

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 66
提出年月日	平成 29 年 12 月 19 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 12 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。

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 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
 - 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できない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・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

(T B P))

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（T B P))

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

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	<u>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））</u>
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	リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
添付資料2.5.6	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	高压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	<u>「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について</u>
添付資料2.6.2	<u>敷地境界外での実効線量評価について</u>
添付資料2.6.3	<u>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</u>
添付資料2.6.4	<u>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</u>
添付資料2.6.5	<u>安定状態について（L O C A時注水機能喪失）</u>
添付資料2.6.6	<u>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（L O C A時注水機能喪失）</u>
添付資料2.6.7	<u>原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（L O C A時</u>

注水機能喪失)

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

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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）による原子炉注水手段を整備し、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（低圧注水系）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) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 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、重大事故等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、必要な要員は災害対策要員 (初動) 20 名である。

災害対策要員 (初動) の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員 (指揮者等) 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 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、災害対策要員 (初動) 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し、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉圧力が制御されるとともに、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）、原子炉水位（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）、原子炉水位（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等である。

g. 可搬型代替注水中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、可搬型代替注水中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）の手動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）の手動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））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）、原子炉水位（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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作

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。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却操作を実施する。

以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水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ことで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。

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等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S A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより, 原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器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, S A F E R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S A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T E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，原子炉水位の低下が大きくなり，炉心の冷却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) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 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 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]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。

(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：0m³／h～378m³／h，注水圧力：0MPa[dif][※]～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。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系ポンプ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、0m³／h～1,676m³／h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約24MW（サブレーション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）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

器スプレイ又はサプレッション・プール冷却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）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

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 $1.9 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$ 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、熱交換器の設計性能に基づき 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。

- (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、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 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）の手動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）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) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残

留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 279kPa [gage] に到達した場合に実施する。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、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 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、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2時間後にサブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、手動操作により逃がし安全弁（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時間後に格納容器圧力が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（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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。

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、炉心冷却が維持され、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 2.4.1-15 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 2.4.1-16 図に示すとおり、事象発生約 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 2.4.1-5 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 2.4.1-15 図及び第 2.4.1-16 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として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

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。

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。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。

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。解析条件の設定に当たっては、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 33kW/m～約 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、原子炉からサブプレッション・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ブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容

器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作の時間は、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 33kW/m～約 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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。

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り、原子炉からサブプレッション・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ブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の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エル雰囲気温度は、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、起回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）の手動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）は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度 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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 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、操作開始時間は余裕時間を確認する観点で遅めの時間を設定しており、実態の操作開始時間は格納容器圧力 245kPa[gage]到達時であることから、解析上の設定よりも早まるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））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。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。

（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）の手動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）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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性及び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）の手動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）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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、事

象発生約 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の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 20 名であり、災害対策要員（初動）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620m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（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

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約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（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給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は約3,173kWであるが、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。

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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）による原子炉注水手段を整備し、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（低圧注水系）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）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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、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、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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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）における重大事故等対策について（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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 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* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 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（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 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* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 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	<ul style="list-style-type: none"> 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、常設代替高压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。 	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系水系系統流量* M / C 2 C 電圧* M / C 2 D 電圧*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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）における重大事故等対策について（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
残留熱除去海水系の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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を用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 	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* 西側淡水貯水設備	—	常設低圧代替注水系ポンプ 吐出圧力 緊急用M/C電圧
可搬型代替注水中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	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> サブレーション・プールの水温度がサブレーション・プールの熱容量制限（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、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	サブレーション・プールの水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 * 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）における重大事故等対策について（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））	<ul style="list-style-type: none"> 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）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水量 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	<ul style="list-style-type: none"> 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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 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）* サブレーション・プール* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）* 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量 サブレーション・チェンバースプレイウエル圧力* サブレーション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	-	-	-

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 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）

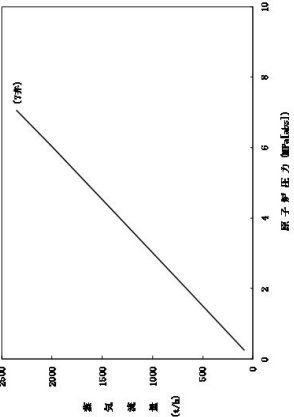
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位（セパレーター スカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料（A型）	9 × 9 燃料（A型）と 9 × 9 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
ドライウエル雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

初期条件

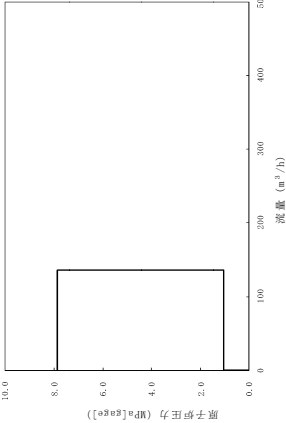
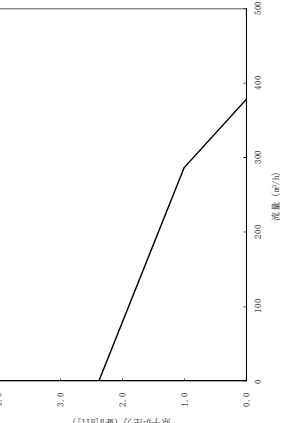
第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）

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 （ドライウエル）	設計値を設定
	格納容器体積 （ウエットウエル）	サブレーション・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
	サブレーション・プール水位	サブレーション・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
	サブレーション・プール水温度	サブレーション・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	設計値を設定
	起因事象	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
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	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	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、 炉心の冷却 の観点で厳しい外部電源ありを設定

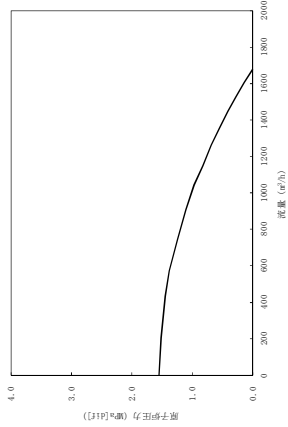
第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/6))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
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) 信号で閉止	設計値を設定
ATS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ 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 (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ナジェンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁	(原子炉手動減圧操作時) 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き原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.4.1-2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）

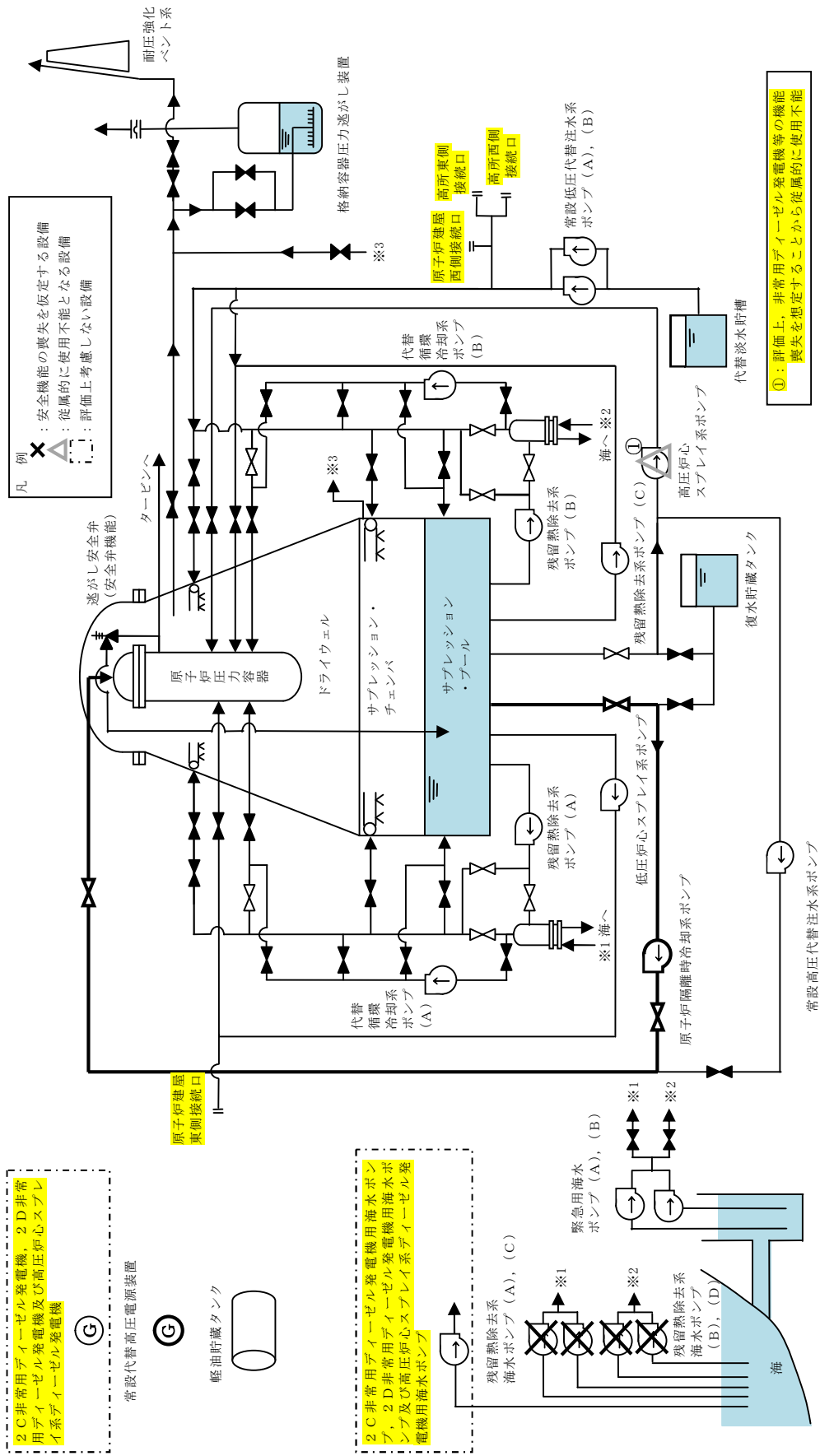
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	<p>原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動</p> <p>原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持</p> <p>原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水特性：136.7m³/h 注水圧力：1.04MPa[Gage]～7.86MPa[Gage] 	<p>設計値を設定</p> <p>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</p> 
低圧代替注水系（常設）	<p>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</p> <p>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</p> <p>（原子炉注水単独時）</p> <p>最小流量特性（2台）</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：0m³/h～378m³/h 注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif] 	<p>機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> 
重大事故等対策に関連する機器条件		

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))

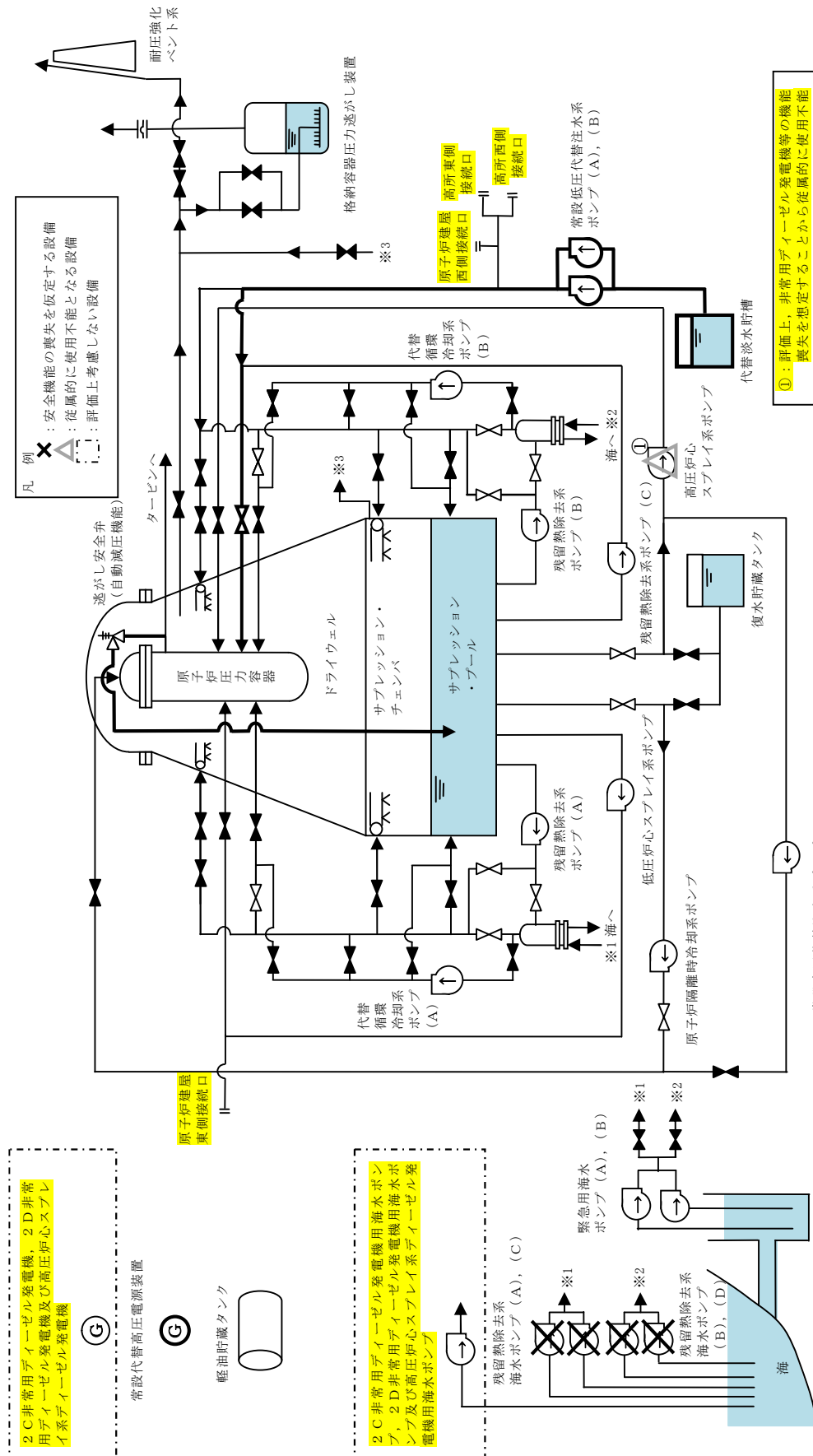
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水系)	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持し, 原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッショ ン・プールの冷却運転に切替え スプレイ流量: $1.9 \times 10^3\text{m}^3/\text{h}$ (95%: ドライウエル, 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 (サブプレッション・プール水温度 100°C , 海水温 度 32°C 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
重大事故等対策に関連する機器条件		

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）

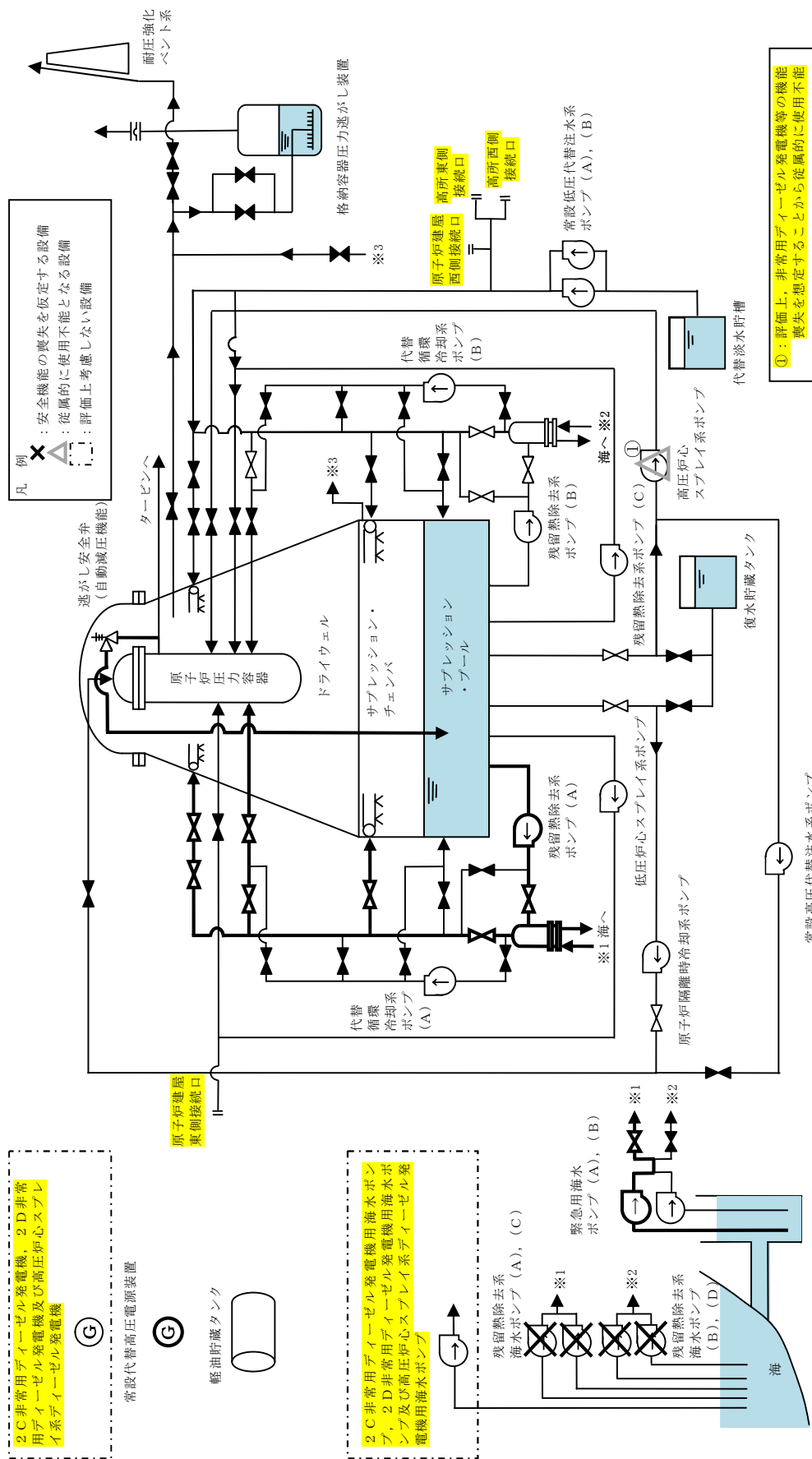
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）</p>	<p>サブレシジョン・プール水温度 65℃到達時</p>	<p>運転手順に基づき、サブレシジョン・プール熱容量制限を踏まえて設定</p>
<p>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブレシジョン・プール冷却系）による格納容器除熱操作</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage]到達時</p>	<p>実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブレシジョン・プール水温度が 32℃を超過している場合はサブレシジョン・プール冷却モード運転、格納容器圧力が 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、評価上は格納容器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</p>
<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>		



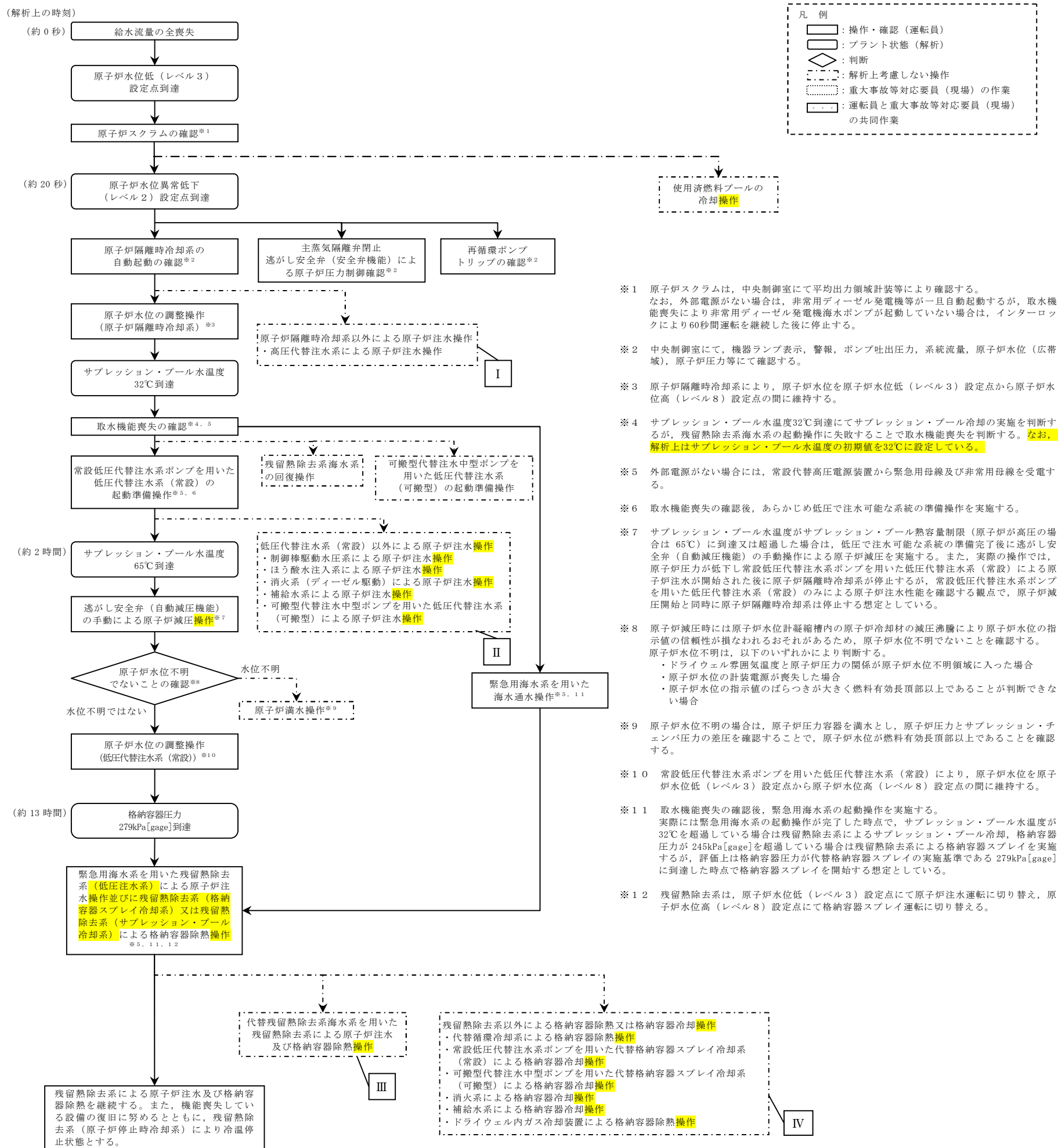
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故対策の概略系統図（1/3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



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) 時の重大事故対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプ (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熱除段階）



- ※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。なお、外部電源がない場合は、非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は、インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。
- ※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 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、残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。なお、解析上はサプレッション・プール水温度の初期値を32℃に設定している。
- ※5 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。
- ※6 取水機能喪失の確認後、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。
- ※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逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し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おそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・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燃料有効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 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系の起動操作を実施する。実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で、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残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却、格納容器圧力が245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが、評価上は格納容器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を開始する想定としている。
- ※12 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水運転に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

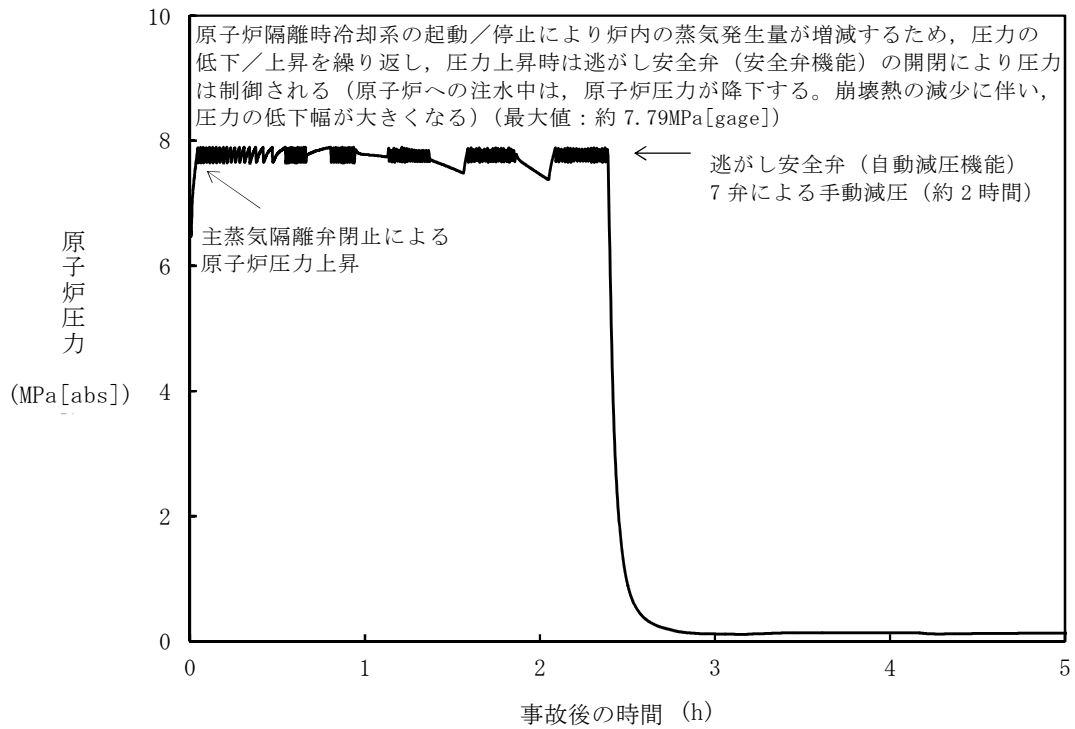
第2.4.1-2図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）					経過時間（分）											備考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
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	▼ 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													
	責任者	当直発電長	1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人															運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人															初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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【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停止確認 ●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											解析上考慮しない 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 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の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	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準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作【中央制御室】	35分											外部電源がない場合に実施する		
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作【現場】	75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台の追加起動操作	8分											外部電源がない場合に実施する		
				●非常用母線の受電操作	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系統構成操作及び起動操作	3分													
可搬型代替注水中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	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											解析上考慮しない		

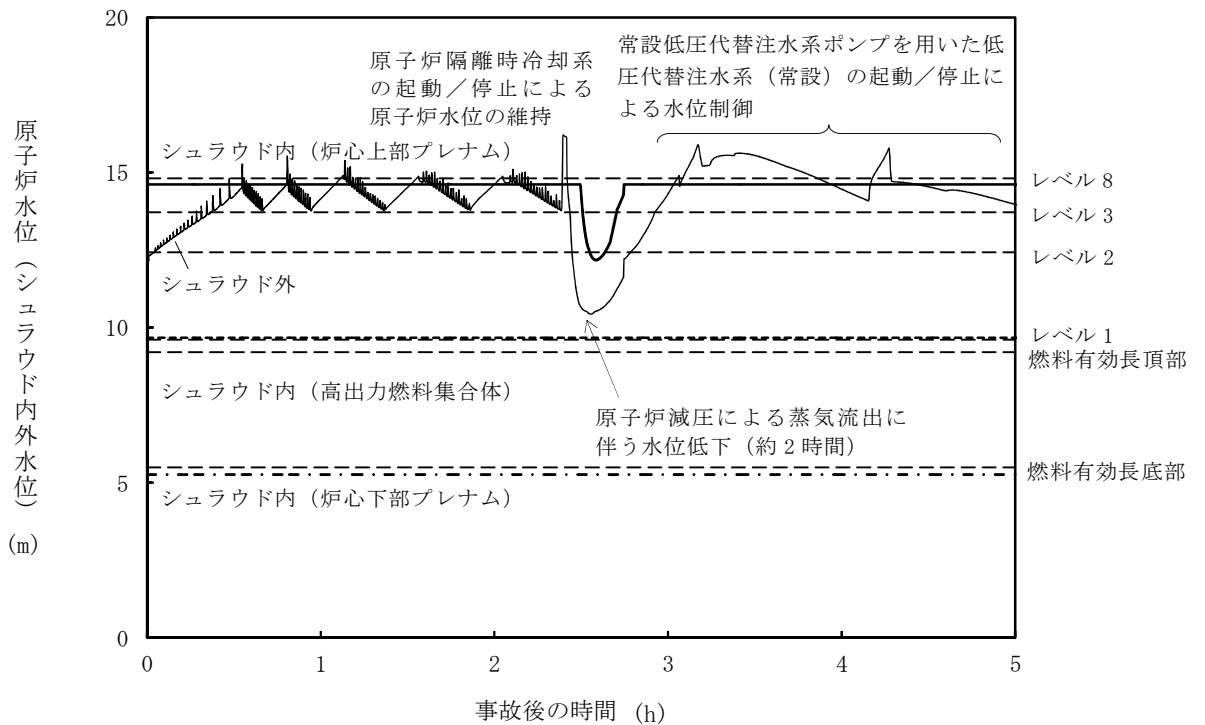
第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

				崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）													
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）												備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
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系統構成操作及び起動操作	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）の手動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弁の手動開放操作	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残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	20分	2分	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ブプレッション・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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	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
可搬型代替注水中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	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												解析上考慮しない
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 a~j														

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）

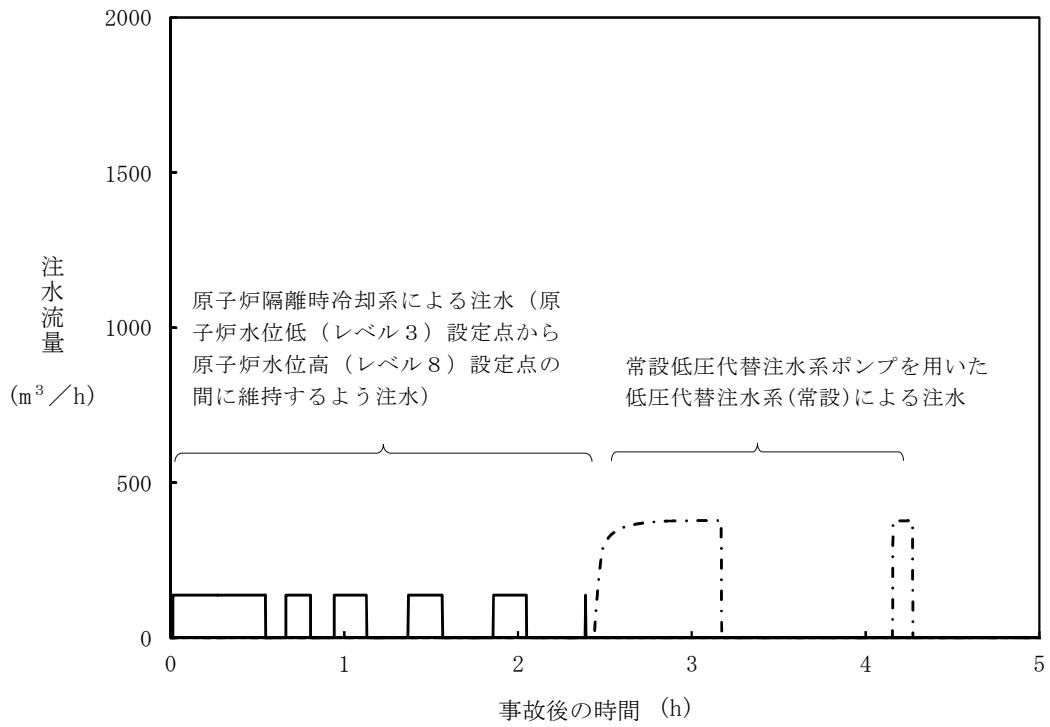


第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移

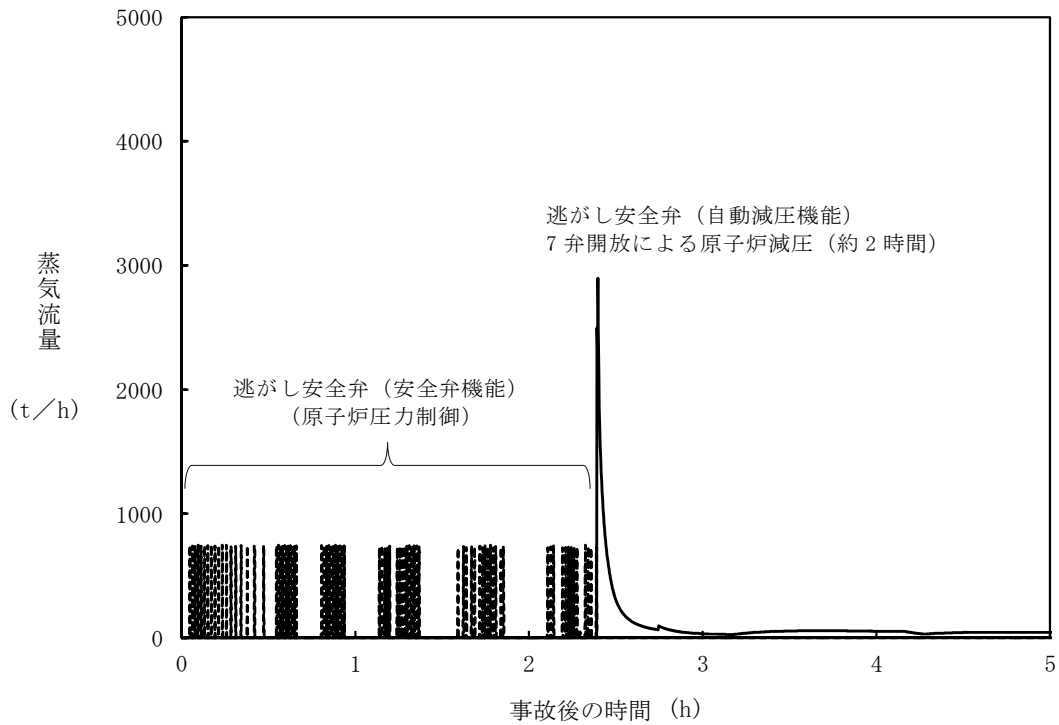


第 2.4.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

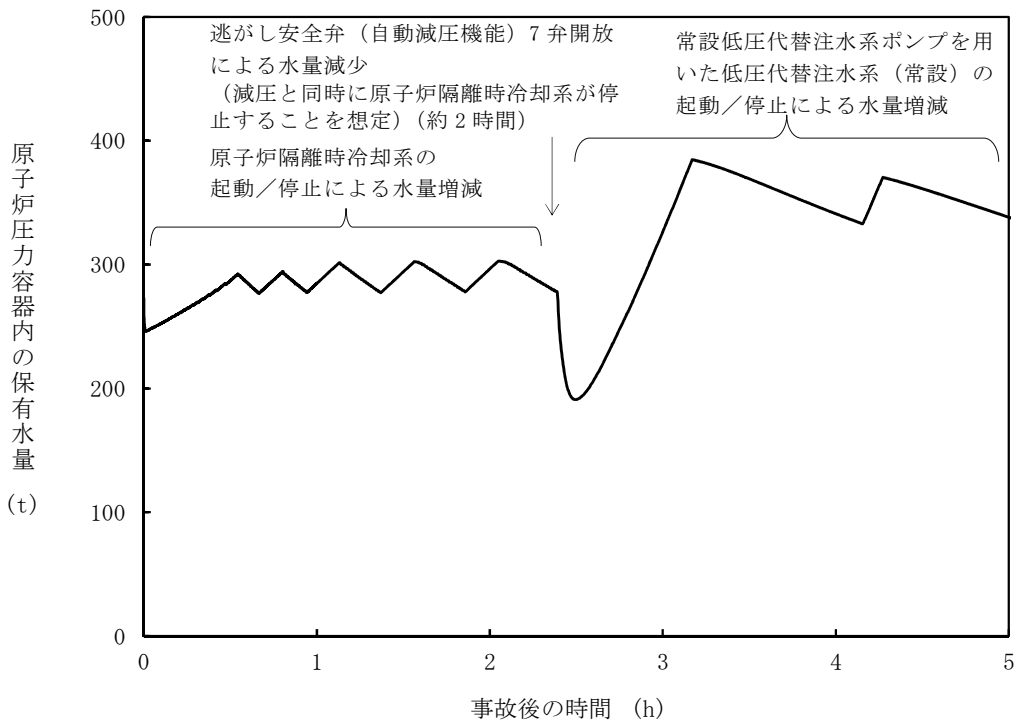
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



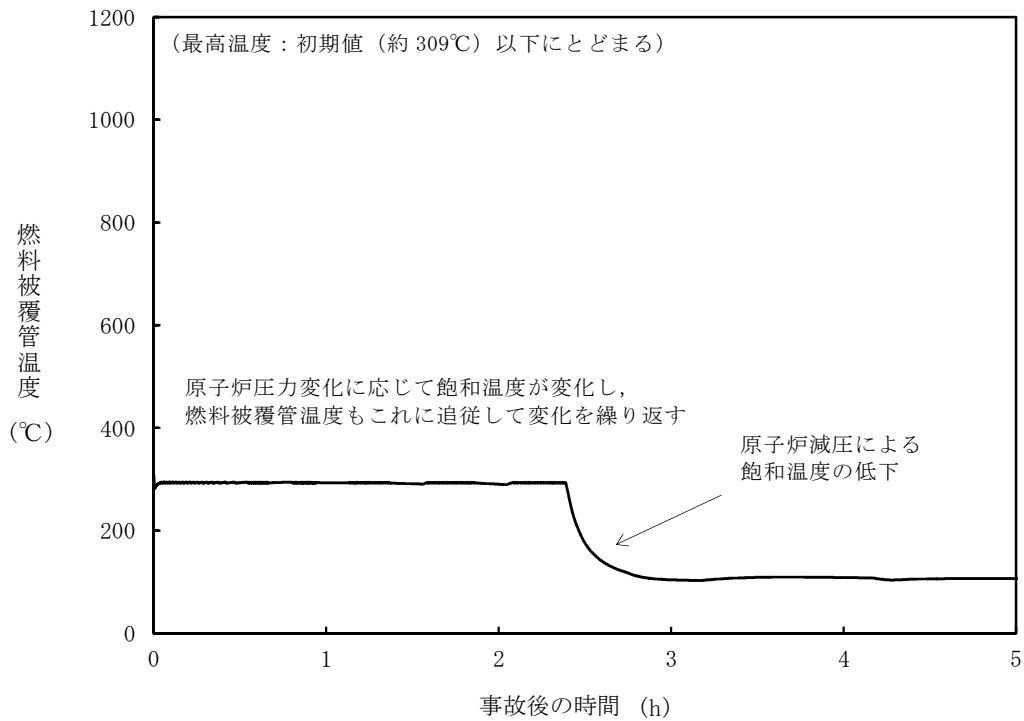
第 2.4.1-6 図 注水流量の推移



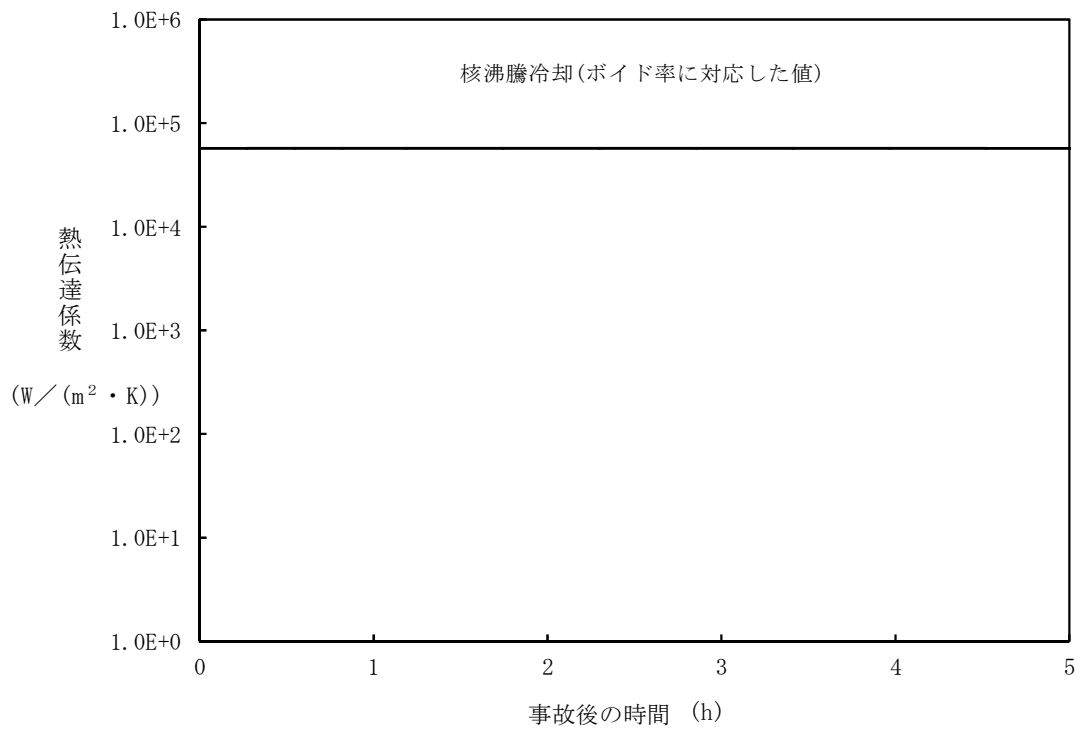
第 2.4.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



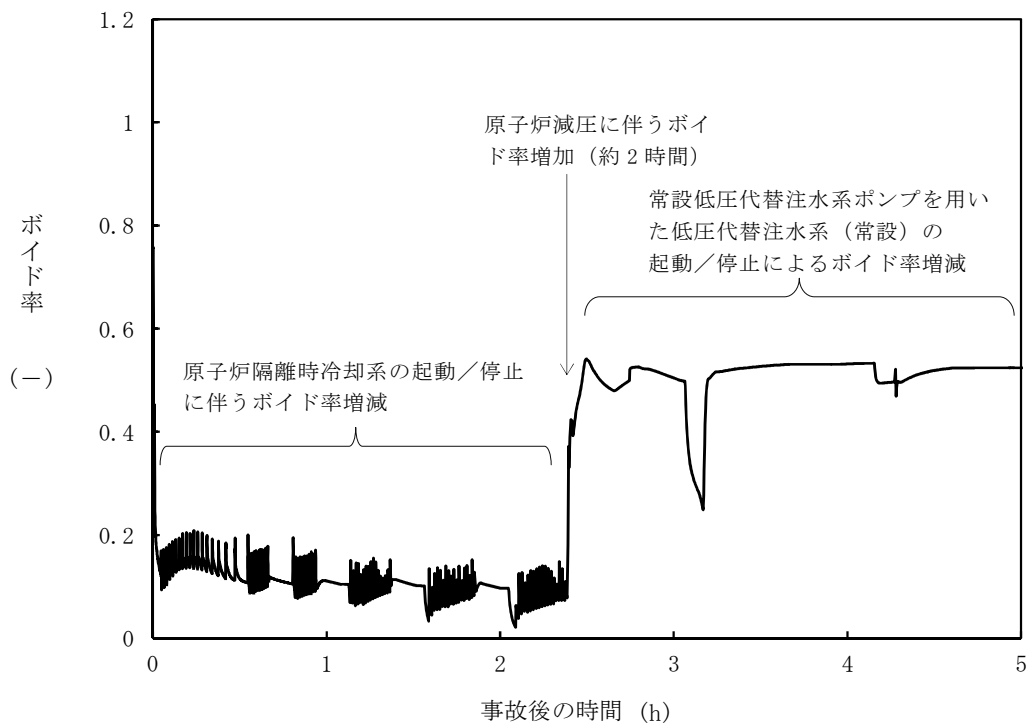
第 2.4.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



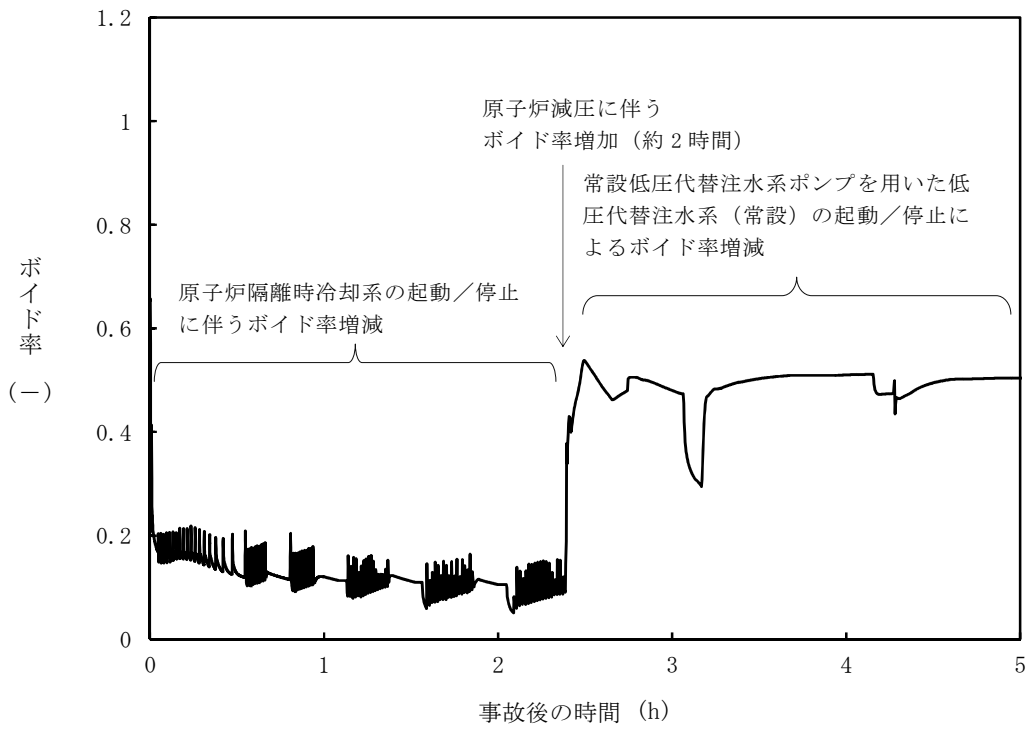
第 2.4.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



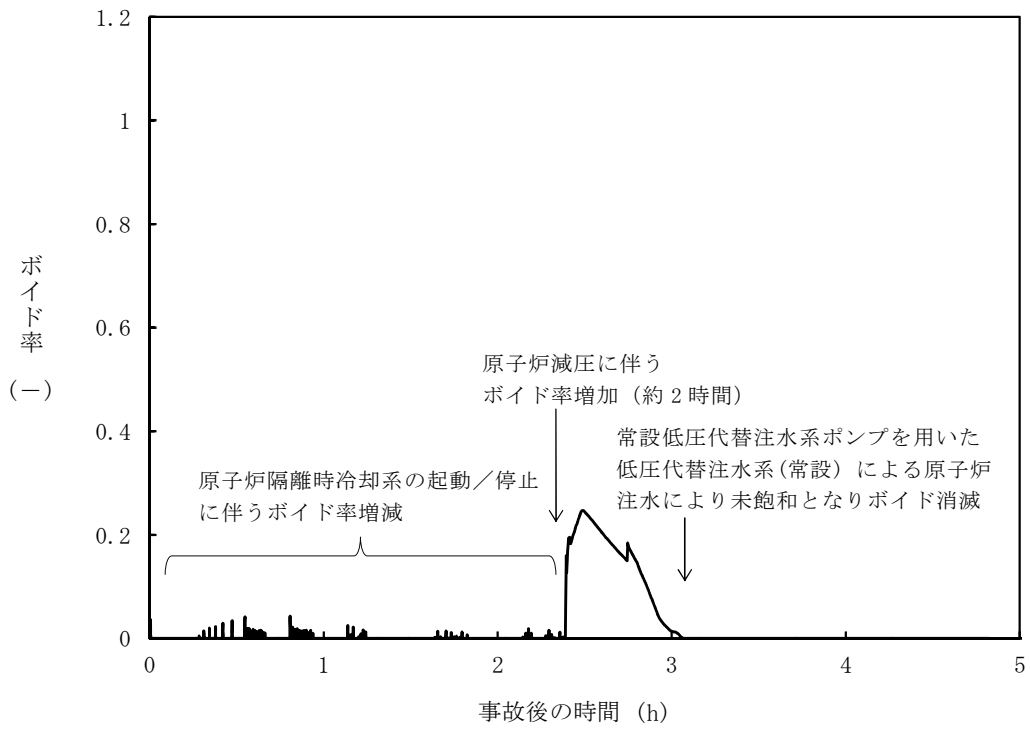
第 2.4.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



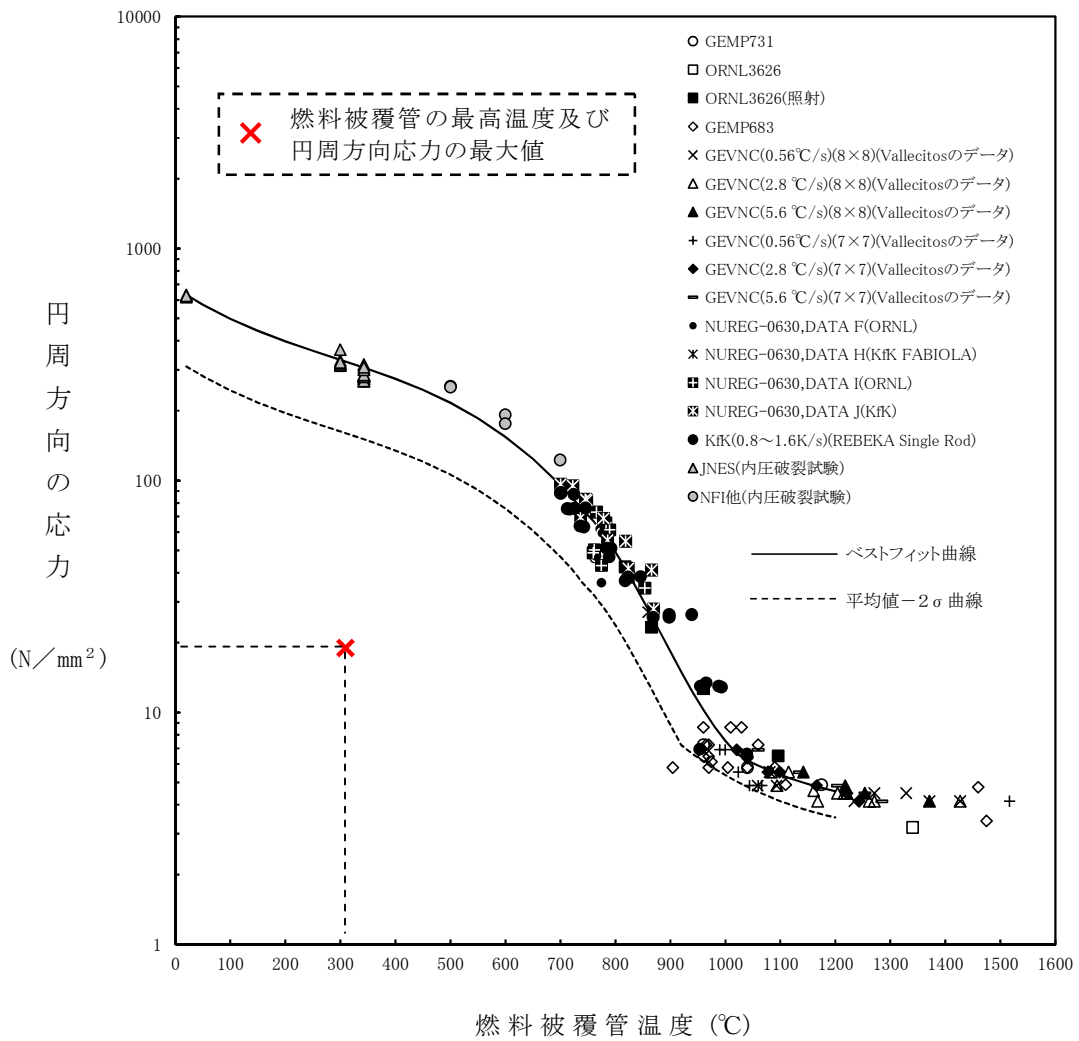
第 2.4.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



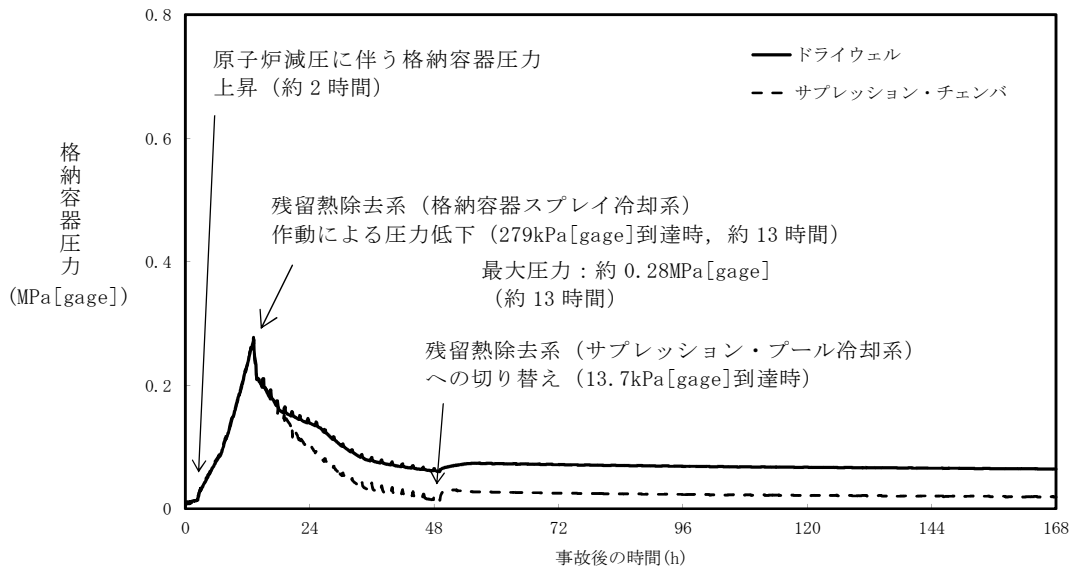
第 2.4.1-12 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



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

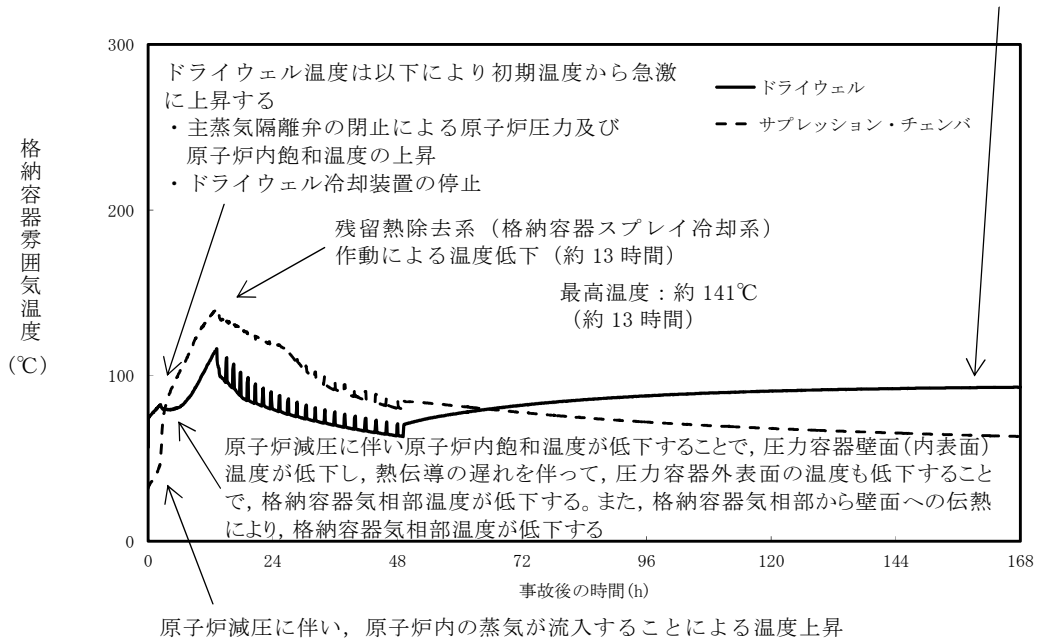


第 2.4.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

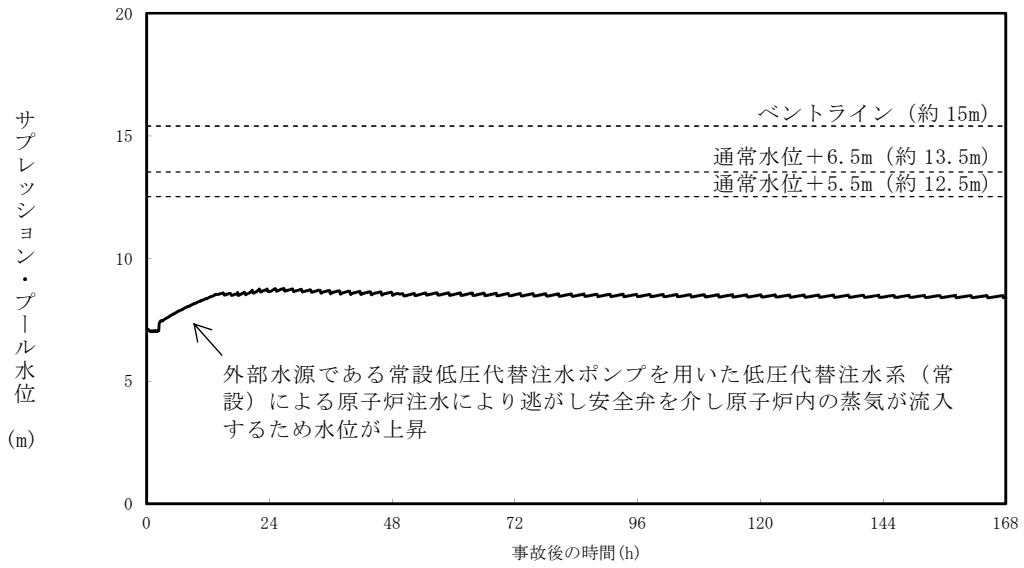


第 2.4.1-15 図 格納容器圧力の推移

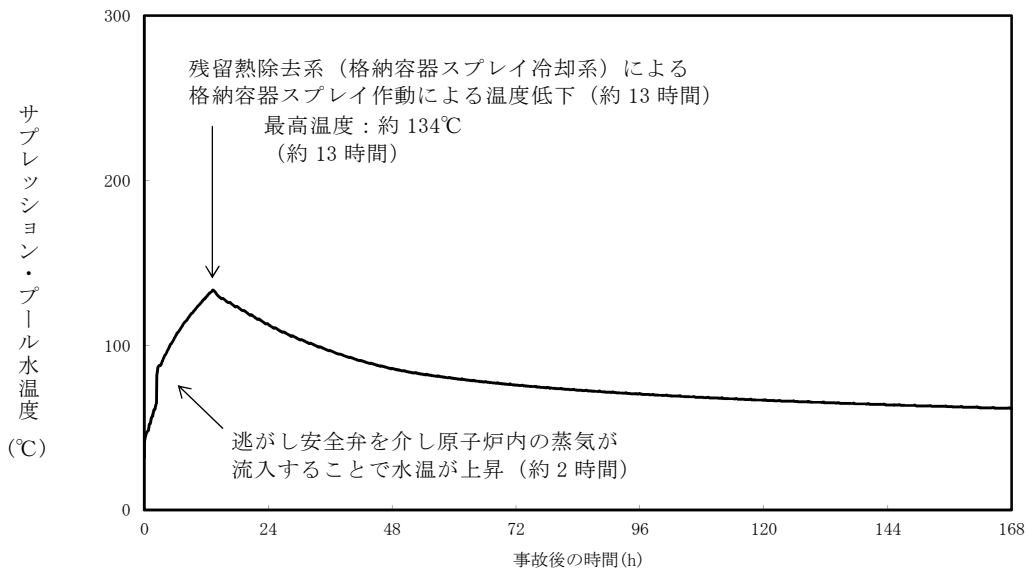
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後, 原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが, 原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



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】

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。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、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、ドライウエル雰囲気温度は、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エ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 (S A F E R) (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悪条件を包絡できずより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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、スプレッドシートのない実験結果の燃料棒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車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、実験結果の燃料棒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、燃料棒覆管温度は低くなるが、事故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、燃料棒覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はしないことから、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棒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棒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ナリクスでは、この影響は小さい。
	燃料棒覆管酸化	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-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、燃料棒覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒覆管温度は低くなるが、事故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、燃料棒覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はしないことから、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、燃料棒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ナリクスでは、この影響は小さい。
	燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒覆管温度は上述のようにより高めに評価され、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、ベーストフイット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料棒覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料棒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、燃料棒覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料棒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 (S A F E R) (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・凝縮・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(蒸気相相対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ミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒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ナ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、燃料棒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ミングに特段の差異を生じることがない。	運転(作)はシュワウド外水位(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、燃料棒覆管温度に対して、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。
			下部プレナラムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料棒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。	
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	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。	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。
			冷却材放出(臨界流・差圧流)	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十分に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十分に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。
原子炉圧力容器	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き原子炉圧力と注水流量の関係を使用して、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料棒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。崩壊熱が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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	ECOS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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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ていることを確認した。格納容器雰囲気気温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価するものと考えられ、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気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気温度を操作開始の起点として残留熱除去系によ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は、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°C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、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気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気温度を操作開始の起点として残留熱除去系によ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の不確かさは小さくなるものと推定され、全体として格納容器圧力及び雰囲気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気温度を測定データとよく一致することを確認している。	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°C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、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気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気温度を測定データとよく一致することを確認している。
	気液界面の熱伝達		「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
格納容器	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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブレーション・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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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となるパラメータと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			
原子炉熱出力 (压力容器ドーム部)	3, 293MW	約 3, 279 MW 約 3, 293 MW (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。
	6. 93MPa [Gage]	約 6. 91 MPa [Gage] ~ 約 6. 94 MPa [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 ~ 約 +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ス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ス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。	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、炉心脆弱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 kW/m ~ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料棒線出力密度に対する制限のため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件で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、燃料棒線出力密度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。ただし、おのおの炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。	最確条件で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、燃料棒線出力密度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。ただし、おのおの炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。

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となるパラメータと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			
原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	約 2.2kPa[gage] ~ 約 4.7kPa[gage] (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、崩壊熱が小さ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よそ小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブレーション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下による影響は緩和されることから、評価項目となる最確条件は解析条件よりもおおよそ小さくなる。	
	5kPa[gage]	約 25℃ ~ 約 58℃ (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、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	57℃	約 25 ~ 58℃ (実績値)	ドライウエルの観測点を設定	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るが、ドライウエルの雰囲気温度は、格納容器サブレーション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。	
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	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 (ウエットウエル)	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)	サブレーション・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(ウエットウエル)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、サブレーション・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。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウエットウエル)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、サブレーション・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。
	サブレーション・プール水位	6,983m (通常運転水位 -4.7cm)	サブレーション・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、サブレーション・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。	最確条件とした場合には、サブレーション・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。
サブレーション・プール水温	32℃	約 15℃ ~ 約 32℃ (実績値)	サブレーション・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よそ低くなるため、サブレーション・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を与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	ベント管真空破壊装置作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェンバール差圧)	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、運転員等操作時間を与える影響はない。	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を与える影響はない。
	外部水源の容量	約 8,600m ³	西側淡水貯水設備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を与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	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を与える影響はない。	—
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、原子炉炉水位異常低下(レベル2)信号にて発信するたため、原子炉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、運転員等操作時間を与える影響はない。	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を与える影響 (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			
原子炉スクラム	原子炉水位低下 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低下 (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い。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 で閉止	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	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い。
A.TWS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	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	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い。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79 MPa [gauge] ~ 8.31 MPa [gauge] 385.2 t/h / 個 ~ 410.6 t/h / 個 (設計値)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79 MPa [gauge] ~ 8.31 MPa [gauge] 385.2 t/h / 個 ~ 410.6 t/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、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運くなるため、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ナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、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。
重大事故等対策に関連する機器条件	(原子炉手動減圧操作時) 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	(原子炉手動減圧操作時) 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	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。
	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: 136.7 m ³ /h ・注水圧力: 1.04 MPa [gauge] ~ 7.86 MPa [gauge]	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: 136.7 m ³ /h ・注水圧力: 1.04 MPa [gauge] ~ 7.86 MPa [gauge]	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となるパラメータと評価項目となるパラメータを与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響	
	解析条件	最確条件				
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)	(原子炉注水車単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{diff}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{diff}]$ ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{diff}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{diff}]$	(原子炉注水車単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{diff}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{diff}]$	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、運転員等操作時間を与える影響はない。	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： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{diff}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{diff}]$	・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{diff}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{diff}]$	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るが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間を与える影響はない。	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(格納容器スプレレイ始動系)	スプレレイ流量： $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%：ドライウェイ ヨン・チェンバ)	スプレレイ流量： $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%：ドライウェイ ヨン・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い。	
緊急用海水系	約 24MW (サブプレッジョン・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において)	約 24MW 以上 (サブプレッジョン・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、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ブプレッジョン・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(格納容器スプレレイ冷却系)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、運転員等操作時間を与える影響はない。	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、格納容器圧力及びサブプレッジョン・プール水温度の上昇が遅くなることから、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
<p>速がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧操作(常設低圧系代替注水系を用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)</p> <p>操作条件</p>	<p>サブプレッション・プールの水温 65℃到達時</p>	<p>運転手順に基づきサブプレッション・プールの熱容量制限を踏まえて設定</p>	<p>【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、速がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧の操作実施基準(サブプレッション・プール水温 65℃)に到達するのは事象発生後約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、当直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】 速がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧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スイッチ子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スイッチ子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。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因による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。)の不明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、操作開始時間が遅くなることによる影響はない。</p>	<p>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。</p>	<p>原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能なる時間内に実施することであり、炉心損傷を回避することにより、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。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作を含む。)にて訓練を実施。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。</p>

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
<p>緊急用海水系 を用いた残留 熱除去系(低 圧注水系)に よる原子炉注 水並びに残留 熱除去系(格 納容器スプレ イ冷却系)又 は残留熱除去 系(サブ・ブ レック・ブ レック系)の 格納容器除熱 操作</p> <p>操作条件</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>実際には緊急用海水系の準備が完了した時点で、サブ・ブレイク・ブレイク・ブレイク等の準備を開始するが、評価上は、操作余裕時間を確保する観点で、格納容器圧力が代わって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</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・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(格納容器圧力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、当直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スイッチ操作による簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に對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は、異なる当直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。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチ操作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。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因による操作開始時間に与える影響として、操作開始時間は余裕時間を確保する観点で遅めの時間を設定しており、実際の操作開始時間は格納容器圧力245kPa[gage]到達時上での設定よりも早ま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。 本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさによる影響が、並列して実施する場合は、並列して実施す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。</p>	<p>実態の操作開始時間とは解析上の設定とほぼ同等であることから、解析上の操作開始時間(解析条件)の不確かさによる影響は、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によって、有効性の効果が得られ、有効性の解析における格納容器圧力の最大値に変わりがなく、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。</p>	<p>緊急用海水系を、原子炉注水操作は、事前準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作を含む)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。</p>

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 : 4,300m³

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

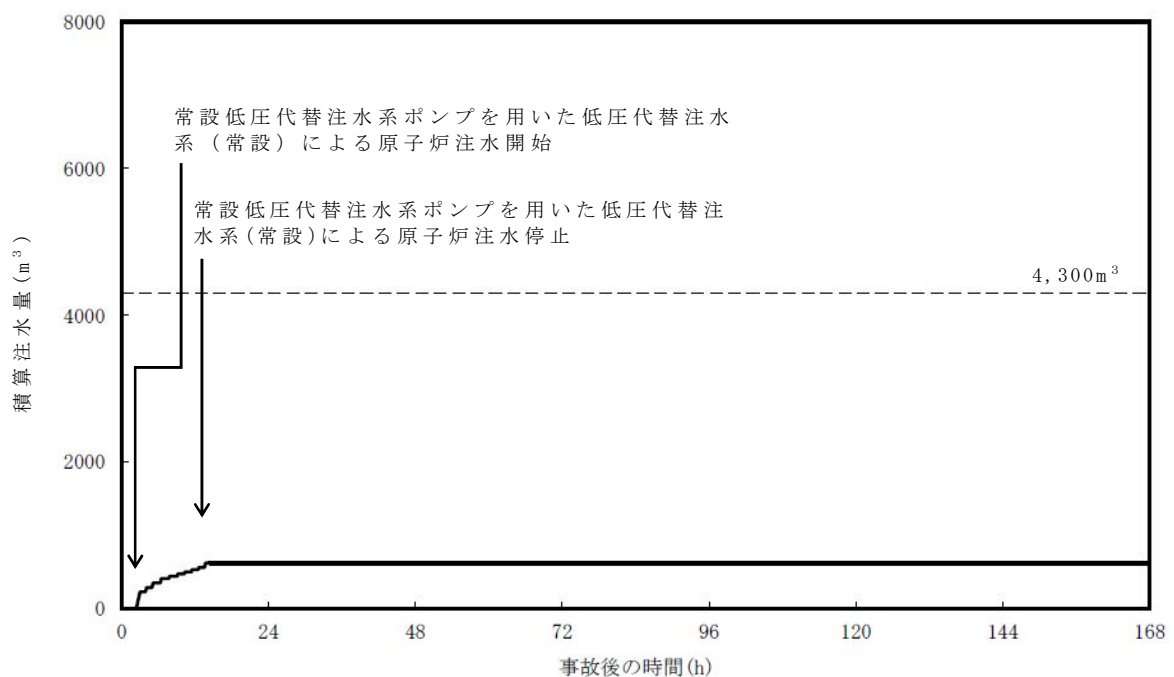
事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでは, 原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため, 代替淡水貯槽の水量は減少しない。

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 620m³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 620m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に 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

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

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

時系列	合計	判定
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) $420.0\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 5 \text{台 (運転台数)}$ =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

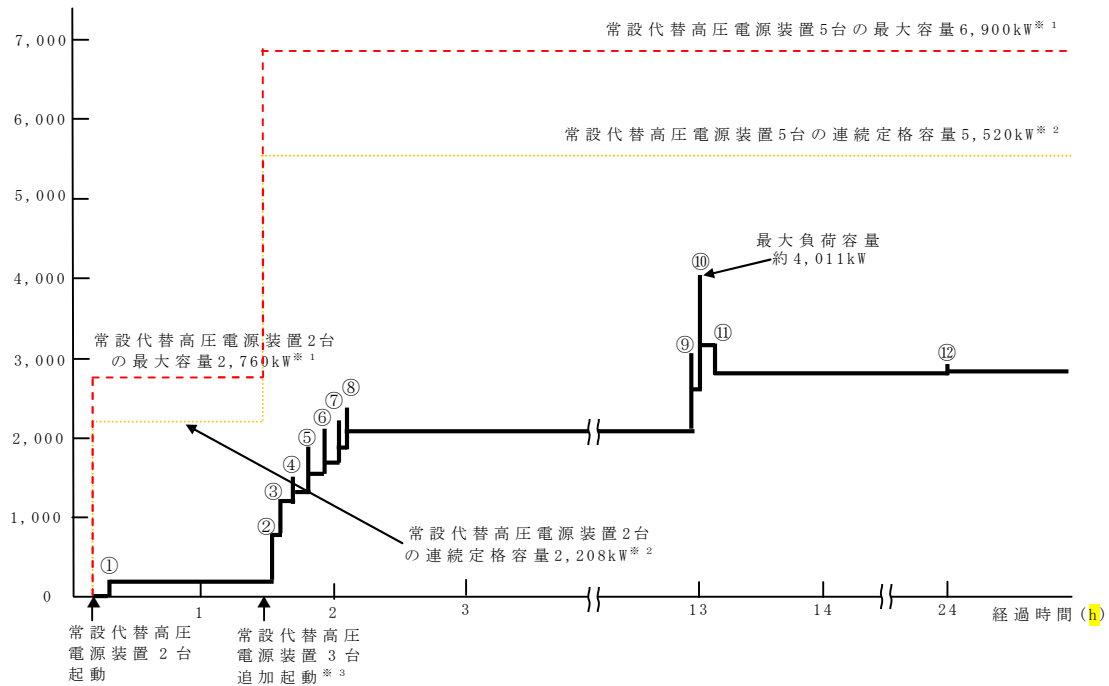
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

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)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷	約79 約108 約134 約248	約786	約773
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,482	約1,294
⑤	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他負荷	約45 約8 約183	約1,871	約1,530
⑥	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約2,084	約1,692
⑦	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約2,177	約1,882
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約2,367	約2,072
⑨	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約3,054	約2,586
⑩	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,011	約3,173
⑪	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約-380	—	約2,793
⑫	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,902	約2,823

負荷容量 (kW)



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＋逃がし安全弁再開鎖失敗＋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＋逃がし安全弁再開鎖失敗（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）＋逃がし安全弁再開鎖失敗＋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）＋逃がし安全弁再開鎖失敗＋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＋逃がし安全弁再開鎖失敗（HPCS成功）」、⑫「中破断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、格納容器内の冷却を行い、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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持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）による炉心冷却を継続する。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減圧及び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、必要な要員は災害対策要員（初動）19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作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、災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 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し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御さ

れるとともに、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）、原子炉水位（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。また、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。

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）、原子炉水位（燃料域）等である。

d. 崩壊熱除去機能喪失の確認

サブプレッション・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（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・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。

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

※ 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）の手動による原子炉減圧**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）の手動による原子炉減圧**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）の手動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）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(常設))に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。

i. 代替循環冷却系の起動操作

海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、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、代替循環冷却系の起動操作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操作

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℃に近接した場合は、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操作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、

サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・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減圧及び除熱の準備として、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、サブプレッション・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減圧及び除熱操作（サブプレッション・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減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、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ブプレッション・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減圧及び除熱操作を実施する。

なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱が可能である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)、格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)等である。

また、サブプレッション・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。

サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位等である。

l. 可搬型代替注水中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中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中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給油操作

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中型ポンプに燃料給油を実施する。

n. 使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

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、格納容器減圧及び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等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 S A F E R 及びシビアアクシデント総合解析コード M A A P により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器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、S A F E R 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 S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E 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、原子炉水位の低下が大きくなり、炉心の冷却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) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 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、手動操作による原子炉減圧には、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（ $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,419\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]^*\sim 7.65\text{MPa}[\text{dif}]$ ）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。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ 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。

(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： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）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、 $230\text{m}^3/\text{h}$ （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）

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、運転手順における調整範囲（ $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）の上限である $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が

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

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力が310kPa[gage]において13.4kg/sの排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。

なお、耐圧強化ベント系を使用する場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり、格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包含される。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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操作は、格納容器圧力が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減圧及び除熱操作は、格納容器圧力が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弁の手動操作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）の手動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 時間後に格納容器圧力が 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ブプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点でサブプレッション・チェンバ側の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 時間後に格納容器圧力が 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減圧及び除熱操作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，格納容器減圧及び除熱実施時のサブプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さとは比

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、炉心冷却が維持され、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減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生後の約 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、事象発生後の約 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、高圧炉心スプレー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減圧及び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及び耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱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エルに放出された核分裂生成物がドライウエルベントによりサブレーション・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 LOC A時注水機能喪失」の評価結果である約 $1.6 \times 10^{-1} \text{mSv}$ (格納容器圧力逃がし装置使用時) 及び約 $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ (耐圧強化ベント系使用時) 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。

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減圧及び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として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）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操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を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並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び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操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影

響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，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。

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。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。

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。解析条件の設定に当たっては、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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ 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 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 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。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合，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運転員等操作の開始時間は遅くなる。

(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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ 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。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。

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 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 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、原子炉からサブプレッション・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ブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の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。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)は、解析条件で設定したスプレイ流量(130m³/h一定)に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲(102m³/h~130m³/h)となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に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ベント時の圧力で決定されることから、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 2.4.2.2)

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)の手動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)は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度 65°C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操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 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減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 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）の手動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減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の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 0.31MPa[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 0.62MPa[gage]を十分に下回ることから、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）の手動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）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、高圧炉心スプレー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ー冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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減圧及び除熱操作は、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 0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレーを停止した時点の格納容

器圧力約0.255MPa[gage]から0.310MPa[gage]到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5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の重大事故等対策に必要な災害対策要員(初動)は、「2.4.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、災害対策要員(初動)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、発電所外から2時間以内に参集可能な要員の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「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 $5,410\text{m}^3$ の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に $4,300\text{m}^3$ 及び西側淡水貯水設備に $4,300\text{m}^3$ 、合計 $8,600\text{m}^3$ の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備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。

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 2.4.2.3)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から7日間の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（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL 、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL 、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電

源装置 2 台) については約 141.2kL, 合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 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, 高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について, 事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転を想定すると, 約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから, 可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による 7 日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給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, 必要負荷に対しての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 1,128kW であるが, 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には、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、高圧炉心スプレー系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持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）による炉心冷却を継続する。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ー冷却系（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減圧及び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、高圧炉心スプレー系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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ー冷却系（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減圧及び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、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、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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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減圧及び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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 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等が自動起動し、非常用母線が受電される。 	高圧炉心スプレイ系* 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機* 原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備 サプレッション・プール* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク* 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（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）	<ul style="list-style-type: none"> 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* 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機* 原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備 サプレッション・プール* 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・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（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・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。 	—	—	サブプレッション・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	<ul style="list-style-type: none"> 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）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 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 緊急用M/C電圧
逃がし安全弁（自動減圧機能）の起動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・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、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	サブプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ：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））	<ul style="list-style-type: none"> 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）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（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	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 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。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 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*	—	ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 代替循環冷却系流量原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 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
<p>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</p>	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa [gage] 又はドライウエル雰囲気温度が ドライウエル設計温度 である 171℃ に近接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減圧及び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。 	<p>常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*</p>	<p>—</p>	<p>ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力*</p> <p>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）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水量</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉満水操作として、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] に到達したことから確認し、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減圧及び除熱操作を実施する。 なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作が可能である。 	<p>格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系</p>	<p>—</p>	<p>ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*</p> <p>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）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）</p>

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備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 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> 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中型ポンプへの燃料給油を実施する。 	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操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

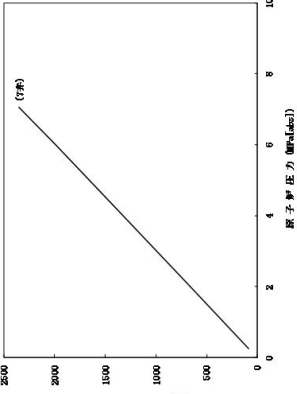
第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/6)

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：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカーフト下端から +126 cm)	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°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) 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°C	ドライウエル内ガス冷却装置の設計におけるドライウエル平均温度を設定
初期条件		

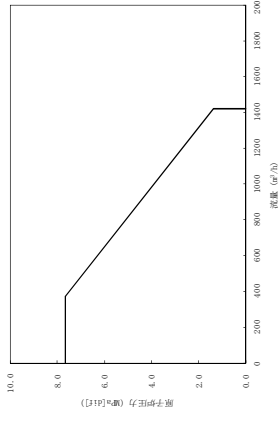
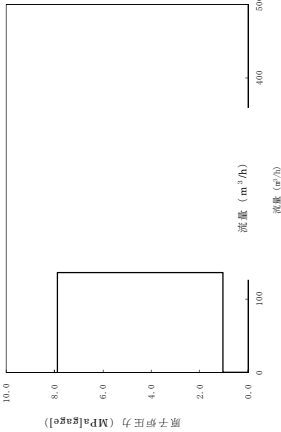
第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/6)

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 (ドライウエル)	設計値を設定
	格納容器体積 (ウエットウエル)	サブレーション・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
	サブレーション・プール水位	サブレーション・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
	サブレーション・プール水温度	サブレーション・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	設計値を設定
事故条件	外部水源の水温	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
	起因事象	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	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	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り、炉心の冷却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)

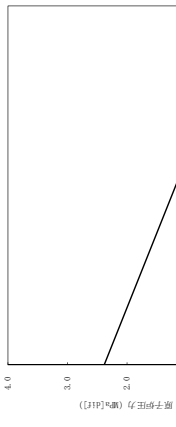
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ リッブ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリ ップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7. 79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8. 10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8. 17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8. 24MPa [gage] × 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ナシケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁	(原子炉手動減圧操作時) 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き原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第 2.4.2-2 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
<p>高圧炉心スプレイス</p>	<p>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</p> <p>最小流量特性 ・注水流量 : $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,419\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力 : $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 7.65\text{MPa}[\text{dif}]$</p>	<p>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</p> 
<p>原子炉隔離時冷却系</p>	<p>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</p> <p>・注水流量 : $136.7\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力 : $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$</p>	<p>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</p> 

重大事故等対策に関連する機器条件

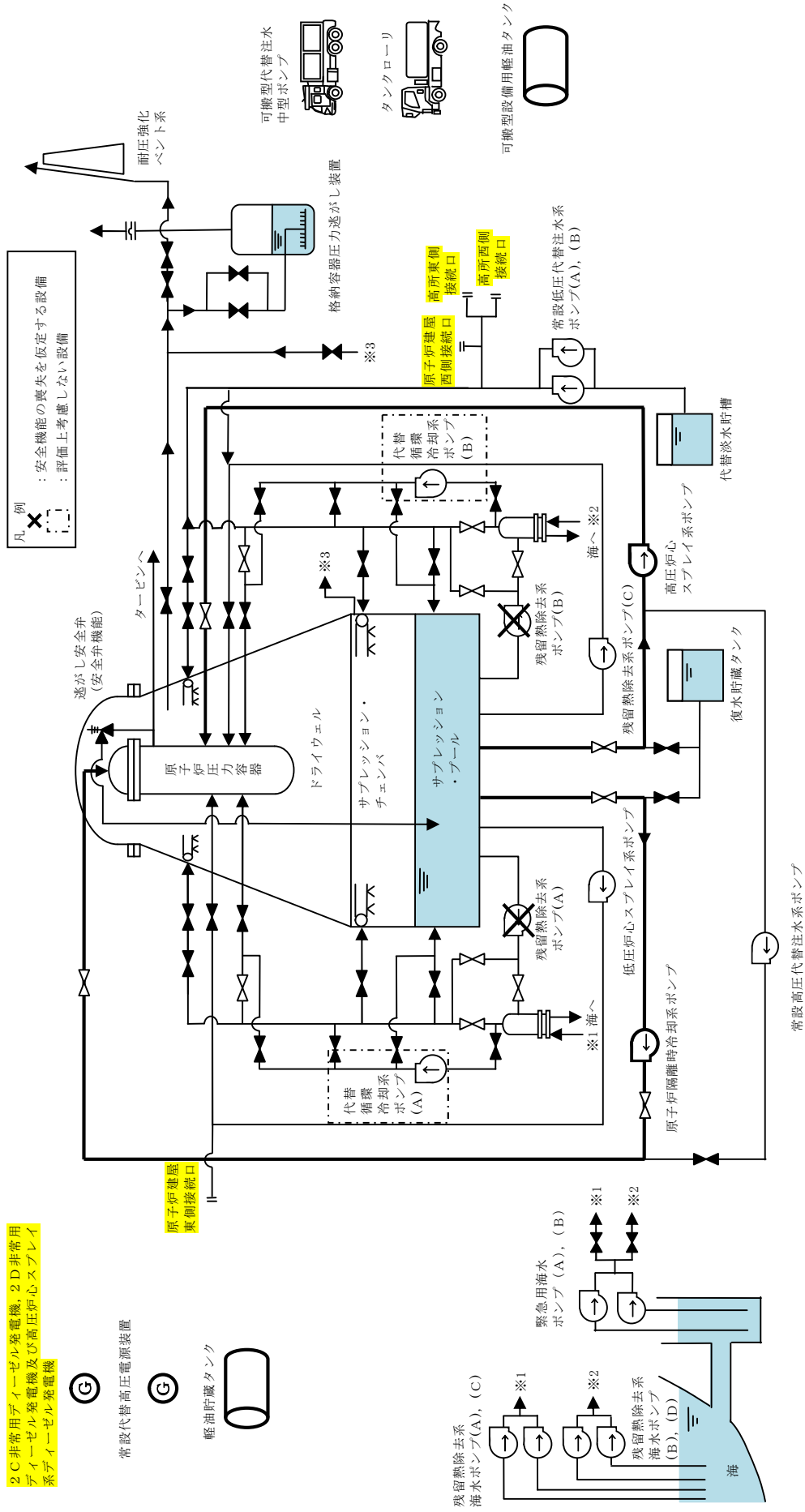
第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>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</p> <p>(原子炉注水単独時)</p> <p>最小流量特性 (2 台)</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ 	<p>機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p> <p><常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性></p> 
<p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</p>	<p>(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時)</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量: $230\text{m}^3/\text{h}$ (一定) <p>格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合は停止し, $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開し, サプレッション・プールの水位が通常水位 + 6.5m に到達した場合に停止する。</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p> <p>サプレッション・プール水位の上昇が早くなり, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として, 運転手順の流量調整範囲 ($102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$) における上限を設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>スプレイ流量: $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)</p> <p>排気流量: $13.4\text{kg}/\text{s}$</p> <p>(格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)</p>	<p>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</p>

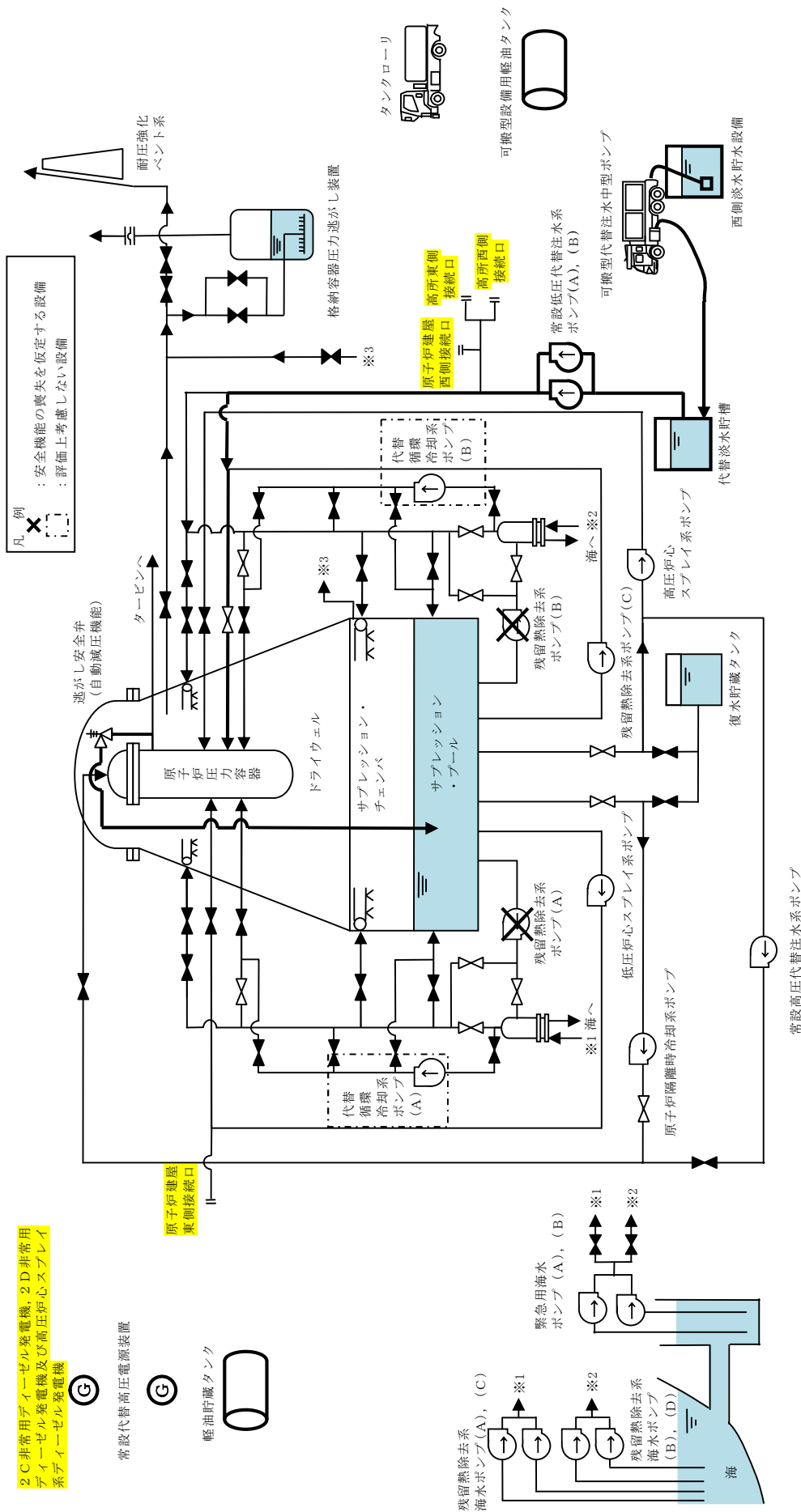
第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動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)	サブレーション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき, サブレーション・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操作	格納容器圧力 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減圧及び除熱操作 (サブレーション・チェンバ側)	格納容器圧力 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

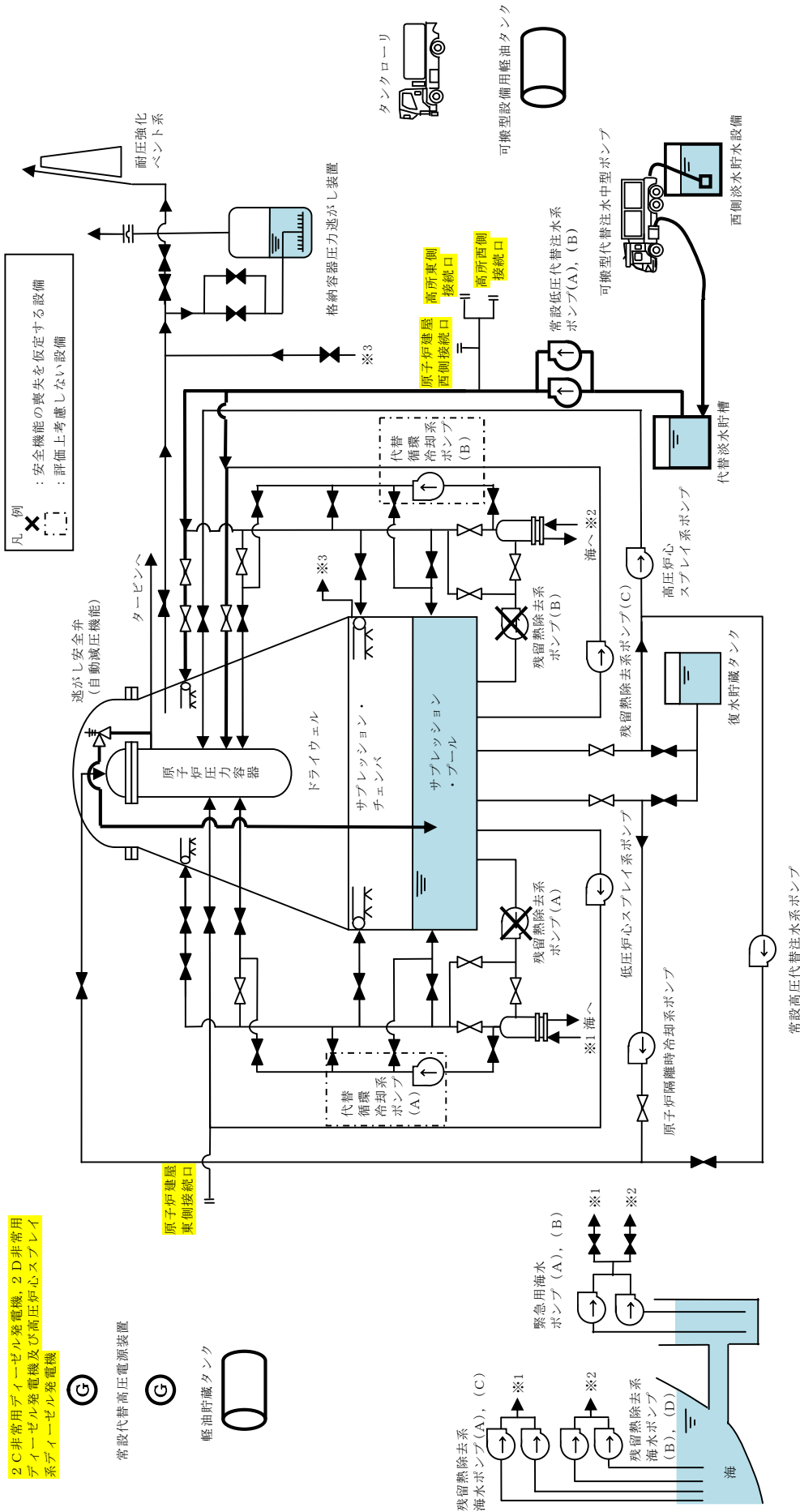
重大事故等対策に関連する操作条件



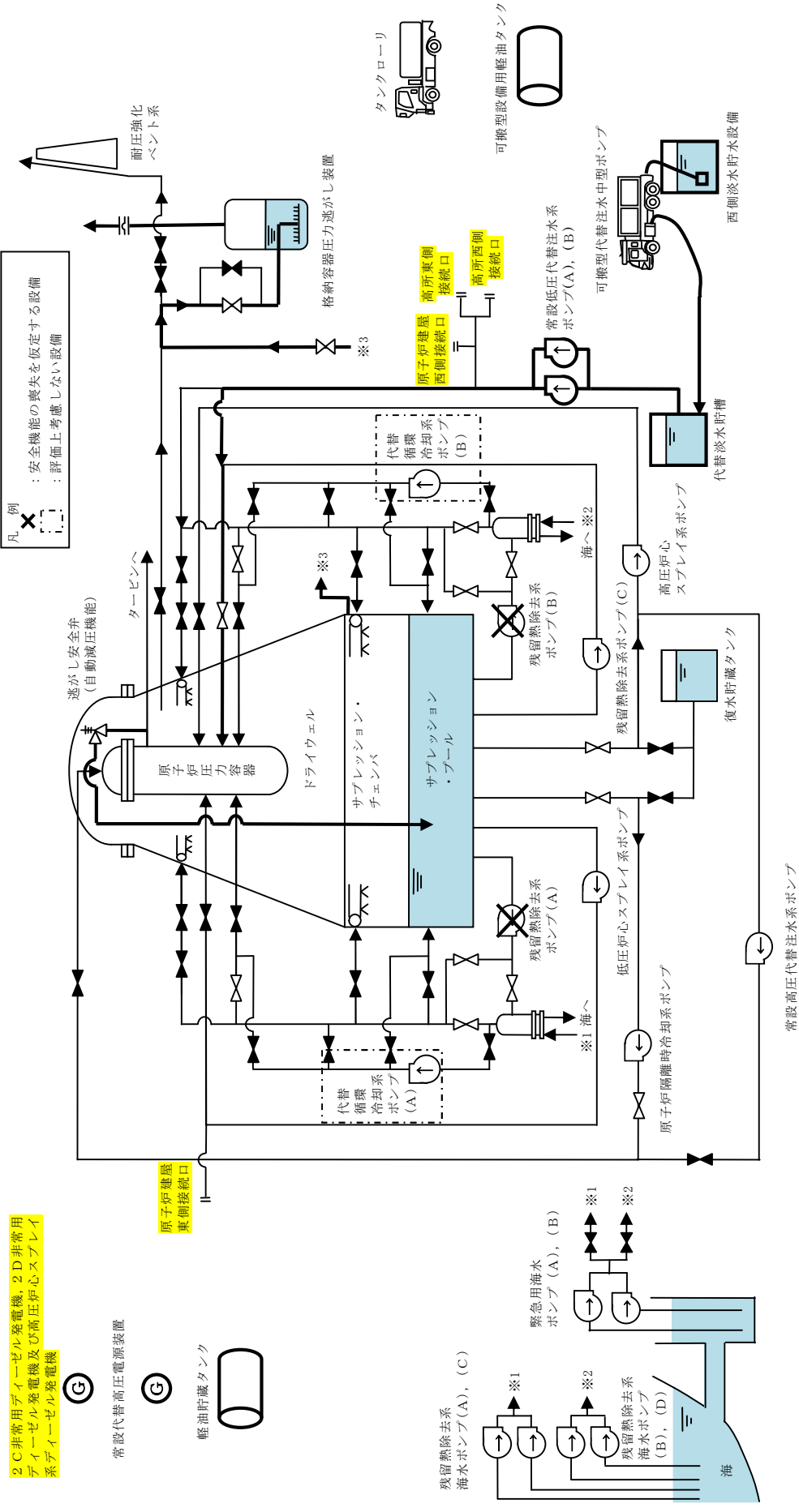
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故対策の概略系統図（1/4）
 （高圧炉心スプレイスターバイゼン系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



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)



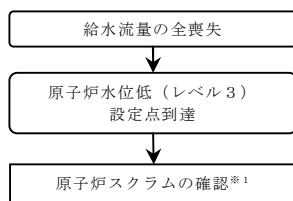
第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故対策の概略系統図（3/4）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイス冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



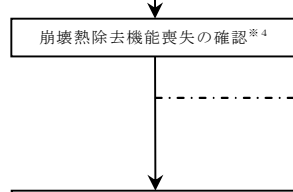
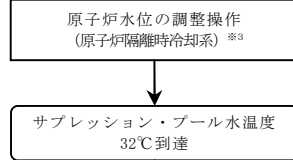
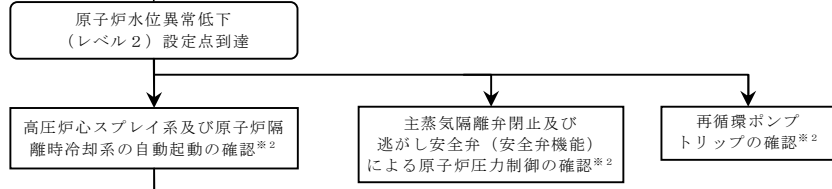
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故対策の概略系統図 (4/4)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器熱除熱段階)

(解析上の時刻)

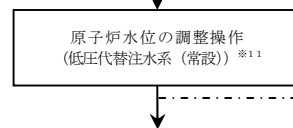
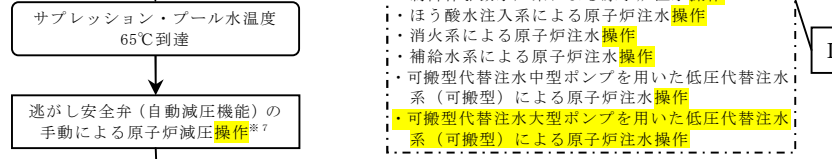
(約 0 秒)



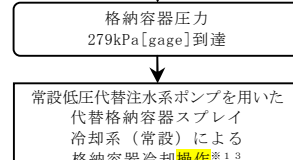
(約 20 秒)



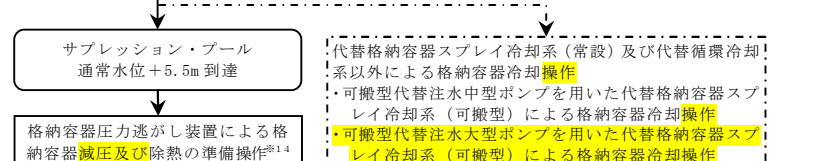
(約 2 時間)



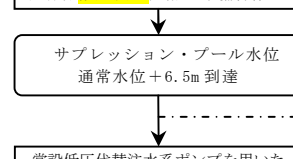
(約 13 時間)



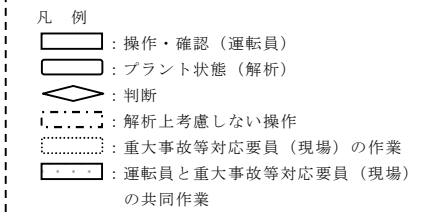
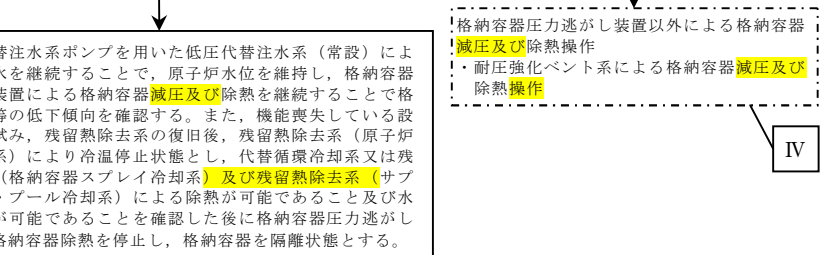
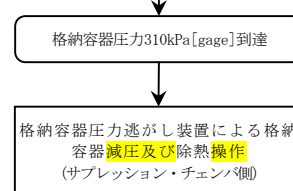
(約 24 時間)



(約 27 時間)



(約 28 時間)



- ※ 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 高圧炉心スプレー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、高圧炉心スプレー系は待機状態とする。
- ※ 4 サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサブプレッション・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、本事故シナリオでは、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ー系若しくは低圧炉心スプレー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の受電操作を実施する。
- ※ 7 サプレッション・プール水温度がサブプレッション・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おそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
・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燃料有効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、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※ 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事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上
なお、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※ 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 解析上考慮しない代替循環冷却系は、実際には以下の運用としている。
・事象初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
・格納容器圧力が 245kPa[gage] に到達した時点で、代替循環冷却系による格納容器スプレーを実施する。また、代替循環冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレーの併用が可能な設計としている。
- ※ 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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却操作は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 217kPa[gage] から 279kPa[gage] の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage] から 279kPa[gage] の範囲に維持するよう 102 ~ 130m³/h の範囲でスプレー流量を調整する。
- ※ 14 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、格納容器バント準備のため、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、「サブプレッション・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。
- ※ 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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止は、以下により判断する。
・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達
- ※ 16 格納容器減圧及び除熱操作前に、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得手段】

I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替循環冷却系、制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) 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ー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系及び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減圧及び除熱を優先するが、耐圧強化バント系による格納容器減圧及び除熱も可能である。

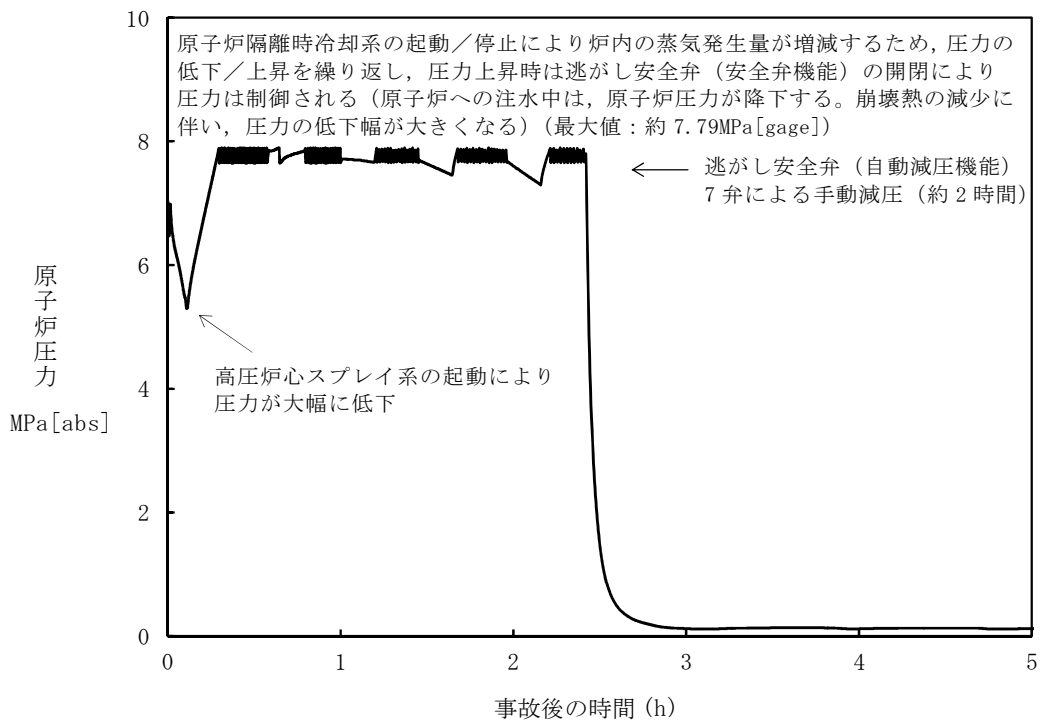
第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の対応手順の概要

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			操作の内容	経過時間（分）						備考							
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	0	10	20	30	40		50	60	70	80	90	100	110
操作項目	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容 ▽ 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	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (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（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及び高圧炉心スプレイ系）	【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（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱操作（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台の起動操作及び緊急用母線の受電操作			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系統構成操作及び起動操作				3分									

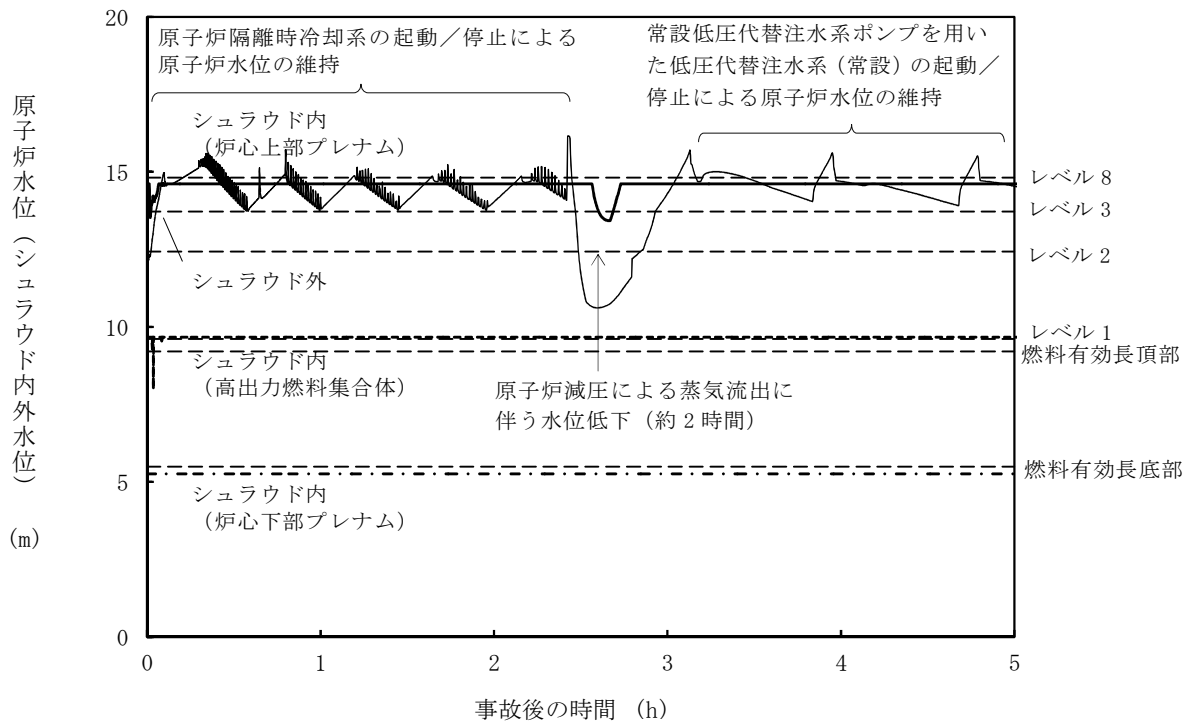
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1/2）

				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			操作の内容	経過時間（時間）											備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
					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 格納容器圧力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 格納容器圧力310kPa [gage] 到達											
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【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												
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	【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系統構成操作及び起動操作	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)の手動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弁の手動開放操作	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											
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	【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)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視											
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	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視											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
原子炉満水操作	【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流量増加操作	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 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	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 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)	5分											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(現場での第一弁操作)	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減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)	75分											格納容器ベント実施後、適宜状態監視
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(現場での第二弁操作)	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(現場での第二弁操作)	180分											解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	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給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参集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）

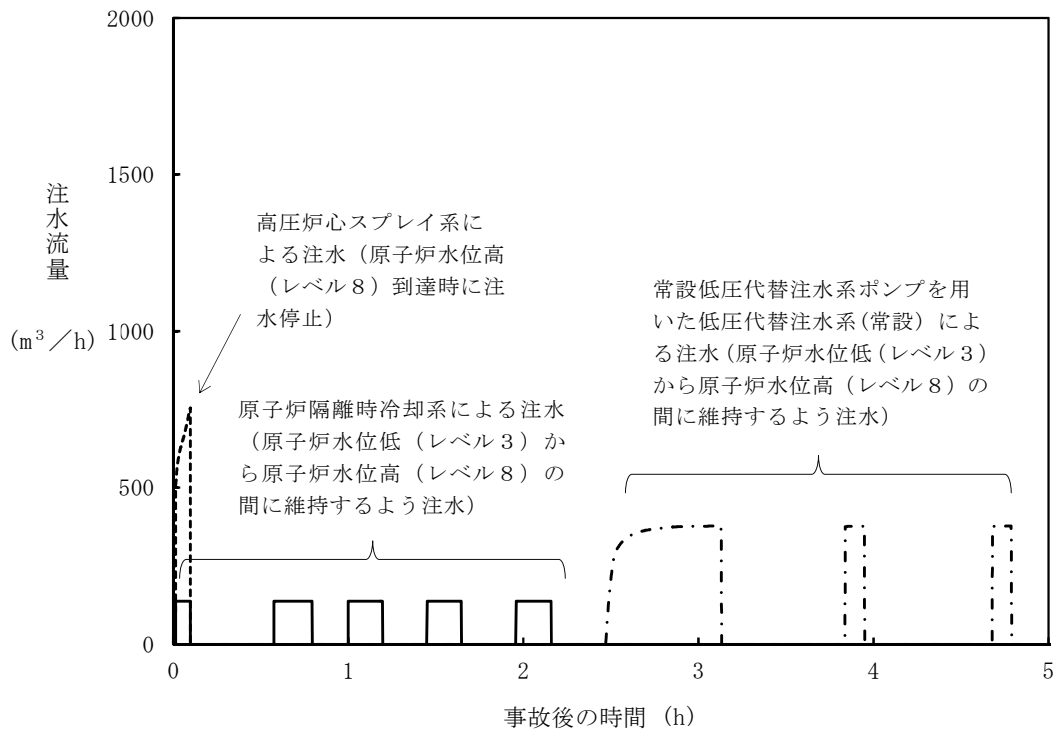


第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移

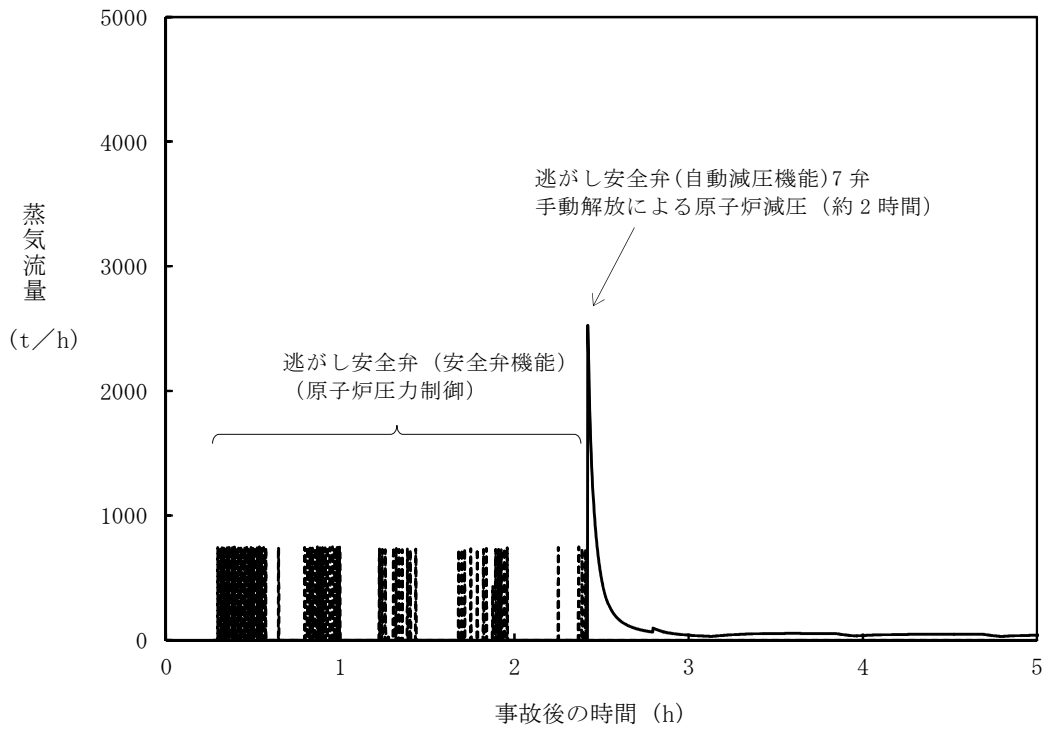


第 2.4.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

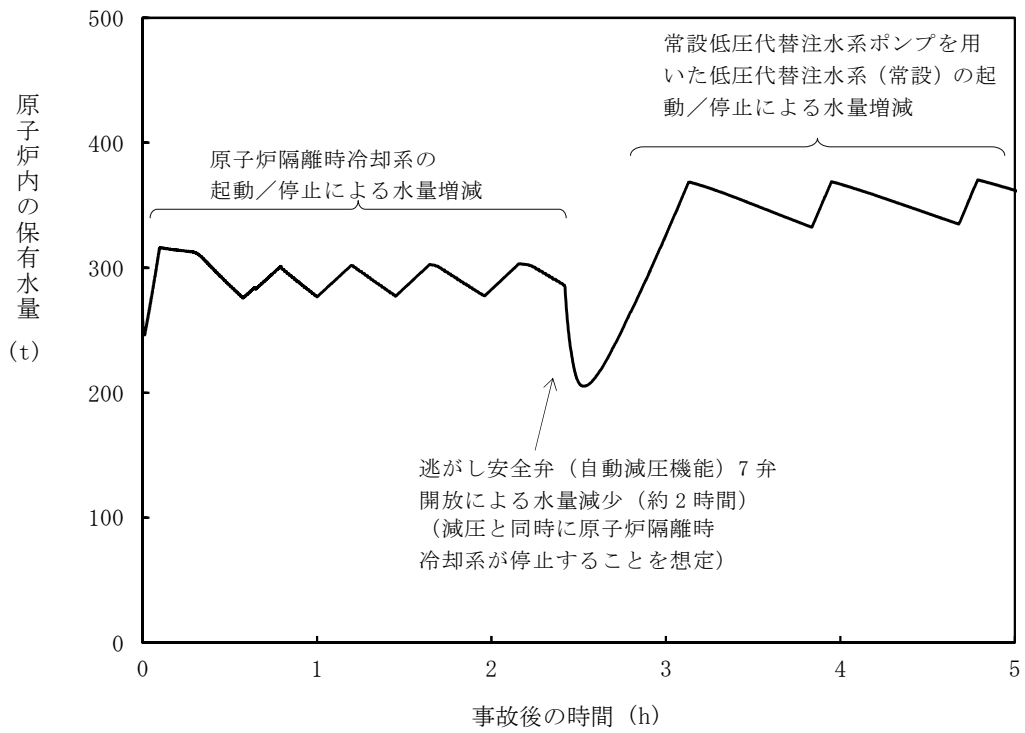
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



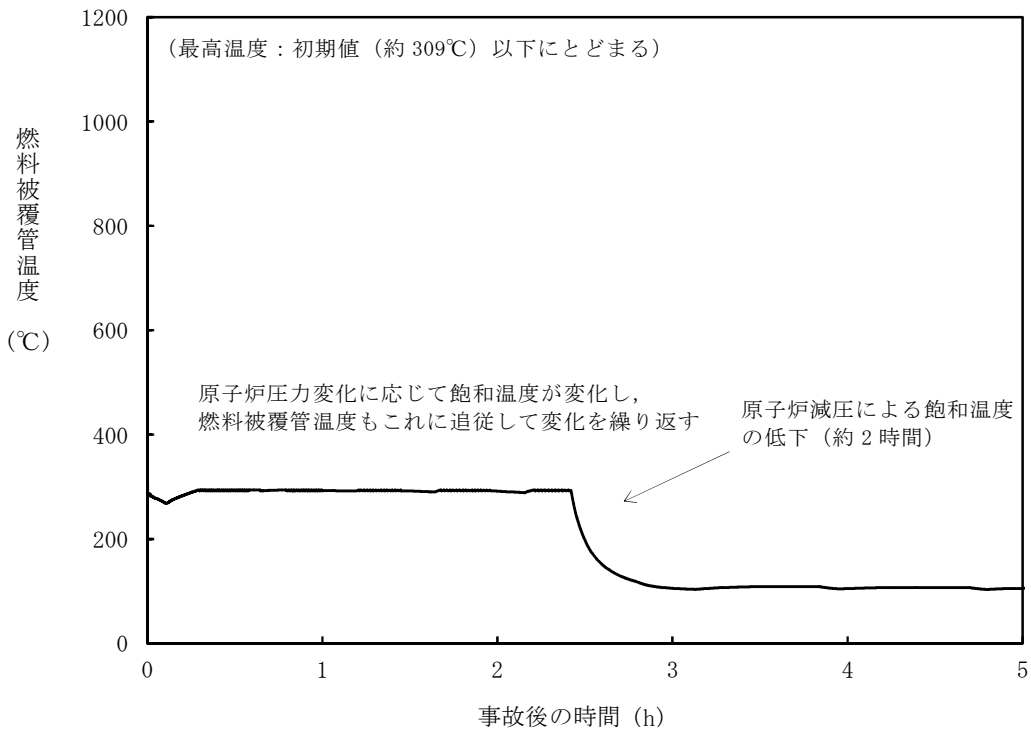
第 2.4.2-6 図 注水流量の推移



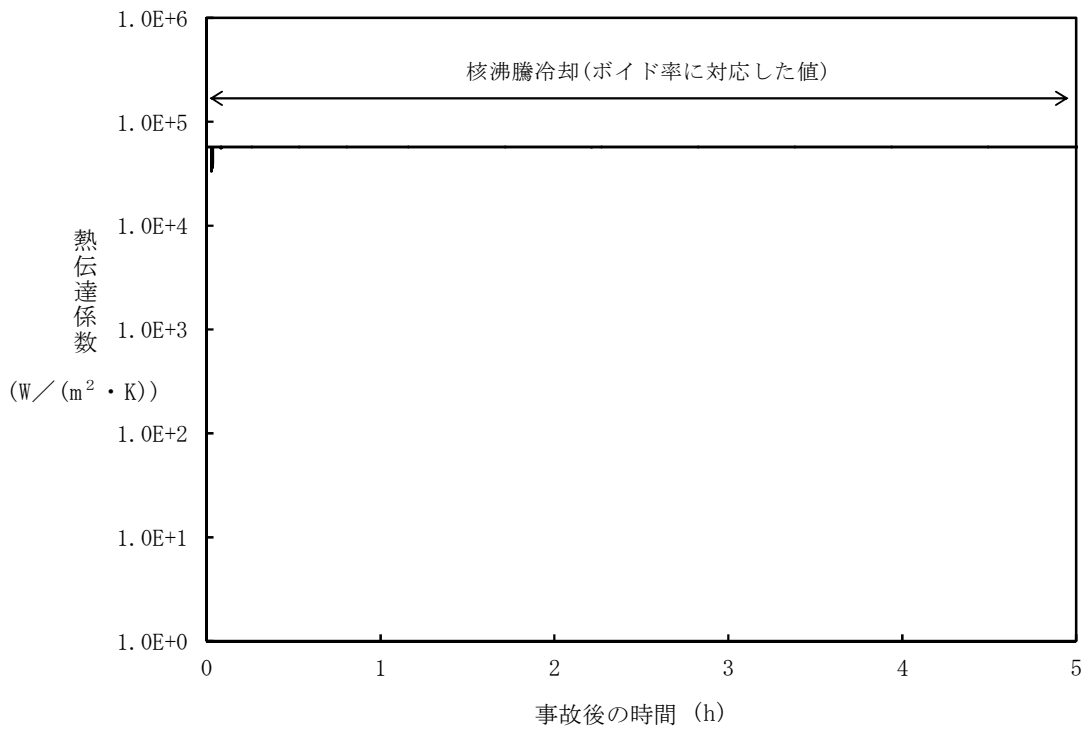
第 2.4.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



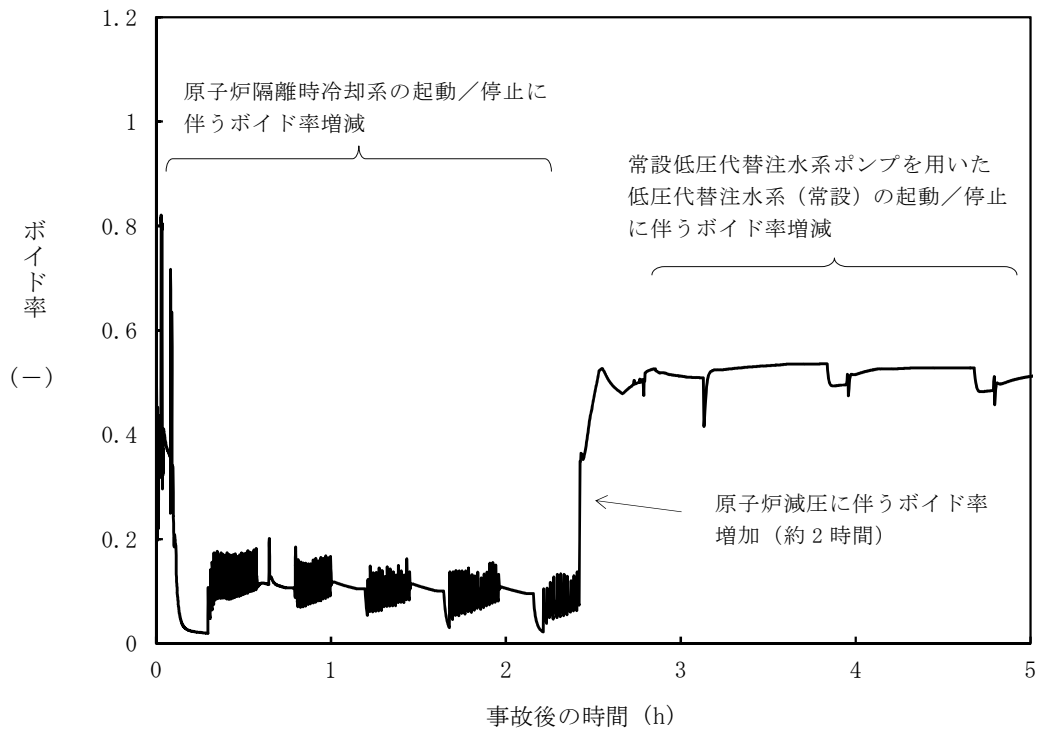
第 2.4.2-8 図 原子炉内保有水量の推移



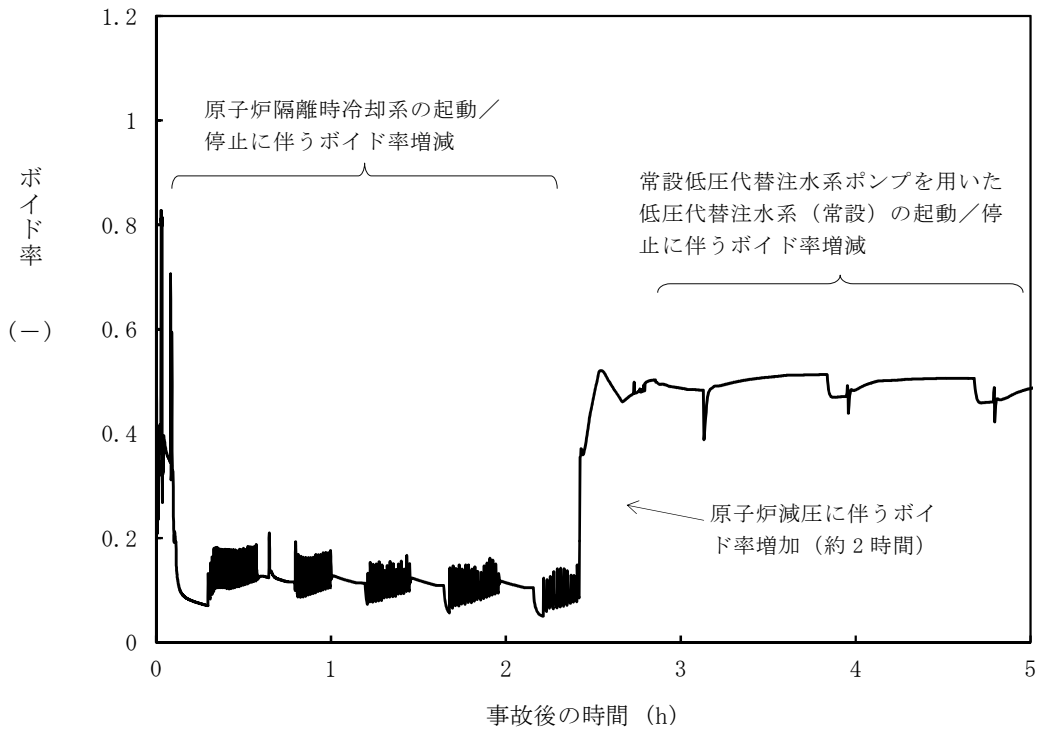
第 2.4.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



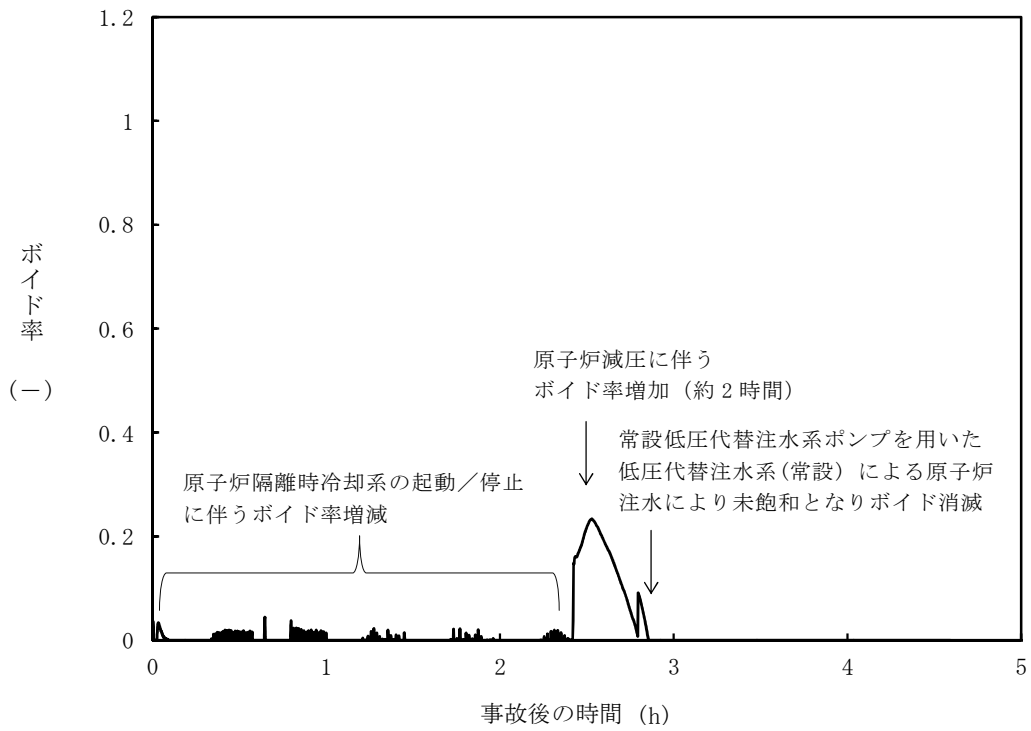
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



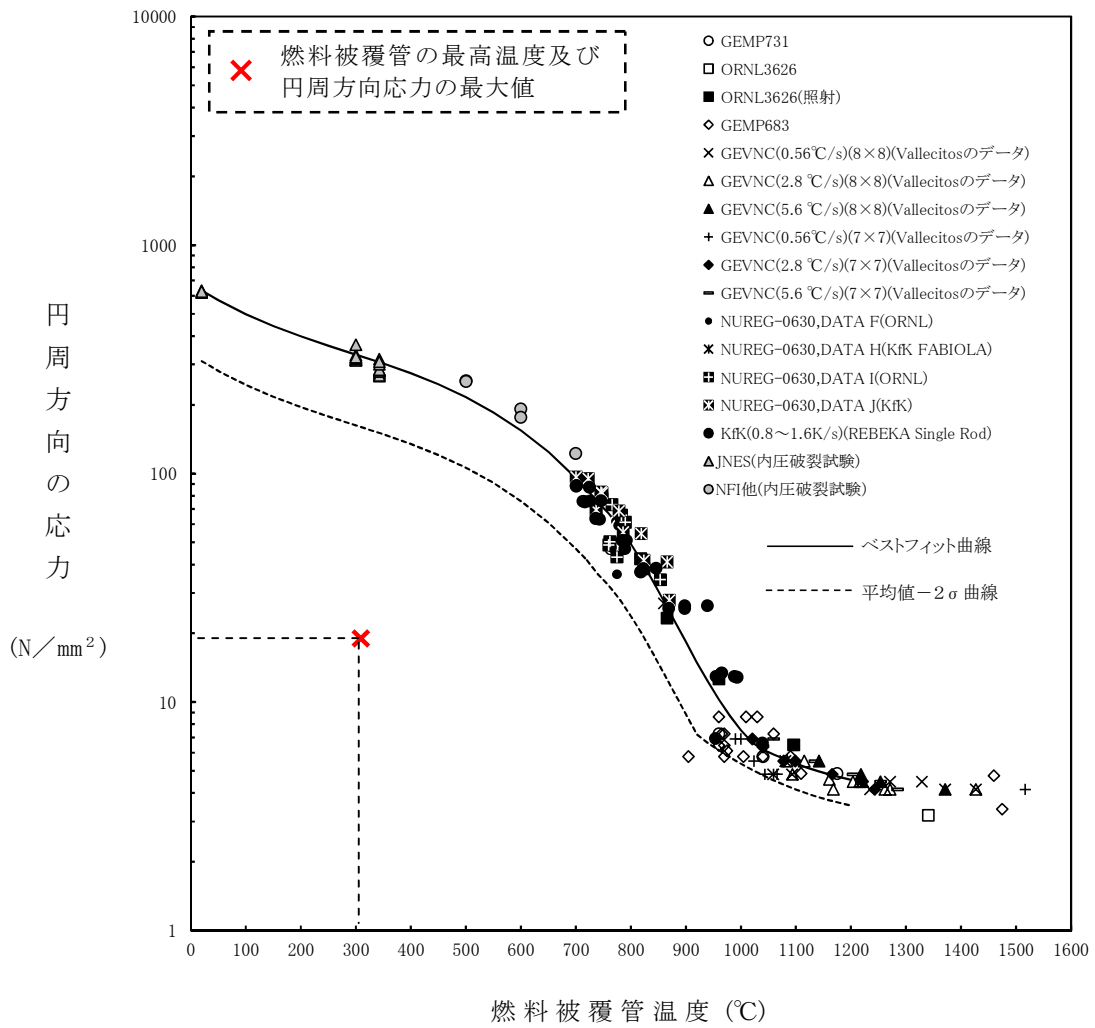
第 2.4.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

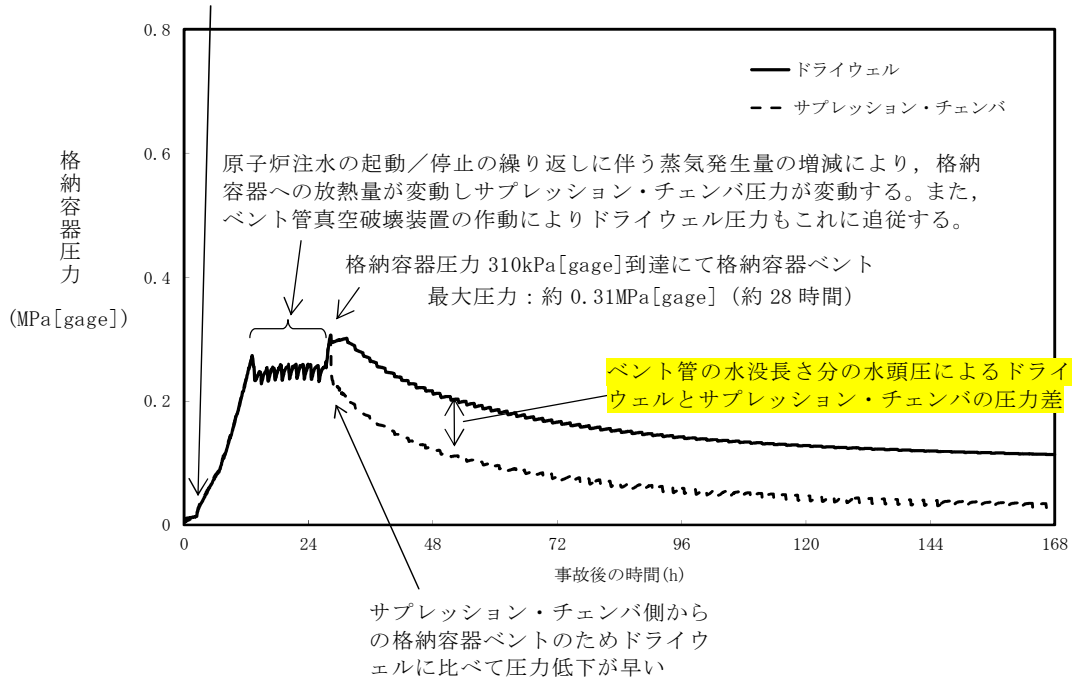


第2.4.2-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



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

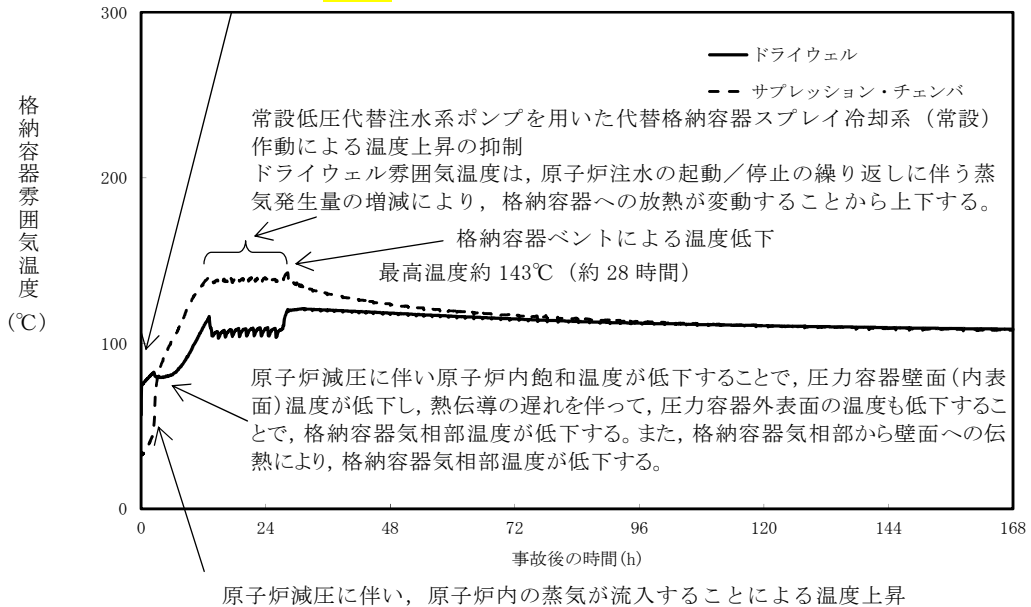
格納容器圧力 279kPa[gage]到達にて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 13 時間）



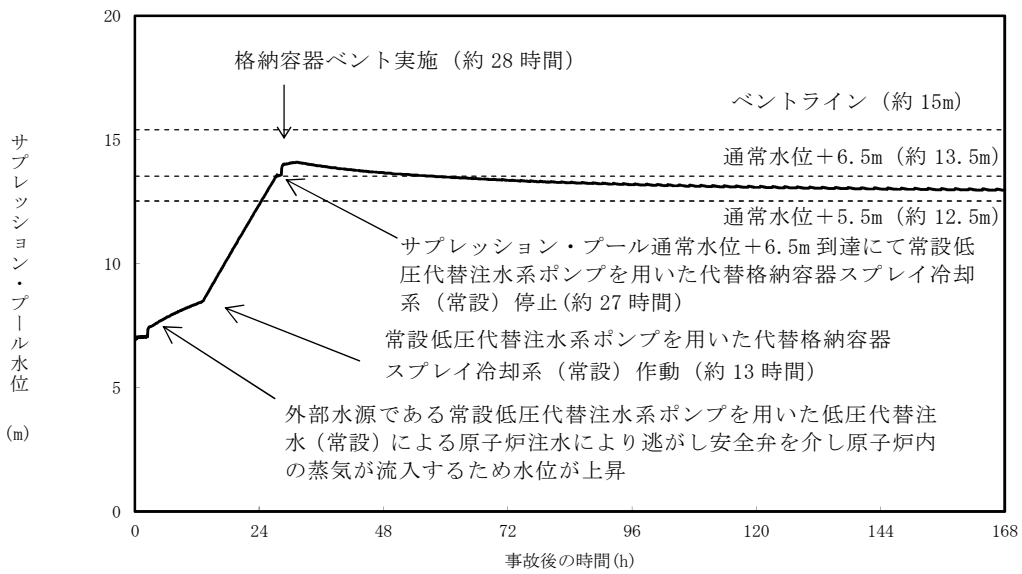
第 2.4.2-15 図 格納容器圧力の推移

ドライウエル温度は以下により初期温度から急激に上昇する

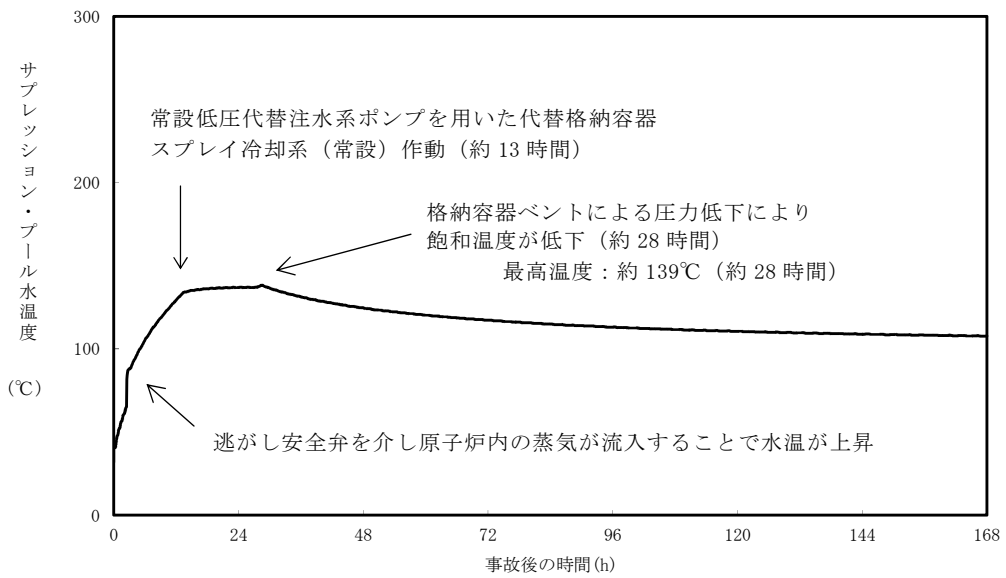
- ・主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力及び原子炉内飽和温度の上昇
- ・ドライウエル内ガス冷却装置の停止



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 L O C A 時注水機能喪失」の評価結果 $6.2 \times 10^{-1} \text{ mSv}$ 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 (S A F E R) (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悪条件を包絡できず崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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わせてコード全体として、スプレッドシートを用いた実験結果の燃料棒表面熱伝達係数を低く評価すること、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなること、燃料棒表面熱伝達係数の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ッドシートによる注水での燃料棒冷却過程における蒸気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、実験結果の燃料棒表面熱伝達係数に比べて最大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、燃料棒表面熱伝達係数の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ッドシートの自動起動により確保され、燃料棒表面熱伝達係数を操作開始の起点とする運転員等操作時間には影響はない。	実験コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料棒表面熱伝達係数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くなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び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、事故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ッドシート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時間には影響はない。	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ナリオでは、この影響は小さい。
	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、ベスタ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なく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることから、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。	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なく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることから、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と与える影響 (S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
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, FIRST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果に重畳する水位変動成分を除いて、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(蒸気相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ナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じることがない」と 考えよ 。	運転(作)はシュワウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから、運転員等操作時間と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変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変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と与える影響はない。
			下部プレナラムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアスラ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、運転員等操作時間と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十分に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、平衡均質流モデルを適用可能である。	
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	TBL, ROSA-III, FIRST-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結果が得られており、臨界流モデルに關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、運転員等操作時間と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十分に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と与える影響は小さい。
			冷却材放出(臨界流・差圧流)	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、運転員等操作時間と与える影響は無視できると考えられ、平衡均質流モデルを適用可能である。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。
	ECCS注水(給水系・代替注水系含む)	原子炉注水モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用して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と与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。

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 (M A P)

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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	ECS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水カモデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できていることを確認した。格納容器雰囲気気温度を 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、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気気温度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気温度を操作開始の起点として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していることを確認した。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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気気温度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気温度を操作開始の起点として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していることを確認した。	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、実験体系において格納容器圧力及び雰囲気気温度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気温度を操作開始の起点として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していることを確認した。	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	
	気液界面の熱伝達		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいて、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、格納容器雰囲気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していることを確認した。	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、格納容器雰囲気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していることを確認した。
	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。水源温度は短時間で雰囲気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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水カモデル)	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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。		

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			
原子炉熱出力 (圧力容器ドーム部)	3, 293kW	約 3, 279kW 約 3, 293kW (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。
	6. 93MPa[gage] (実績値)	約 6. 91MPa [gage] 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 ～約 +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ス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) までの原子炉水位低下量は約 2m 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ス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) までの原子炉水位低下量は約 2m 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)	表荷炉心ごと 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	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、炉心脆弱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 kW/m 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料棒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、燃料棒覆管温度の上昇が緩和され、原子炉炉心からの蒸気量が減少することから、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 本事故シナリオでは、この影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため、燃料棒覆管温度の上昇が緩和され、原子炉炉心からの蒸気量が減少することから、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 本事故シナリオでは、この影響は小さい。
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、燃料棒からの蒸気量が小さくなり、原子炉炉心からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することから、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蒸気筒気並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅く、これらに対する余裕が大きくなる。	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、燃料棒からの蒸気量が小さくなり、原子炉炉心からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することから、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蒸気筒気並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅く、これら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となるパラメータと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			
格納容器圧力	5kPa [gage]	約 2.2kPa [gage] ~ 約 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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなくなる。	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くなる。
ドライウエール雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 58℃ (実績値)	ドライウエール内ガス冷却装置の設定温度を設定	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、ドライウエール雰囲気温度は、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、ドライウエール雰囲気温度は、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 (ドライウエール)	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 (ウエットウエール)	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)	サブレッション・プール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 (ウエットウエール) 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、サブレッション・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 (ウエットウエール) 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、サブレッション・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。
サブレッション・プール水位	6,983m (通常運転水位 -4.7cm)	7,000m ~ 7,070m (実績値)	サブレッション・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、サブレッション・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、サブレッション・プール水位は 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、サブレッション・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、サブレッション・プール水位は 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。
サブレッション・プール水温	32℃	約 15℃ ~ 約 32℃ (実績値)	サブレッション・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、サブレッション・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、サブレッション・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 (ドライウエール・サブレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3,45kPa (ドライウエール・サブレッション・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、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ることから、同様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ブレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブレッション・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ることから、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 8,600m ³ (西側淡水貯水設備 + 十代管淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び十代管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 (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	-	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	-	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。	
	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い。
重大事象等機器対策に連する条件	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下(レベル2)信号 で閉止	原子炉水位異常低下(レベル2)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い。
	A T W S 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	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	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となるパラメータと与える影響 (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と与える影響
	解析条件	最確条件			
重大事 故等 発生 条件	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.9MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 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、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、現象発生初期に 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 施する事故シナリオに対しては、 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、現象進展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、現象進展に与える影響はな い。 なお、本事故シナリオにおいては、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 期待した場合には、評価項目とな るパラメータに与える影響はない。
	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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、現象進展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、現象進展に与える影響はな い。
	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな い。
原子炉隔離時冷却系	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな い。
高圧炉心 スプレ イ系	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな い。
	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな い。
	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな い。
	(原子炉圧力制御時) 逃がし安全弁 7.79MPa[Gage] ~ 8.31MPa[Gage] 385.2t/h/個 ~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 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	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。	解析条件は最確条件と同等であること から、現象進展に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であること から、現象進展に与える影響はな 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			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳し設定として、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。	最確条件とした場合、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ペントを実施する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ペ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。
	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $230\text{m}^3/\text{h}$ 以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $230\text{m}^3/\text{h}$ 以上	設計に基づき、併用時の注入先圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プールの水位が緩和されることから、サブプレッション・プールの水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	
	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)	スプレイ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	スプレイ流量： $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲(102 $\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$)における上限を設定	
格納容器圧力逃がし装置	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ 以上 (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ 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、格納容器ペ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ペントを実施するマネー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ペ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。	

重大事象等
 関連機器
 運転員等
 評価条件

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	解折上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間と与える影響	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
速がし安全弁(自動減圧機能)の自動炉減圧操作による原子炉減圧機作(常設低圧ポンプを代用した低圧系(常設)による原子炉注水)	サブレーション・プール水温 65℃到達時	運転手順に基づきサブレーション・プール熱容量制限を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>事故時の重要監視パラメータとしてサブレーション・プール水温を継続監視しており、また、速がし安全弁(自動減圧機能)の自動炉減圧操作の発生時刻から約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。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直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。</p> <p>【移動】</p> <p>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。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>速がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧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スイッチ操作により、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。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>他の並列操作はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の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。</p>	<p>上記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間と与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間にはほぼ同等である。本操作は、解折コード及び解折条件(操作を除く。)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。</p>	<p>実態の操作開始時間は解折上の設定とほぼ同等であること、解折コード及び解折条件(操作を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが到達した時点で開始すること、同等の効果が得られ、事象の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は与える影響はない。</p>	<p>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期間中に炉心損傷を回避する事が可能であり、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、高圧炉心スプレイレイン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。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬訓練)による訓練は約1分。想定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。</p>
常設低圧ポンプを用いた代替格納容器スプレイレイン系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器圧力 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	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイレインの操作基準(格納容器圧力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。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直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。</p> <p>【移動】</p> <p>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。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室の制御盤の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。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能である。また、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レイン冷却系(常設)は、低圧代替注水(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レイン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レインの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の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。</p>	<p>上記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間と与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間にはほぼ同等である。本操作は、解折コード及び解折条件(操作を除く。)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は、並列して実施する格納容器スプレイレイン系(常設)による格納容器圧力279kPa[gage]に到達すること、同等の効果が得られ、事象の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は与える影響はない。</p>	<p>常設低圧ポンプを用いた代替格納容器スプレイレイン系(常設)による格納容器冷却操作は、格納容器圧力279kPa[gage]に到達時に、常設低圧ポンプを用いた代替格納容器スプレイレイン系(常設)による格納容器冷却操作を実施することから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬訓練)による訓練は約1分。想定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。</p>	

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を与える影響 (2/3)

項目	解折上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間を与える影響	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
<p>操作条件</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(圧力) (サブプレッジョン・チェンバ側)</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(圧力) (サブプレッジョン・チェンバ側)</p>	<p>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</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器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(格納容器圧力310kPa[gage])に到達するのは、事象発生後約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を与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直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を与える影響はない。 【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を与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスライツチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に對して十分に短く、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、異なる当直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を与える影響はない。 【操作の確実性】 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスライツチによる簡易な操作であり、可能性は非常に高い。調整操作は起りにくいことから、調整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。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因による操作開始時間を与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間とはほぼ同等である。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合、現場操作にて対応するため、75分程度は遅れる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間とはほぼ同等である。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面にも、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。</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(圧力) (サブプレッジョン・チェンバ側)から、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て格納容器圧力逃がし装置二次圧力操作を実施する場合、格納容器減圧及び除熱操作を開始が遅れることで、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から0.31MPa[gage]以上上昇するが、格納容器プレッジョン・チェンバ側の格納容器圧力約0.25MPa[gage]から0.31MPa[gage]到達までの時間約1時間未満であることから、挿入する。0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5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。</p>	<p>中央制御室での操作は、シミュレーション(模擬操作含む)にて訓練取得。訓練では、格納容器圧力を監視し、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、310kPa[gage]到達時に、格納容器操作を中止して格納容器減圧及び除熱操作を実施し、操作時間は約4分。想定している範囲内で意図して遠隔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、移動時間を含まれ約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遠隔操作が実施可能であることを確認した。</p>

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	解折上の操作開始条件	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	代替淡水貯槽への補給は、解折条件ではないが、解折で想定している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180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180分のところ、訓練実績等により約164分を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ポンプへの燃料給油操作	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は、解折条件ではないが、解折で想定している継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分（タンクローリーへの給油30分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油20分）を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分を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 : 4,300m³
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

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) による格納容器冷却

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) による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後, 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。

③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

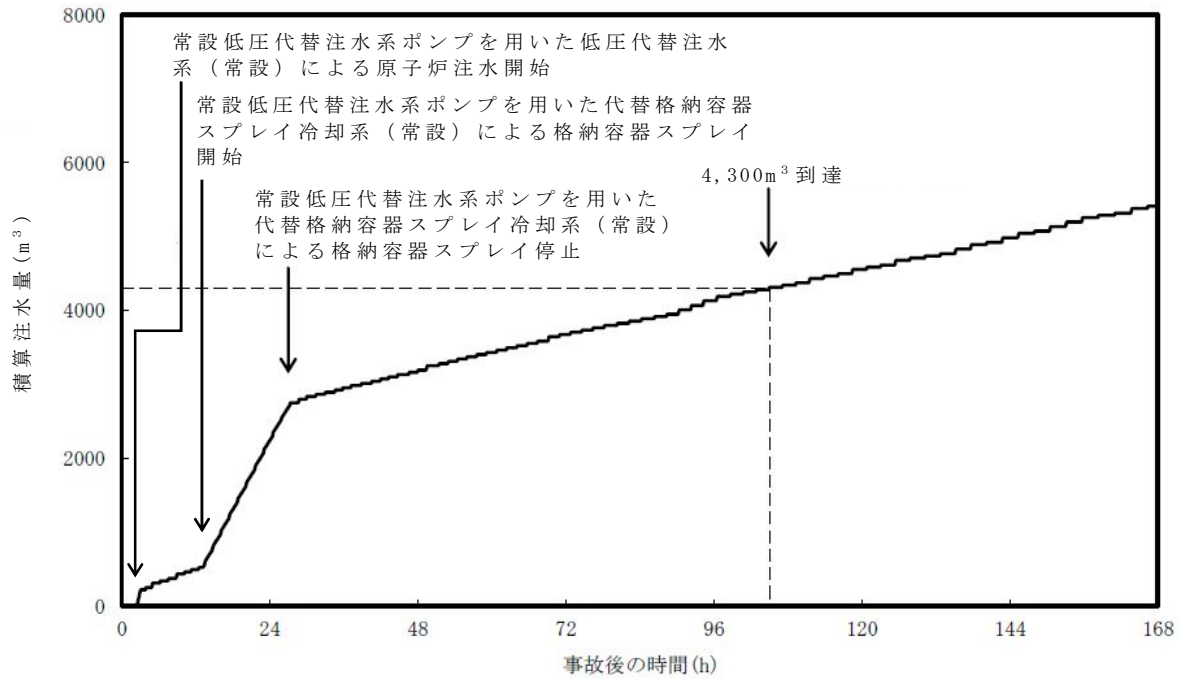
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

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 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。

可搬型代替注水中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 315 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、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 5,410m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計 8,600m³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))

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃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
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 (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 ^{※2} (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		
可搬型代替注水中型ポンプ 1 台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約 6.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 6.0kL	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 緊急用**母線**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。

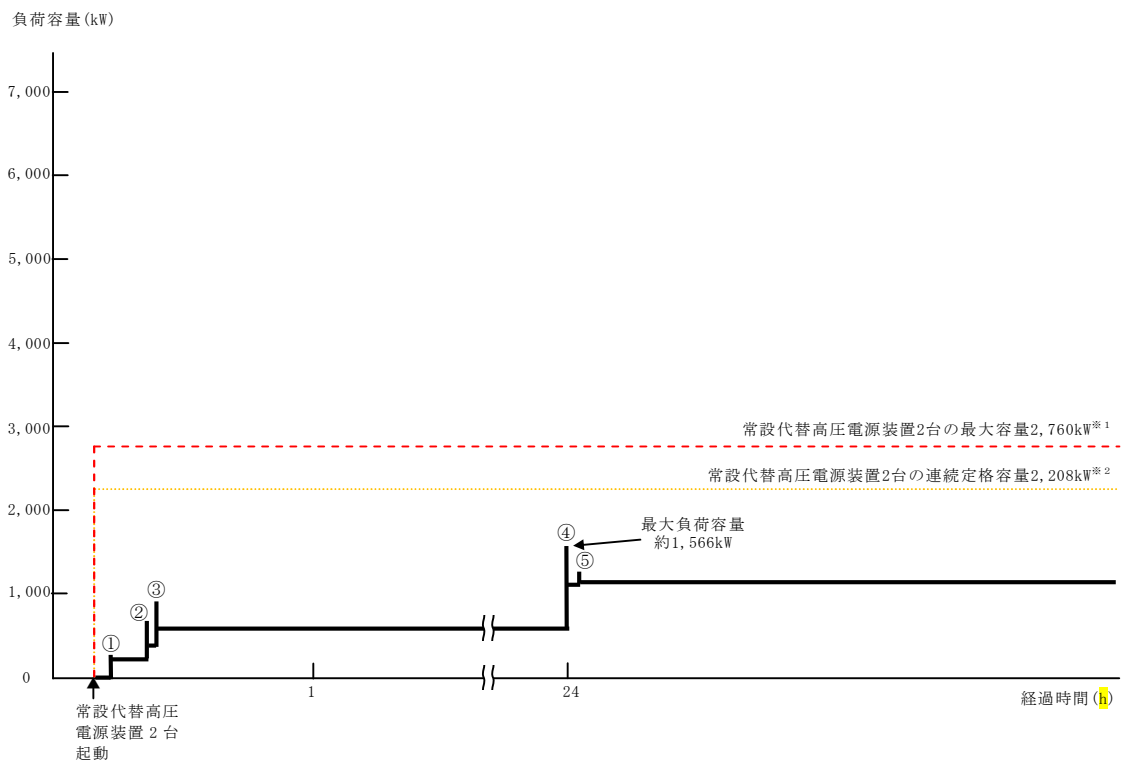
常設代替交流電源設備の負荷

(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)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約 120 約 84	約 252	約 204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約689	約394
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約879	約584
④	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約1,566	約1,098
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,207	約1,128



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)

2.6 L O C A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「L O C A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L O C A＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断L O C A＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断L O C A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「L O C A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L O C A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L O C A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 L O C A 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 L O C A 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、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、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、格納容器内の冷却を行い、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「L O C A 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、初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持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）による炉心冷却を継続する。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減圧及び除熱手段を整備する。なお、安定状態に向けた対策として、代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱手段も整備している。これらの系統の起動操作は、中央制御室からの遠隔操作により約 1 時間で実施可能であることから、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する事象発生の約 28 時間後までに十分な時間余裕をもって完了することができ、またこれらの系統に期待する場合には格納容器圧力及び雰囲気温度の評価項目に対する余裕は大きくなることから、評価上は保守的に期待しないこととする。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、必要な要員は災害対策要員（初動）19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び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、災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び L O C A 発生の確認

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 L O C A が発生したことを確認する。

原子炉スクラム及び L O C A 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し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、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、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系の系統構成及び起動操作を実施し、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

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）の起動操作

低圧注水機能喪失及びL O C A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。

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

g. 可搬型代替注水中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、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧**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）の手動による原子炉減圧**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) 及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) である。

i. 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) の手動操作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 (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)、原子炉水位 (燃料域) 等である。

j. 代替循環冷却系の起動操作

海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、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、代替循環冷却系の起動操作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ー流量等である。

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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却操作

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

ル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接した場合は、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操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・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減圧及び除熱の準備として、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、サブプレッション・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。

1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・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減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、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

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ブプレッション・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減圧及び除熱操作を実施する。

なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱が可能である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)、格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)等である。

また、サブプレッション・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。

サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位等である。

m. 可搬型代替注水中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中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中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給油操作

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中型

ポンプに燃料給油を実施する。

○. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

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, 格納容器減圧及び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M A A Pにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器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、S A F E R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S A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T E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

破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径であり、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））においても大破断L O C Aの破断位置として想定する再循環系配管（出口ノズル）（配管断面積約 $2,900\text{ cm}^2$ ）とする。

破断面積は、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm^2 及び約 9.5 cm^2 とする。なお、約 9.5 cm^2 の破断面積は、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）の操作時間余裕を考慮しない場合に、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な範囲で最大となる破断面積を確認するために設定する。

（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、炉心の冷却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) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 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、手動による原子炉減圧操作には、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： $0\text{m}^3/\text{h}\sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]$ ※～ $2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）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、 $230\text{m}^3/\text{h}$ （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、運転手順における調整範囲の上限である $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力が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。

なお、耐圧強化ベント系を使用する場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり、格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包含される。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）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）の起動及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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操作は、格納容器圧力が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減圧及び除熱操作は、格

納容器圧力が 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当たっては、「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 線実効エネルギー 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

に当たる値は $2.78 \times 10^{13} \text{Bq}$ (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 $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$ (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = $3.7 \times 10^{10} \text{Bq}$)

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%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を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踏まえ、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものとする。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*。

* 核分裂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は(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。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots\dots\dots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/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/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots\dots\dots (2)$$

K : 空気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線実効エネルギー 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 $2.9 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3$ ，相対線量 (D/Q) を $4.0 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}$ とし，耐圧強化ベント系を用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度 (χ/Q) は $2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3$ ，相対線量 (D/Q) は $8.1 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$ 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 3.7 cm^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 2.6-9 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 9.5 cm^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

中小破断 L O C A 及び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、事象発生後の 25 分後に、手動操作により逃がし安全弁（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

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、格納容器圧力が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ー冷却系(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ー冷却系(常設)による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生の約27時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点でサブプレッション・チェンバ側の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ー冷却系(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時間後に格納容器圧力が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減圧及び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ブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・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、事象発生約 37 分後に最高値の約 616°C に到達するが、評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ 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、事象発生約 31 分後に約 842°C に到達するが、評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ 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 9.5cm^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 $7.79\text{MPa}[\text{gage}]$ 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 $8.09\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（ $10.34\text{MPa}[\text{gage}]$ ）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減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$ 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減圧及び除熱により低下傾向となることから、約9.5cm²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減圧及び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。

約3.7cm²の破断を想定する場合、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、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 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。また、評価条件としてLOCA発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「LOCA時注水機能喪失（破断面積3.7cm²）」における格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の操作時間（格納容器圧力310kPa[gage]到達時）は、おおむね同等（約28時間後）であることから、破断面積の違いが格納容器減圧及び除熱操作の操作時間に与える影響は非常に小さい。このため、約9.5cm²の破断を想定する場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、また、格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となることから、実効線量の評価結果に有意な違いはない。

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。

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 L O C A 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）の起動後に手動操作により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減圧及び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として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）、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並びに格納容器圧力逃がし装置

による格納容器減圧及び除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を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ー冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び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ー冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.6.6)

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 2.6.6)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第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。解析条件の設定に当たっては、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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ 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 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 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、原子炉からサブプレッション・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り、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、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エル雰囲気温度は、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、炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7

cm²及び約 9.5 cm²の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm²より小さい場合は、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。破断面積が約 9.5cm²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。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（130m³/h 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位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。

(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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ 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 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 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、原子炉からサブプレッション・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り、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ブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の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、炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7cm^2 及び約 9.5cm^2 の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5cm^2 より小さい場合は、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に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ベント時の圧力で決定されることから、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 2.6.1, 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)の手動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)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が,状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し,同一の運転員による並列操作はないことから,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操作は,解析上の操作開始時間として,格納容器圧力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(低圧代替注水系(常設))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減圧及び除熱操作は,解析上の操作開始時間として,格納容器圧力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（**低圧代替注水系（常設）**）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）の手動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**）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減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の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0.31MPa[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0.62MPa[gage]を十分に下回ることから、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）の手動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3.7cm²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、燃料被覆管の最高温度は約706℃であり、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、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、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり、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、この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敷地境界外の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量は約4.4mSvとなり、いずれも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、炉心損傷後の対応手順に移行するため、重大事故での対策の範囲となる。なお、約9.5cm²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操作は、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減圧及び除熱操作は、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0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.243MPa[gage]から0.310MPa[gage]到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5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災害対策要員（初動）は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 19名であり、災害対策要員（初動）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、発電所外から 2 時間以内に参集可能な要員の 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 5,320m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m³及び西側淡水貯水設備に 4,300m³、合計 8,600m³の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備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、事象発生直後から 7日間の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（常設代替高圧電源装置 2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2台）については約 141.2kL、合計で 755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 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（常設代替高圧電源装置 2台）による 7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から 7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、約 6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kLの軽油を保有していることから、

可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給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内に収まることから、必要負荷に対しての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1,128kWであるが、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、初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持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）による炉心冷却を継続する。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減圧及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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減圧及び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、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、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「L O C A時注水機能喪失」において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作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減圧及び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「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (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 L O C A 発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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 L O C A が発生したことを確認する。 	—	—	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	<ul style="list-style-type: none"> 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、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 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* A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能) *	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 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 (S A)
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系の系統構成操作及び起動操作を実施する。 	高圧代替注水系 サプレッション・プール* 常設代替直流電源設備	—	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (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
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 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）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失及び L O C A 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 緊急用 M / C 電圧
可搬型代替注水中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	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ* 所内常設直流電源設備	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D / W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S / C）*
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 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）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 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

：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (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
代替循環冷却系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 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。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク サプレッション・プール*	—	ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
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	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接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減圧及び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操作を停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* 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)* 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量

■ : 有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について (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
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉満水操作として、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、サブプレッション・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減圧及び除熱操作を実施する。 なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作が可能である。 	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	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)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)* フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等を実施する。 代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備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 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> 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中型ポンプへの燃料給油を実施する。 	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操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

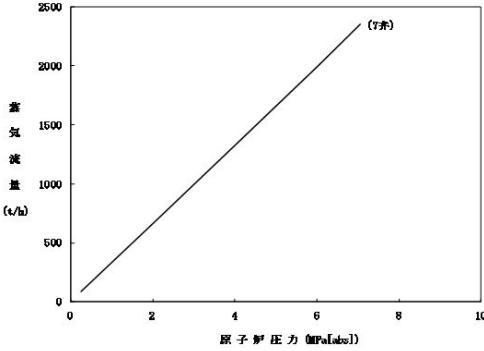
第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

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：S A F E R 格納容器側：M A A P	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	48,300 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	

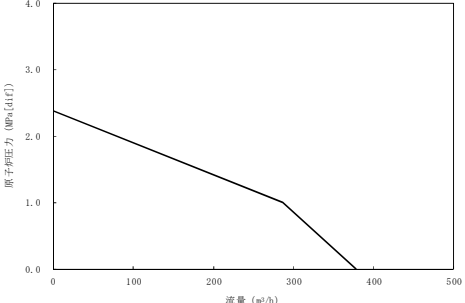
第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/5）

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 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	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（ドライウエ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、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 及び約 9.5cm ² の 破断が発生	破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、シュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと及び格納容器破損防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し、再循環配管とする。破断面積は、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約 3.7 cm ² 及び約 9.5 cm ² とする。
	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、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定 なお、評価上は保守的に外部電源の有無に依らず給水流量の全喪失を想定している。

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/5)

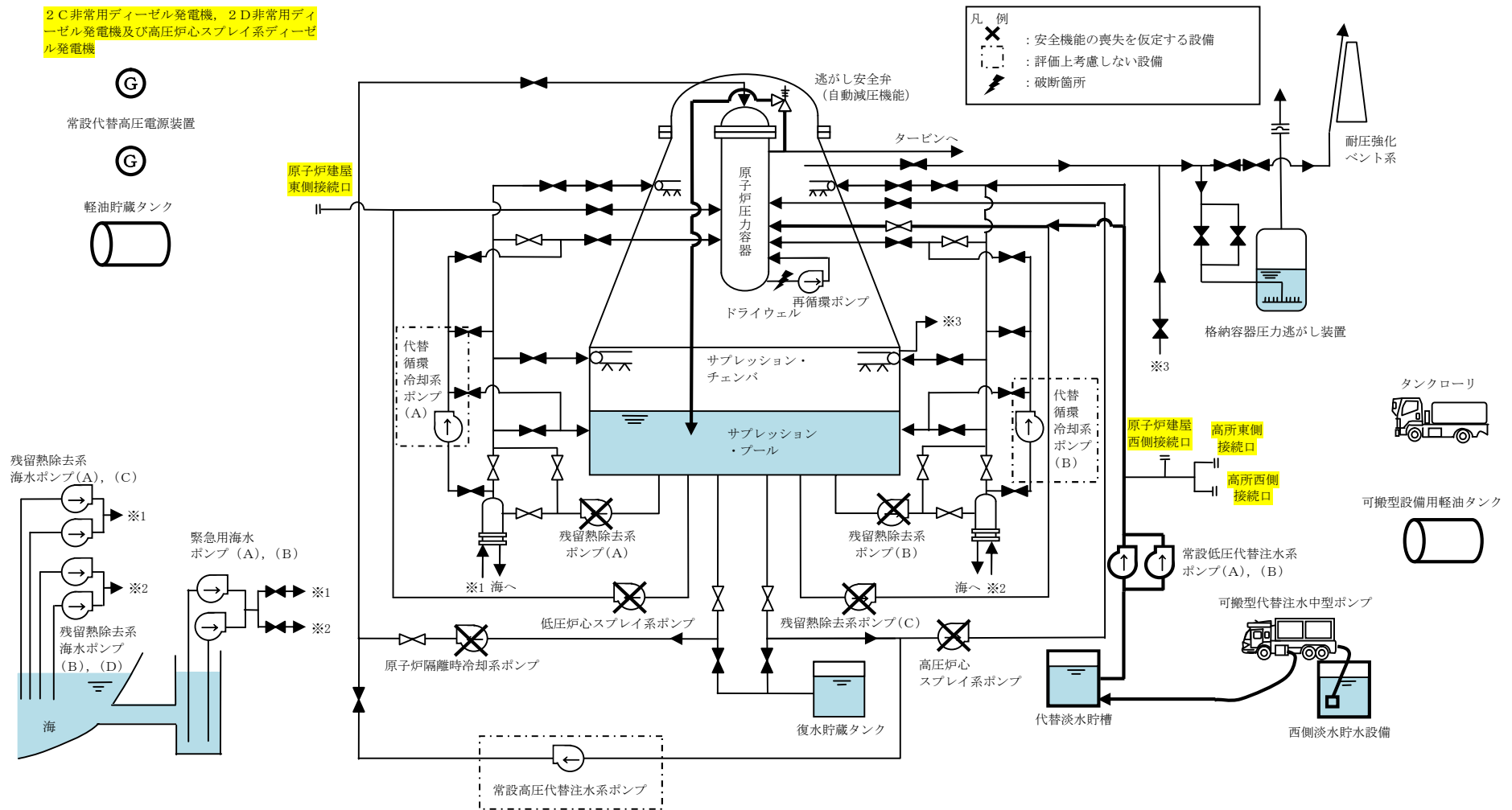
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で閉止	設計値を設定
ATWS 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で全台トリップ	設計値を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/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
	(原子炉手動減圧操作時) 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）

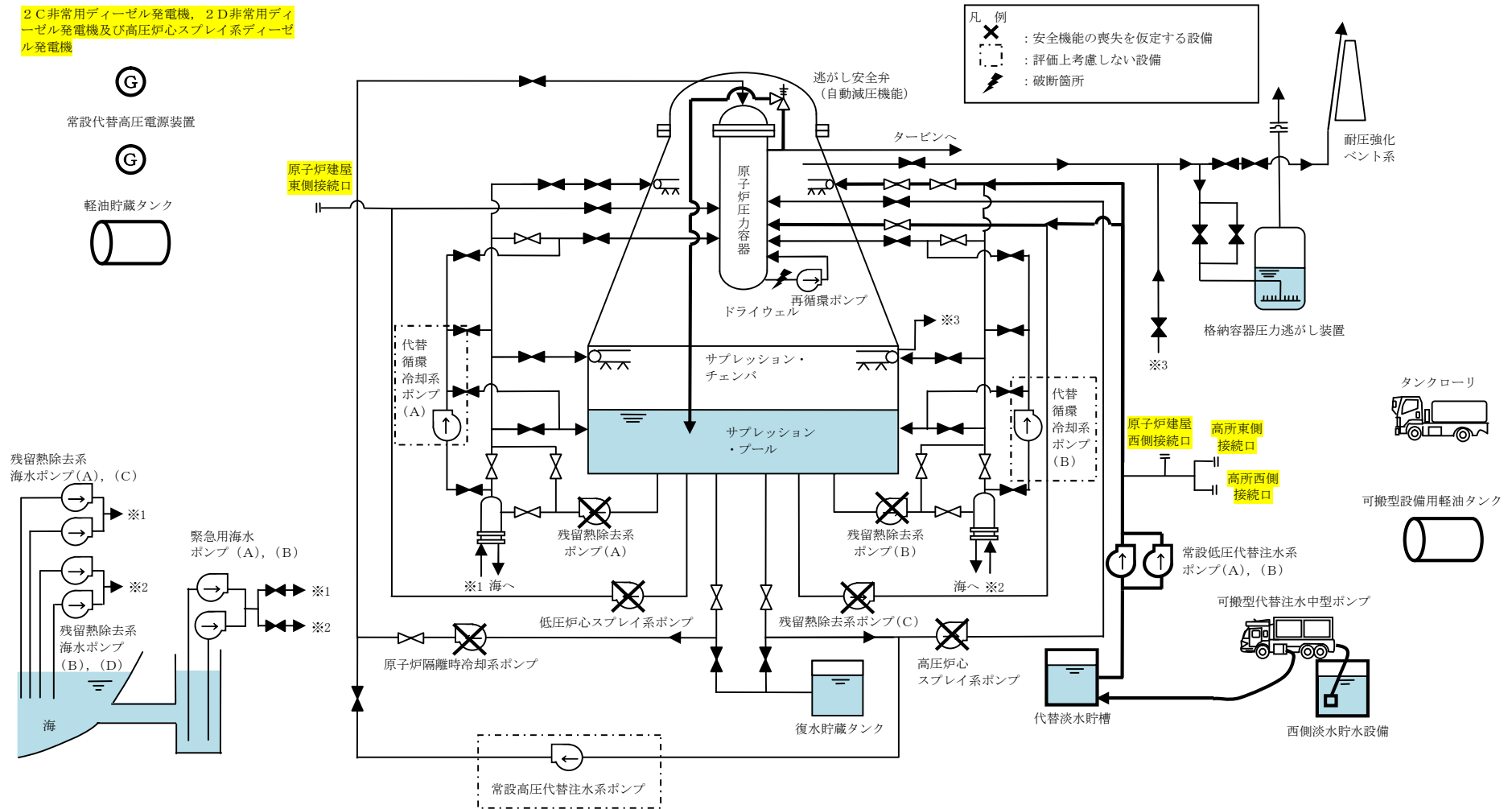
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 	
		設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。 スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲（102m ³ /h～130m ³ /h）における上限を設定
	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）

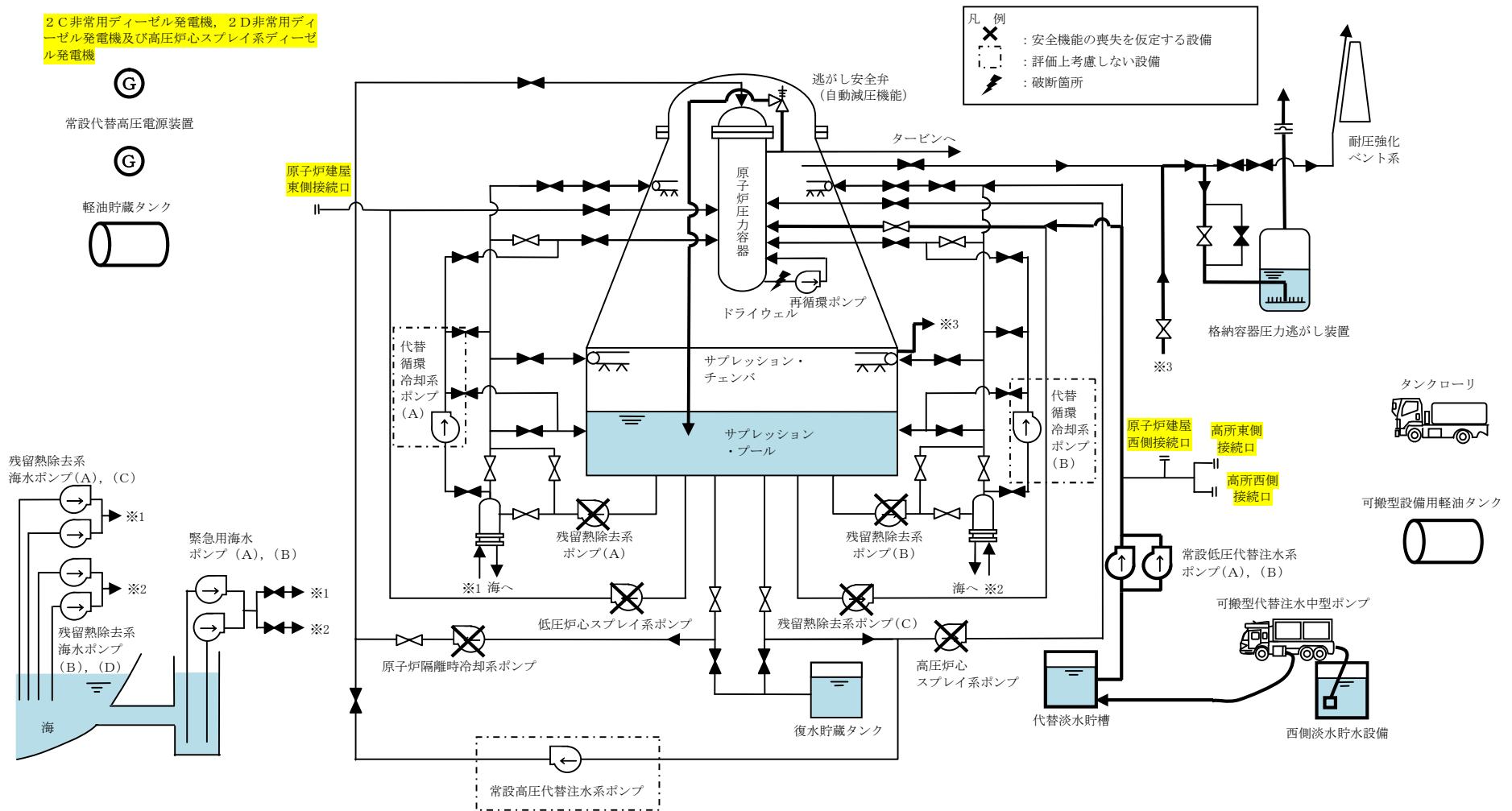
	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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操作	格納容器圧力 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減圧及び除熱操作（サブレーション・チェンバ側）	格納容器圧力 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)

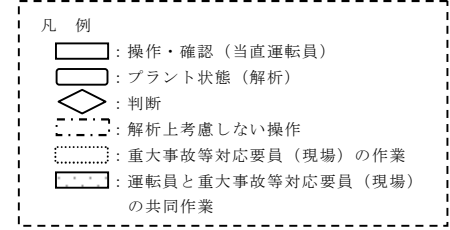
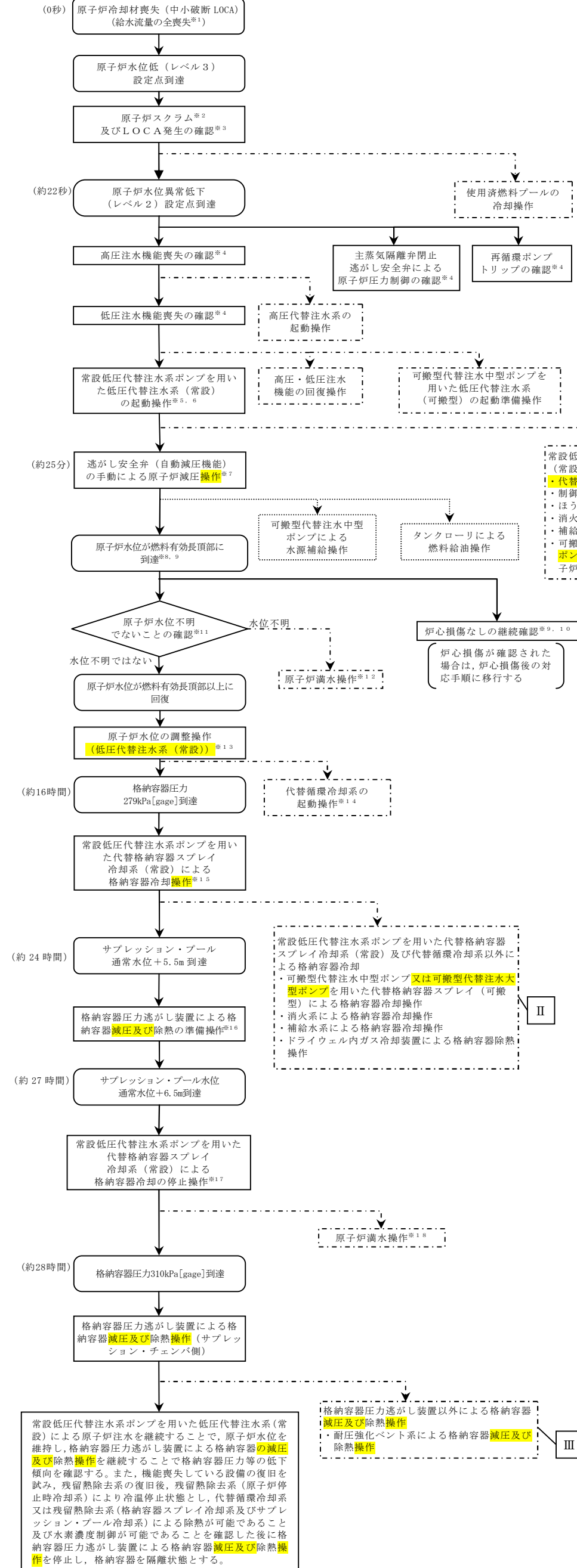


第 2.6-1 図 LOCAs時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)



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減圧及び除熱段階)

(解析上の時刻)



- ※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用母線受電操作を実施する。

- 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）以外による原子炉注水操作
- ・代替循環冷却系による原子炉注水操作
- ・制御棒駆動水圧系による原子炉注水操作
- ・ほう酸水注入系による原子炉注水操作
- ・消火系による原子炉注水操作
- ・補給水系による原子炉注水操作
- ・可搬型代替注水中型ポンプ又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）による原子炉注水操作

- ※7 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作は、以下により判断する。
・低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた場合
- ※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ナリオ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事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※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おそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
・ドライウエ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燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※12 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※13 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。
- ※14 解析上考慮しない代替循環冷却系は、実際には以下の運用としている。
・事象初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
・格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した時点で、代替循環冷却系による格納容器スプレイを実施する。また、代替循環冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレイの併用が可能な設計としている。
- ※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操作は、解析上は130m³/h一定流量で、格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を217kPa[gage]から279kPa[gage]の範囲に維持するよう102～130m³/hの範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※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、「サブプレッション・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、「ドライウエル側」の開操作を実施する。
- ※17 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。
・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達
- ※18 格納容器減圧及び除熱操作前に、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。）。

【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】

I
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替循環冷却系、制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプ又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）による原子炉注水操作も実施可能である。

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冷却系（常設）による格納容器冷却操作を優先するが、可搬型代替注水中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も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備とな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）、消火系及び補給水系による格納容器冷却操作も実施可能である。
また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウエ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減圧及び除熱操作を優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作も実施可能である。

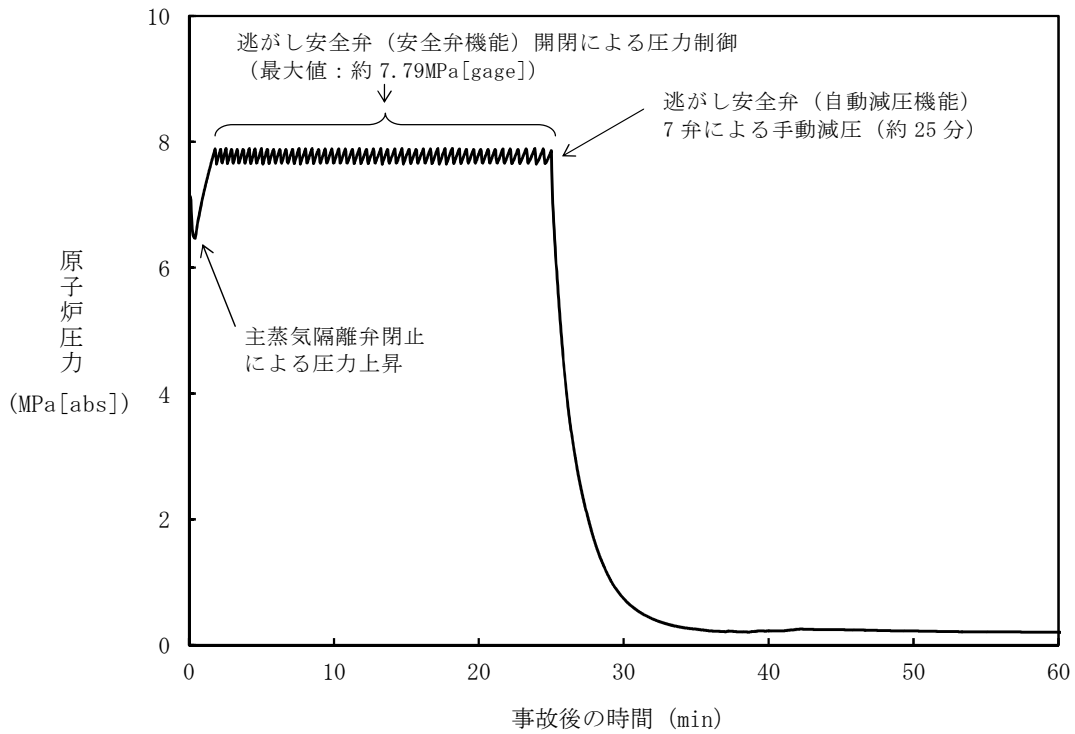
第 2.6-2 図 LOCA時注水機能喪失（中小破断LOCA）の対応手順の概要

				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 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 ドライウエル圧力高設定点(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												
	責任者	当直発電長	1人														中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人														運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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 ●LOCA発生の確認 ●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 ●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 	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自動起動失敗の確認	2分												
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台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する	
中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		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)の自動起動失敗の確認			4分										
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●高圧注水機能及び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)の起動操作	【1人】 B	-	-	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作			2分										
可搬型代替注水中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	【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系統構成操作及び起動操作				3分									
可搬型代替注水中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	-	-	8人 a~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動, ホース敷設等の操作										170分		解析上考慮しない	
逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動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段の手動開放操作										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	

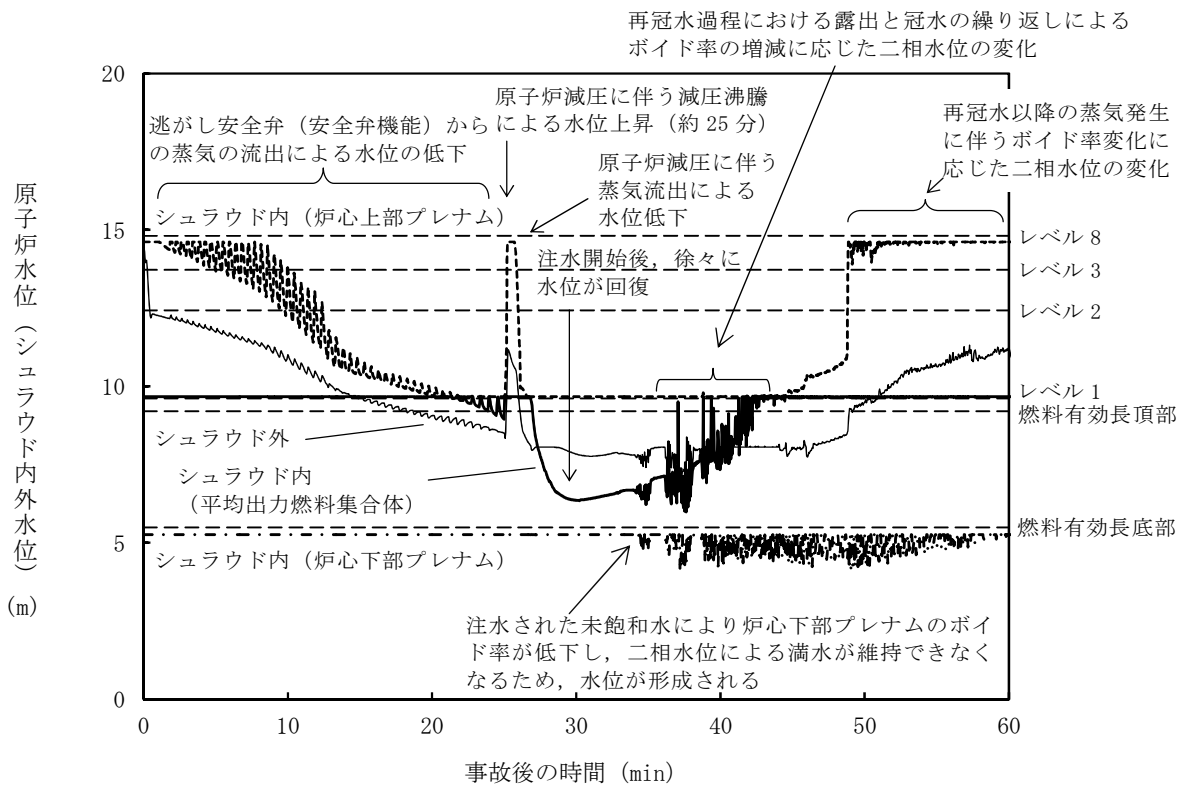
第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
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											
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	【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)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視											
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	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	適宜原子炉注水を調整 格納容器スプレイ中適宜状態監視											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
原子炉満水操作	【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流量増加操作	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 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	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 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)	5分											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	【2人】+1人 C,D,E	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(現場での第一弁操作)	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減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)	75分											格納容器ベント実施後 適宜状態監視
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											解析上考慮しない
百個淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分											
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	【2人】 a,b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	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給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	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
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	8人 a~h 及び参集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)

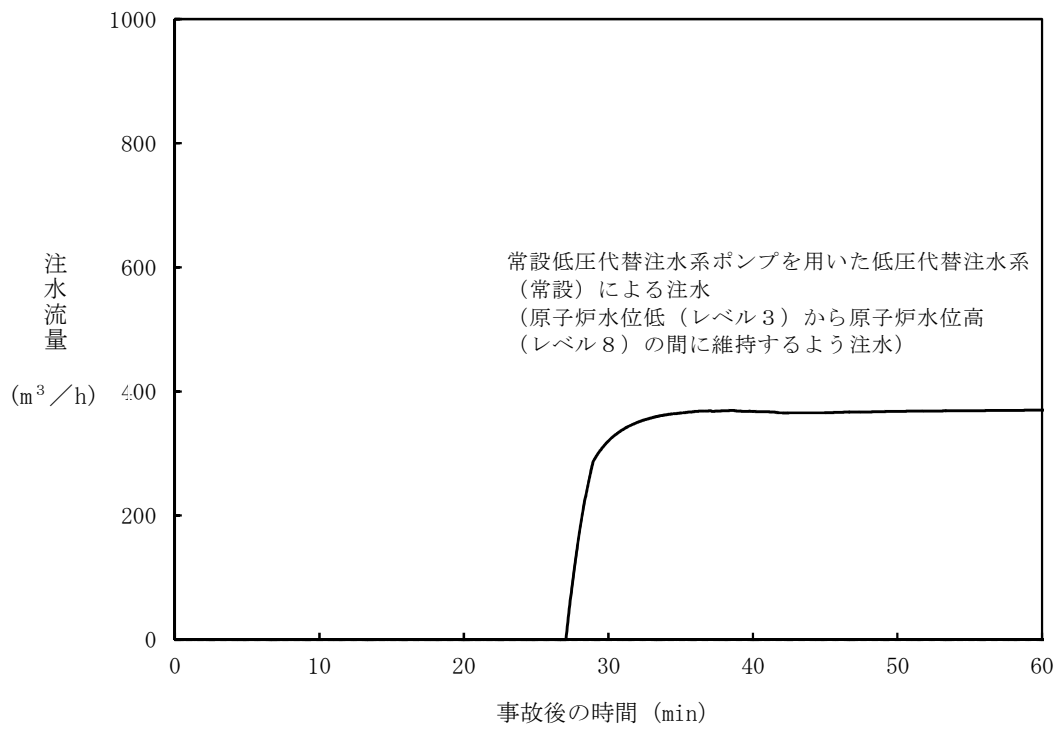


第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移（約 3.7cm²の破断）

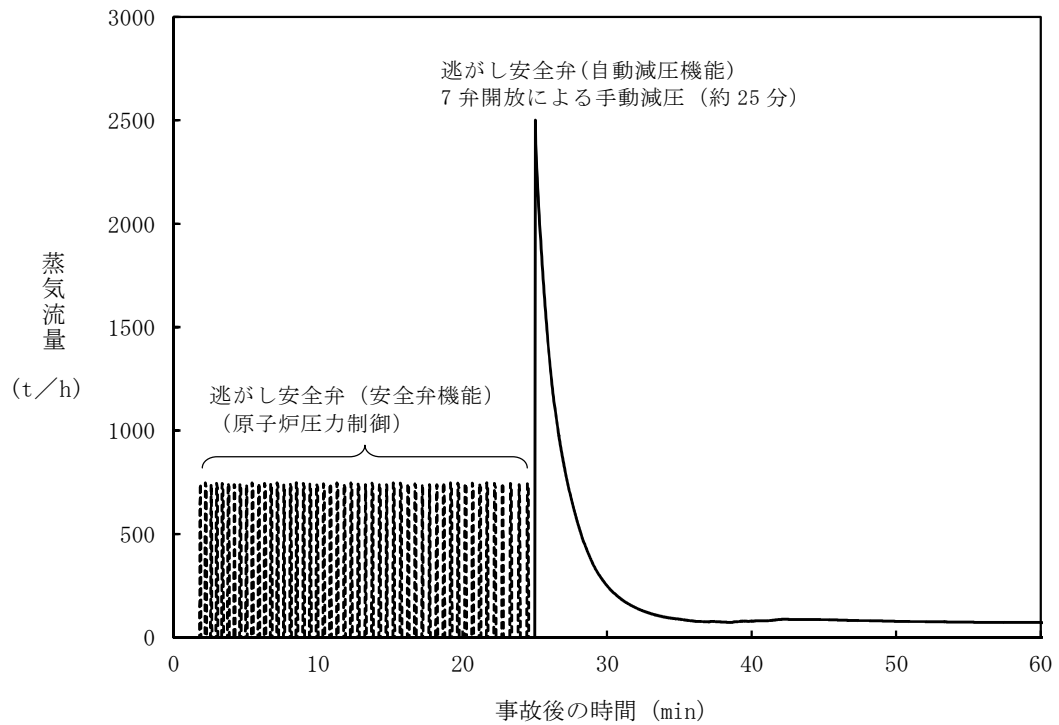


第2.6-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（約3.7cm²の破断）※

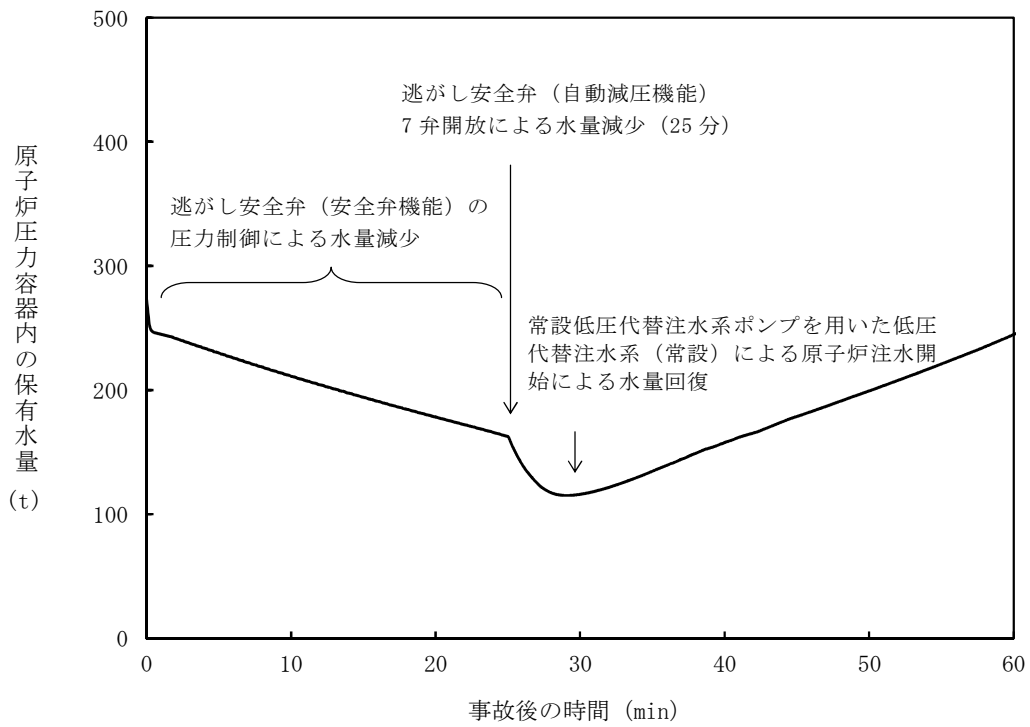
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



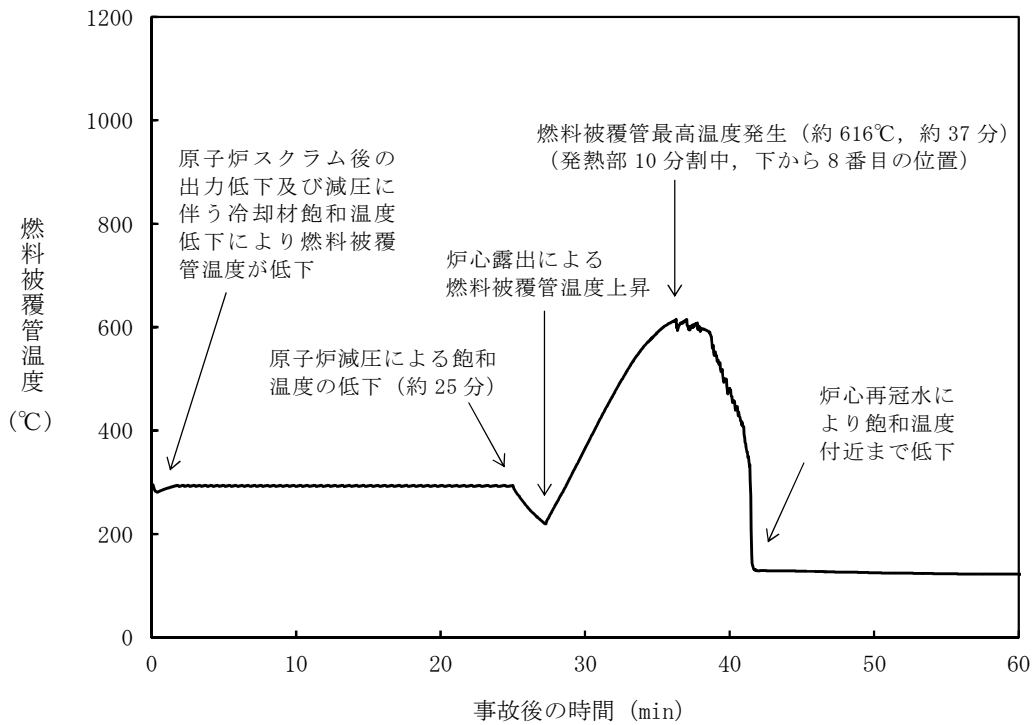
第2.6-6図 注水流量の推移 (約 3.7cm^2 の破断)



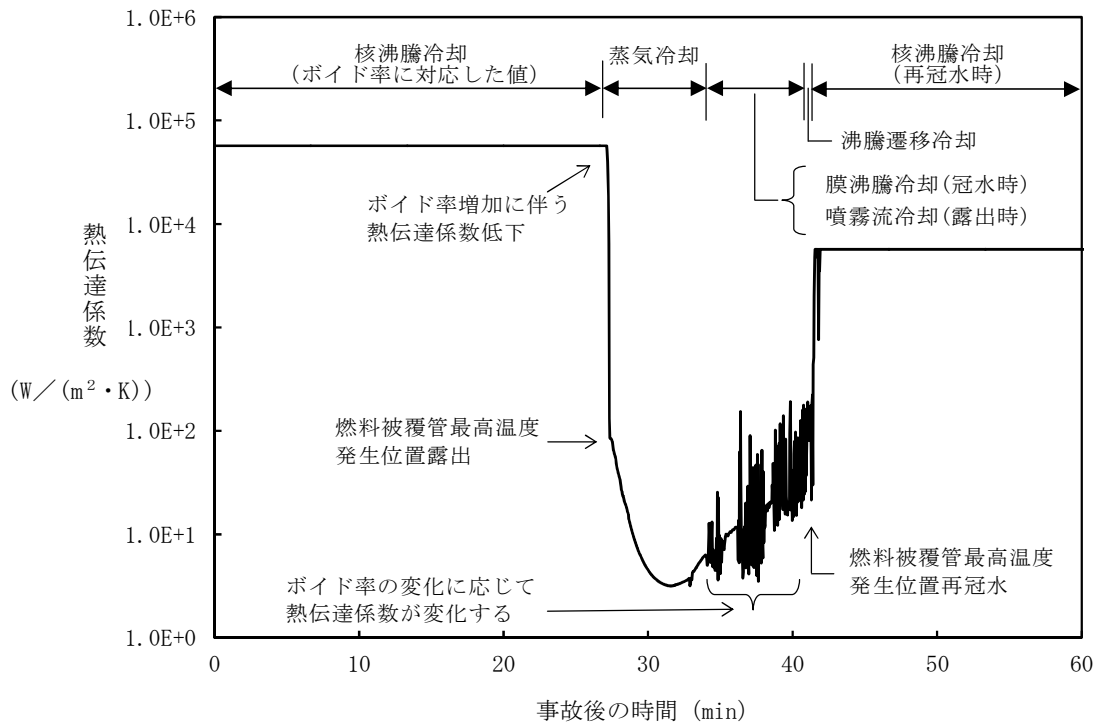
第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 3.7cm^2 の破断)



第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約3.7cm²の破断）

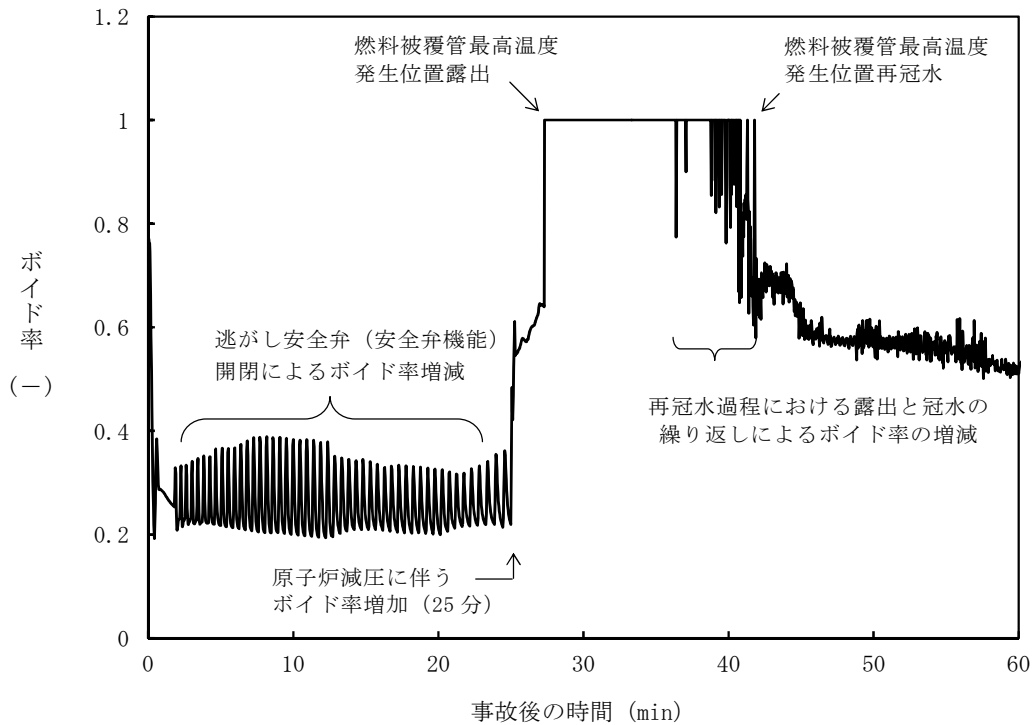


第2.6-9図 燃料被覆管温度の推移（約3.7cm²の破断）



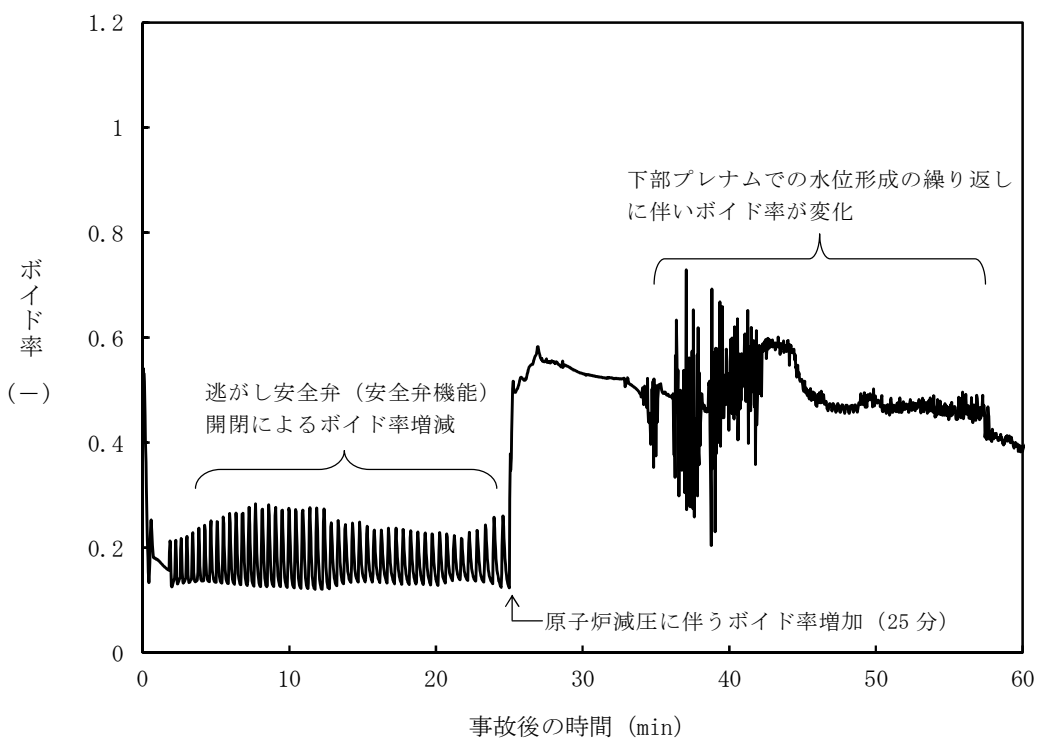
第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

(約 3.7cm² の破断)

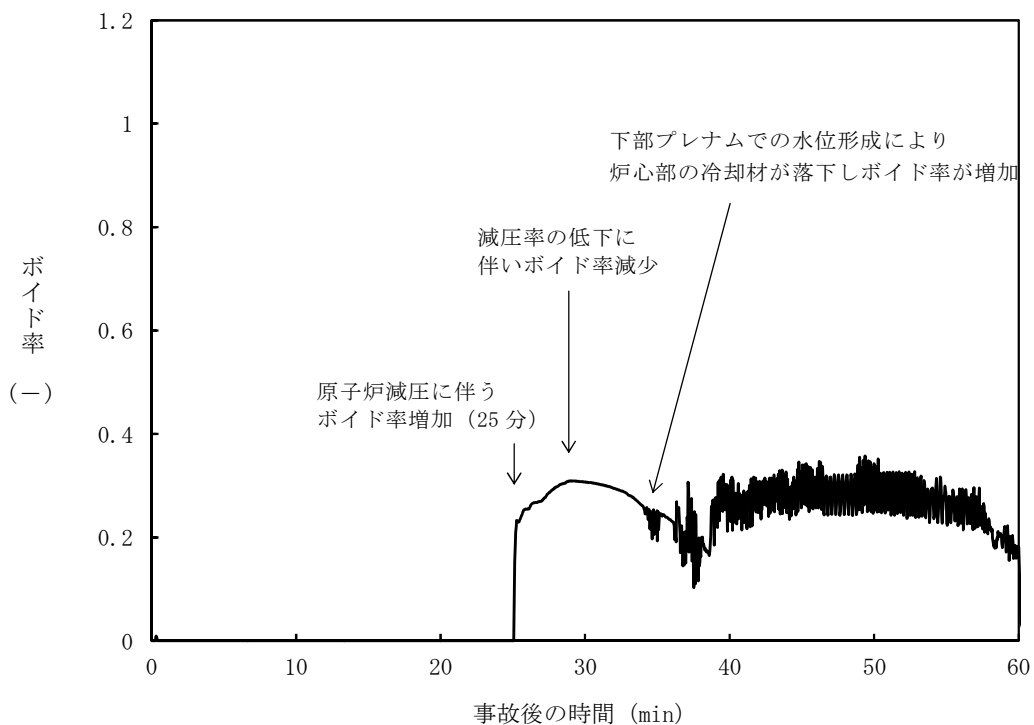


第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

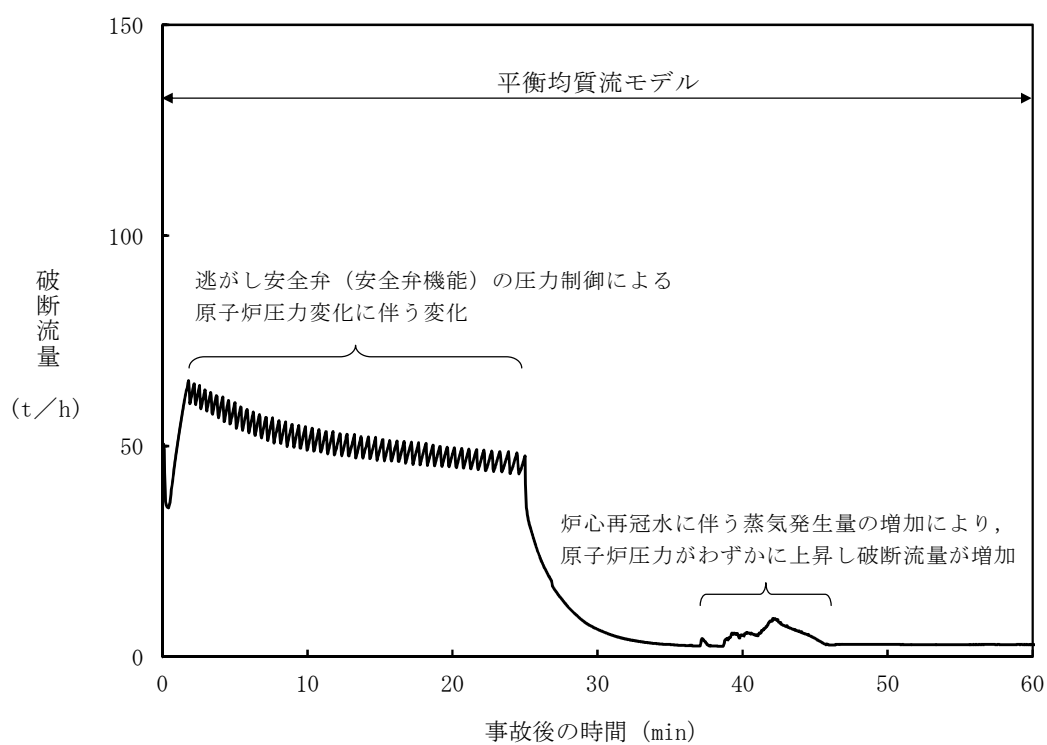
(約3.7cm² の破断)



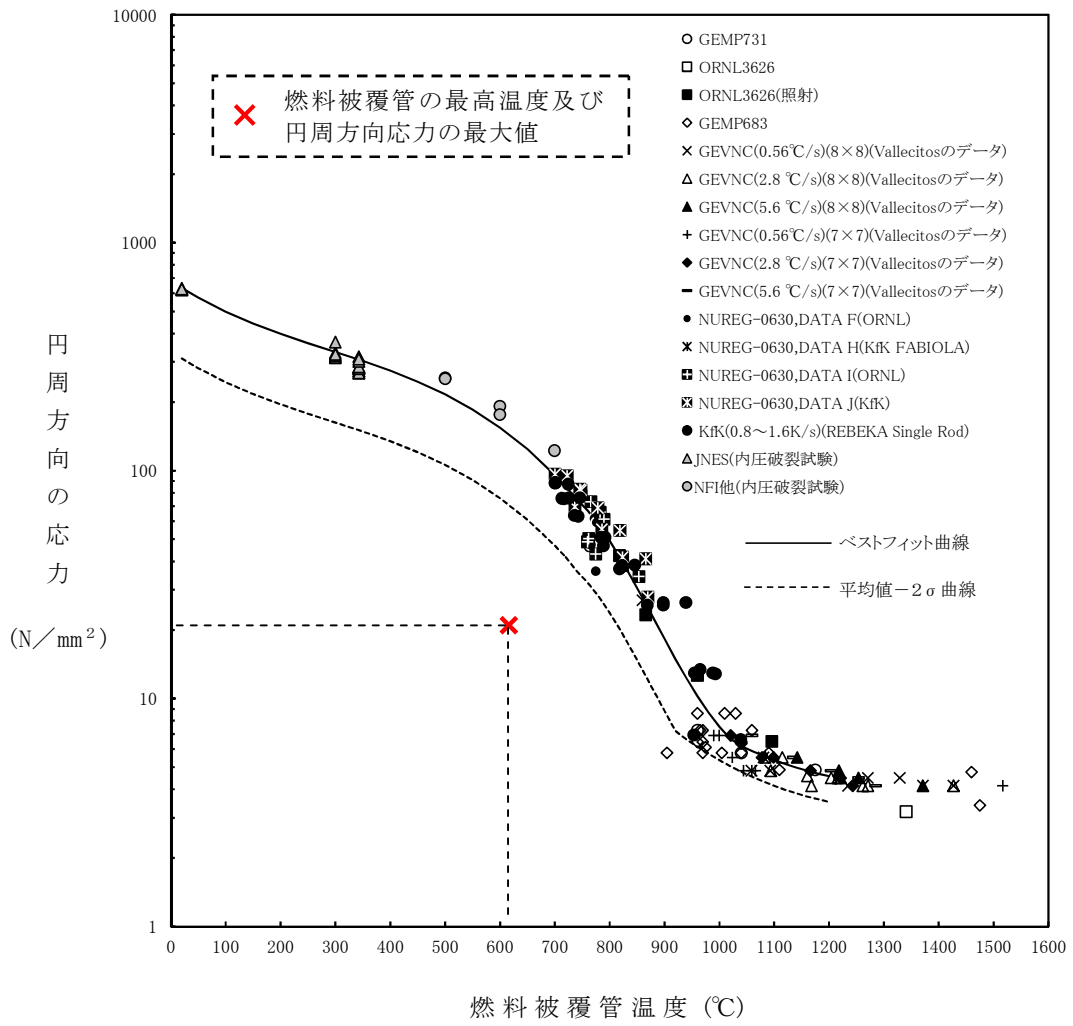
第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)



第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm²の破断)

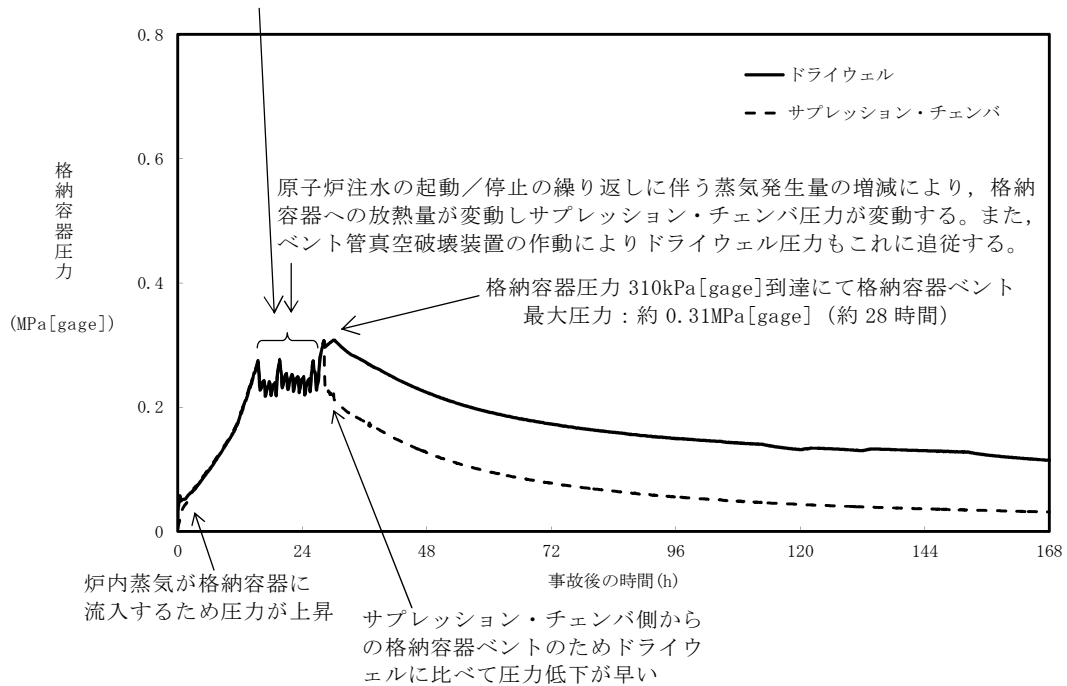


第2.6-14図 破断流量の推移（約 3.7cm^2 の破断）

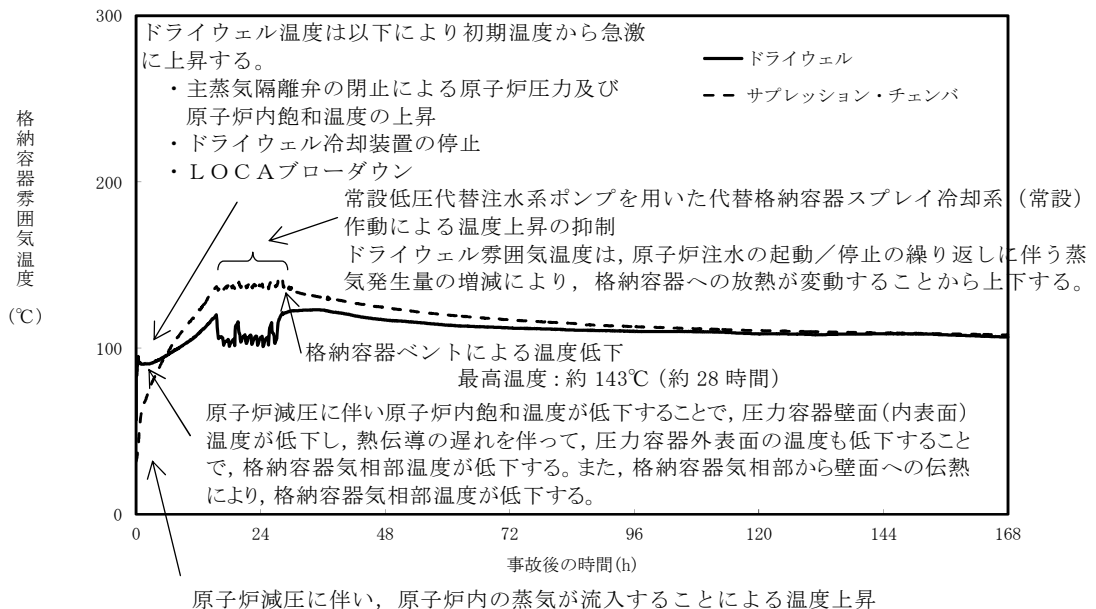


第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約3.7cm²の破断)

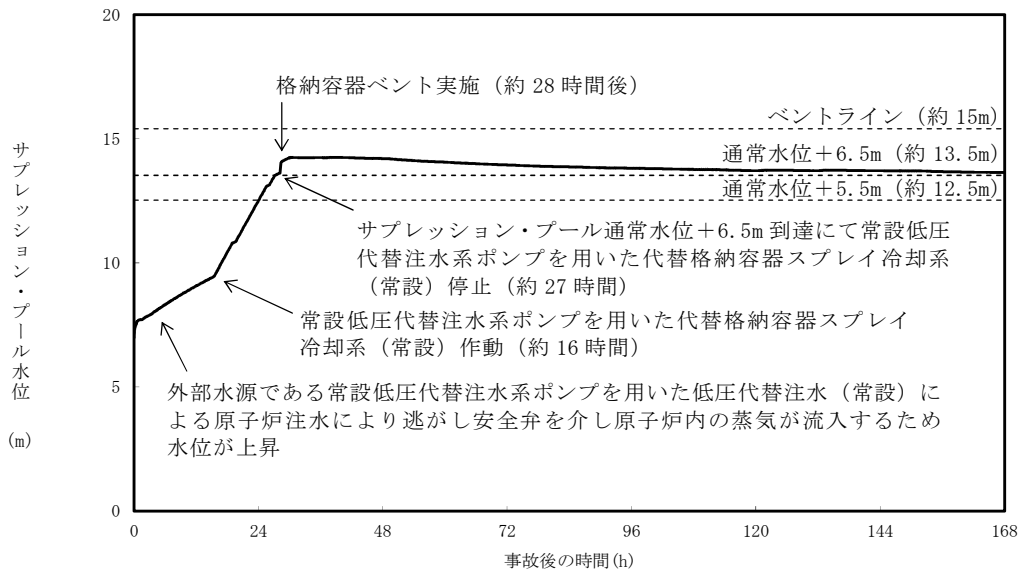
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力上昇の抑制（217kPa[gage]～279kPa[gage]に維持）



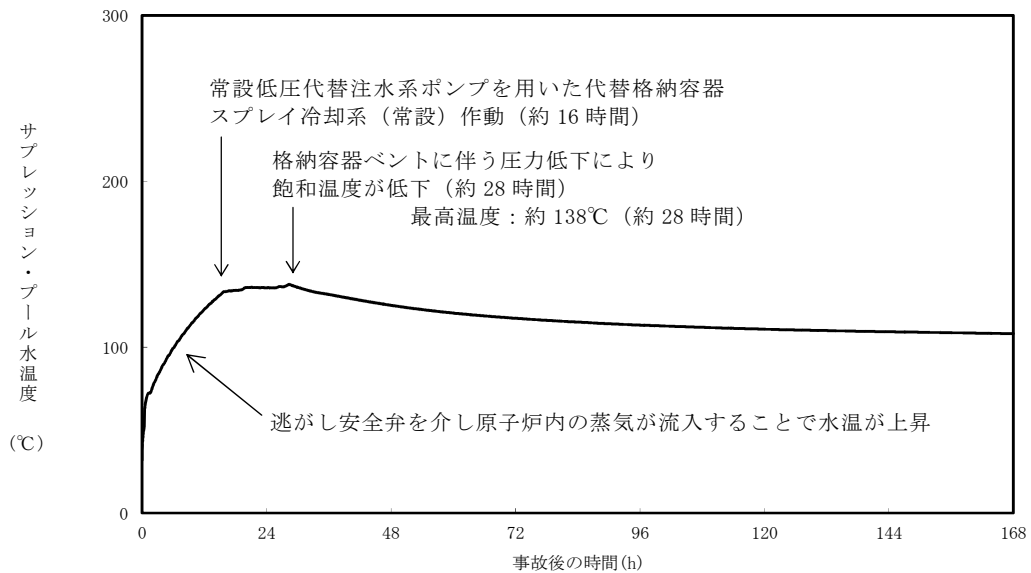
第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移（約 3.7cm²の破断）



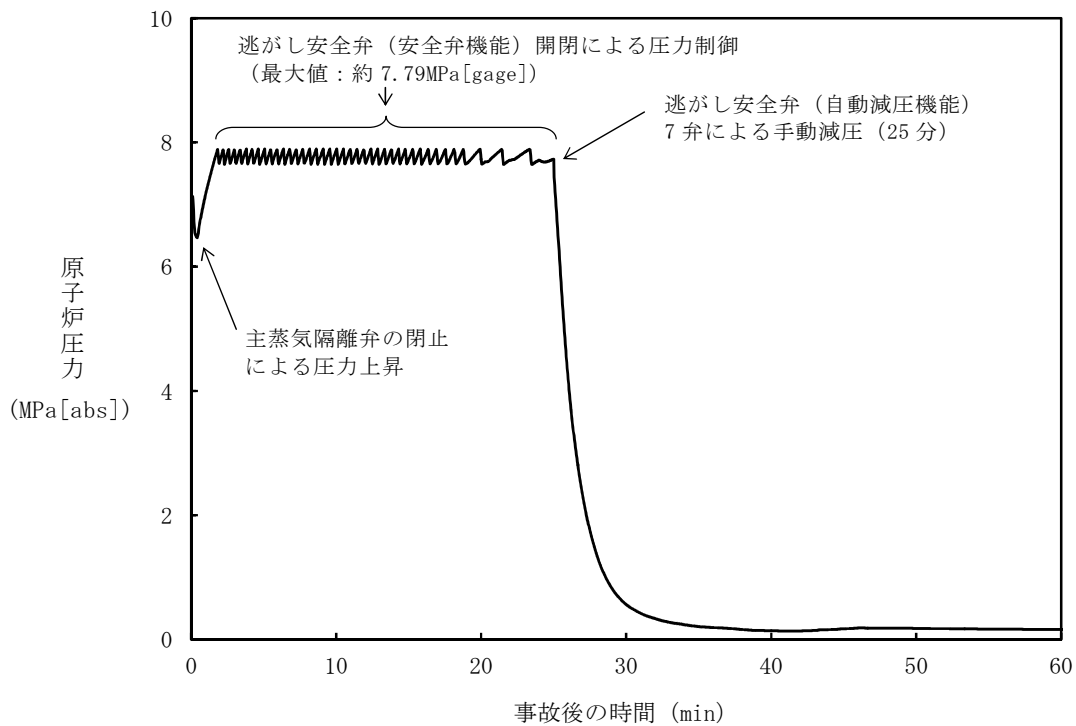
第 2.6-17 図 格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm²の破断）



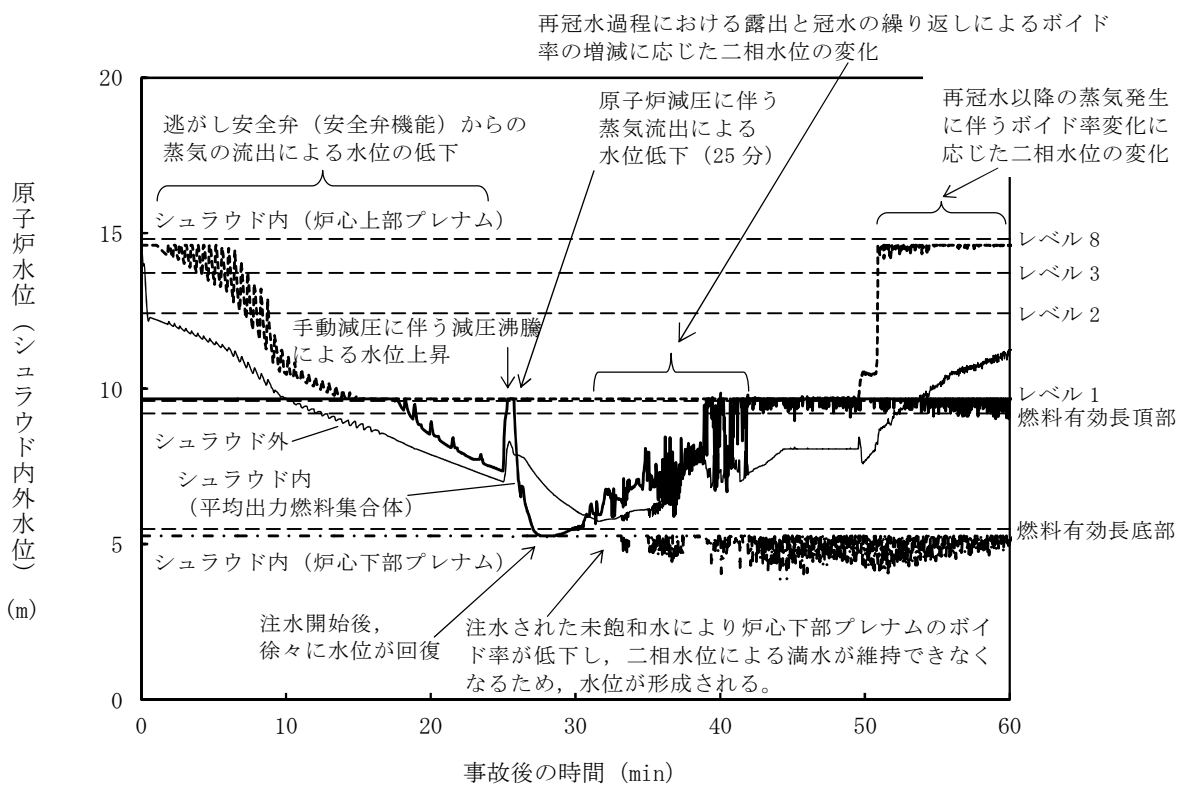
第 2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移 (約 3.7cm²の破断)



第 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移 (約 3.7cm²の破断)

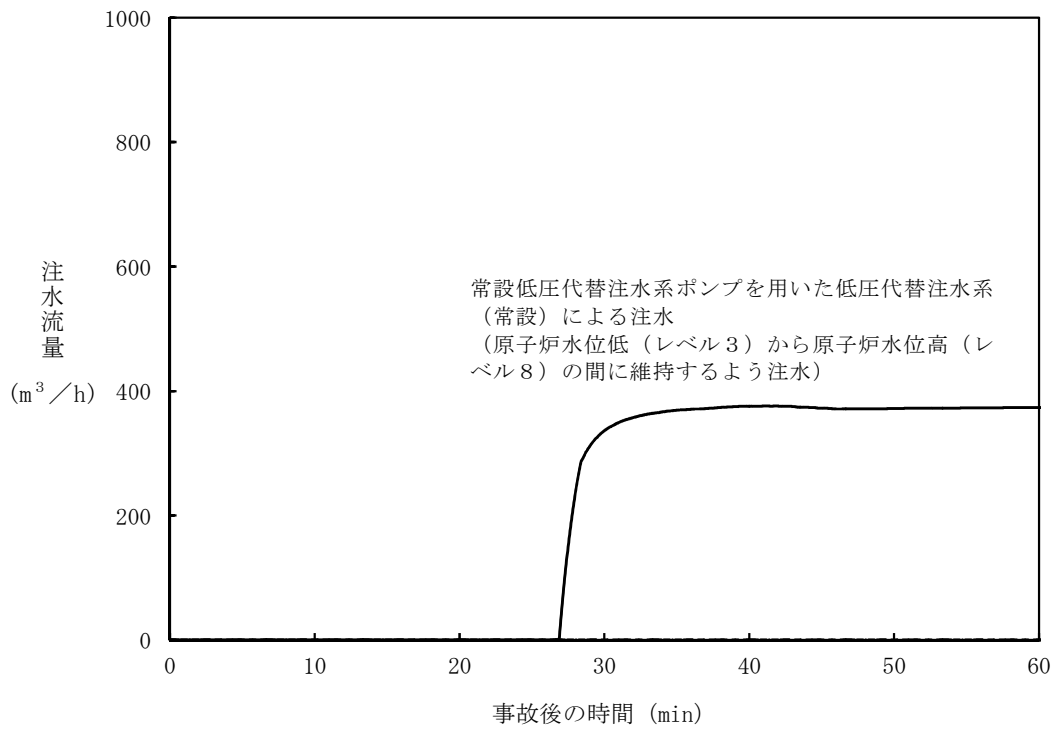


第 2.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)

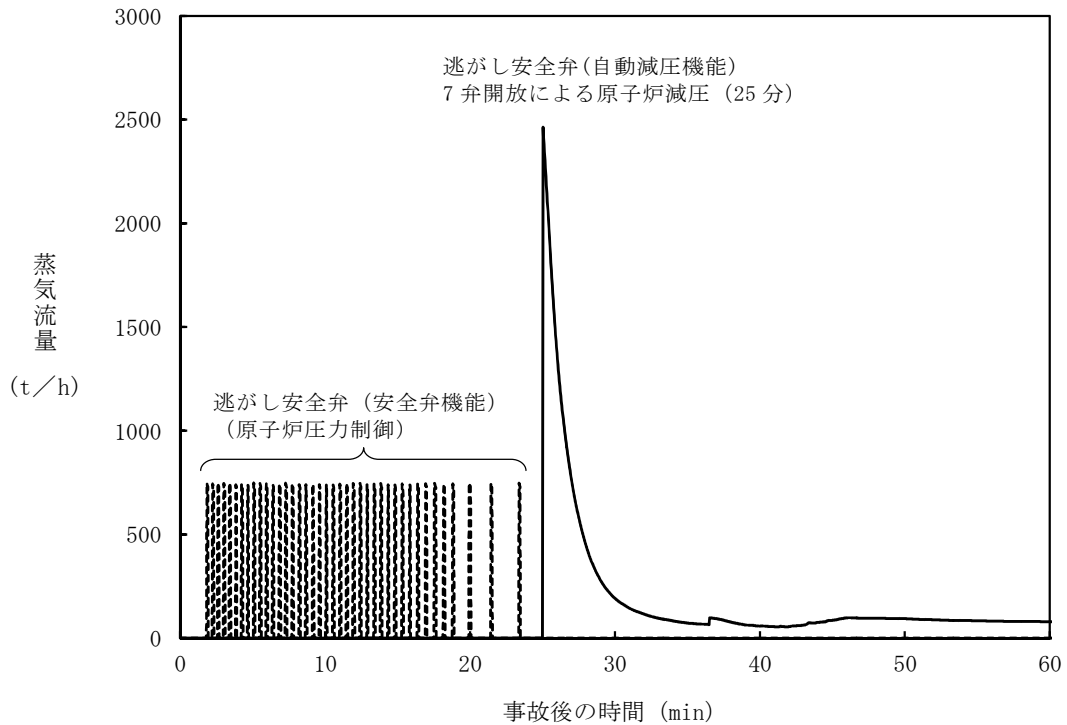


第 2.6-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断) ※

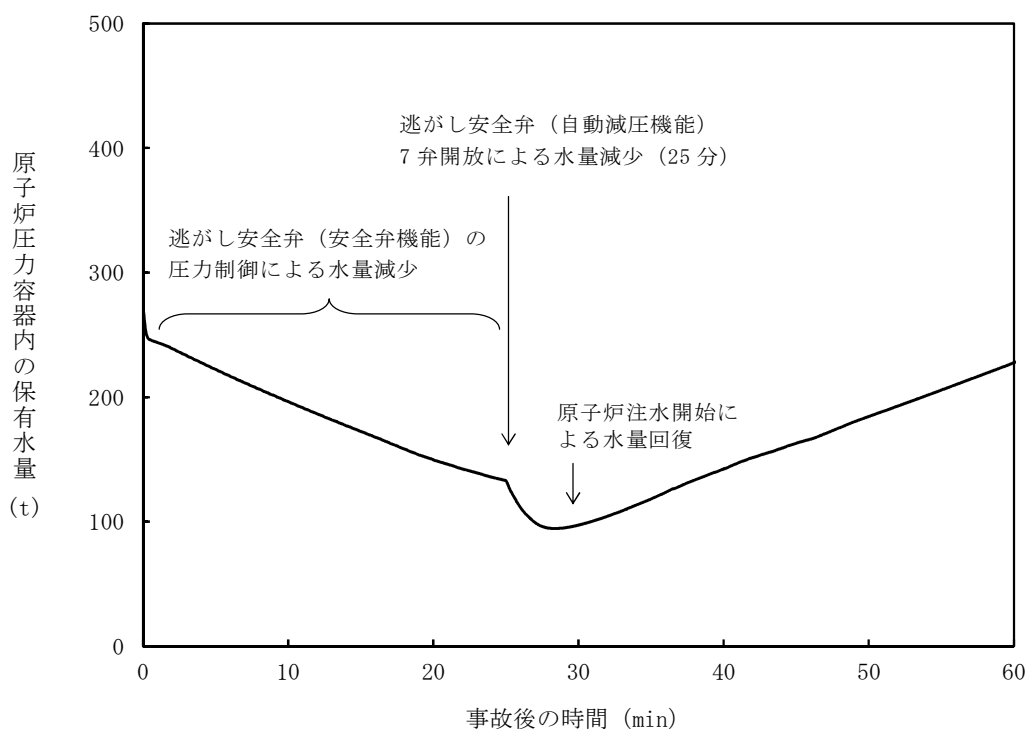
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



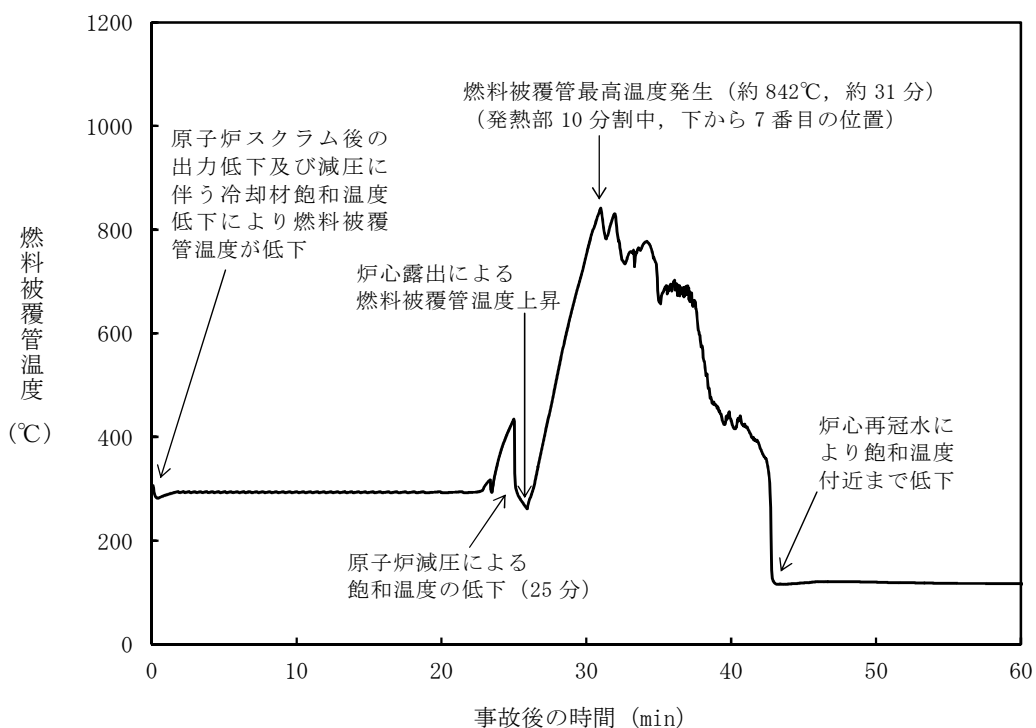
第 2.6-22 図 注水流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



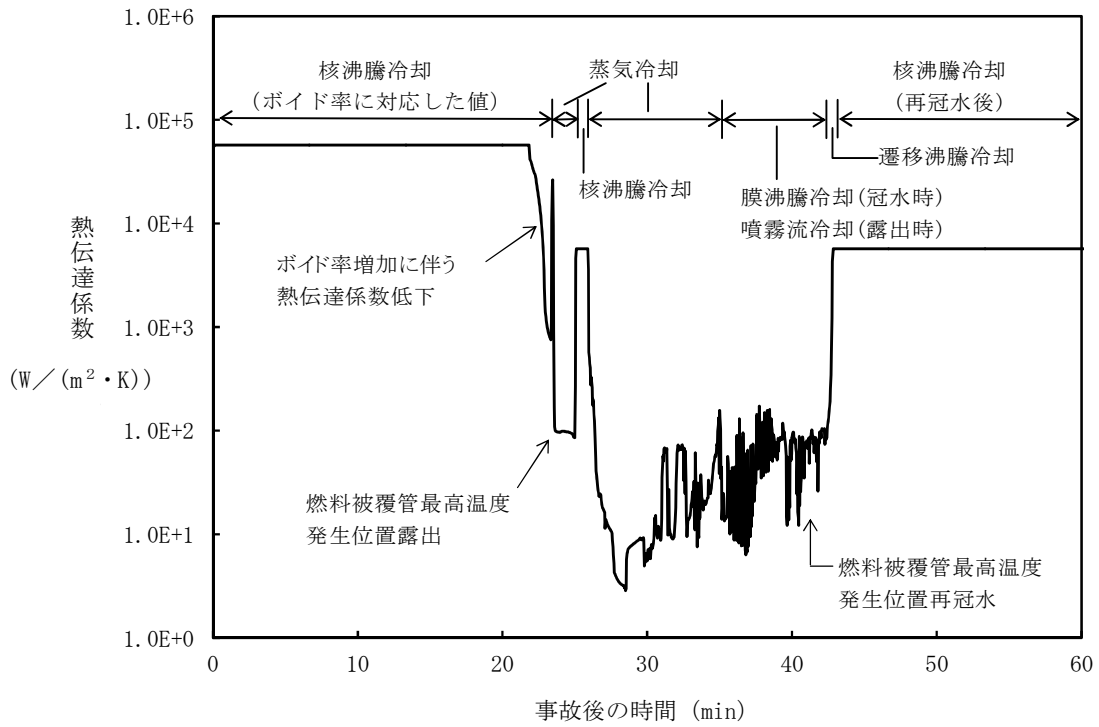
第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



第 2.6-24 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約 9.5cm²の破断)

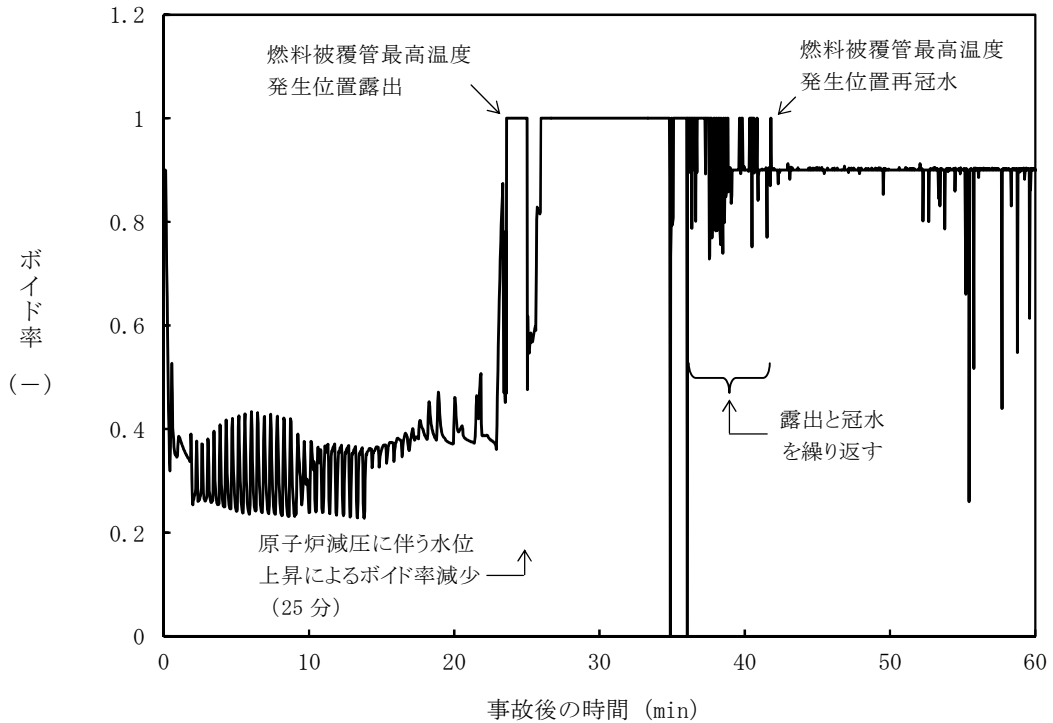


第 2.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm²の破断)



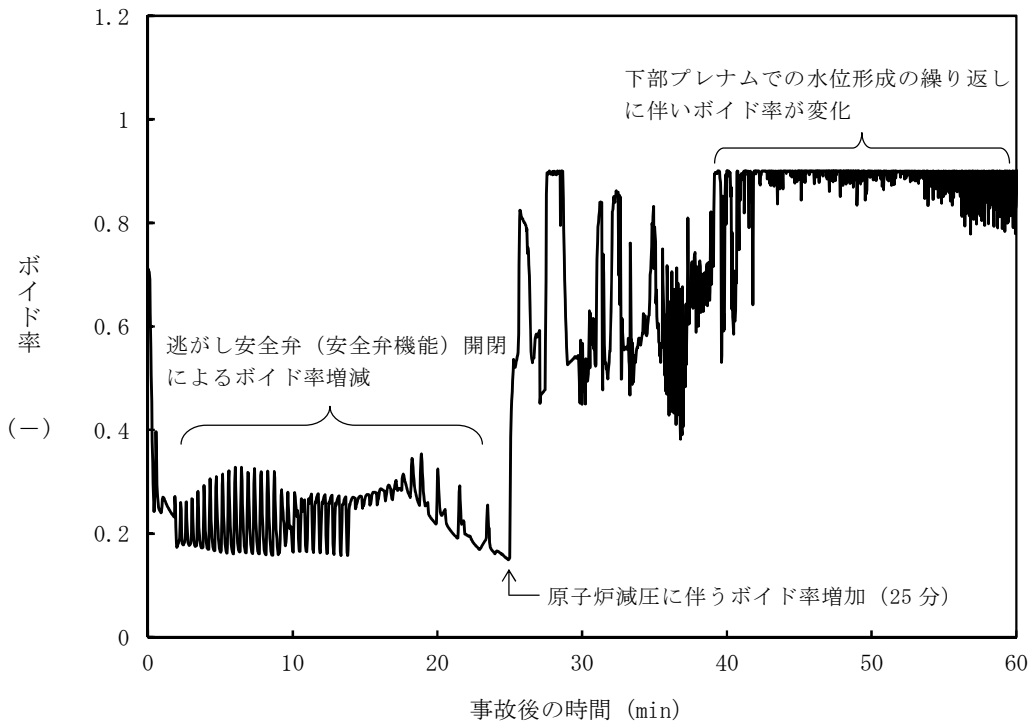
第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数

(約 9.5cm^2 の破断)

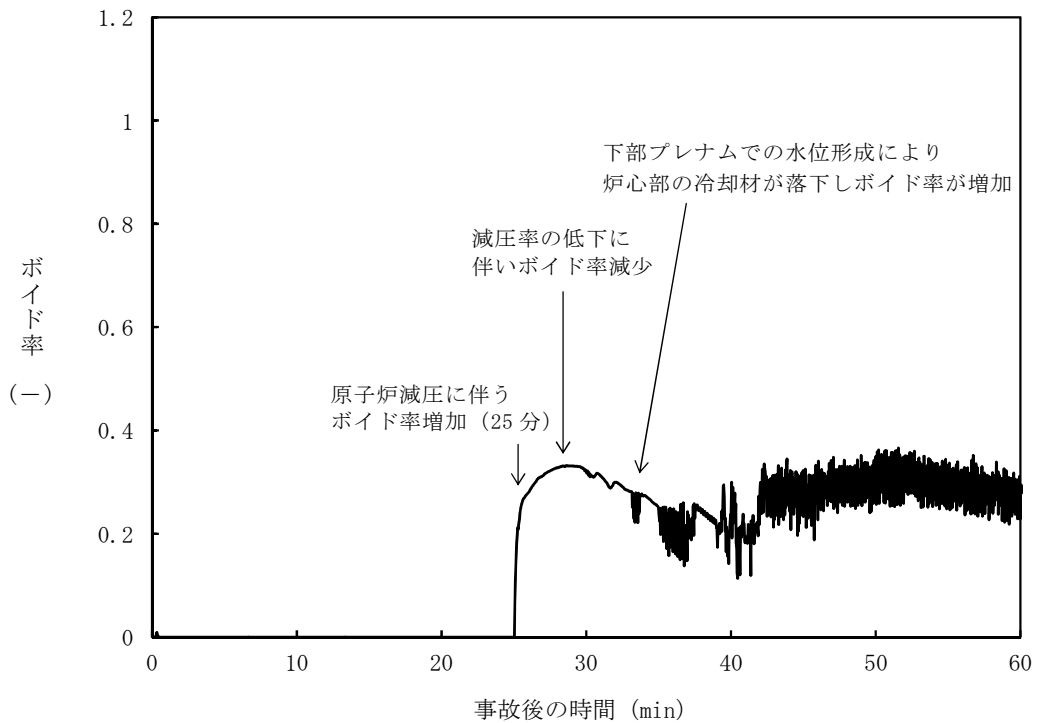


第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率

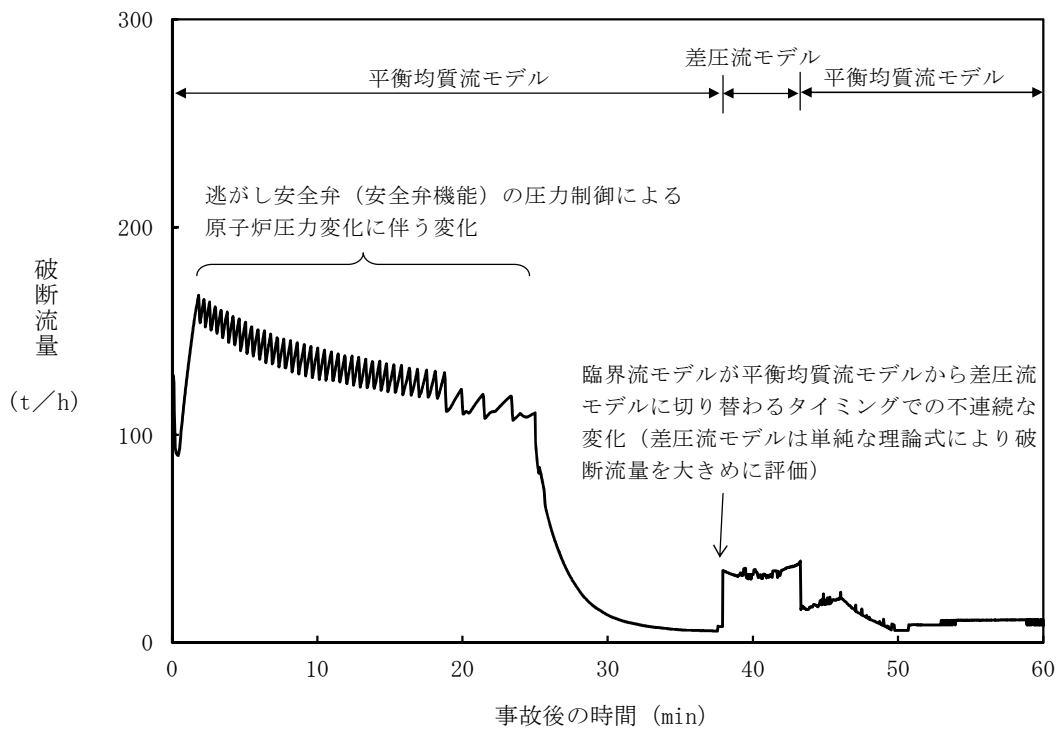
(約 9.5cm^2 の破断)



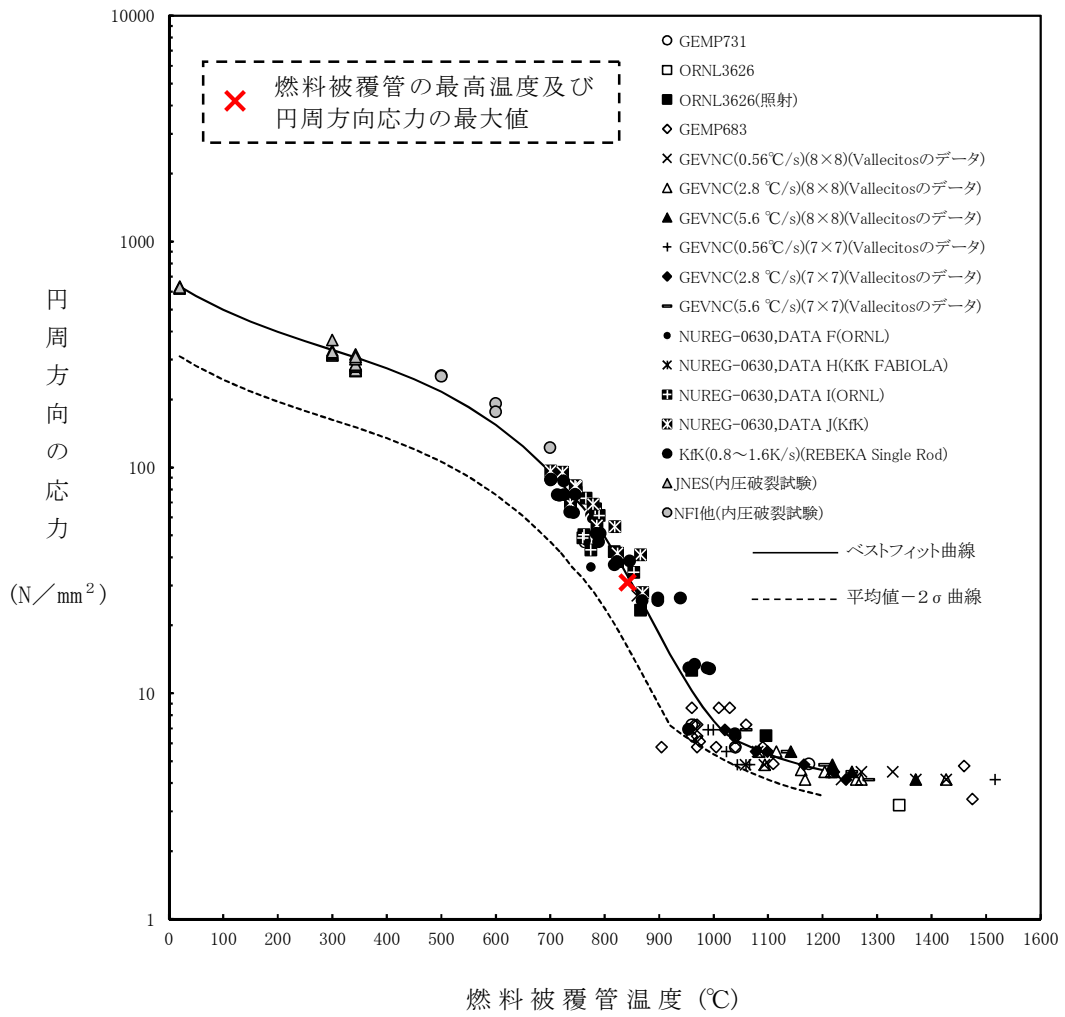
第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)



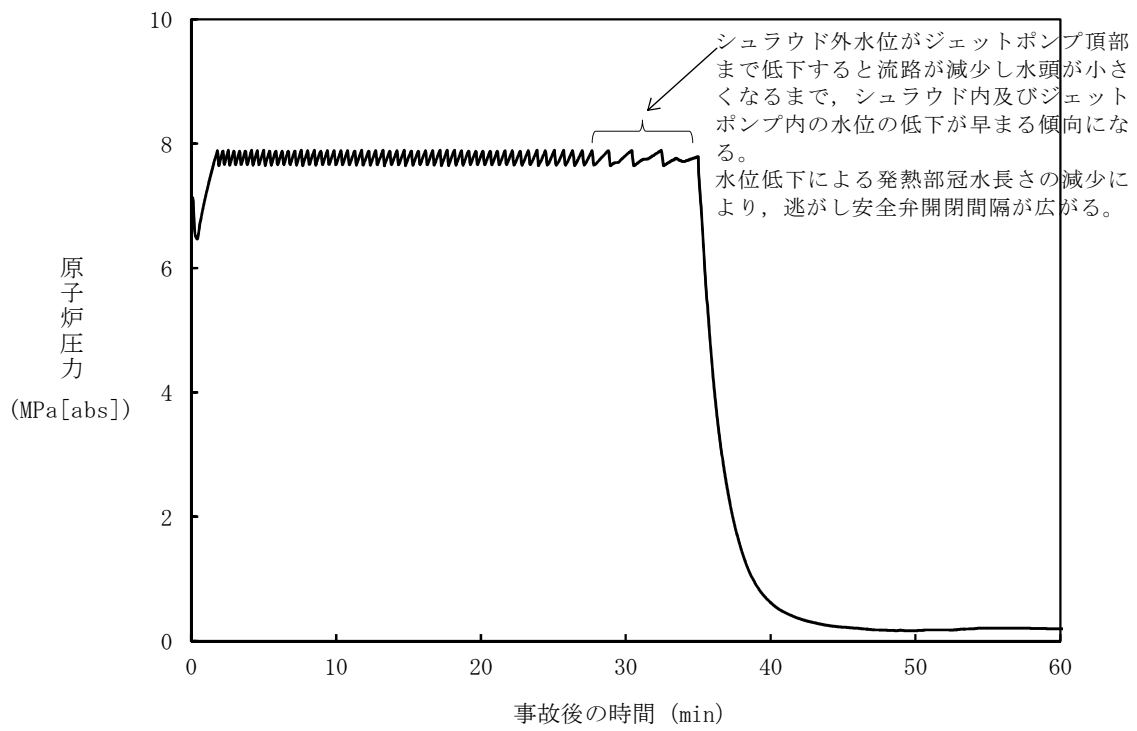
第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 9.5cm²の破断)



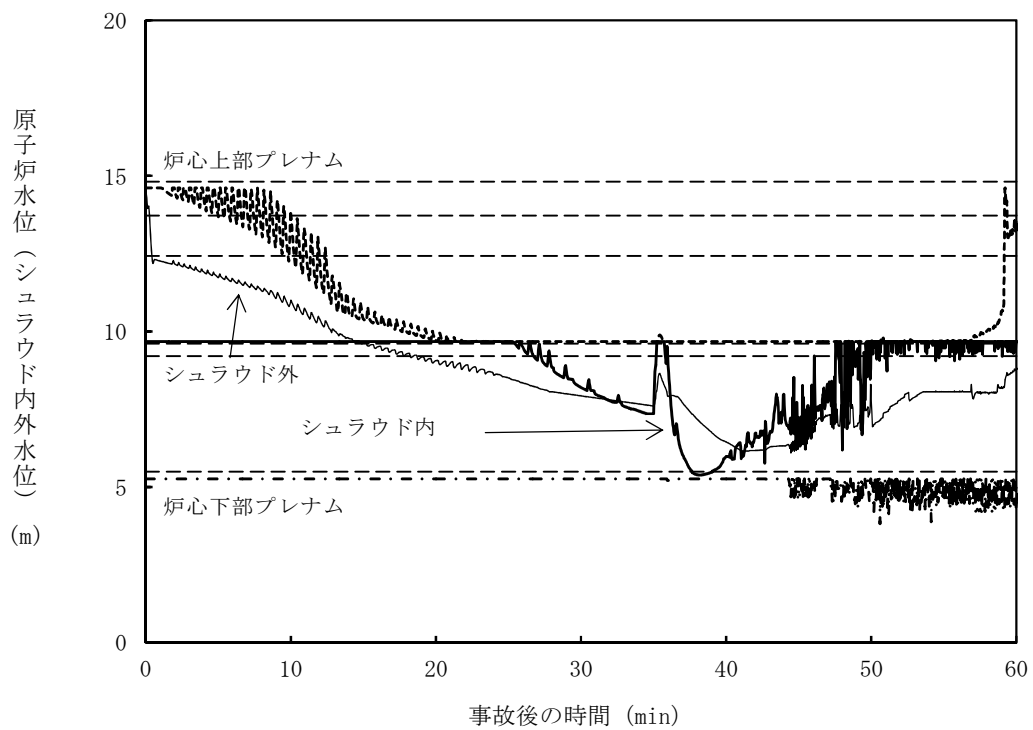
第 2.6-30 図 破断流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



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)

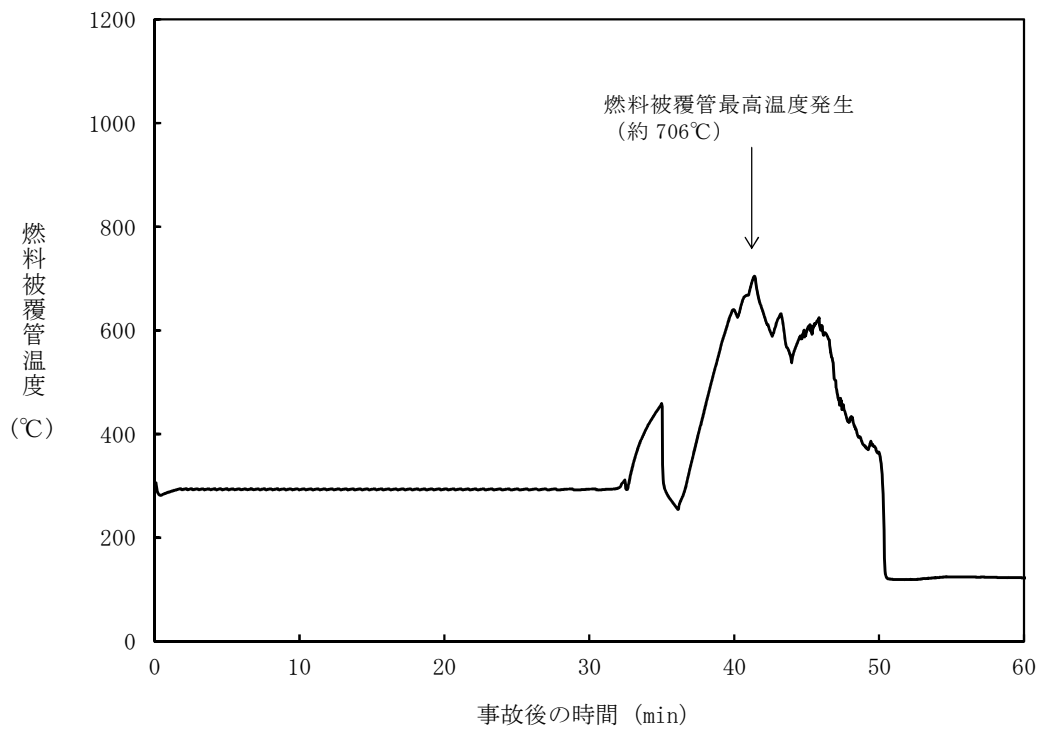


第 2.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



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)

「L O C A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「L O C A時注水機能喪失」の特徴

「L O C A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L O C A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、「L O C A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できない場合は、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。

L O C A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、「L O C A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「L O C A時注水機能喪失」に対する評価項目

「L O C A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エルで約 $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ 、サプレッション・チェンバで約 $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$ を超えることから、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. 「L O C A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

L O C A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

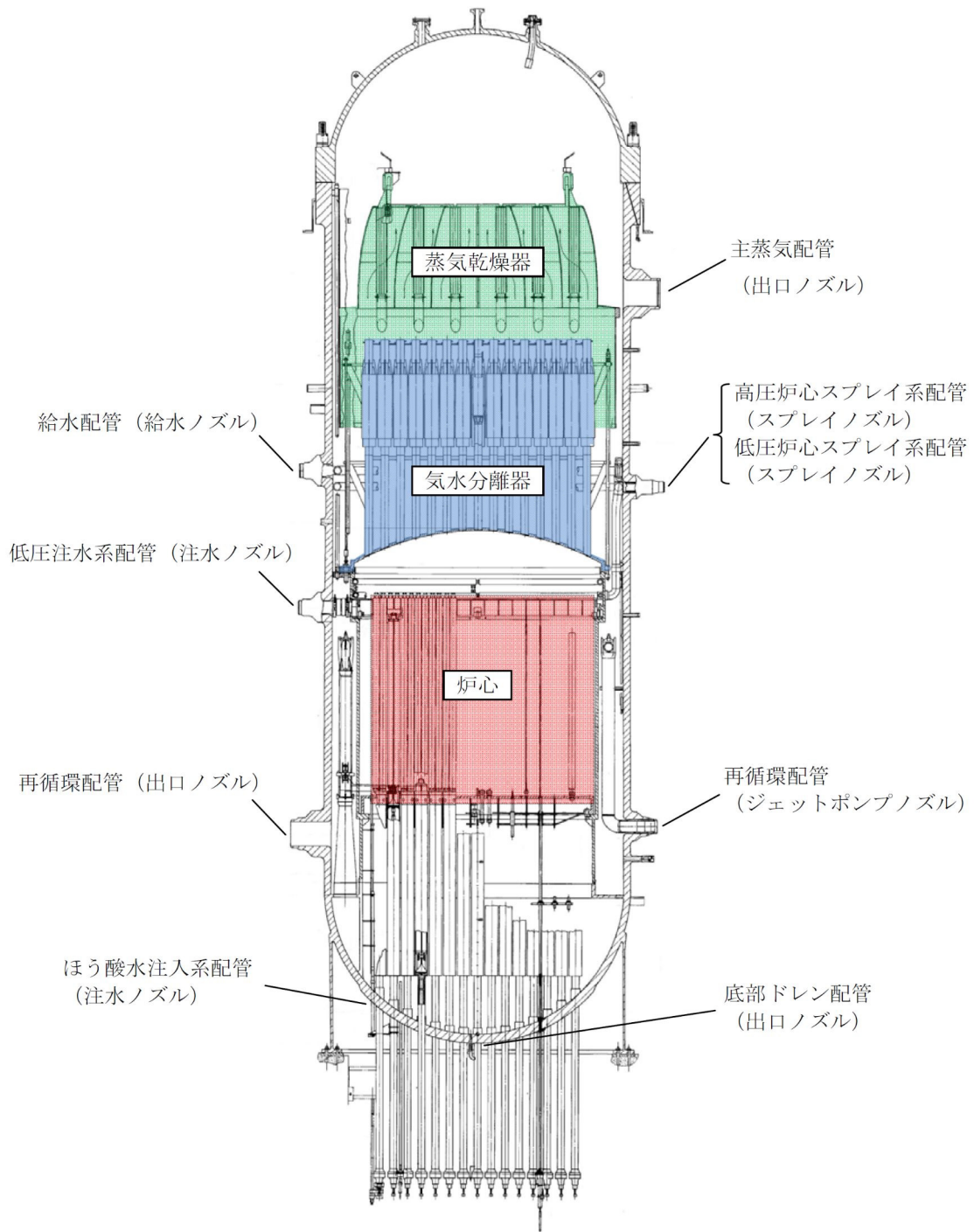
液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。

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

として配管高さの低い底部ドレン配管（出口ノズル）にベースケースと同じ約 3.7 cm^2 (0.004 ft^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、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。

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 cm^2	約 338°C
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
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°C

3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2.に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、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 9.5cm²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 3.7cm²）と感度解析ケース（約 9.5cm²）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）の手動操作による原子炉減圧（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）の操作条件（事象発生後の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）の手動操作による原子炉減圧（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）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約 9.5cm²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）に対して約 3.7cm²

の破断を事故条件として設定する。

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。

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

(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して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 224 cm^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 9.5 cm^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 9.2 cm^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、5"（約126cm²）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は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため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。

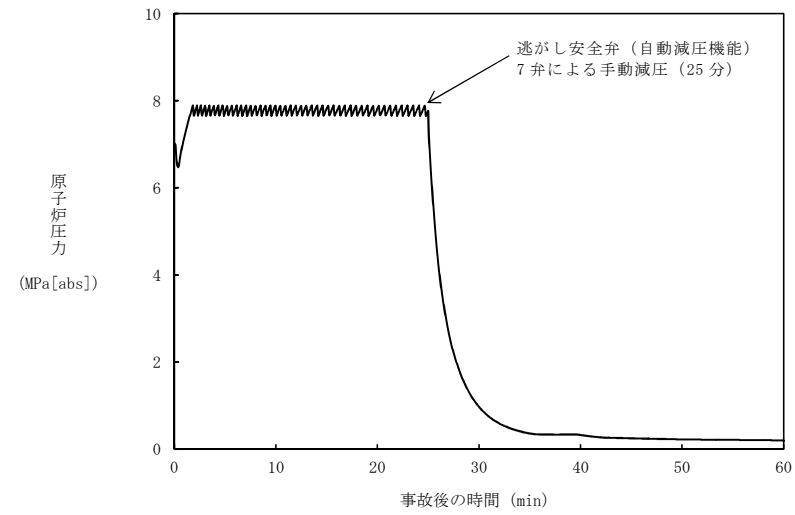
第4表 破断面積の感度解析結果

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

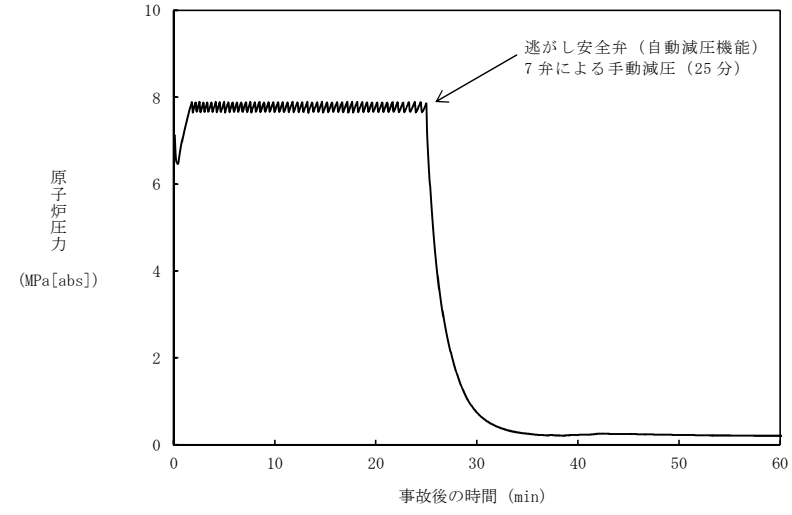
第5表 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量 （運転圧）
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		

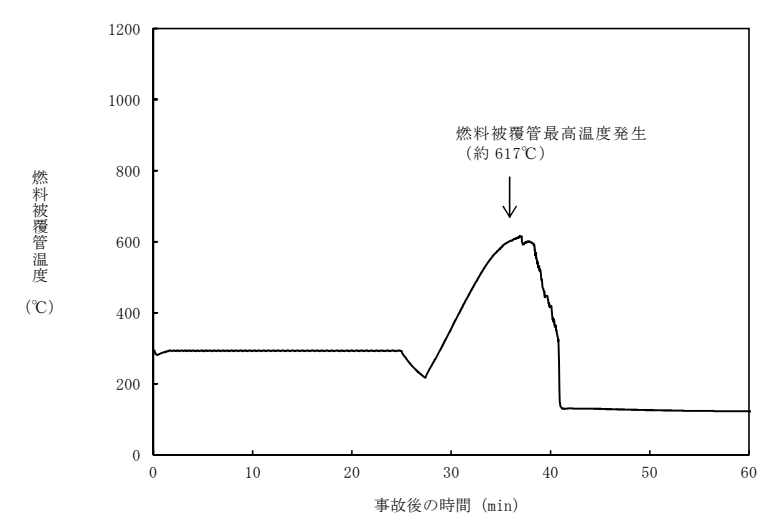
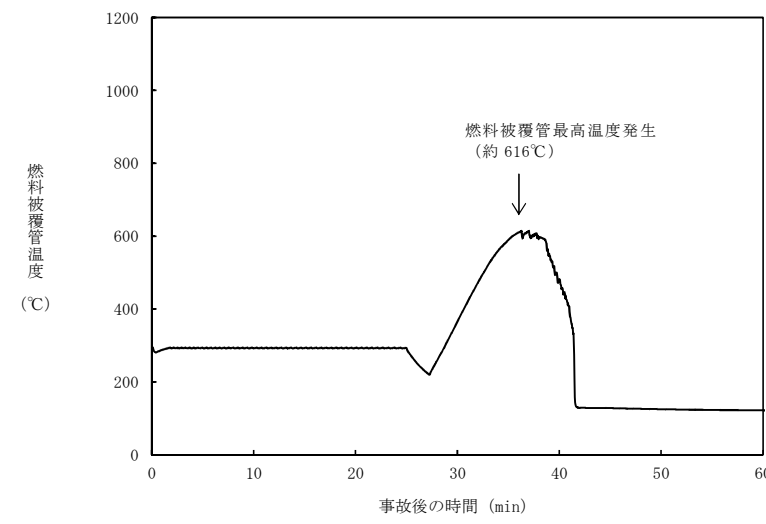
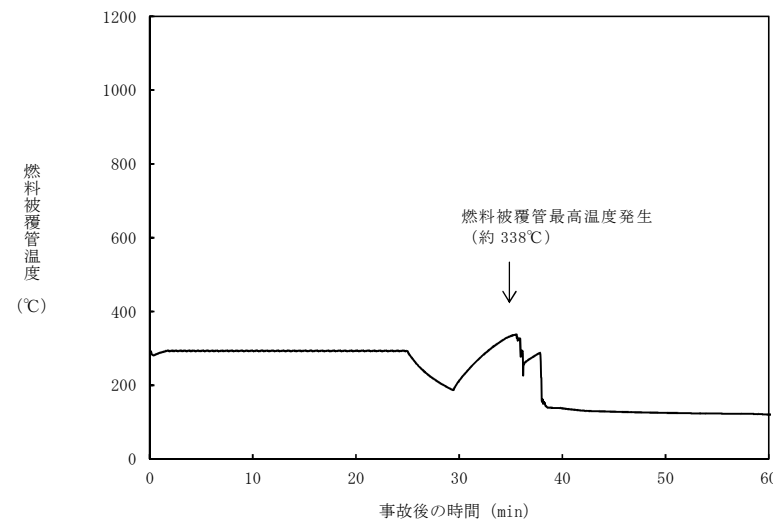
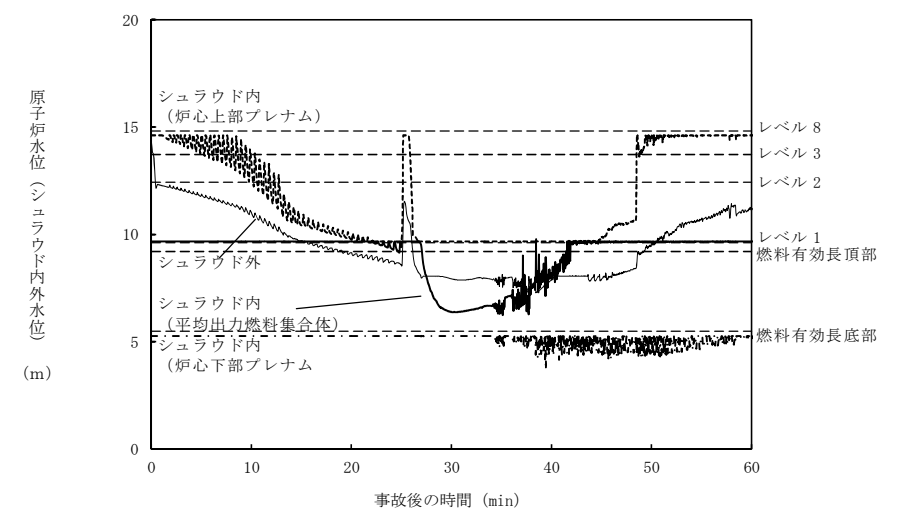
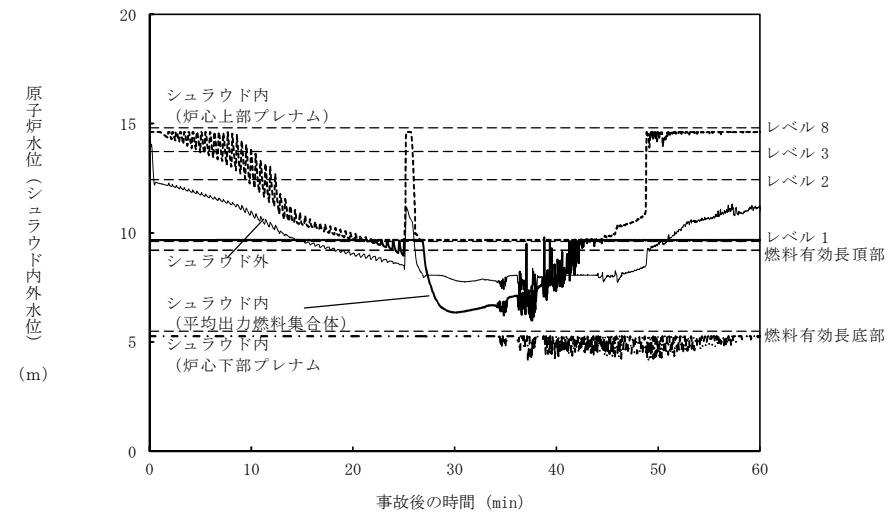
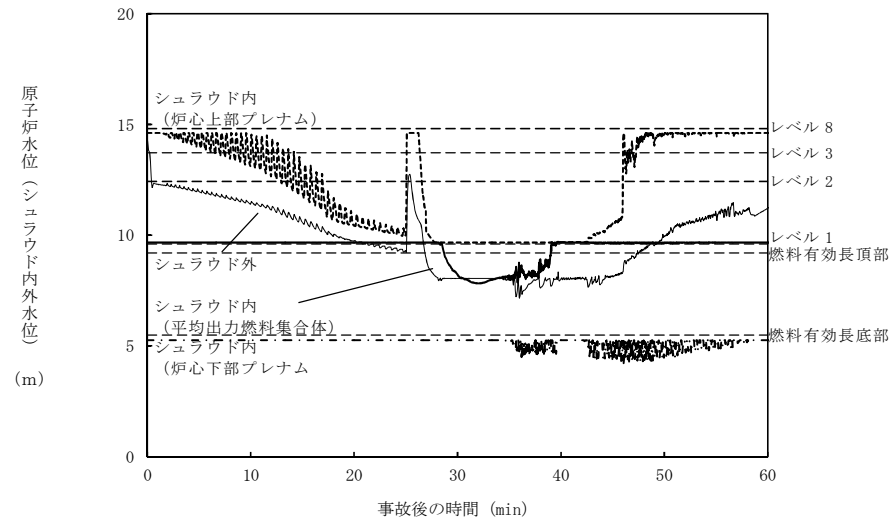
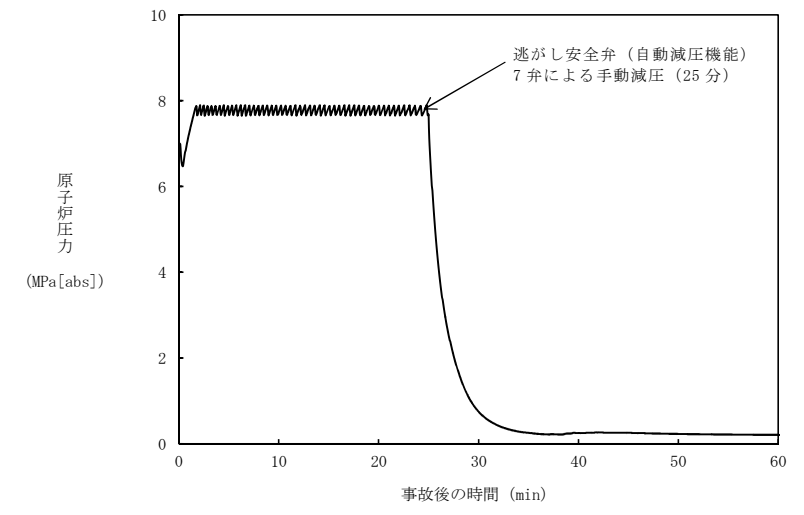
気相部配管（主蒸気配管）



シュラウド外液相部配管（再循環配管）



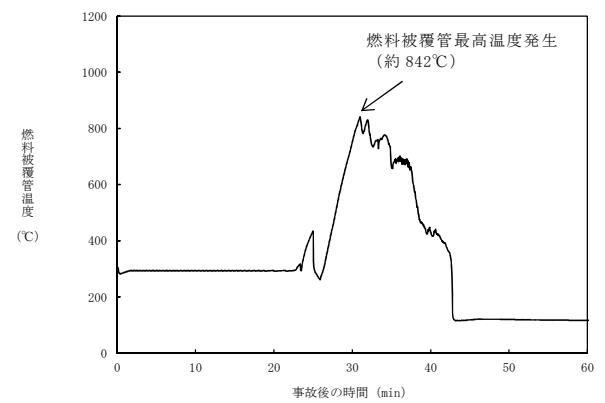
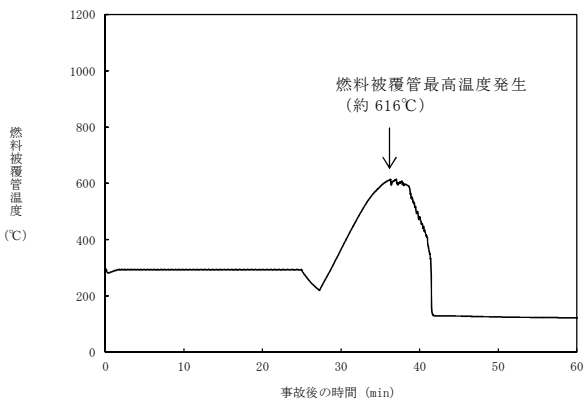
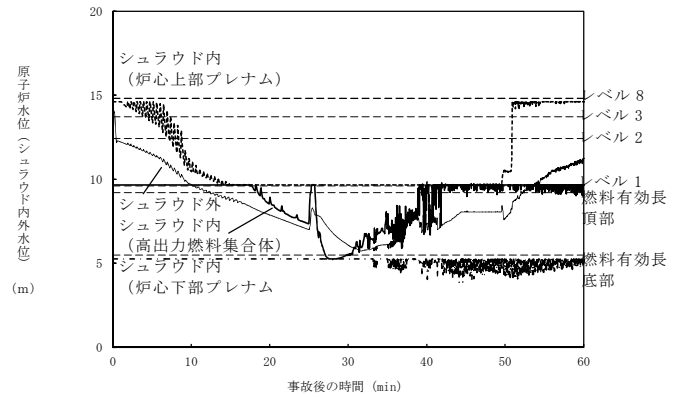
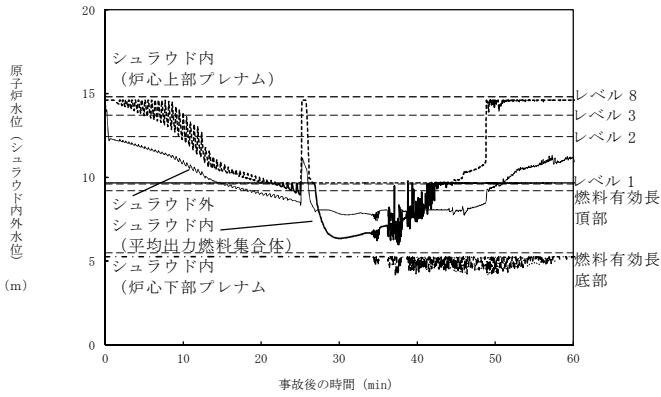
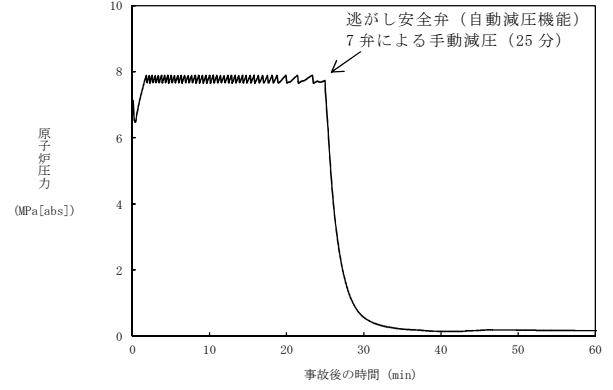
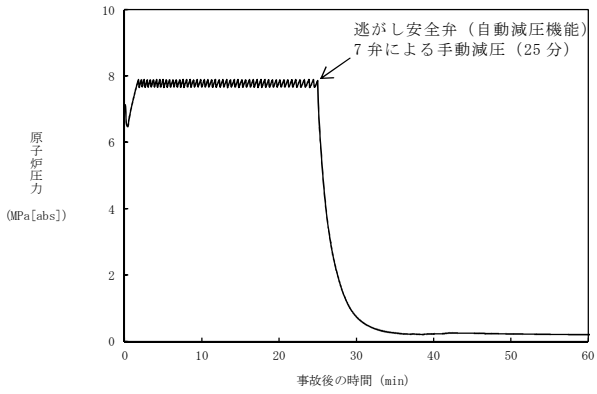
シュラウド内液相部配管（底部ドレン配管）



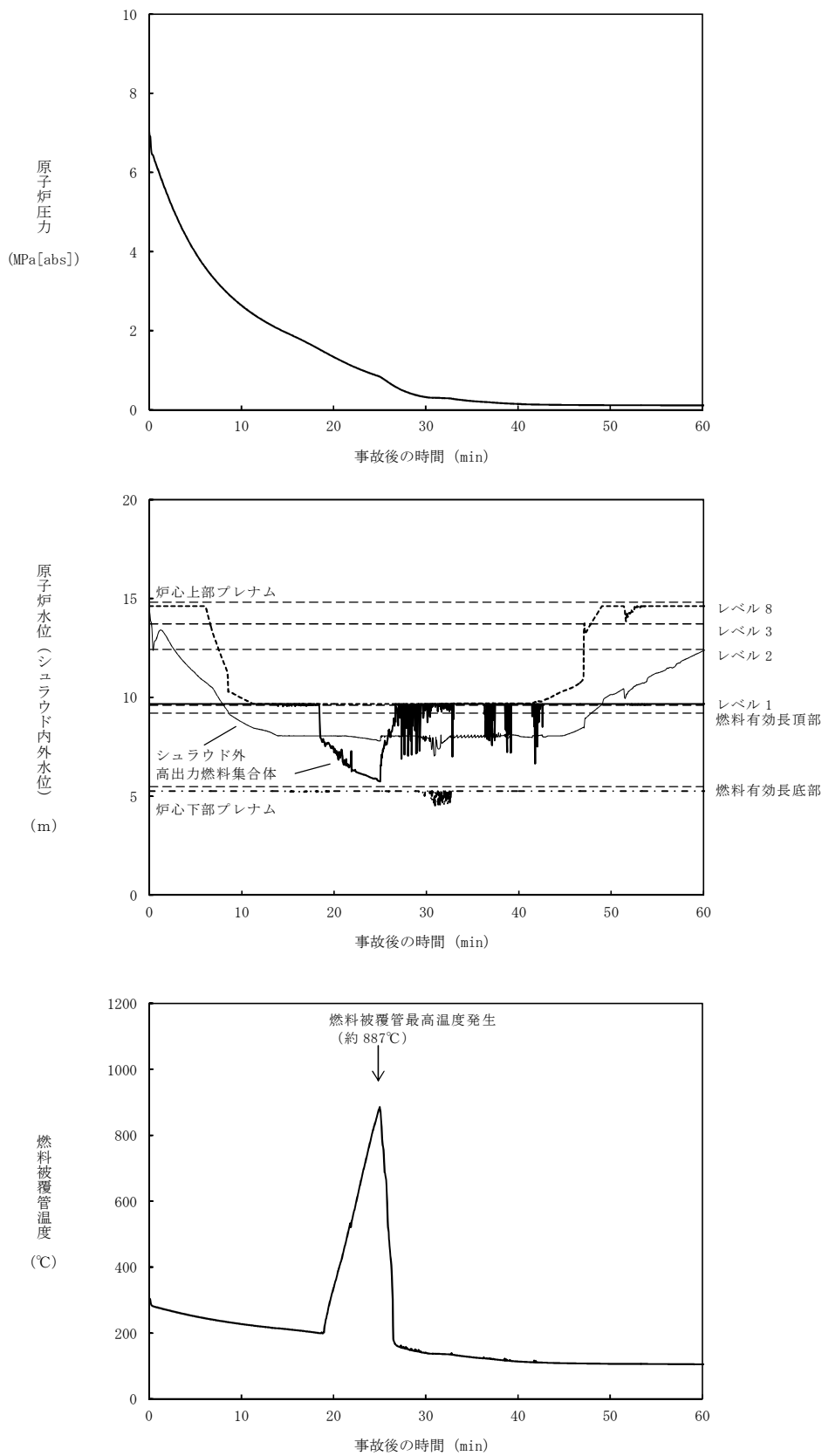
第 2 図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

破断面積：約 3.7cm²

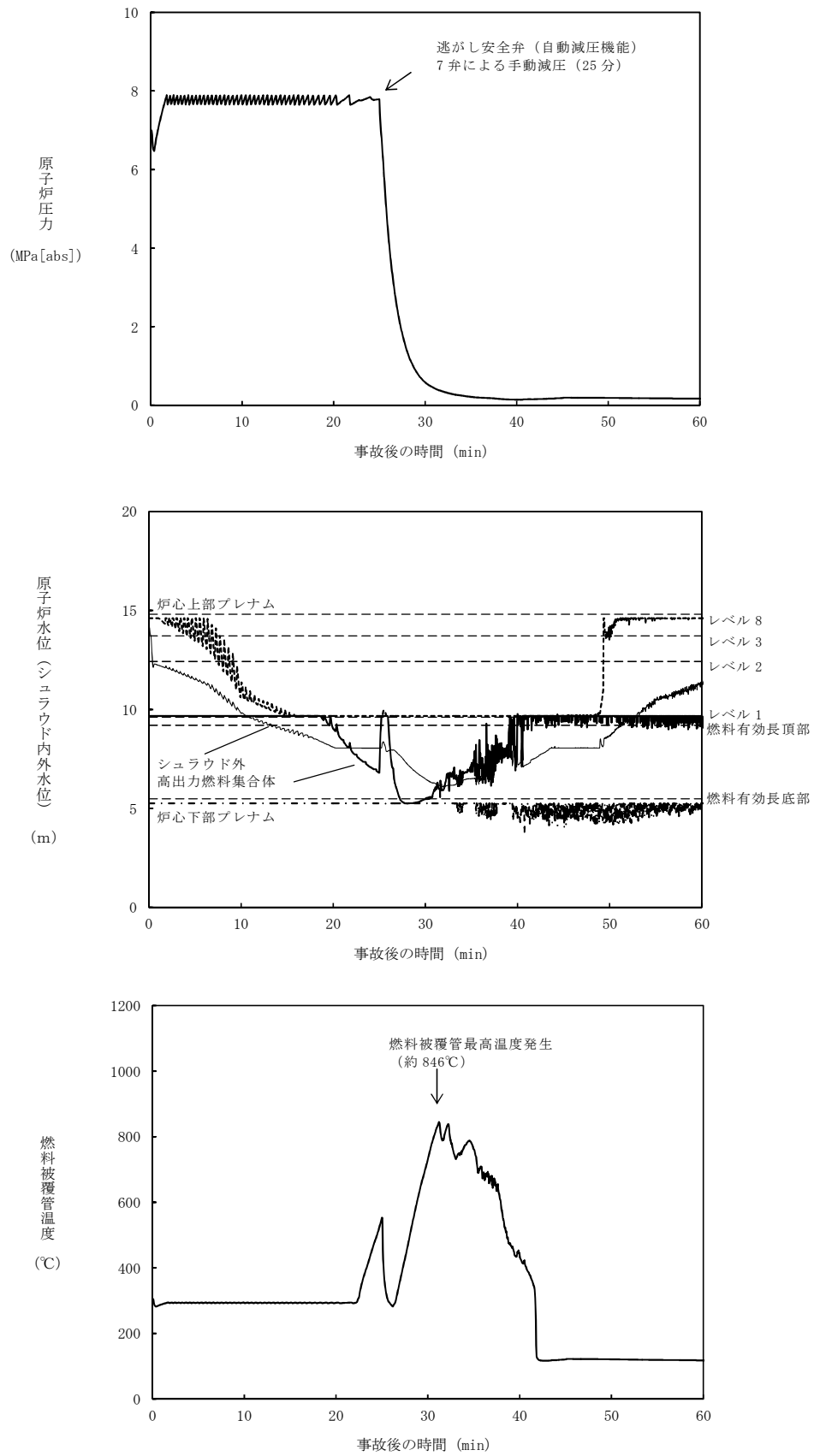
破断面積：約 9.5cm²



第3図 破断面積約 3.7cm²と約 9.5cm²とのパラメータ推移の比較



第 4 図 主蒸気配管に約 224cm² 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，L O C Aが発生することを想定し，かつ，非常用炉心冷却系によるL O C A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。

配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

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，L O C A発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はP R A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L O C A後炉心損傷頻度

系統	小破断L O C A				中破断L O C A			
	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}
底部トレン	118	4.5×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}	118	3.0×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}
その他の原子炉圧力バウンダリ	342	1.3×10^{-4}	— ^{※2}	— ^{※2}	342	8.7×10^{-5}	— ^{※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L O C A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 1.8×10^{-8} /炉年である。なお，破断面積約 9.5cm^2 以下のL O C A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 1.8×10^{-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 L O C A については、P R A において、炉心損傷頻度を 3.0×10^{-9} / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積 224cm^2 以下の L O C A 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^{-9} / 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 L O C A 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 L O C A 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、「L O C A 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 L O C A に対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには、L O C A 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 L O C A 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 L O C A 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 代替循環冷却系ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 サブ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 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ, ブースターポンプ (専用電源あり) 	<p>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。</p> <p>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 300m³/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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>
		<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水 中型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ (サービス水系・RHR 経由) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 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. LOC A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ブプレッション・チェンバに移行する。
2. 事象発生から約 28 時間後、サブプレッション・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。

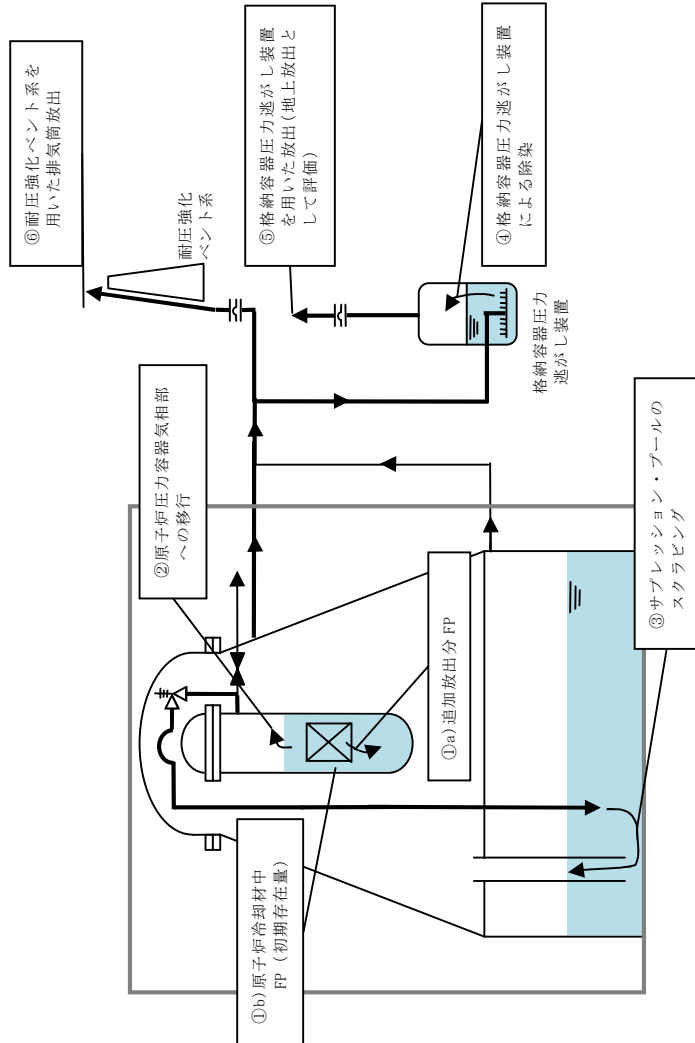
	希ガス		有機		無機	
	約 6.0×10^{13} Bq	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)
①a) 追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{13} Bq	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)
①b) 原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	—	4.7×10^{12} Bq	4.7×10^{12} Bq	4.7×10^{12} Bq
② 原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10% (※1)	10% (※1)	約 8.1%	約 8.1%	約 8.1%
③ サプレッション・プールの除染係数 (D/F)	—	—	—	— (※2)	— (※2)	— (※2)
④ 格納容器圧力逃がし装置の除染係数 (D/F)	—	—	50	100	100	100
⑤ 大気への放出量	約 1.5×10^{14} Bq (※3)	約 2.0×10^{10} Bq (※3)	約 2.0×10^{10} Bq (※3)	約 2.1×10^{11} Bq (※3)	約 2.1×10^{11} Bq (※3)	約 2.1×10^{11} Bq (※3)
【耐圧強化ベント】						
	希ガス		有機		無機	
①a) 追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{13} Bq	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)	約 3.8×10^{13} Bq (よう素全体の 96%)
①b) 原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	—	4.7×10^{12} Bq	4.7×10^{12} Bq	4.7×10^{12} Bq
② 原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10% (※1)	10% (※1)	約 8.1%	約 8.1%	約 8.1%
③ サプレッション・プールの除染係数	—	—	—	— (※2)	— (※2)	— (※2)
④ 大気への放出量	約 1.5×10^{14} Bq (※3)	約 1.0×10^{12} Bq (※3)	約 1.0×10^{12} Bq (※3)	約 2.1×10^{13} Bq (※3)	約 2.1×10^{13} Bq (※3)	約 2.1×10^{13} Bq (※3)

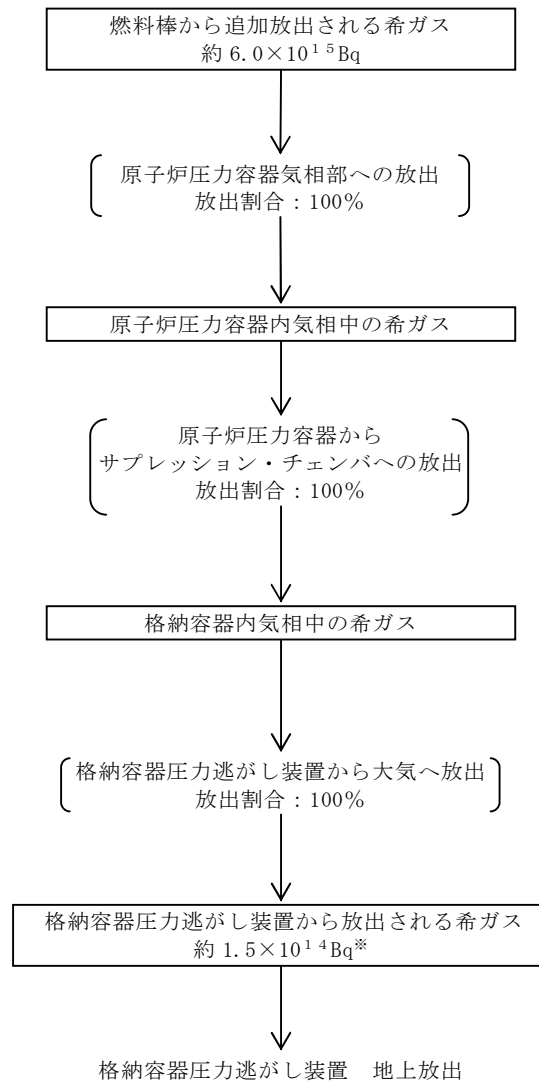
※1：残り 90%の有機よう素は原子炉冷却材中で分解され、無機よう素と同様の割合で気相に移行する。

※2：ドライウェルからのベントを考慮し、保守的にサブプレッション・プールの D/F 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

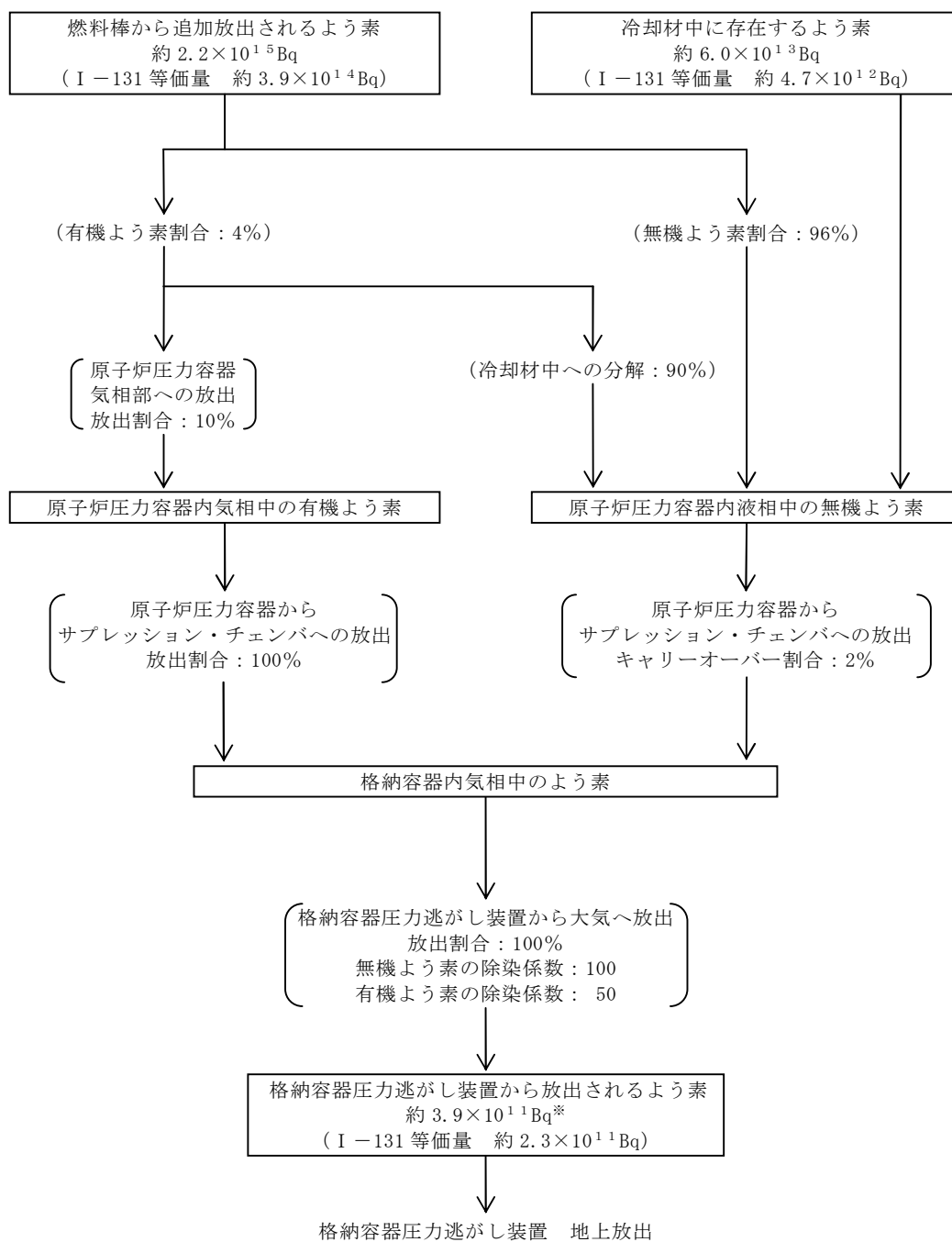
格納容器圧力逃がし装置		耐圧強化ベント (排気筒放出)	
相対濃度 (x/Q)	約 2.9×10^{-5} s/m ³	相対濃度 (x/Q)	約 2.9×10^{-5} s/m ³
相対線量 (D/Q)	約 4.0×10^{-10} Gy/Bq	相対線量 (D/Q)	約 8.1×10^{-2} Gy/Bq
実効線量	約 1.6×10^{-1} mSv	実効線量	約 6.2×10^{-1} mSv





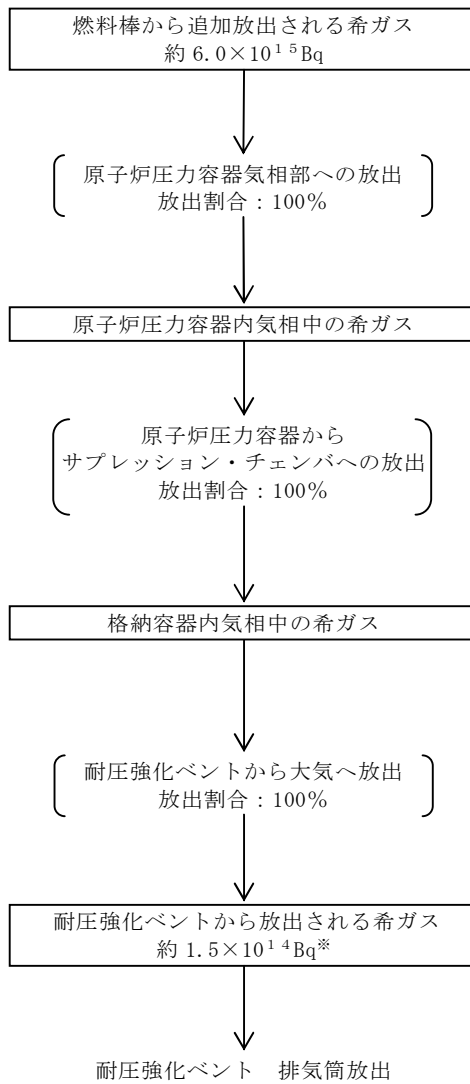
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



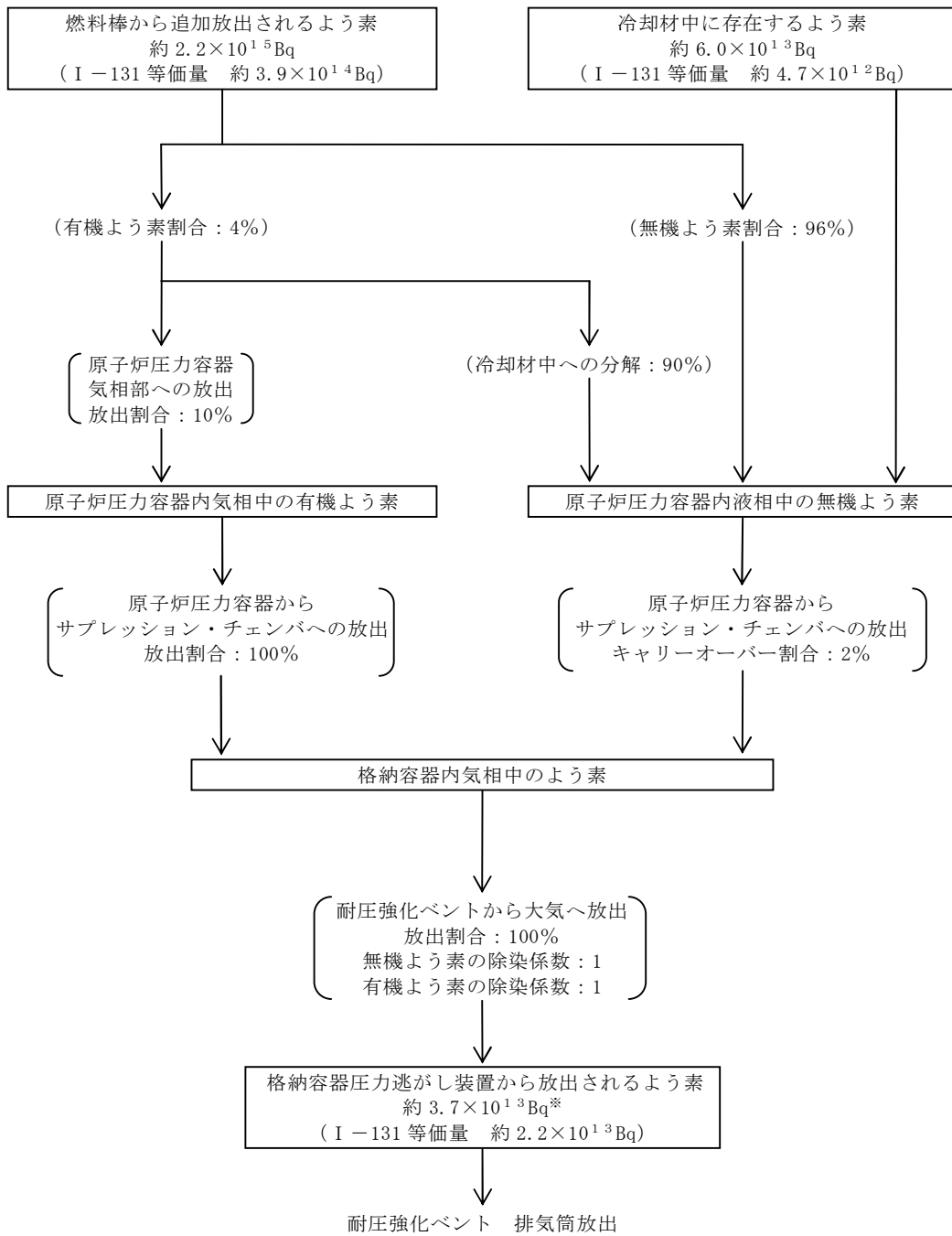
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 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 線実効エネルギー 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 LOC A時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>a. <u>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。</u>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。</p>	<p>「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核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。</p> <p>「安全評価指針（付録 I）3.3.2 主蒸気管破断（BWR）」 (7) <u>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。</u>蒸気相中のハロゲン濃度は、液相の濃度の 2% とする。</p>
<p>b. <u>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*</u>である 2.22×10^{14} Bq とし、<u>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。</u>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー 0.5MeV 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。</p> <p>※：過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW <u>当たり</u> 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 <u>当たり</u> の I-131 の追加放出量の平均値に <u>当たる</u> 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）</p> <p>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）</p>	<p>「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。</p> <p>「安全評価指針（付録 I）3.3.2 主蒸気管破断（BWR）」 (8) <u>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。</u>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。</p>

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 LOC A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>c. <u>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。</u></p>	<p>「安全評価指針(付録I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失(PWR, BWR)」 (5) <u>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。</u></p>
<p>d. <u>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ーされる割合は2%とする。</u></p>	<p>「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。</p> <p>「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。<u>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。</u></p>

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
<p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、<u>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。</u>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。</p>	<p>・「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) <u>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、サブプレッションプールに移行するものとする。</u></p> <p>・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。<u>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。</u></p>
<p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サブプレッション・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踏まえ、スクラビングの効果を考慮しないものとする。<u>また、無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものとする。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。</u></p>	<p>「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。<u>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。</u></p>

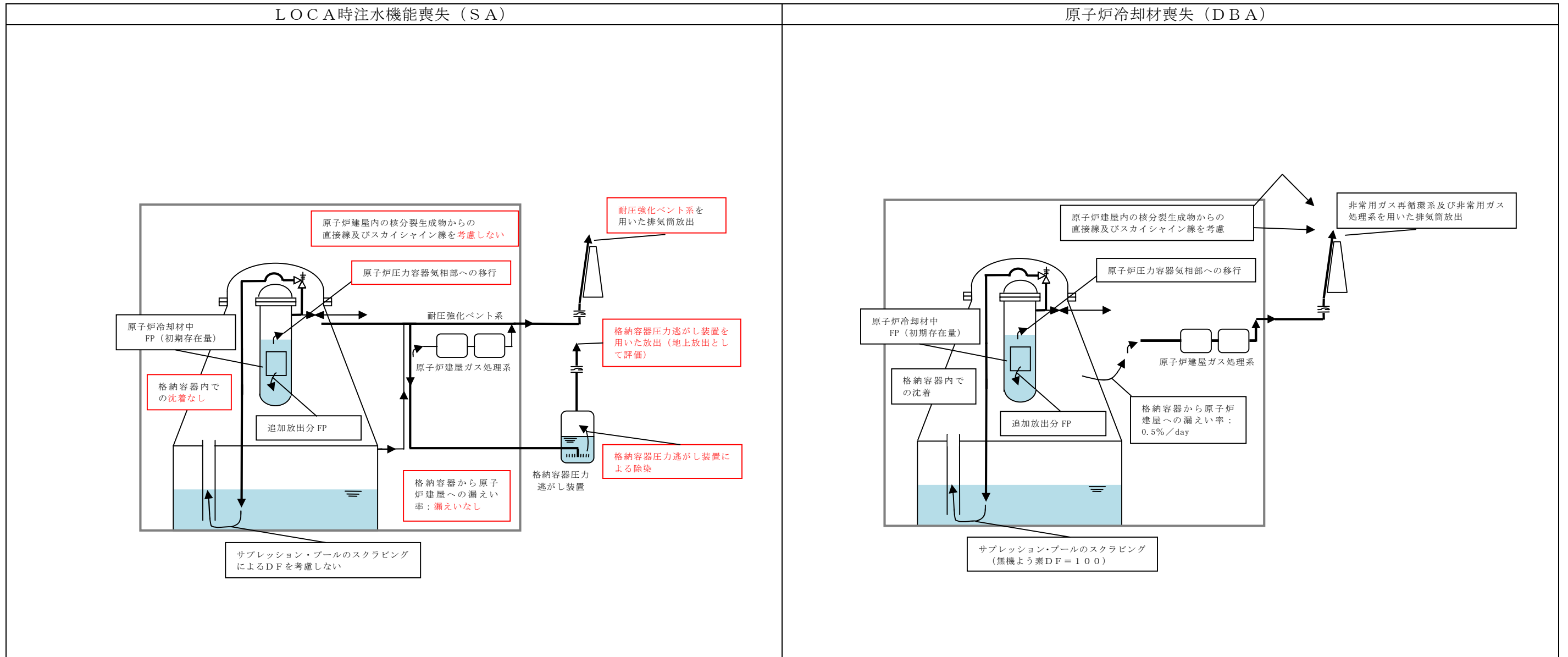
評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする</p> <p>※ 格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる敷地境界外での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の敷地境界外の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント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。</p>	
<p>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。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/h) H_∞ : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad (2)$ <p>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線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p>	<p>「安全評価指針 付録Ⅱ」</p> <p>1. 「事故」における線量評価</p> <p>1.1 外部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>1.1.1 大気中に放出された放射性物質による実効線量</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>1.2 内部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>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。</p> $\text{実効線量} = K_{He} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q)$ <p>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</p>
<p>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 2.9×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.0×10⁻¹⁹Gy/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 2.0×10⁻⁶s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.1×10⁻²⁰Gy/Bq とする。</p>	

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針																					
	<p> Q_e : 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 Q_e 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。 $Q_e = \sum (K_{hi} / K_{he}) \cdot Q_i$ K_{hi} : 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 </p> <table border="1" data-bbox="1104 719 2038 1018"> <thead> <tr> <th>パラメータ等</th> <th>記号</th> <th>単位</th> <th>数値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">核種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数</td> <td rowspan="5">KH_i</td> <td rowspan="5">mSv/Bq</td> <td>I-131 : 1.6×10^{-4}</td> </tr> <tr> <td>I-132 : 2.3×10^{-6}</td> </tr> <tr> <td>I-133 : 4.1×10^{-5}</td> </tr> <tr> <td>I-134 : 6.9×10^{-7}</td> </tr> <tr> <td>I-135 : 8.5×10^{-6}</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">小児の呼吸率</td> <td rowspan="2">M</td> <td>m^3/h</td> <td>0.31 (活動時)</td> </tr> <tr> <td>m^3/d</td> <td>5.16 (1日平均)</td> </tr> </tbody> </table> <p> 「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气中濃度は、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。 </p>				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)
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)																			

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
	<p>1. 線量計算に用いる相対濃度</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>2. 相対濃度の計算</p> <p>相対濃度(χ/Q)は、(VI-1)式により計算する。</p> $\chi/Q = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (X/Q)_i \cdot \delta_i \dots\dots\dots (VI-1)$ <p><u>(χ/Q)</u> : 実効放出継続時間中の相対濃度(s/m^3)</p> <p><u>T</u> : 実効放出継続時間(h)</p> <p><u>(χ/Q)_i</u> : 時刻 i における相対濃度(s/m^3)</p> <p><u>δ_i</u> : 時刻 i において風向が当該方位 d にあるとき $\delta_i = 1$ 時刻 i において風向が他の方位にあるとき $\delta_i = 0$</p> <p>「気象指針 付記」</p> <p>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气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。</p> <p>1. 放射性雲からのγ線量は、地表空气中濃度を用いずに、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。</p> <p><u>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。</u></p>

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
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。	

参考 原子炉冷却材喪失 (DBA) との比較



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「L O C A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「L O C A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。両者の評価結果を比較する観点から、「L O C A時注水機能喪失」の評価条件は、保守的に実効線量が小さくなるウェットウェルベントのケースを示した。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、「L O C A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、「L O C A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

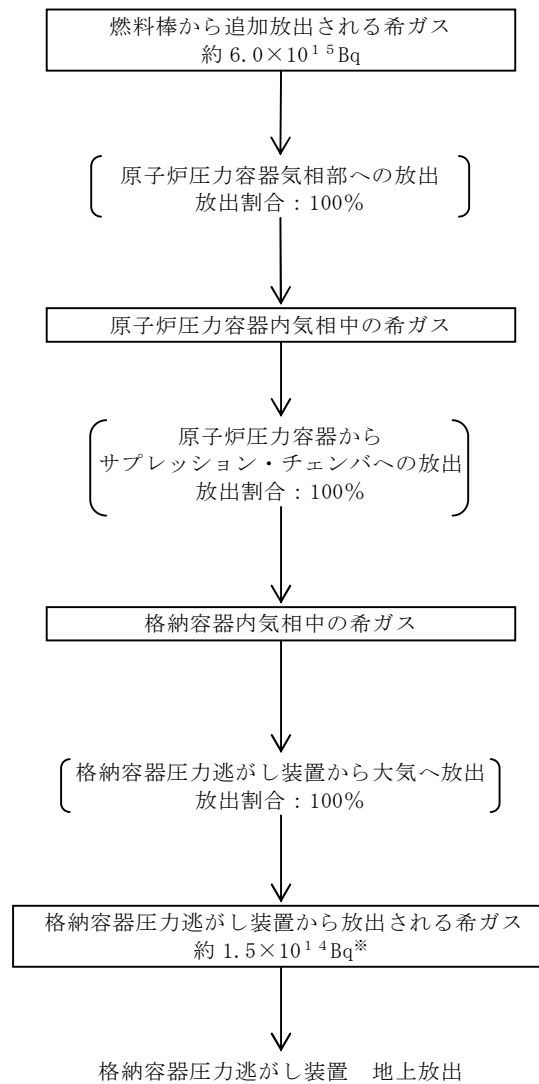
		L O C A時注水機能喪失		原子炉冷却材喪失 (設計基準事故)
格納容器への移行割合	炉内液相部から気相部への移行割合	希ガス	100%	100%
		有機よう素	10%	100%
		無機よう素	約 8.1%	100%
	炉内から格納容器への移行割合	希ガス	100%	
		有機よう素		
		無機よう素		
格納容器内での低減効果	サプレッション・プール除染係数	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	1/10 (D F 10)	1/101 (分配係数 100)
	格納容器内沈着	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	—	1/2
格納容器気相部への移行割合 ^{※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 (D F 50)	3/100 (除去効率 97%)	
	無機よう素	1/100 (D F 100)	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）： $2.9 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） ^{※2} ： $2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3$	非常用ガス処理系（排気筒放出） ^{※2} ： $8.0 \times 10^{-7} \text{ s/m}^3$	
	D/Q	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）： $4.0 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） ^{※2} ： $8.1 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$	非常用ガス処理系（排気筒放出） ^{※2} ： $4.5 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$	

※1 L O C A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。

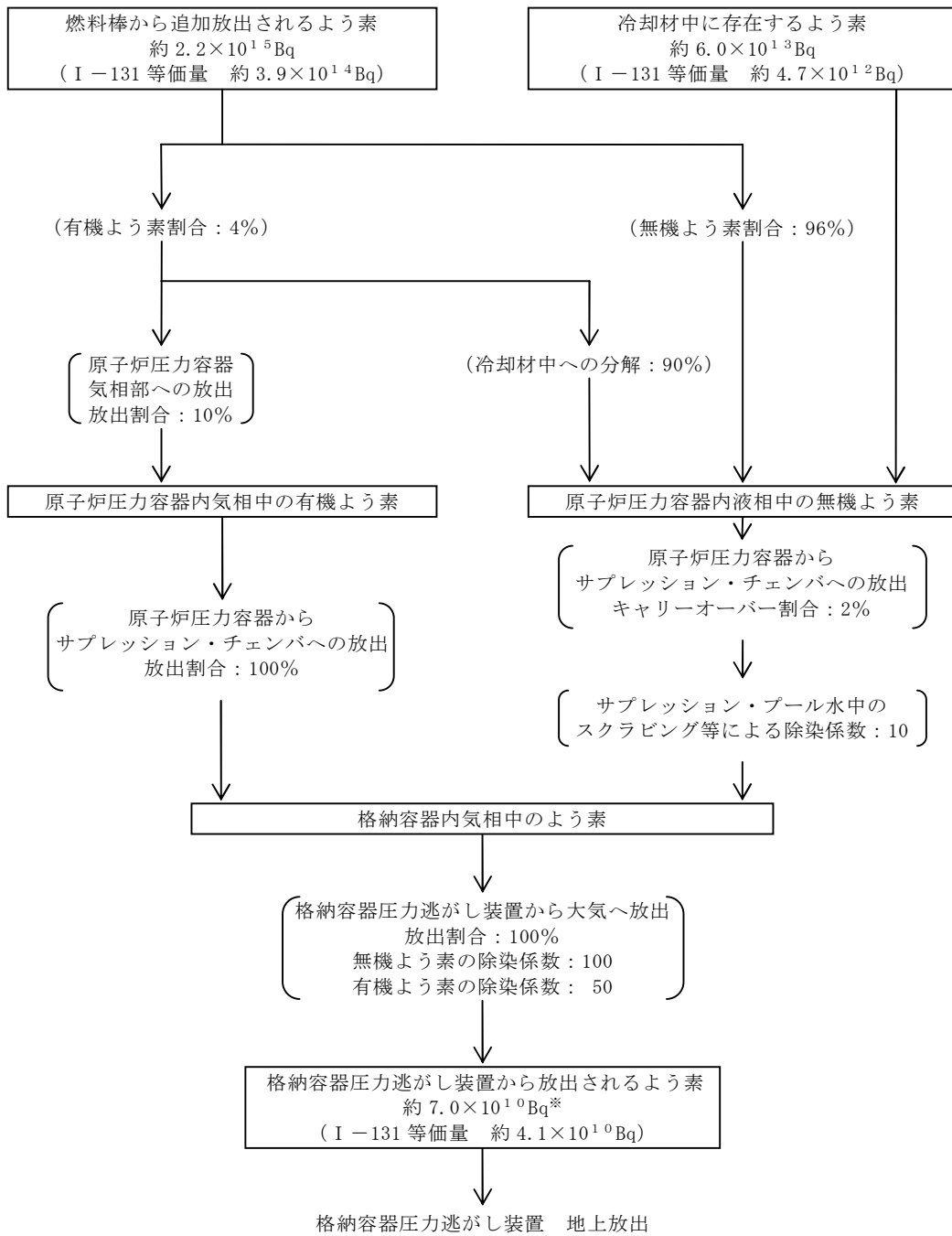
第2表 敷地境界外での実効線量評価結果の比較

事故シーケンスグループ等	放出経路	実効線量 (mSv)
L O C A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}



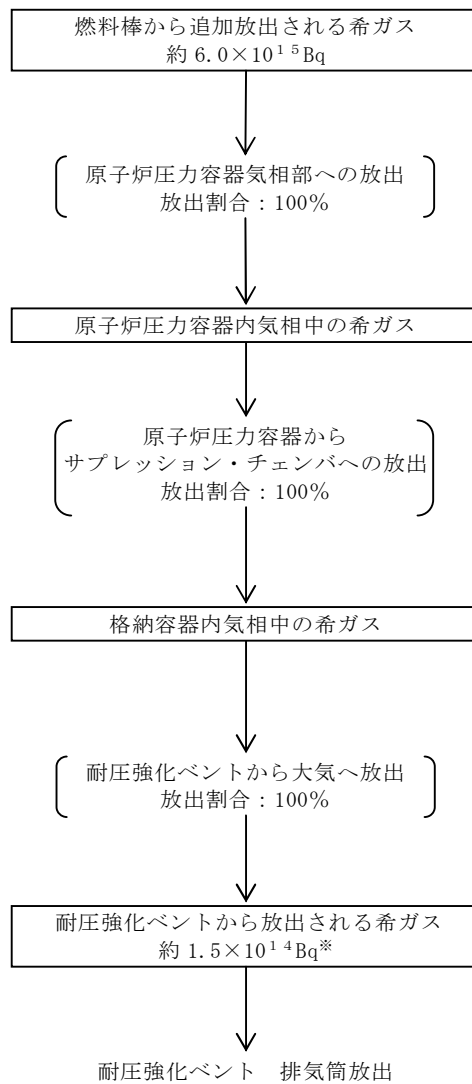
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



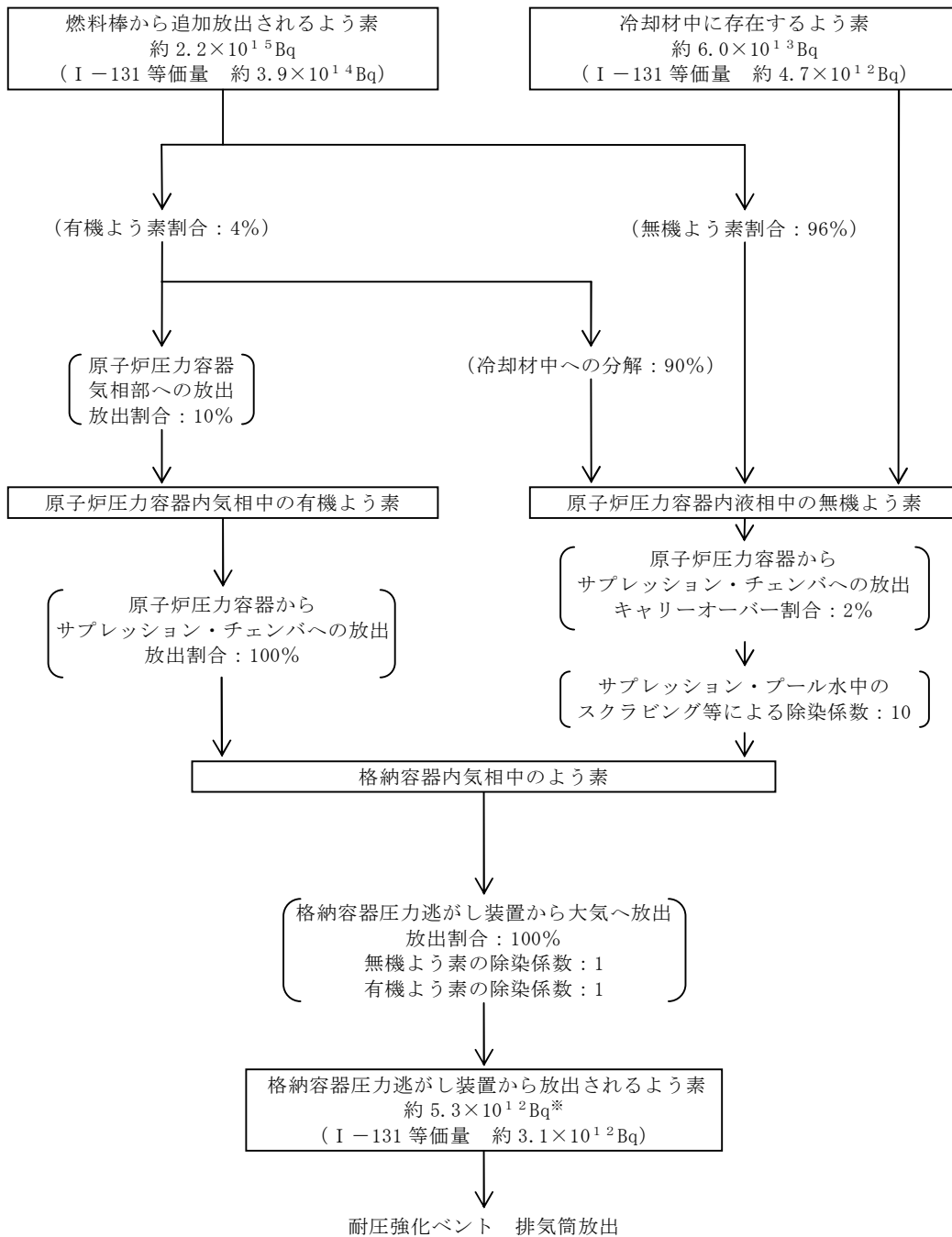
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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



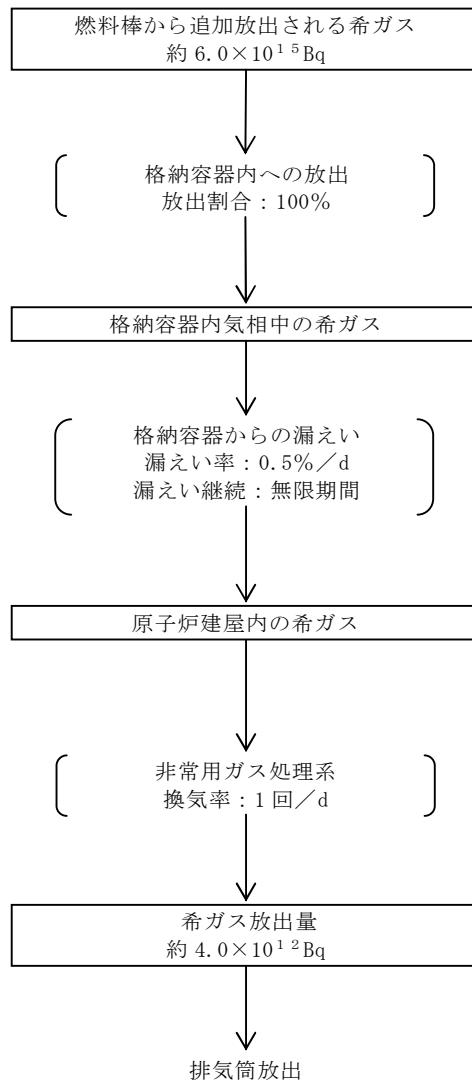
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



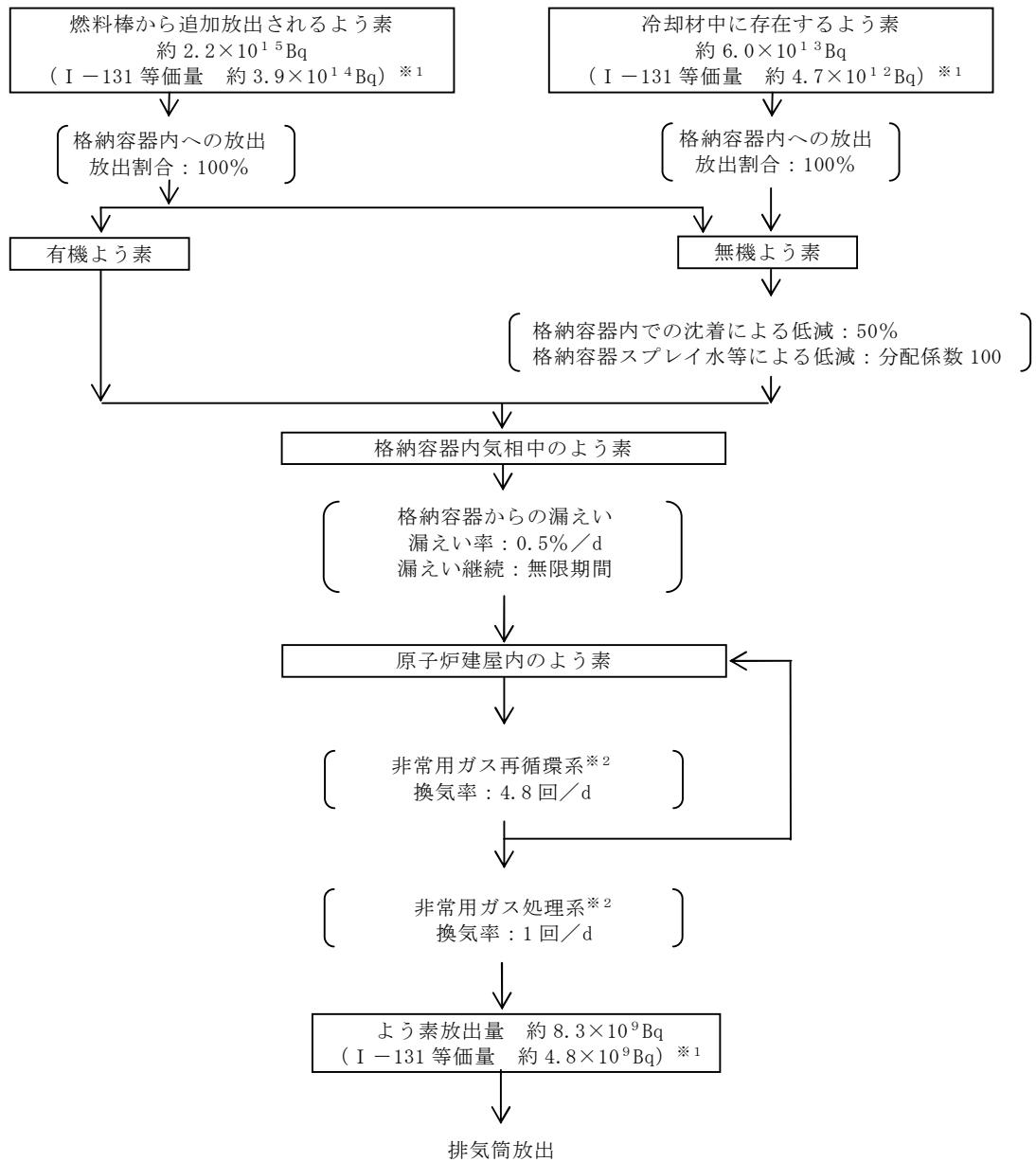
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



〔 ※¹：小児実効線量係数換算
※²：よう素の除去効率：再循環 90%，外部放出 97% 〕

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 (S A F E R) (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。
	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。
原子炉圧力容器	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。
圧力容器 原子炉	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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却 並びに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ー冷却系 (常設) による格納容器冷却 並びに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				
	スプレー冷却				
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。	

添付 2. 6. 6-3

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 MW ~ 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。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa [gage] ~ 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。
	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 ~ 約 +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。
	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。
	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。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33 kW/m ~ 約 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。

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	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、原子炉からサブプレッション・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り、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはない。燃料被覆管温度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。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2 Pa[gage] ~ 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。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 58℃ (実績値)	ドライウエ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るが、ドライウエル雰囲気温度は、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。
	格納容器体積 (ドライウエル)	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。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	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)	サブプレッション・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(ウェットウエル)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、サブプレッション・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。

添付 2.6.6-5

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	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・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、サブプレッション・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、サブプレッション・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、サブプレッション・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、サブプレッション・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。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (実績値)	サブプレッション・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、サブプレッション・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、サブプレッション・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 (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエルーサブプレッション・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、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ブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・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8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備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。	—

添付2.6.6-6

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	起回事象	再循環配管に約3.7cm ² 及び約9.5cm ² の破断が発生	—	破断位置は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、シュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと及び格納容器破損防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し、再循環配管とする。 破断面積は、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし、不確かさを考慮して約3.7cm ² 及び約9.5cm ² とする。 (添付資料 2.6.1)	破断面積が小さい場合、原子炉水位の低下は遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 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 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	—	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。

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	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 で閉止	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号 で閉止	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。
	A TWS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	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	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 7.7MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 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。
		(原子炉手動減圧操作時) 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	(原子炉手動減圧操作時) 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 (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	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	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： $230\text{m}^3/\text{h}$	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $230\text{m}^3/\text{h}$ 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： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	スプレイ流量： $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲 ($102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$) における上限を設定	最確条件とした場合、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運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) の停止後に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。
格納容器圧力逃がし装置	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において)	排気流量： $13.4\text{kg}/\text{s}$ 以上 (格納容器圧力 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ 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
<p style="text-align: center;">操作条件</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）</p> <p style="text-align: center;">事象発生から25分後</p>	<p>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、高圧／低圧注水機能の回復操作、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）の注水準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【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。その後、高圧炉心スプレー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ー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。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直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。</p> <p>【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。</p> <p>【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）の起動準備操作として3分及び逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧として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。</p> <p>【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。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の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。</p>	<p>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が、状況判断から一連の操作として実施するか又は異なる当直運転員が実施することから、この他の運転員等操作に与える影響はない。</p>	<p>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。</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）による原子炉注水操作）は、10分の減圧遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約706℃であり、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、10分程度の操作時間余裕は確保されている。</p> <p>また、25分の減圧遅れを想定した場合には、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃になり、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、この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敷地境界外の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量は約4.4mSvとなり、いずれも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（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）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9.5cm²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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.7）</p>	<p>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）の注水準備操作後の原子炉減圧まで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。</p>

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	格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時	<p>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</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器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(格納容器圧力 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。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直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。</p> <p>【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。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の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。</p> <p>【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必要があるが、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冷却の同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の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。</p>	<p>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。</p> <p>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は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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p>	<p>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。</p>

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	
<p>操作条件</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブジョン・チェンバ側）</p>	<p>格納容器圧力 310kPa [gage] 到達時</p>	<p>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</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器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（格納容器圧力 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、当直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、異なる当直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。</p>	<p>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当直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。</p>	<p>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。</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、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、格納容器減圧及び除熱操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.243MPa [gage] から 0.310MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることから外挿すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 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）</p>	<p>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、格納容器除熱を実施し、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、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。</p>

添付 2.6.6-12

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操作	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180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180分のところ、訓練実績等により約164分を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中型ポンプへの燃料給油操作	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分（タンクローリーへの給油90分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油20分）を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分を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
(LOCA時注水機能喪失)

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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原子炉減圧の時間余裕

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも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（自動減圧機能）の手動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（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 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エルで最大約 $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ 、サブプレッション・チェンバで最大約 $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$ 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 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

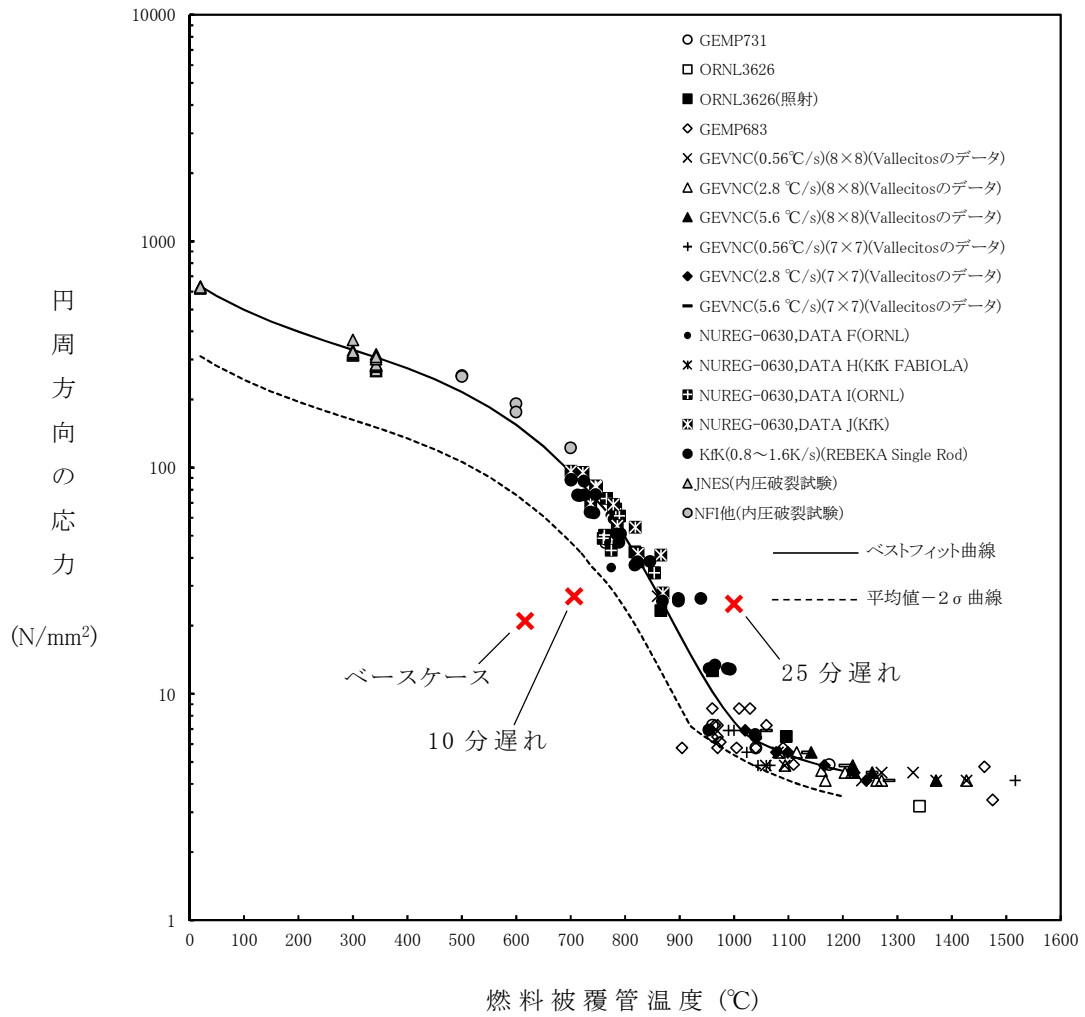
ベースケースの 減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
10 分	約 706℃	1%以下
25 分	約 1,000℃	約 5%

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，S A F E R 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。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{N R T_P}{V_P}$$

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

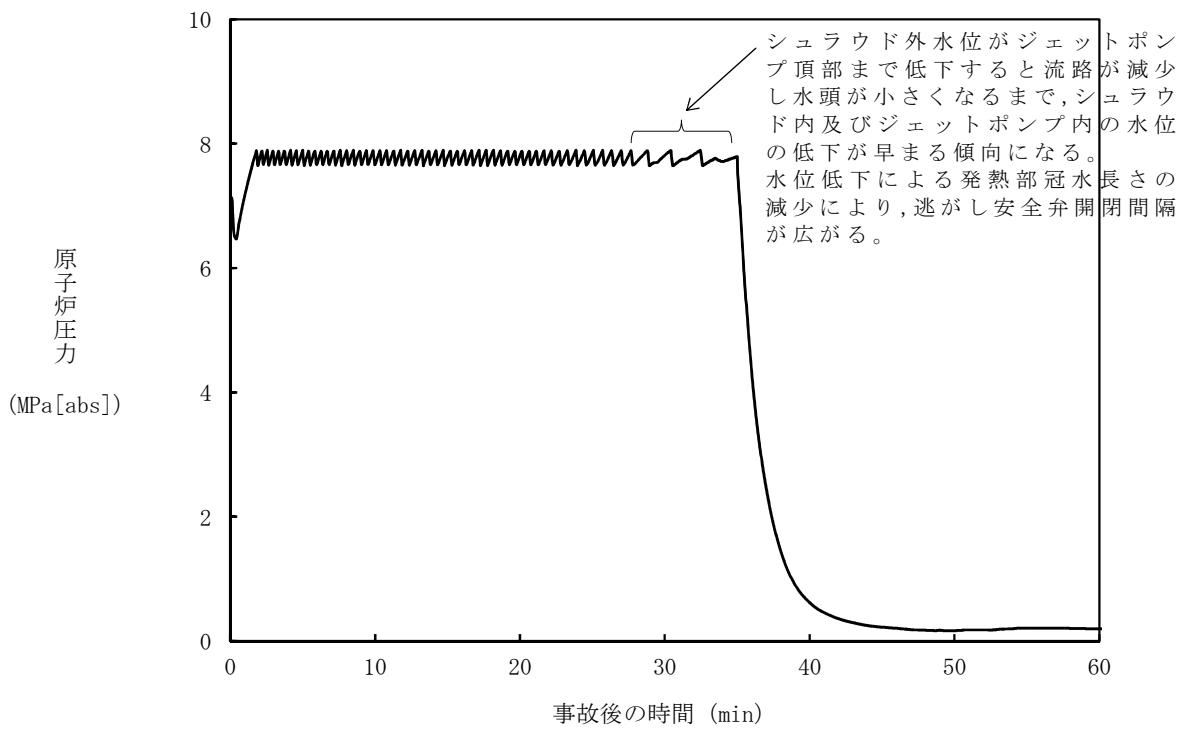
R : ガス定数

である。

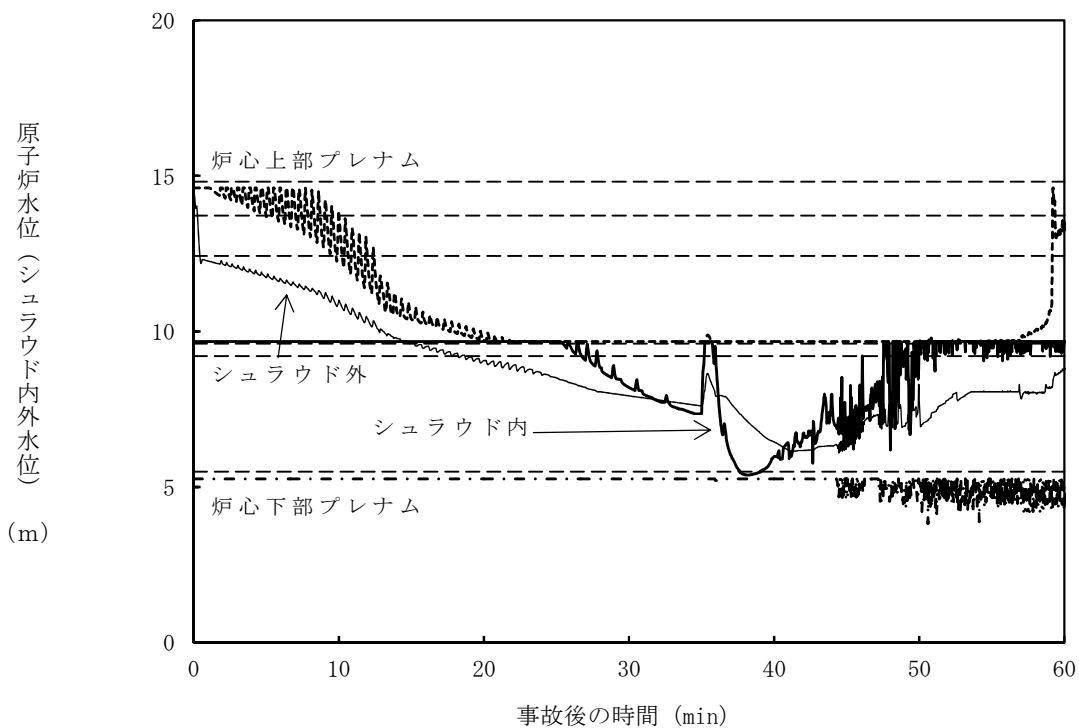
燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，L O C A 条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガ

スを封入して圧力をかけた状態で加熱することにより L O C A 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。

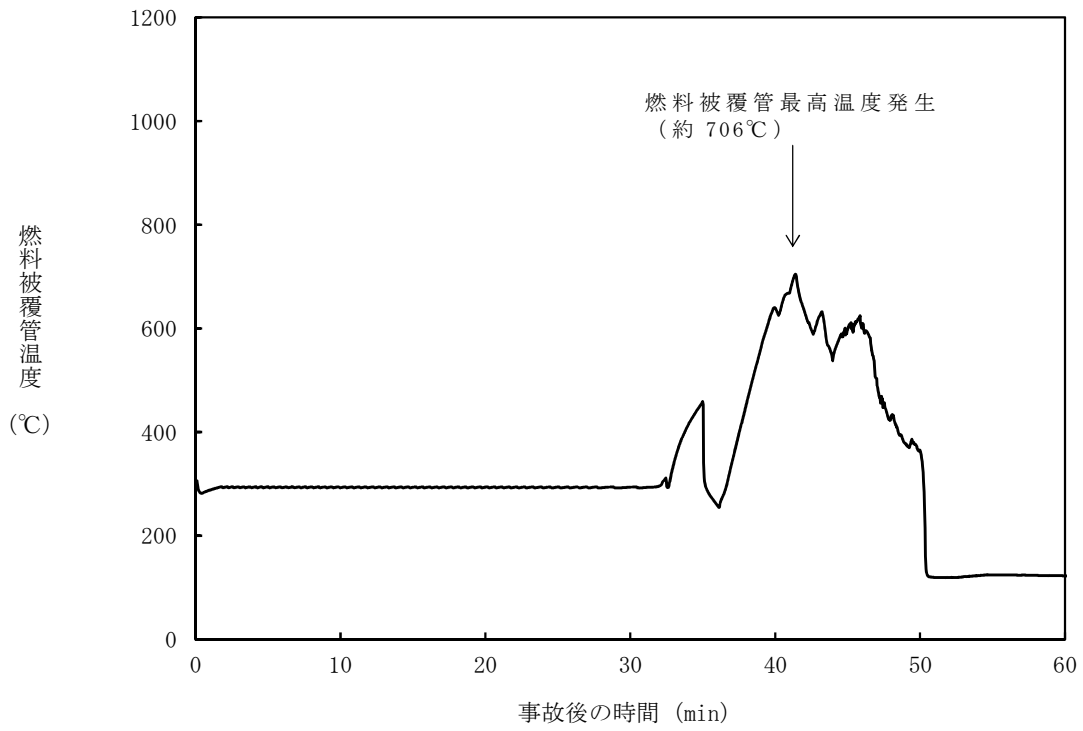


第 2 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)

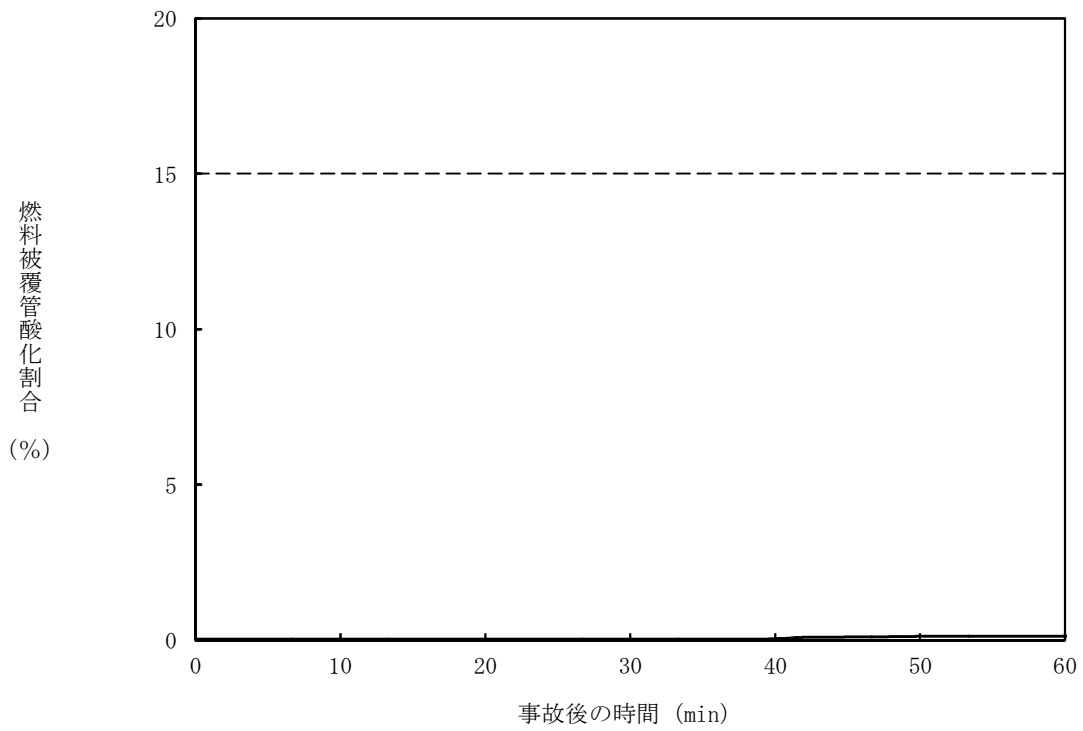


第 3 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

※ 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
(L O C A 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 : 4,300m³
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

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, 定格流量で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) による格納容器冷却

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) による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後, 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。

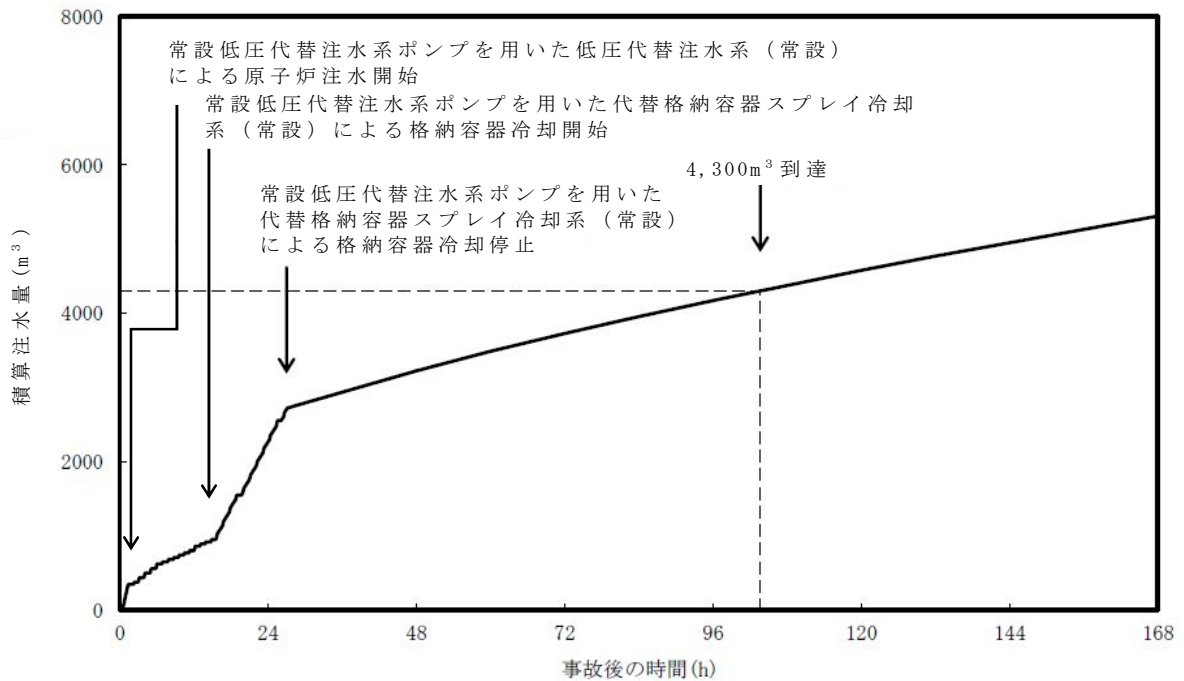
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約 365 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、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 5,320m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計 8,600m³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)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃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
高圧炉心スプレー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		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約 6.0kL	7日間の 軽油消費量 約 6.0kL	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。

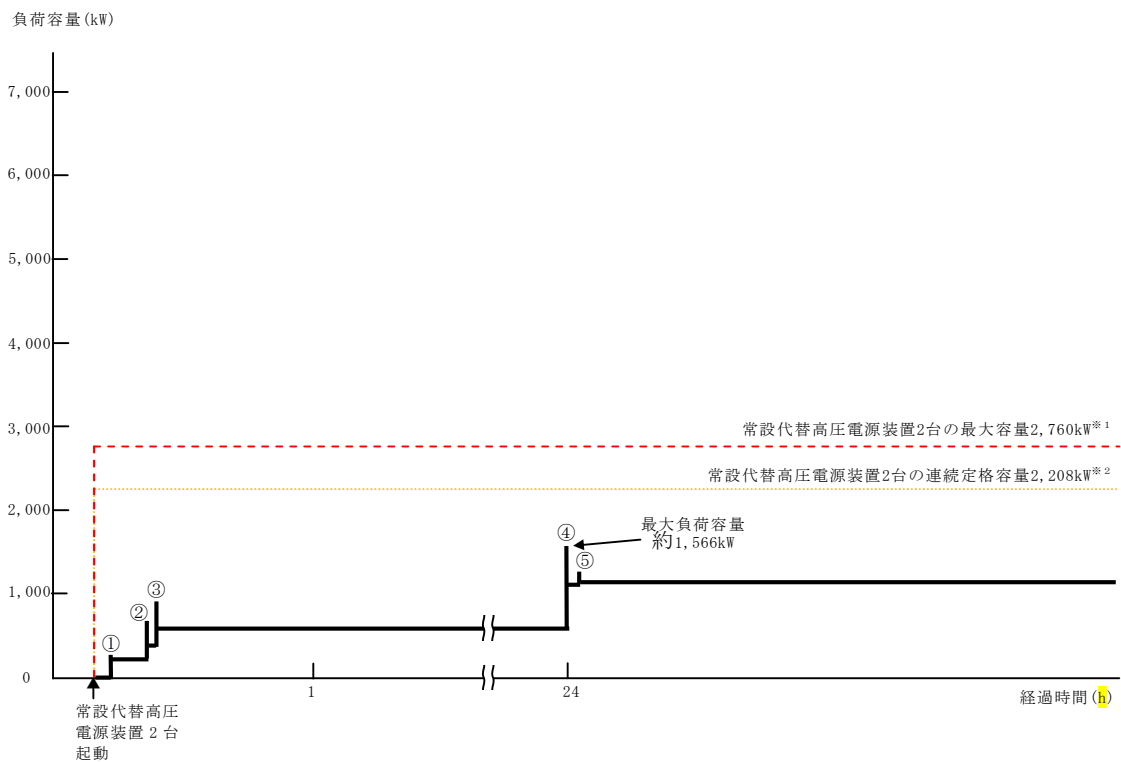
※3 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

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：常設代替高压電源装置】

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)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約689	約394
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約879	約584
④	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約1,566	約1,098
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,207	約1,128



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高压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 常設代替高压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)