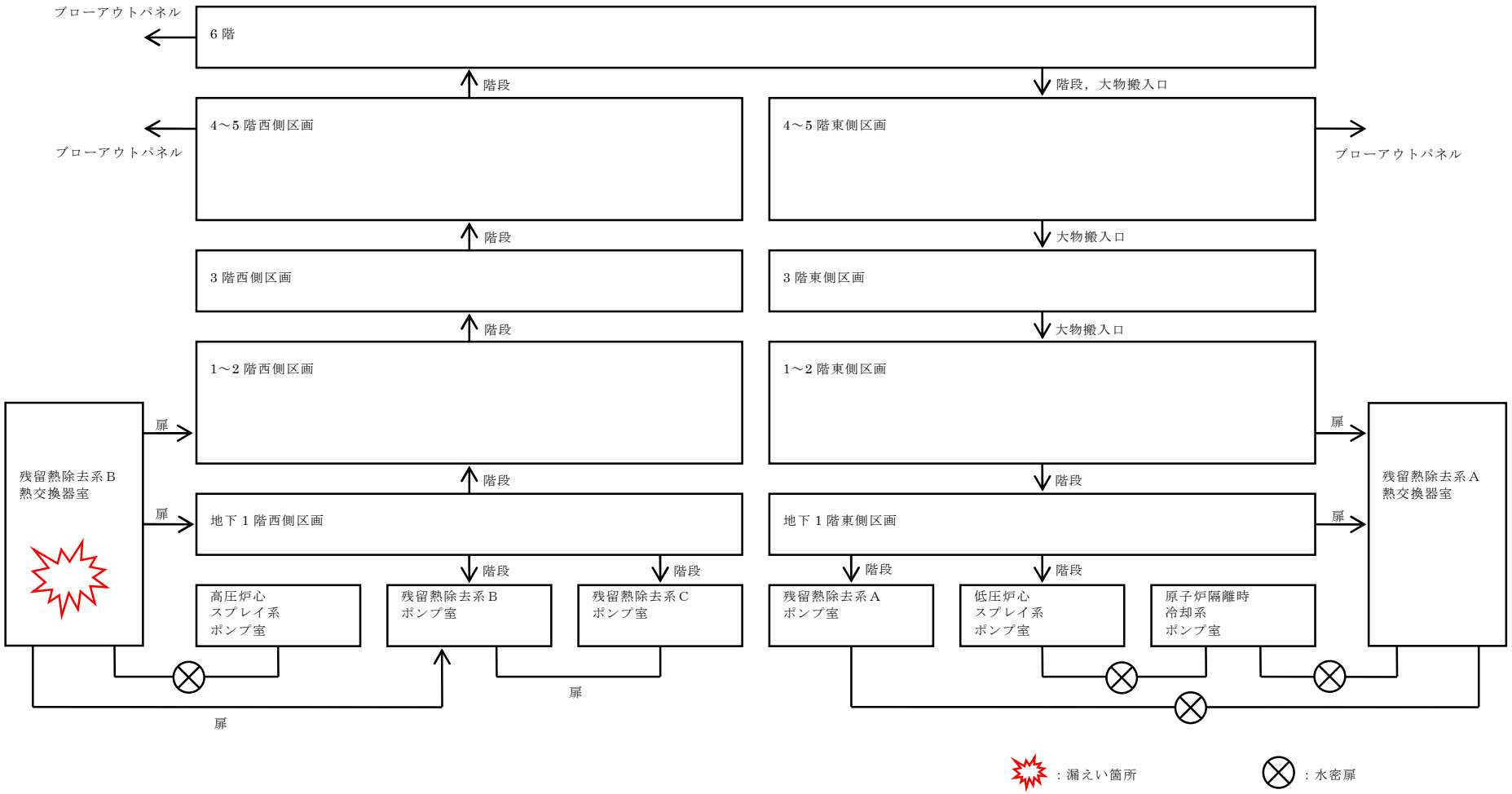
1. 評価条件

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

原子炉建屋内の環境評価特有の評価条件を別第 7-1 表に，原子炉建屋のノード分割図を別第 7-1 図に示す。

別第 7-1 表　原子炉建屋内の環境評価条件

項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ＭＡＡＰ４	格納容器及び原子炉建屋等の詳細ノードのモデル化が可能であり，隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系Ｂ系 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm^2	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	・原子炉水位低下（レベル２）設定点到達時に，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ・低圧炉心スプレイ系を起動し，事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧 ・事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動 ・原子炉水位回復後，低圧炉心スプレイ系を停止し，原子炉水位を原子炉水位（レベル３）設定点以上に維持 ・事象発生 25 分後，サプレッション・プール冷却開始 ・事象発生 5 時間後，残留熱除去系隔離完了	有効性評価の解析と同様
原子炉建屋モデル	別第 7-1 図参照	原子炉建屋東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力	6.9kPa[gage]	設計値を設定

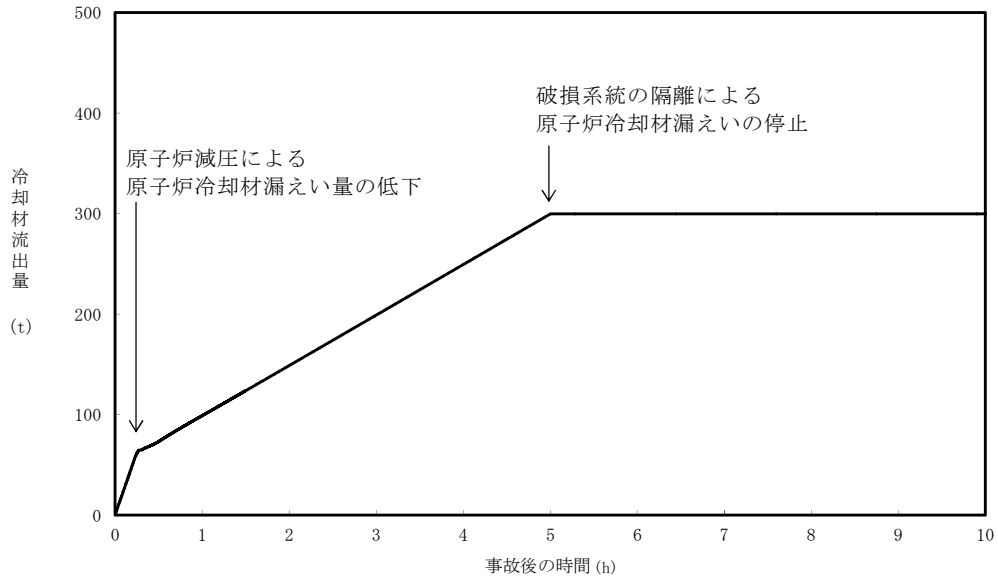


別第 7-1 図　原子炉建屋内ノード分割モデル

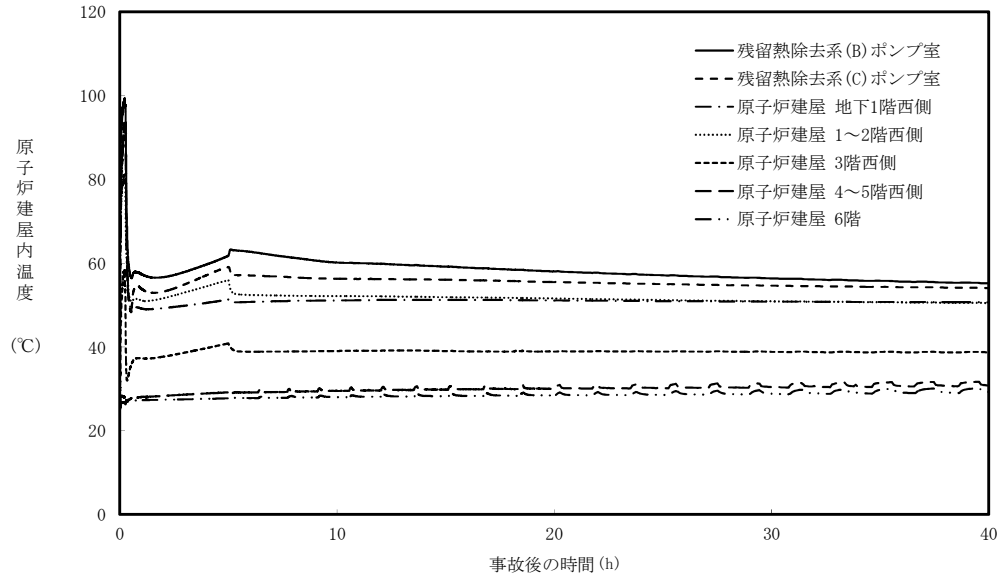
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 7-2 図に，原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画），雰囲気温度（東側区画），湿度（西側区画），湿度（西側区画），圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 7-3 図から別第 7-8 図に示す。

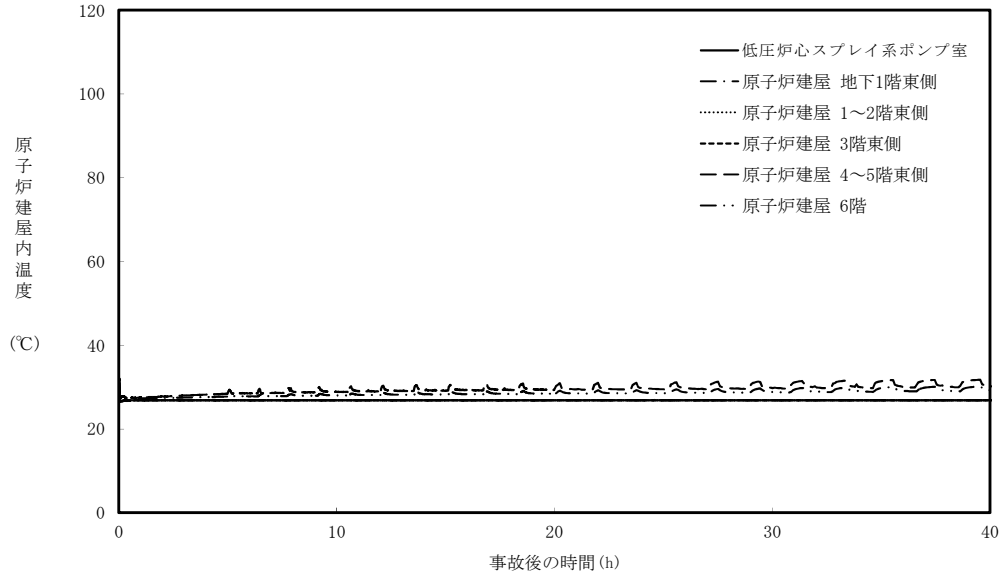
別第 7-2 図に示すとおり，現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また，別第 7-3 図及び別第 7-4 図に示すとおり，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。



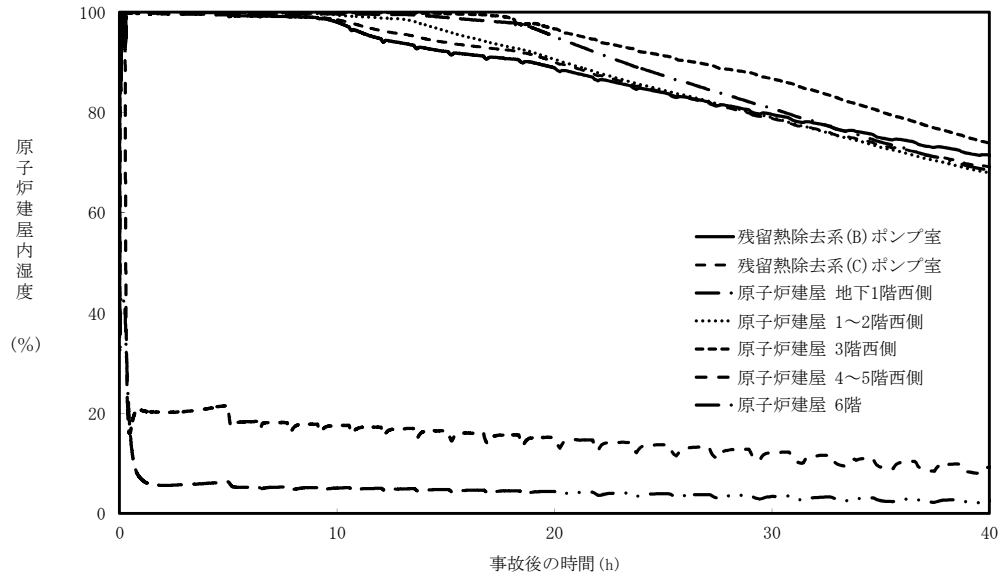
別第 7-2 図　原子炉冷却材の積算漏えい量



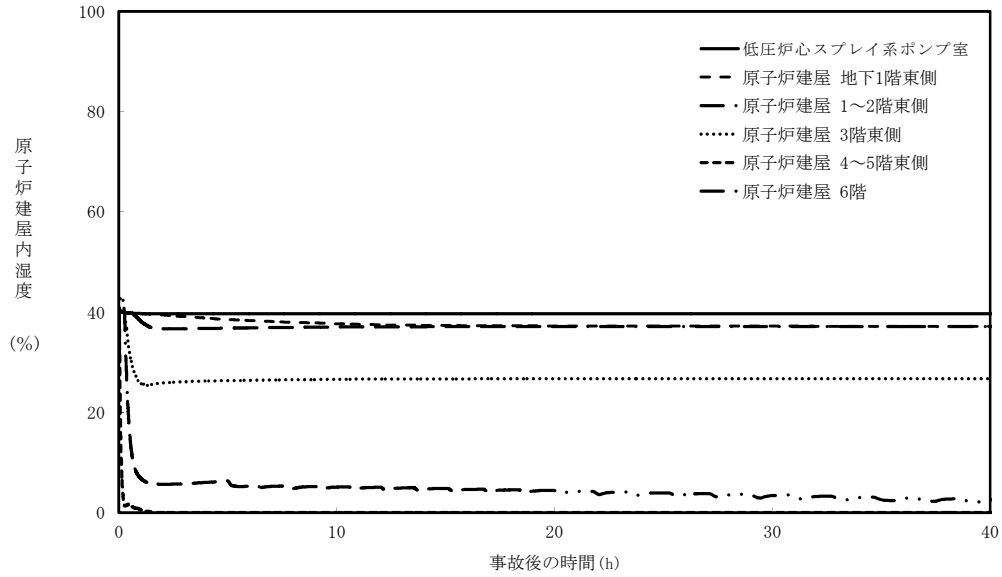
別第 7-3 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



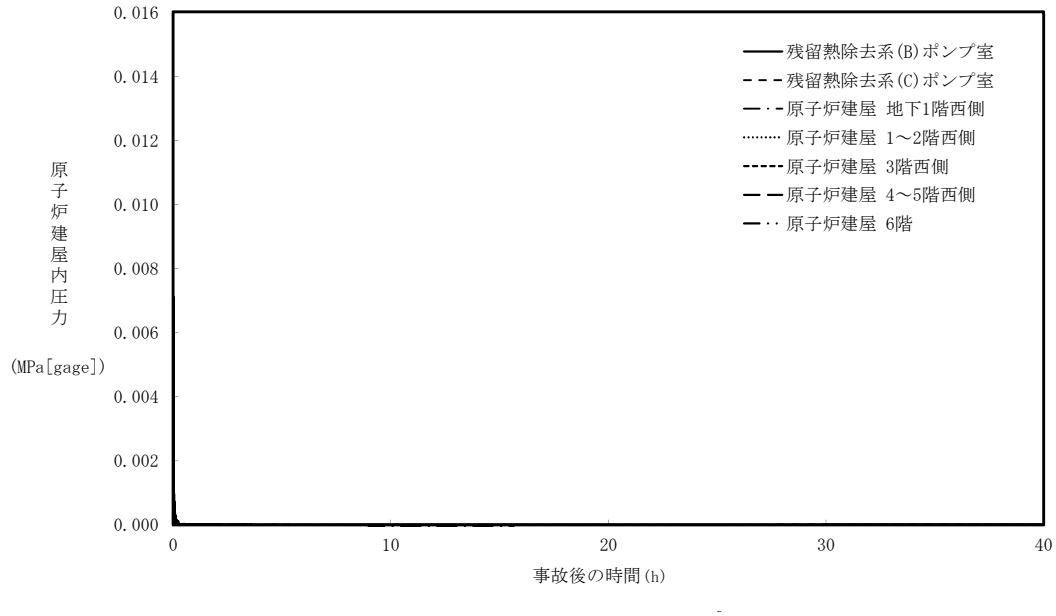
別第 7-4 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



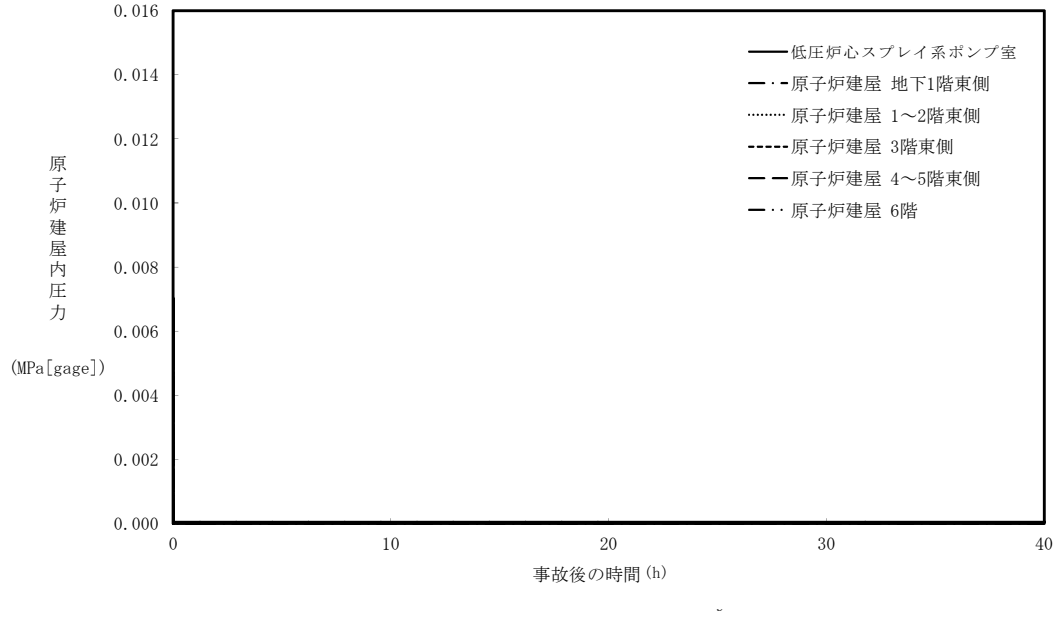
別第 7-5 図　原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 7-6 図　原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 7-7 図　原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 7-8 図　原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の
ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉冷却材漏えい量評価
及び原子炉建屋内環境評価

1. 評価条件

別紙 7 の評価条件のうち，ブローアウトパネルが開かない場合の条件で評価を実施した。

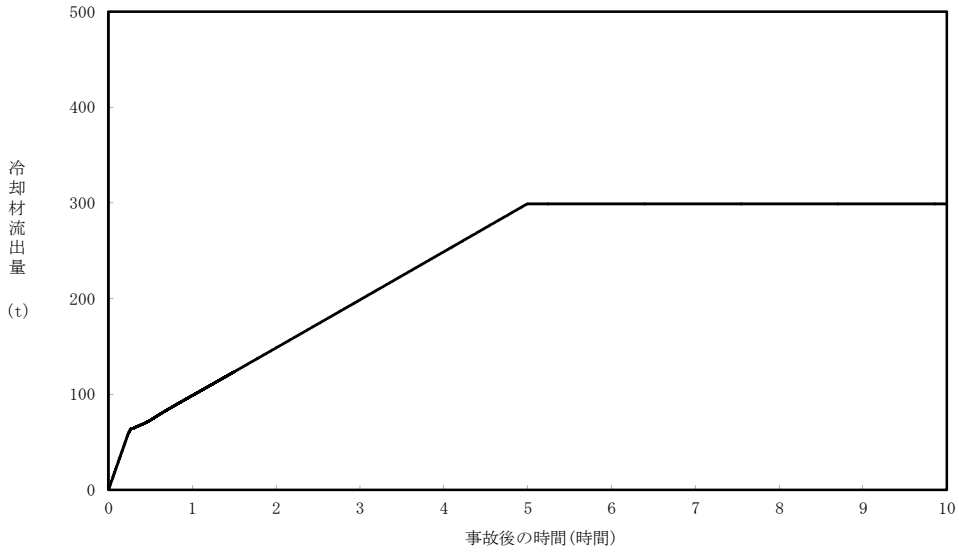
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 8-1 図に，原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画），雰囲気温度（東側区画），湿度（西側区画），湿度（西側区画），圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 8-2 図から別第 8-7 図に示す。

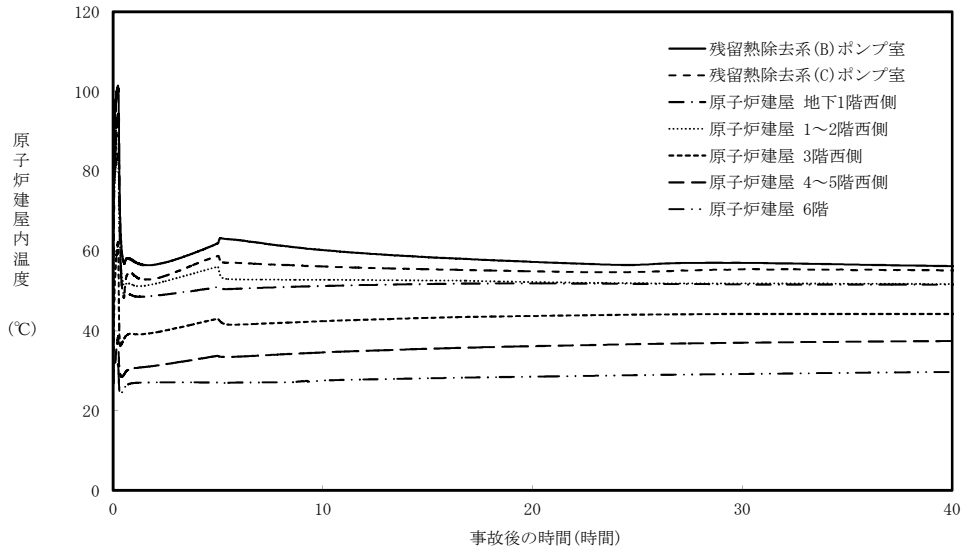
別第 8-1 図に示すとおり，現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また，別第 8-2 図及び別第 8-3 図に示すとおり，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 8-1 表に示す。

第 8-1 表　ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の評価結果の比較

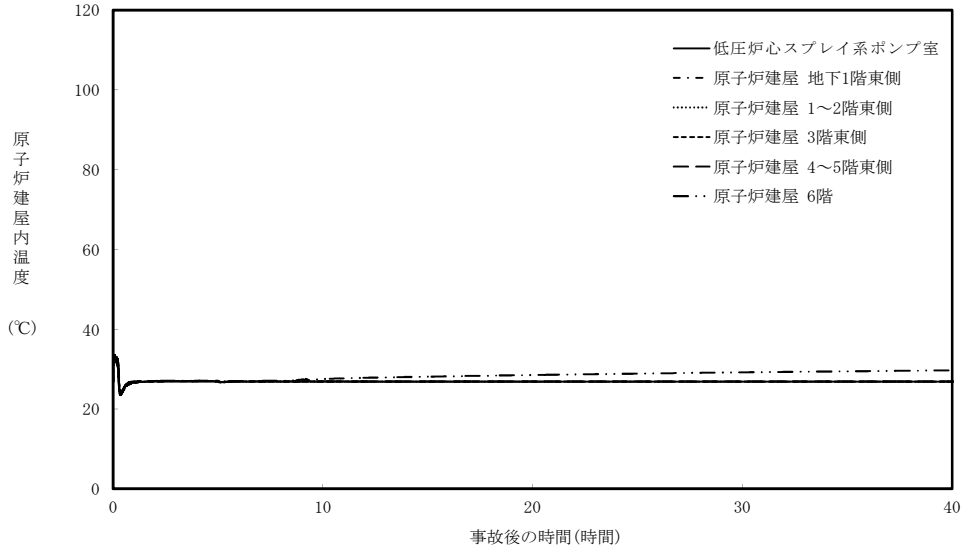
項　目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



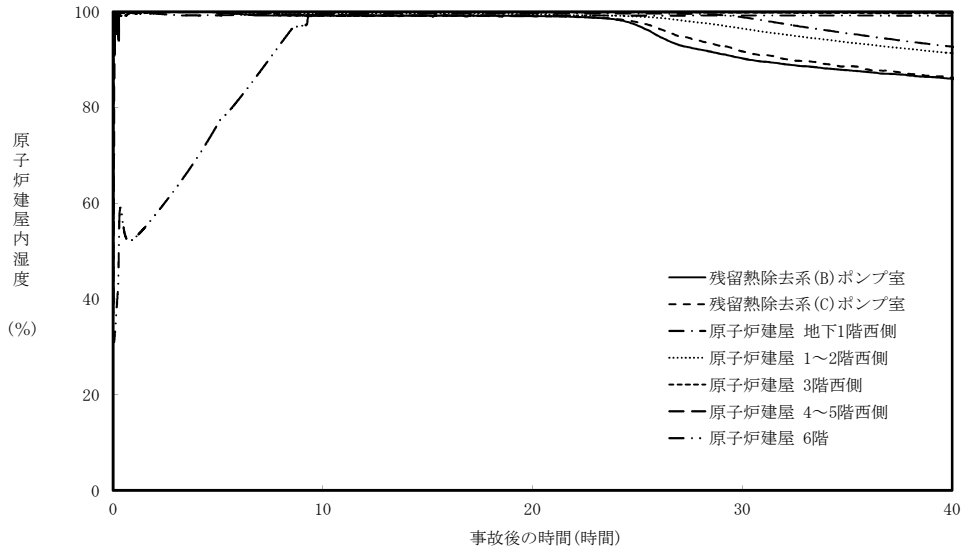
別第 8-1 図　原子炉冷却材の積算漏えい量



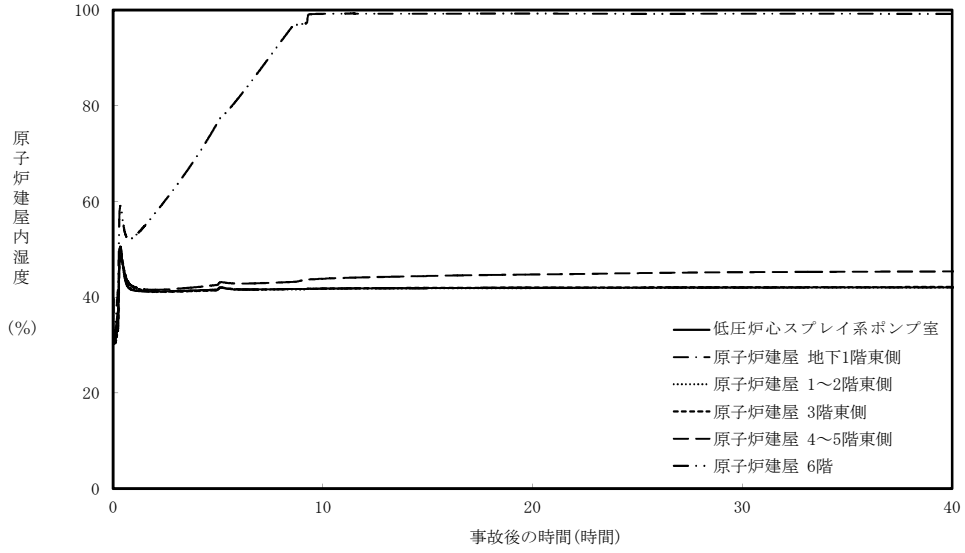
別第 8-2 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



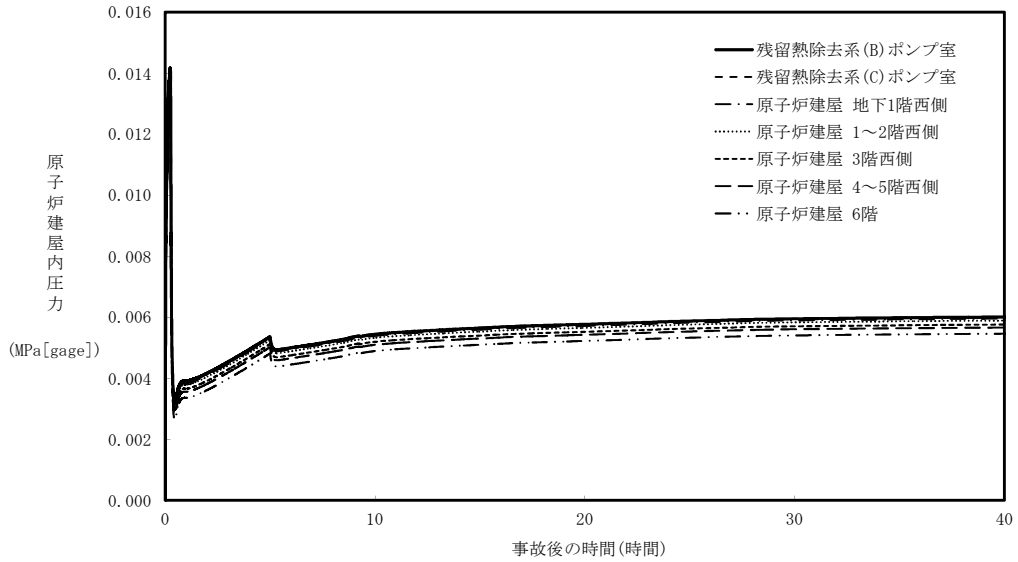
別第 8-3 図　原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



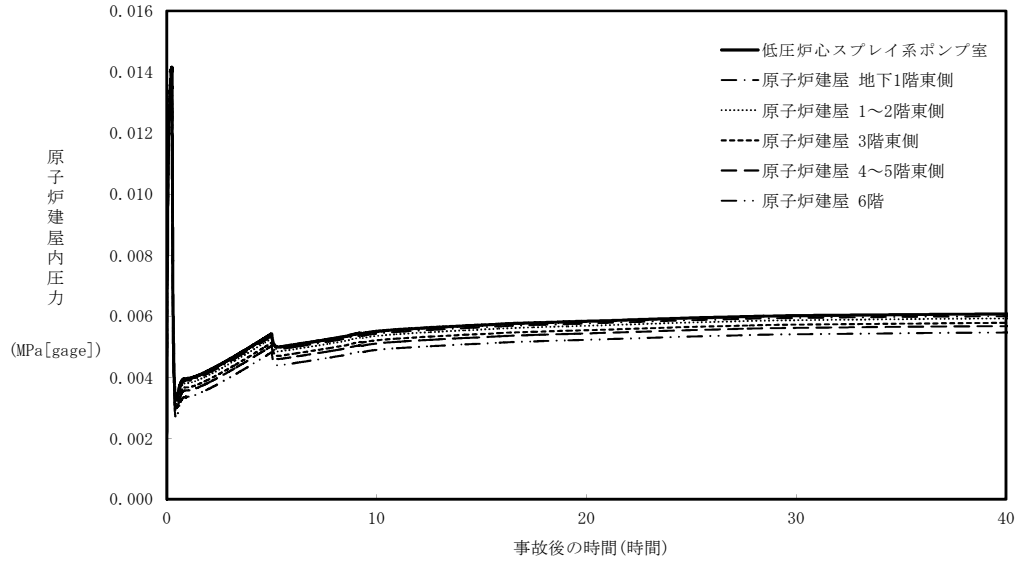
別第 8-4 図　原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 8-5 図　原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 8-6 図　原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 8-7 図　原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建屋内線量率評価及び敷地境界外の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

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

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

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定しているＩ-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci（約 1.5×10^{12}Bq）[昭和 62 年 4 月 9 日（第 8 回施設定期検査）]であり，評価に使用するＩ-131 の追加放出量は，実績値を包絡する値として 100Ci（3.7×10^{12}Bq）と設定した。

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

原子炉建屋内の作業の被ばく評価においては，放射線防護具（自給式呼吸用保護具等）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する。

別第 9-1 表　評価条件（追加放出量）

項　　目	評価値	実績値（最大）
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	1.5×10^{12} (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 (γ線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	―

(2)　評価の方法

原子炉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。サブマージョンモデルの概要を別第 9-1 図に示す。

$$D = 6.2\times10^{-14}\cdot\frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}}E_{\gamma}\cdot\left(1-e^{-\mu\cdot R}\right)\cdot 3600$$

ここで,

D　　：放射線量率（Gy／h）

6.2×10^{-14} ：サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{dis\cdot m^3\cdot Gy}{MeV\cdot Bq\cdot s}\right)$

Q_{γ}　　：原子炉建屋内放射性物質量

（Bq：γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

$V_{R/B}$　：原子炉建屋空間体積（85,000m^3）

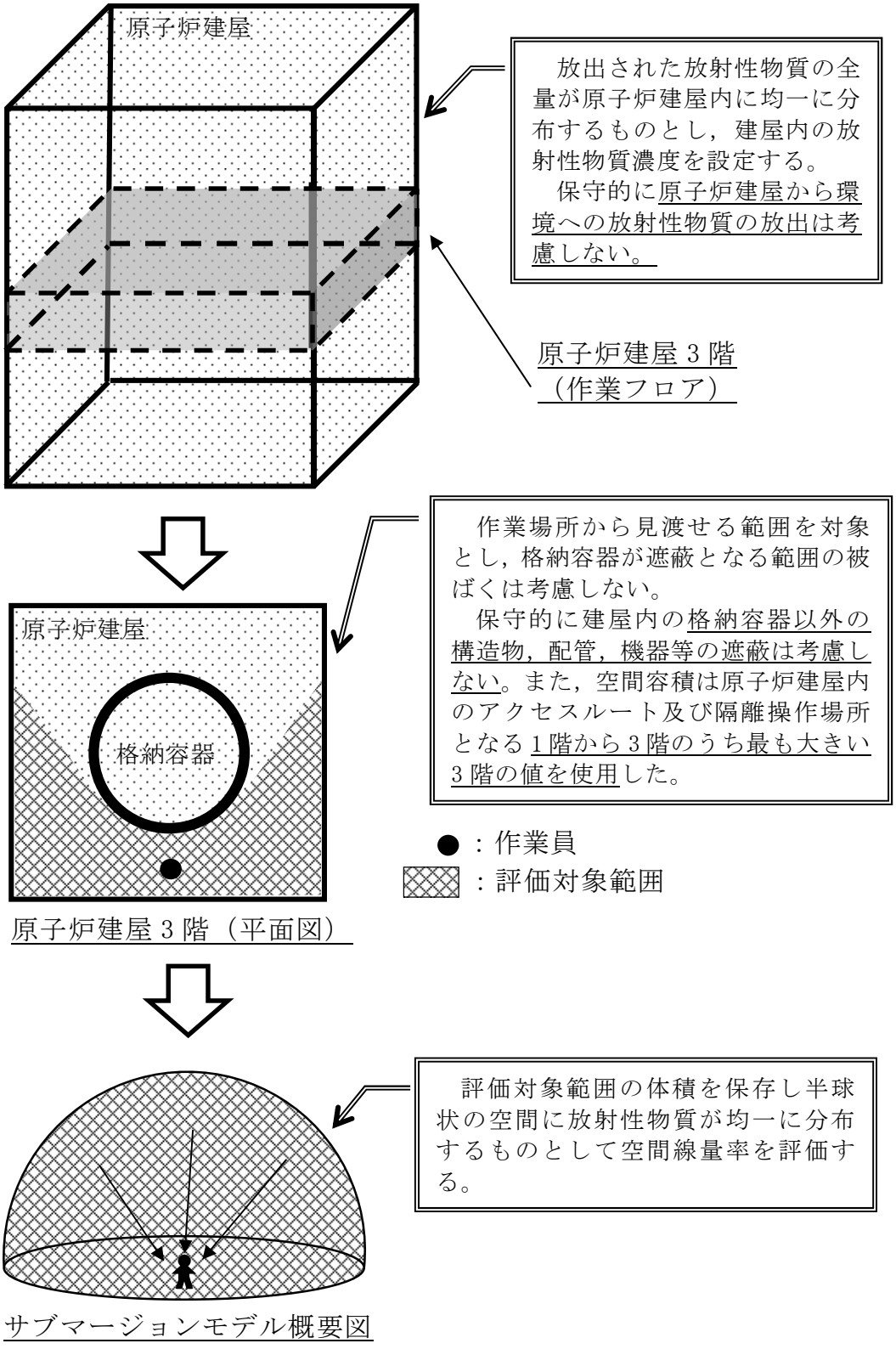
E_{γ}　　：γ線エネルギ（0.5MeV／dis）

μ　　：空気に対するγ線のエネルギ吸収係数（3.9×10^{-3}／m）

R　　：評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の空間容積と等価な半球の半径（m）

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

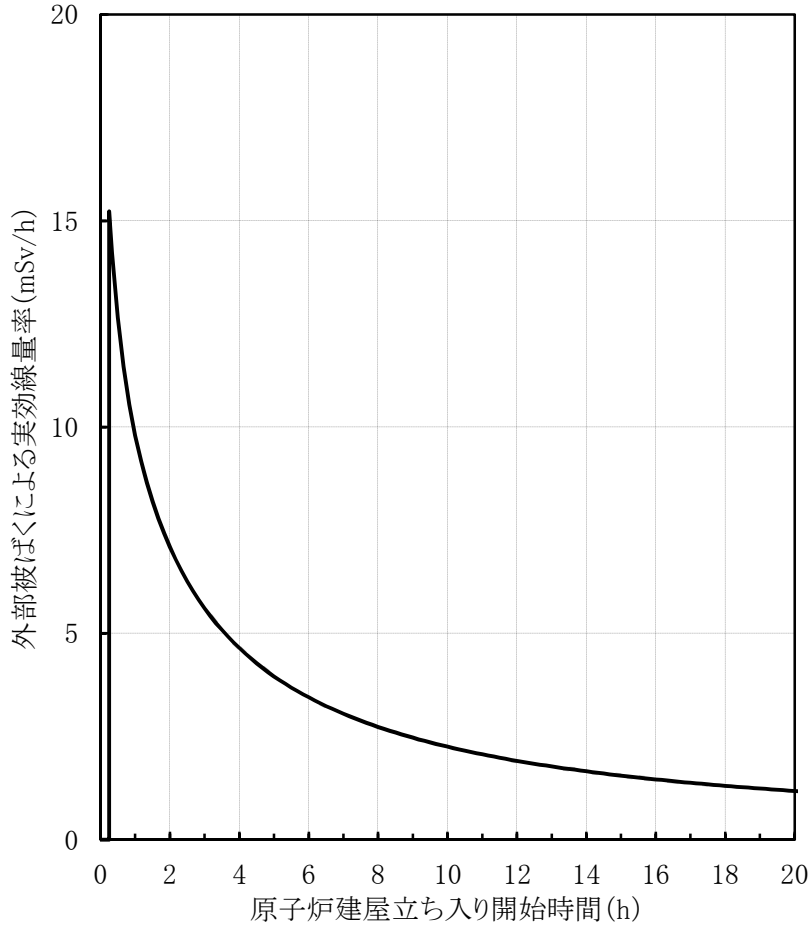
V_{OF}　：評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の容積（5,000m^3）



別第 9-1 図　サブマージョンモデルの概要

(3)　評価の結果

評価結果を別第9-2図に示す。線量率の最大は約15.2mSv／h程度であり，時間減衰によって低下するため，線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく，期待している機器の機能は維持される。



別第 9-2 図　原子炉建屋立ち入り開始時間と線量率の関係

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別第9-2表　ＩＳＬＯＣＡ時の放出量

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	5.4	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	－	－	－	5.32E+13	1.29E+14
Kr－83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr－85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr－85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr－87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr－88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe－131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe－133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe－133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe－135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe－135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe－138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合　計	－	－	－	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 ＋希ガス 合　計	－	－	－	1.29E+14	2.28E+14

2.　敷地境界外の実効線量評価について

(1)　評価想定

敷地境界外の実効線量評価では，ＩＳＬＯＣＡにより原子炉建屋内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し，非居住区域境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 9-1 表から別第 9-5 表に従うものとする（別紙 10)。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし，破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は，運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は，燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ，同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また，破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は，各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別第 9-3 図及び別第 9-4 図参照)

その結果，放出量は別第 9-4 表に示すとおりとなった。

(2)　評価結果

敷地境界外における実効線量は約 1.2×10^{-1}mSv となり，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量(約 6.2×10^{-1}mSv)及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお，評価上は考慮していないものの，原子炉建屋に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量

に応じた濃度を用いているが，実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより，さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 9-3 表　放出評価条件

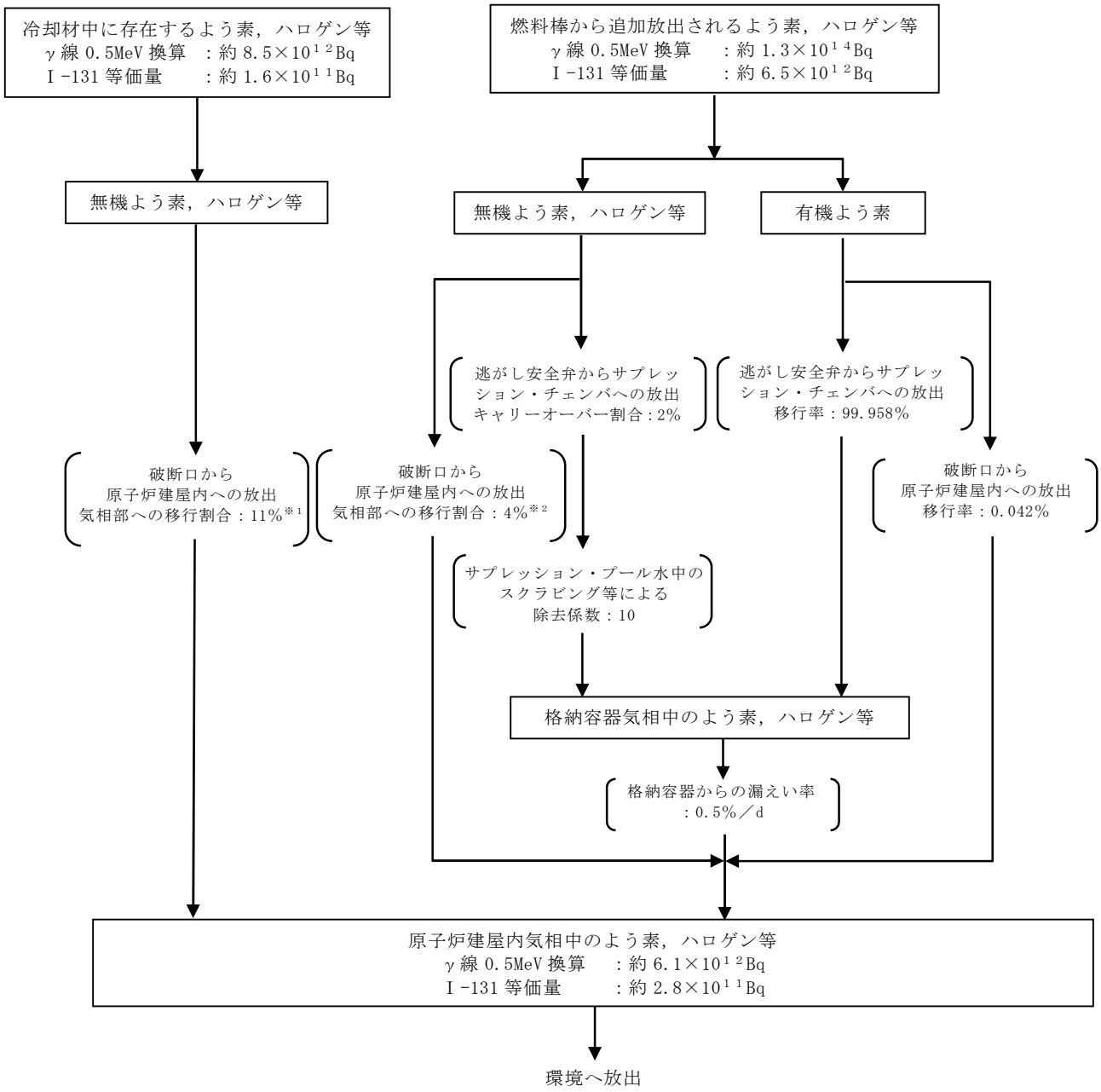
項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数（日）	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量（Ｉ－131）（Bq）	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し，その他の核種はその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度（Ｉ－131）（Bq／g）	1.5×10^{2}	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し，その組成を拡散組成とする。（運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度（5.6×10^{-1}Bq／g）を十分に包絡する値である。）
燃料から追加放出されるよう素の割合（%）	無機よう素：96 有機よう素：4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率（%）	無機よう素，ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	無機よう素，ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサプレッション・チェンバ及び破断口から格納容器のそれぞれに移行するものとするものとして設定 有機よう素についてはＳＡＦＥＲ解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から格納容器への移行率（%）	無機よう素，ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	10	Standard Review Plan6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合（冷却材中の放射性物質）（%）	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合（追加放出される放射性物質）（%）	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ，原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率（%／d）	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 9-4 表　放出量

核　種	放出量（Bq）
希ガス＋ハロゲン等 （ガンマ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）	9.5×10^{12}
よう素 （Ｉ－131 等価量（小児実効線量係数換算））	2.8×10^{11}

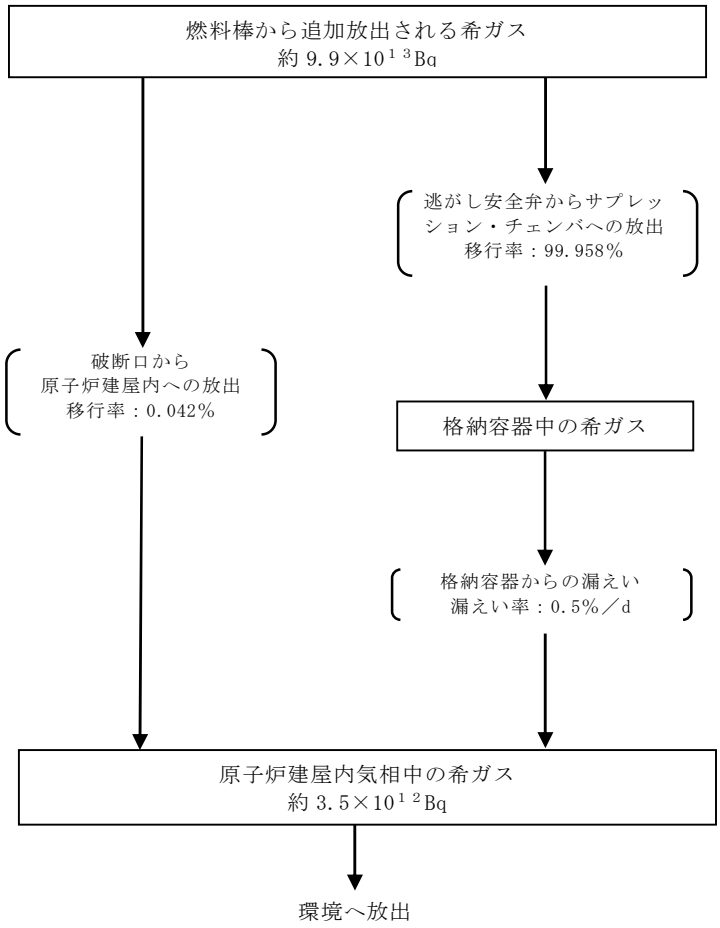
別第 9-5 表　大気拡散条件（地上放出）

核　種	放出量（Bq）
相対濃度（χ／Q） （s／m^3）	2.9×10^{-5}
相対線量（D／Q） （Gy／Bq）	4.0×10^{-19}



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

別第 9-3 図　よう素，ハロゲン等の環境への放出過程



別第 9-4 図　希ガスの環境への放出過程

（ガンマ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

Ｉ－131 追加放出量の測定結果について

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

中間停止	（昭和 54 年 6 月 2 日）	0.0Ci
第 1 回定検	（昭和 54 年 9 月 7 日）	0.0Ci
中間停止	（昭和 55 年 4 月 29 日）	0.0Ci
第 2 回定検	（昭和 55 年 9 月 6 日）	0.0Ci
中間停止	（昭和 56 年 6 月 16 日）	0.0Ci
第 3 回定検	（昭和 56 年 9 月 12 日）	0.01Ci
第 4 回定検	（昭和 57 年 6 月 11 日）	0.01Ci
中間停止	（昭和 58 年 1 月 31 日）	0.01Ci
第 5 回定検	（昭和 58 年 9 月 17 日）	0.01Ci
第 6 回定検	（昭和 59 年 12 月 12 日）	0.01Ci
中間停止	（昭和 60 年 8 月 1 日）	0.01Ci
第 7 回定検	（昭和 61 年 1 月 20 日）	0.01Ci
第 8 回定検	（昭和 62 年 4 月 9 日）	40.9Ci
第 9 回定検	（昭和 63 年 8 月 1 日）	0.01Ci
第 10 回定検	（平成元年 11 月 30 日）	4.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 2 年 11 月 29 日）	4.7×10^{8}Bq
第 11 回定検	（平成 3 年 4 月 20 日）	4.4×10^{8}Bq
第 12 回定検	（平成 4 年 9 月 6 日）	1.9×10^{8}Bq
中間停止	（平成 5 年 4 月 4 日）	1.7×10^{8}Bq
第 13 回定検	（平成 6 年 2 月 19 日）	1.6×10^{8}Bq
第 14 回定検	（平成 7 年 4 月 14 日）	1.7×10^{8}Bq
中間停止	（平成 8 年 8 月 10 日）	9.8×10^{7}Bq
第 15 回定検	（平成 8 年 9 月 10 日）	1.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 9 年 7 月 12 日）	1.5×10^{8}Bq
第 16 回定検	（平成 10 年 1 月 8 日）	1.6×10^{8}Bq
第 17 回定検	（平成 11 年 4 月 4 日）	1.7×10^{8}Bq
中間停止	（平成 12 年 12 月 26 日）	1.7×10^{8}Bq
第 18 回定検	（平成 13 年 3 月 26 日）	1.7×10^{8}Bq
第 19 回定検	（平成 14 年 9 月 15 日）	1.5×10^{8}Bq
中間停止	（平成 15 年 3 月 20 日）	8.9×10^{7}Bq
第 20 回定検	（平成 16 年 2 月 2 日）	1.3×10^{8}Bq
第 21 回定検	（平成 17 年 4 月 24 日）	1.5×10^{8}Bq
第 22 回定検	（平成 18 年 11 月 20 日）	8.9×10^{7}Bq
	（平成 19 年 3 月 17 日）	1.1×10^{8}Bq
第 23 回定検	（平成 20 年 3 月 19 日）	1.2×10^{8}Bq
中間停止	（平成 21 年 7 月 21 日）	1.2×10^{8}Bq
第 24 回定検	（平成 21 年 9 月 9 日）	1.2×10^{8}Bq
中間停止	（平成 22 年 6 月 28 日）	9.7×10^{7}Bq
第 25 回定検	－	

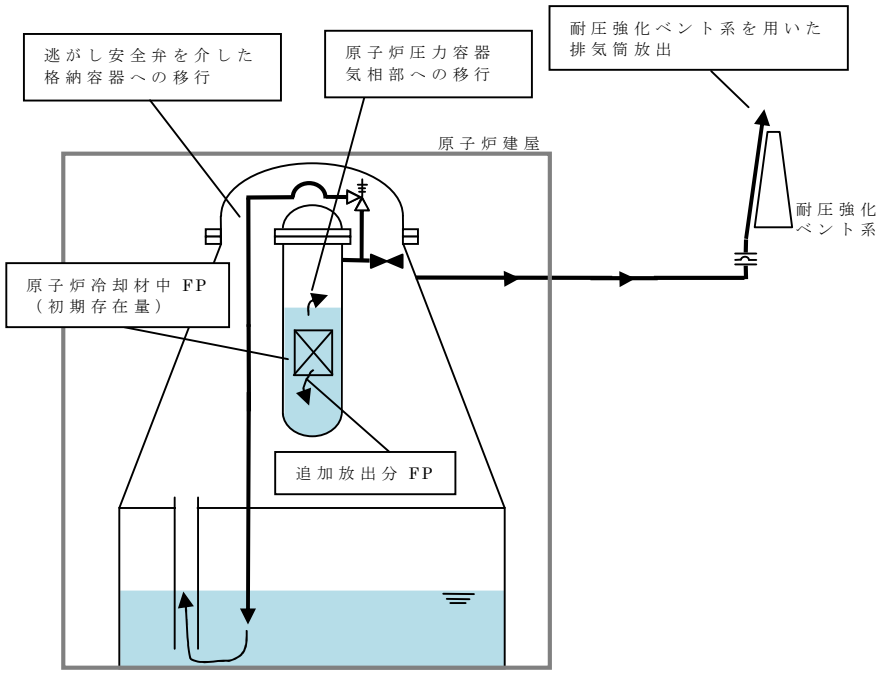
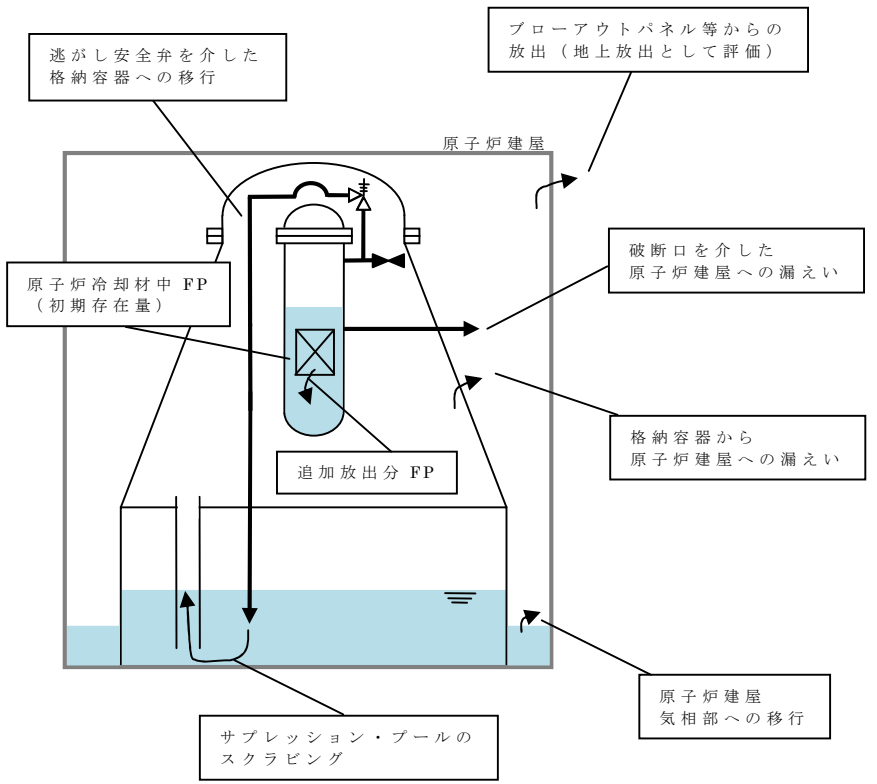
（※1Ci＝3.7×10^{10}Bq）

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」の敷地境界外線量評価の条件の差について

「ＬＯＣＡ時注水機能喪」では，格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量を評価しているのに対し,「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」（以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の敷地境界外の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて別第 10-1 表に,評価条件の差異について別第 10-2 表に示す。

別第 10-1 表　放出経路の違いについて

ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＩＳＬＯＣＡ
	

別第 10-2 表　評価条件の差異について（1／2）

項　目	主要解析条件		差異の理由
	ＬＯＣＡ時 注水機能喪失	ＩＳＬＯＣＡ	
原子炉運転日数（日）	2,000	2,000	－
追加放出量（Ｉ－131）（Bq）	2.2×10^{14}	3.7×10^{12}	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも，構造健全性評価を実施した結果，構造健全性が維持されることから，ＩＳＬＯＣＡの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度（Ｉ－131） （Bq／g）	4.6×10^{3}	1.5×10^{2}	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも，構造健全性評価を実施した結果，構造健全性が維持されることから，ＩＳＬＯＣＡの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
原子炉冷却材重量（t）	289	同左	－
原子炉冷却材浄化系流量 （g／s）	1.68×10^{4}	同左	－
主蒸気流量（g／s）	1.79×10^{6}	同左	－
原子炉冷却材浄化系の 除染係数	10	同左	－
主蒸気中への移行割合（ハロゲン） （%）	よう素：2 よう素以外：－	2	ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合（ハロゲン以外）（%）	－	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合（%）	無期よう素：96 有機よう素：4	無期よう素：96 有機よう素：4	－
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率（%）	100	無期よう素， ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	ＩＳＬＯＣＡでは，破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しているため，逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋への移行率分だけ 100%より小さくなる。 なお，無機よう素，ハロゲン等は保守的に原子炉建屋とサプレッション･チェンバともに100%移行するものとしている。
破断口から原子炉建屋への移行率 （%）	－	無期よう素， ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，核分裂生成物がサプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉圧力容器からドライウェルへ移行し，そのままドライウェルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して，保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	－
破断口から原子炉建屋へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合（%）	－	11	ＩＳＬＯＣＡでは，破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しており，原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合（%）	－	4	

別第 10-2 表　評価条件の差異について（2／2）

項　目		主要解析条件		差異の理由
		ＬＯＣＡ時 注水機能喪失	ＩＳＬＯＣＡ	
格納容器からの漏えい率 （％／d）		考慮しない	0.5	ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，格納容器から原子炉建屋に移行した放射性物質による実効線量の寄与割合が小さいため，考慮していない。
大気拡散条件	χ／Ｑ （s／m^3）	2.0×10^{-6} （排気筒放出）	2.9×10^{-5} （地上放出）	放出経路を考慮して，ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，耐圧強化ベント系による排気筒放出を考慮している。
	Ｄ／Ｑ （Gy／Bq）	8.1×10^{-20} （排気筒放出）	4.0×10^{-19} （地上放出）	

ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について

インターフェイスシステムＬＯＣＡ(以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。)時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，設計基準事故「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」（以下「ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）という。」）の解析結果を参考に評価項目である最高使用圧力の２倍（0.62MPa[gage]）及び200℃を下回るとしており，以下のとおり代表性を確認している。

(1)　格納容器内に蓄積する熱量について

格納容器内に蓄積する熱量（Q_{PCV}）は，崩壊熱（Q_d），格納容器内の液相部の初期熱量（Q_w）及び格納容器気相部の初期熱量（Q_g）の合計の熱量から残留熱除去系による格納容器からの除熱量（Q_{RHR}）及び格納容器外に流出する熱量（Q_e）を引いた熱量となる。熱移行の概要図を第１図に示す。

よって，ＩＳＬＯＣＡ及び原子炉冷却材喪失における格納容器内に蓄積する熱量Q_{PCV}は，それぞれ以下のとおり表される。

・ＩＳＬＯＣＡ：$Q_{PCV}=Q_d+Q_w+Q_g-Q_{RHR}-Q_e$

・ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）：$Q_{PCV}=Q_d+Q_w+Q_g-Q_{RHR}$

(2)　ＩＳＬＯＣＡとＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の熱量比較

ＩＳＬＯＣＡと原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）の解析条件等を比較することで，(1)で設定した各熱量の大小関係を比較し，ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の格納容器圧力及び雰囲気温度の評価が，ＩＳＬＯ

ＣＡの評価を包含することを示す。ＩＳＬＯＣＡと原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）の解析条件を第１表に示す。

【入熱量】

①　崩壊熱（Q_d）

原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）では，原子炉熱出力として105％出力を想定しており，また崩壊熱評価には保守的なＭａｙ－Ｗｉｔｔの式を使用していることから，Q_dはＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の方が大きくなる。

②　格納容器内の液相部及び気相部の初期熱量（Q_w及びQ_g）

ドライウェル雰囲気温度の初期条件はＩＳＬＯＣＡ及びＬＯＣＡ（ＤＢＡ）で同じである。サプレッション・プール水温度は原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）の方が若干高めの設定となっている。よって，Q_w及びQ_gの合計値はＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の方が若干大きくなる。

【除熱量】

③　格納容器外に流出する熱量（Q_e）

ＩＳＬＯＣＡ時に格納容器外に流出する熱量は，原子炉減圧操作を実施する事象発生の15分後までに格納容器外へ流出する冷却材量（50m^3：ＳＡＦＥＲ解析結果より）及び冷却材温度（288℃）から概算すると約60GJとなる。

④　残留熱除去系による格納容器からの除熱量（Q_{RHR}）

ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）では，事象発生の15分後から残留熱除去系による格納容器除熱に期待している。仮にＩＳＬＯＣＡでは格納容器除熱の開始がＬＯＣＡよりも10分遅れたとしても，その間の除熱量の減少は約 26GJ となる。（保守的に除熱量が大きくなるよ

うに，サプレッション・プール水温度 100℃における残留熱除去系の除熱量 43MW を想定）

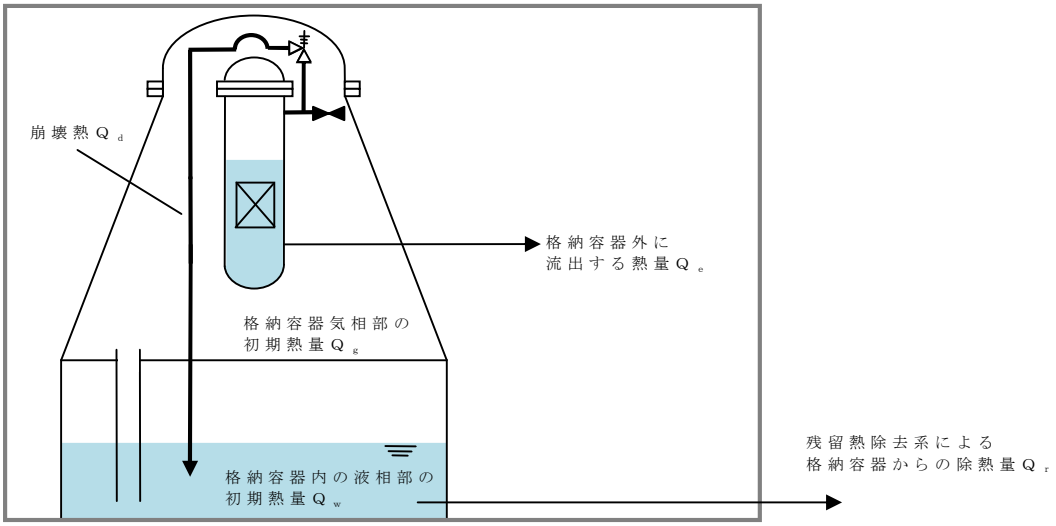
(3) まとめ

ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）における格納容器への入熱量はＩＳＬＯＣＡと比較して大きく，また除熱量については，仮にＩＳＬＯＣＡにおける残留熱除去系による格納容器除熱の開始がＬＯＣＡ（ＤＢＡ）で設定している 15 分から 10 分程度遅れた場合でも，ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器外に流出する熱量の方が大きくなる。

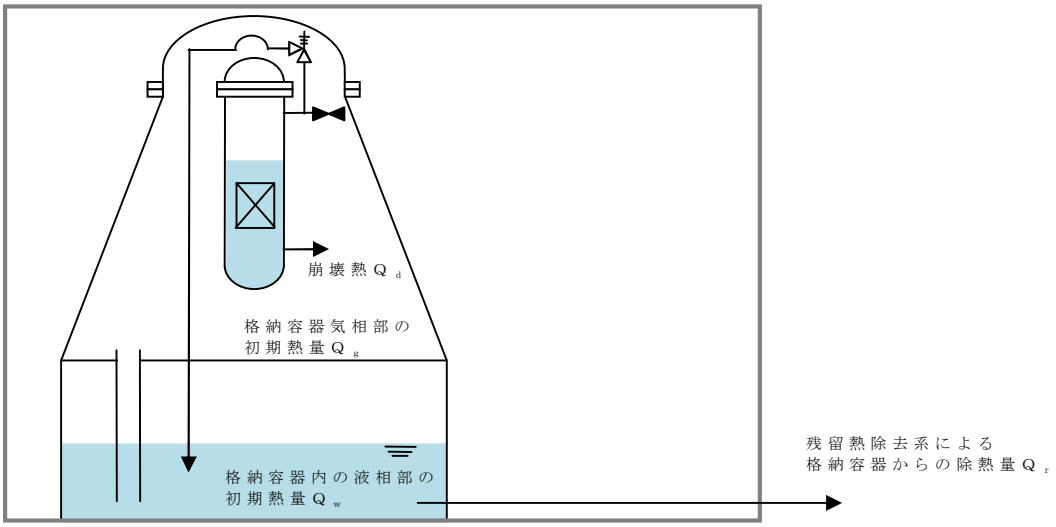
以上により，ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）における格納容器への熱負荷はＩＳＬＯＣＡより大きく，ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度はＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の評価結果に包含されるものと考えられる。

なお，ＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は破断流が液相流から二相流となるブローダウンエネルギが減少した時点で発生する。

【ＩＳＬＯＣＡ】



【「原子炉冷却材喪失」】



第１図　熱移行の概要図

第１表　ＩＳＬＯＣＡとＬＯＣＡ（ＤＢＡ）の解析条件の比較

項　　目		ＩＳＬＯＣＡ	ＬＯＣＡ
初期条件	原子炉熱出力	3,293MWt （100％）	3,440MWt （約 105％）
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI-ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	May-Witt の式
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 5kPa[gage] （0.05kg／cm^2g）
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	57℃
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	5,700m^3
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	通常運転水位
	サプレッション・プール 水温度	32℃	35℃
条操件作	格納容器除熱	－	事象発生 15 分後に 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による 格納容器除熱開始

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））

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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態　：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱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，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に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 事象発生の 5 時間後に現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離することで漏えいが停止し，逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 格納容器安定状態の確立について 残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，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，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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

第１表　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（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡でき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，沸騰遷移，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温度に比べて最大 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最大 50℃程度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ることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において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，有効性評価解析において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。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，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。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定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。

第 1 表　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（2／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	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，低圧炉心スプレイ系の注水開始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，炉心冷却が維持され，燃料被覆管が高温にならない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。	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，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは，燃料被覆管温度に対して，解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが，有効性評価解析では低圧炉心スプレイ系等の注水に伴うボイド率上昇による一時的な原子炉水位の低下を除き炉心の冠水は維持されるため，炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分や燃料被覆管が高温となり輻射等により構造材温度が上昇した場合に現れる LPCS 注水に伴う原子炉圧力低下の鈍化を考慮する必要がないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	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ト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。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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。	解析コードは，原子炉圧力変化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。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，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・代替注水系含む。）	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。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279～ 約 3,293MW （実績値）	定格熱出力を設定	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及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合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及び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 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格圧力を設定	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，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	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，解析条件で設定した通常運転水位から原子炉隔離時冷却系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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，解析条件で設定した通常運転水位から原子炉隔離時冷却系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm 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いことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料 （Ａ型）	装荷炉心ごと	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，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，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（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差はなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため，燃料被覆管温度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	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が，原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により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。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため，燃料からの発熱が小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m^3	約 9,300m^{3}以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池，高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源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 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	残留熱除去系Ｂ系の熱交換器フランジ部に約 21cm^{2}の破断面積を想定	－	残留熱除去系の構造健全性評価の結果，ＩＳＬＯＣＡにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続的に負荷され，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系Ｂ系の機能喪失	－	本重要事故シーケンスの前提条件として設定	－	－
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系の機能喪失	－	残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定	－	－
	外部電源	外部電源あり	－	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることから，運転員等操作に与える影響はない。	起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されるが，この場合でも初期の原子炉注水は原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動することにより確保されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低 （レベル３）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	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。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号	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。
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下 （レベル２）	原子炉水位異常低下 （レベル２）	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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t／h／個 （設計値）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお，本事故シーケンスにおいては，高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから，逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 （レベル２）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m^3／h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第２表　解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／4）

項　目		解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル１）信号にて自動起動 ・注水流量： 0～1,561m^3／h ・注水圧力： 0～1.99MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル１）信号にて自動起動 ・注水流量： 0～1,561m^3／h以上 ・注水圧力： 0～1.99MPa[dif]	設計値を設定 原子炉水位の観点で厳しい設定として，最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系（常設）	（2台） ・注水流量： 0～378 m^3／h ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	（2台） ・注水流量： 0～378m^3／h以上 ・注水圧力： 0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心の再冠水が早まることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／2）

項　目		解析上の操作開始条件	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（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	事象発生から15分後	運転手順に基づき，ISLOCAの発生を確認し，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に，低圧で注水可能な系統の起動後に実施することから，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 ISLOCAは定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり，隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため，ISLOCA発生の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，ISLOCA発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定しており，十分な余裕時間を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗）及び残留熱除去系レグシールポンプの停止操作として2分，低圧炉心スプレイ系の起動操作として2分並びに逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として1分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として5分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【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であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間が早まる可能性があり，この場合，原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，操作が遅れた場合でも，原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により，炉心の冠水状態は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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 解析上においては，起因事象のISLOCA及び給水流量の全喪失の発生から残留熱除去系の注入弁の閉止操作，残留熱除去系レグシールポンプの停止，低圧炉心スプレイ系の起動及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作まで15分としているところ，訓練実績は約12分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表　操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／2）

項　目		解析上の操作開始条件	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	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から5時間後	余裕時間を確認する観点で事象発生5時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定	【認知】 ISLOCAは定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり,隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため，ISLOCA発生の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，ISLOCA発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定しており，十分な余裕時間を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【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。現場運転員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 現場における破損系統の注入弁の閉止操作として移動及び余裕時間を含め115分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 当該操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人及び補助要員2人の4人で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間が早まる可能性があるが，閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって，炉心は冠水維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって，炉心は冠水維持されることから，操作時間余裕は十分に確保される。	現場における破損系統の注入弁の閉止操作は，移動も含め所要時間を115分想定としているところ，訓練実績等では約108分。想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 17 分後，原子炉水位低（レベル３）設定点を維持するよう代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

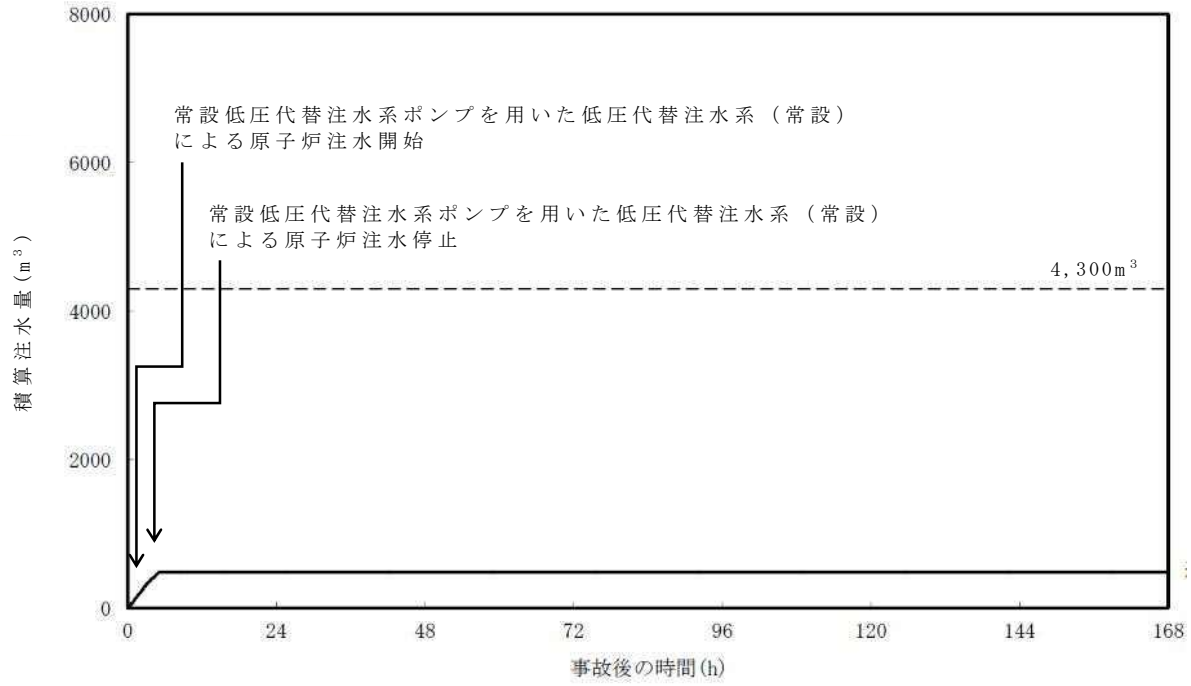
破断箇所の隔離操作が完了した事象発生約 5 時間 1 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間から低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 490m^3 である。



第１図　外部水源による積算注水量

（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 490m³必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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

（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

事象: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。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2 台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2 台(運転台数) ＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		

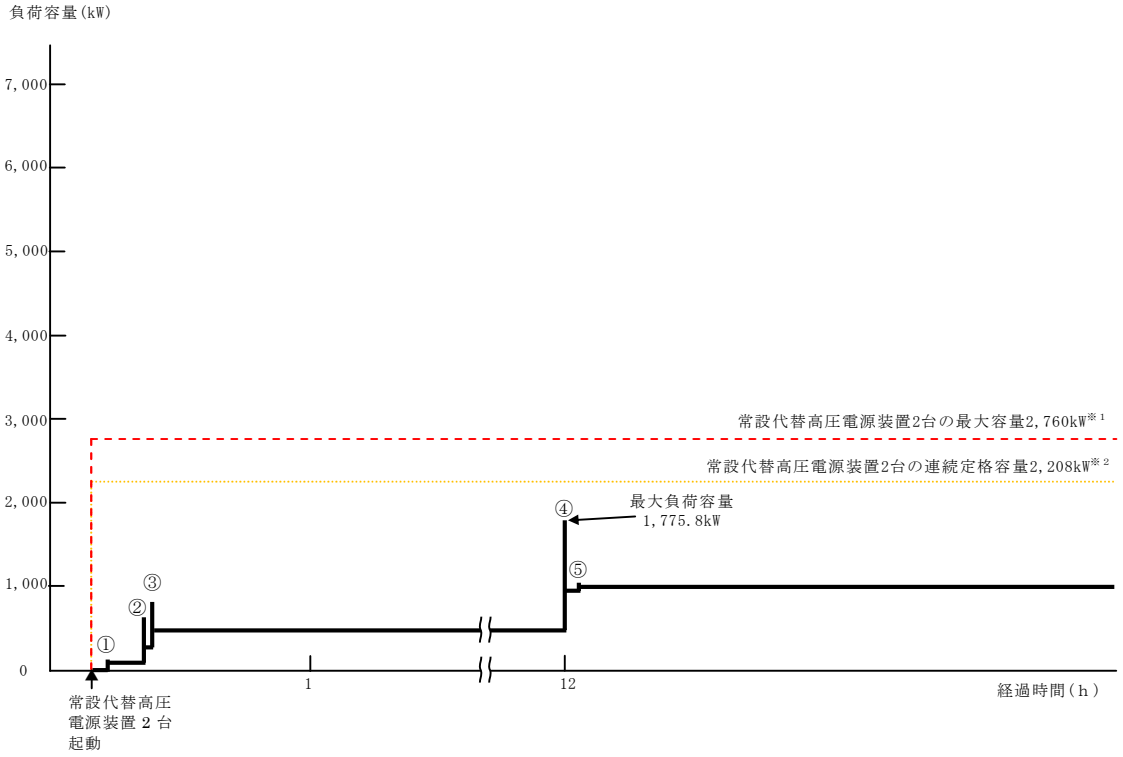
※１：事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
※２：事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。
※３：緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	1,775.8	959.6
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

2.8　津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，津波ＰＲＡによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

2.8.1　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「津波浸水による注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」，②「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功)」，③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」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「津波浸水による注水機能喪失」は，基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われる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，重大事故等対処設備の有効性評価としては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，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，原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能），残留熱除去系，所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備），低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），緊急用海水系，常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

（添付資料 2.8.1，2.8.2）

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残

留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に，対策の概略系統図を第 2.8-2 図に，対応手順の概要を第 2.8-3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.8-1 表に示す。

（添付資料 2.8.1，2.8.3）

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，必要な要員は初動対応要員 24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.8-4 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

外部電源が喪失している場合は，津波による非常用ディーゼル発電機

海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域)，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

d．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ/Ｗ，Ｓ/Ｃ）である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

ｉ．タンクローリによる燃料補給操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所においてタンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

ｊ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｋ．可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

津波により崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｌ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高

圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C　２C（２D）電圧である。

o．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

p．使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.8.2　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においては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち，想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して，「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象，適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，本重要事故シーケンスと同様になる。原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」となることから，「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」における重大事故等対策である高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備についても津波防護対

象とすることで対策の有効性が確認される。また，逃がし安全弁１弁の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」となることから，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」での操作所要時間内に完了することを確認することで対策の有効性が確認される。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｂ．重大事故等対策に関連する操作条件

(a)　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 25 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については，残留熱除

去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様となる。「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」及び本重要事故シーケンスでは，非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系による格納容器除熱を実施するが，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最大となるのは 24 時間以前であることから，緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最大値は同じとなり，評価項目を満足する。また，緊急用海水系を用いた場合，残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが，同じく緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の 13 時間後において，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施した場合でも，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を有していることを確認していることから，緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さい。

以上により，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。

2.8.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

緊急用海水系の不確かさの影響については，「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

2.8.4　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「津波浸水による注水機能喪失」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 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「津波浸水による注水機能喪失」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，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m^{3}必要となる。

水源として，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.8.4）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後から

の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.8.5）

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,423kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料 2.8.6）

2.8.5　結　論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では，敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで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「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，敷地に遡上する津波への防護対

策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，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，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による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「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について，有効性評価を実施した。

上記は「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様であり，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並びに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，安定状態を維持することができる。

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上により，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による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「津波浸水による注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・津波による非常用ディーゼル発電機海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・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）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認し，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することで，原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	可搬型代替注水大型ポンプ	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

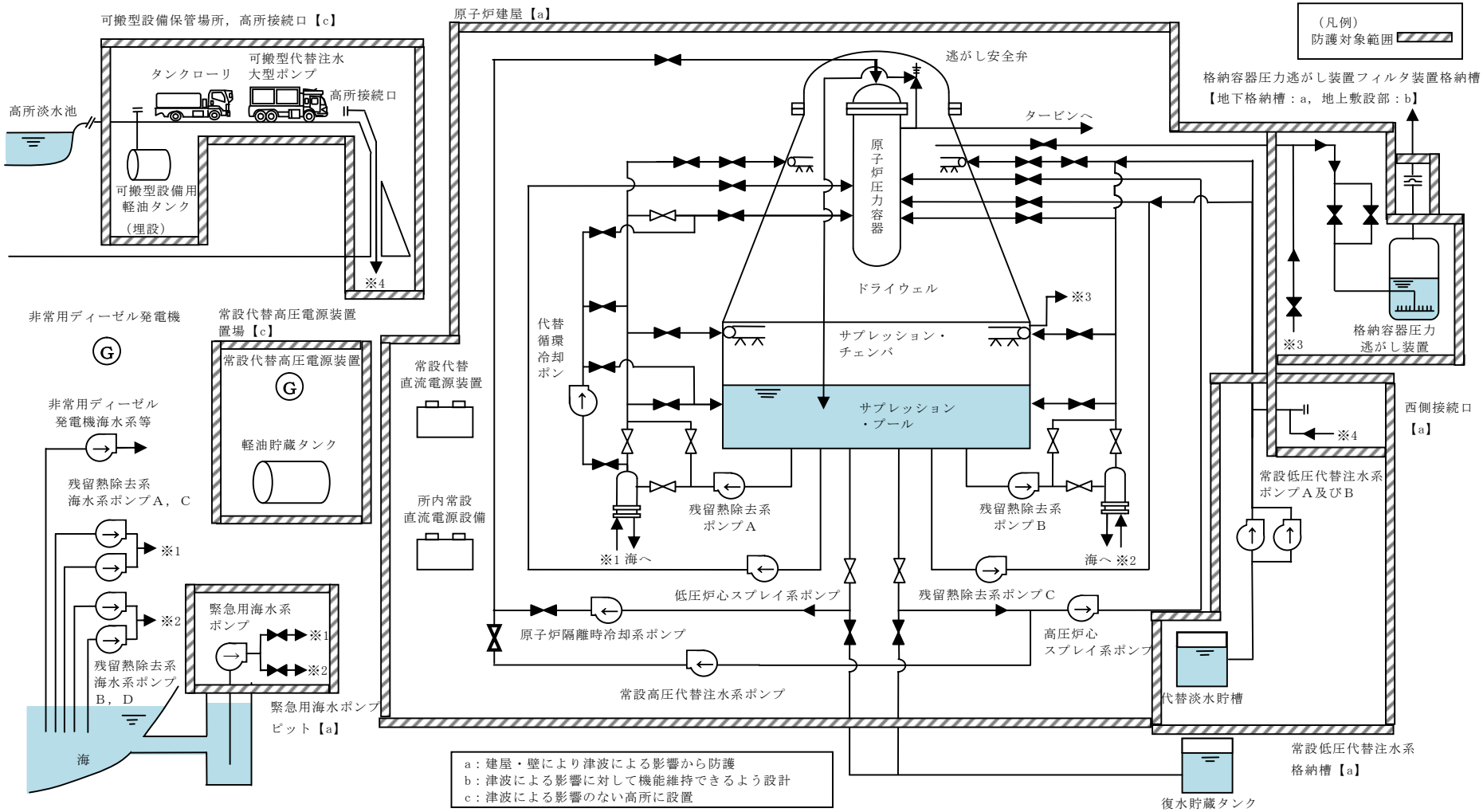
第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位

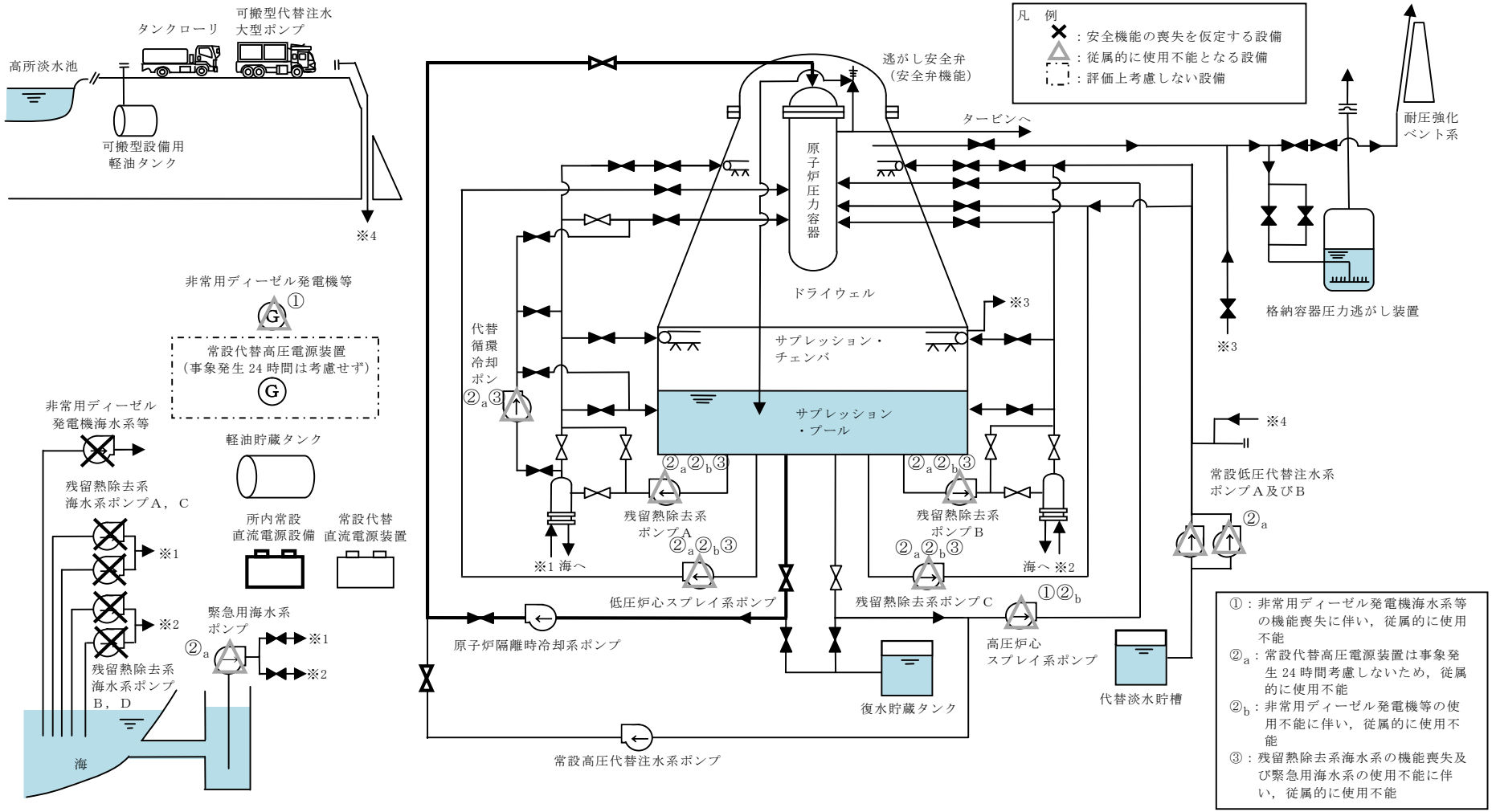
第 2.8-1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ又は２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，緊急用海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

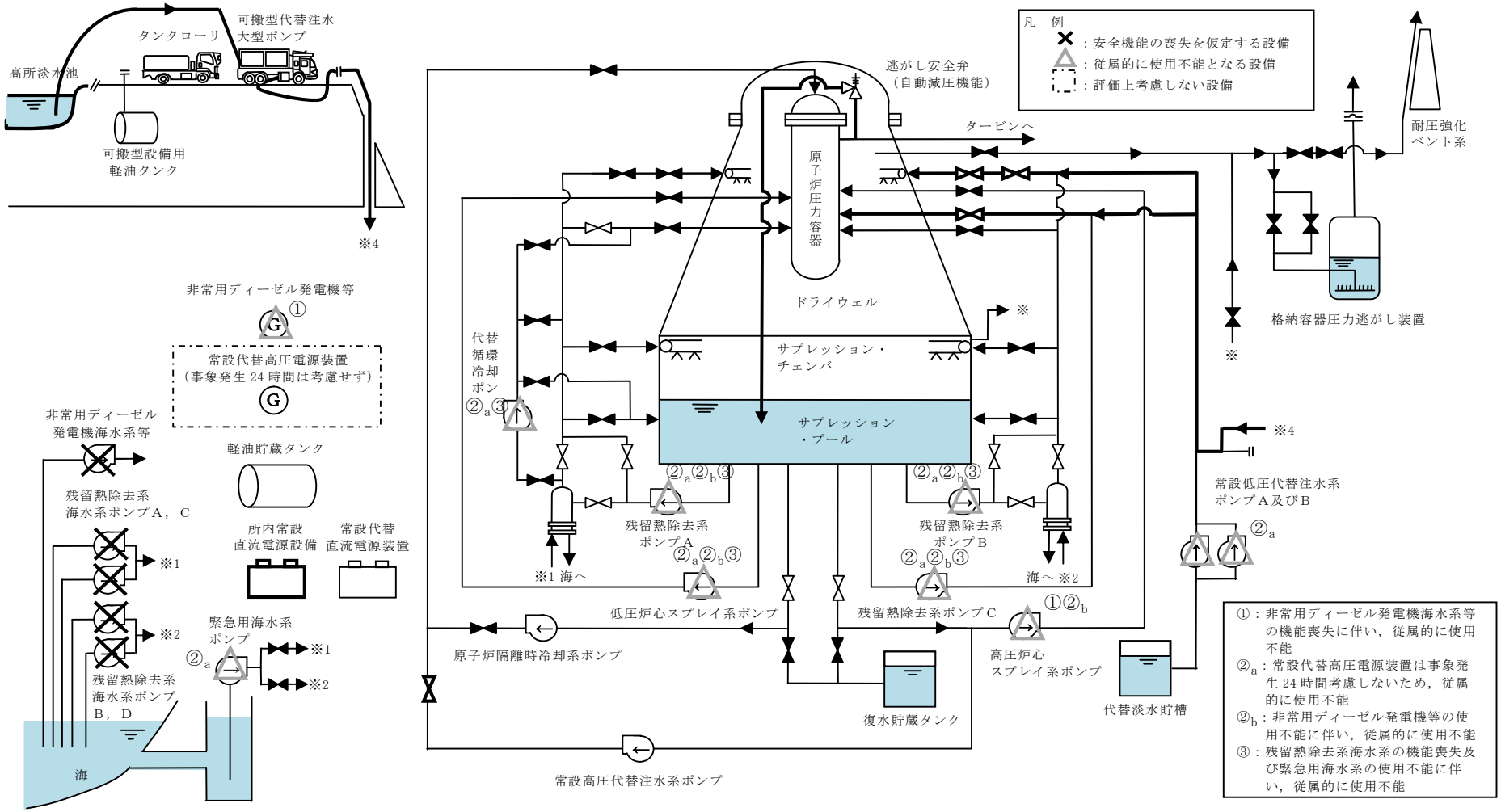
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　：有効性評価上考慮しない操作



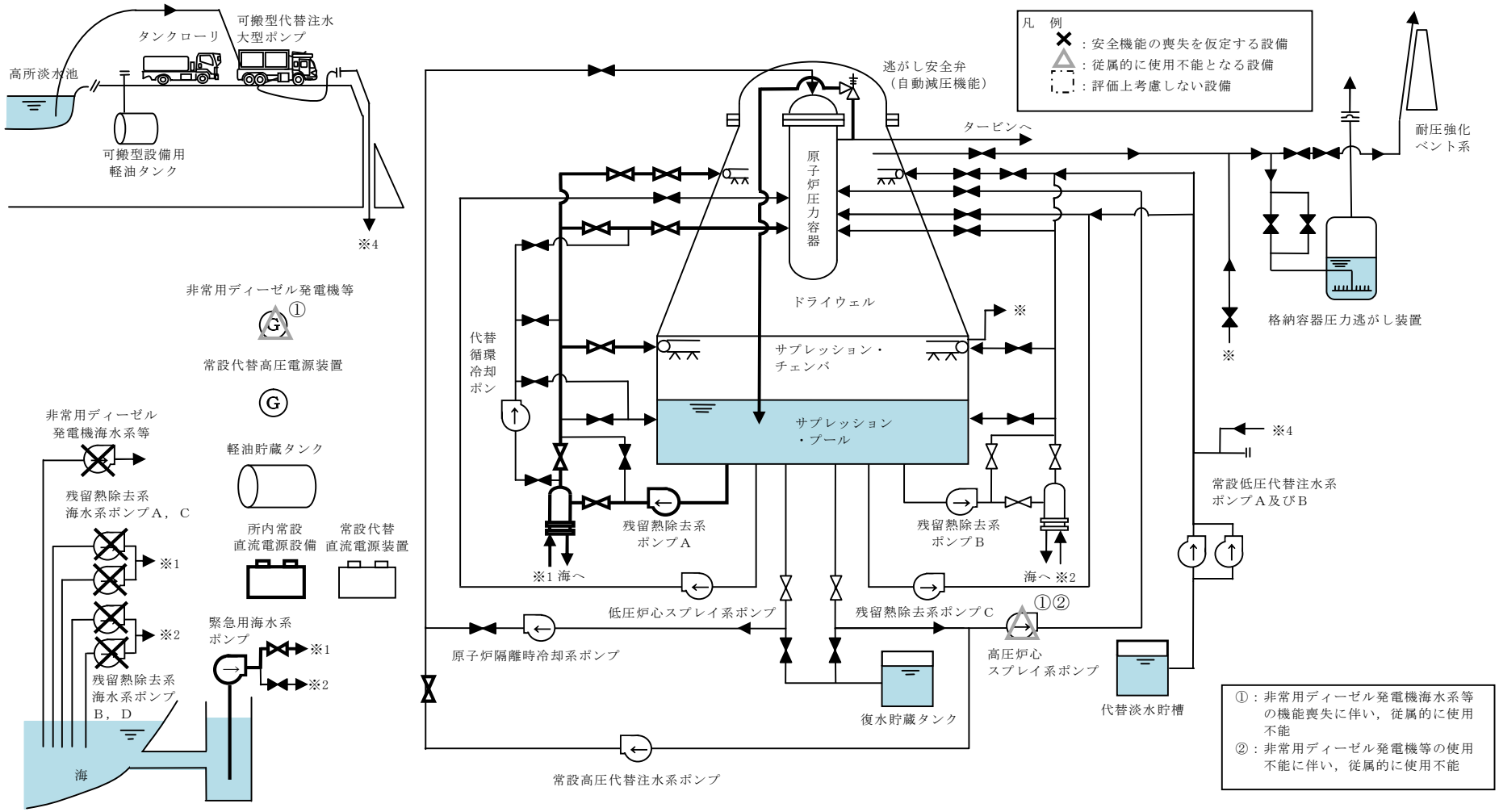
第 2.8-1 図　敷地に遡上する津波への防護対策概要



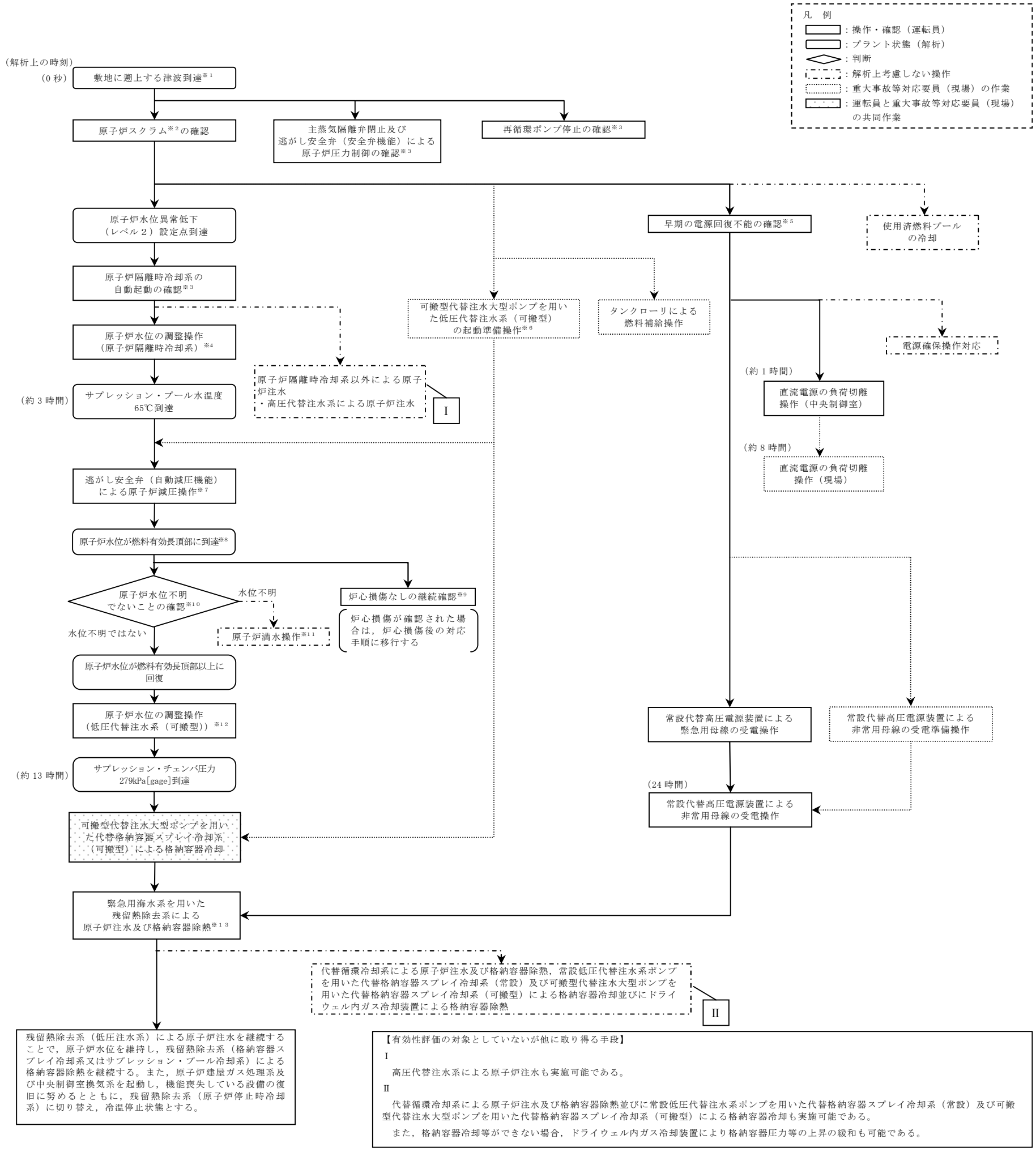
第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.8-2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階）



※１：敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
※７：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下により判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 2.8-3 図　津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

津波浸水による注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備 考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽敷地内への津波浸水発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量の全喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	外部電源がない場合に実施する
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等	160 分	水源を代替淡水貯槽としている事故シーケンスは，所要時間が170分であるが，本事故シーケンスでは水源を高所淡水池としていることから所要時間は160分となる
	－	3人 C，D，E		3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	

第 2.8-4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽約3時間　可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作完了 ▽8時間　直流電源の負荷切離操作（現場） ▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間25分　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱開始	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等	160 分	
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C,D,E	3人 m,n,o	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用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
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	50 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35 分	外部電源がない場合に実施する
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	75 分	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【1人】 m,n,o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	外部電源がない場合に実施する
				●非常用母線の受電	5 分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	15人　a～o 及び招集6人			

第 2.8-4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，津波ＰＲＡによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから,「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

上記を踏まえ，東海第二発電所において想定する津波高さと，それらで想定する事故等は，第 1 表のとおり整理している。

第 1 表　津波高さと事故等の関係

防潮堤前面での津波高さ	想定する事故等
～ T.P.＋17.1m　：基準津波	・設計基準事象
～ T.P.＋20.0m　：防潮堤高さ	－（設計基準事象と同様）
～ T.P.＋24.0m　：防潮堤耐力	・重大事故等 （事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」）
T.P.＋24.0m ～	・大規模損壊（防潮堤損傷）

以下に,第 1 表に示した想定する事故等のうち,事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，想定する津波高さ，敷地浸水状況及び対応する防護対策の概要について示す。

1.　津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いについて

(1)　津波ＰＲＡ

津波ＰＲＡの評価結果を第2表に示す。また，津波ＰＲＡの評価に用いた津波ハザード曲線を第1図に示す。

津波ＰＲＡでは，防潮堤高さ（T.P.＋20m）を超える津波高さを評価対象としており，津波区分１（津波高さT.P.＋20m～T.P.＋22m）については，津波により非常用海水ポンプ※が機能喪失するため，最終ヒートシンク喪失が発生する。なお，本津波区分では，起動変圧器及び予備変圧器は津波による影響を受けないため，津波により外部電源は喪失しない。

津波区分２（津波高さT.P.＋22m～T.P.＋24m）については，津波により非常用海水ポンプが機能喪失することに加え，敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL.＋8.2mまで到達するため，原子炉建屋内への浸水が発生し，複数の緩和機能が喪失する。

津波区分３（津波高さT.P.＋24m～）については，防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水するため，直接炉心損傷に至る事故シーケンスとしている。

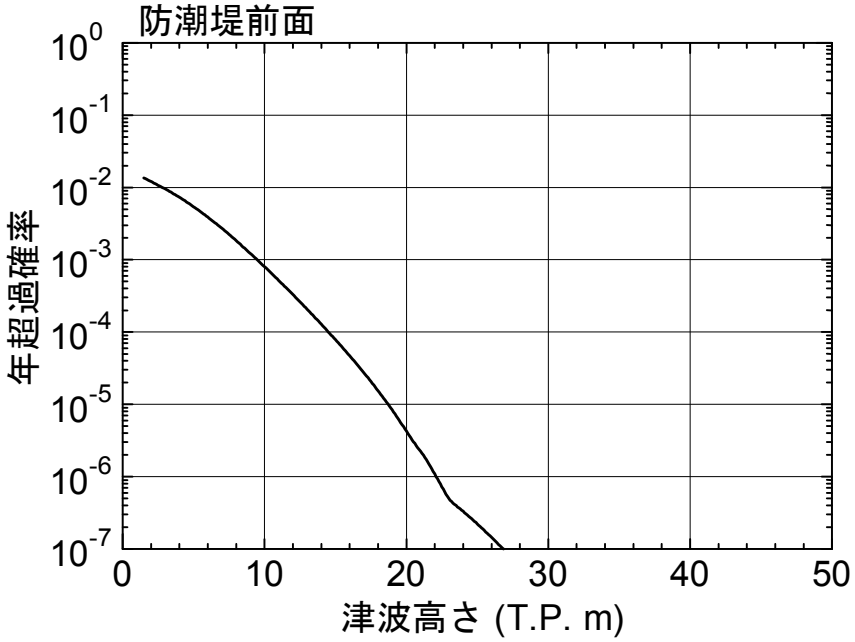
※：残留熱除去系海水ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ，
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

第2表　津波ＰＲＡの評価結果

津波区分（津波高さ）	事故シーケンス	ＣＤＦ（／炉年）	寄与割合※1	事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」	事故シーケンスの取扱い
津波区分１（T.P.＋20m～T.P.＋22m）	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	3.2E-06	4.2%		「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」との従属性を考慮※2
	最終ヒートシンク喪失＋高圧注水機能喪失	1.1E-08	<0.1%		「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」との従属性を考慮※2
	最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-08	<0.1%		「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」との従属性を考慮※2
津波区分２（T.P.＋22m～T.P.＋24m）	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7.6E-07	1.0%		重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」との従属性を考慮※2
津波区分３（T.P.＋24m～）	防潮堤損傷	3.3E-07	0.4%	大規模損壊対策による対応に含まれる	
合計		4.3E-06	5.7%		

※1：津波ＰＲＡの炉心損傷頻度（ＣＤＦ）に加えて，内部事象ＰＲＡのＣＤＦ，地震ＰＲＡのＣＤＦを含めた全ＣＤＦ（7.5E-05／炉年）に対する寄与割合

※2：津波ＰＲＡより抽出される事故シーケンスに対して，「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，外部電源喪失の重畳を想定



第１図　津波ハザード曲線(防潮堤前面)

(2)　事故シーケンス選定での取扱い

津波ＰＲＡより抽出される事故シーケンスのうち，津波区分３に分類される「防潮堤損傷」の事故シーケンスについては，内部事象ＰＲＡ及び地震ＰＲＡの評価結果を含めた全炉心損傷頻度（7.5E-05／炉年）に対する寄与割合が0.4％と小さいこと，及び防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することは困難であることから，新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し，大規模損壊対策による対応に含まれるものとして整理している。

津波区分１及び津波区分２に分類される「防潮堤損傷」以外の事故シーケンスについては，全炉心損傷頻度に対する寄与割合が5.3％と有意であること，及び防潮堤の健全性が維持され津波による影響の程度が特定できることから，「津波浸水による注水機能喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し，想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定している。

2.　有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況について

(1)　敷地に遡上する津波高さの想定

有効性評価において想定する津波については，重要事故シーケンスとして選定した「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さである，防潮堤位置においてT.P.＋24m※1※2の津波を想定する。

※１　T.P.はTokyo Peilの略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示し，津波高さ（T.P.＋24m）は，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

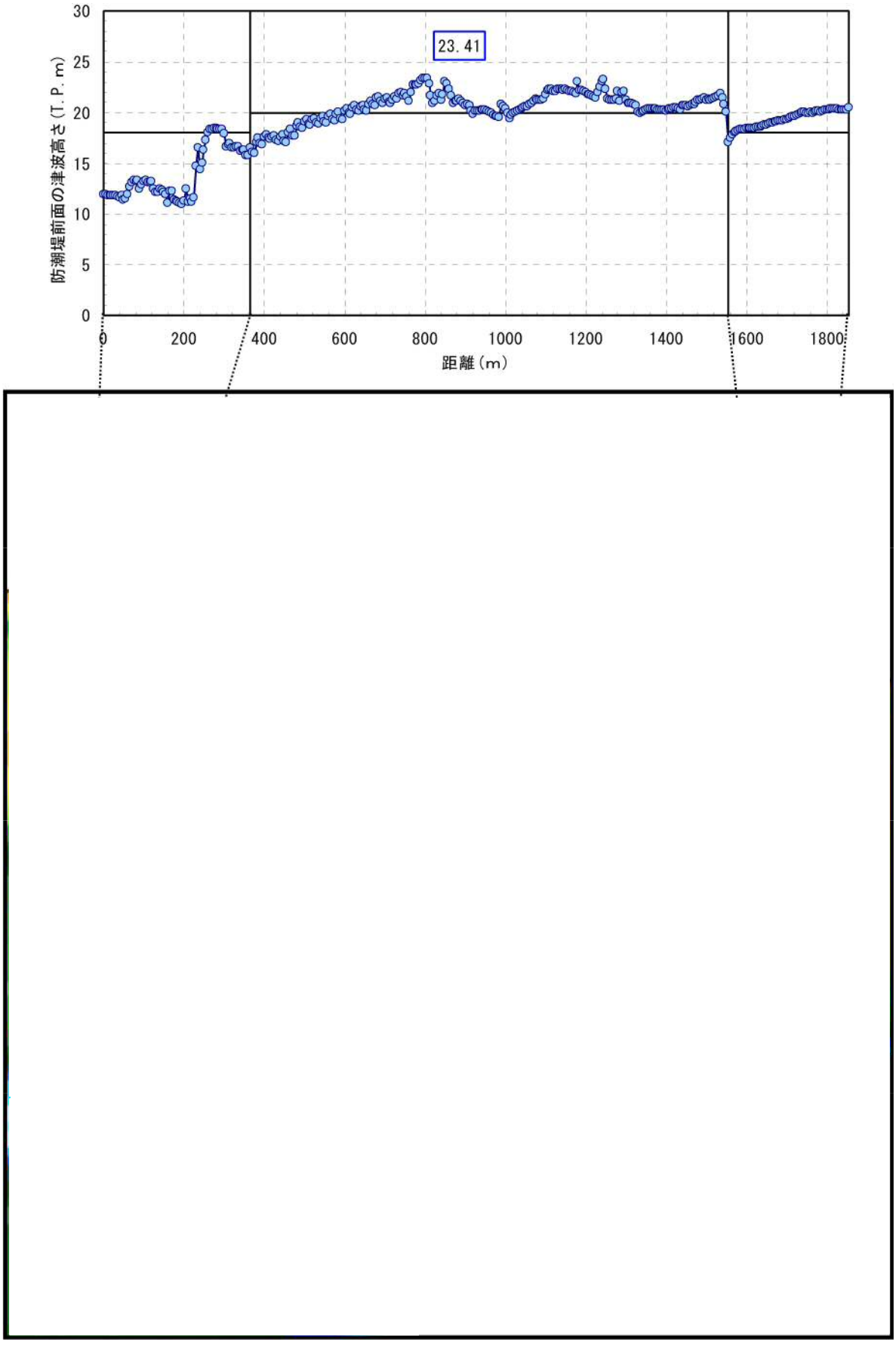
※２　防潮堤耐力である津波高さを設定しており，津波の年超過確率は，確率論的津波ハザードの評価結果から，約3×10^{-7}／炉年に相当する。

(2)　敷地内浸水評価

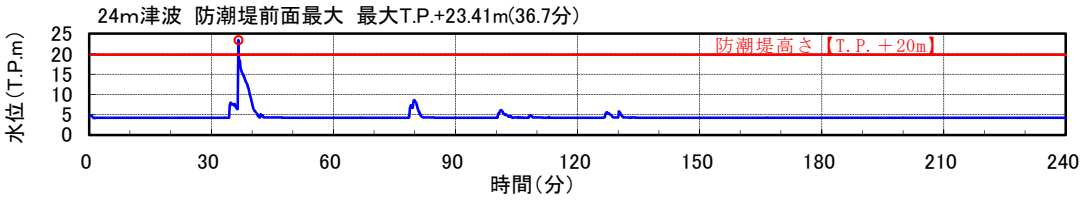
第 2 図に敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布，第 3 図に防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形，第 4 図に各施設の浸水深の時刻歴波形を示す。なお，津波高さの設定に当たっては，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）が T.P.＋24m となるように，基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定している。

敷地内浸水評価の結果，敷地に遡上する津波時の影響としては，以下の特徴がある。

・ 敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり，T.P.＋8m の敷地は浸水するが，T.P.＋11m 以上の敷地への浸水は確認されない。（第 2 図）
・ 防潮堤の越流による敷地内への流入は限定的である。（第 3 図）
・ T.P.＋8m に位置する施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「Ｄ／Ｃ」という。）前面を除き，概ね 0.4ｍである。（第 4 図）

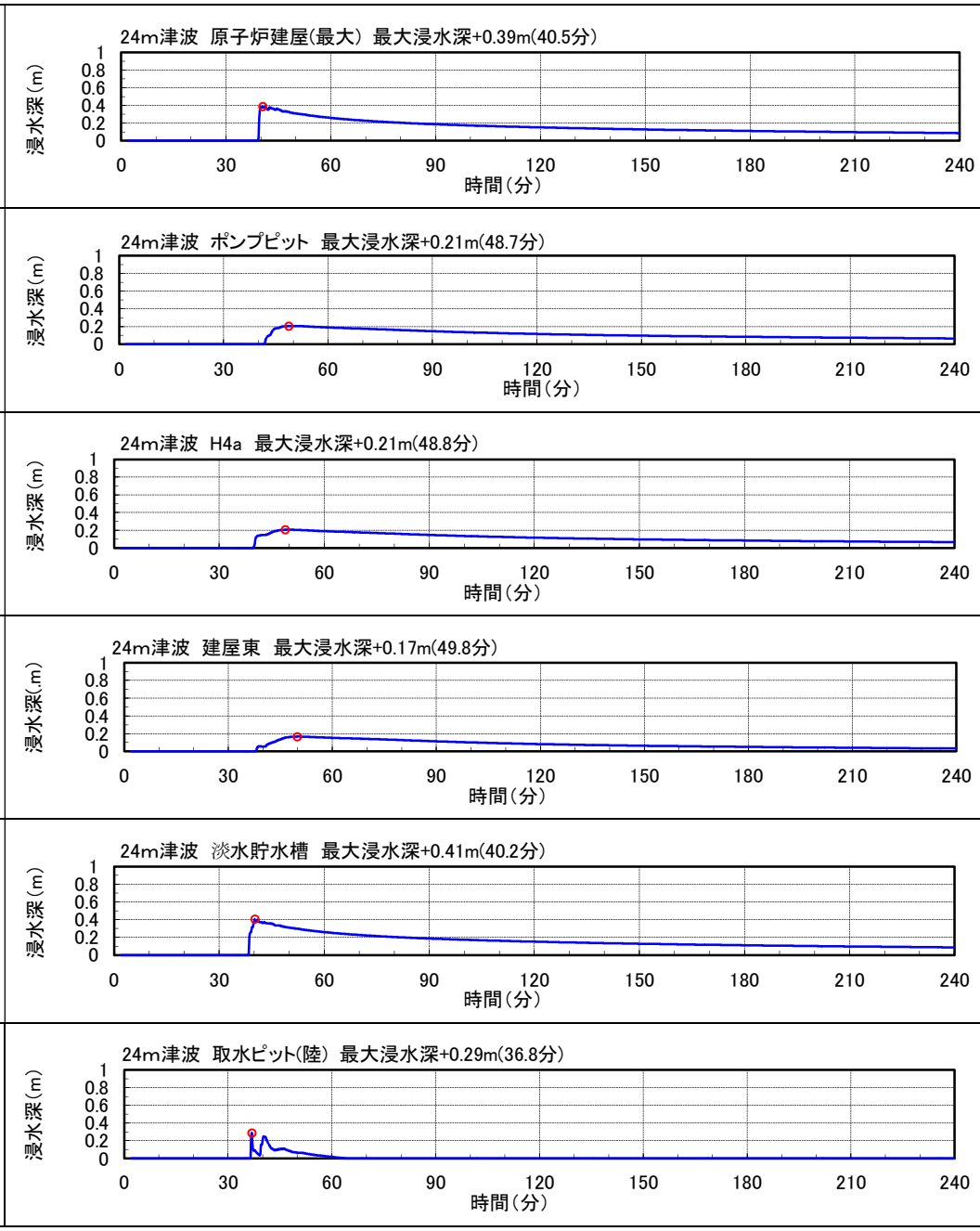


第２図　敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布

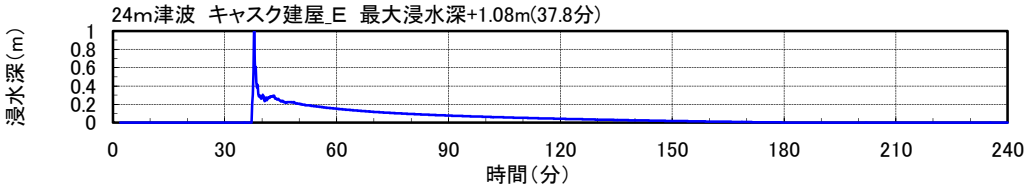
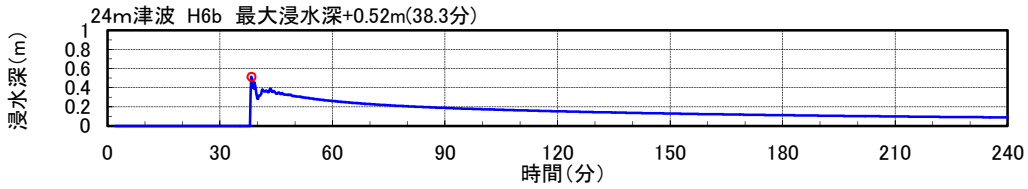
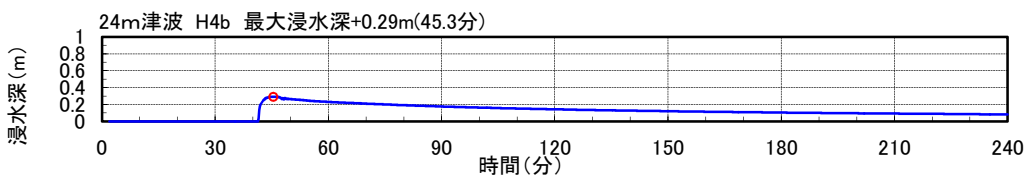


第３図　防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形

浸水深



第４図　各施設の浸水深の時刻歴波形（1/2）

浸水深	
⑦D／C前面	
⑧緊急時対策室建屋西	
⑨原子炉建屋西	

第 4 図　各施設の浸水深の時刻歴波形（2/2）

3.　敷地に遡上する津波に対する防護対策について

(1)　敷地に遡上する津波に対する施設防護

敷地に遡上する津波への防護対策の概要を第5図に示す。

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で，以下の対策を実施する。

ａ．建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては，これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

①　原子炉建屋

②　緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）

③　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）

④　常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）

⑤　西側接続口（地下格納槽）

ｂ．建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（ＳＡ用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

⑥　緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）

⑦　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置地上敷設部（出口配管）

⑧　東側接続口

⑨　ＳＡ用海水ピット取水塔

ｃ．高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設･設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対象】

⑩　緊急時対策所

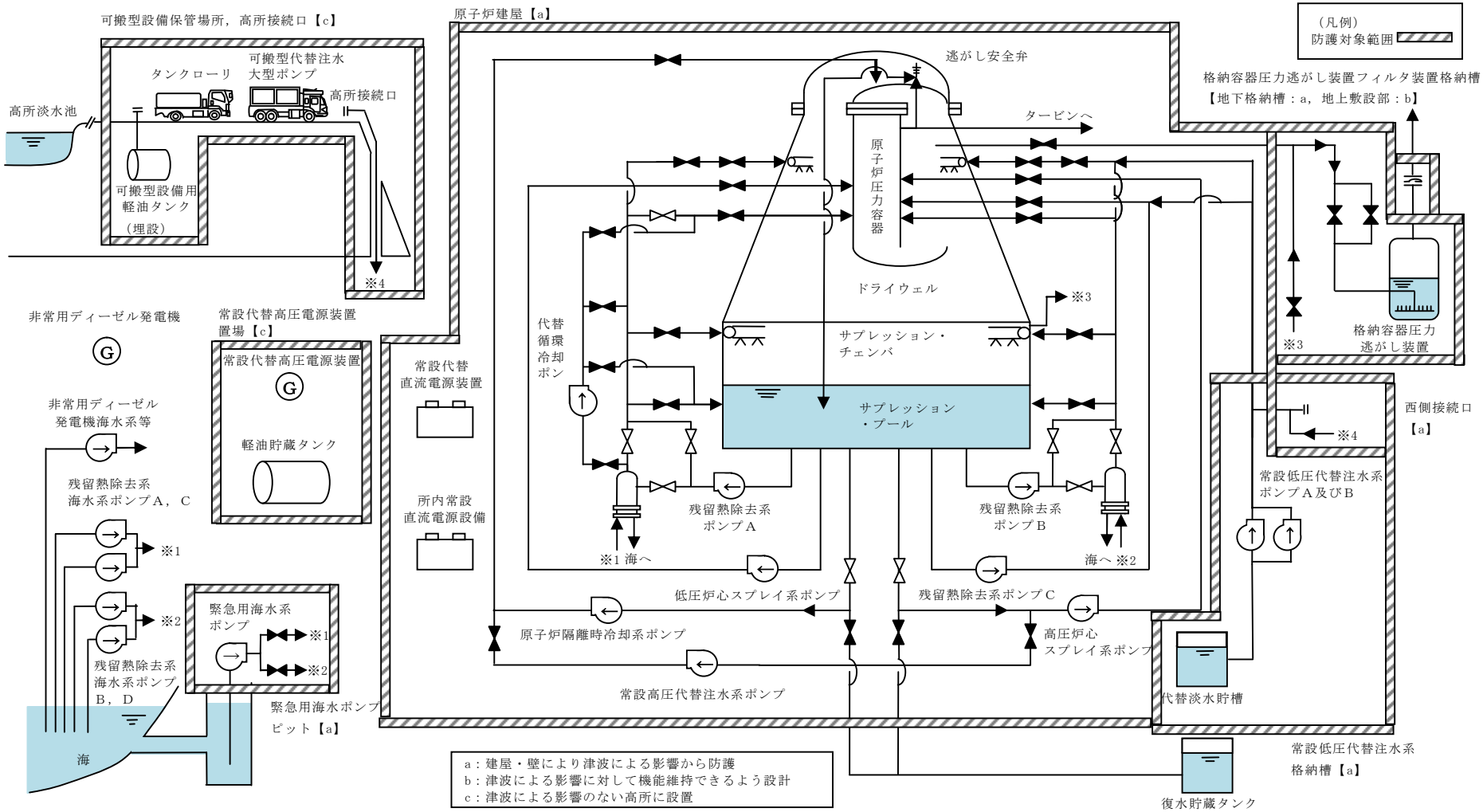
⑪　常設代替高圧電源装置置場

⑫　軽油貯蔵タンク（地下式）

⑬　可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑭　高所接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。



第５図　敷地に遡上する津波への防護対策概要

(2)　敷地に遡上する津波に対するアクセスルートの設定

2.の評価結果より，敷地に遡上する津波による敷地内浸水量は少ないことから，津波が引いた後に T.P.＋8m 盤に位置する接続口（東側接続口，西側接続口（地下格納槽））へのアクセスルートの復旧を行うことにより，事故対応が可能であると考えるが，津波の浸水範囲における復旧作業には不確かさがあることを考慮し，以下の処置を講ずることにより，敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを設定する。

①　淡水源の高所設置

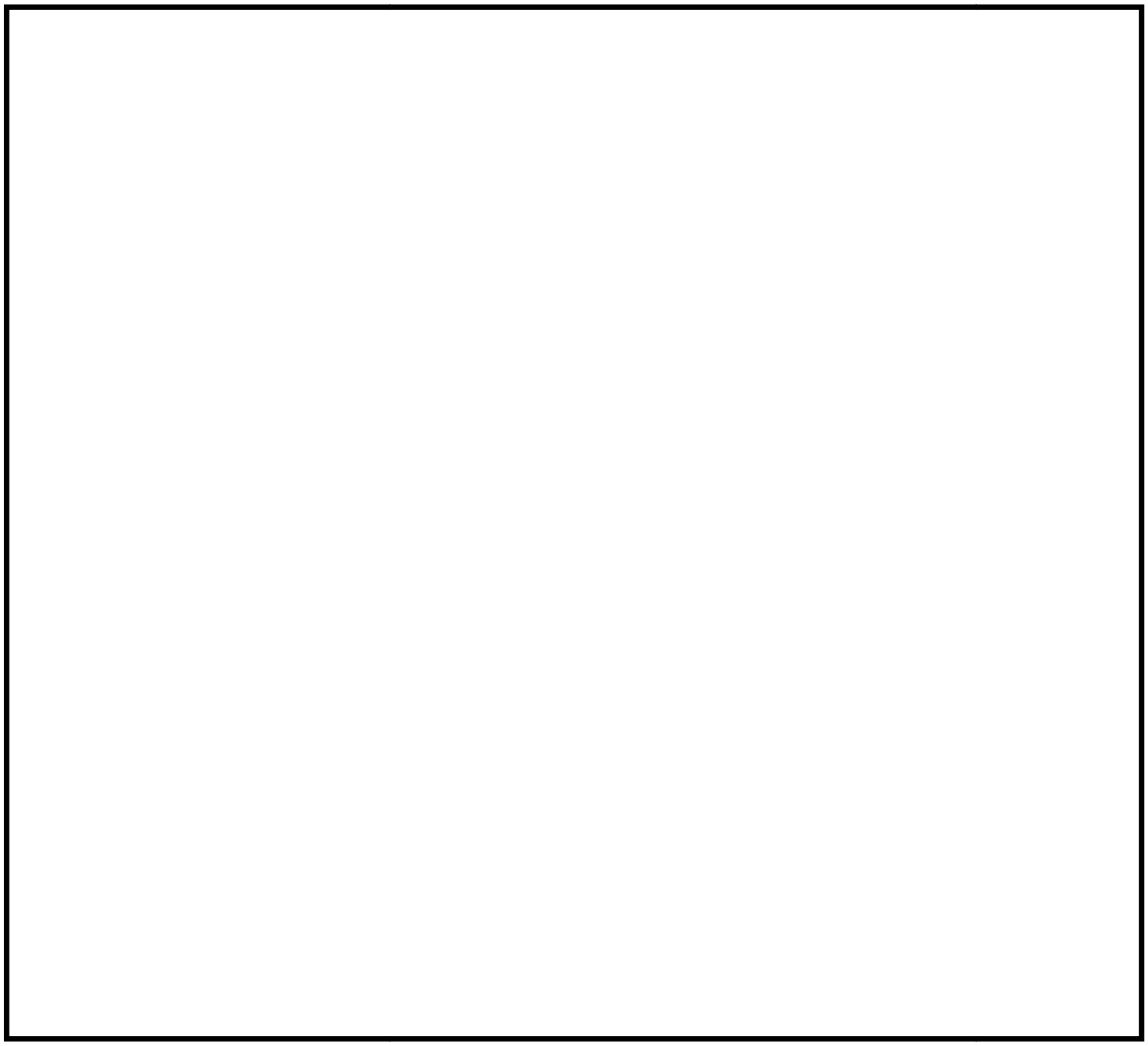
代替淡水源（措置）の 1 箇所を，敷地に遡上する津波の影響を受けない発電所西側造成エリアの高所（T.P.＋23m）に設置

②　淡水系接続口の高所設置

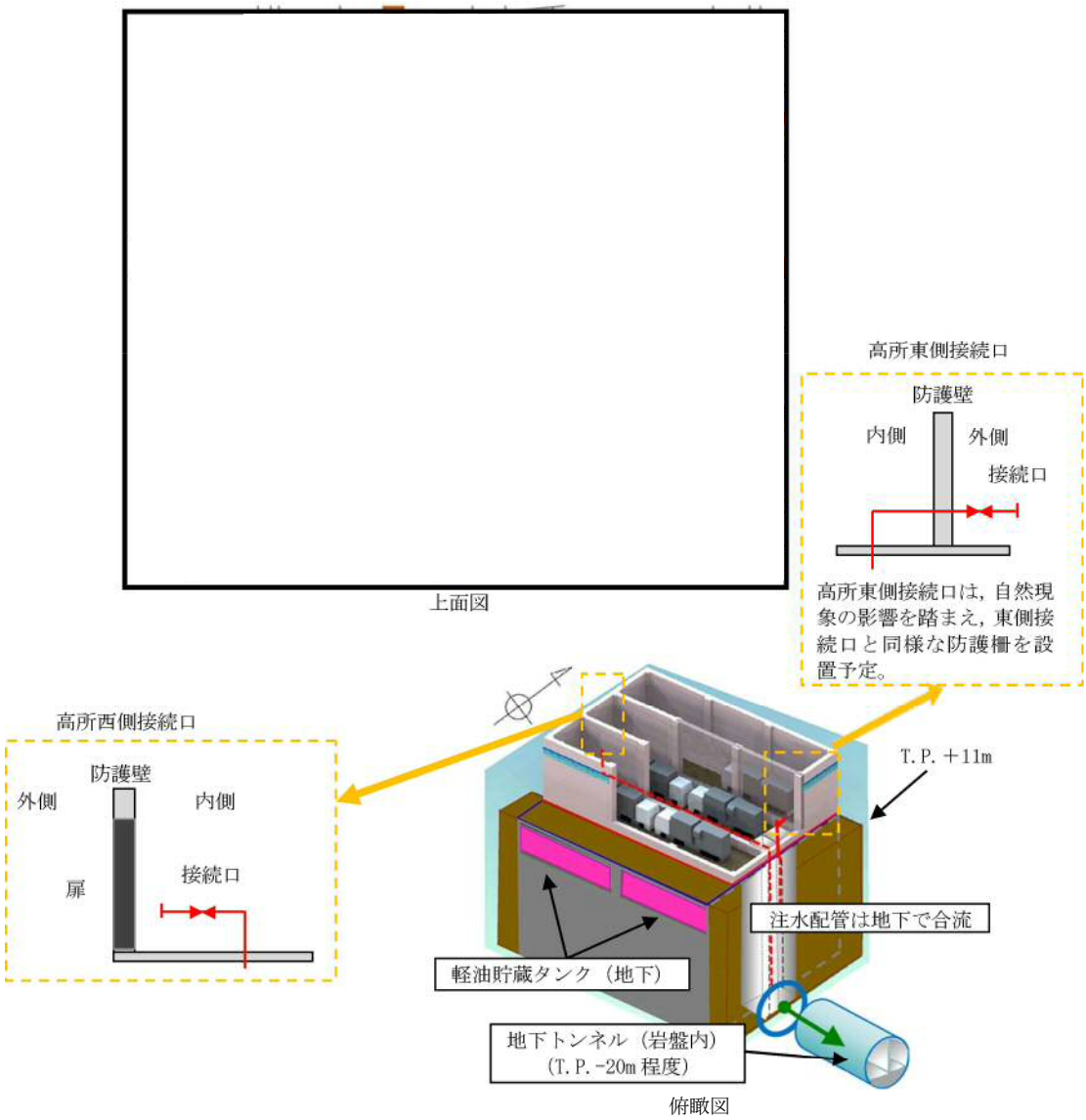
可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を，敷地に遡上する津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置付近（T.P.＋11m）に設置

本接続口は，共通要因によって接続することができなくなることを防止するため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に 2 箇所設置

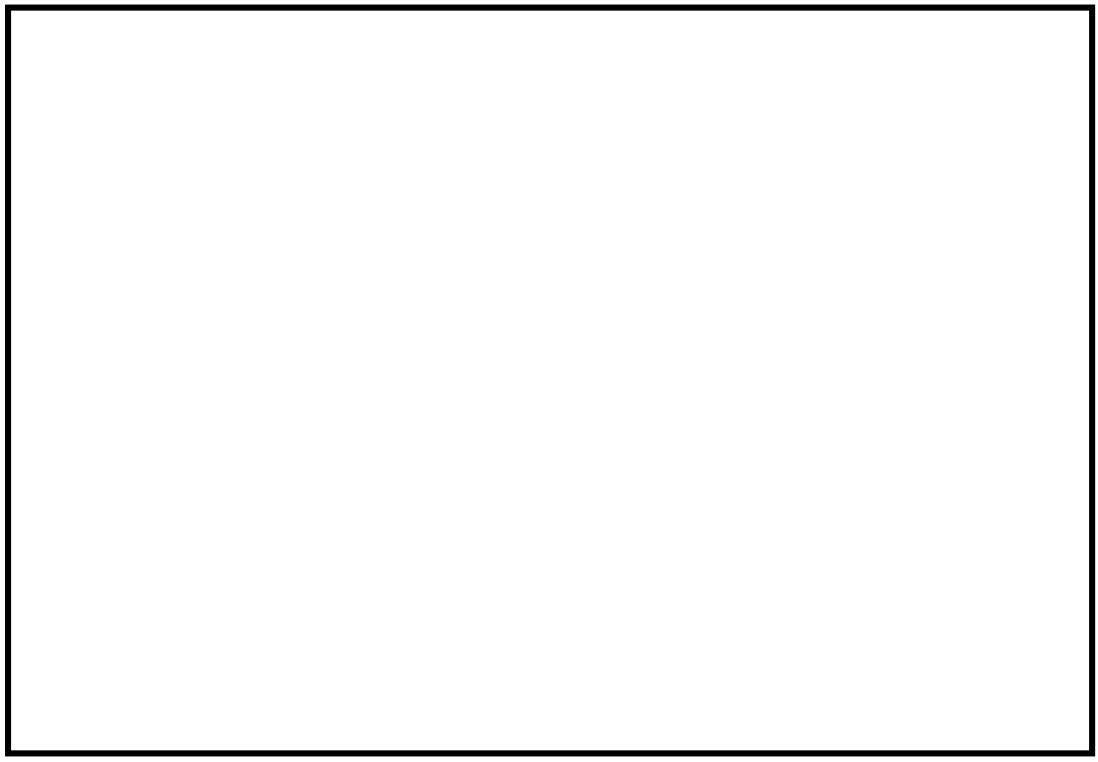
上記の処置について第 6 図及び第 7 図に示す。また，設定した敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートについて第 8 図に示す。



第 6 図　敷地に遡上する津波に対する対応概要図



第 7 図　高所接続口の構造



※　今後の検討結果等により変更となる可能性がある

	作業名	アクセスルート復旧時間 ①	作業時間 ②	有効性評価想定時間	評価結果 ① ＋ ②	
敷地遡上津波時	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～高所淡水池～高所接続口（西側））	0 分※1	160 分※2	3 時間※3	160 分※4	○

※1：地震及び敷地遡上津波の影響を受けないことから復旧時間は考慮不要

※2：評価ルートにおいて可搬型代替注水大型ポンプを使用する作業時間で考慮する項目は以下のとおり

・出動準備時間（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
・保管場所から水源までの移動時間
・水中ポンプ設置時間
・ホース敷設及び接続時間
・事務本館から緊急時対策所までの徒歩時間及び状況把握時間

※3：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」における事故シーケンスのうち「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」について，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」での操作所要時間内に完了することを確認する

※4：高所接続口（東側）を使用する場合は 170 分

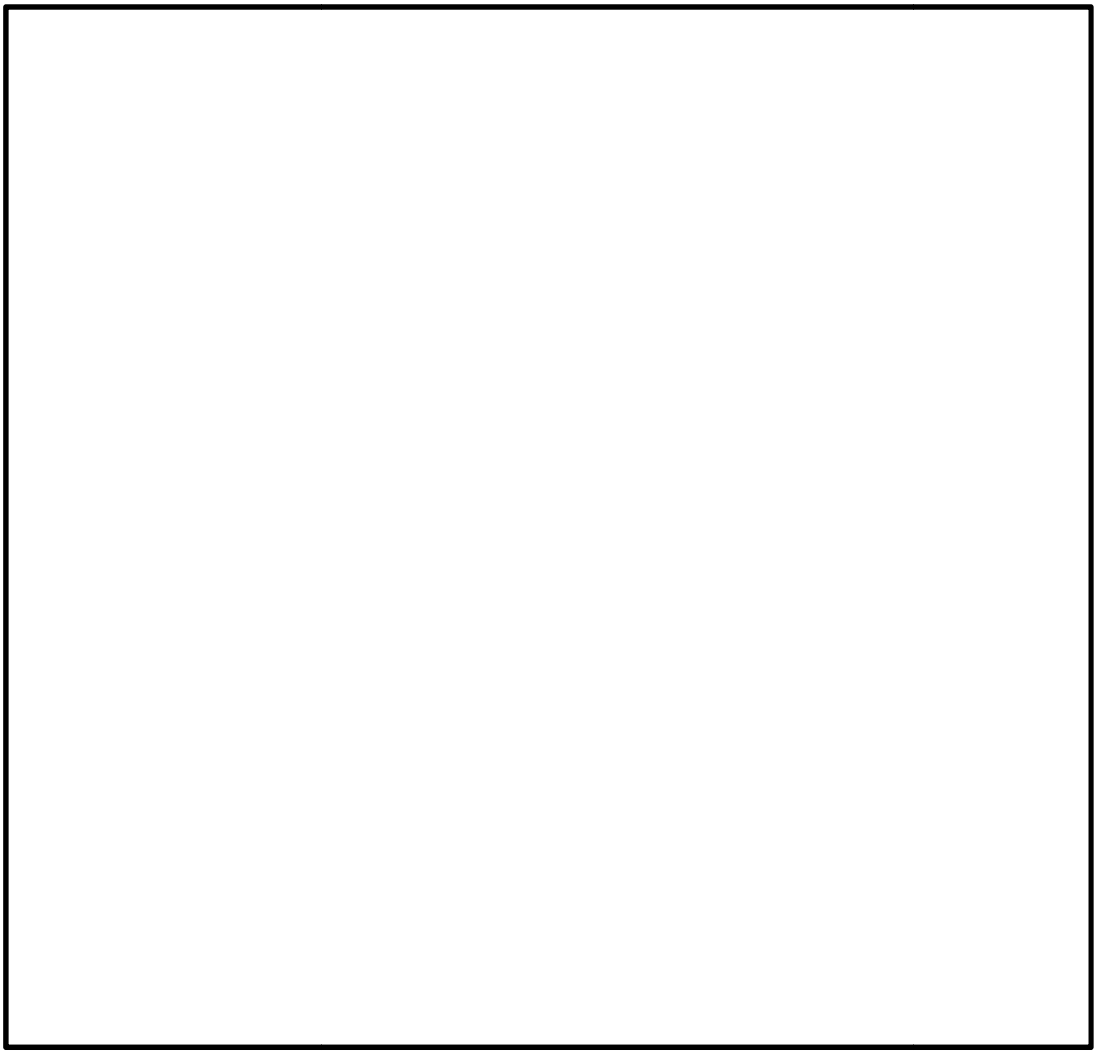
第 8 図　敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルート

（評価用ルート）

防潮堤設置ルートの変更による敷地に遡上する津波への対応に対する影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（第9図）を踏まえ，敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析への影響について確認する。



第 9 図　敷地北側における防潮堤設置ルートの変更

2.　確認方法

防潮堤設置ルートの変更を踏まえた敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析について，既往の基準津波の遡上解析（防潮堤設置ルート変更前）と既往の基準津波の遡上解析（暫定の防潮堤設置ルート変更後）（試解析）を比較することにより，敷地に遡上する津波に対する影響について確認を行った。

3.　既往の基準津波による防潮堤設置ルート変更の影響検討

既往の基準津波の遡上解析結果を第10図（防潮堤設置ルート変更前／暫定の防潮堤設置ルート変更後）に示す。遡上解析への影響を確認した結果は以下のとおり。

(1)　既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位

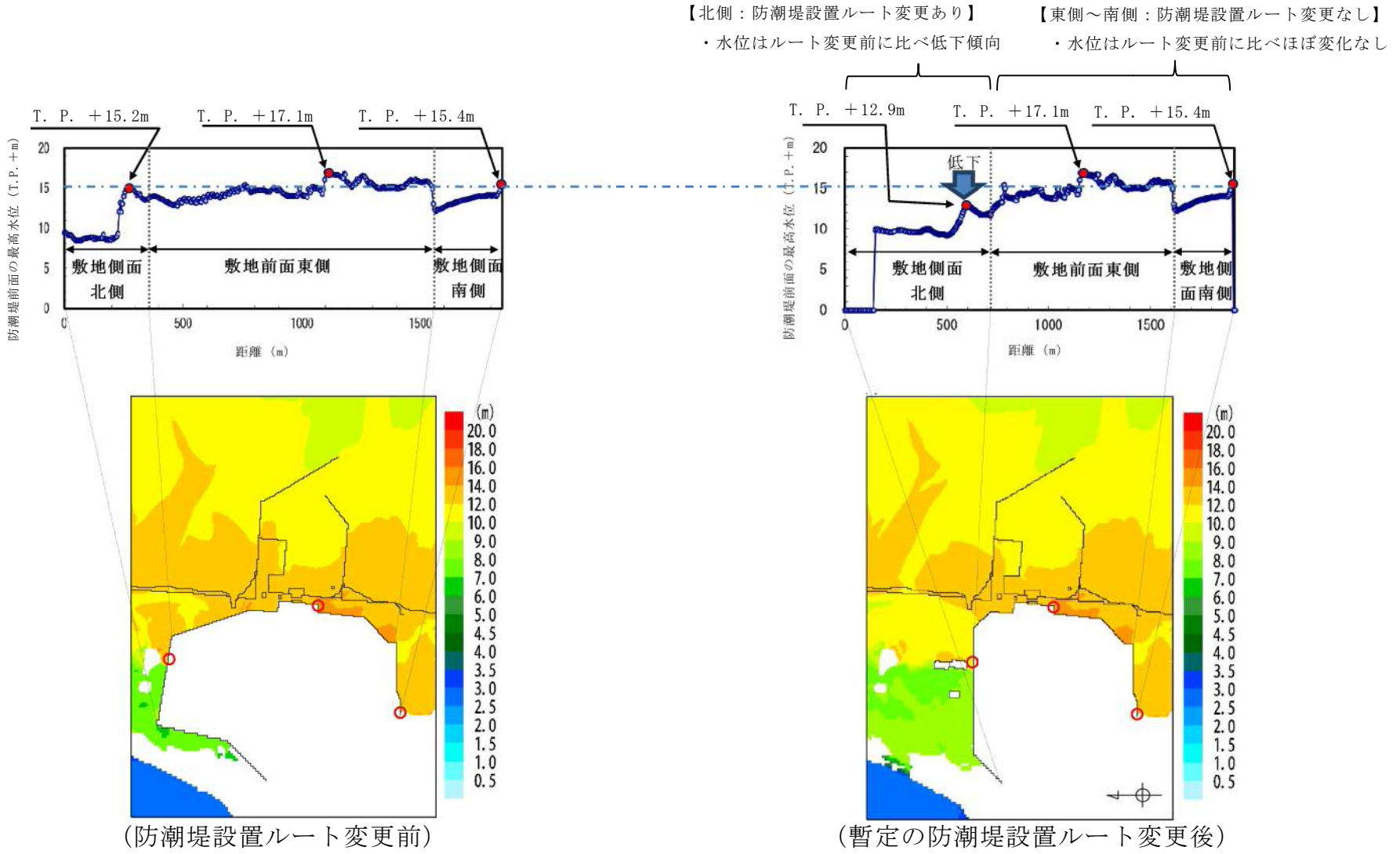
既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位は，防潮堤設置ルートの変更前後において，いずれもT.P.＋17.1mであり変化はなく，その最高水位を示す位置も同一である。

(2)　既往の基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

第10図に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は，防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲を含んでいる。この範囲における津波の最高水位は，ルート変更前後でほぼ変化が見られない。

(3)　既往の基準津波による敷地側面北側の水位

第10図に示す「敷地側面北側」は，防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は，ルート変更前のT.P.＋15.2mからルート変更後のT.P.＋12.9mへ低下している。



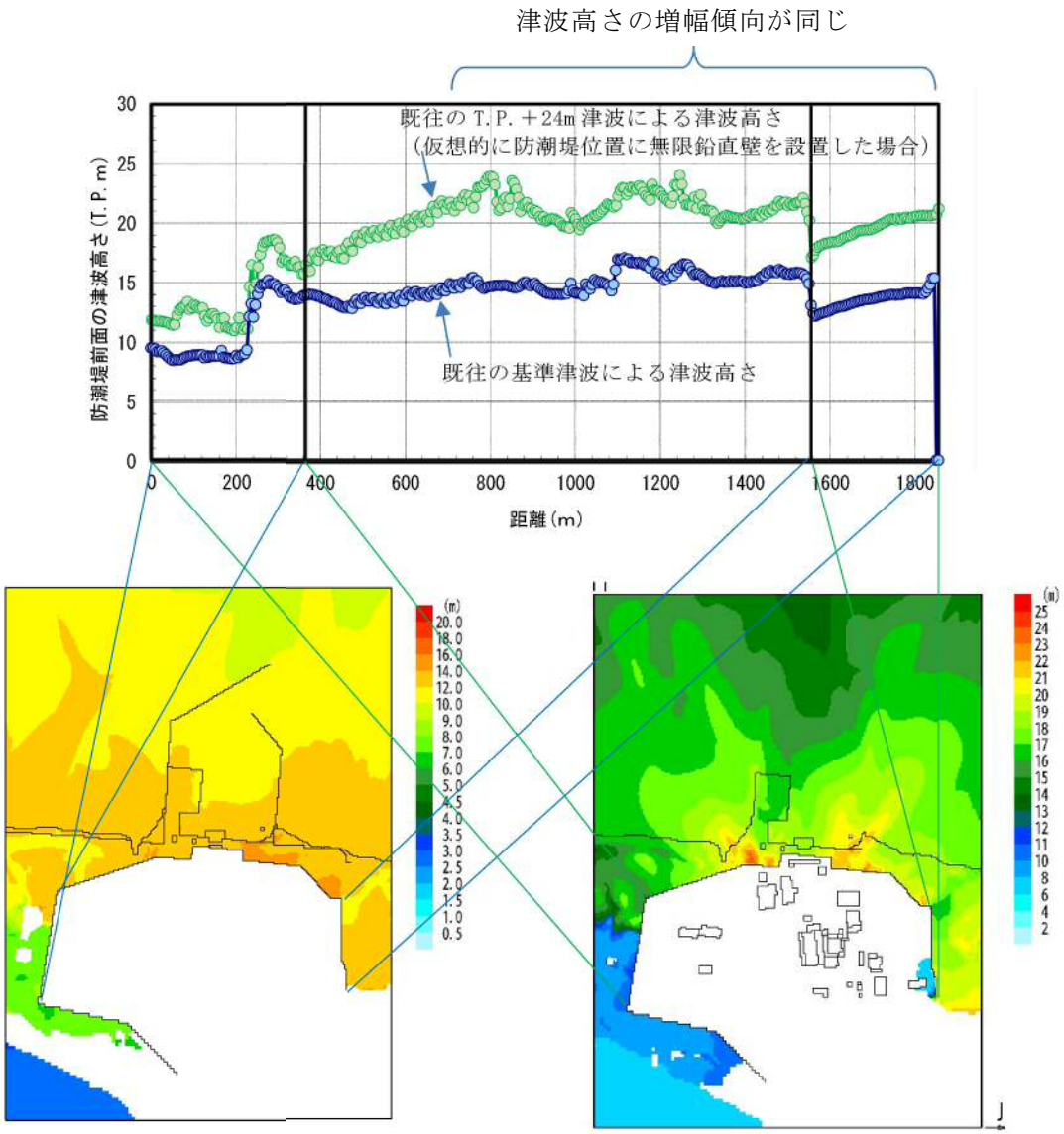
第 10 図　既往の基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

4.　敷地に遡上する津波の防潮堤設置ルート変更の影響

前述したとおり，防潮堤設置ルートの変更前後において最高水位地点を含む敷地側面南側～敷地前面東側の水位分布についてはほぼ変化がないことを確認した。ここでは，防潮堤設置ルートの変更前後において既往の敷地に遡上する津波（T.P.＋24m津波）による津波高さへの影響を検討した。なお，ここで，敷地に遡上する津波は，基準津波と同一の波源とし，防潮堤前面の最高水位がT.P.＋24mとなるように,津波波源のパラメータであるすべり量を増大させたものである。

防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P.＋24m津波による津波高さの比較を第11図に示す。防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P.＋24m津波による津波高さを比較した結果，T.P.＋20mを上回る大きな水位を示す敷地前面東側から敷地側面南側にかけて，津波高さの増幅傾向はほぼ同じと考えられる。

以上のことから､防潮堤設置ルートの変更前後においてT.P.＋24m津波による防潮堤前面での津波水位分布は大きく変わらないことが予想される。



既往の基準津波による最大水位上昇量分布図　　既往の T.P.＋24m 津波による最大水位上昇量分布図
（防潮堤位置に無限鉛直壁を設定）

第 11 図　既往の基準津波と既往の T.P.+24m 津波との比較

以下に，防潮堤ルート変更が敷地に遡上する津波に及ぼす影響として，「津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響」，「有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響」，「敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響」について検討した結果を示す。

(1)　津波ＰＲＡの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響

防潮堤ルート変更に伴う津波ハザードの変更により，津波ＰＲＡの炉心損傷頻度に対して若干の影響が生じる可能性が考えられるものの，事故シナリオの分析に対して防潮堤ルート変更の影響はないことから，津波ＰＲＡから抽出される事故シーケンスについては同様となる。

また，防潮堤ルート変更後においても，防潮堤耐力を津波高さT.P.＋24mとすることから，「防潮堤損傷」として大規模損壊での対応に含まれることとなる津波高さ（津波区分３：T.P.＋24m～）及び事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」として有効性評価において取り扱うこととなる津波高さ（津波区分１，２：T.P.＋20m～T.P.＋24m）についても同様となる。

(2)　有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響

ａ．想定する津波高さ

(1) で述べたとおり，防潮堤ルート変更後においても，事故シーケンスでの取扱いが変わらないことから，有効性評価において想定する津波高さは，防潮堤ルート変更前と同様に重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さであり，防潮堤が健全な範囲において最大の津波高さとなる防潮堤位置において

T.P.＋24mの津波となる。

b．敷地への浸水状況

防潮堤設置ルート変更後の敷地への浸水状況を予想するに当たって，敷地側面南側，敷地前面東側，敷地側面北側の3つに分けて整理したものを第3表に示す。

敷地内への流入が支配的となる，ルートを変更していない敷地側面南側～敷地前面東側の水位，敷地への流入量（第2図参照）については，ほぼ変わらない結果となることが予想される。（第3表①）

また，防潮堤設置ルート変更前で敷地内への流入がほぼなかった敷地側面北側の水位，敷地への流入量（第2図参照）についても，大きく増加することはないことが予想される。（第3表②）

以上のことから，防潮堤設置ルート変更後における敷地内浸水評価については，ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。

第3表　既往の基準津波による敷地に遡上する津波の推定

防潮堤	南	東 （取水口側）	北
ルート変更有無	なし	一部あり	あり
既往の基準津波の 最大水位上昇量分布	変化なし	同程度	低下
ルート変更前 T.P.＋24m津波の 流入量	大 （終端からの回込みによる流入が支配的）	中 （越流による流入は限定的）	小 （終端からの回込みなし）
ルート変更後 T.P.＋24m津波の 流入量変化 （推定）	ほぼ変わらない （①）	ほぼ変わらない （①）	大きく増加する ことはない （②）

(3)　敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響

(2)で述べたとおり，敷地内浸水評価については，防潮堤ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。そのため，防潮堤ルート変更前の敷地浸水評価を基に検討を行った敷地に遡上する津波に対する施設防護，及びアクセスルートの設定については，防潮堤ルート変更後においても有効に機能するものと考えられる。

なお,防潮堤ルート変更後の敷地に遡上する津波の遡上解析については，今後実施し影響を確認する予定である。

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから，敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。なお，詳細は耐津波設計方針等において説明する。

1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については，事故シーケンス選定の評価結果に基づき，防潮堤位置において T.P.＋24m※1※2の津波を想定する。なお，敷地に遡上する津波の年超過確率は，確率論的津波ハザードの評価結果から，約 3×10^{-7}／炉年に相当する。

※1　T.P.は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2　津波高さ（T.P.＋24m）は，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

2. 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針

敷地に遡上する津波襲来時については，敷地内への浸水により屋外作業が制限されることが考えられることから，重大事故等対処設備の有効性の確認においては，以下の対応を基本方針とする。

- 津波防護を考慮した常設設備による対応を基本とする
- ただし，可搬型設備による対応を行う場合は，津波影響のない高所に限定した対応とする

3.　敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については，敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において，事故対応を行うために必要な設備として，以下の設備を選定する。

- 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針に基づいた重大事故の防止及び緩和に必要な重大事故等対処設備※3
- 設備要求に係る設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備※3

※3：「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口，保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため，可搬型設備保管場所（西側及び南側），東側接続口，西側接続口（地下格納槽），高所接続口についても津波防護の対象とする。
なお，高所接続口については，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を確保できる設計とする。

なお，ここで「設置許可基準規則第 44 条 発電用原子炉を未臨界にする設備」については，大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから，防護対象としていない。

また，以下設備については，機能を代替する重大事故等対処設備により設置許可基準規則に対する基準適合性を満たすため，防護対象としていない。

系統機能	除外理由
高圧炉心スプレイ系	津波により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系にて代替可能。
残留熱除去系海水系	津波により残留熱除去系海水系ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は，緊急用海水系にて代替可能。
非常用交流電源設備	津波により非常用ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが，津波時に必要な容量は，常設代替交流電源設備にて代替可能。

選定した津波防護対象について，第 1 表に示す。

第１表　津波防護対象（1／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第４５条 （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設備）	・高圧代替注水系 ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系
第４６条 （原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備）	・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 （逃がし安全弁機能回復（可搬型代替直流電源供給）） ・高圧窒素ガスボンベ （逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給））
第４７条 （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設備）	・低圧代替注水系（可搬型） ・低圧代替注水系（常設） ・代替循環冷却系 ・残留熱除去系（低圧注水系） ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
第４８条 （最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備）	・緊急用海水系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・残留熱除去系
第４９条 （原子炉格納容器内の冷却等のための設備）	・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・代替循環冷却系 ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）
第５０条 （原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）	・格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却系 ・可搬型窒素供給装置
第５１条 （原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備）	・原子炉格納容器下部注水設備（常設） ・原子炉格納容器下部注水設備（可搬型）
第５２条 （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設備）	・格納容器圧力逃がし装置 ・水素濃度監視設備
第５３条 （水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備）	・静的触媒式水素再結合器 ・水素濃度の監視設備

第１表　津波防護対象（2／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第５４条 （使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備）	・常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系（注水ライン） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（注水ライン） ・常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル） ・可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ） ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲（大気への拡散抑制） ・代替燃料プール冷却設備
第５５条 （工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備）	・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲（大気への拡散抑制） ・汚濁防止膜（海洋への拡散抑制）
第５６条 （重大事故等の収束に必要となる水の供給設備）	・重大事故等の収束に必要となる水源の確保（代替淡水貯槽，サプレッション・プール，ほう酸水貯蔵タンク，使用済燃料プール） ・水の移送設備の確保（可搬型代替注水大型ポンプ，ホース等）
第５７条 （電源設備）	・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・非常用所内電気設備 ・所内常設直流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備
第５８条 （計装設備）	・重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備 ・代替パラメータを計測する設備 ・パラメータ記録時に使用する設備
第５９条 （原子炉制御室）	・中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備（可搬型照明（ＳＡ）） ・居住性を確保するための設備 －遮蔽及び換気設備 （中央制御室換気系，原子炉建屋ガス処理系，中央制御室待避室，中央制御室待避室ボンベユニット） －衛星電話設備（可搬型）（待避室）及びデータ表示装置（待避室） －酸素濃度計，二酸化炭素濃度計
第６０条 （監視測定設備）	・放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 －可搬型モニタリング・ポスト －可搬型放射能測定装置 ・風向，風速その他の気象条件の測定に用いる設備 －可搬型気象観測設備

第１表　津波防護対象（3／3）

設置許可基準規則	津波防護対象
第６１条 （緊急時対策所）	・緊急時対策所 ・必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備 －安全パラメータ表示システム －通信設備 （衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ），データ伝送設備） ・代替電源設備 （緊急時対策所用発電機，緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク，緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用Ｍ／Ｃ） ・居住性を確保するための設備 （緊急時対策所遮蔽，緊急時対策所非常用送風機，緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計，二酸化炭素濃度計，可搬型モニタリング・ポスト，緊急時対策所エリアモニタ）
第６２条 （通信連絡を行うために必要な設備）	・発電所内の通信連絡を行うための設備 －通信設備（発電所内） （携行型有線通話装置，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び無線連絡設備（携帯型）） －安全パラメータ表示システム ・発電所外との通信連絡を行うための設備 －通信設備（発電所外） （衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話，ＩＰ－ＦＡＸ）） －データ伝送設備

4. 津波防護対象の基準適合内容

【設置許可基準規則】
（重大事故等対処設備）
第四十三条　重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。
二　想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。
三　健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。
四　本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。
五　工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。
六　想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
2　重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。と接続するものにあっては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
二　二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。
三　常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。
3　可搬型重大事故等対処設備に関しては、第一項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
一　想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え、十分に余裕のある容量を有するものであること。
二　常設設備（発電用原子炉施設と接続されている設備又は短時間に発電用原子炉施設と接続することができる常設の設備をいう。以下同じ。）と接続するものにあっては、当該常設設備と容易かつ確実に接続することができ、かつ、二以上の系統又は発電用原子炉施設が相互に使用することができるよう、接続部の規格の統一その他の適切な措置を講じたものであること。
三　常設設備と接続するものにあっては、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続口をそれぞれ互いに異なる複数の場所に設けるものであること。

四　想定される重大事故等が発生した場合において可搬型重大事故等対処設備を設置場所に据え付け、及び常設設備と接続することができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
五　地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。
六　想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、適切な措置を講じたものであること。
七　重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

3．項で選定した津波防護対象とする重大事故等対処設備に対する基準適合性を確認するに当たり，設置許可基準規則第 43 条により要求されている項目のうち，敷地に遡上する津波に関連する項目の基本設計方針について整理した。敷地に遡上する津波を考慮した基準適合のための基本設計方針を第 2 表に示す。

第 2 表に示すとおり，津波防護対象とする重大事故等対処設備に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することにより，基準に適合する設計とする。

また，敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所接続口についても，設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計とする。

第 2 表　基準適合のための基本設計方針（1／2）

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に遡上する津波	第 1 項第 1 号 （重大事故等時の環境条件）	敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない設計とする又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。
	第 2 項第 3 号 （常設重大事故防止設備の共通要因故障）	位置的分散 設計基準事故対処設備等と同時にその機能が損なわれないよう，可能な限り多様性を有し，位置的分散を図ることを考慮する。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。
	第 3 項第 3 号 （複数の接続箇所の確保）	複数箇所 可搬型重大事故等対処設備のうち，原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と，常設設備との接続口は、共通要因によって接続できなくことを防止するため、それぞれ互いに異なる複数の場所に設置する設計とする。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる。 敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる可搬型設備の接続口※4については，津波影響の受けない敷地高さに設置する設計とする。また，当該接続口は常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，共通要因によって接続することができなくなることを防止する。
	第 3 項第 5 号 （保管場所）	位置的分散 可搬型重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう，位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。

※4：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を有する高所接続口を指す。

第 2 表　基準適合のための基本設計方針（2／2）

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に遡上する津波	第 3 項第 6 号（アクセスルート）	【屋内アクセスルート】 アクセスルートの確保 迂回路も考慮したアクセスルートを確保する設計とする。 敷地に遡上する津波の考慮 敷地に遡上する津波に対しては，敷地に遡上する津波による浸水のないよう設計する施設内に確保する設計とする。
		【屋外アクセスルート】 アクセスルートの確保 複数のアクセスルートを確保する設計とする。 敷地に遡上する津波の考慮 敷地に遡上する津波に対しては，ホイールローダによる漂流物撤去作業を行うことで，通行性を確保できるよう考慮する。 また，敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる屋外アクセスルート※5については，津波影響の受けない敷地高さに確保する設計とする。
	第 3 項第 7 号（可搬型重大事故防止設備の共通要因故障）	位置的分散 可搬型重大事故等対処設備は，設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう，位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。 敷地に遡上する津波に対する考慮 敷地に遡上する津波に対しては，津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。

※5：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において，事故対応として実施する可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作（南側保管場所～高所淡水池～高所接続口）のためのアクセスルートを指す。

5.　敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象施設・設備（第１表）のうち，原子炉建屋に内包される津波防護対象施設・設備を津波対策の観点から「原子炉建屋」として整理した上で，以下の施設・設備を敷地に遡上する津波から防護する対象とする。

・ 原子炉建屋
・ 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）及び地上敷設部
・ ＳＡ用海水ピット取水塔
・ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）及び地上敷設部
・ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
・ 東側接続口及び西側接続口（地下格納槽）
・ 常設代替高圧電源装置置場
・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
・ 緊急時対策所
・ 高所接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては，防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で，以下の対策を実施する。

(1)　建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては，これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じることで，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波

荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対　象】

①　原子炉建屋

②　緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）

③　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）

④　常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）

⑤　西側接続口（地下格納槽）

(2)　建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（ＳＡ用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対　象】

⑥　緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）

⑦　格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置地上敷設部（出口配管）

⑧　東側接続口

⑨　ＳＡ用海水ピット取水塔

(3)　高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設・設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対　象】

⑩　緊急時対策所

⑪　常設代替高圧電源装置置場

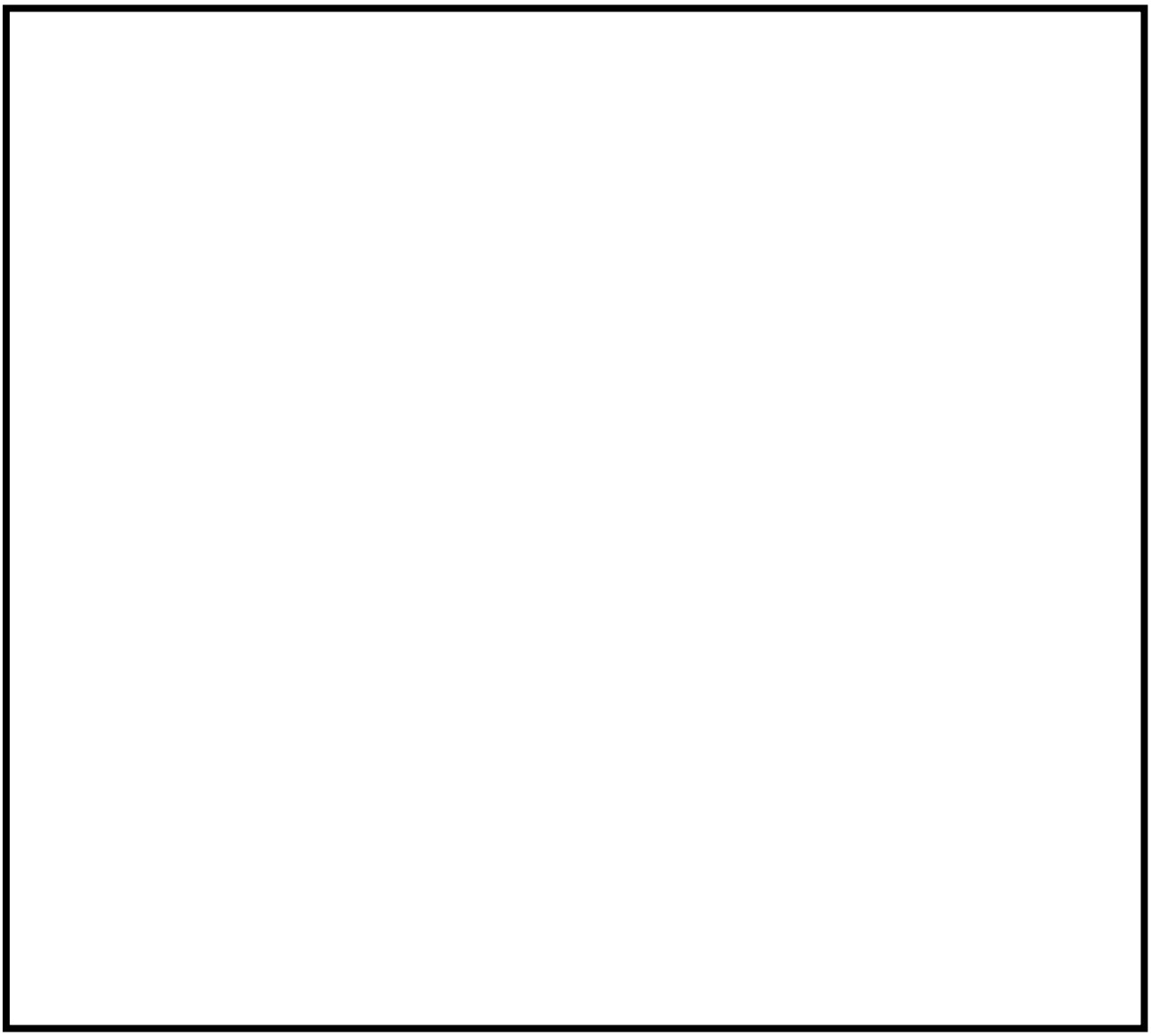
⑫　軽油貯蔵タンク（地下式）

⑬　可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑭　高所接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。

敷地に遡上する津波から防護する①～⑭の施設等の配置を第1図に示す。



第 1 図　津波防護対象の配置図

高所接続口の複数箇所設置による共通要因故障の防止について

敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所接続口については，設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより（第 2 図参照），共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計方針としている。

ここでは，敷地に遡上する津波時において考慮する必要のある共通要因を抽出し，抽出した共通要因により複数箇所設置した高所接続口の機能が喪失しないことの確認を行った。

(1)　共通要因の抽出及び共通要因を考慮した設計方針

敷地に遡上する津波時に考慮する必要のある共通要因，及び共通要因を考慮した高所接続口の設計方針について，第 3 表に示す。

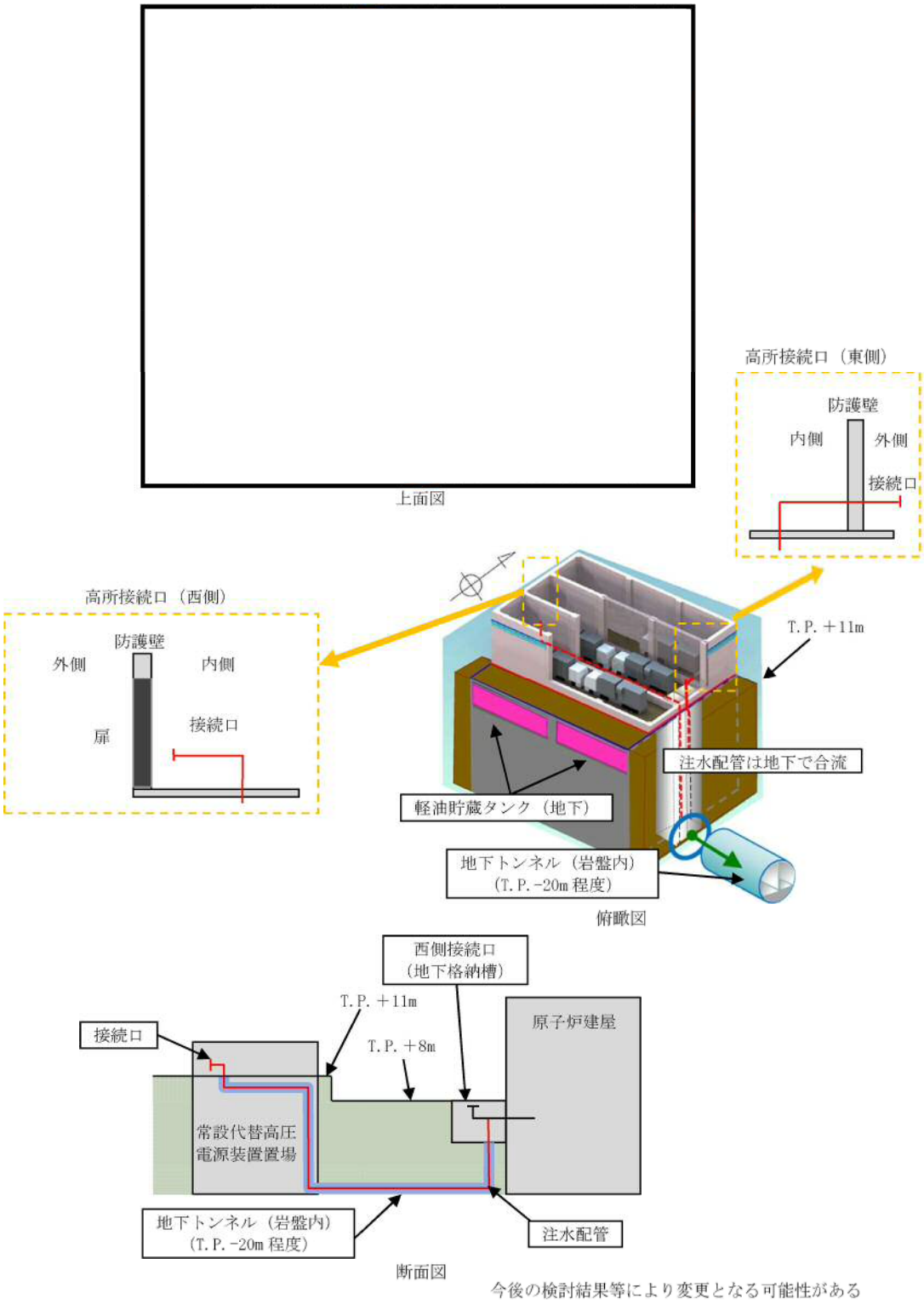
考慮する必要のあるものとして整理した共通要因のうち，複数箇所の接続口設置による措置のみで機能喪失することを防止するものは，以下のものに整理される。

・風（台風）（飛来物）

・竜巻（飛来物）

風（台風）及び竜巻による飛来物に対しては，常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより，複数の接続口の同時損傷が発生する確率を低減させることで，必要な機能が喪失することを防止することが可能であると考えられる。

以上のことから，高所接続口を常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することで，敷地に遡上する津波時に考慮する必要のある共通要因により，複数の接続口が全て機能喪失することを防止することが可能であることを確認した。



第 2 図　高所接続口の構造

第 3 表　高所接続口に対して考慮する共通要因及び設計方針

共通要因		考慮の要否	共通要因を考慮した設計方針
環境条件（温度，放射線，荷重，その他使用条件）		○	・環境条件を考慮した設計 ・複数箇所
地盤		○	・第 38 条(重大事故等対処設備の地盤)に基づく地盤上に設置
自然災害	地震	○	・第 39 条(地震による損傷の防止)に基づく設計
	津波	○	・敷地に遡上する津波の影響を受けない敷地高さに設置
	洪水		（立地的要因により考慮不要）
	風（台風）	○	・風（台風）による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	竜巻	○	・竜巻による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	凍結	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	降水	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	積雪	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	落雷	○	・避雷設備を設置する常設代替高圧電源装置置場に設置 ・複数箇所
	地滑り		（立地的要因により考慮不要）
	火山の影響	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	生物学的事象	○	・ネズミ等の小動物に対して，開口部の閉止により必要な機能が損なわれるおそれのない設計 ・複数箇所
	森林火災	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	高潮	○	・高潮の影響を受けない敷地高さに設置
外部人為事象	航空機落下		（原子炉施設への航空機落下確率が，防護設計の基準である 10^{-7}回／炉・年を超えないため考慮不要）
	ダムの崩壊		（立地的要因により考慮不要）
	爆発 近隣工場等の火災 有毒ガス	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	船舶の衝突	○	・船舶の衝突の影響を受けない敷地高さに設置
	電磁的障害	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	故意による大型航空機衝突その他テロリズム		（敷地に遡上する津波と重畳して発生することは考慮しない）
溢水		○	・想定される溢水水位に対して機能を喪失しない設計 ・複数箇所
火災		○	・第 41 条(火災による損傷の防止)に基づく設計 ・複数箇所

地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には，最初に地震が発生し，その後に津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては，地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では，地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また，給復水系が停止した場合には，原子炉水位が低下し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は，インターロックによる自動作動であるため，運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は，サプレッション・プール水温度等を確認し，必要に応じて残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。

(2)　敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には，非常用ディーゼル発電機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため，高圧炉心スプレイ系は停止するが，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また，外部電源が喪失している場合は，高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに，常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し，サプレッション・プール水温度が熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は，緊急用海水系及び残留熱除去系により確保する。これらの対応操作は，地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

2.　津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1．で述べたとおり，地震が発生してから津波到達までは，自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の状況を確認するとともに，サプレッション・プール水温度が上昇した場合には，残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。ここで，原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達する直前に津波が到達し，高圧炉心スプレイ系が自動起動しなかった場合でも，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され，炉心冷却は維持される。また，解

析上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも，格納容器限界温度（200℃）及び限界圧力（620kPa[gage]）に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始すれば良く，十分な時間余裕が確保されている

3. まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合，地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて，敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため，運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また，津波到達の時間遅れを考慮した場合でも，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，格納容器除熱は事象後期に実施することから，評価項目に与える影響はない。以上により，評価上，地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考える。

7 日間における水源の対応について
（津波浸水による注水機能喪失）

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後，定格流量で高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は，原子炉水位高（レベル８）設定点から原子炉水位低（レベル３）設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレ

イを停止する。

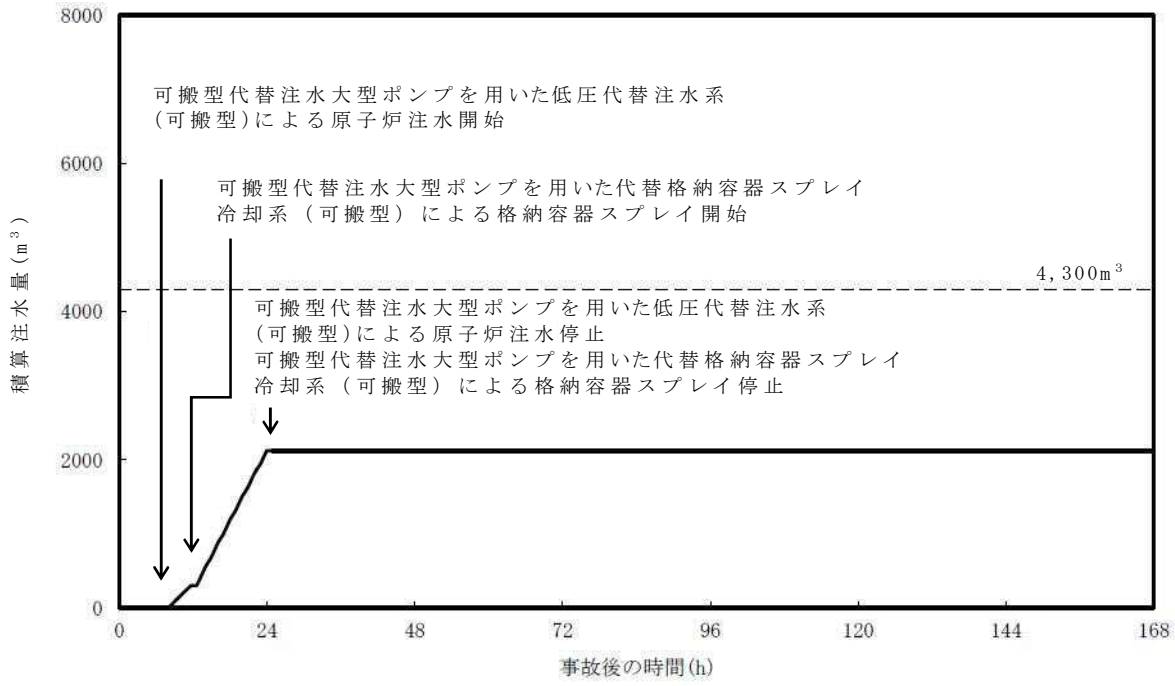
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，高所淡水池の水量は減少しない。

事象発生8時間1分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，高所淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生24時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，高所淡水池の水量の減少は停止する。

この間の高所淡水池の使用水量は合計約2,130m^3である。



第１図　外部水源による積算注水量

（津波浸水による注水機能喪失）

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約2,130m³必要となるが，高所淡水池に約2,500m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，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

（津波浸水による注水機能喪失）

事象: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。

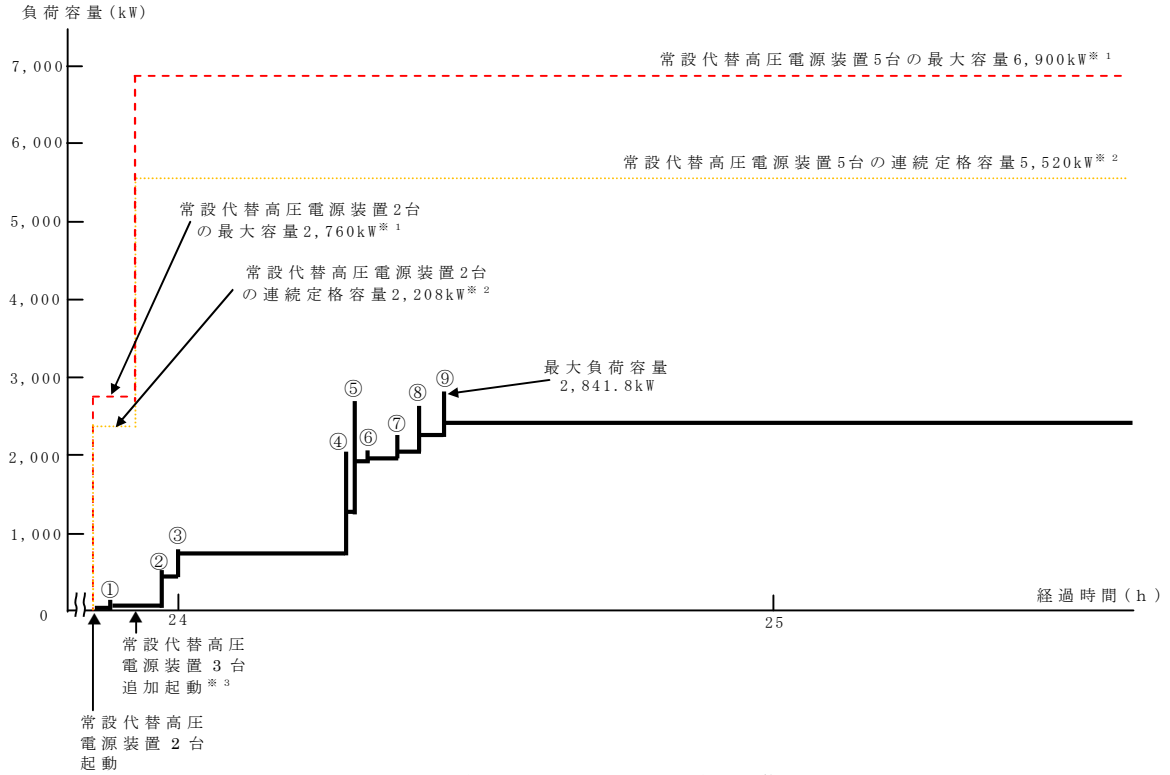
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数）＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

（津波浸水による注水機能喪失）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	2,098.1	1,281.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	2,706.3	1,935.2
⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	2,014.7	1,957.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	2,261.7	2,044.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	2,624.0	2,261.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	2,841.8	2,422.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※３：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）との事故対応の相違点について

「2.8　津波浸水による注水機能喪失」では，海水系として緊急用海水系を用いている点以外に，第 1 表に示すとおり敷地に遡上する津波の影響により有効性評価において期待しないが他に取り得る手段の一部が「2.3.1　全交流動力電源（長期ＴＢ）」と相違がある。

第 1 表　事故対応の相違点

事故対応	相違理由
可搬型代替低圧電源車による受電操作	高所以外の可搬型設備を用いた事故対応には期待しないこととしている
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
消火系による原子炉注水及び格納容器冷却	消火系が設置されているタービン建屋への浸水による機能喪失の可能性を考慮し期待しない