

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改78
提出年月日	平成30年2月23日

# 東海第二発電所

## 重大事故等対策の有効性評価

平成30年2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

5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

	定の考え方について
添付資料1.5.3	サプレッション・プール初期水位について
添付資料1.5.4	外部水源温度の条件設定の根拠について
添付資料1.5.5	給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
添付資料1.5.6	逃がし安全弁の解析条件設定について
添付資料1.5.7	原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について
添付資料1.5.8	重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の十分性について
添付資料1.5.9	使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故1及び2）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料1.7.1	解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー
<u>添付資料2.1.1</u>	<u>平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</u>
<u>添付資料2.1.2</u>	<u>安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
<u>添付資料2.1.3</u>	<u>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
<u>添付資料2.1.4</u>	<u>7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
<u>添付資料2.1.5</u>	<u>7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
<u>添付資料2.1.6</u>	<u>常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
<u>添付資料2.1.7</u>	<u>格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁開操作を現場にて実施</u>

する場合の時間余裕

- 添付資料2.2.1 安定状態について（高压注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高压注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.2.3 高压注水・減圧機能喪失時における低压非常用炉心冷却系の作動台数の考え方
- 添付資料2.2.4 7日間における燃料の対応について（高压注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（高压注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.3.1.1 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について
- 添付資料2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料2.3.1.3 全交流動力電源喪失（長期T B）時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料2.3.1.4 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期T B））
- 添付資料2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期T B））
- 添付資料2.3.1.6 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期T B））
- 添付資料2.3.1.7 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（長期T B））
- 添付資料2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期T B））

添付資料2.3.1.9 原子炉再循環ポンプからのリークについて

添付資料2.3.2.1 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料2.3.2.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における高圧代  
替注水系の8時間継続運転が可能であることの妥当性につ  
いて

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

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

添付資料2.3.2.5 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について

添付資料2.3.2.6 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失  
（TBD, TBU））

添付資料2.3.2.7 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失  
（TBD, TBU））

添付資料2.3.2.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TB  
D, TBU））

添付資料2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.3 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（全交流動力  
電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.4 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失  
（TBP））

添付資料2.3.3.5 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（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 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

添付資料2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料2.5.3 安定状態について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.5 リウ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 7日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.10 常設代替交流電源設備の負荷 (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.11 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 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について

添付資料2.6.2 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について

添付資料2.6.3 非居住区域境界及び敷地境界に対する指針との対比について

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

添付資料2.6.5 安定状態について (L O C A時注水機能喪失)

- 添付資料2.6.6 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について（LOCA時注水機能喪失）
- 添付資料2.6.7 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（LOCA時注水機能喪失）
- 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発生時の対応操作について
- 添付資料2.7.2 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料2.7.3 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2.7.4 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2.7.5 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2.7.6 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2.7.7 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2.7.8 常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））
- 添付資料2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について
- 添付資料2.8.2 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
- 添付資料2.8.3 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定ของ妥当性について
- 添付資料2.8.4 7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.5 7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.6 常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.7 全交流動力電源喪失（長期TB）との事故対応の相違点について
- 添付資料3.1.2.1 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
- 添付資料3.1.2.2 原子炉水位不明時の対応について
- 添付資料3.1.2.3 常設低圧代替注水ポンプの機能確保の妥当性について
- 添付資料3.1.2.4 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
- 添付資料3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料3.1.2.6 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破

- 添付資料3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響について
- 添付資料3.4.6 格納容器内における気体のミキシングについて
- 添付資料3.5.1 コリウムシールドを考慮した溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について
- 添付資料3.5.2 溶融炉心による熱影響評価について
- 添付資料3.5.3 溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について
- 添付資料3.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料4.1.1 使用済燃料プールの監視について
- 添付資料4.1.2 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について
- 添付資料4.1.4 安定状態について
- 添付資料4.1.5 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料4.1.6 使用済燃料プール水温の管理について
- 添付資料4.1.7 自然蒸発による水位低下速度について
- 添付資料4.1.8 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
- 添付資料4.1.9 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）
- 添付資料4.1.10 7日間における水源の対応について（想定事故1）
- 添付資料4.1.11 7日間における燃料の対応について（想定事故1）
- 添付資料4.1.12 常設代替交流電源設備の負荷（想定事故1）
- 添付資料4.1.13 使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリート

への熱影響について

添付資料4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料4.2.2 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について

添付資料4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて

添付資料4.2.4 安定状態について

添付資料4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

添付資料4.2.6 7日間における水源の対応について（想定事故2）

添付資料4.2.7 7日間における燃料の対応について（想定事故2）

添付資料4.2.8 常設代替交流電源設備の負荷（想定事故2）

添付資料5.1.1 運転停止中における通常時のプラント監視について

添付資料5.1.2 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

添付資料5.1.3 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

添付資料5.1.4 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

添付資料5.1.5 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方

添付資料5.1.6 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.1.7 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失

時における放射線の遮蔽維持について

添付資料5.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.1.9 7日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.1.10 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料5.2.3 運転停止中の全交流動力電源喪失時におけるサプレッション・プール水への影響について

添付資料5.2.4 7日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料5.2.5 7日間における燃料の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料5.2.6 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について

添付資料5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

添付資料5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料5.4.1 安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

添付資料5.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

添付資料5.4.3 反応度誤投入事象の代表性について

添付資料5.4.4 原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

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

添付資料6.1.1 同時被災時における必要な要員及び資源について

添付資料6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

添付資料6.2.2 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について

添付資料6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

添付資料6.3.2 有効性評価において低圧代替注水系（常設）から代替循環冷却系に切り替えた場合の電源評価について

## 2.1 高圧・低圧注水機能喪失

### 2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，

重大事故等対処設備の有効性評価としては、高圧又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサブプレッション・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「高圧・低圧注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として逃がし安全弁（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、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並びに格

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。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操作は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に優先して実施するものであり、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時の約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る。また、これらの系統に期待する場合には、格納容器圧力逃がし装置に期待しなくても安定状態の達成が可能であり、この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2.1-1図に、対応手順の概要を第2.1-2図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）19名及び参集要員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ための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員8名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名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（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員3名である。

必要な要員と作業項目について第2.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、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（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが、これにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系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、高圧代替注水系の起動操作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の失敗後、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、各系統の吐出圧等である。

e. 高圧注水機能及び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

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

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動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。

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個を手動開放し、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を継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）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. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作

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、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。

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に必要な

計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

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

o. 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。

## 2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，

沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉压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E C C S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，スプレー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 2.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

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

(c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプを全台ト

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には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を使用するものとし、容量として、1個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： $0\text{MPa}[\text{dif}]^{\ast}\sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）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。

※ 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（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ 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 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において $13.4\text{kg}/\text{s}$ 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の受電、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、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) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1-9 図から第 2.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.1-15 図から第 2.1-18 図に示す。

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

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系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個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）による原子炉注水操作を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

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

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、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）による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。また、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、事象発生後の約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 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比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.1-9 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

(添付資料 2.1.1)

原子炉圧力は、第 2.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁(安全弁機能)の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(0.3MPa 程度)を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を下回る。

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

第 2.1-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器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非居住区域境界及び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プレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量が厳しくなる「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の評価結果(非居住区域境界：約  $1.6 \times 10^{-1}$  mSv (格納容器圧力逃がし装置使用時)，約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv (耐圧強化ベント系使用時)，敷地境界：約  $4.1 \times 10^{-1}$  mSv (格納容器圧力逃がし装置使用時)，約  $6.2 \times 10^{-1}$  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 2.1.2)

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

### 2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に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、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 2.1.3)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、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、CSRF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.3)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、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プレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉ス

クラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作時間は、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（ $130\text{m}^3/\text{h}$  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。

（添付資料 2.1.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$  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

33GWd/t に対して最確条件は**燃焼度** 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は**解析条件で設定している崩壊熱**と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、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プレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、**再循環系ポンプ**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（130m<sup>3</sup>/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、格納容器圧力の最高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 2.1.3）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）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、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、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、並列して実施する可能性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、並列して実施する可能性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 2.1.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）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。

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高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高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 2.1.3）

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）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、高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態等が同じであり、原子炉減圧操作も同じ25分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「LOCA時注水機能喪失」において、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約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から時間余裕がある。また、25分の減圧操作遅れを想定した場合には、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非居住区域境界の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約4.4mSvとなる。また、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の実効線量は約2.8mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約4.4mSvとなる。したがって、いずれも5mSvを下回る。ただし、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ため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生の約14時間後に実施す

るものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

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、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa[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 2.1.3, 2.1.7, 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。

### 2.1.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策

に必要な災害対策要員（初動）は、「2.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 5 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

### a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作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操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>、合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、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を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7 日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

(添付資料 2.1.4)

### b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 2.1.5）

## c. 電 源

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

で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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.1.6）

#### 2.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧・低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として逃がし安全弁（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「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）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、燃料被覆管最高温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

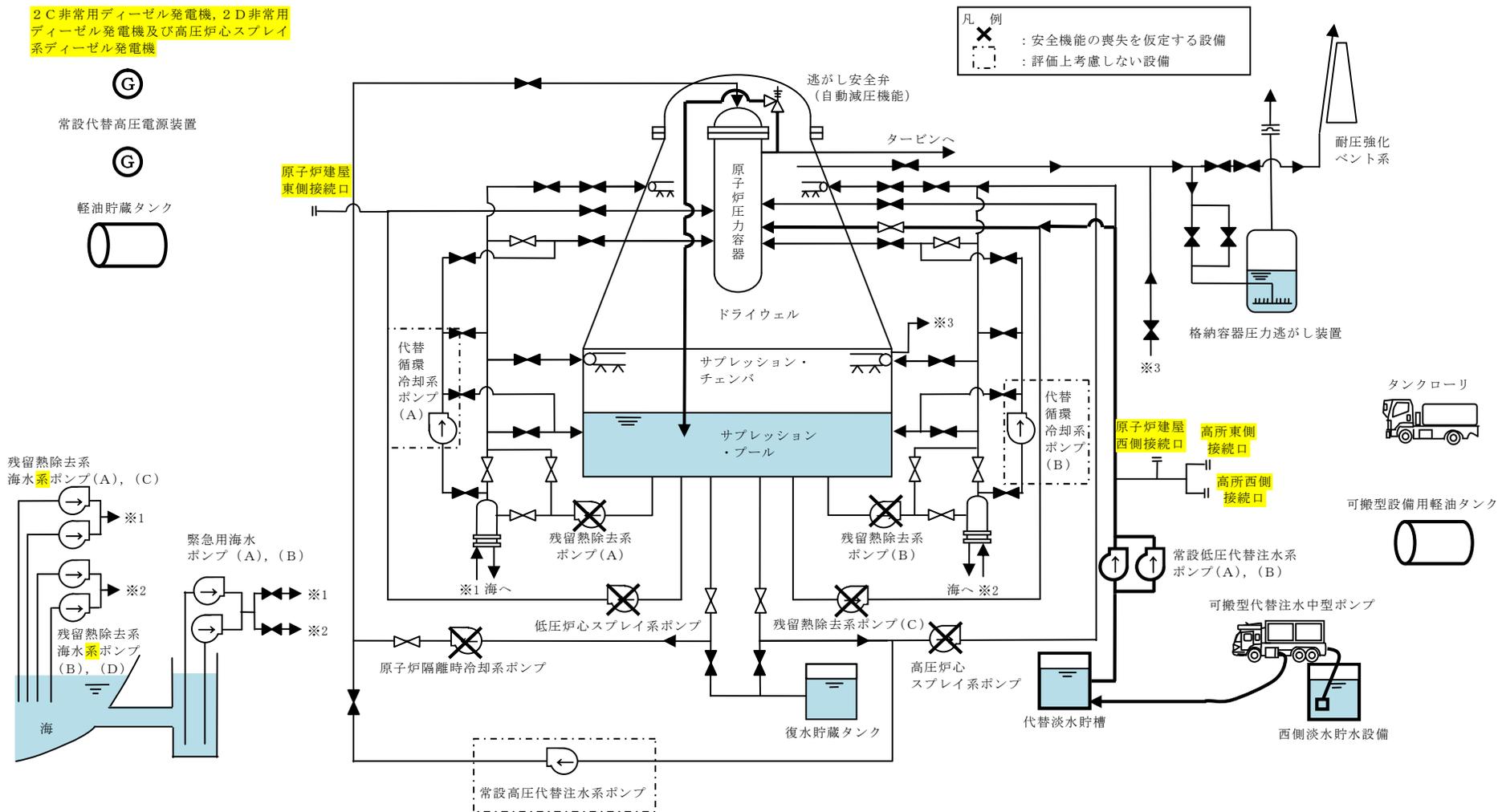
なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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。

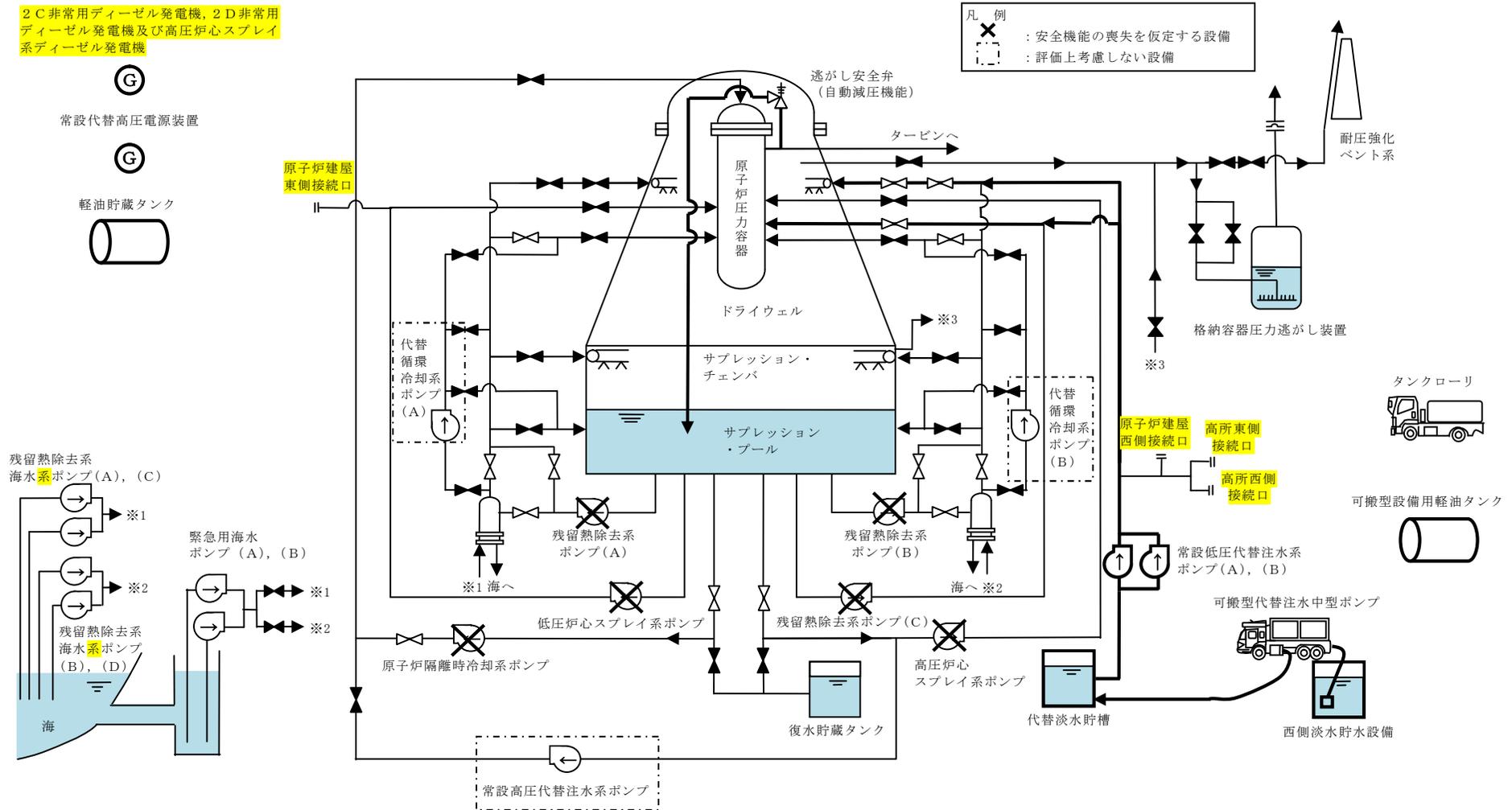
重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、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「高圧・低圧注水機能喪失」

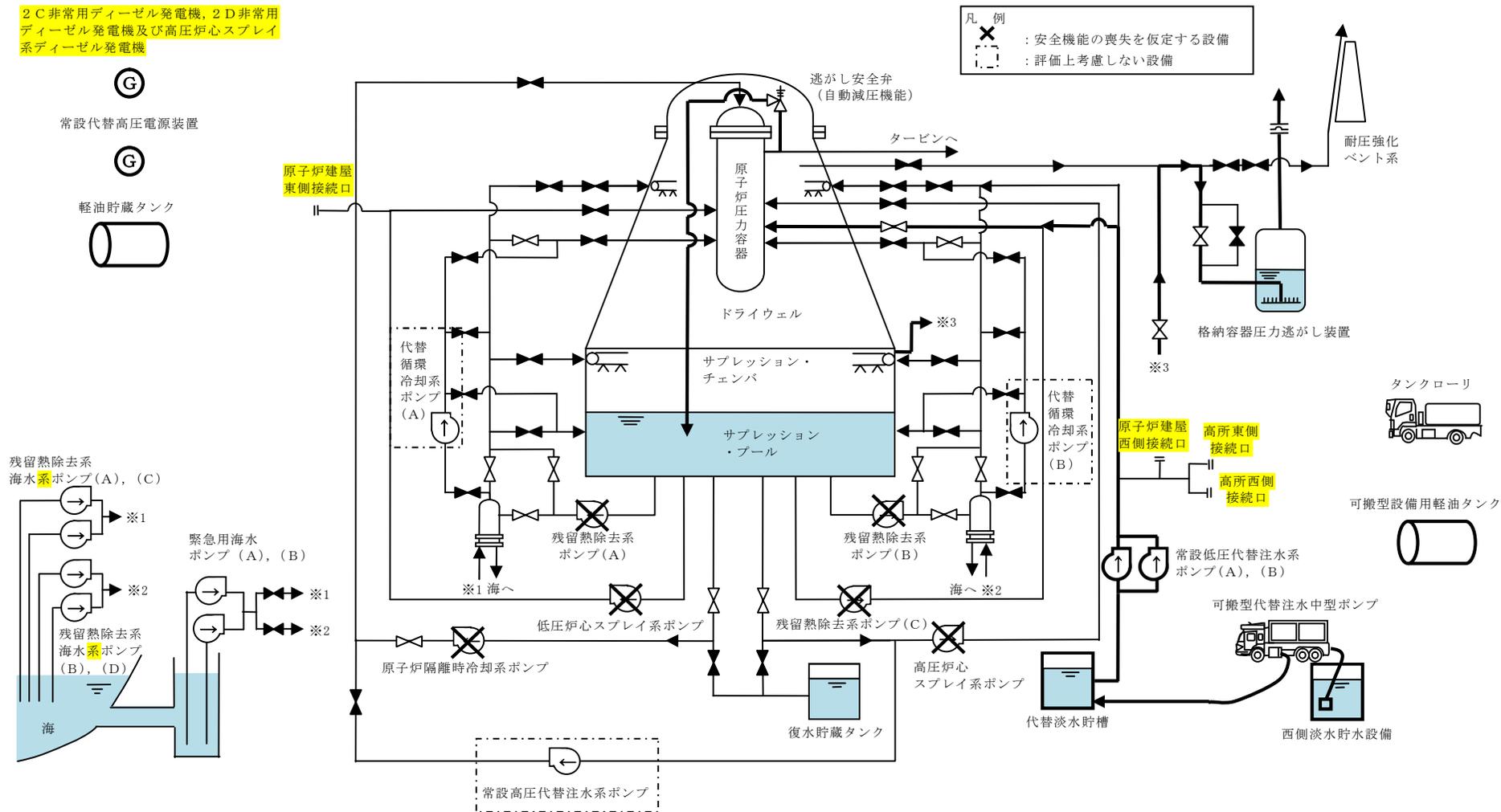
に対して有効である。



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

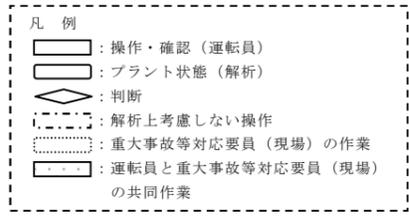
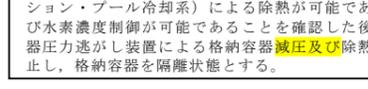
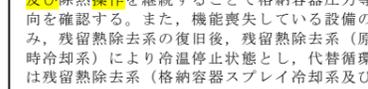
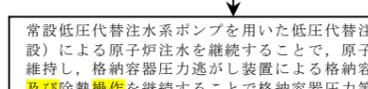
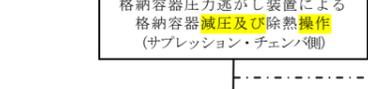
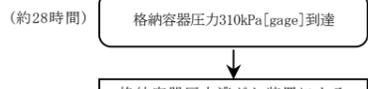
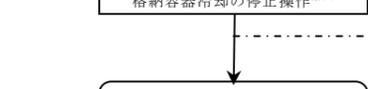
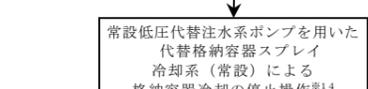
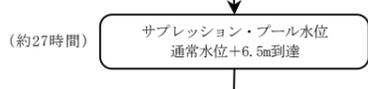
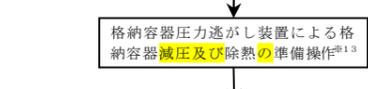
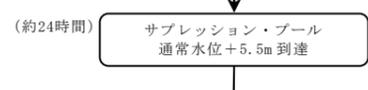
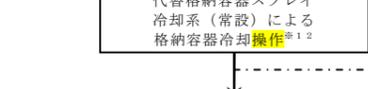
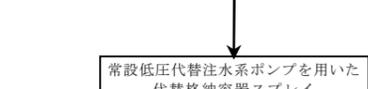
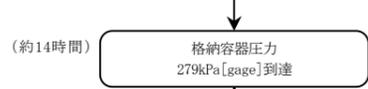
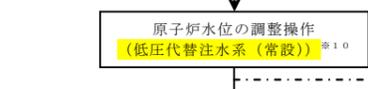
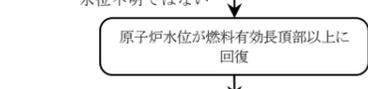
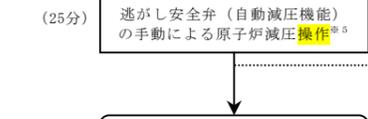
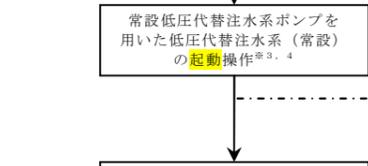
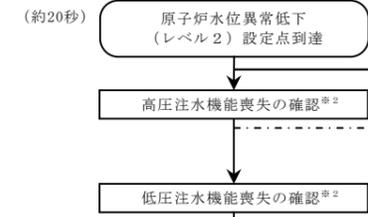
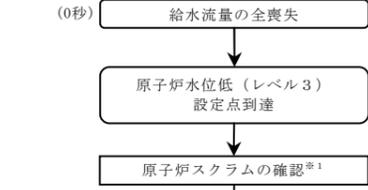


第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)

(解析上の時刻)



常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、原子炉水位を維持し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器の減圧及び除熱操作を継続することで格納容器圧力等の低下傾向を確認する。また、機能喪失している設備の復旧を試み、残留熱除去系の復旧後、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し、代替循環冷却系又は残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系及びサブプレッション・プール冷却系) による除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を停止し、格納容器を隔離状態とする。

格納容器圧力逃がし装置以外による格納容器減圧及び除熱操作  
・耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作

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) の原子炉注水操作

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】  
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ー冷却系 (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ー冷却系 (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ー冷却系 (可搬型)、消火系及び補給水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、ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。  
III  
格納容器圧力逃がし装置による格納容器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。

- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作は、以下により判断する。  
・高圧・低圧注水機能喪失
- ※4 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※5 逃がし安全弁 (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
- ※6 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※7 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)  
・格納容器雰囲気放射線モニタ線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合  
なお、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。
- ※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 常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 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。
- ※12 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (常設) による格納容器冷却操作は、解析上は 130m<sup>3</sup>/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 102m<sup>3</sup>/h~130m<sup>3</sup>/h の範囲でスプレー流量を調整する。
- ※13 サプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。  
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は、「サブプレッション・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。
- ※14 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操作は、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
- ※15 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)。

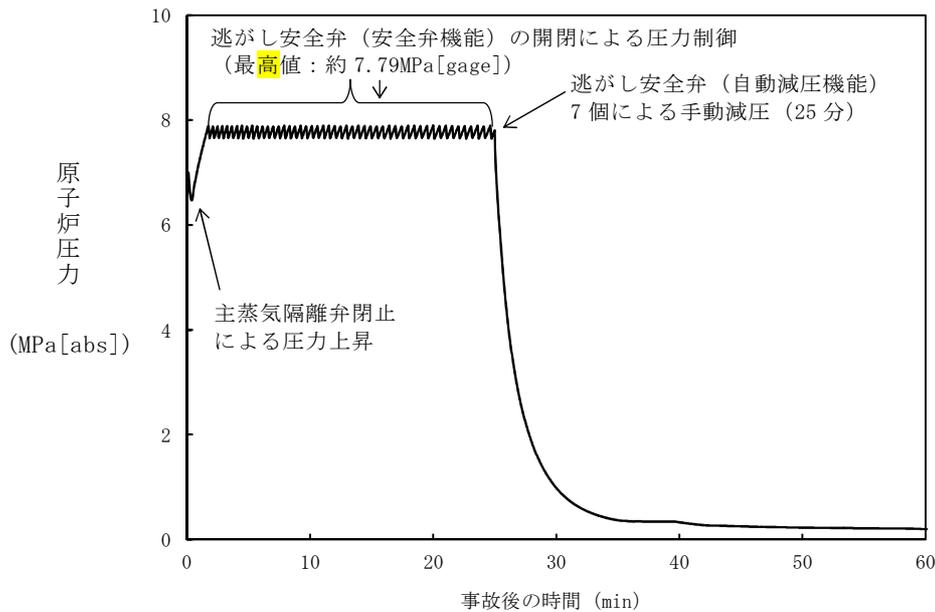
第 2.1-2 図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

				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 ▼ 約21分 原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点到達 ▼ 25分 原子炉減圧開始												
	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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量全喪失の確認</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●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</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●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</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作 (失敗)	2分												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【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) の手動起動操作 (失敗)	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】 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~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	
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個の手動開放操作	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												

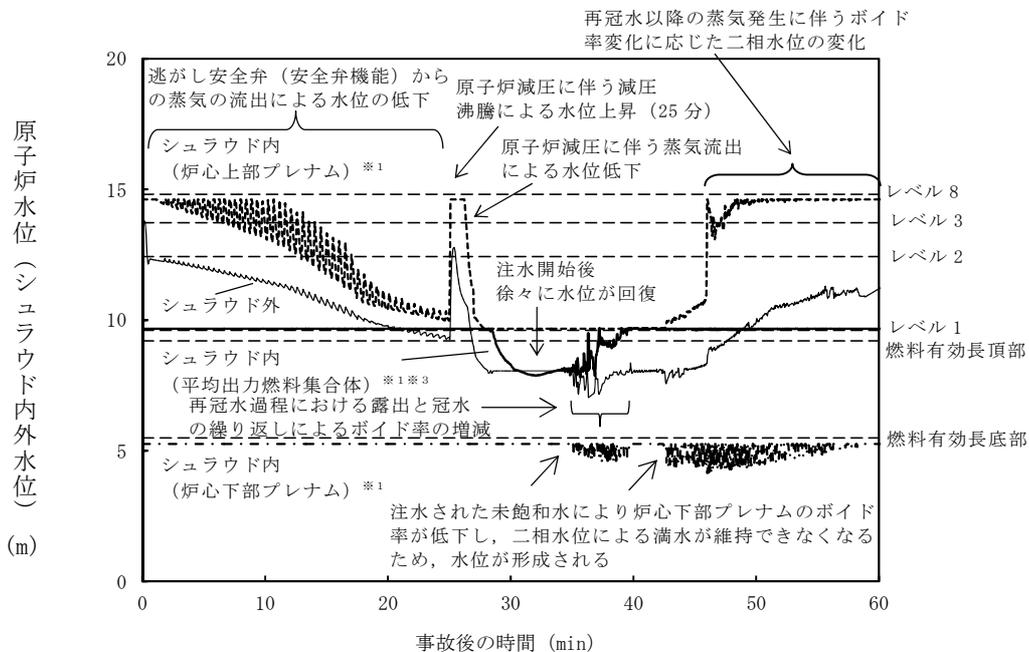
第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

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	48	
					事象発生 25分 原子炉減圧開始 約14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(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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による注水を停止する
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 20分 15分												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 約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	-	-	●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)	125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)の起動準備操作	-	-	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)	75分												解析上考慮しない
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~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
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	180分												代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
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	-	-	【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 適宜実施												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 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

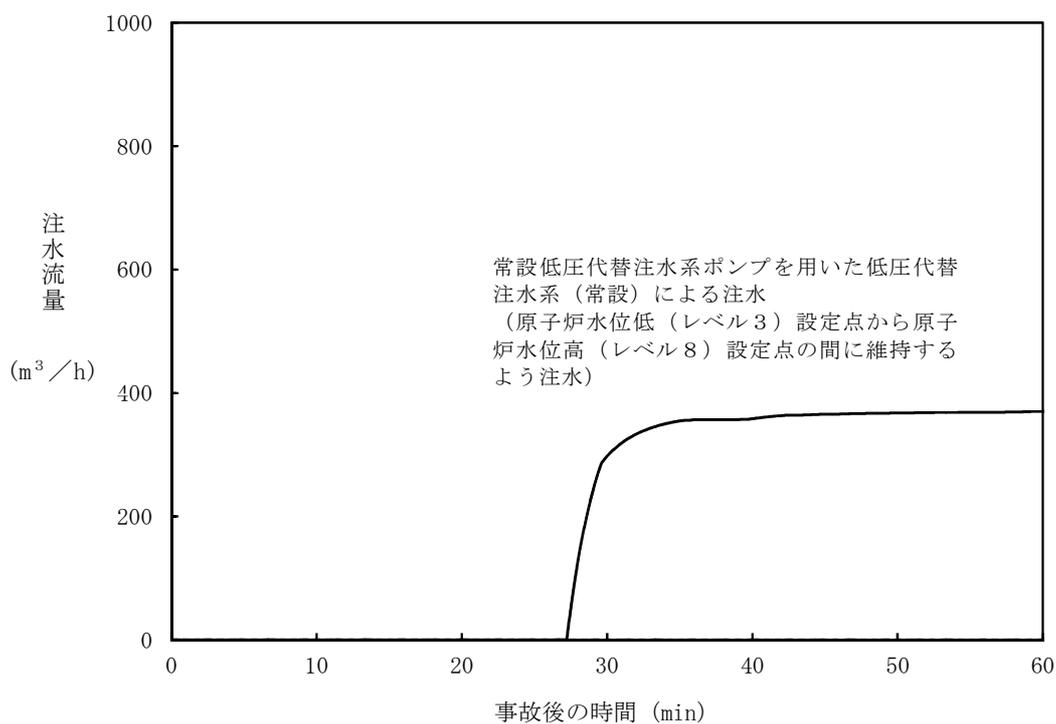


第 2.1-4 図 原子炉圧力の推移

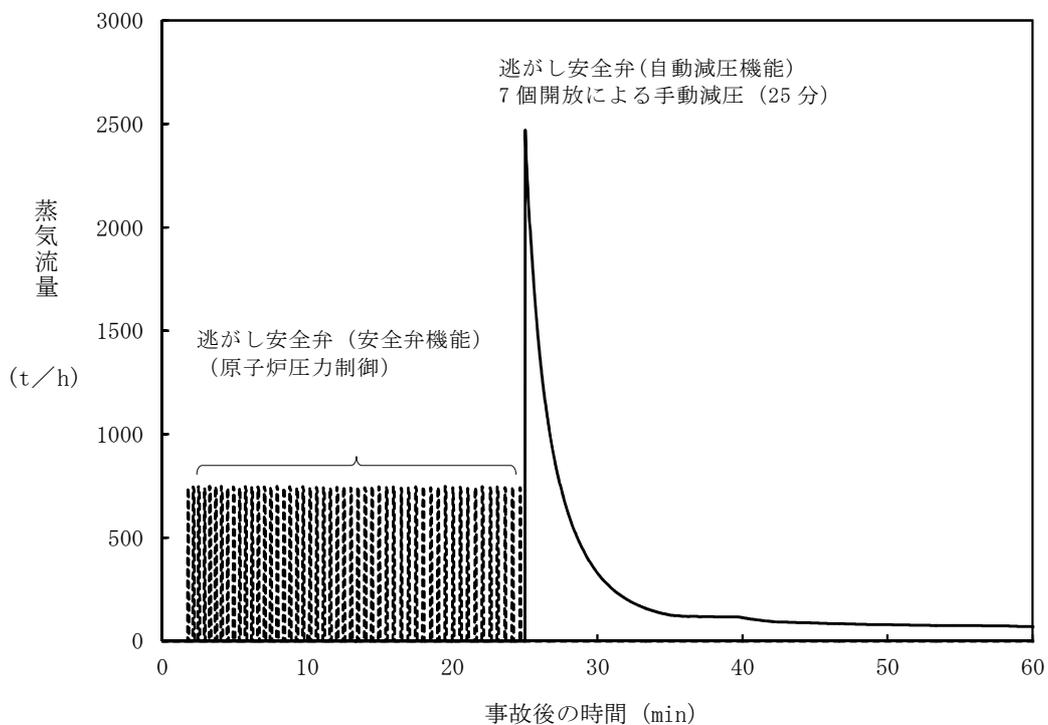


第 2.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移<sup>※2</sup>

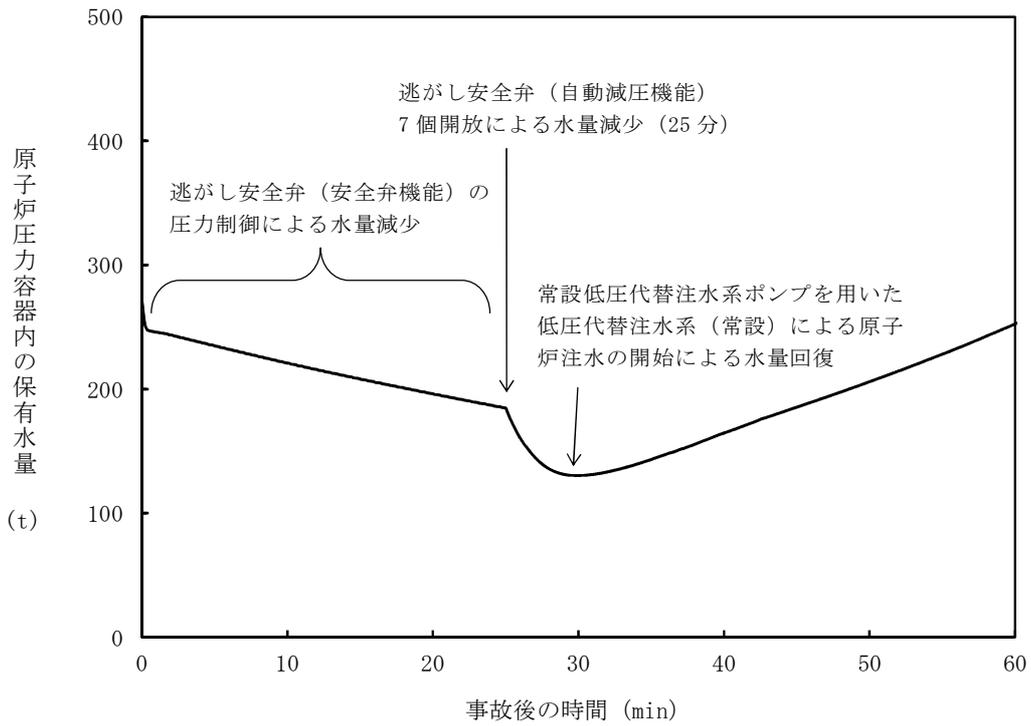
- ※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生 30~40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率が 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高めめに評価することとなる。)
- ※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。  
(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード9: 燃料集合体 参照)



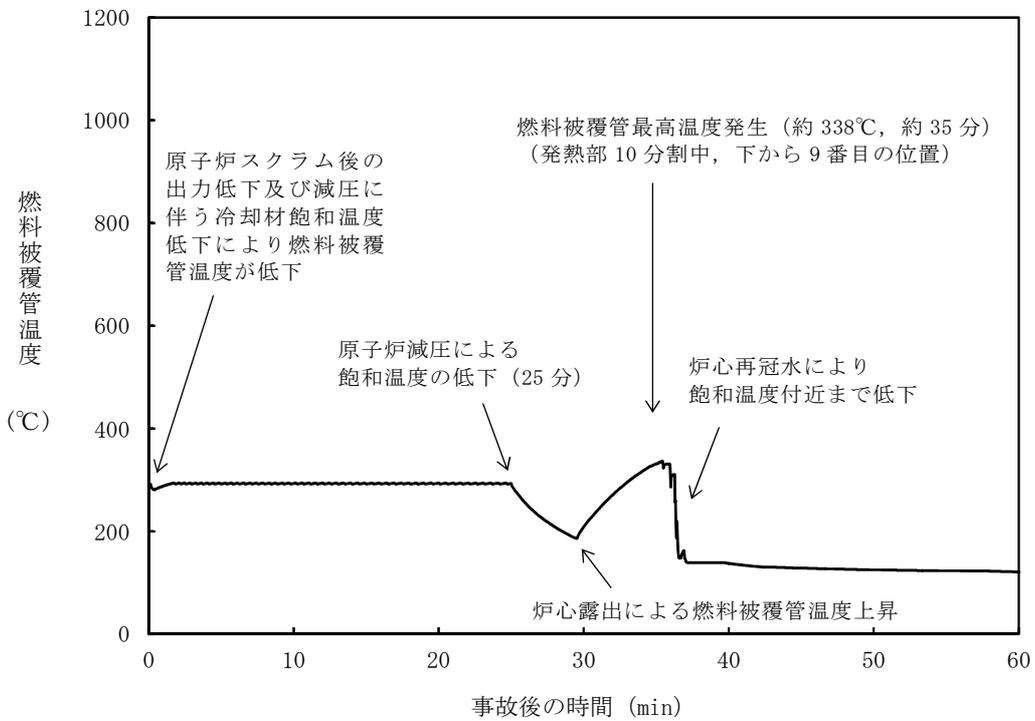
第 2.1-6 図 注水流量の推移



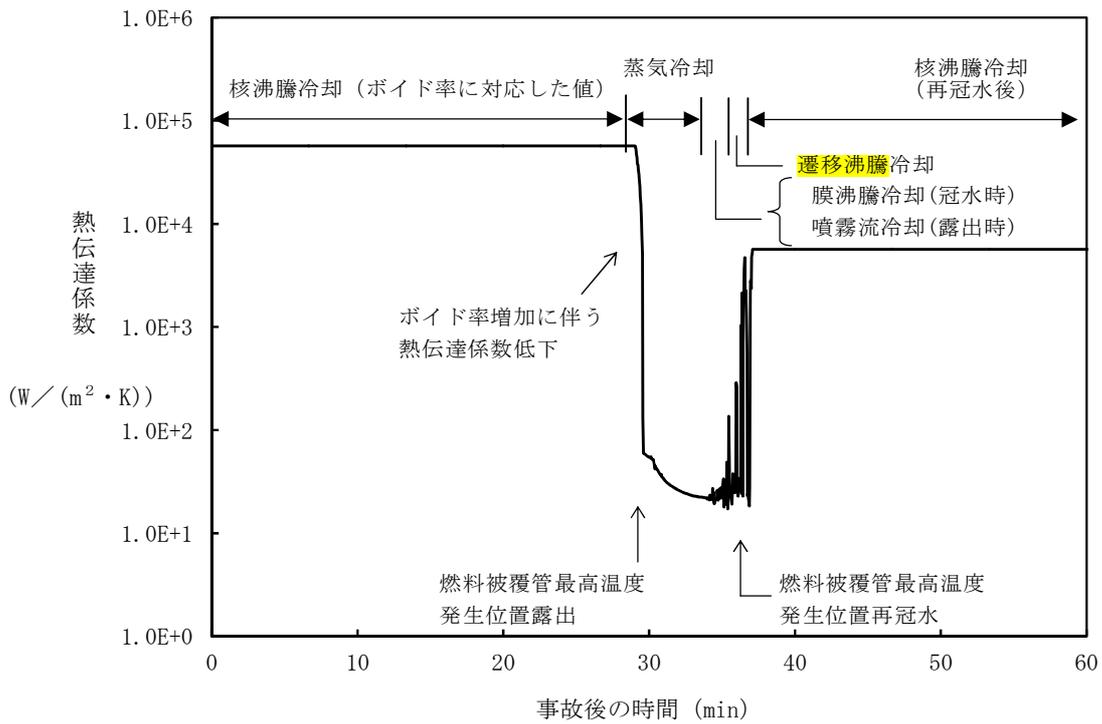
第 2.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



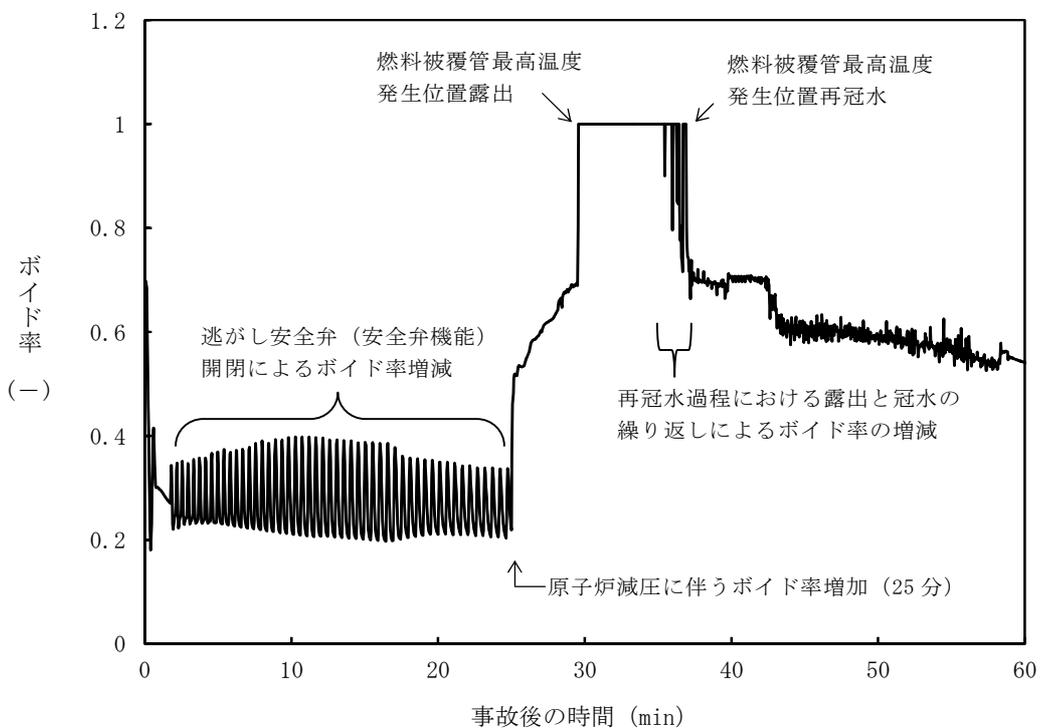
第 2.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



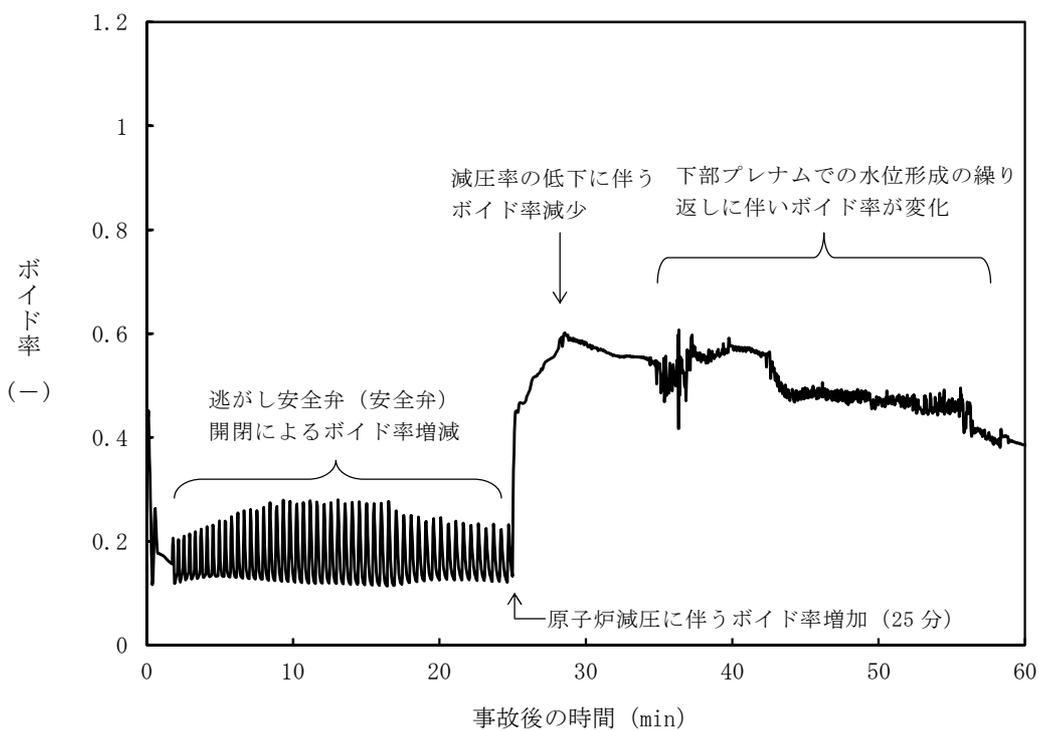
第 2.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



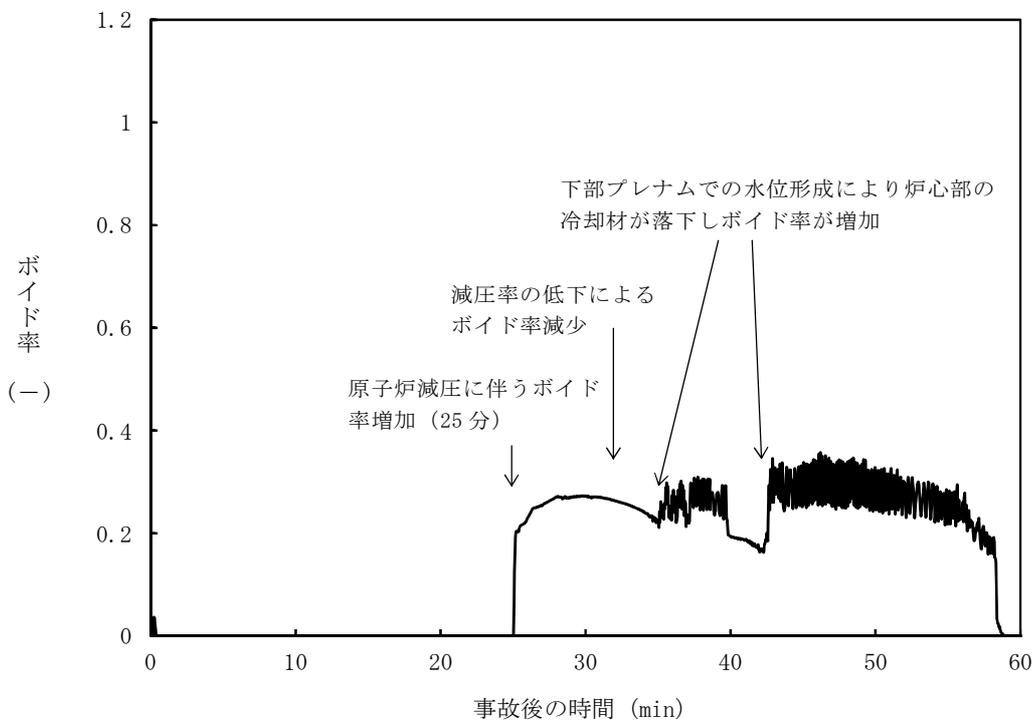
第 2.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



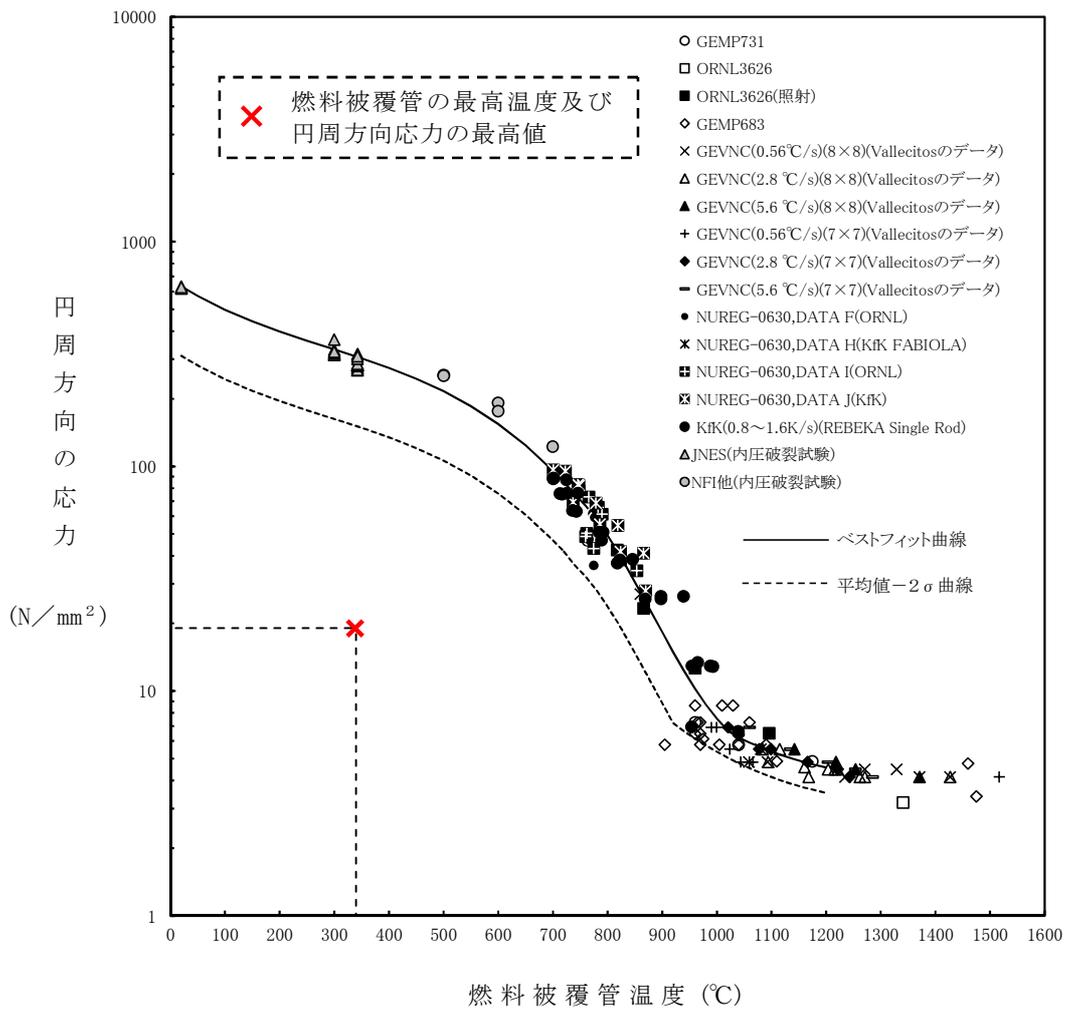
第 2.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

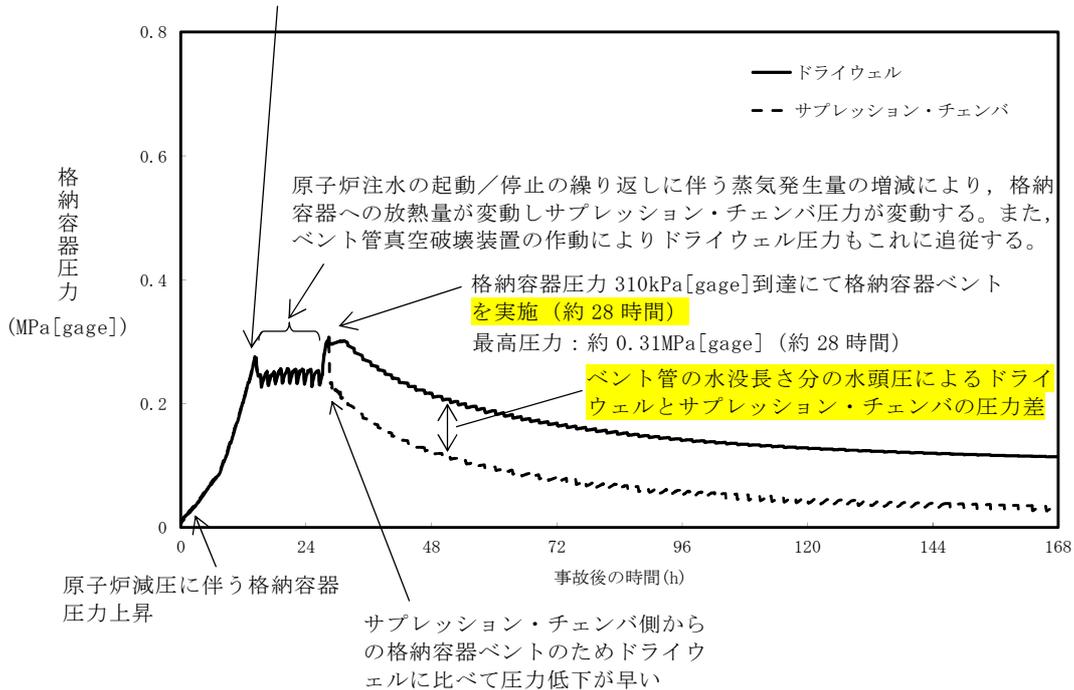


第 2.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

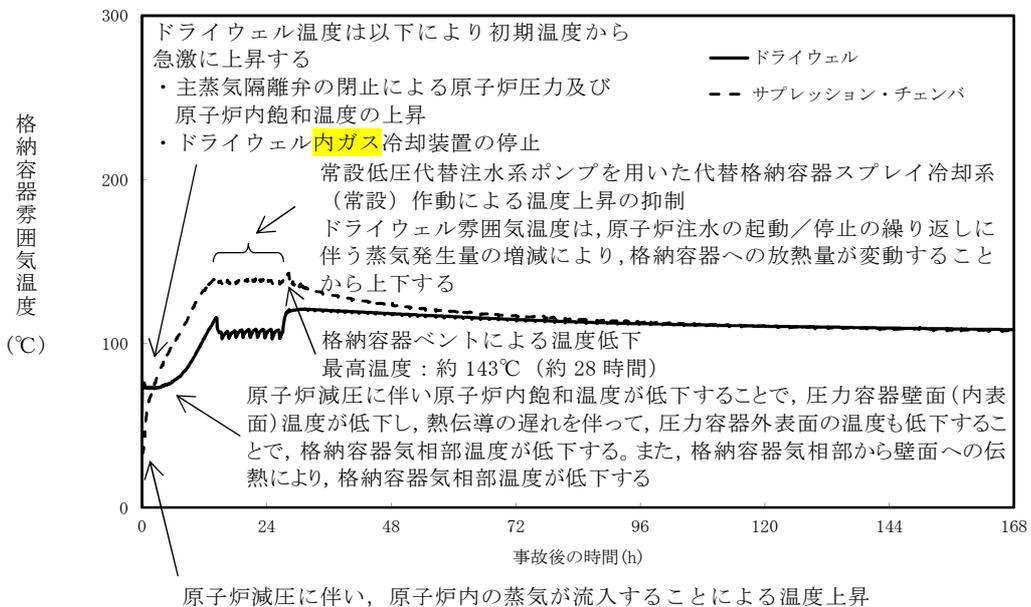


第 2.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

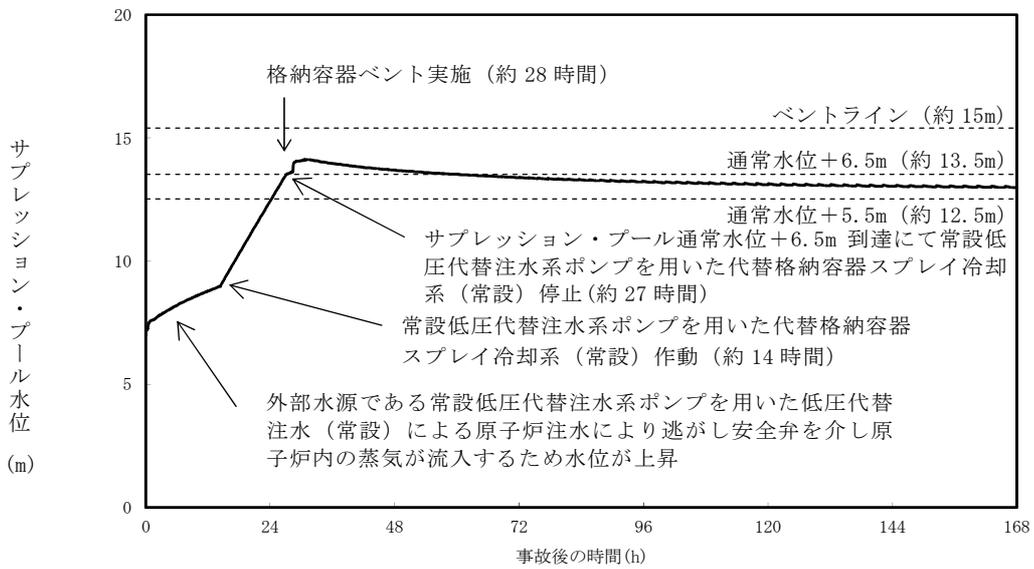
格納容器圧力 279kPa[gage]到達にて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 14 時間）



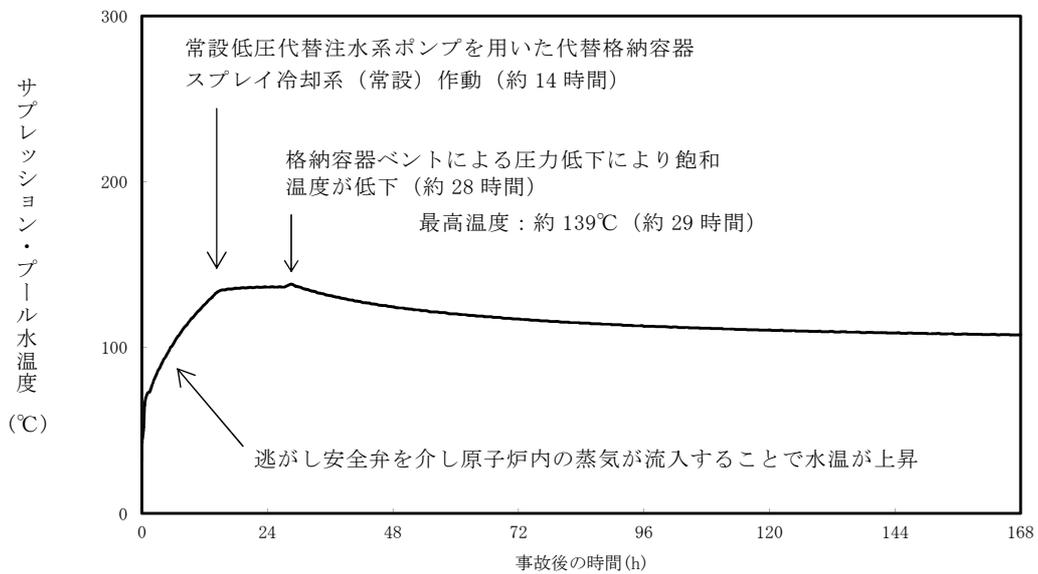
第 2.1-15 図 格納容器圧力の推移



第 2.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。</li> <li>・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。</li> <li>・再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系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	・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・チェンバ*	—	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作の失敗後、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 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—
常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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>常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 個を手動開放することにより, 原子炉減圧操作を実施する。</li> <li>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。</li> </ul>	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	—	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) *

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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・チェンバ*	—	ドライウェル圧力* 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

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却 <b>操作</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウエル雰囲気温度が <b>ドライウエル設計温度である</b> 171℃に近接したことを確認する。</li> <li>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<b>冷却操作</b>を実施する。</li> <li>サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び除熱操作</b>の準備を実施する。</li> <li>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、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<b>操作</b>を停止する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力* 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
格納容器圧力逃がし装置による格納容器 <b>減圧及び除熱操作</b> (サブプレッション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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<b>減圧及び除熱操作</b>を実施する。</li> <li>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、<b>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。</b></li> </ul>	格納容器圧力逃がし装置 <b>耐圧強化ベント系</b>	—	ドライウエル圧力* 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)

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

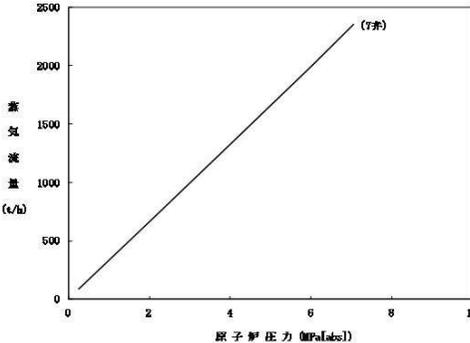
第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：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, 300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A型）	9 × 9 燃料（A型）と 9 × 9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33Gwd/t 以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

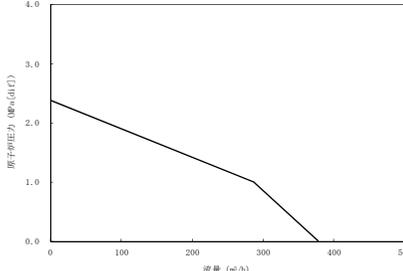
第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	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
	サブプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	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
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水溫	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	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポン 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ることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源 ありを設定

第 2.1-2 表 主要解析条件 ( 高压・低压注水機能喪失 ) ( 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
A T W S 緩和設備 ( 代替原子炉再循環系ポンプ 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 ( 1 個当たり ) 8.10MPa [ gage ] × 4 個, 400.5t/h ( 1 個当たり ) 8.17MPa [ gage ] × 4 個, 403.9t/h ( 1 個当たり ) 8.24MPa [ gage ] × 4 個, 407.2t/h ( 1 個当たり ) 8.31MPa [ gage ] × 4 個, 410.6t/h ( 1 個当たり )	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压注水機能が喪失し低压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 個を開放することによる原子炉減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高压・低压注水機能喪失) (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	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持  (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	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  <常設低压代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 	
	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: $230\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ 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・プール水位が通常水位 + $6.5\text{m}$ に到達した場合に停止する。  スプレイ流量: $130\text{m}^3/\text{h}$ (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 ( $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ) 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)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）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
	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
	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）	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時

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）の起動操作が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動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

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

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

## 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

## 1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

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

- ・注水設備の観点からは、これらの事故シーケンスでは事象発生後、早期に低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体は一部露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が分配されるため、初期の燃料集合体出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・崩壊熱の観点からは、設計基準事故のLOCA解析と比較して、これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

## 2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

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

期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

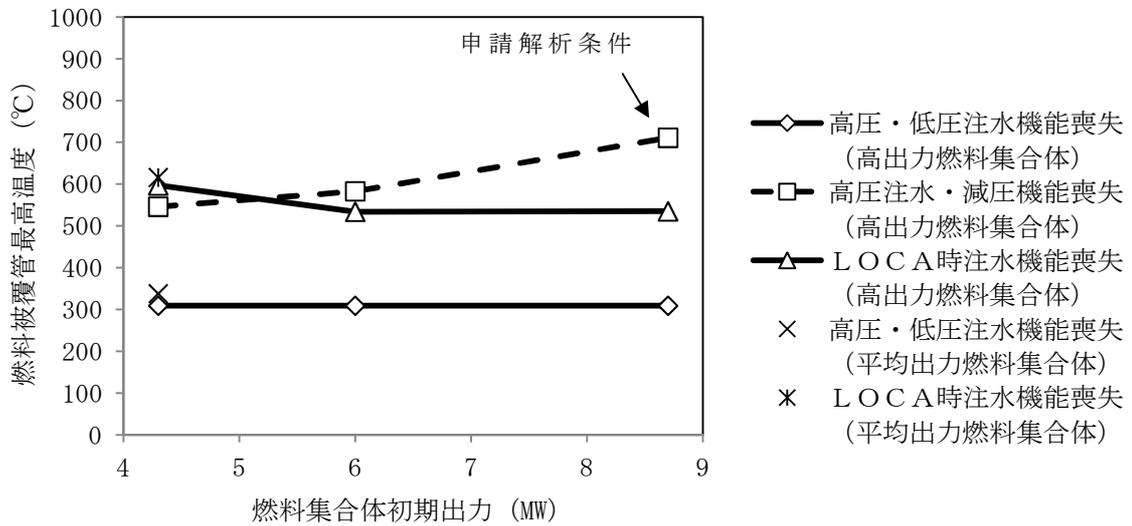
なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。

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

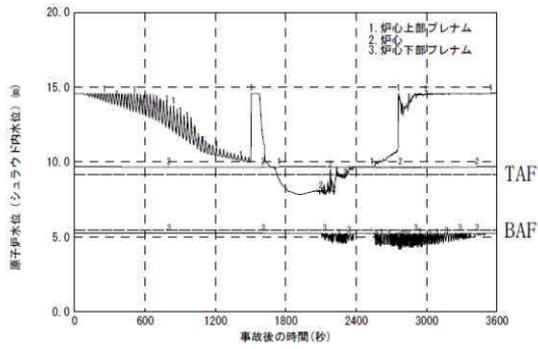
以上から、高圧・低圧注水機能喪失等において、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

第 1 表 高出力燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係

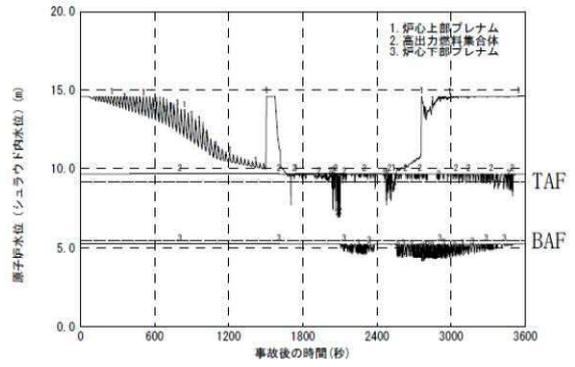
事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力	
高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
L O C A 時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等



第 1 図 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果



平均出力燃料集合体



高出力燃料集合体

第 2 図 原子炉水位挙動の例（高圧・低圧注水機能喪失）

## 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

**原子炉安定停止状態**：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

**格納容器安定状態**：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

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

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は，本事故シーケンスとベントタイミングが同等であり，放射性物質の減衰効果も同等となる「2.6 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。

（別紙 1）

## 安定状態の維持について

### 1. 安定状態の維持に関する定量評価

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

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

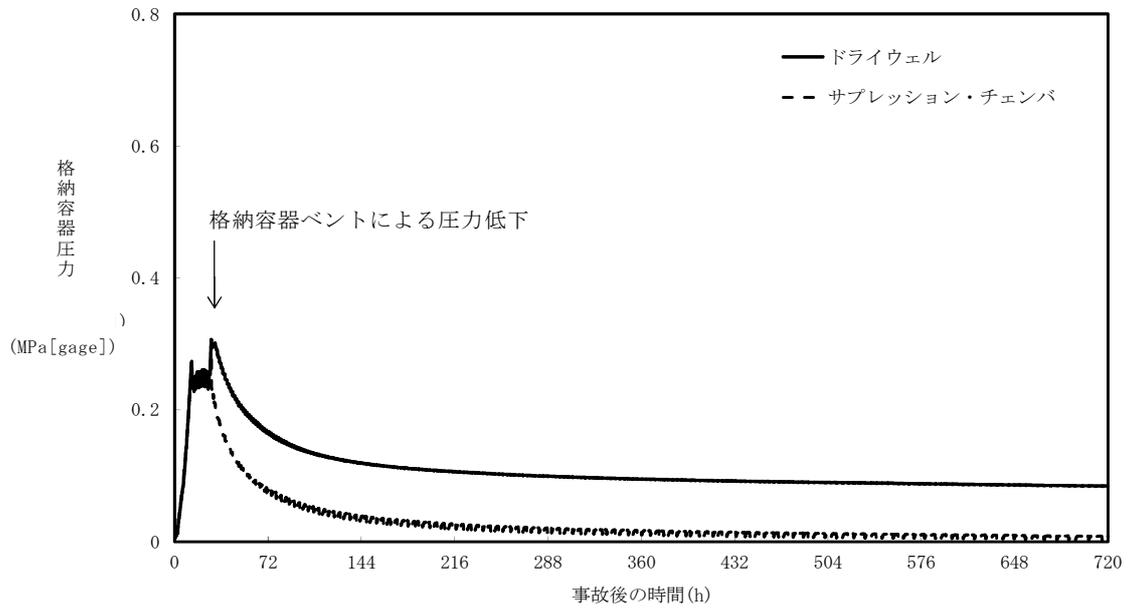
格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち、サプレッション・プール水温度が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」について、サプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

第 1 図から第 4 図に格納容器圧力及び雰囲気温度、サプレッション・プール水温度並びにサプレッション・プール水位の解析結果を示す。第 3 図に示すとおり、事象発生から 7 日後時点では、サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事象発生から 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 E P D M 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。したがって、事故発生 7 日以降にサプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。

第 4 図に示すとおり、サプレッション・プール水位は、事象発生 30 日後

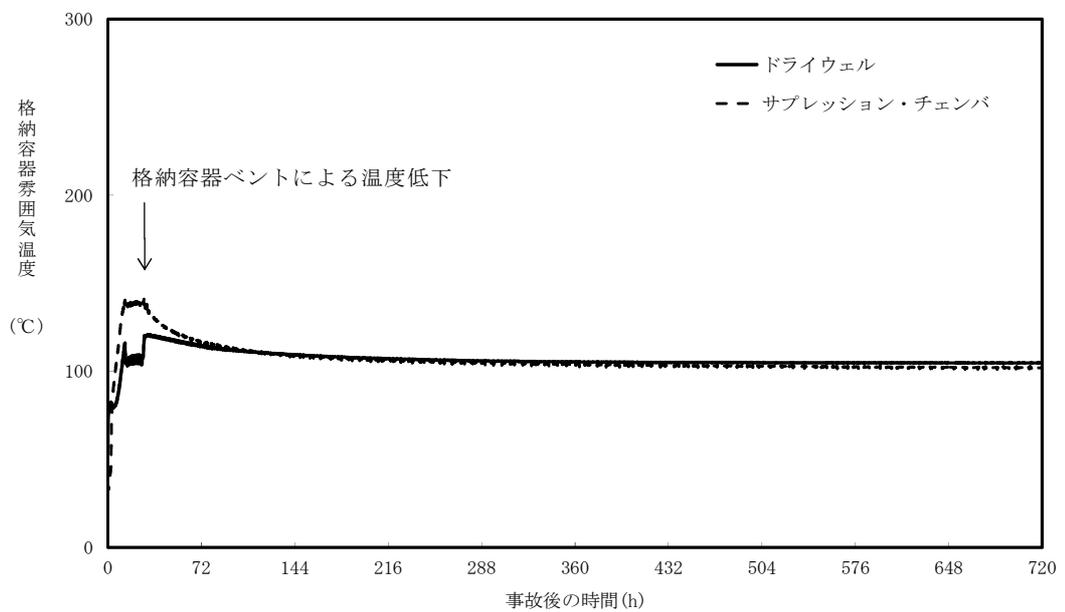
において安定しており、緩やかな低下傾向となっている。これ以降も、仮にサプレッション・プールからの放熱が全て流入蒸気の凝縮に使われるとして計算した場合、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生から1年後程度となることから、長期間にわたって格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の継続が可能である（別紙2）。

なお、実際には準備が完了した時点で、重大事故等対処設備である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に移行する。緊急用海水系及び代替循環冷却系の起動操作は、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、第5図に示すとおり事象発生7日までに十分な時間余裕をもって完了することができる。



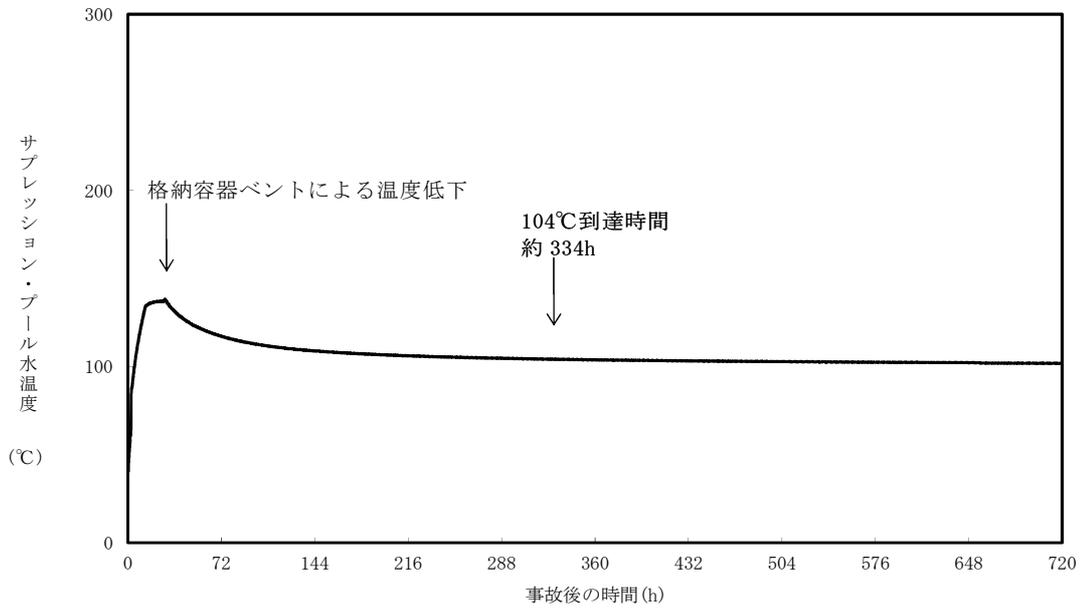
第 1 図 格納容器圧力の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

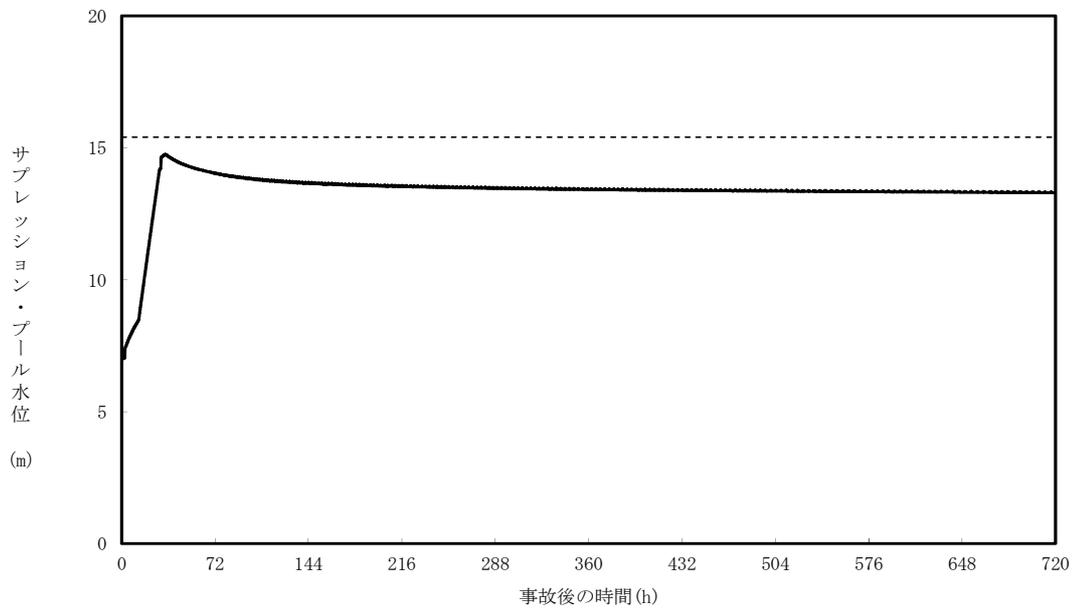


第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第3図 サプレッション・プール水温度の推移  
 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第4図 サプレッション・プール水位の推移  
 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

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	
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	▽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											
常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）の起動操作による原子炉減圧	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の起動操作	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（サブレーション・チェンバ側）	【1人】 A	-	3人 (参集)	●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） ●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器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）	125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	180分											
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											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 タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
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5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

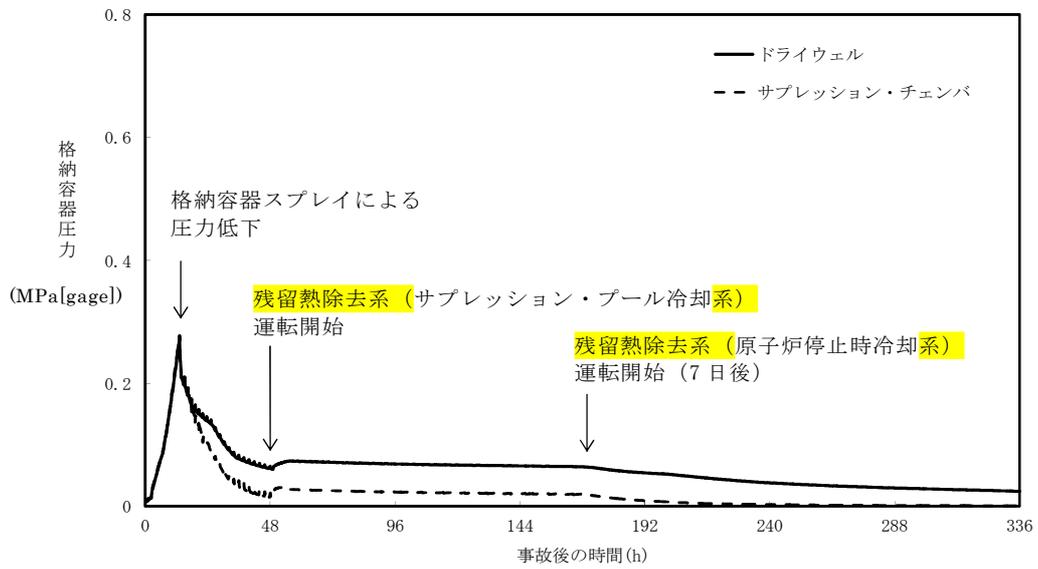
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

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

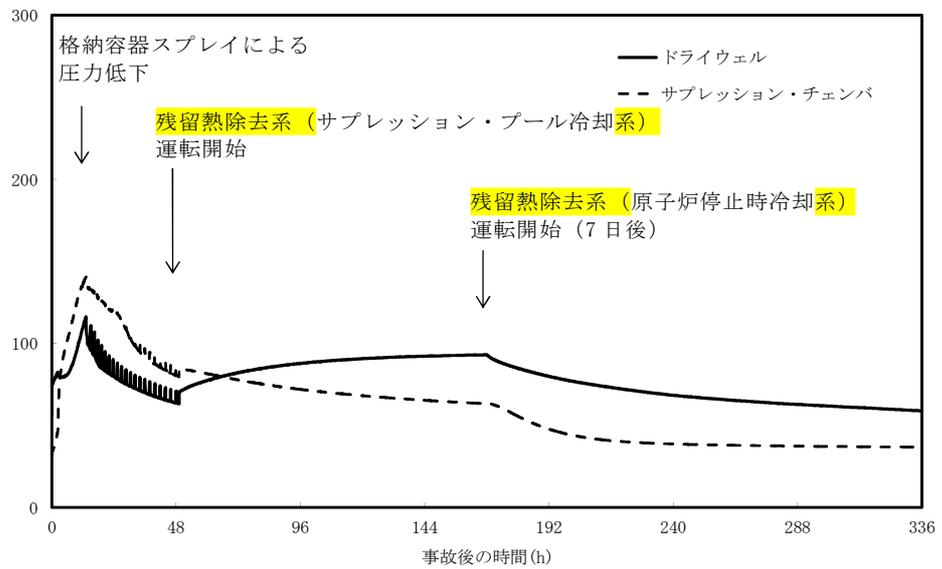
第6図から第8図に格納容器圧力、サプレッション・プール水温度及び水位の解析結果を、それぞれ事象発生の14日後まで示す。

第7図に示すとおり、サプレッション・プール水温度は事象発生の約13時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生の7日後までに最高使用温度（104℃）を下回る。その後、事象発生の7日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始すると、除熱性能が向上し、第6図及び第8図に示すとおり、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

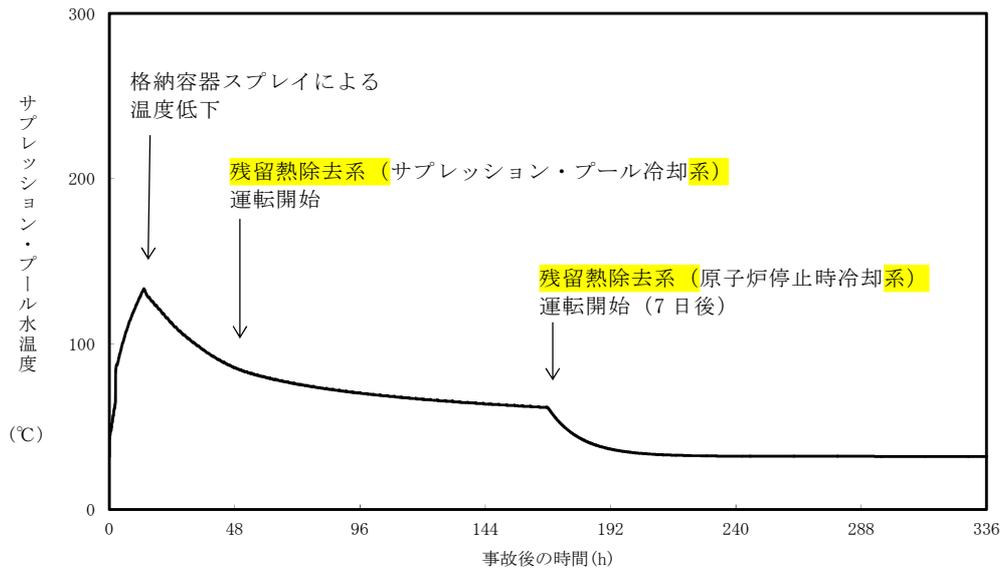
以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。



第 6 図 格納容器圧力の推移



第 7 図 格納容器雰囲気温度の推移



第8図 サプレッション・プール水温度の推移

## 2. 残留熱除去系の復旧方法について

### (1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

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

残留熱除去系の復旧に当たり、残留熱除去系海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器であり、機械的故障と電氣的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し、重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。(詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから、複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

### (2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、災害対策要員が残留熱除去系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、又は「代替対

策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には，故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。

## 長期間でのサプレッション・プール水位の挙動について

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水位の挙動を確認するため、サプレッション・プールから原子炉建屋への放熱量の概算値からサプレッション・プール水位の上昇によるベントライン到達までの期間を算出した。

### (1) 評価条件

サプレッション・プールから原子炉建屋への放熱の概要図を第 1 図に示すとともに、評価条件を以下に示す。なお、事象発生 の 30 日後においては、サプレッション・プール水及びサプレッション・チェンバ内の蒸気は飽和状態で平衡しており、温度差が非常に小さいことから、サプレッション・プール上面からサプレッション・チェンバ空間部への放熱は考慮しない。

第 1 表 評価に使用するデータ一覧

項 目	値	備 考
サプレッション・プール内径 ( $R_1$ )	26.0m	設計値
サプレッション・プール外径 ( $R_2$ )	29.6m	設計値
サプレッション・プールのコン クリート厚さ (床面) ( $D_1$ )	5.0m	設計値
サプレッション・プールのコン クリート厚さ (壁面) ( $D_2$ )	1.8m	設計値
熱伝達率 (水→コンクリート間) ( $A_1$ )	2.0W/m <sup>2</sup> ・°C	伝熱工学資料第 5 版より
熱伝達率 (コンクリート→空気 間) ( $A_2$ )	2.0W/m <sup>2</sup> ・°C	伝熱工学資料第 5 版より
コンクリートの熱伝導率 ( $\lambda$ )	1.6W/m・°C	伝熱工学資料第 5 版より

項目	値	備考
高温側の温度 (T <sub>1</sub> )	102°C	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後のサプレッション・プール水温 (解析値)
低温側の温度 (T <sub>2</sub> )	10°C	原子炉建屋換気系の設計温度下限値 なお、床面からの放熱先は地中となるが、本評価では簡易的に本温度を適用
潜熱 (E)	2,251kJ/kg	水温 102°C の値
ベントライン高さ (H <sub>V</sub> )	15.1m	設計値
サプレッション・プール水位 (H <sub>S</sub> )	12.8m	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後の水位 (解析値)
単位長さ当たりのサプレッション・プール水量 (L)	472m <sup>3</sup>	水位 6.983m 時の水量 3,300m <sup>3</sup> (設計値) より算出

< 評価式 >

①床面からの放熱量 (Q<sub>F</sub> : 単位 W)

$$Q_F = K_F (T_1 - T_2) \pi (R_1 / 2)^2$$

$$1 / K_F = 1 / A_1 + D_1 / \lambda + 1 / A_2$$

②壁面からの放熱量 (Q<sub>W</sub> : 単位 W)

$$Q_W = K_W (T_1 - T_2) \pi R_2 H_S$$

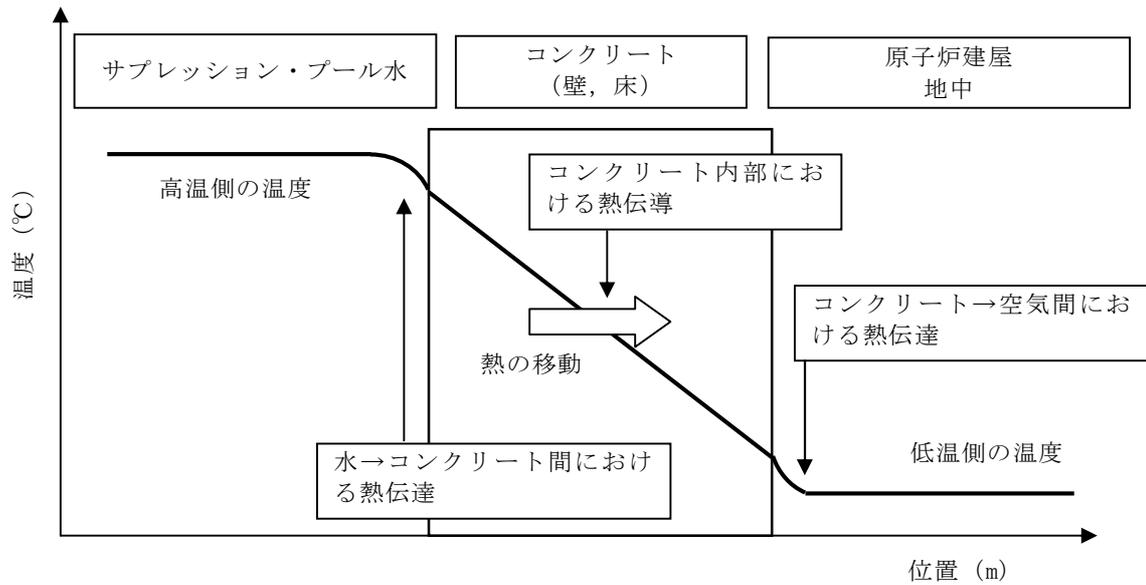
$$1 / K_W = 1 / A_1 + D_2 / \lambda + 1 / A_2$$

③サプレッション・プール水の増加速度 (I : 単位 kg/sec)

$$I = (Q_F + Q_W) / E$$

④ベントライン水没までの時間 (P : 単位 sec)

$$P = 30 \times 24 \times 60 \times 60 + 1000 (H_V - H_S) L / I$$



第1図 サプレッション・プール水からの熱移動の概要図

(2) 評価結果

サプレッション・プールからの放熱量は、約 63kW と評価され、これがサプレッション・プールへ流入する蒸気の凝縮に使われるとした場合、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生からおおよそ 470 日後となる。なお、サプレッション・プールからの放熱量を保守的に 100kW と仮定した場合でも、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生からおおよそ 310 日後となる。

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

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。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは <b>+20℃～+40℃</b> 程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 338℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 338℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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 <b>+20℃～+40℃</b> 程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 338℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

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

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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。
	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系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)設定点までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33kW/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	最確条件とした場合には、解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.1.3-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、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(通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd/t以下となるよう燃料を配置する。)	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、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。	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と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、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が大きくなる。
	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	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 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うるが、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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積(ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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(サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,100m <sup>3</sup> 液相部: 3,300m <sup>3</sup>	空間部: 約 4,092m <sup>3</sup> ~ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部: 約 3,308m <sup>3</sup> ~ 約 3,342m <sup>3</sup> (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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

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	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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、32℃未満の場合は、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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、32℃未満の場合は、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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、35℃未満の場合は、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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、35℃未満の場合は、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、格納容器圧力の最高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 <sup>3</sup>	約8,600m <sup>3</sup> 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2.1.3-6

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 (4/5)

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			
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが、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ることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環系ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間 1.05 秒）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号 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。
	ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	(原子炉炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ～ 410.6t/h(1個当たり)	(原子炉炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ～ 410.6t/h(1個当たり) (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炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉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操作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、本事故シナリオにおいては、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)による原子炉注水操作を実施するため、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個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個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
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: 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水単独時)(2台) ・注水流量: 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量:230m <sup>3</sup> /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量:230m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /h)における上限を設定	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、格納容器圧力の最高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。
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h(一定)	102m <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /h	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高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。
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器圧力逃がし装置	排気流量:13.4kg/s (格納容器圧力310kPa[gage]において)	排気流量:13.4kg/s 以上 (格納容器圧力310kPa[gage]において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器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、格納容器圧力の最高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。	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運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>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>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、常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<b>手動による原子炉減圧操作</b>を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系（常設）の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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</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、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し、余裕時間を含めて10分を設定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて20分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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）の起動操作として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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】 原子炉注水操作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>【操作の確かさ】 中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、<b>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。</b></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、この場合は、原子炉への注水開始時間が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、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。</p>	<p>高圧・低圧注水機能が喪失し、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、高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の<b>全喪失</b>を想定することから<b>安全機能の喪失状態等が同じであり、原子炉減圧操作も同じ25分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シークエンスより厳しい「LOCA時注水機能喪失」において、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約706°C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から時間余裕がある。</b>また、25分の減圧遅れを想定した場合には、<b>燃料被覆管の最高温度は約1,000°C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バント時の敷地境界外の実効線量は約1.1mSv、耐圧強化バント系による格納容器バ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。</b>ただし、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。 (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、起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の注水準備操作後の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作まで25分としているところ、訓練実績は約18分。想定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2.1.3-9

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>【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 14 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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。</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スプレイ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>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合は同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、事象発生約 14 時間後であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、279kPa[gage]到達時に、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し、操作時間は約 4 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
<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 (サブレーション・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。</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>【他の並列操作の有無】 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、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。</p> <p>【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。</p> <p>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ことから、75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</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、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する必要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くなる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも 620kPa[gage] を十分に下回ることから、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 0.27MPa[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。</p> <p>(添付資料 2.1.3, 2.1.7, 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いる運転操作が実施可能であることを確認した。</p> <p>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 2.1.3-11

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。

7日間における水源の対応について  
(高圧・低圧注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・ 代替淡水貯槽 : 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

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

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

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後、代替淡水貯槽を水源とした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。

サブプレッション・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。

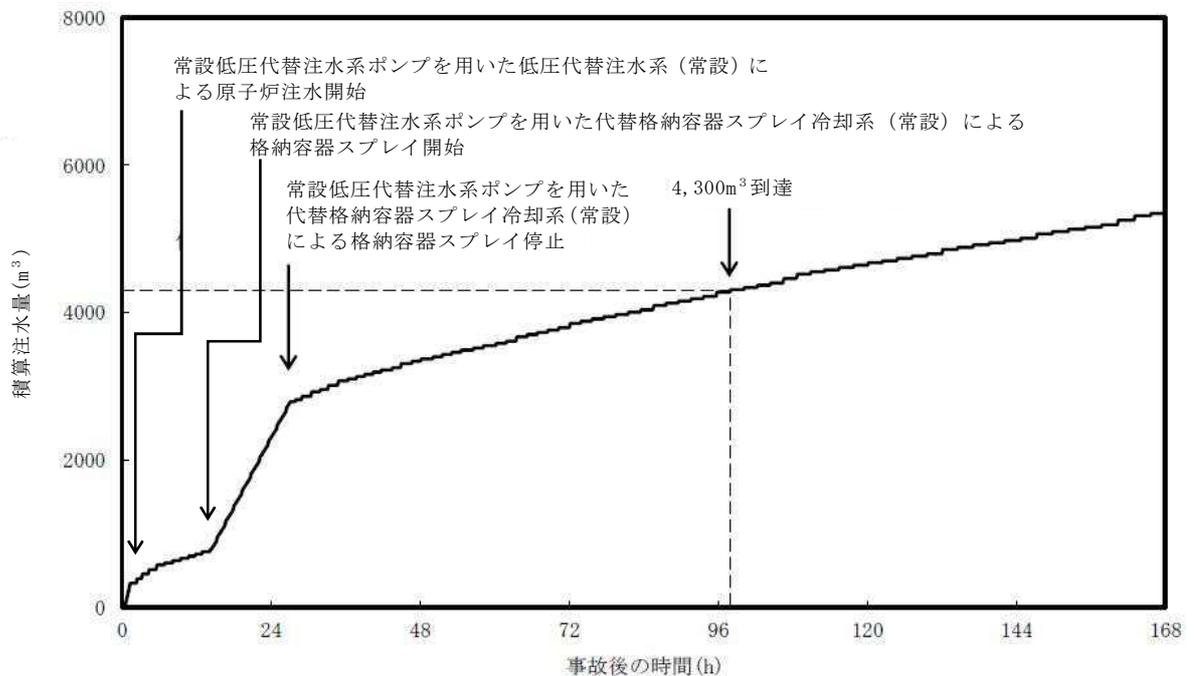
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替大型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

事象発生直後から原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替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

(高圧・低圧注水機能喪失)

### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m<sup>3</sup>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 8,600m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について  
(高圧・低圧注水機能喪失)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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。

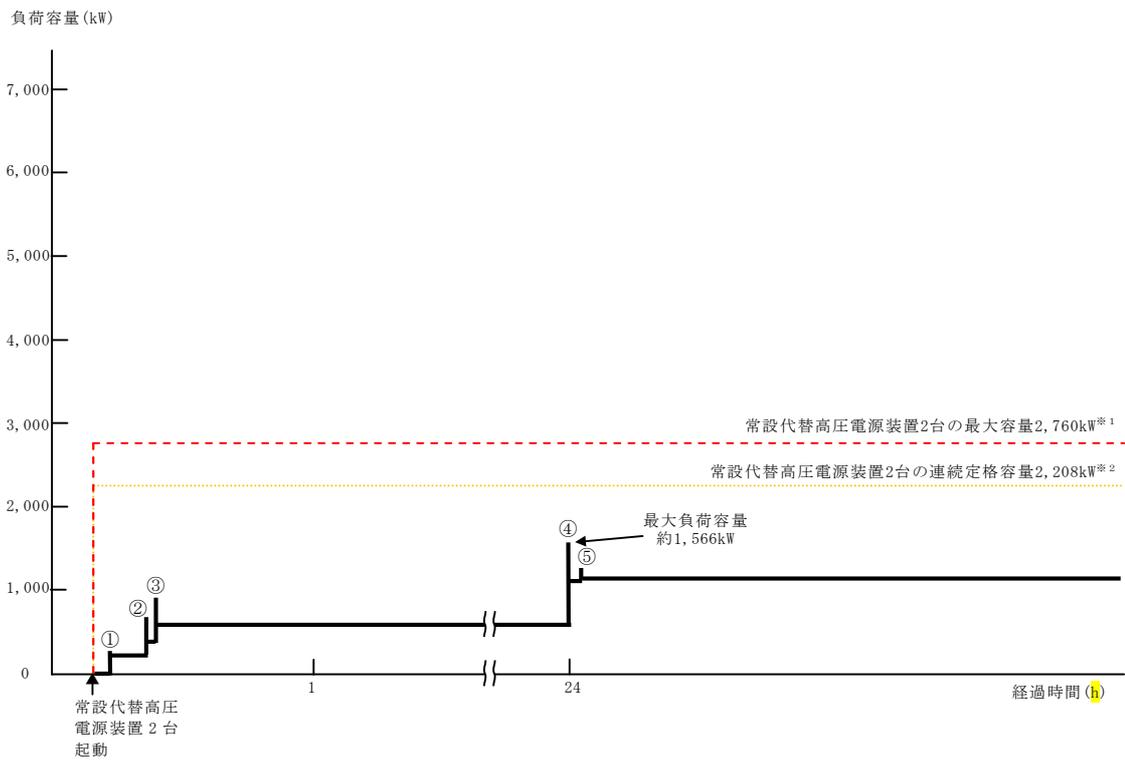
※3 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(高圧・低圧注水機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	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)

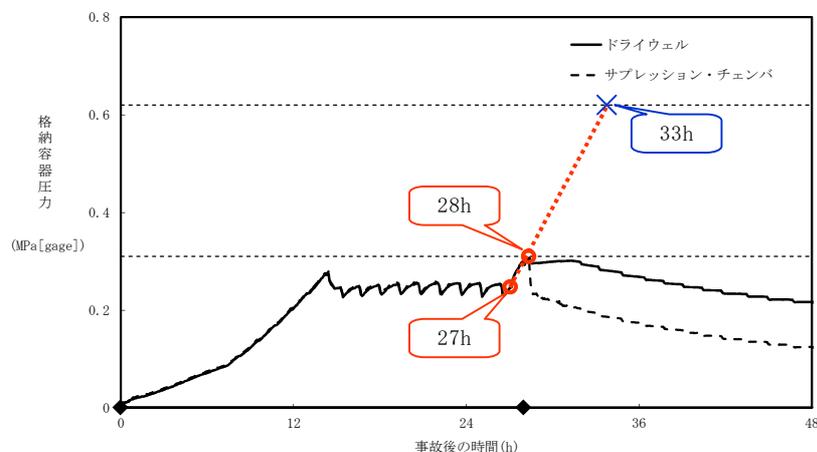
格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁開操作を現場にて実施する場合の時間余裕

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 0.31MPa[gage]に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により実施する。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合でも、格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に到達するまでに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ことで、格納容器の破損を防止することが可能である。

現場操作の時間余裕を把握するため、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してから格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施するまでの格納容器圧力の上昇量及び経過時間からの外挿評価により格納容器圧力が 0.31MPa[gage]から 0.62MPa[gage]に到達するまでの時間を確認した。この結果、時間余裕は5時間程度確保されており、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。

第1表 評価条件

操作項目	格納容器圧力 (MPa[gage])	時刻 (h)
格納容器冷却停止	約 0.247	約 27
格納容器除熱実施	約 0.310	約 28



第1図 外挿評価のイメージ図

## 2.2 高圧注水・減圧機能喪失

### 2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さ

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

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

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し、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低圧炉心スプレイ系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、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手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.2-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）10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ための当直運転員 4 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）10 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

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

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレー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、再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

c. 高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後、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。

高压代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高压代替注水系系統流量等である。

d. 高压注水機能の回復操作

高压注水機能の回復操作を実施する。

e. 低压炉心スプレイ系等の自動起動の確認

原子炉水位異常低下（レベル1）信号により低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水系）3系統が自動起動する。

低压炉心スプレイ系等の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低压炉心スプレイ系吐出圧力等である。

外部電源が喪失している場合は、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。

f. 原子炉自動減圧の確認

原子炉水位異常低下（レベル1）信号発信の10分後、かつ低压炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低压注水系）の吐出圧力が確立されている場合、過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁が自動開放することで原子炉が減圧される。

原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉圧力等である。

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

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

g. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。

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

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作

サブプレッション・プール水温度が32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に機能を切り替えることでサブプレッション・プール冷却操作を開始する。

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・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

i. 使用済燃料プールの冷却操作

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、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に

切り替え，冷温停止状態とする。

## 2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，サブプレッション・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 2.2-2 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) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、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、原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

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

(c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系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，過渡時自動減圧機能は，原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達から10分後に作動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）2個により原子炉を自動で減圧するものとし，容量として1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 低圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル1）信号で自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（注水流量： $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ ，注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]^{\ast}\sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$ において）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持す

る。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

原子炉水位異常低下（レベル1）信号で3系統が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1台当たり最小流量特性（注水流量： $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa[dif]}\sim 1.55\text{MPa[dif]}$ ）で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。

(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち、1系統を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えるものとする。

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度 $100^\circ\text{C}$ 、海水温度 $32^\circ\text{C}$ において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレシ

ョン・プール冷却操作は、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）及び切替えに要する時間を考慮し、原子炉水位高（レベル8）設定点到達の5分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2-4 図から第 2.2-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2-9 図から第 2.2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.2-15 図から第 2.2-18 図に示す。

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

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。その後，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。

事象発生約 21 分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点に到達すると，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに，過渡時自動減圧機能の作動タイマーが作

動し、この 10 分後、事象発生約 31 分後に過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個が自動開放する。原子炉減圧が開始されると、逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

## b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.2-9 図に示すとおり、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 41 分後に最高温度約 711℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目

である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.2-15 図に示すとおり、原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、事象発生約 41 分後にサプレッション・プール冷却操作を実施することにより上昇が抑制され、崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力は、事象発生約 17 時間後に最高値の約 0.04MPa[gage]となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。

格納容器雰囲気温度は、第 2.2-16 図に示すとおり、事象発生約 128 時間後に最高値の約 90℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.2-5 図に示すように、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.2-15 図及び第 2.2-16 図に示すように、残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.2.1）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

### 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧機能により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大き

くなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSRF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える

影響はない。

(添付資料 2.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、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。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第 2.2-2 表に示すとおりであり, これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては, 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低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され, 燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり, 最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は, 解析条件と最確条件は同等であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。また, 燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は, 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り, 燃料被覆管温度は低くなる

が、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系(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・プール冷却操作の開始は早くなる。

(添付資料 2.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/

m に対して最確条件は約 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。

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燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、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、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、再循環系ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は、

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

(添付資料 2.2.2)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）設定点到達（事象発生から約36分）から5分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は早くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから，この他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.2.2)

### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響

として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.2.2)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である 279kPa [gage] に到達するまでの時間は、高圧注水機能が喪失し低圧での代替原子炉注水のために原子炉を減圧することから格納容器への熱負荷の観点では本重要事故シーケンスと同様であり、また低圧注水機能喪失を想定することから残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失も想定するため格納容器圧力の上昇が継続する「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.2.2)

### (4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等

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

#### 2.2.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

###### a. 水 源

低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（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ついては，サブプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

## b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、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）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、高圧炉心スプレー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。

(添付資料 2.2.4)

## c. 電 源

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938kW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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.2.5)

## 2.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し、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低圧炉心スプレイ系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、残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。

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

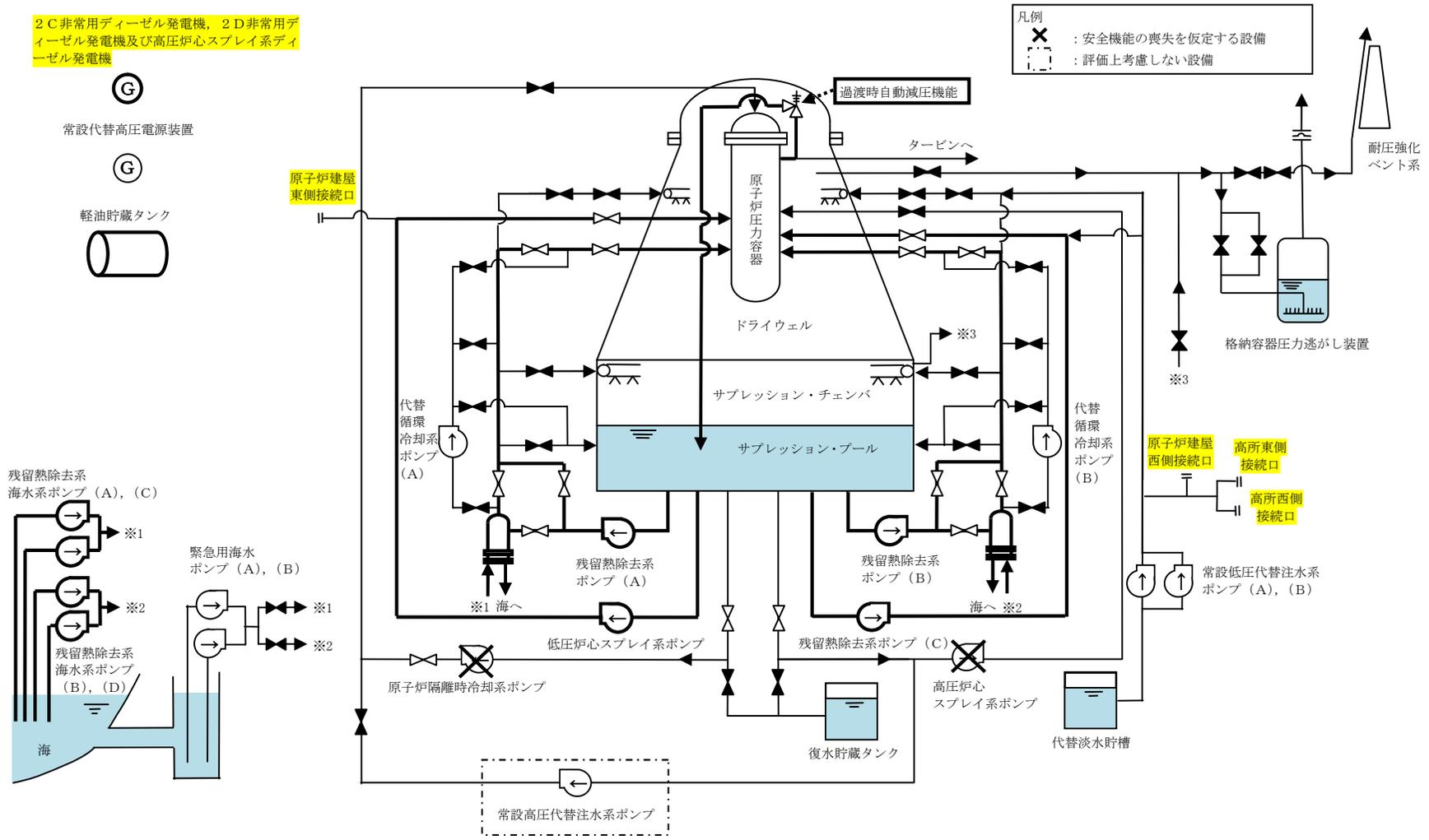
上記の場合においても、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管最高温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

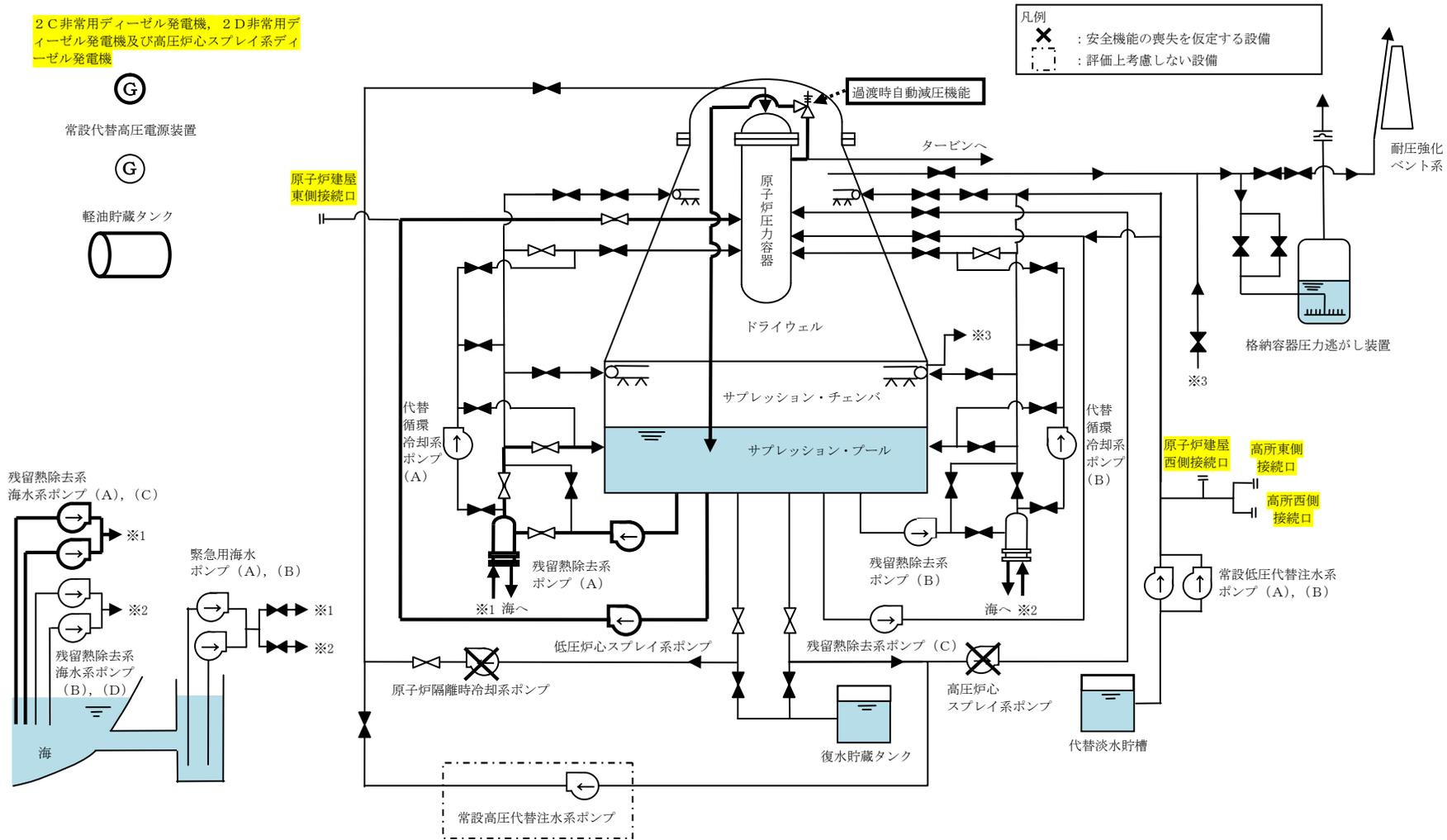
解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

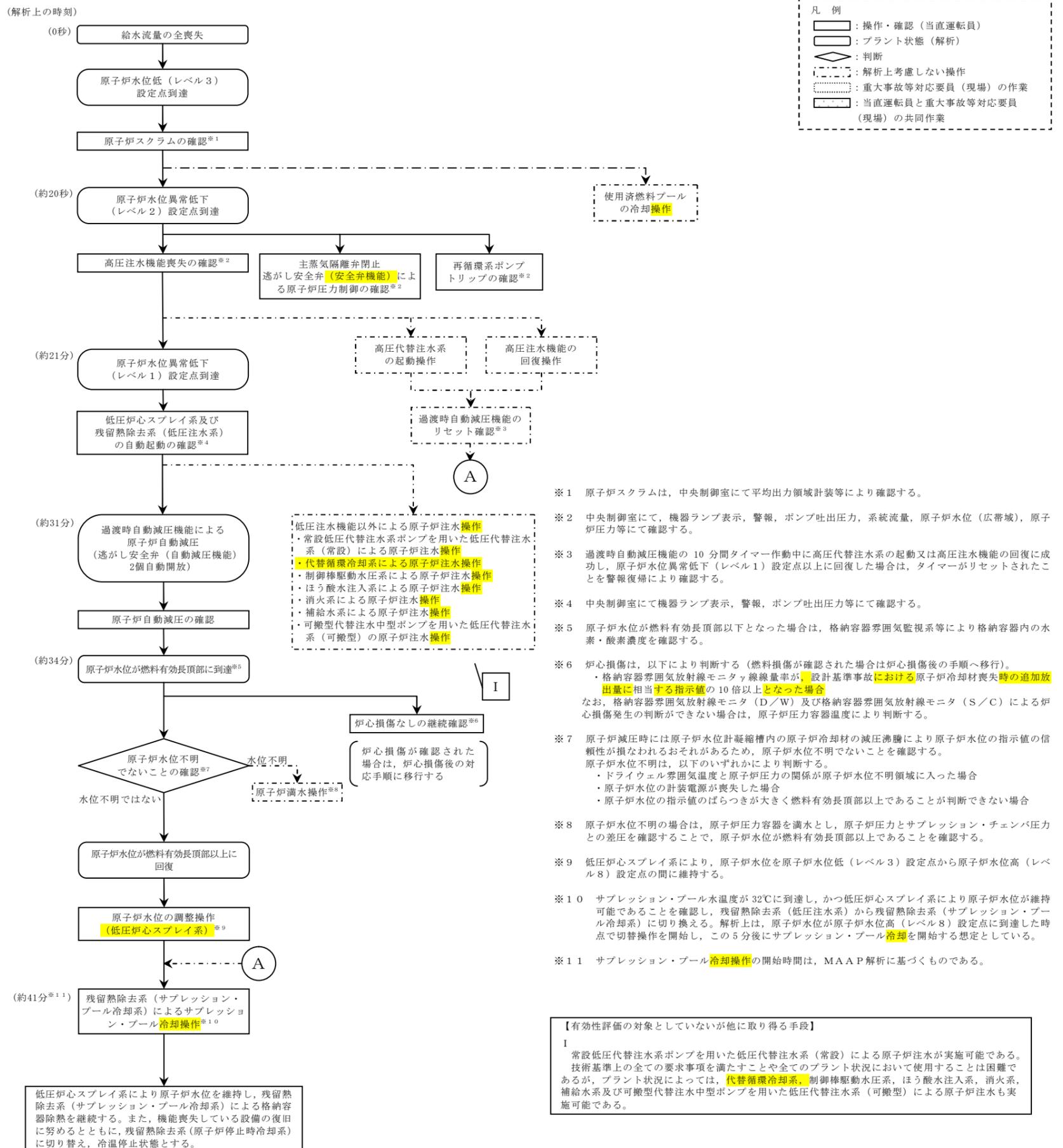
以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効性であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
 (低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)



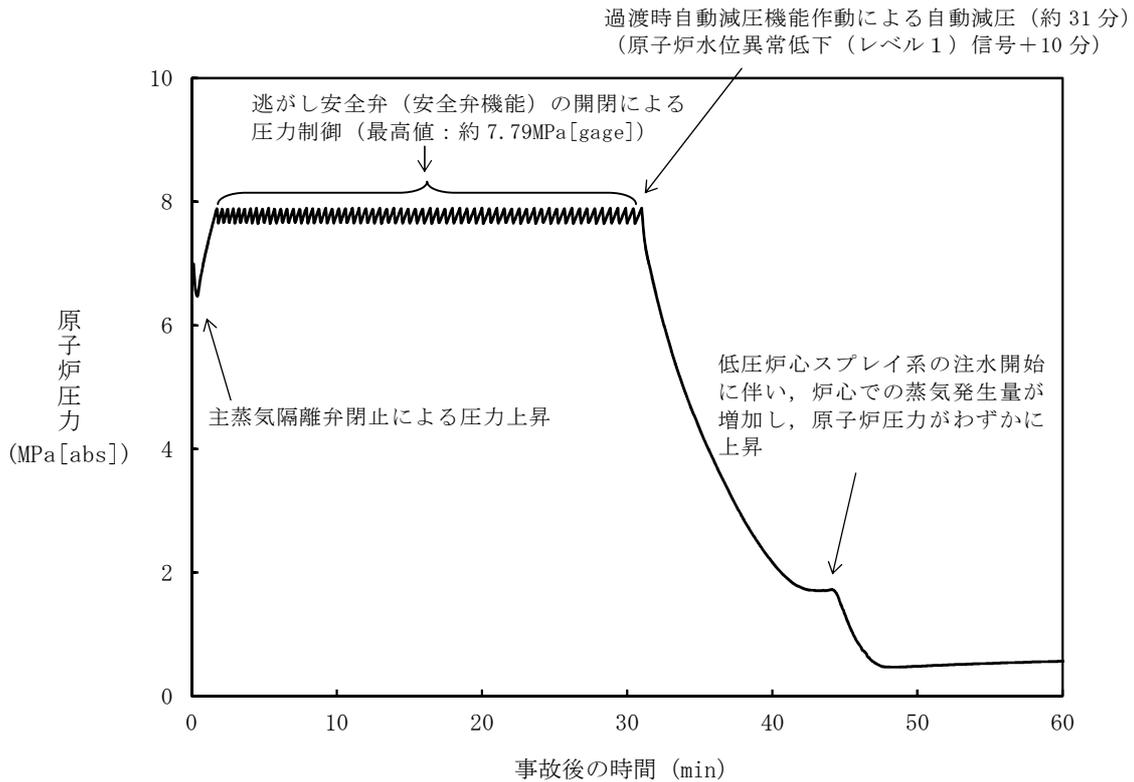
第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)  
(低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)



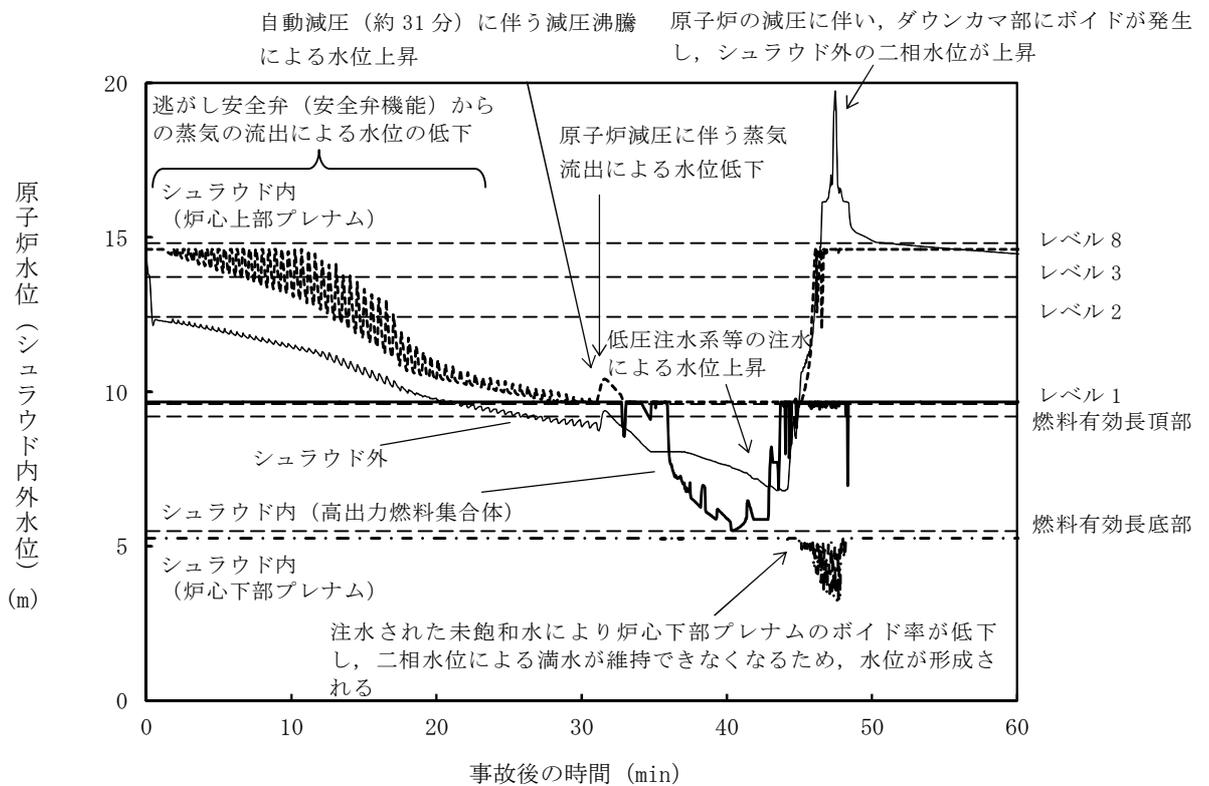
第2.2-2図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

				経過時間											備考		
				0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 25 分 時間													
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20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽約31分 過渡時自動減圧機能自動作動 ▽約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽約41分 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への移行												
	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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量全喪失の確認</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●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</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●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</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【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	
高圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●高圧注水機能の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
低圧注水機能の自動起動確認	【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）の自動起動確認	適宜確認												
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）2個の自動開放確認	適宜確認												
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持												
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替操作（1系列）</li> <li>●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・プール冷却状態の監視</li> </ul>	4分											手順上は原子炉水位燃料有効長頂部回復で実施するが、解析上は原子炉水位高（レベル8）到達から5分後に開始	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●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</li> <li>●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</li> <li>●代替燃料プール冷却系の起動操作</li> </ul>	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	
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人												20分 15分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する	

第 2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

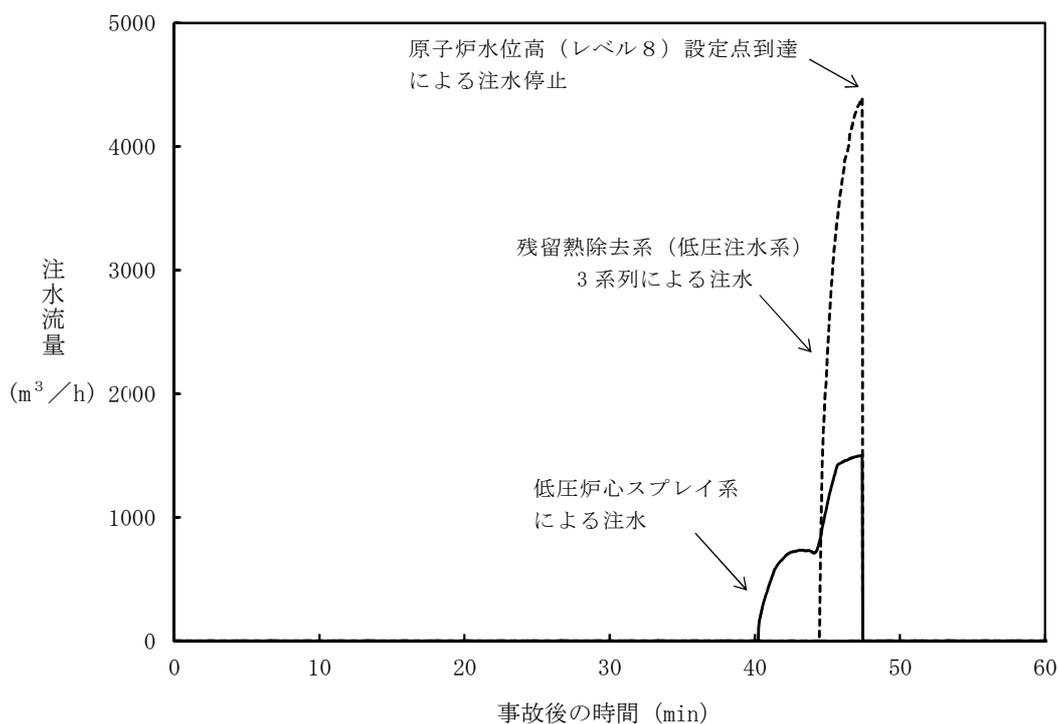


第 2.2-4 図 原子炉圧力の推移

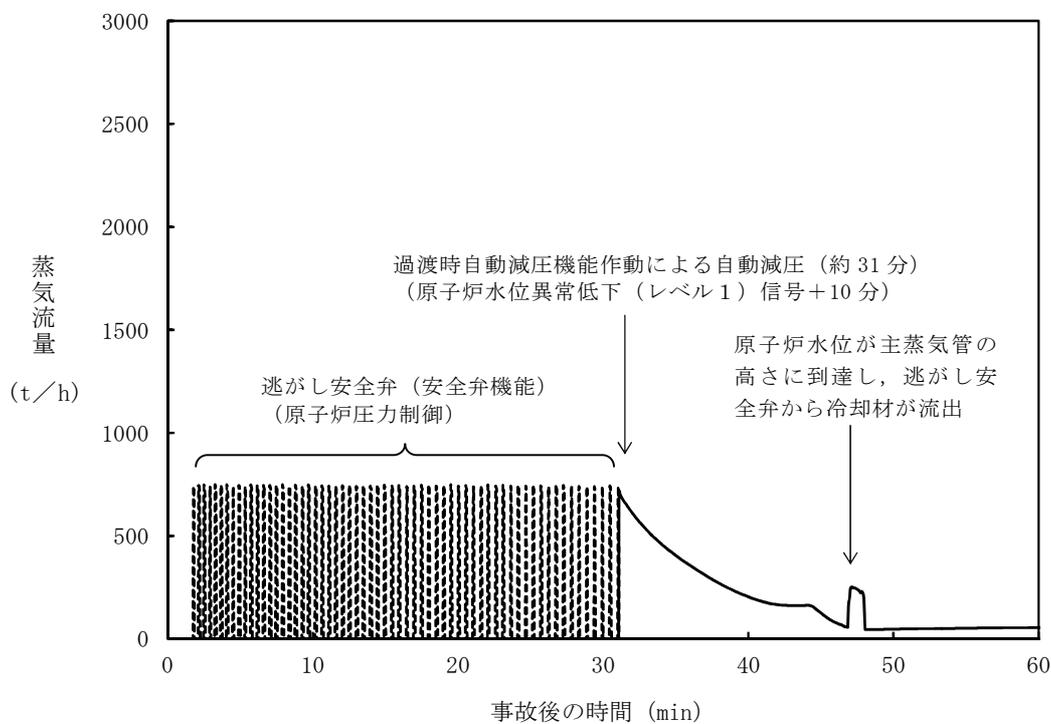


第 2.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

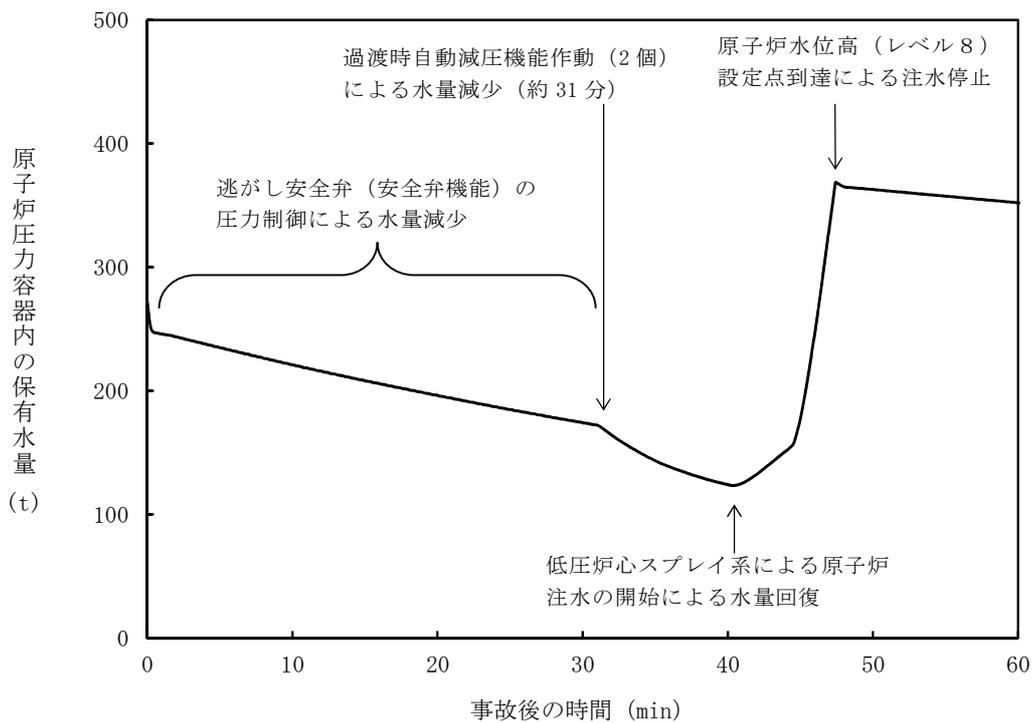
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は, 二相水位を示している。



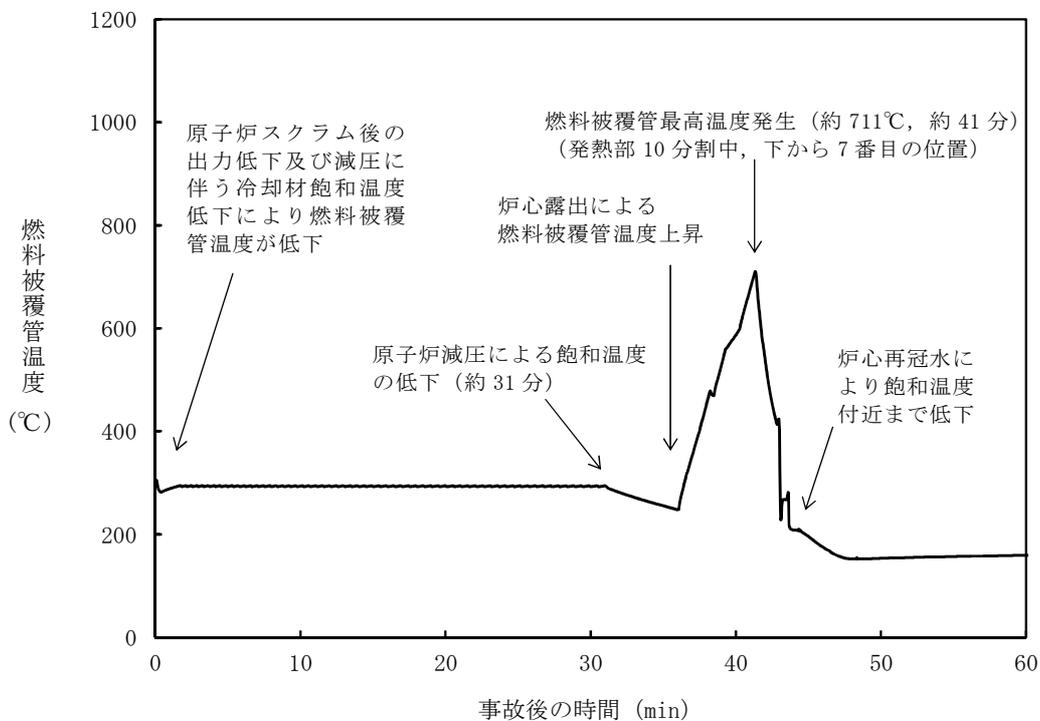
第 2.2-6 図 注水流量の推移



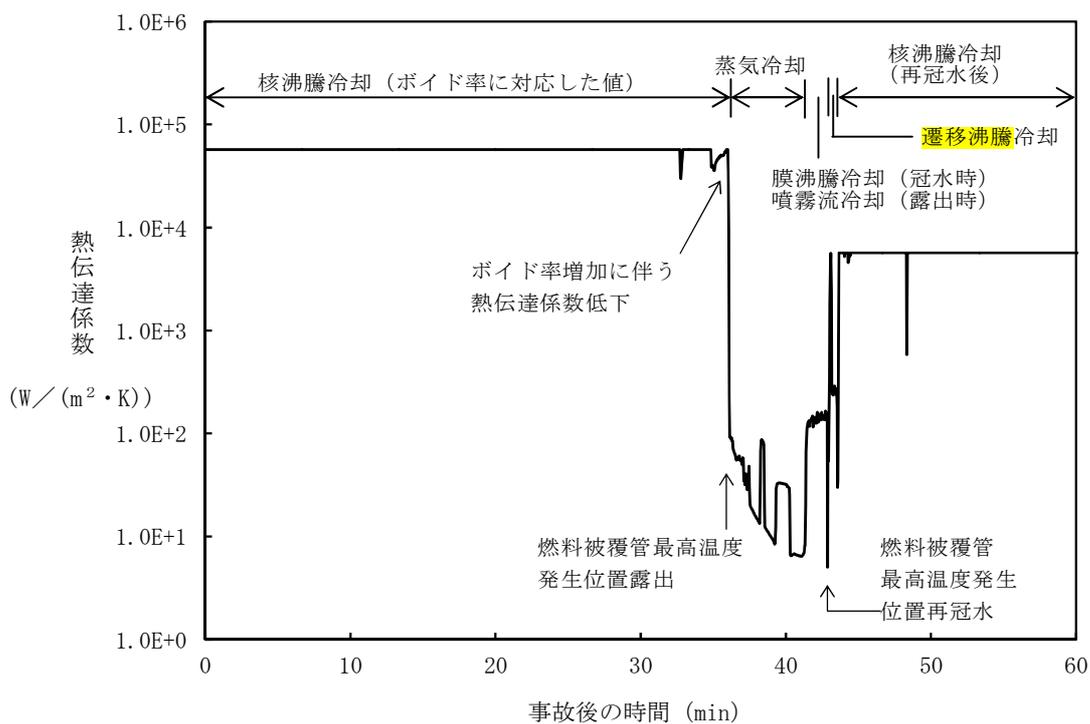
第 2.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



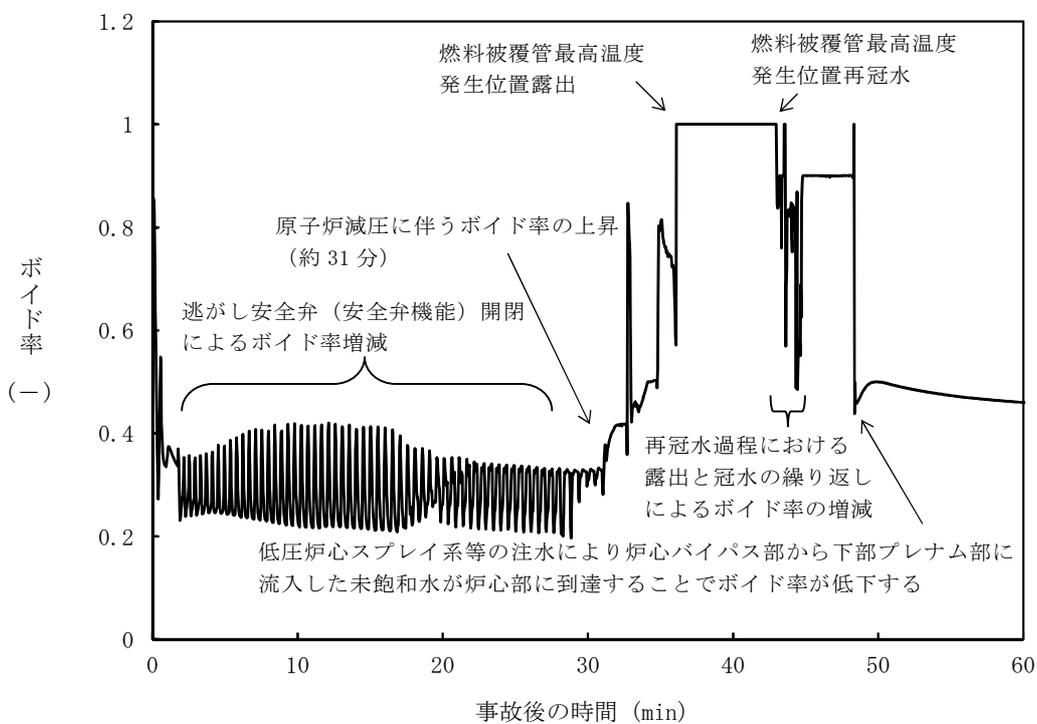
第 2.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



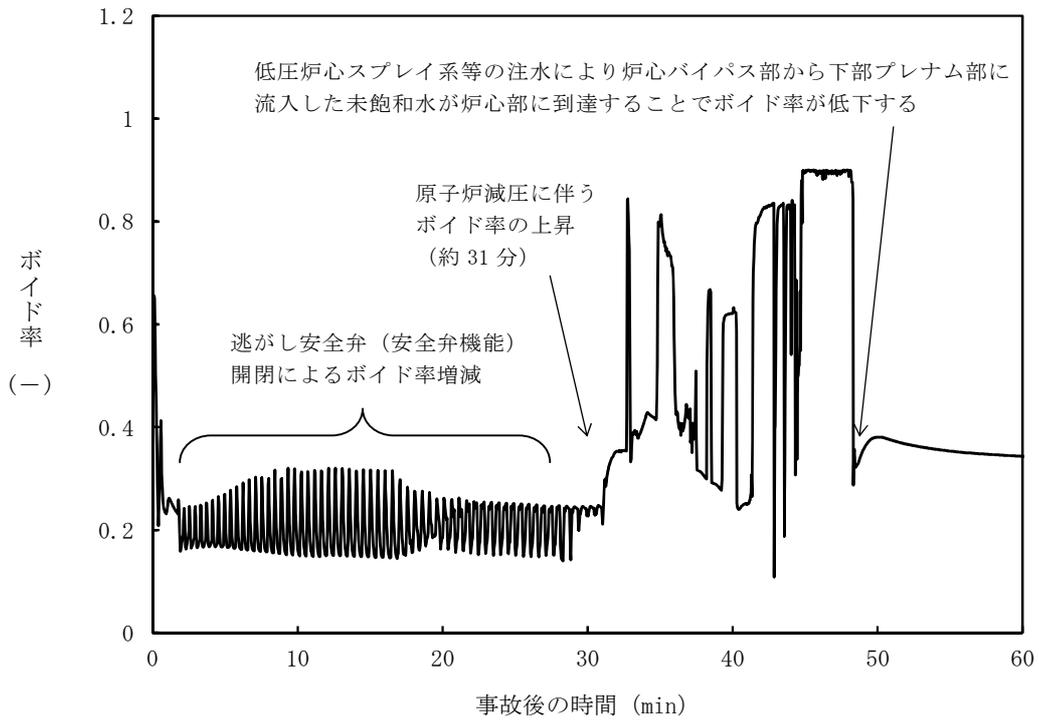
第 2.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



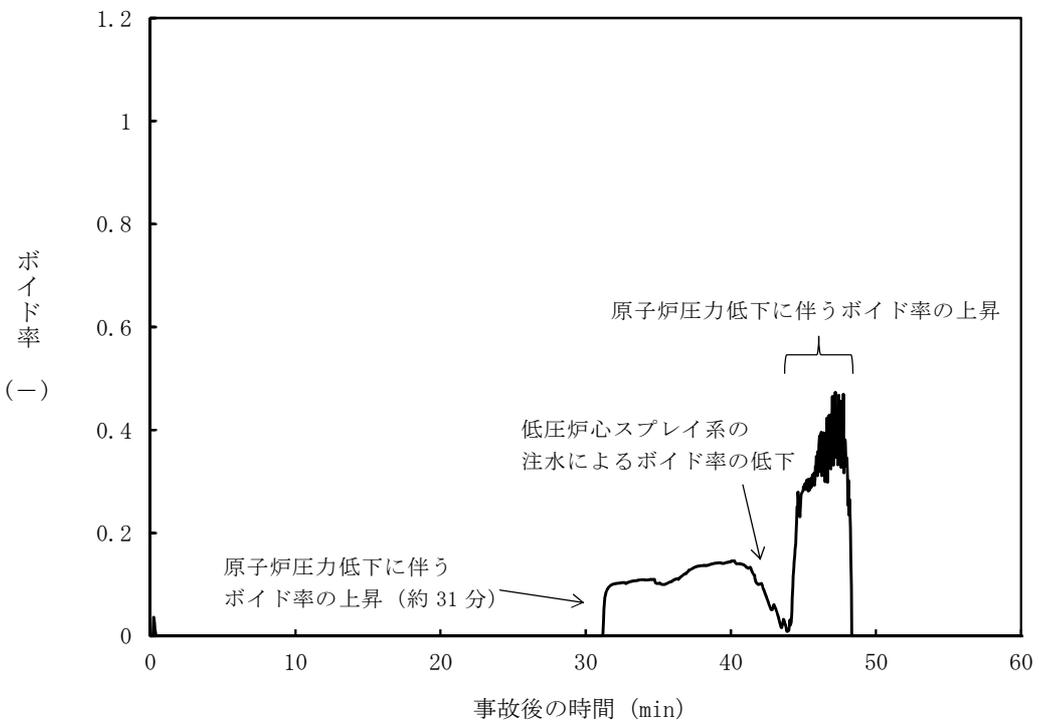
第 2.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



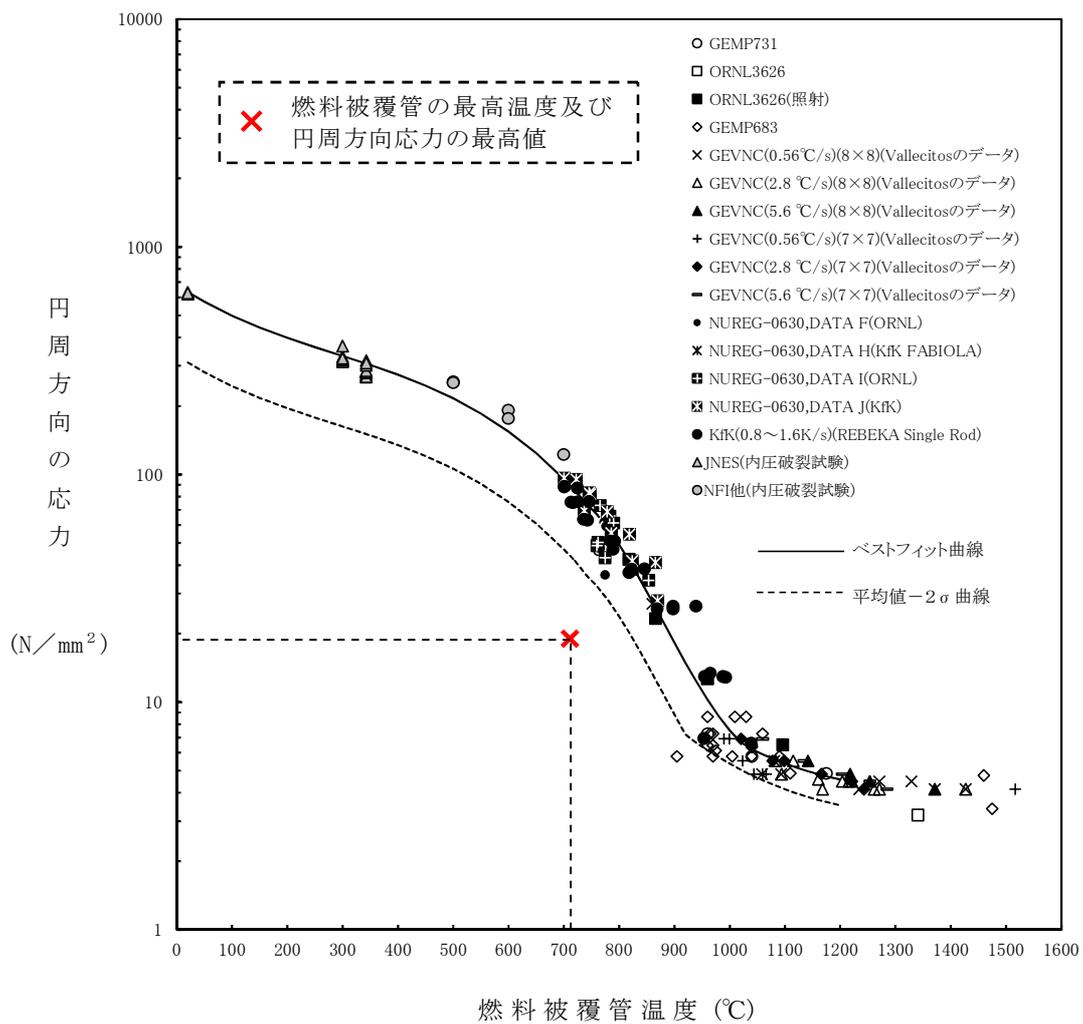
第 2.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



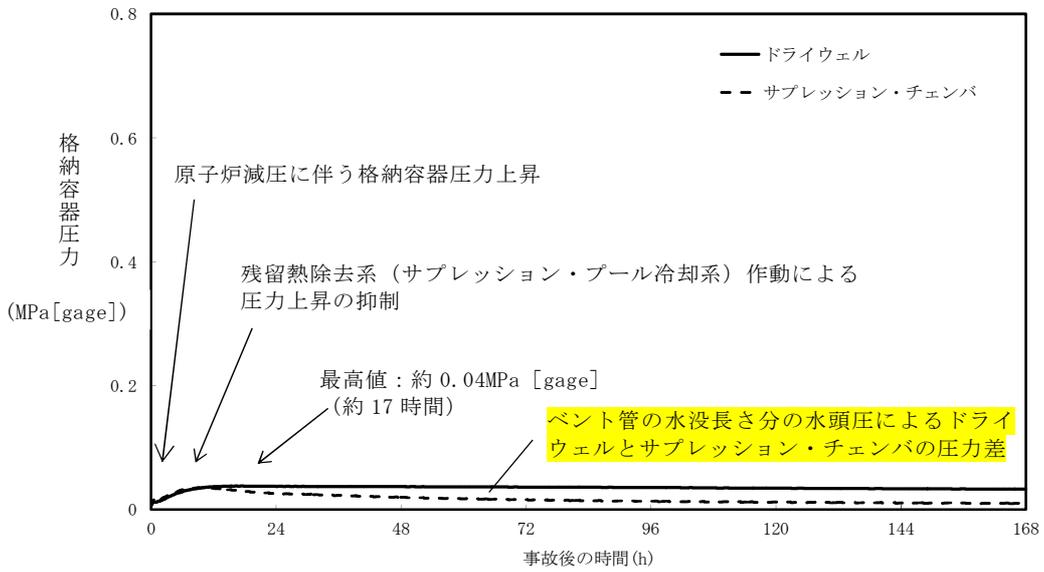
第 2.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



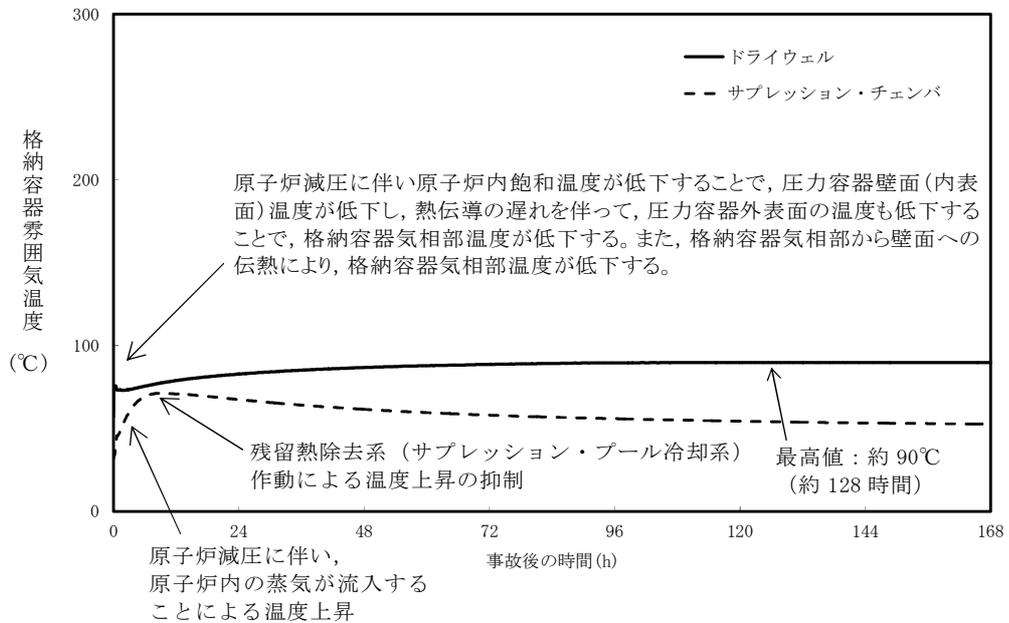
第 2.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



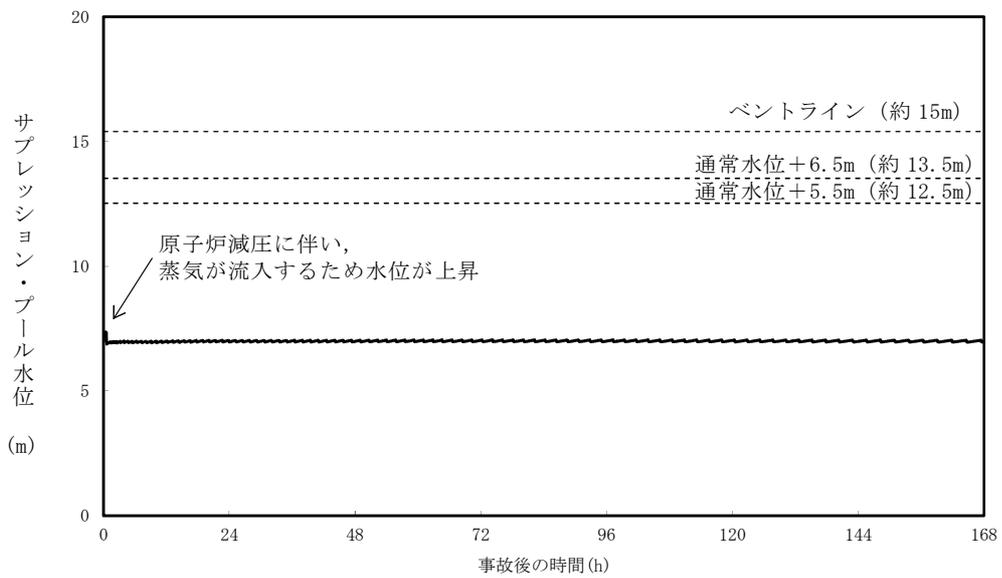
第 2.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



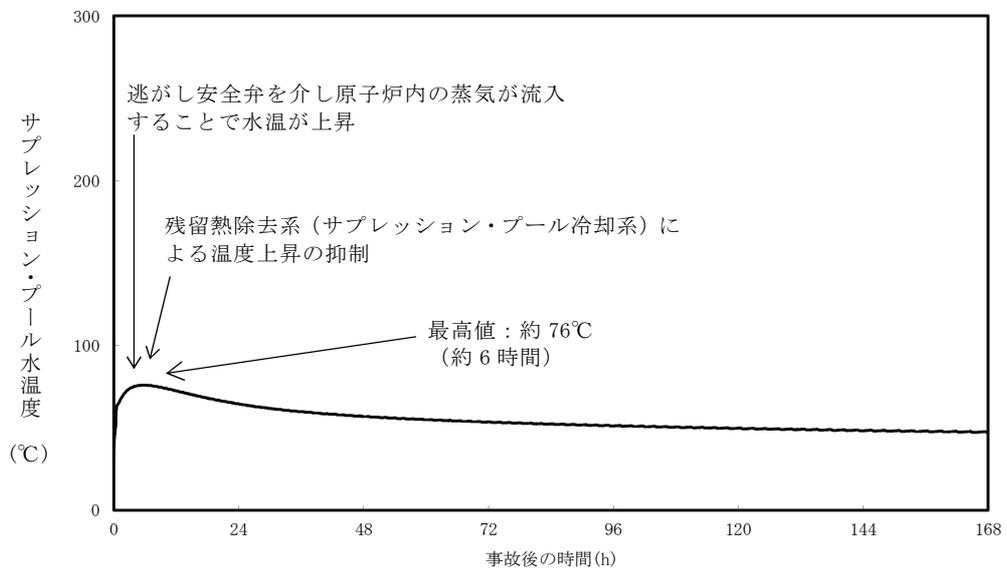
第 2.2-15 図 格納容器圧力の推移



第 2.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (1/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。</li> <li>・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。</li> <li>・再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系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	・高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ*	—	高圧代替注水系系統流量
高圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。	—	—	—

■：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 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。</li> <li>外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 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*
原子炉自動減圧の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達の10分後に過渡時自動減圧機能が作動することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が自動開放したことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	過渡時自動減圧機能 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ボンベ	—	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） 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 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 (低圧炉心スプレイ系)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 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*

\* 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 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認する。</li> <li>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によりサブプレッション・プール冷却操作を開始する。</li> </ul>	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</li> </ul>	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

■：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

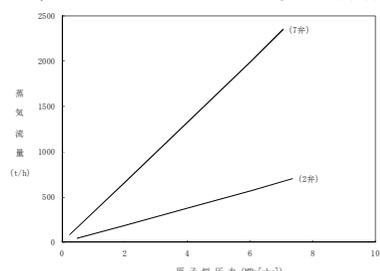
第 2.2-2 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：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 +126cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) と 9 × 9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	A N S I / A N S -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 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33Gwd/t 以下となるよう燃料を配置する。)
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

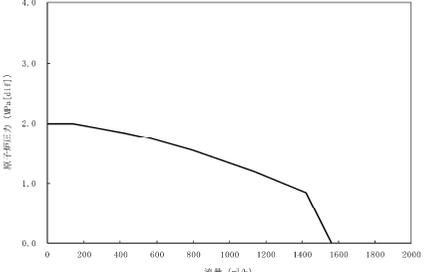
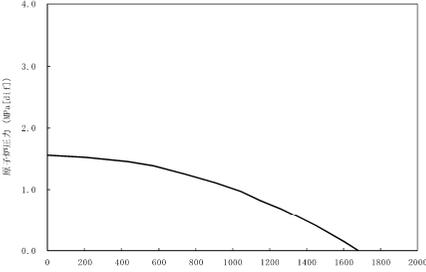
第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（2/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	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
	サブプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	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
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 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）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポン 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

第 2.2-2 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (3/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
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 (代替原子炉再循環系ポンプ 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) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	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压注水機能が喪失し低压注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
	(原子炉減圧時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 2 個を開放することによる原子炉減圧 作動時間: 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定 点到達から 10 分後 < 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（4/5）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压炉心スプレイ系  原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持  最小流量特性 ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～1,561m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（低压注水系）  原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し 3 系統で注水 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復し，低压炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止  最小流量特性（1 台あたり） ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～1,676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）

第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（5/5）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 操作 条件 に関連する	残留熱除去系（サブプレッショ ン・プール冷却系）によるサ プレッション・プール冷却操 作	原子炉水位高（レベル 8）設定点到達から 5 分後
		運転手順に基づき、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レ ベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点）を踏 まえ、原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として、運転 モードの切替えに要する時間を考慮して設定

## 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで，炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生の約1時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることとはなく，格納容器安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。  
また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
(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。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは <b>+20℃～+40℃</b> 程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
(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 $+20^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$ 程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると $20^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は $711^{\circ}\text{C}$ であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。また、低圧炉心スプレイ系に期待する場合、原子炉圧力の評価において、解析コードは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量的関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.2.2-2

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おり、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	サブプレッション・プール冷却				

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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るが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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ー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレー系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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遅くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレー系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[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が、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 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うるが、格納容器圧力が上昇し格納容器スプレーを実施した場合、ドライウエル雰囲気温度は飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器圧力が上昇し格納容器スプレーを実施した場合、ドライウエル雰囲気温度は飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ～ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ～ 約 3,342m <sup>3</sup> (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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	サブプレッション・ブール水位	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・ブ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・ブ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・ブール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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・ブ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・ブール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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・ブール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (実績値)	サブプレッション・ブールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・ブール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・ブール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、その影響は小さいことから、評価項目となるパラメータのパラメータに与える影響は小さい。
	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り、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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			
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	-	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	-	-
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 減圧機能喪失	-	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	-	原子炉スクラムが原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて発信するため、 <b>原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、</b> 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	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低(レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下(レベル2)信号 <b>で閉止</b>	原子炉水位異常低下(レベル2)信号 <b>で閉止</b>	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ATWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)信号 <b>で全台トリップ</b>	原子炉水位異常低下(レベル2)信号 <b>で全台トリップ</b>	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] <b>385.2t/h(1個当たり)</b> ~ 410.6t/h(1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] <b>385.2t/h(1個当たり)</b> ~ 410.6t/h(1個当たり) (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	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を実施することから、逃がし弁機能に期待した場合は評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		(原子炉自動減圧時)過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁(過渡時自動減圧機能)2個を自動開放することで原子炉を減圧	(原子炉自動減圧時)過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁(過渡時自動減圧機能)2個を自動開放することで原子炉を減圧	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下(レベル1)信号にて自動起動 最小流量特性 ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$	原子炉水位異常低下(レベル1)信号にて自動起動 ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定した注水流量よりもおおむね大きくなり、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定した注水流量よりもおおむね大きくなり、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また、本事故シナリオでは、実挙動を考慮し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統による原子炉注水に期待した評価を実施しているが、注水開始タイミング及び遅くなる残留熱除去系(低圧注水系)1系統を想定した場合でも、評価項目を満足することを確認している。  (添付資料 2.2.3)
	残留熱除去系(低圧注水系)	原子炉水位異常低下(レベル1)信号にて3系統自動起動 最小流量特性 ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	原子炉水位異常低下(レベル1)信号にて3系統自動起動 ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$			
	残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)	熱交換器1基当たり約43MW(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基当たり約43MW以上(サブプレッション・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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p>	<p>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</p>	<p>原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点到達から5分後</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替操作は、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）及び切替えに要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるために原子炉水位の上昇に伴い複数の警報が消灯又は点灯することから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 残留熱除去系の低圧注水モードからサブプレッション・プール冷却モードへの切替え操作として余裕時間を含めて4分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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、異なる当直運転員が実施することから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</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のため、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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が早くなる可能性があるが、並列して実施する必要がある原子炉水位の調整操作とは異なる当直運転員が実施することから、この他の操作に与える影響はない。</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、操作開始時間が早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>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・プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約41分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa [gage]に到達するまでの時間は、高圧注水機能が喪失し低圧での代替原子炉注水のために原子炉を減圧することから格納容器への熱負荷の観点では本重要事故シナジェンスと同様であり、また、低圧注水機能喪失を想定することによる残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失も想定するため格納容器圧力の上昇が継続する「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約14時間後であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</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。残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替操作は所要時間を4分想定しているところ、訓練実績では約4分。想定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>

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

1. はじめに

高圧注水・減圧機能喪失は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失する事故シーケンスである。本事故シーケンスにおいては、低圧非常用炉心冷却系（以下「低圧ECCS」という。）は健全であり、自動起動することを想定していることから、実機挙動を考慮し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。

なお、残留熱除去系（低圧注水系）1系統による原子炉注水を想定した場合でも、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉減圧により評価項目を満足することを以下のとおり確認している。

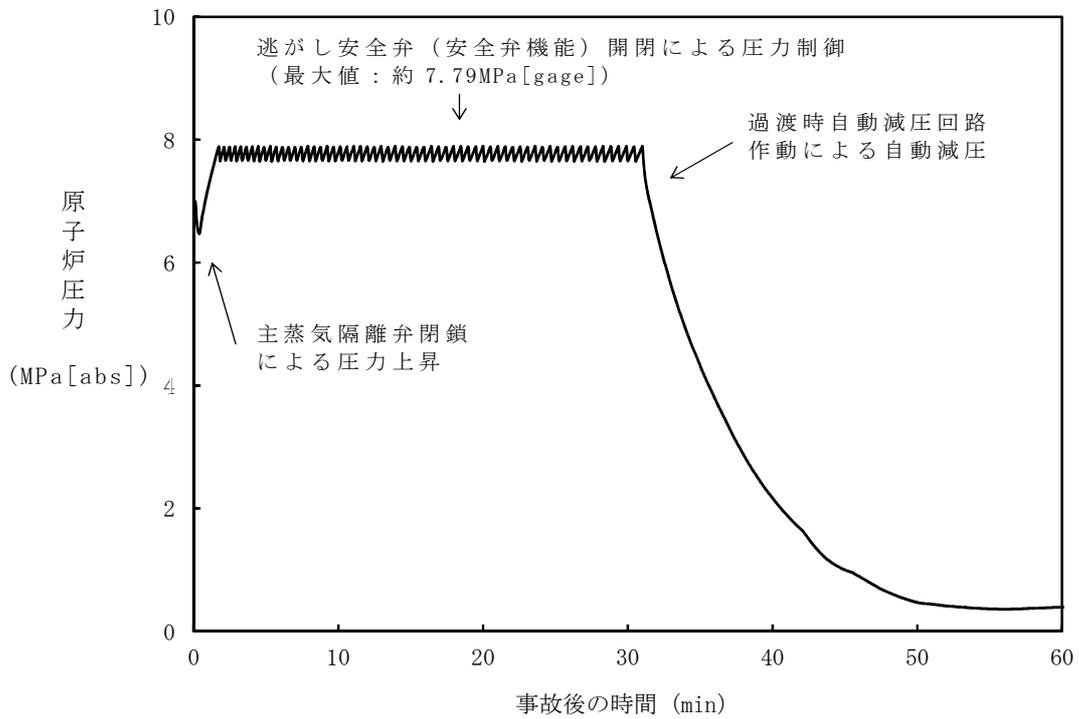
2. 残留熱除去系（低圧注水系）1系統に期待した場合の解析結果

残留熱除去系（低圧注水系）1系統により原子炉注水を実施した場合の解析結果を、第1表及び第1図から第4図に示す。

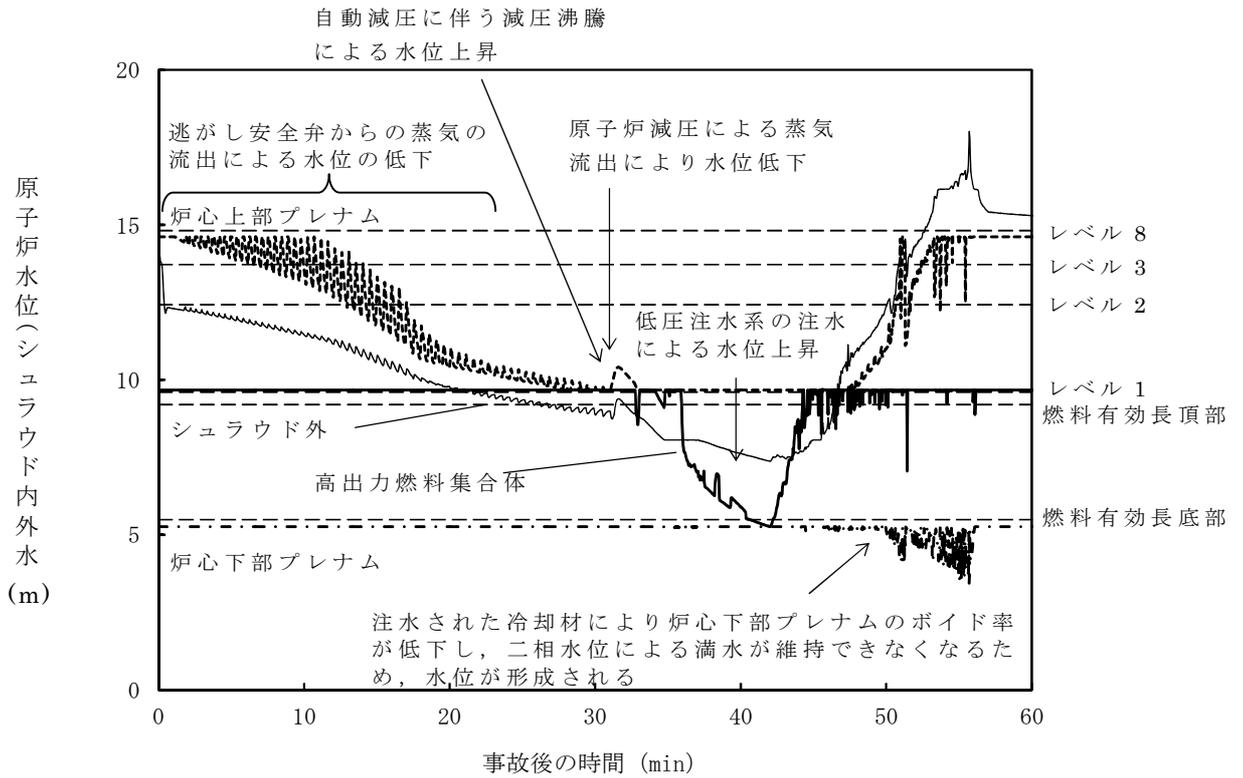
残留熱除去系（低圧注水系）は、低圧炉心スプレイ系と比較して吐出圧力が低く、原子炉減圧後の注水開始タイミングが遅くなることにより、燃料被覆管の最高温度は約821℃となるが、この場合でも評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 解析結果

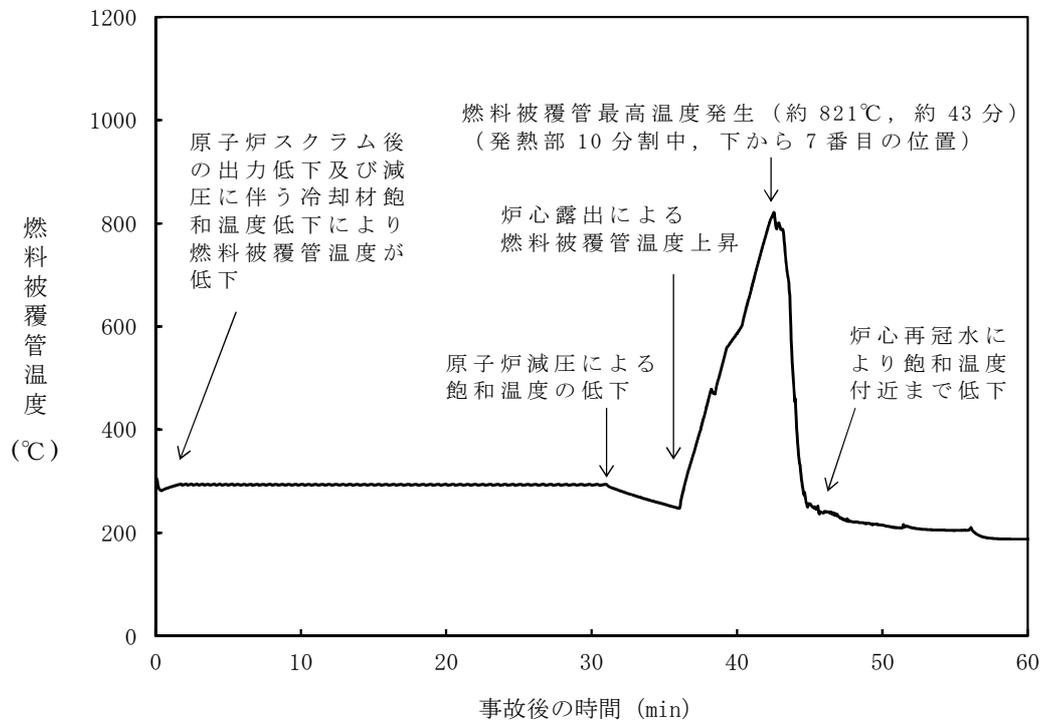
解析ケース		感度解析ケース	ベースケース
低圧 ECCS 作動数		残留熱除去系（低圧注水系）×1	残留熱除去系（低圧注水系）×3 低圧炉心スプレイ系×1
解析結果	燃料被覆管温度	約 821℃ （燃料被覆管の破裂なし）	約 711℃ （燃料被覆管の破裂なし）



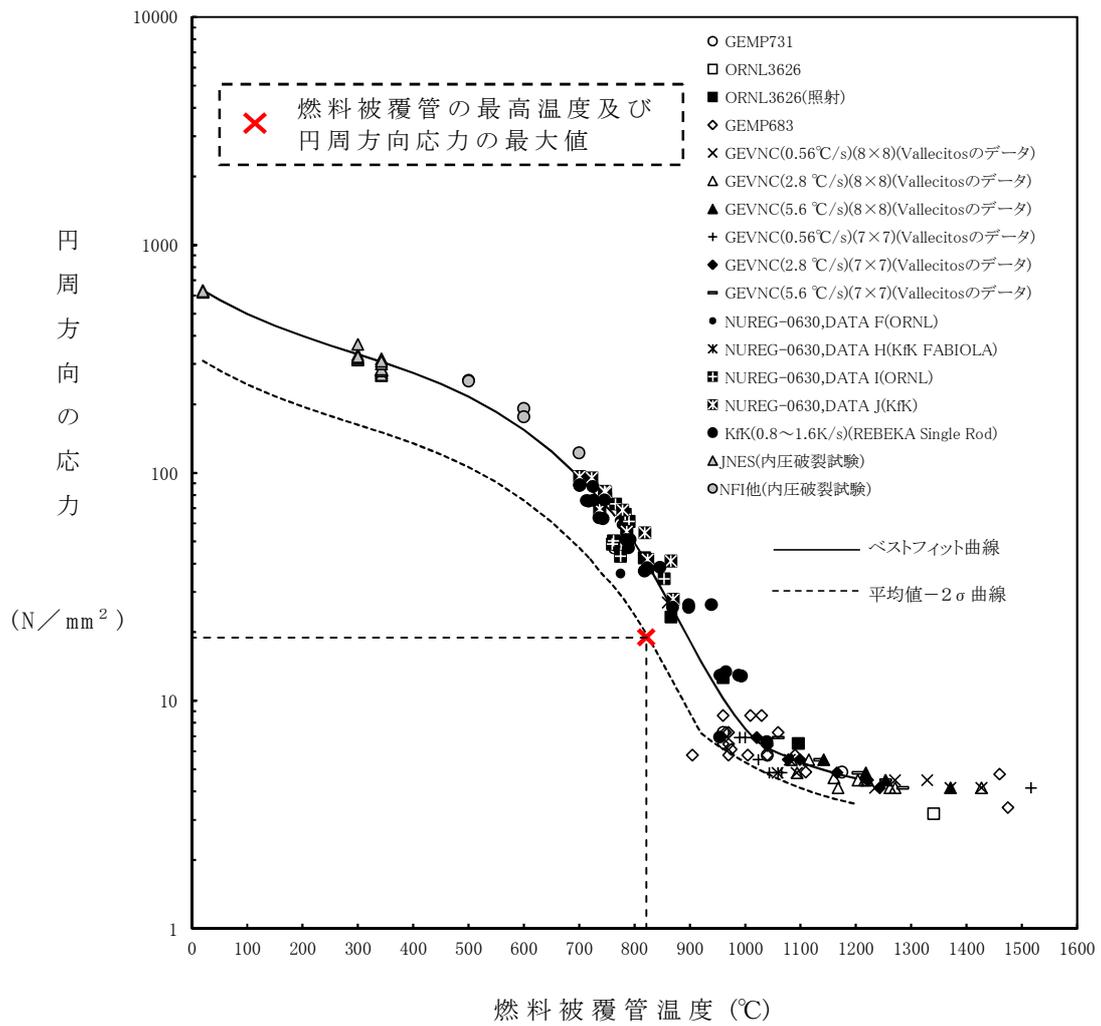
第 1 図 原子炉圧力の推移（感度解析ケース）



第 2 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（感度解析ケース）



第 3 図 燃料被覆管温度の推移（感度解析ケース）



第 4 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

7 日間における燃料の対応について  
(高圧注水・減圧機能喪失)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

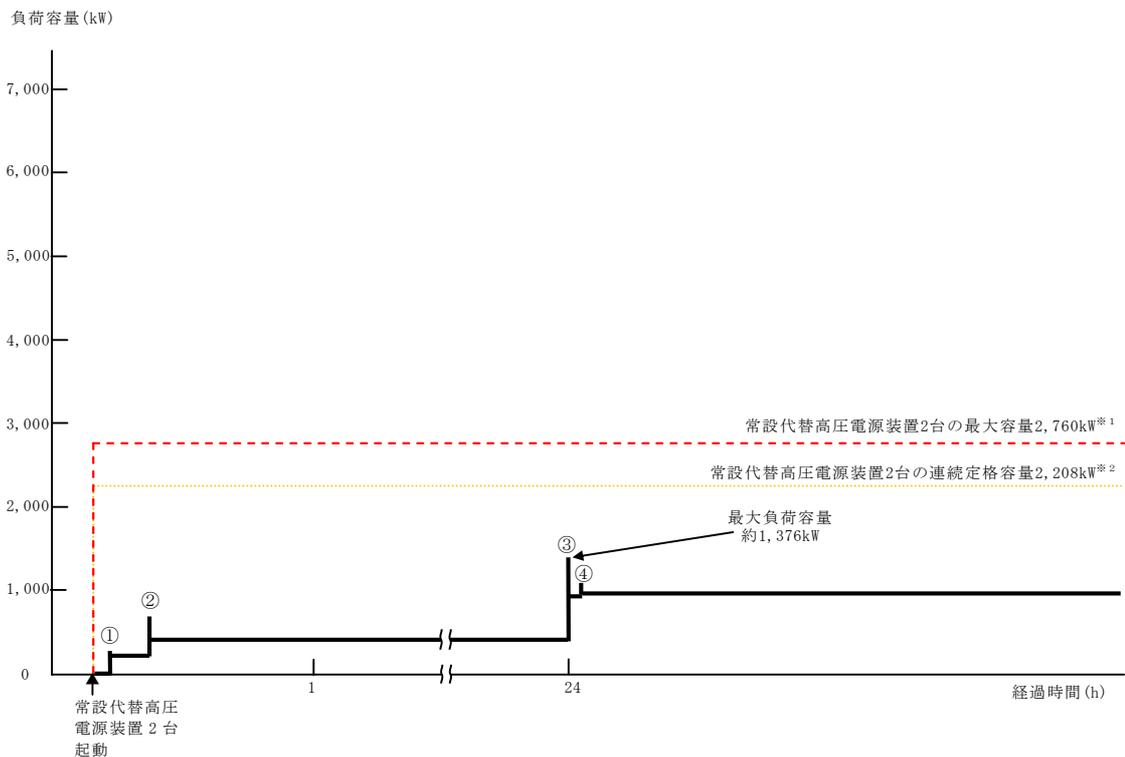
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(高圧注水・減圧機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,017	約938



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)

## 2.3 全交流動力電源喪失

### 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

#### 2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。

##### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）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、常設代替高圧電源装置からの給電後の**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、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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の**残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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2.3.1-1図に、対応手順の概要を第2.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.3.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な

要員は、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6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ための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、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）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに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の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.1-3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）24名及び参集要員6名で対処可能である。

#### a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。

#### b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点

で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、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. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水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

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成操作を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、

ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

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し、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）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し、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を継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

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

i. タンクローリによる燃料給油操作

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。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水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

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は，現場操作にて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を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水操作を継続する。

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に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は，M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

o. 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

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系（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を実施する。

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等である。

p. 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操作及び

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。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。

#### 2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシ

デント総合解析コード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 2.3.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環系ポンプ

再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(添付資料 2.3.1.1)

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （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。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系

(可搬型) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に注水を停止する。

(f) 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、 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa[dif] ※ $\sim 1.55\text{MPa[dif]}$ 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 43MW (サプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$ 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。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)

(g) 低圧代替注水系 (可搬型)

可搬型代替注水中型ポンプ 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は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (注水流量:  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ , 注水圧力: 0MPa[dif] $\sim 1.4\text{MPa[dif]}$ ) とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$  (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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)

低圧代替注水系 (可搬型) と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき  $130\text{m}^3/\text{h}$  (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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

- (i) 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）

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%をサブプレッション・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ブプレッション・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（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原

子炉注水操作) は、余裕時間を確認する観点で事象発生から 8 時間後に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)の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から 8 時間後まではサプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。

- (d) 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は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 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、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)\*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆

管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・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 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 図に示す。

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

#### a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生し、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。

所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

(添付資料 2.3.1.2)

事象発生 of 8 時間後に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）の起動準備操作が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動による原子炉減圧操作を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止

する想定とする。

(添付資料 2.3.1.3)

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、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を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 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。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第2.3.1-15図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水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により低下傾向となる。事象発生の約13時間後に最高値の約0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.1-16図に示すとおり、事象発生の約23時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。

第2.3.1-5図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.1-15図及び第2.3.1-16図に示すように、事象発生の約24時間後に、残留熱除去系（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で、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.3.1.4）

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

#### 2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失後、原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また、全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能も喪失する。このため、直流電源の負荷切離しを実施すること、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）、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、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の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、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評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験

体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

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H D R 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，B W R 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，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，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燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件  
とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼  
度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運  
転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場  
合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少す  
ることで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は  
原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等  
操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気  
温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール  
水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とす  
る運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰  
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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水  
系）は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.4\text{MPa}$   
[dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.55\text{MPa}$  [dif]) の  
場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時  
間に与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$

未満 (0MPa [dif] ~1.4MPa [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif] ~1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m} \sim 41\text{kW}/\text{m}$  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、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、 $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.4\text{MPa}$  [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.55\text{MPa}$  [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim 1.4\text{MPa}$  [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim 1.55\text{MPa}$  [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より

も若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

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（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）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8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の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く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作

開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）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、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水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高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から1時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から8時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、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）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の8時間後に準備が完了するものとしており、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。

操作条件の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は、事象発生の約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポ

ンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電操作が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.1.5)

#### (4) ま と め

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

### 2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり

り 6 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

(添付資料 2.3.1.6)

a. 水 源

可搬型代替注水中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及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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）による原子炉注水操作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ついては、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7 日間の対応が可能である。

なお、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）による原子炉注水操作の開始時間が、評価時間の 8 時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（T B P）と同等の評価結果となるため、水源が枯渇することはない、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.1.7)

## b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、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。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、約 12.0kL 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（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7 日間の原子炉注水等の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 2.3.1.8)

## c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497kW 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。

なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。

蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.9)

#### 2.3.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」では、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）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、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重要事故シ

一ケンス「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）による原子炉注水を継続し、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及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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で、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

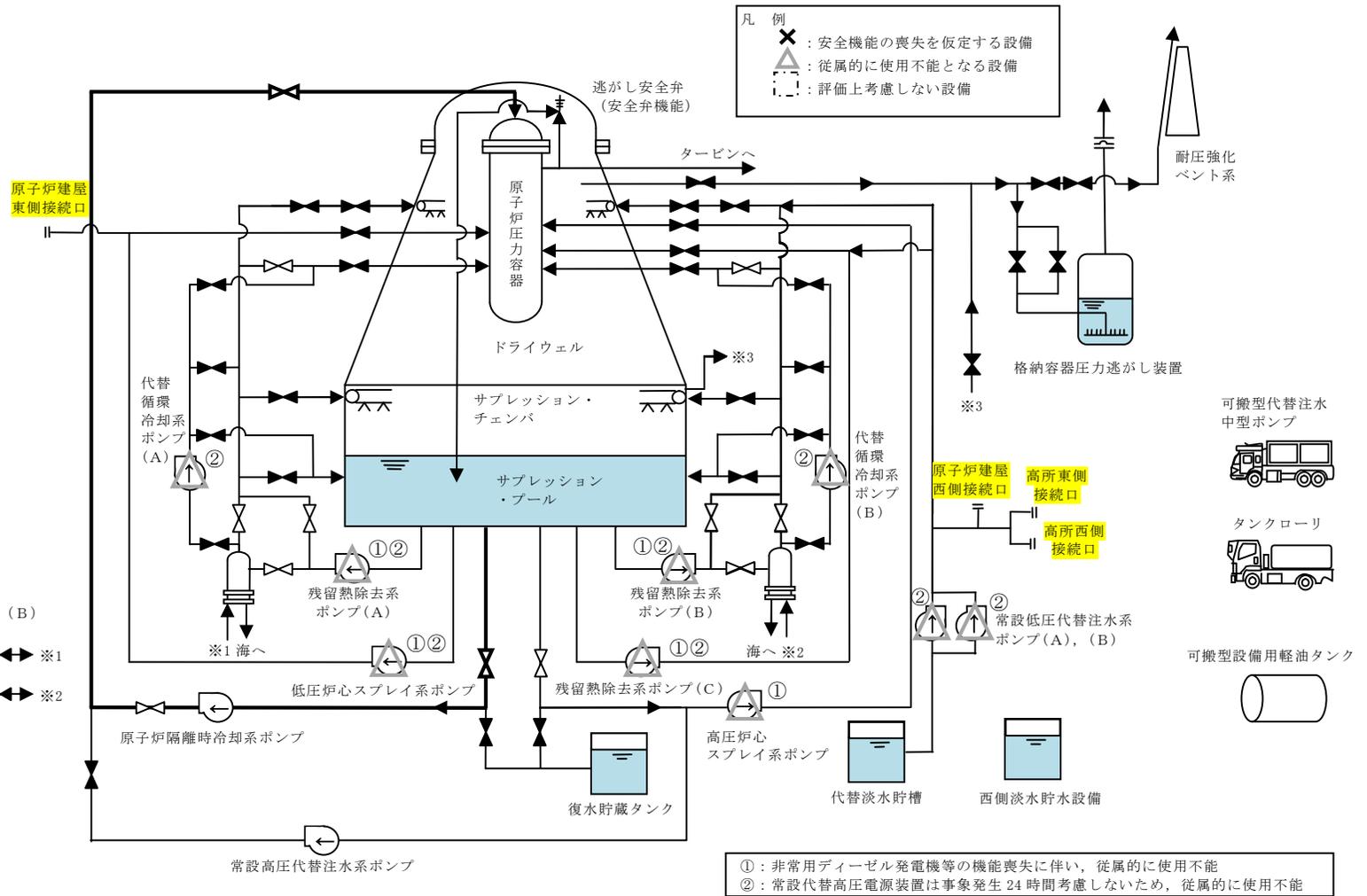
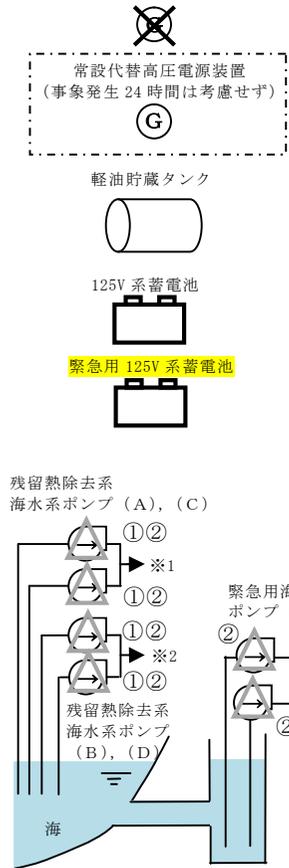
解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」において、所内常設直流電源設備、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）による原子炉注水、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並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機



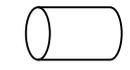
第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機

常設代替高压電源装置  
(事象発生 24 時間は考慮せず)

軽油貯蔵タンク



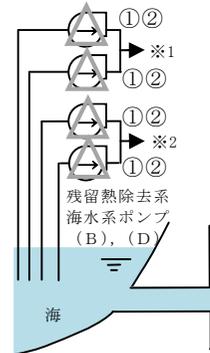
125V 系蓄電池



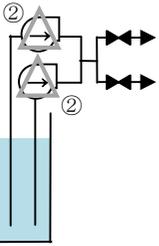
緊急用 125V 系蓄電池



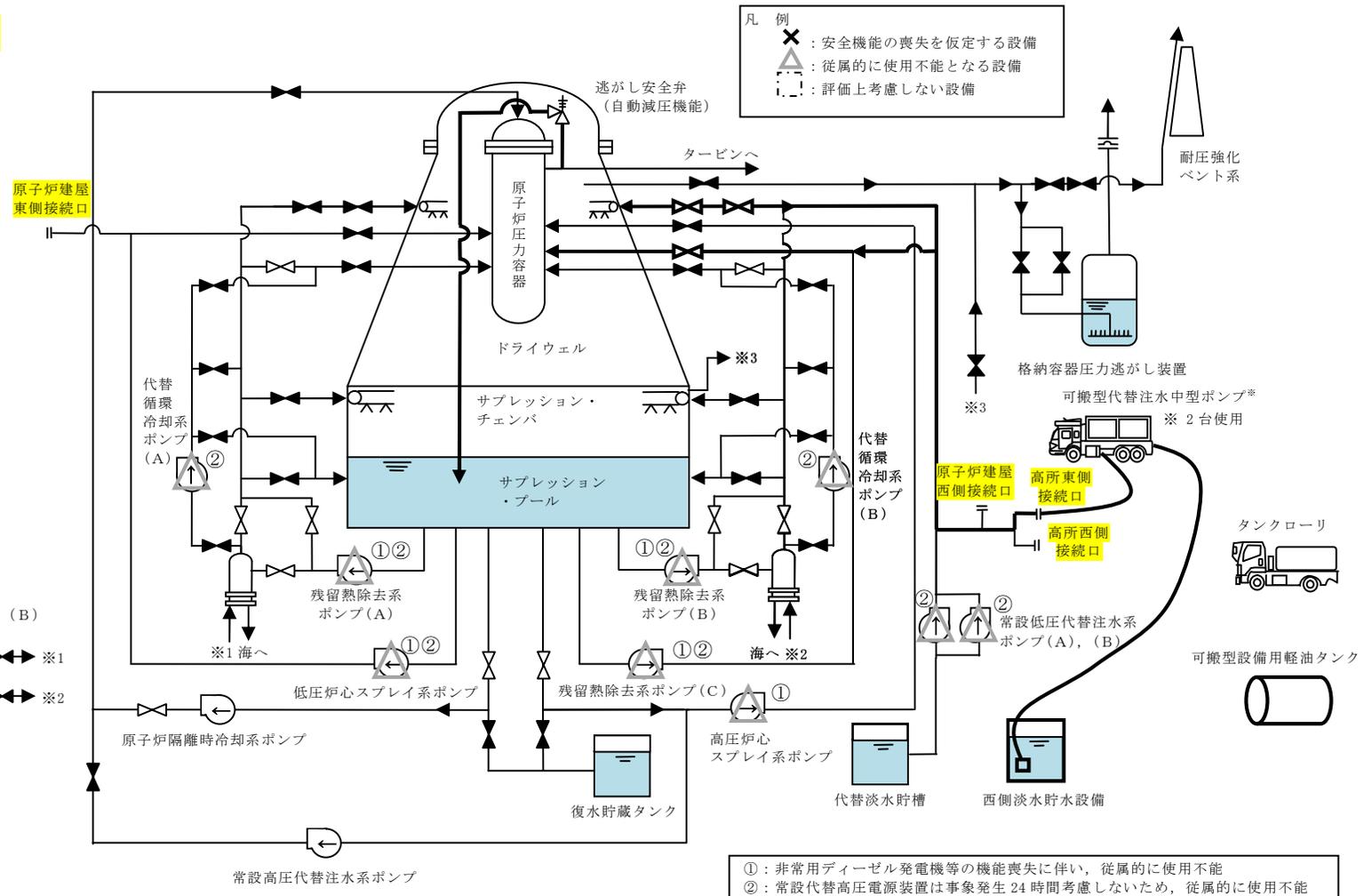
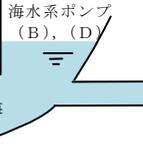
残留熱除去系  
海水系ポンプ (A), (C)



緊急用海水  
ポンプ (A), (B)

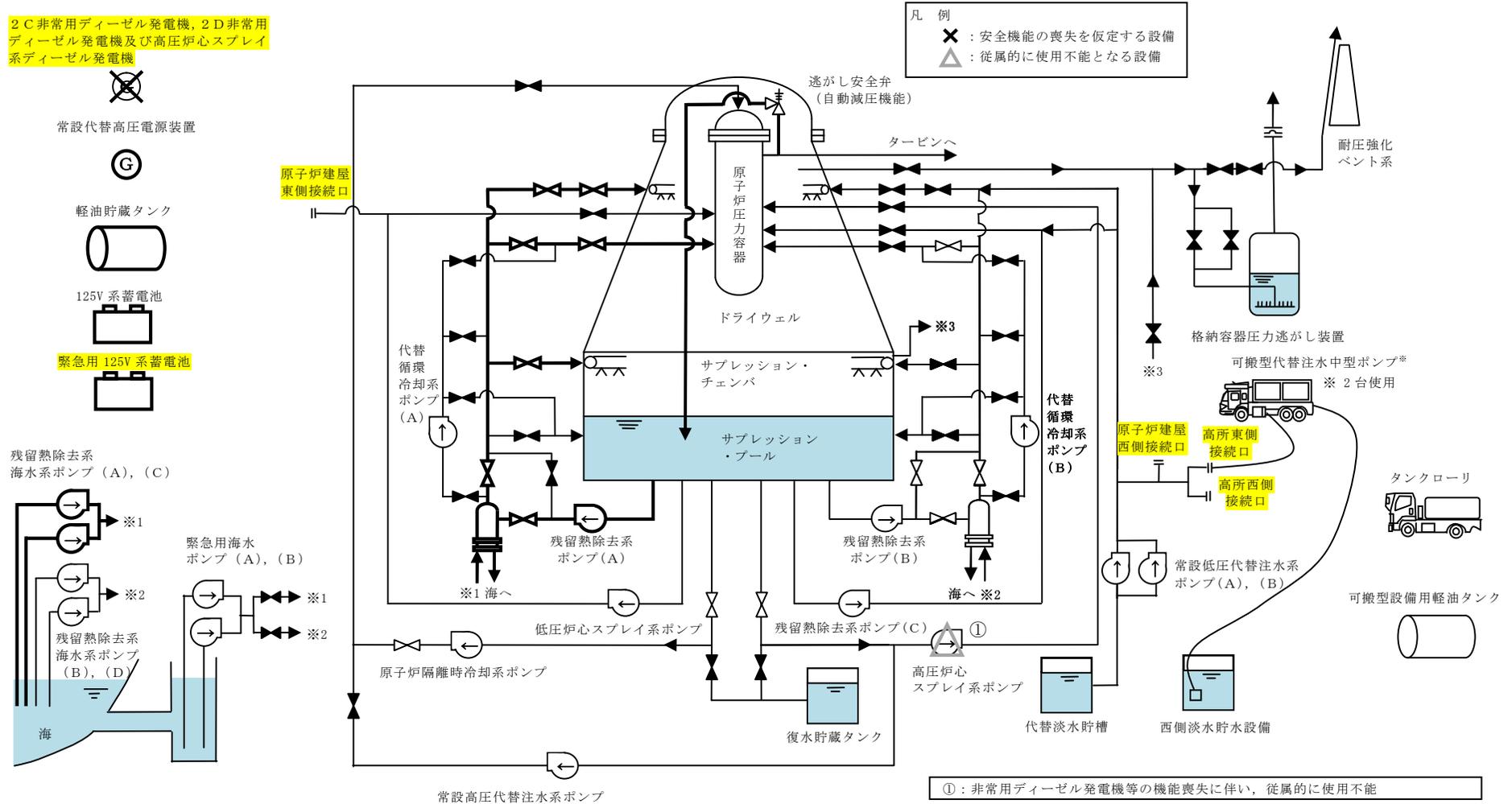


残留熱除去系  
海水系ポンプ (B), (D)



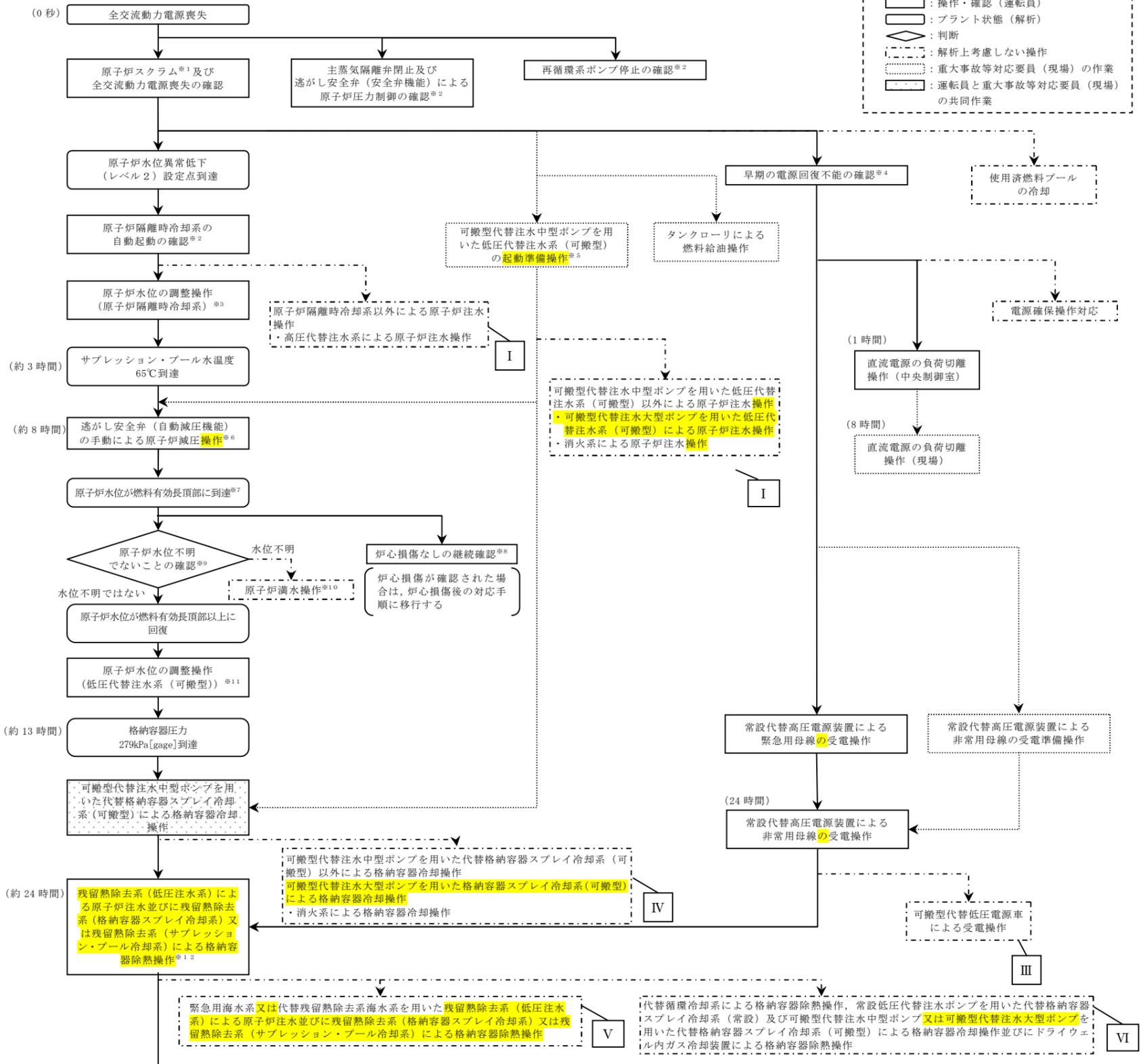
2.3.1-34

第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T/B) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水  
及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）  
 （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

(解析上の時刻)



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

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可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び消火系 (ディーゼル駆動) による原子炉注水も実施可能である。

III 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

IV 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注水大型ポンプを用いた格納容器スプレー冷却系 (可搬型) 及び消火系 (ディーゼル駆動) による格納容器冷却も実施可能である。

V 緊急用海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。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代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI 代替循環冷却系による格納容器除熱、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (常設) 及び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) 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代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレー冷却系 (可搬型)、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の緩和も可能である。

- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※4 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※5 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
- ※6 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 (原子炉が高压の場合は65℃) に到達又は超過した場合は、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後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※7 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※8 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
  - ・格納容器雰囲気放射線モニタ線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合
- ※9 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、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
- ※10 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・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。
- ※11 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) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※12 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水系) に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) に切り替える。

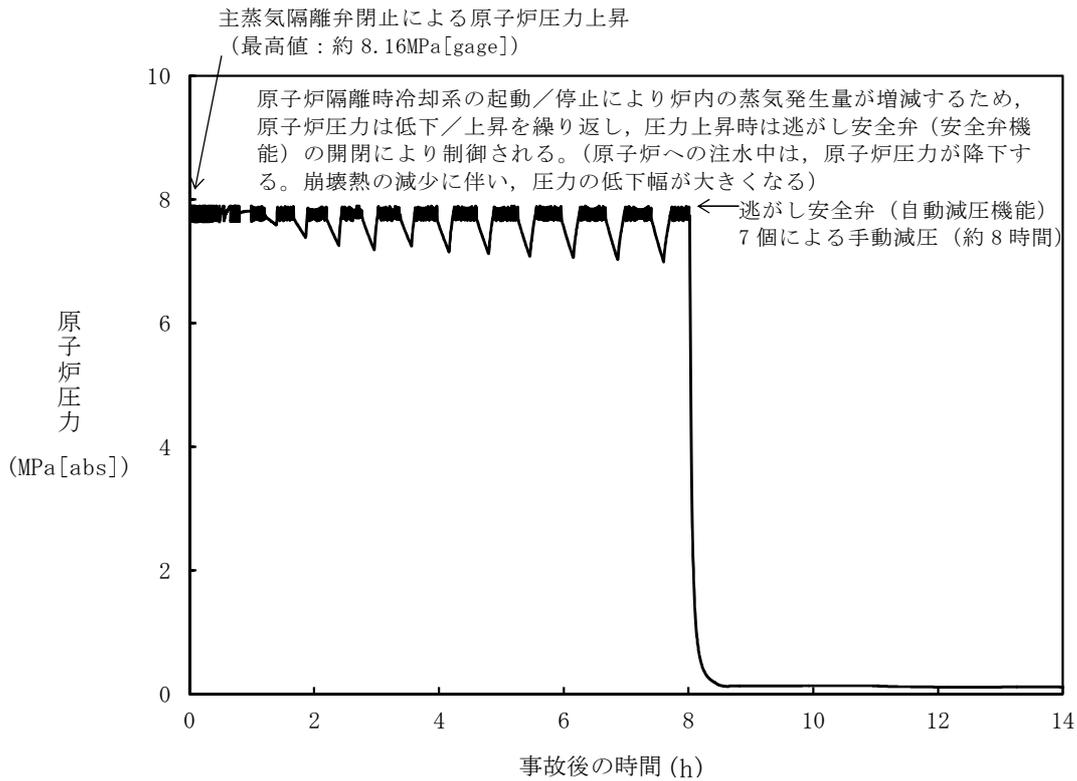
第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失 (長期 TB) の対応手順の概要

				経過時間（分）												備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120	
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 プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作（中央制御室）													
	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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●再循環系ポンプ停止の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●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</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分													
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持													
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分													
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（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	
所内常設直流電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作（不要負 荷の切離操作）	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作（中央制御室）	6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													
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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）による原子炉注水の系統構成操作	125分													

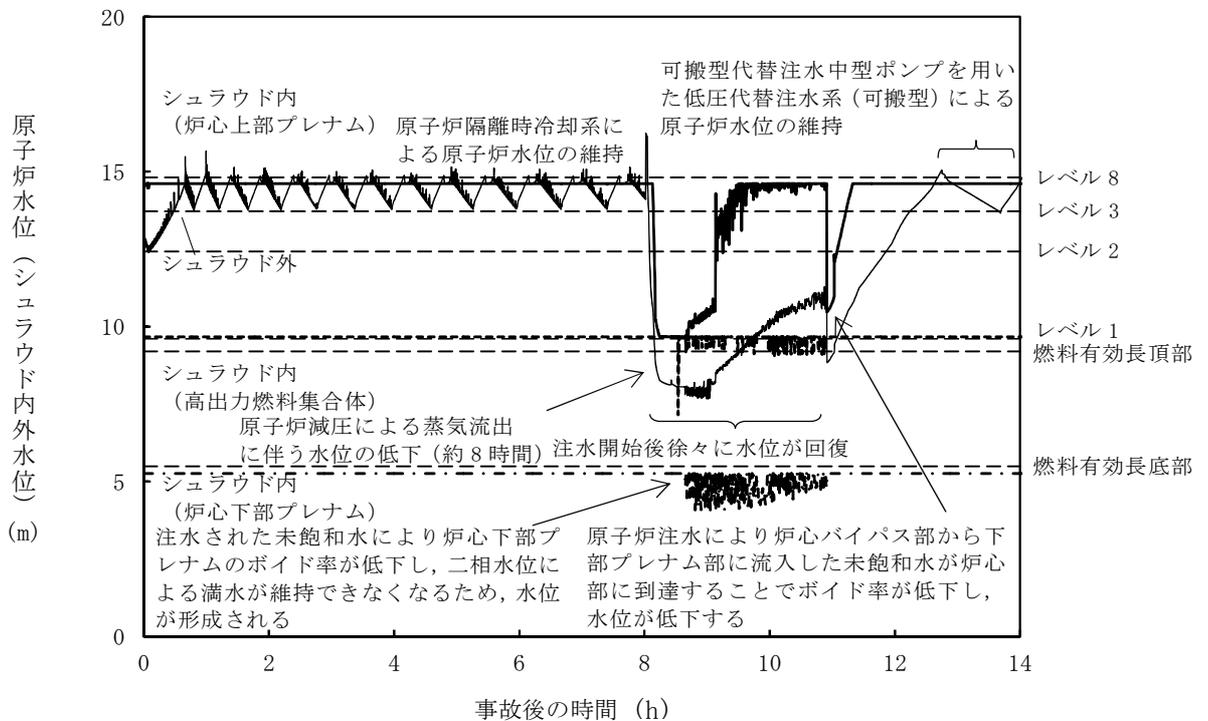
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(1/2)

				全交流動力電源喪失（長期TB）												
操作項目	実施箇所・必要員数			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		
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	8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） 8時間1分 原子炉減圧開始 約13時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイの交互運転開始											
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											
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	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後、適宜監視											
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）による原子炉注水の系統構成操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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）による原子炉注水の系統構成操作	125分											
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
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個の手動開放操作	1分											
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	-	【2人】 C, D	2人 （参集）	●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）による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整											
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	-	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作（現場）	50分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	-	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分											
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	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m	●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の系統構成操作	175分											
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	-	-	2人 （参集）	●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の調整操作	系統構成後、適宜流量調整											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分											
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】 B	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）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	4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・プール冷却への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●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	20分 15分											解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人													

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(2/2)

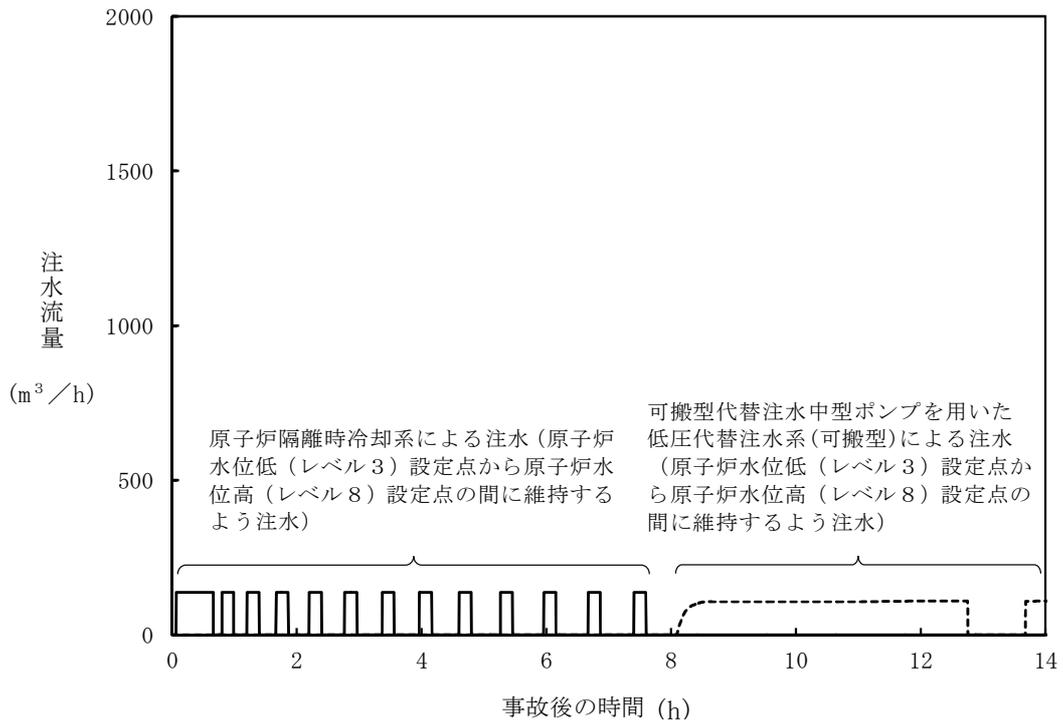


第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移

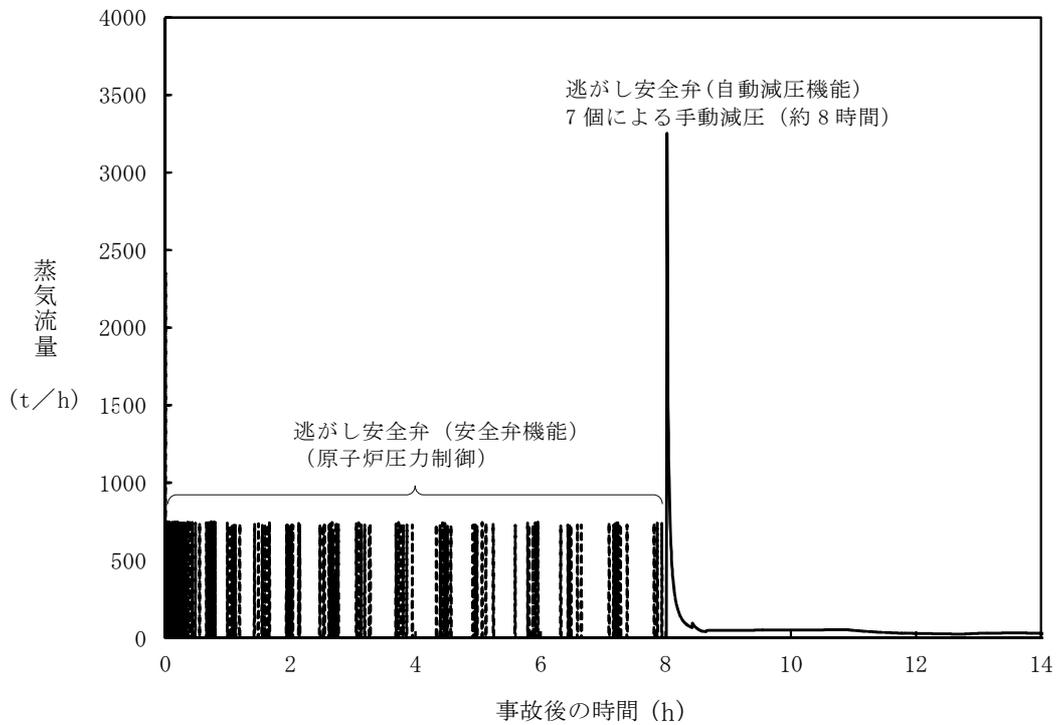


第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

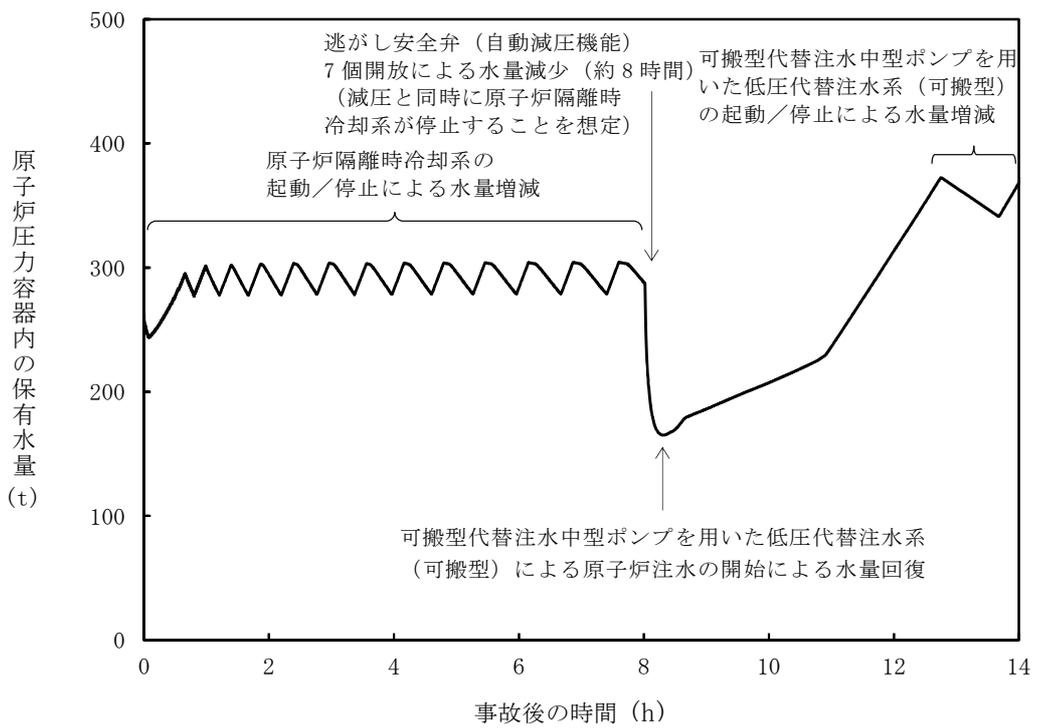
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。



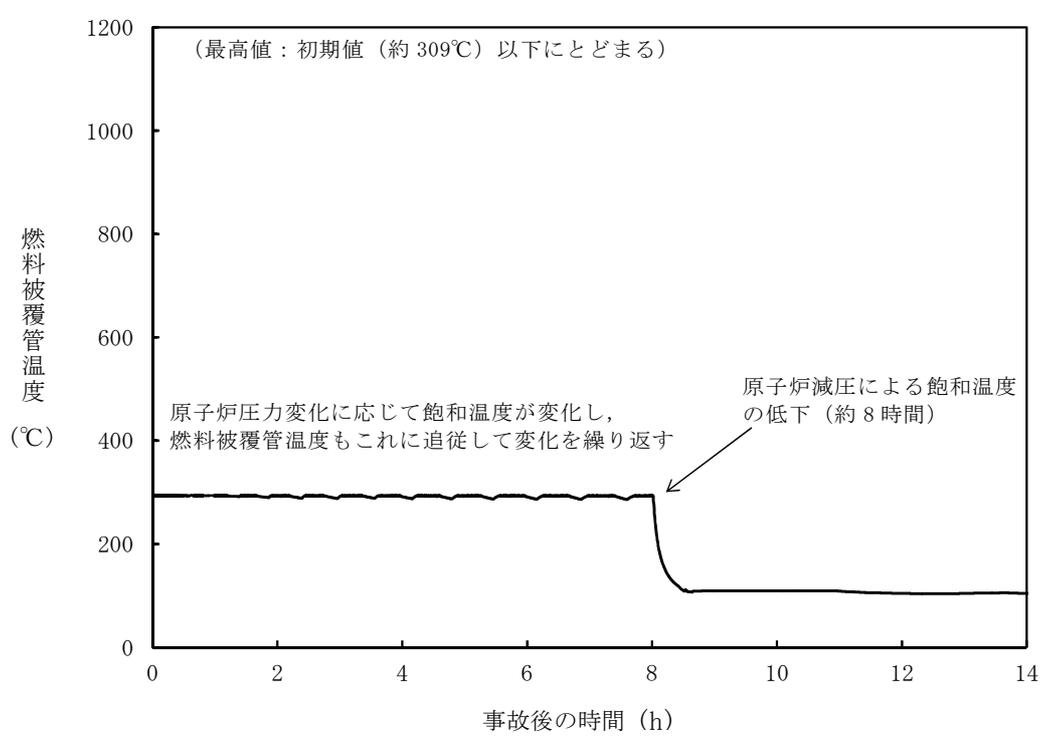
第 2.3.1-6 図 注水流量の推移



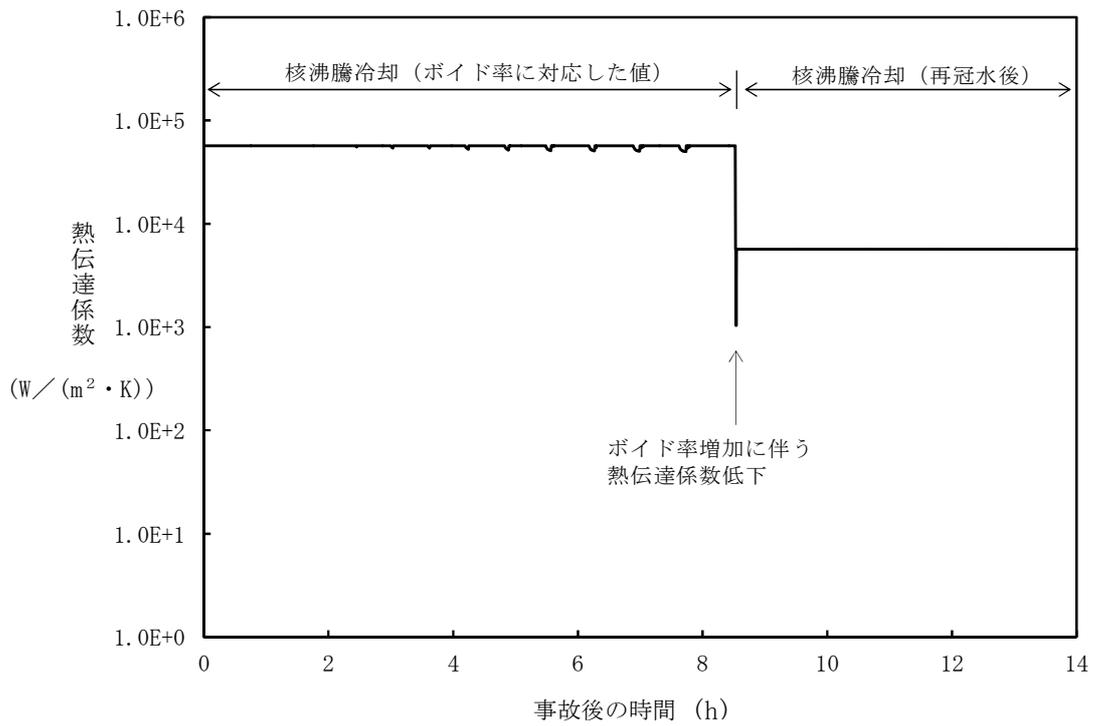
第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



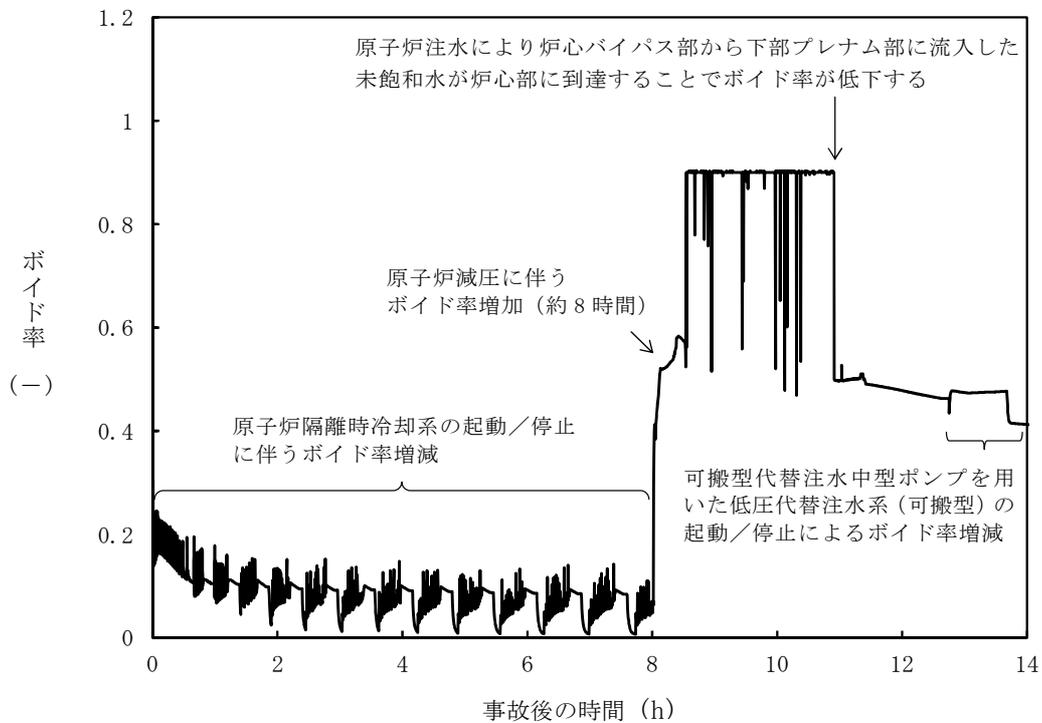
第 2.3.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



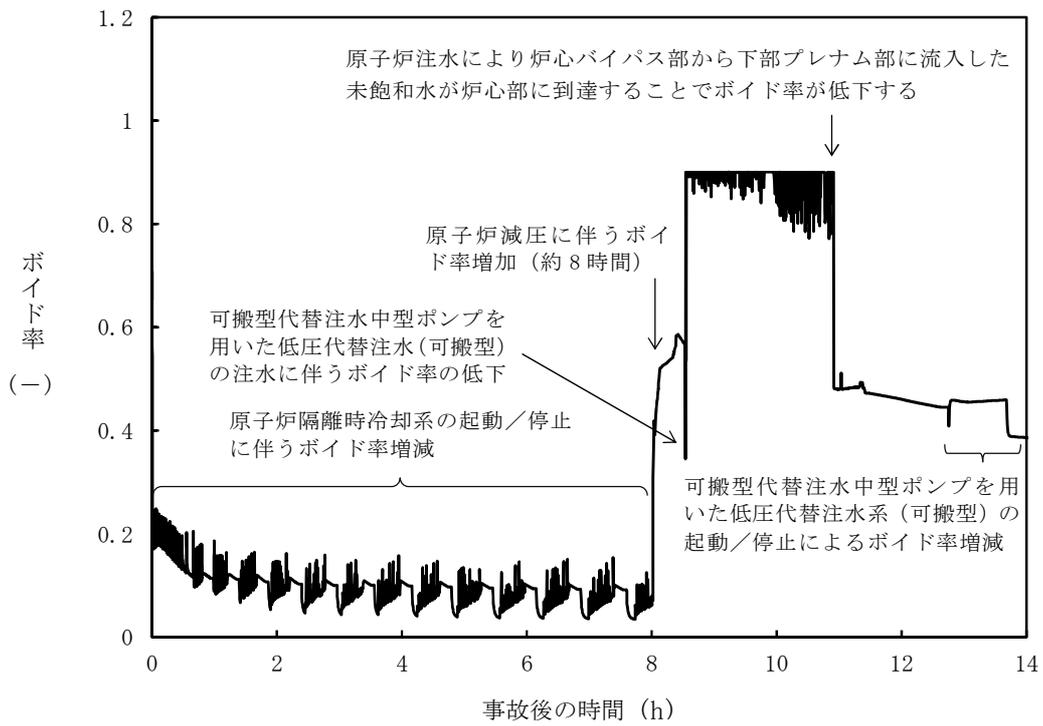
第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



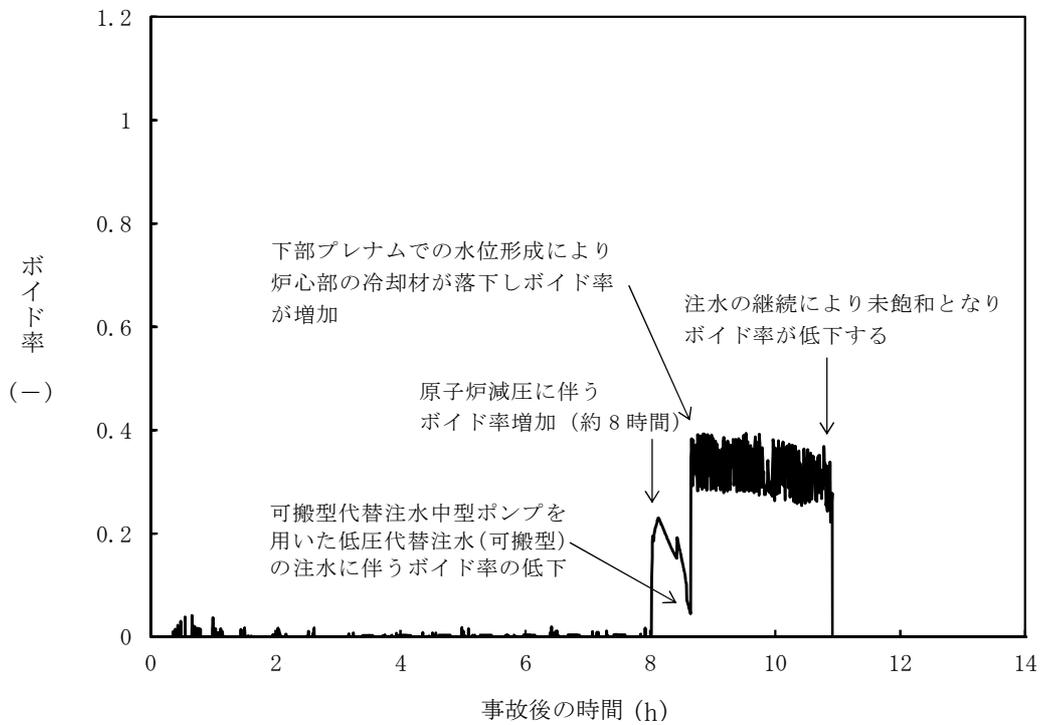
第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



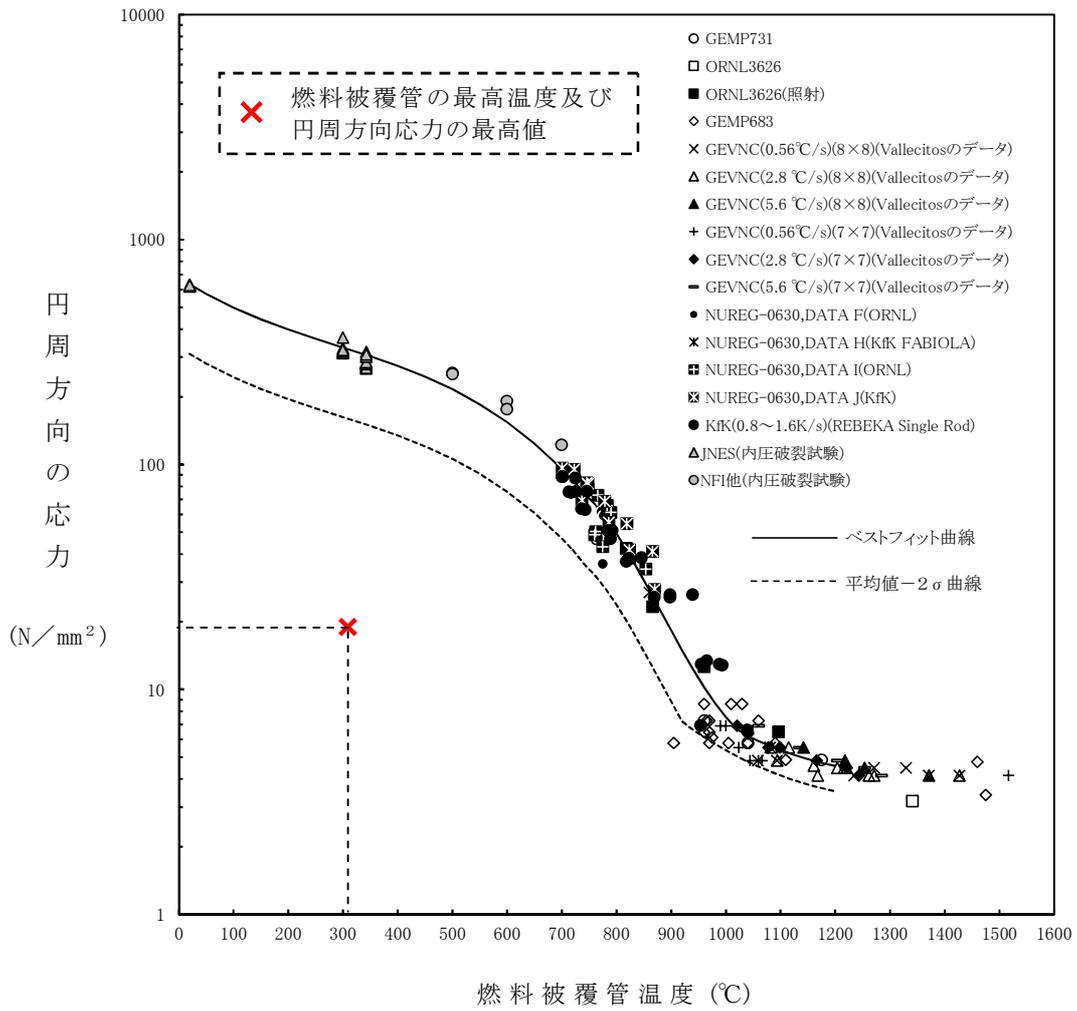
第 2.3.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



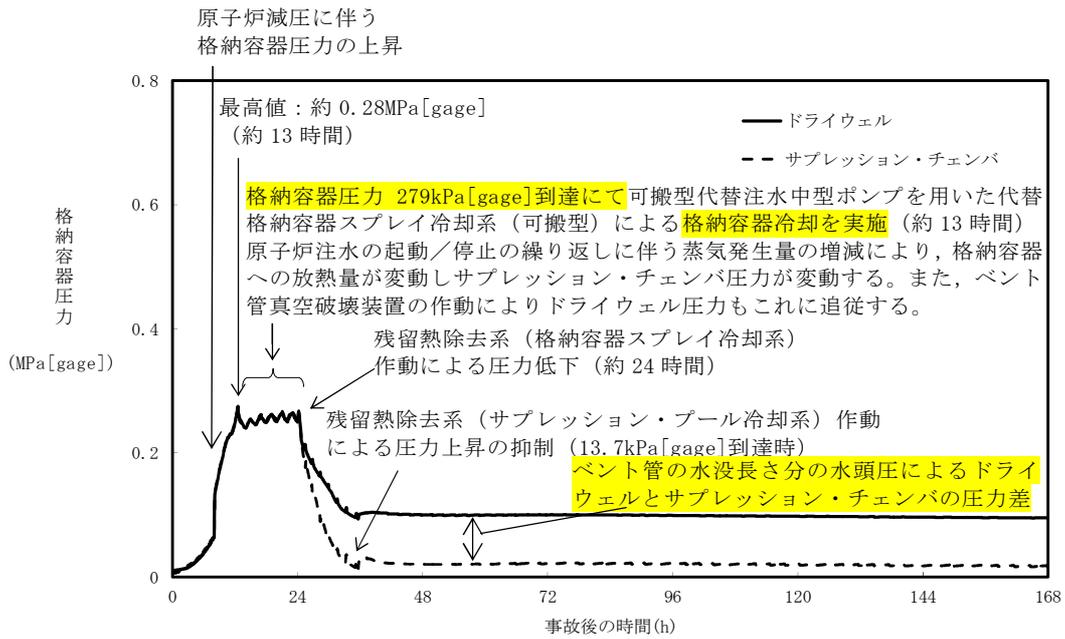
第 2.3.1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

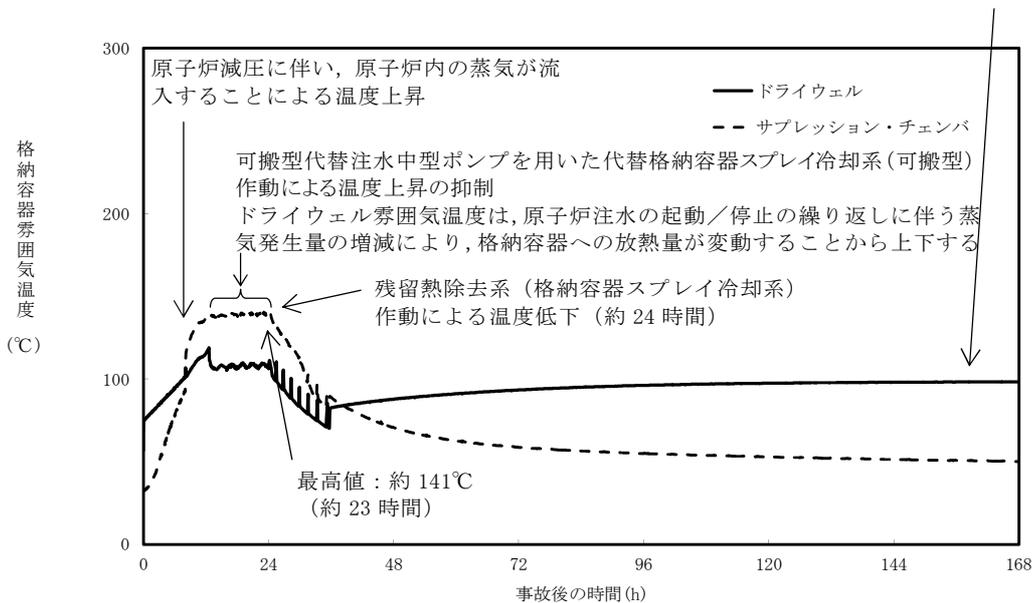


第 2.3.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

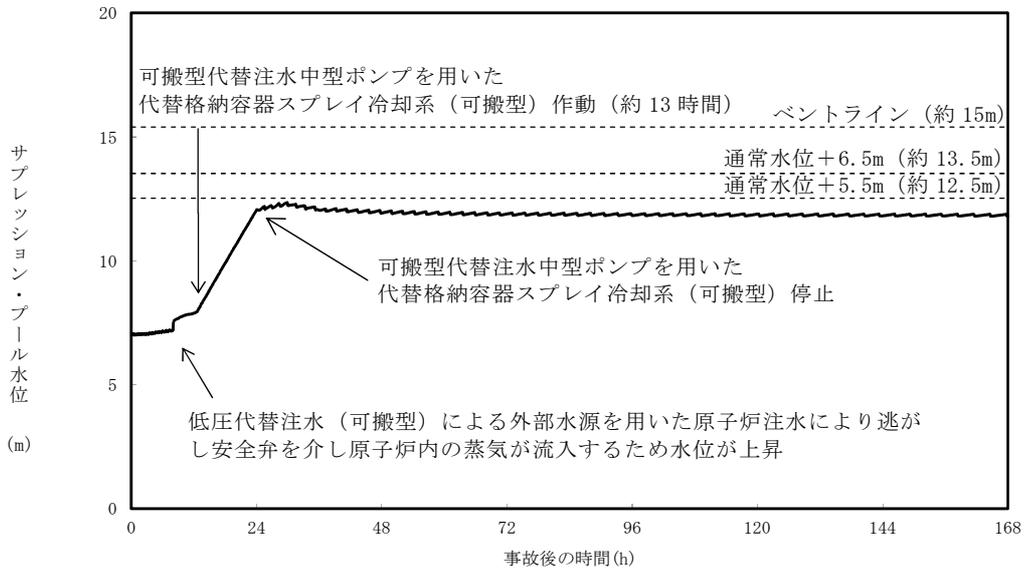


第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移

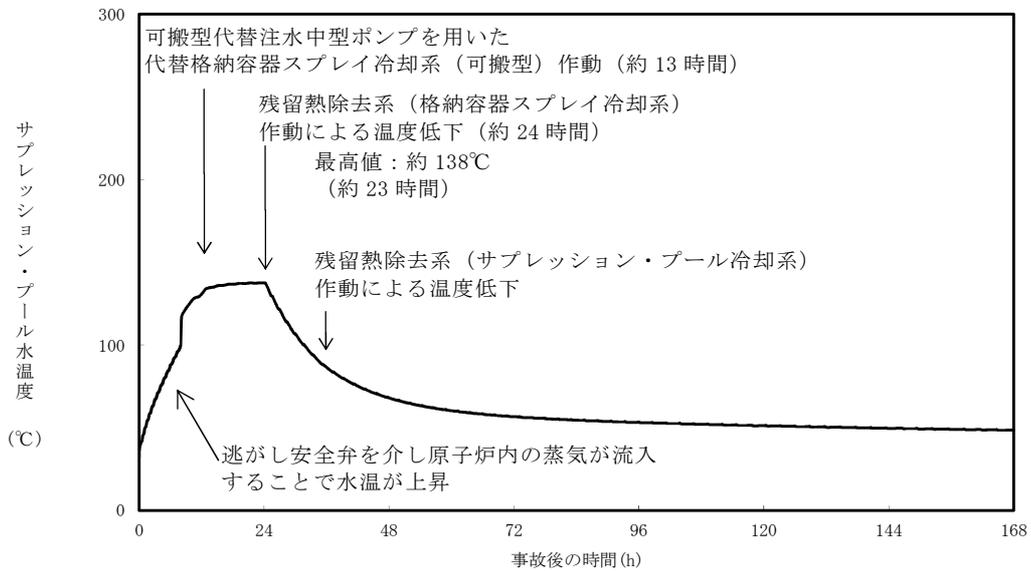
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）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
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプが停止したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池	—	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*
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池	—	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*

\* 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 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）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
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
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"> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> </ul>	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"> <li>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> <li>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）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> <li>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。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンペ 125V 系蓄電池	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） ドライウエル雰囲気温度* 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）*

■：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 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）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（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により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）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。</li> <li>以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 原子炉隔離時冷却系注水流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。</li> </ul>	125V 系蓄電池	—	—
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が <b>ドライウエル設計温度である</b> 171℃に近接したことを確認する。</li> <li>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を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 サプレッション・プール水位*

\* 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 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（4/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用 M / C 電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	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 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）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
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。</li> <li>・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）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。</li> <li>・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を実施する。</li> </ul>	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 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（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サブプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サブプレッション・プール水温度*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。</li> </ul>	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> </ul>	-	-	-

：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 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（1/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：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+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33Gwd/t 以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2/7）

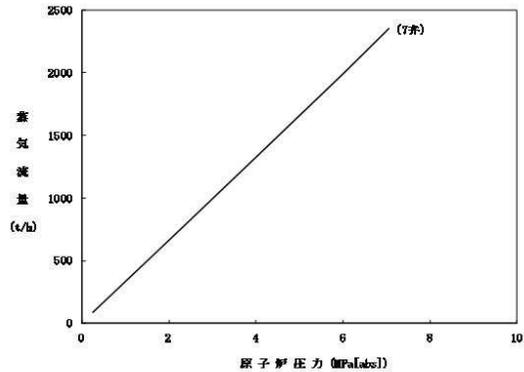
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール水温 度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 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	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3/7）

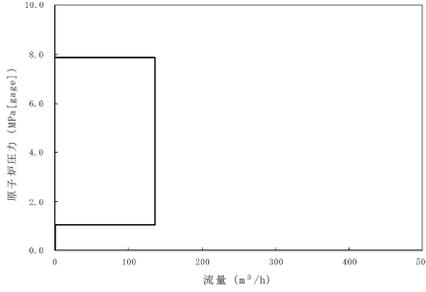
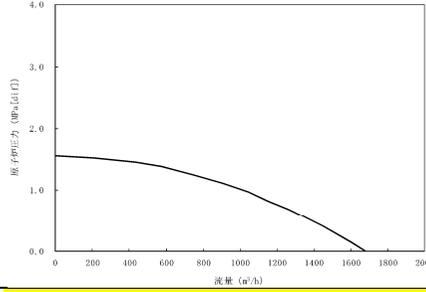
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（4/7）

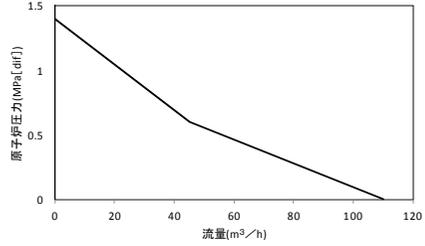
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h（1 個当たり） 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h（1 個当たり） 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h（1 個当たり） 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h（1 個当たり） 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h（1 個当たり）	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子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操作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
	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 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（5/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	<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> 
	残留熱除去系（低圧注水系）	<p>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除熱を実施</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：0m<sup>3</sup>/h～1,676m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]</li> </ul> <p>伝熱容量：約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃において)</p> <p>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</p> 

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（6/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定）	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（可搬型）	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、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え  スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）  伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	設計値を設定  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

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（7/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	直流電源の負荷切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（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））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水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	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
	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	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

## 1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり、次の機能を有している。

## (1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

## (2) 安全弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても、原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

### (3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「ドライウェル圧力高」のAND信号に120秒の時間遅れ後、低圧注水系が運転状態であることによりピストンを駆動して弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。18個の逃がし安全弁のうち、7個がこの機能を有している。

### (4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

第1表に、逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第1表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

(逃がし弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考 <sup>※1</sup>
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h) <sup>※2</sup>	備考 <sup>※1</sup>
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

※1：囲み文字は、逃がし安全弁 (自動減圧機能) を示す。

※2：吹出し圧力×1.03において

## 2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

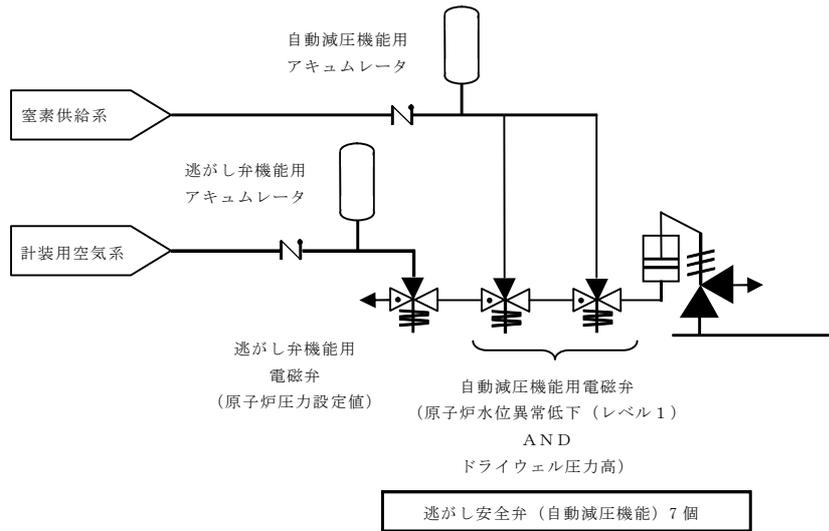
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、  
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給してアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（自動減圧機能）及びその他の逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

第2表 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

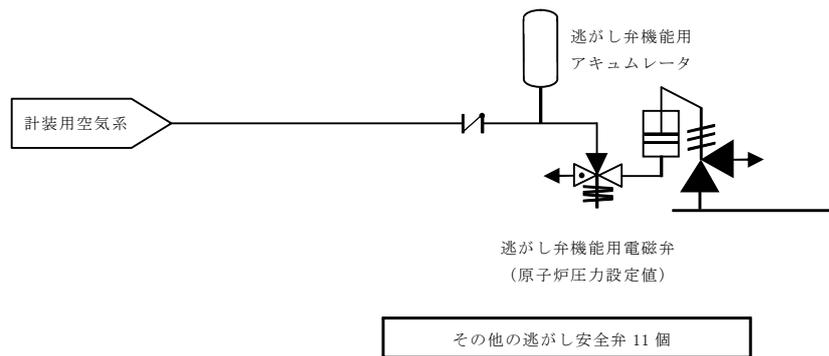
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (自動減圧機能)	1回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (250 リットル)	第1図 参照
	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (85 リットル)	
その他の 逃がし安全弁	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (85 リットル)	第2図 参照

逃がし安全弁のアクキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常系は非常用窒素供給系高圧窒素ポンペ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列からなる非常用窒素供給系より供給される。また、常用系と非常系との間にはタイラインを設け、通常時は非常系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。

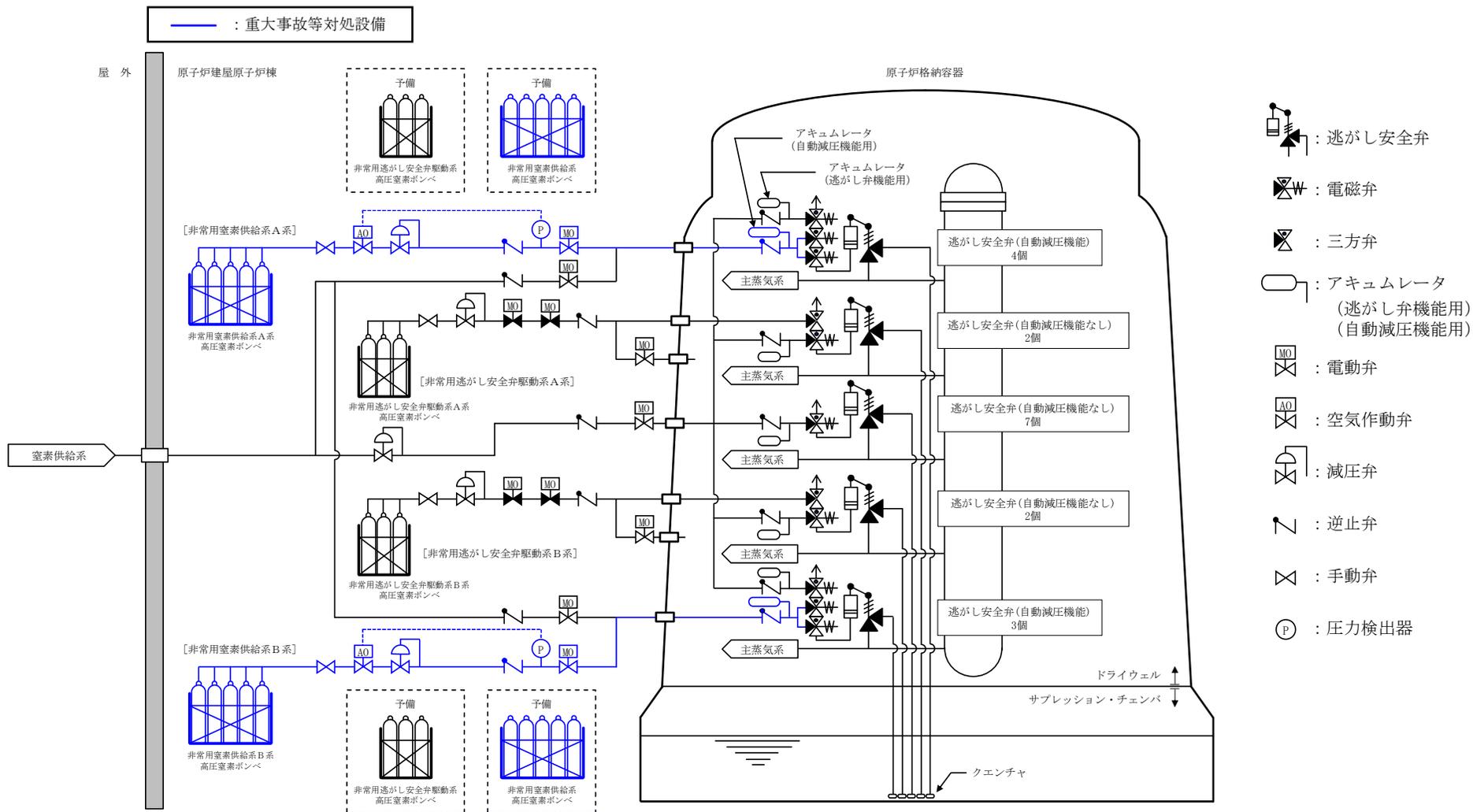
LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（自動減圧機能）のアクキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用窒素供給系高圧窒素ポンペから供給する。



第 1 図 逃がし安全弁（自動減圧機能）概略図



第 2 図 その他の逃がし安全弁概略図



第3図 非常用室素供給系 系統概要図

高压窒素ポンベの容量は、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個（A系4個，B系3個）を開弁させた後，7個を7日間開保持させるために必要な窒素ガスを基に，必要ポンベ本数を確保している。

1系列当りの必要ポンベ個数は以下のとおり。

#### 【窒素ガス消費量】

非常用窒素供給系1系列を重大事故等の供

給圧力まで加圧するための消費量 : 1,880[NL]

逃がし安全弁（自動減圧機能）4個を作動す

るための消費量 : 970[NL]

逃がし安全弁（自動減圧機能）4個を7日間

開保持するための消費量 : 19,032[NL]

---

合計 : 21,882[NL]

#### 【高压窒素ガスポンベによる供給量】

$$\begin{aligned}
 S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa( abs )}] - P_2[\text{MPa( abs )}])}{P_N[\text{MPa( abs )}]} \times V_b[\text{L/本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(P_1[\text{MPa[ abs ]}] - P_2[\text{MPa[ abs ]}])}{0.101325[\text{MPa[ abs ]}]} \times V_b \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(14.8 [\text{MPa[ abs ]}] - 5.1[\text{MPa[ abs ]}])}{0.101325[\text{MPa[ abs ]}]} \times 46.7 \left[ \frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= 4,471[\text{NL/本}] \times M[\text{本}]
 \end{aligned}$$

ここで，

$S_b$  : 高压窒素ポンベ供給量 [NL]

$P_1$  : 高压窒素ポンベ初期充填圧力 = 14.8 [MPa ( abs ) ]

$P_2$  : 高圧窒素ポンベ交換圧力 = 5.1 [MPa (abs)]

$P_N$  : 大気圧 = 0.101325 [MPa (abs)]

$V_b$  : 高圧窒素ポンベ容量 (46.7[L/個])

$M$  : 高圧窒素ポンベ必要個数[個]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量( $S_b$ )が必要であり,

$$S_b > 21,882$$

上記の関係式より

$$4,471 \times M > 21,882$$

$$M > 4.9 \text{ [個]} \rightarrow 5 \text{ [個]}$$

非常用窒素供給系(A系 : 5個, B系 : 5個)及び予備の高圧窒素ポンベ (10個) とともに必要容量を確保している。

### 3. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る解析と実際の運用の違い

有効性評価では、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力（7.79MPa [gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実際の運用としては、サプレッション・プール水温度の上昇を周方向で均一にするために、運転手順に基づき温度を監視しながらなるべく離れた排気管クエンチャ位置の逃がし安全弁を順次開放することとしている。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）のみに限定しても同様の操作が可能である。なお、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力の弁 2 個のみで圧力制御される場合においても、第 4 図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから、原子炉から放出される蒸気が 1 箇所に偏らないように考慮されている。

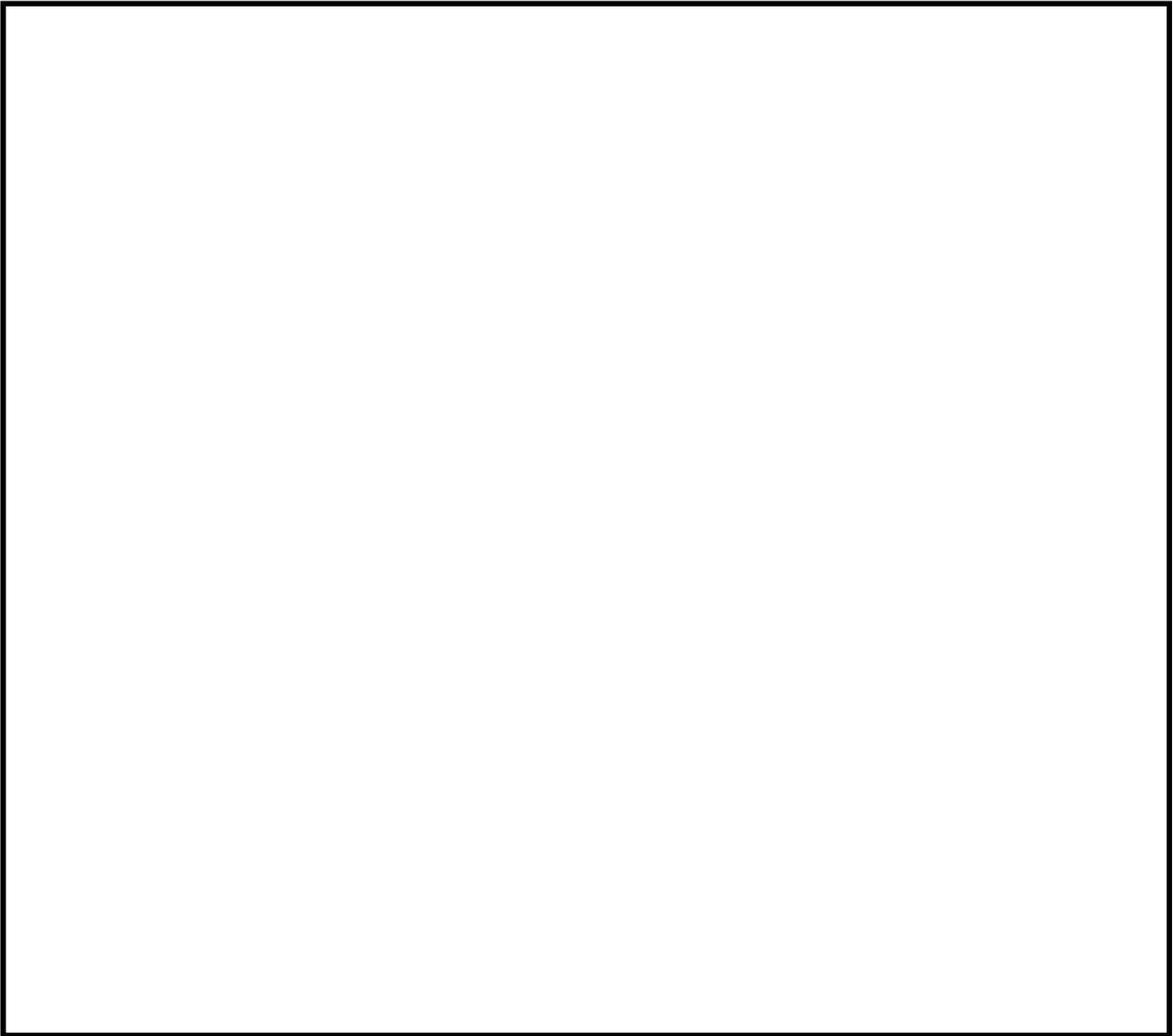
### 4. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 5 部 MAAP 別添 1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて、温度成層化の発生の可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第 4 図及び第 5 図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Xクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所 4 号炉と同様な位置関係である。また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉減圧状態

を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生の可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバの底部から約 2.2m 程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所 2 号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。



第4図 サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図



第5図 逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系  
排気スパージャの配置図

## 蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、125V系蓄電池A系、125V系蓄電池B系、125V系蓄電池HPCS系の3系統、中性子モニタ用蓄電池A系及びB系の2系統、常設代替直流電源設備として、緊急用125V系蓄電池の1系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、直流125V主母線盤2Aに接続されており、125V系蓄電池A系より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間後に中央制御室内にて、電源供給開始から8時間後には現場分電盤にて負荷の手動切離しを行うことで、その後16時間にわたり原子炉隔離時冷却系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約5,284Ahであることに對し、125V系蓄電池A系の容量が6,000Ah<sup>\*1</sup>であることから、24時間<sup>\*2</sup>にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続のための電源供給が可能である。(第1図)

また、重大事故等の対応に必要な計装設備については、緊急用直流125V主母線盤に接続されており、緊急用125V系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24時間<sup>\*1</sup>にわたり必要な計装設備に電源供給が可能である。

上記に必要な負荷容量が約3,043Ahであることに對し、緊急用125V

系蓄電池の容量が 6,000Ah<sup>※1</sup>であることから、24 時間にわたり電源供給が可能である。(第 2 図)

※1 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることから、必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

※2 全交流動力電源装置(長期 T B)においては事象発生 8 時間後、全交流動力電源喪失(T B P)においては事象発生 3 時間後に原子炉隔離時冷却系を停止し、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)による原子炉注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

(1) 所内常設直流電源設備の仕様

名称：125V 系蓄電池 A 系

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋付属棟中 1 階

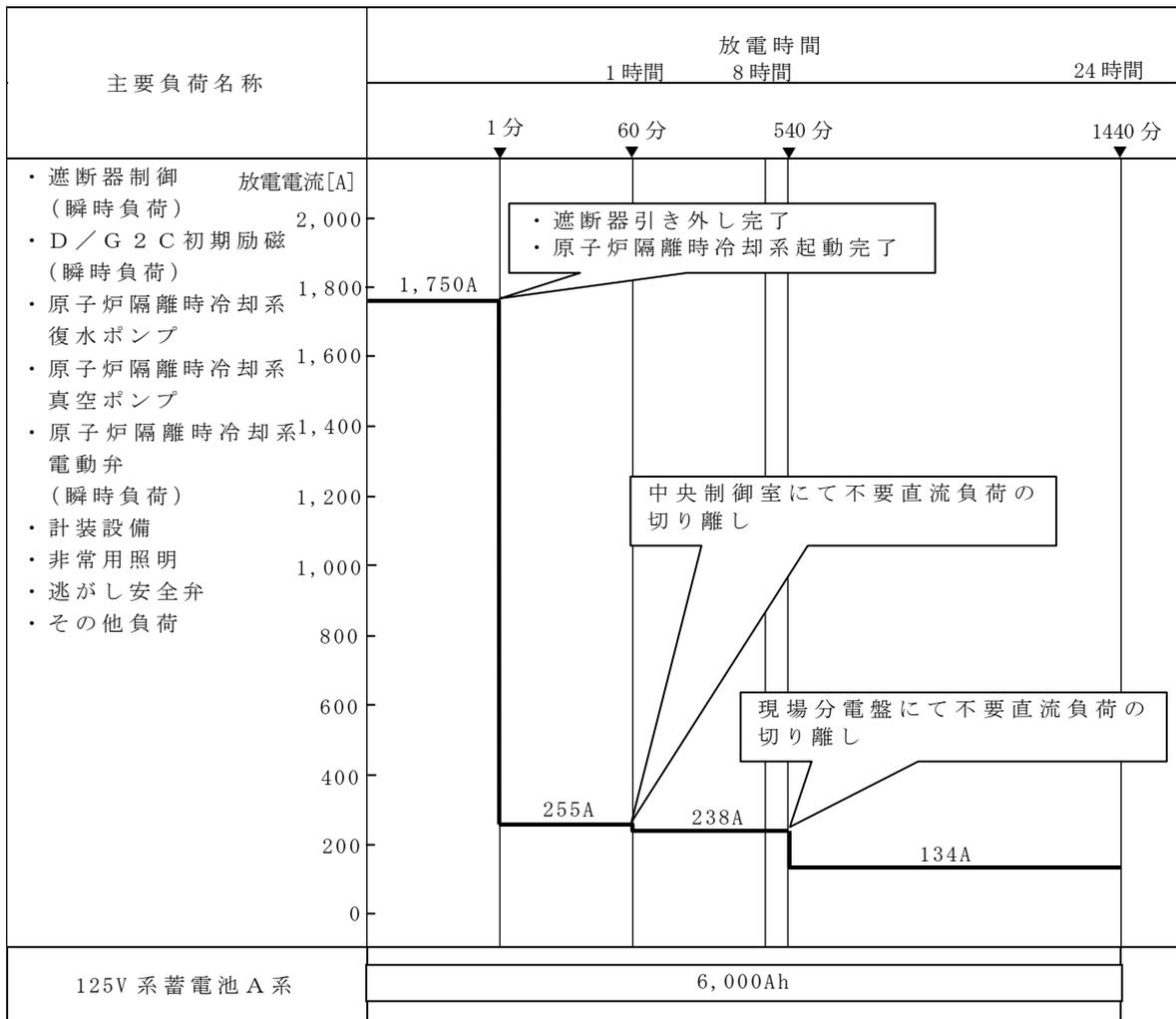
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用 125V 系蓄電池

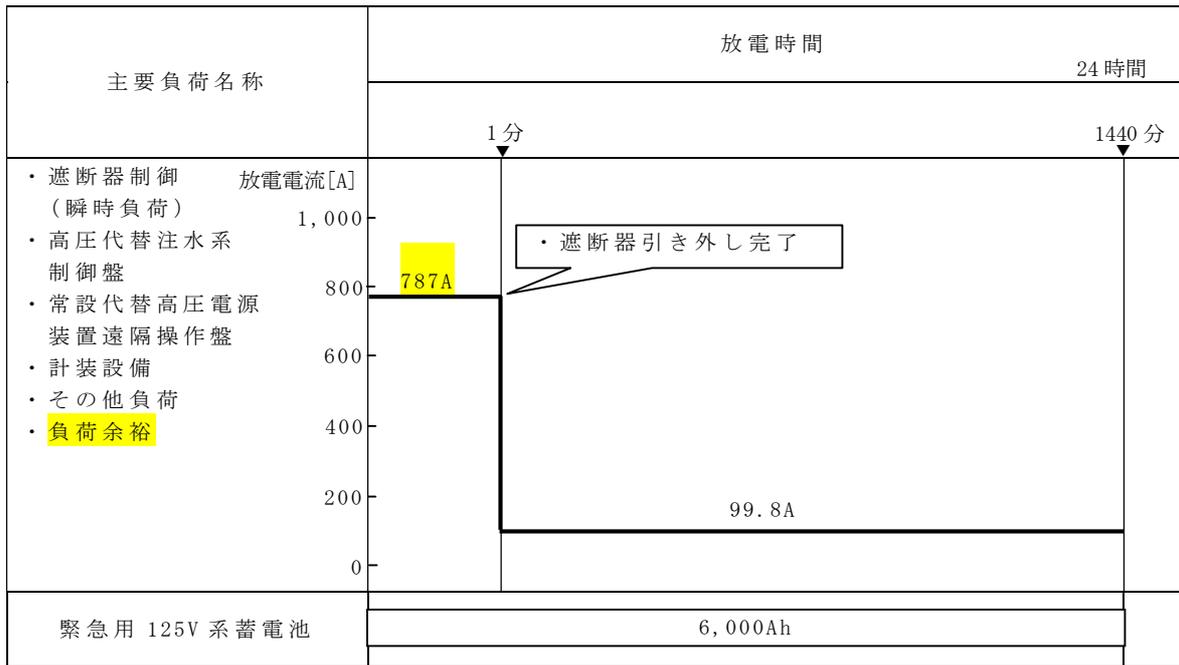
型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 125V 系蓄電池 A 系 負荷曲線



第 2 図 緊急用 125V 系蓄電池 負荷曲線

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

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期 T B）では、約 8 時間の原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。

原子炉隔離時冷却系の起動から約 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機があるが、これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.1.2 にて確認している。

事故時には直流電源の容量以外にも、サブプレッション・チェンバ圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が、原子炉隔離時冷却系の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（第 1 表参照）。

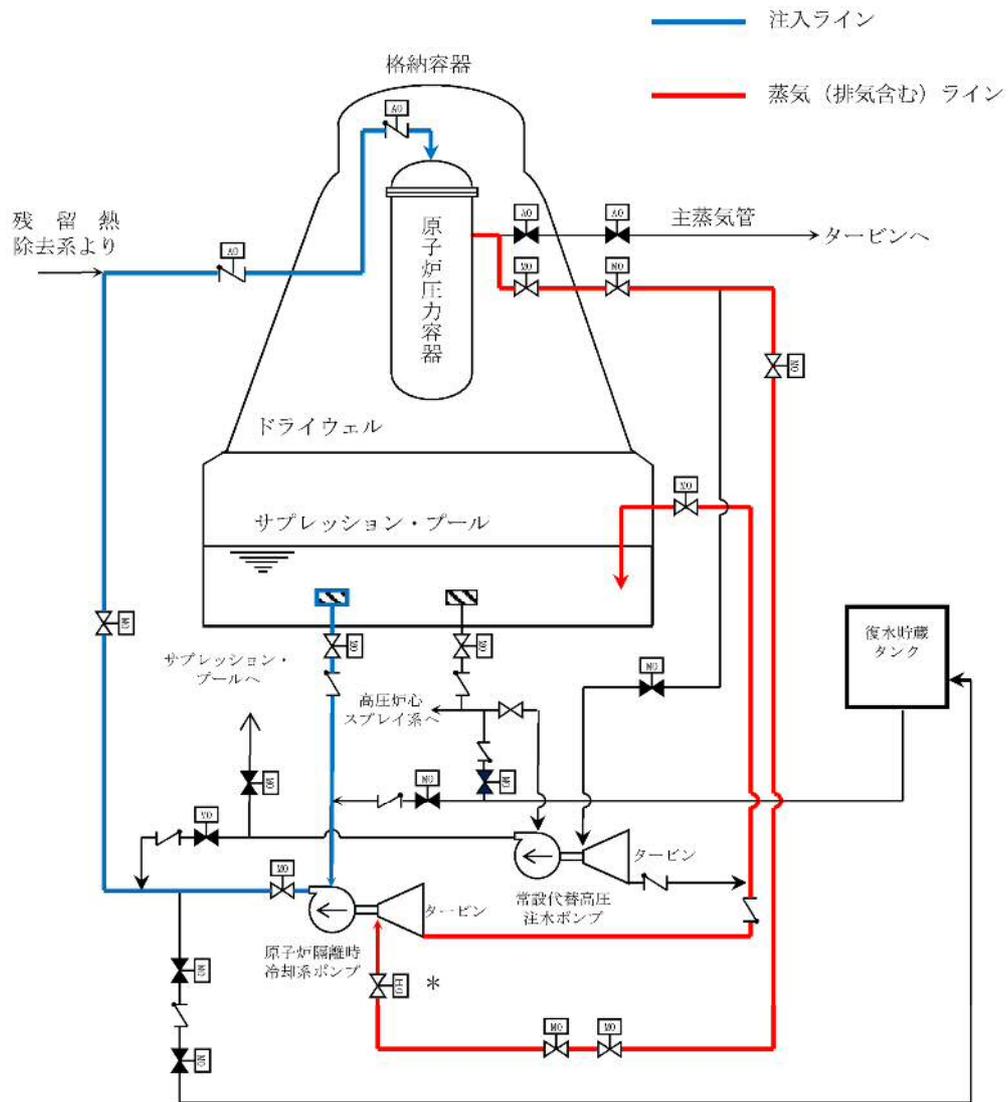
第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，原子炉隔離時冷却系ポンプのキャビテーションが発生し，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後 8 時間での水温は約 100℃となる。（第 3 図） この時の原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭（N P S H）は約 6.4m まで低下するが，原子炉隔離時冷却系ポンプの必要 N P S H である約 5.8m に対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから，サプレッション・プール水温度の上昇により，軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	ポンプ軸受の潤滑油温度は，冷却器の設計上，潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温度より [ ] 高くなるが，潤滑油の許容温度である [ ] 未満となるため，軸受の冷却が阻害されることはない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，復水器が機能停止に至り，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービンランド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが，差は極わずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

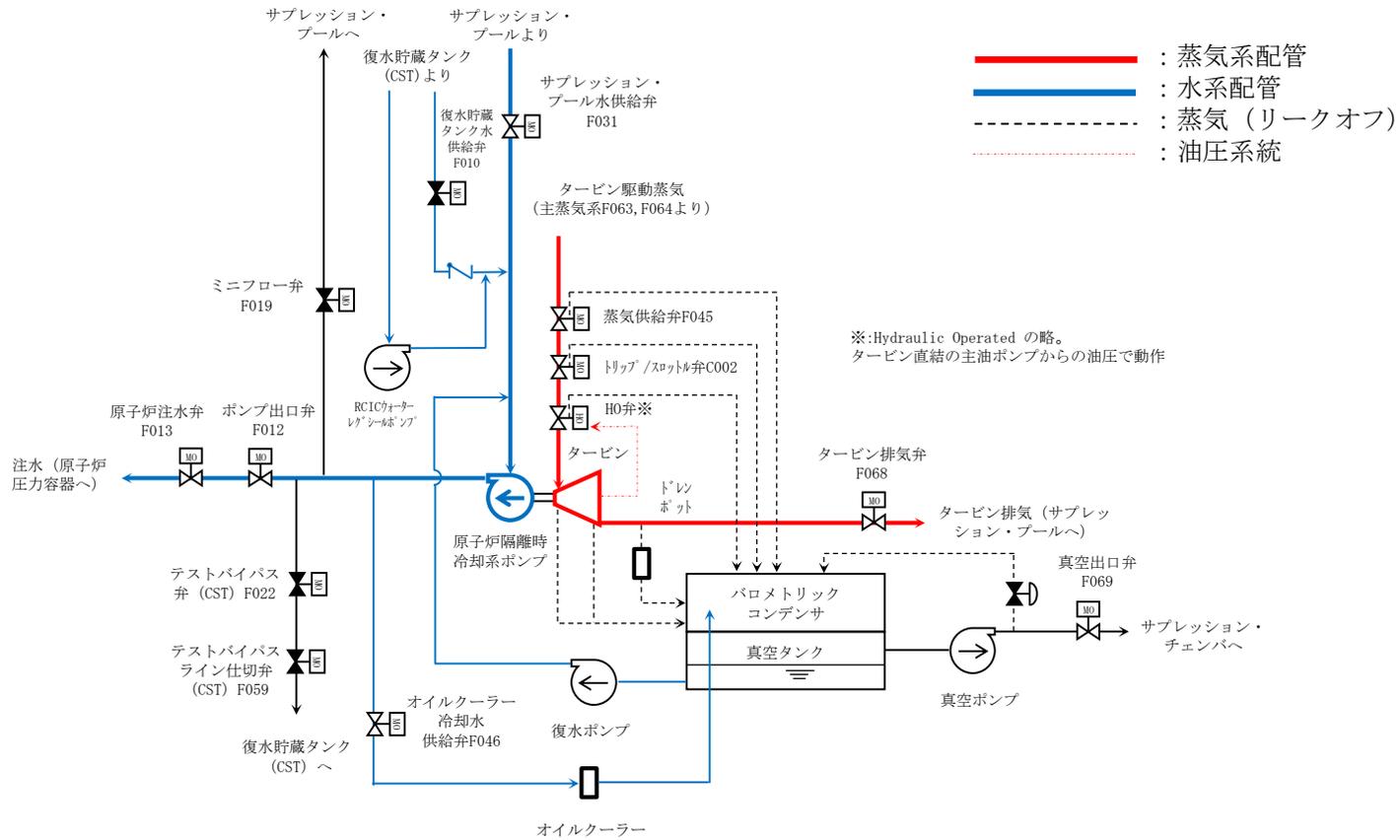
第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力 0.172MPa[gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から 8 時間後の圧力は約 0.07MPa[gage]であり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(第 4 図)したがって、サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度が 65.6℃を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃（初期室温 40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 37℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

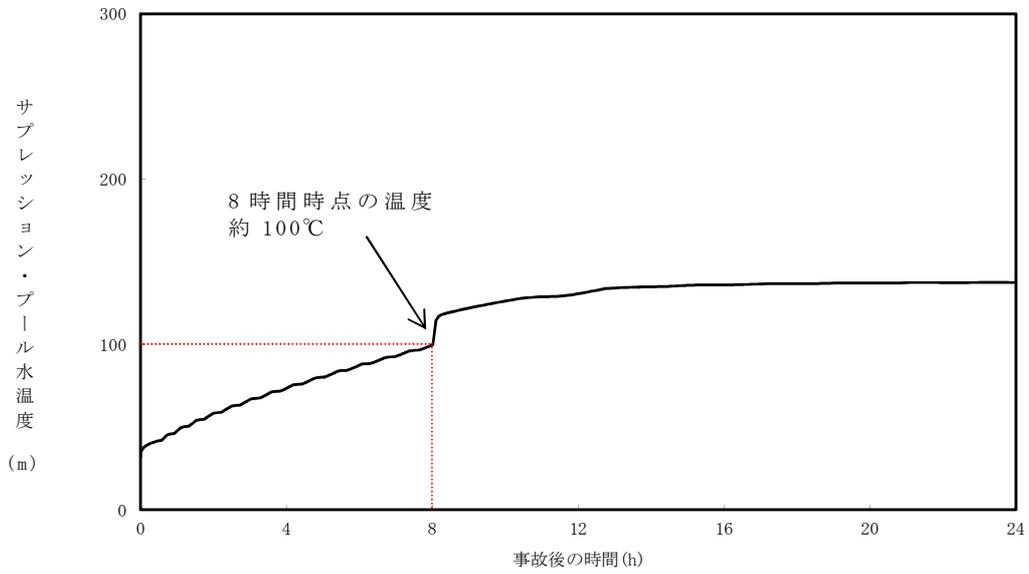


\* : Hydraulic Operated の略。  
油圧作動弁をさす。

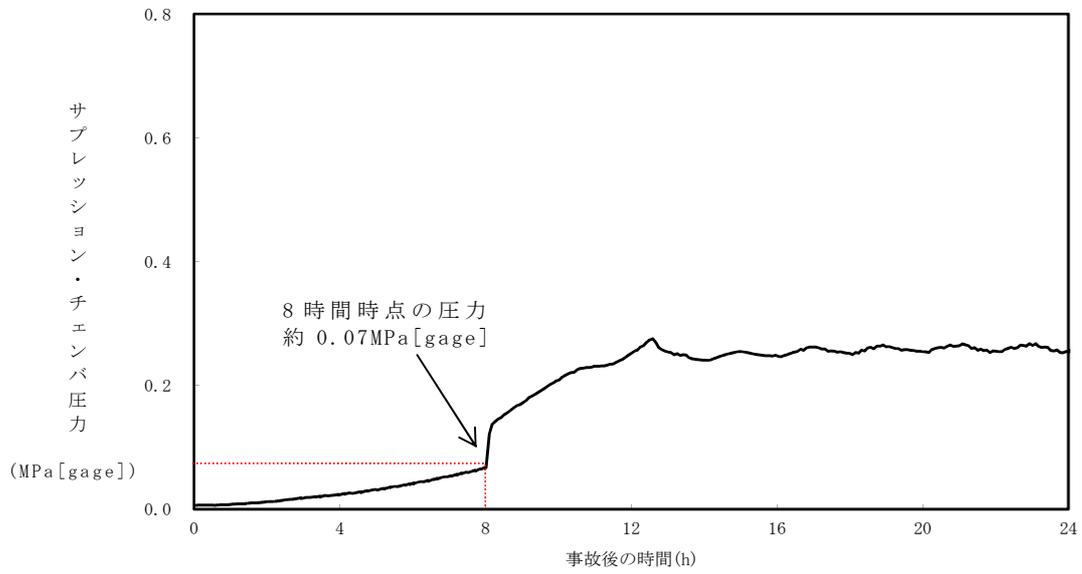
第 1 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



第 2 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ周り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 4 図 サプレッション・チェンバ圧力の推移

## サプレッション・プール水温度上昇時の N P S H 評価について

サプレッション・プール水温度が 120℃, 150℃, 200℃における N P S H 評価を実施し, 第 2 表のとおり, いずれの温度に対しても有効 N P S H が必要 N P S H を上回ることを確認している。

第 2 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ N P S H 評価

サプレッション・ プール水温度	120℃	150℃	200℃
有効 N P S H	6.41m	6.46m	6.53m
必要 N P S H	5.8m	5.8m	5.8m

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における

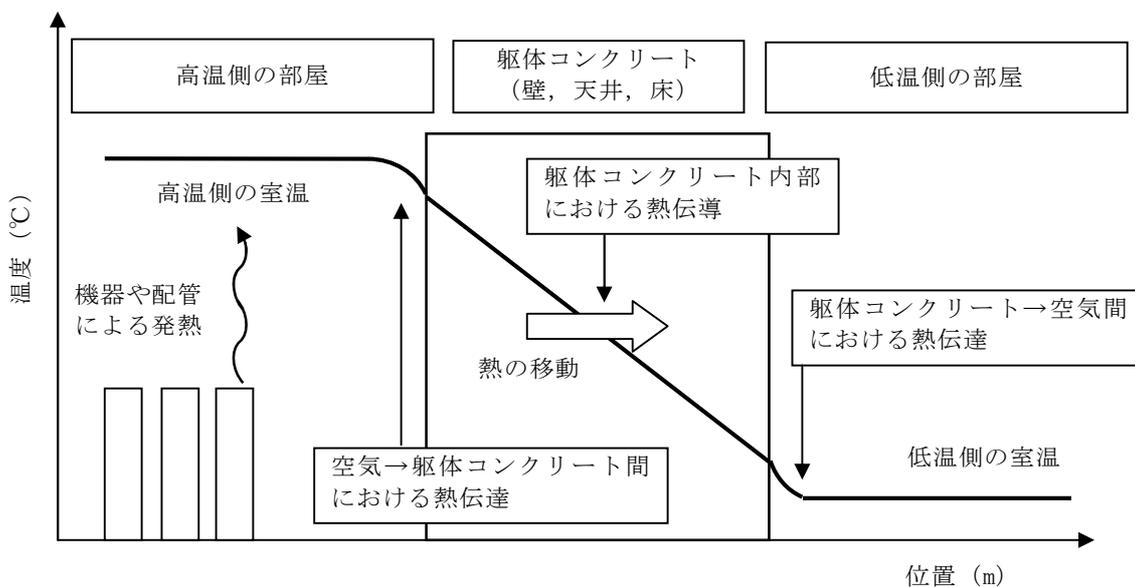
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 5 図参照）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第 5 図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 評価対象とする部屋の条件

a. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室

- ・初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・容 積：556m<sup>3</sup>
- ・熱 容 量：574.5kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・発熱負荷：第3表参照。また，発熱負荷の内訳を第4表に示す。

第3表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7

第4表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間 (h)	注水配管内流体温度設定(℃) <sup>※1</sup>	配管 (kW)	機器 (kW)
0	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0
1	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0
2	66 <sup>※2</sup>	8.5 <sup>※3</sup>	5.0
3	67	8.5 <sup>※3</sup>	5.0
4	74	9.2	5.0
5	81	9.9	5.0
6	88	10.5	5.0
7	93	11.0	5.0
8	100	11.7	5.0

- ※1 注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。
- ※2 0h～2hまでのサプレッション・プール温度は，32℃～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。
- ※3 0h～2hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.401kWであり，安全側に切り上げて8.5kWに設定。また，3hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.49kWであるため，同様に8.5kWに設定。

b. 中央制御室

- ・ 初期室温：24℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：2,219.2m<sup>3</sup>
- ・ 熱 容 量：47,021.1kJ/℃

（保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず，既設機器の鉄熱容量と上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：22,206W（0h～1h まで），20,892W（1h～8h まで）

（発熱負荷は，直流電源から給電される機器（盤）の全電源容量に発熱効率 0.5 を考慮し設定。また，1h 後に平均出力領域計装を切り離す運用も考慮する。なお，発熱効率 0.5 は過去実績値より設定。）

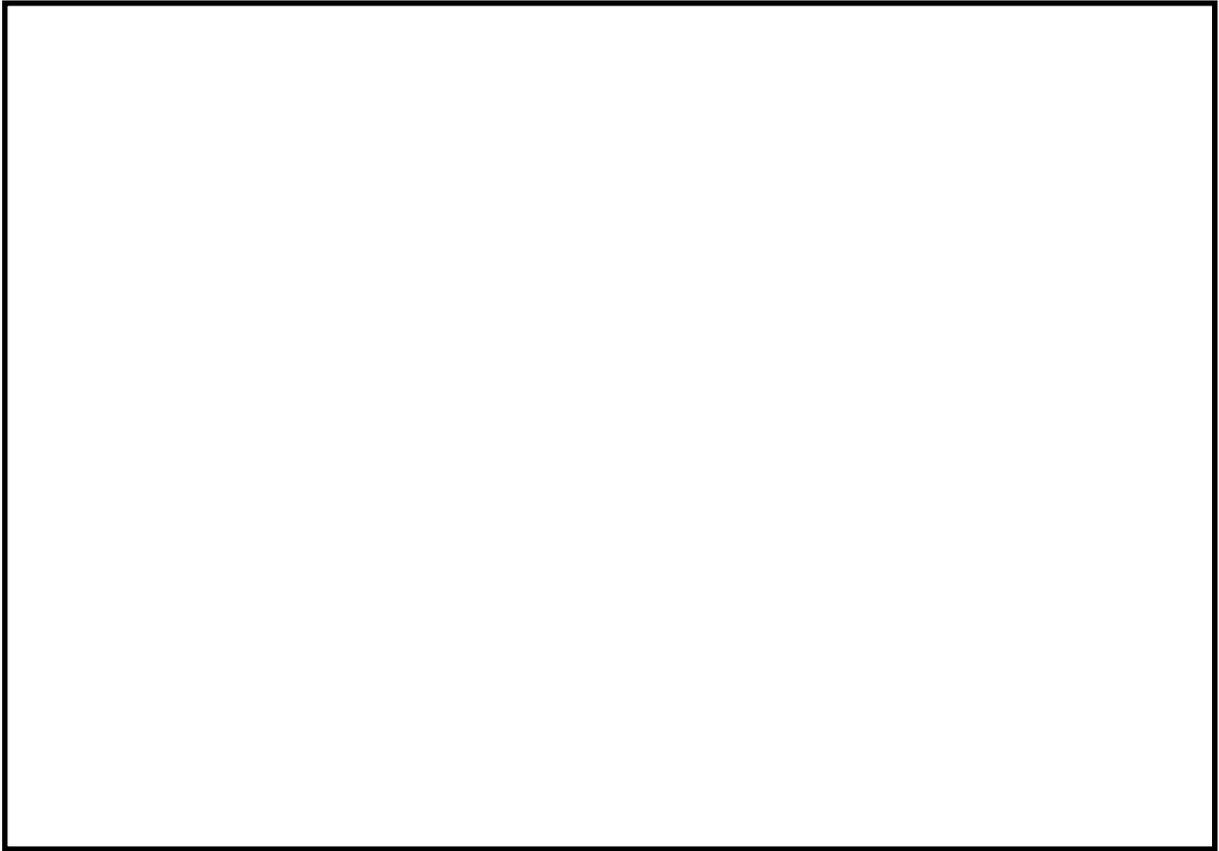
② 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件

第 5 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 6 図及び第 7 図に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の間，継続するものとして評価を行う。

第 5 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。
一般エリア (二次格納容器 施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定。
サブプレッショ ン・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサブプレッショ ン・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定。
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)
MS トンネル室	102.0	MS トンネル室は、全交流動力電源喪失時の 8 時間後のドライウェル温度約 102℃を設定。
タービン建屋, サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度 32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定。(気象庁HPより)

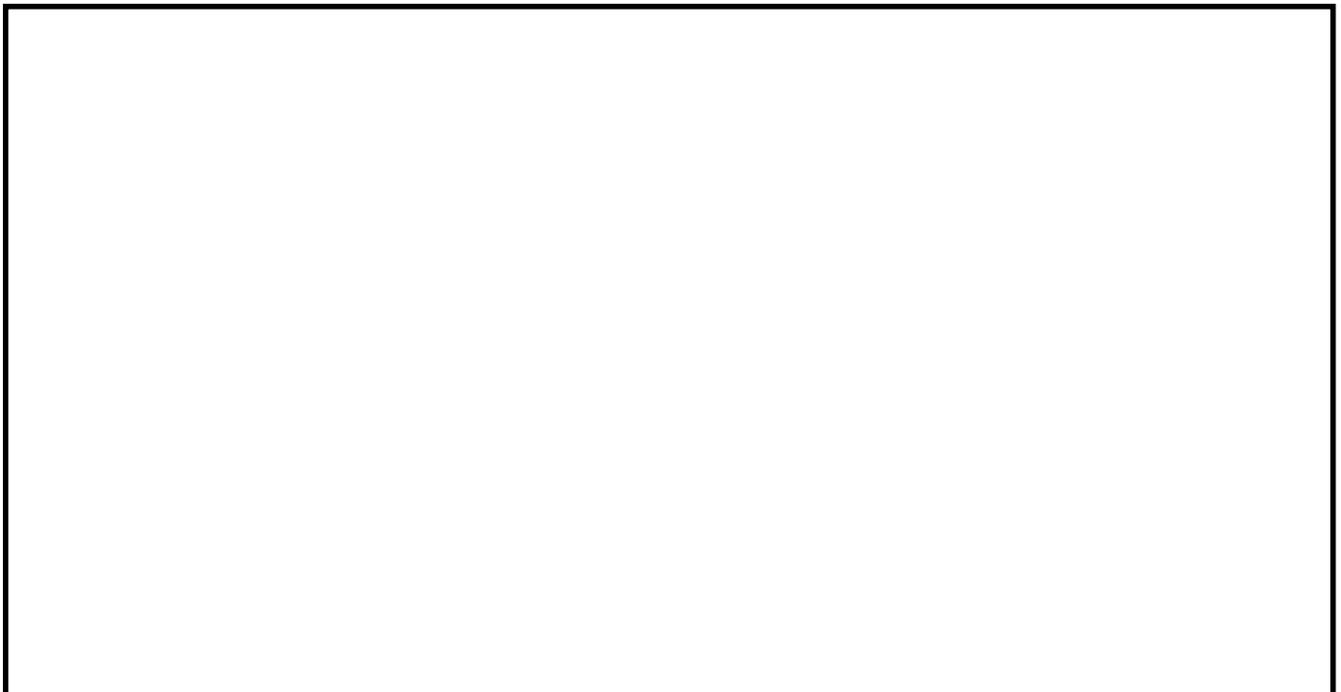


原子炉建屋地下 2 階※<sup>1</sup>

原子炉建屋地下 1 階

※<sup>1</sup> 地下 2 階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 6 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建屋 2 階

原子炉建屋 3 階

原子炉建屋付属棟 4 階

※<sup>2</sup> 当該隣接室は、評価が保守的となるようにMSトンネル室を代表させている。

第 7 図 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁-空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ )
鉛直壁面	2 <sup>*1</sup>
水平壁面 (上向き)	3 <sup>*1</sup>
水平壁面 (下向き)	0.5 <sup>*1</sup>

※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5 $^\circ C$ 、代表高さ5mにて算出した値

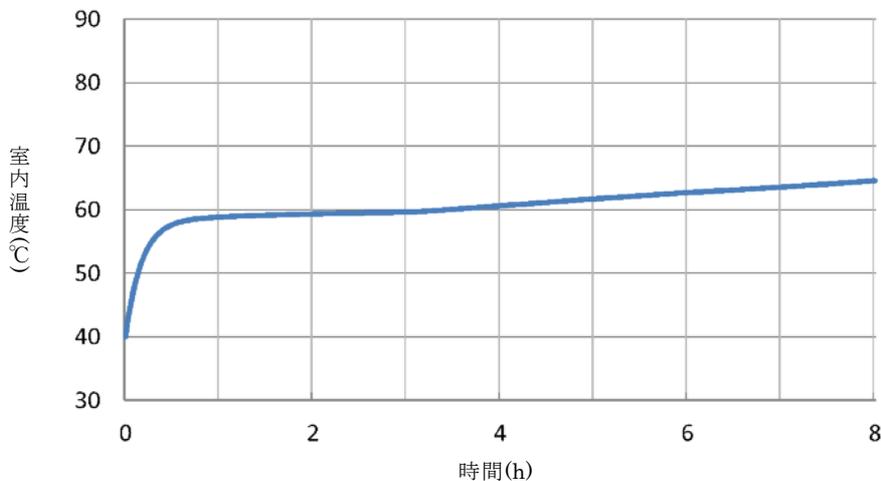
b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 <sup>*2</sup>
熱伝導率	1.6 ( $W/m \cdot ^\circ C$ )
熱拡散率	5.3E-07 ( $m^2/s$ )

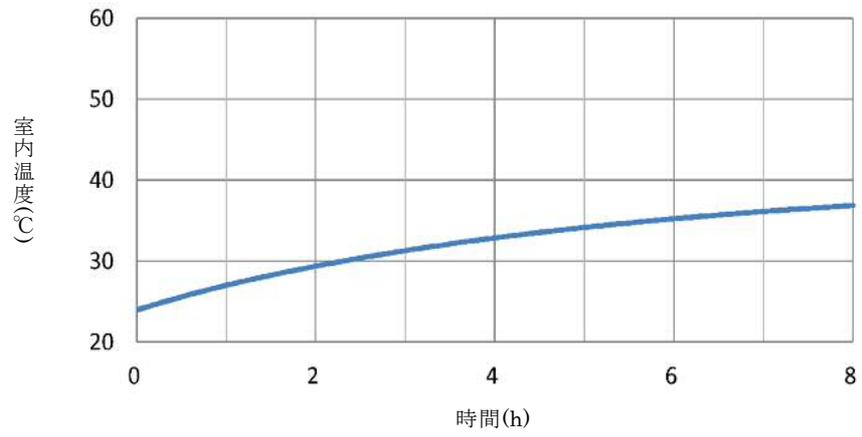
※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期TB）時において、事象発生8時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約65 $^\circ C$ 、中央制御室の温度は約37 $^\circ C$ となり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。



第8図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図



第 9 図 中央制御室室温の推移図

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））

全交流動力電源喪失（長期 T B）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水 **中型** ポンプによる原子炉注水の準備完了後、原子炉を減圧し、可搬型代替注水 **中型** ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定\*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、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除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは+20℃～+40℃程度である。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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柵等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.3.1.5-2

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。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであると考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水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、構造物との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造物との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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 (圧力容器ドーム部)	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。
	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。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、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、おむね炉心部の冠水が維持される本事故シナジェンズでは、この影響は小さいと考えられる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、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が大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[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ため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ～ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ～ 約 3,342m <sup>3</sup> (実測値)	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、サブレーション・プールの水量は 3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

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	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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、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。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-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。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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			
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	約 8,600m <sup>3</sup> 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。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間 1.05秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・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。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり)～410.6t/h(1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり)～410.6t/h(1個当たり)(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。
		(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能)7個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個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。

添付 2.3.1.5-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif]～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif]～1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif]～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif]～1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif]～1.4MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif]～1.4MPa [dif]) の場合は、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、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif]～1.4MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif]～1.4MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h 以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /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		
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系)	スプレイ流量： 1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量： 1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		熱交換器1基当たり約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	熱交換器1基当たり約43MW以上 (サブプレッション・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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

添付 2.3.1.5-8

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	直流電源の 負荷切離操作	(中央制御室) 事象発生から 1時間まで	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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<b>スイッチ</b>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】 <b>当直運転員</b>の直流電源の負荷切離操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【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<b>スイッチ</b>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>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、<b>その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を6分想定としているところ、訓練実績等では約4分であり、想定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>

添付 2.3.1.5-9

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	直流電源の負荷切離操作 (現場)	事象発生から8時間後	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を50分想定としているところ、訓練実績等では約42分であり、想定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 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（3/6）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動による原子炉減圧操作</b>（可搬型代替注水<b>中型</b>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）</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の<b>当直運転員</b>とは別に現場操作を行う<b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等として<b>150分</b>を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動による原子炉減圧操作</b>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<b>スイッチ</b>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】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、<b>その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を<b>170分</b>と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約<b>154分</b>。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分と想定しているところ、訓練実績等では約<b>115分</b>、逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動による原子炉減圧操作</b>は、所要時間を1分と想定しているところ訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (4/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定 【認知】 「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（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）による原子炉注水）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料給油操作に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起回事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（5/6）

項目	解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p>	<p>可搬型代替注水 <b>中型</b> 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</p>	<p><b>格納容器</b> 圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<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（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の<b>当直運転員</b>とは別に現場操作を行う<b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は、低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 <b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる<b>当直運転員</b>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高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>事象発生後の約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (6/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	<p>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(格納容器スプレッド冷却系)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</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 一連の操作として実施するため, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく, 認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分, 残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し, 余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり, 操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く, 操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが, 異なる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。</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のため, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は, 余裕時間を含めて設定していることから, 実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある</p>	<p>実態の操作開始時間は, 解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが, この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり, 評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。</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。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ, 訓練実績では, 約4分。想定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>

7日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 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)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 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を用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

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

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水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

格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 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を用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 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を

停止する。

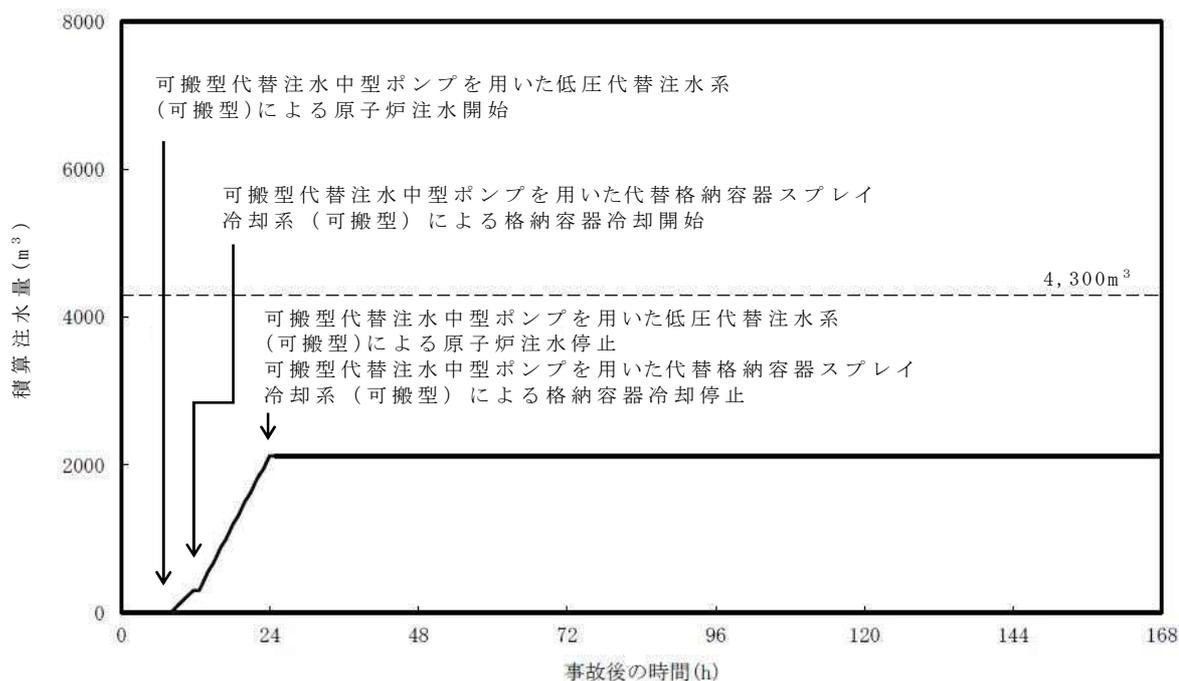
### 3. 時間評価

事象発生から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）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，西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量  
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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  
 (全交流動力電源喪失 (長期 T B))

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。

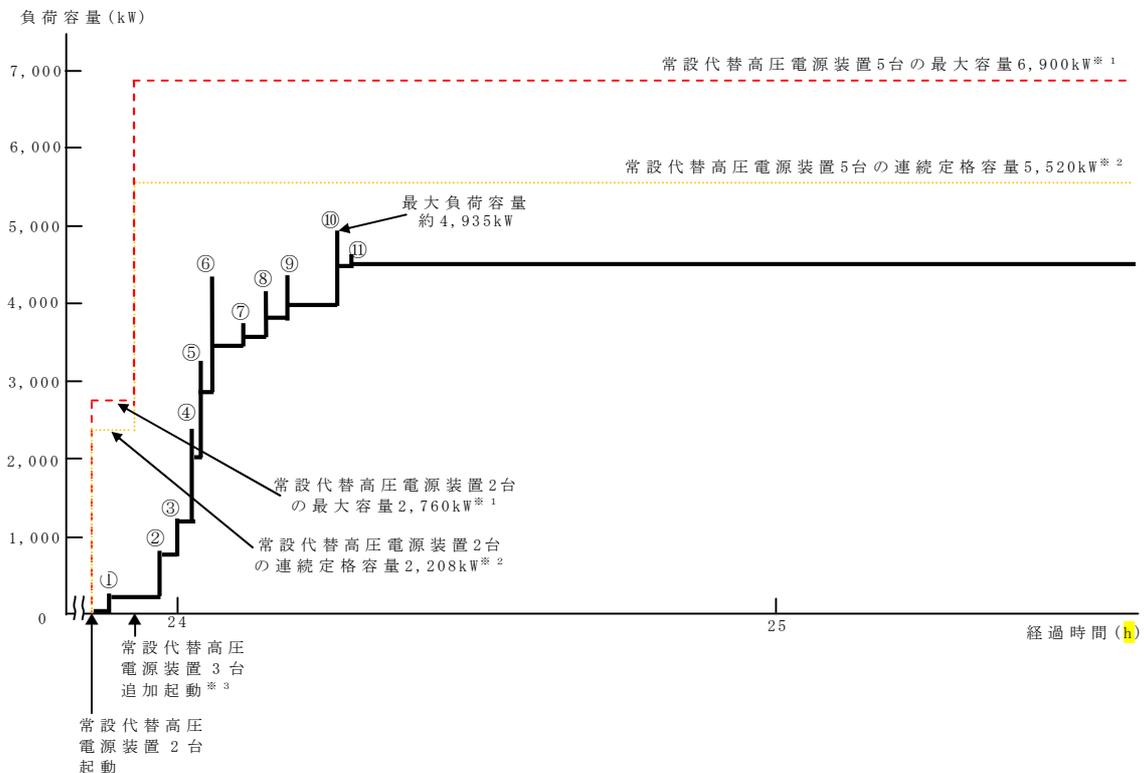
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数})$ = 約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 2\text{台}(\text{運転台数})$ = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1\text{台}(\text{運転台数})$ = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

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 ・その他必要な負荷	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※4 ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234	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※4 ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※4	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約2,388	約2,025
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑥	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑧	中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑨	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約4,935	約4,467
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



※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  
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

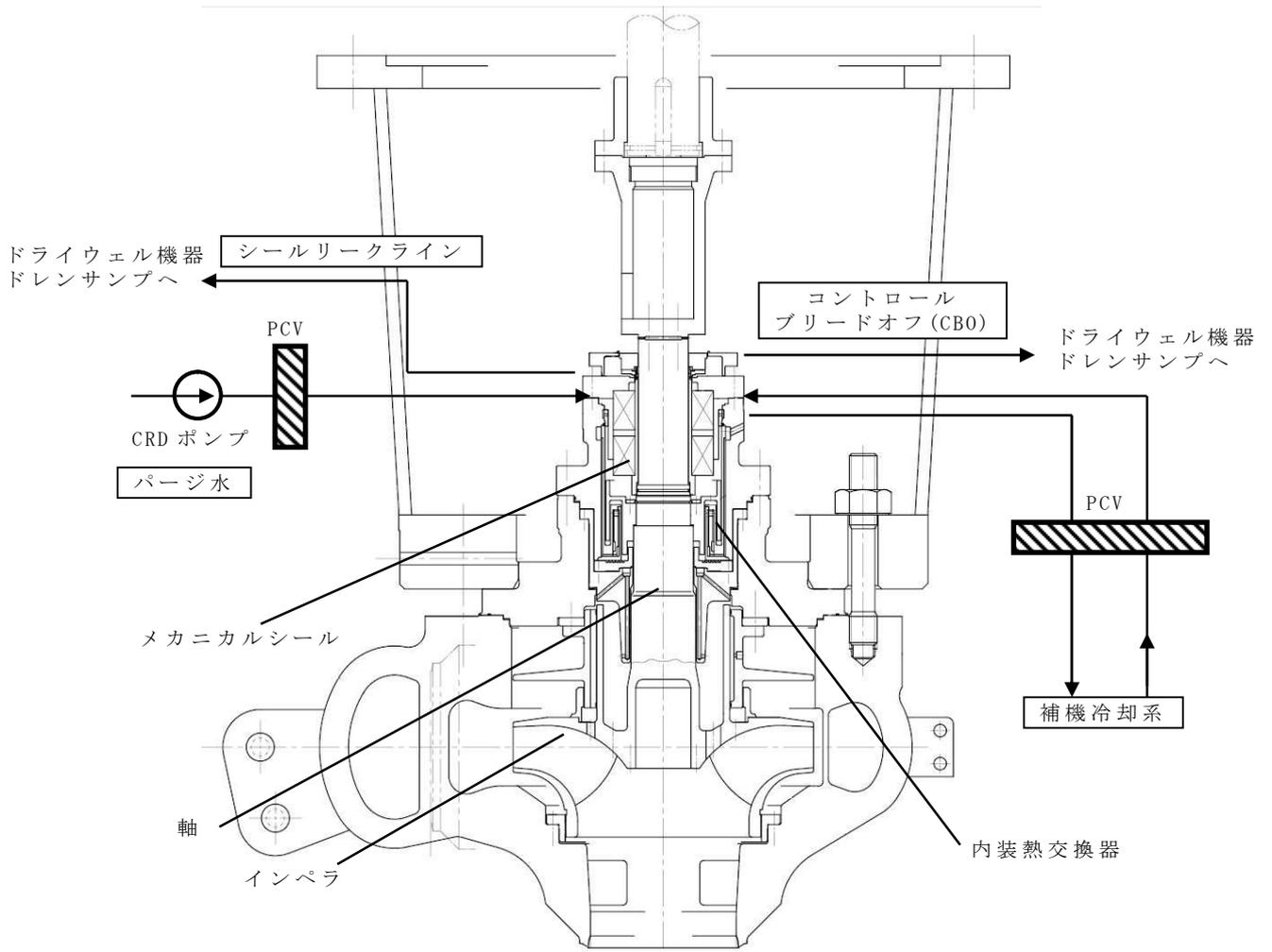
## 再循環系ポンプからのリークについて

## 1. はじめに

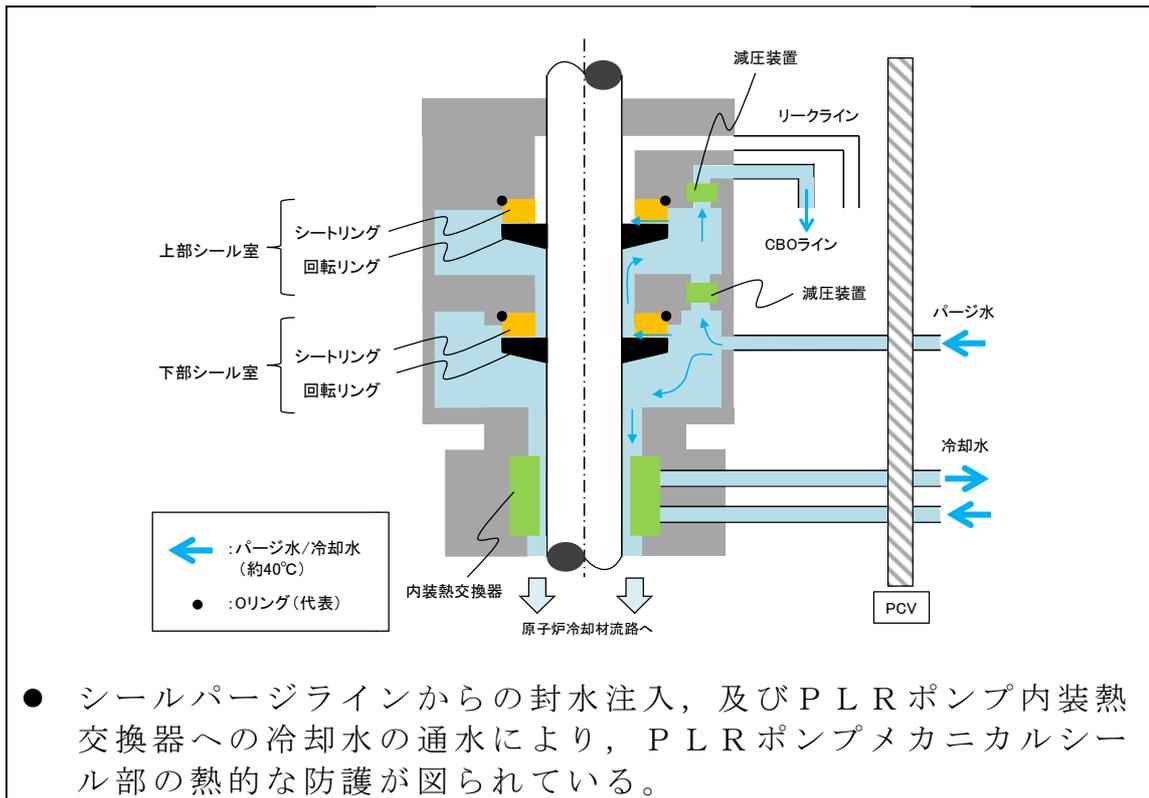
再循環系ポンプ（以下「P L R ポンプ」という。）の概略図を第 1 図に示す。通常運転中，P L R ポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及びP L R ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第 2 図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「S B O」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入及びP L R ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされることで温度が上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，P L R ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第 3 図）。

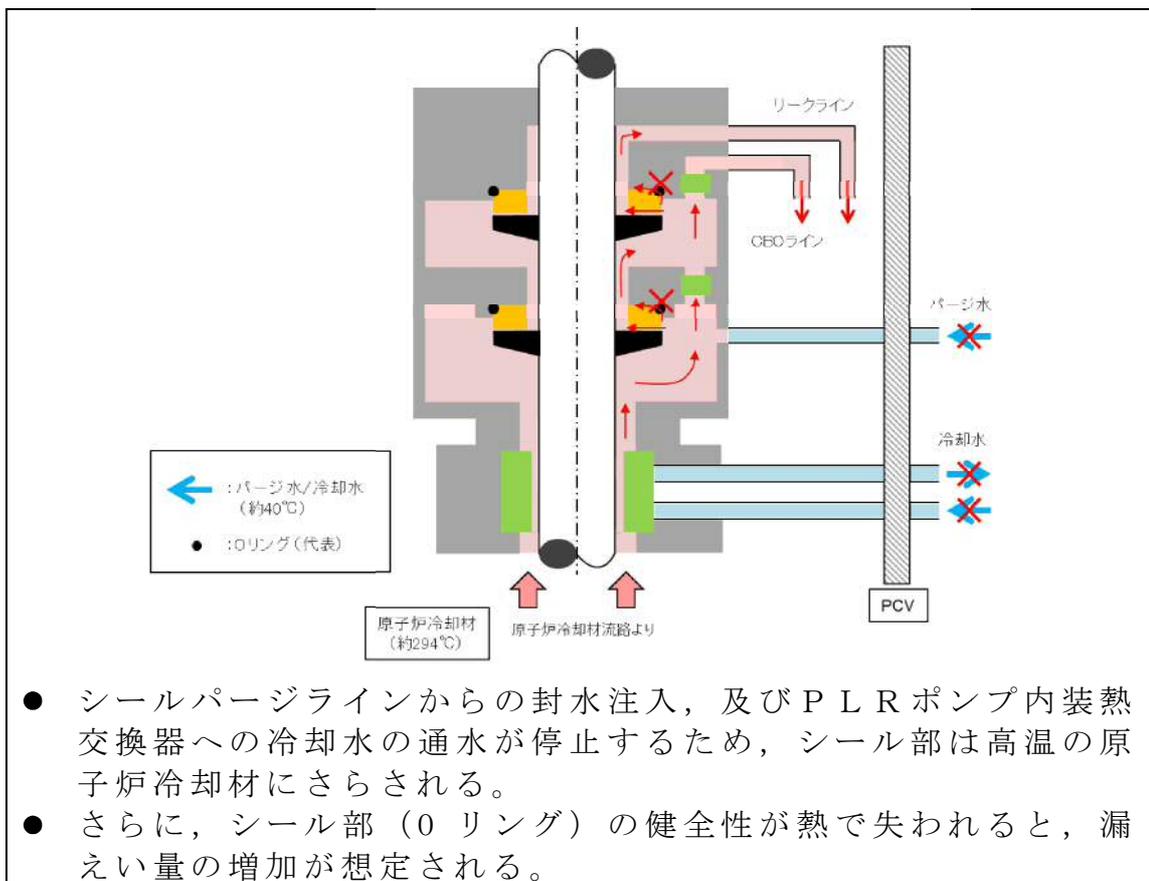
このため，S B O 時におけるP L R ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

## 2. 実証試験による評価

### (1) 試験概要

P L R ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b. 試験装置：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第4図）

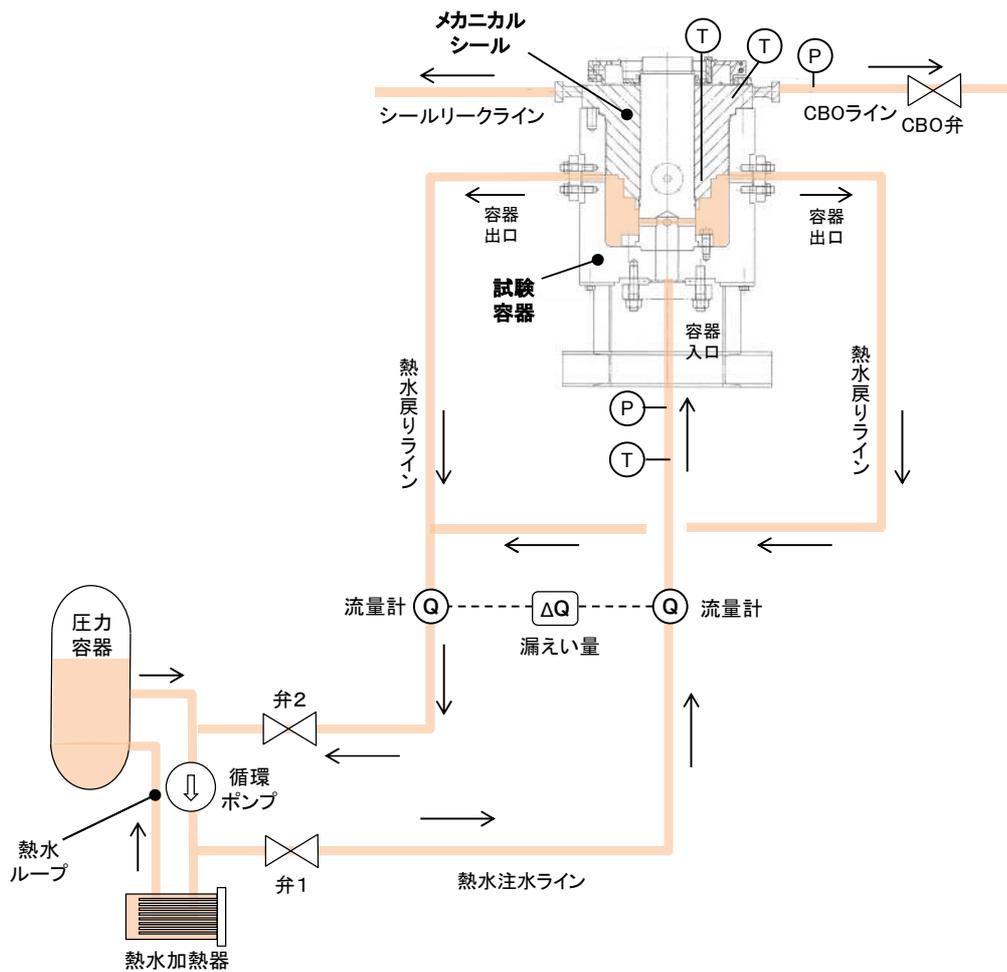
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W Rで使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表としてNシールを使用した。

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第5図）

d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機におけるS B O発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系（R C I C）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

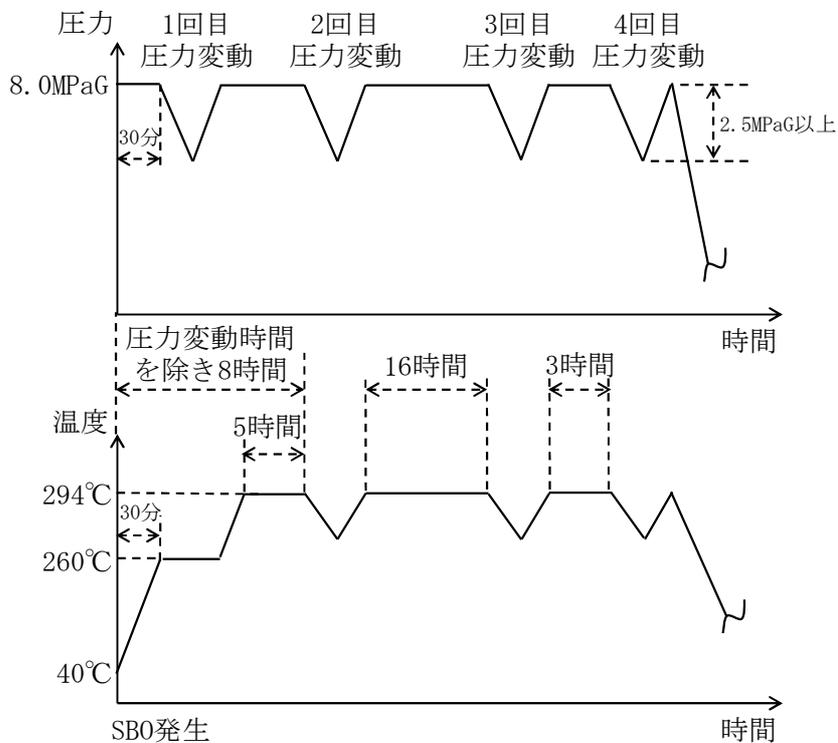
(2) 試験条件

SBO発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第1表に示す。また、試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第1表 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa [gage]	SBO発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	SBO発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24時間以上	SBO時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa 以上*	SBO発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ SBO発生後, 24時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFE解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

### 3. 試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。SBO時のRCIC又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの O リングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が 24 時間以上においても、最大漏えい量は約 0.6t/h であった。

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（RCICの注入流量の約 1%）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

## 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）

### 2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗<sup>\*</sup>＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」，②「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」である。

※ 直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流

動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替直流電源設備，高压代替注水系，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可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）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，常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（低压注水系）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，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手段並びに常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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2.3.2-1図に，対応手順の概要を第2.3.2-2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関

係を第 2.3.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 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ための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名、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）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに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の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

#### a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する※<sup>1, 2</sup>。また、早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。

原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、M/C 2C 電圧、M/C 2D 電圧等である。

- ※1 直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。
- ※2 直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（SA）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できる。

#### b. 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量である。

#### c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

#### d. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e. 可搬型代替注水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

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。

f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

全電源喪失の確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サブプレッション・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し、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必要な電源の切替え操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し、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（SA）等である。

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

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

g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、

原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により高压代替注水系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量等である。

h. 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。

i. 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

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である171℃に近接した場合は、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を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水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、低压代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。

j. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高

圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線を受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線を受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線を受電準備操作を実施する。

l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線を受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線を受電操作及び非常用母線を受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線を受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

m. 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操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線を受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（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。

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等である。

#### n. 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)により実施する。また, 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)に切り替え, 冷温停止状態とする。

### 2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 外部電源喪失を起因事象とし, 直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)」である。なお, 「外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)」及び「サポート系喪失(直流電源故障)(+外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)」は, 全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり, この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。

本重要事故シーケンスでは, 炉心における崩壊熱, 燃料棒表面熱伝達,

沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉压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E C C S注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレー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2.3.2-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

125V系蓄電池の機能喪失を想定する。また、全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環系ポンプ

再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動による原子炉減圧に

は、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を使用するものとし、容量として、1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e) 高压代替注水系

136.7m<sup>3</sup>/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、原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(f) 残留熱除去系（低压注水系）

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時点で手動起動し、0m<sup>3</sup>/h～1,676m<sup>3</sup>/h（0MPa[dif]<sup>※</sup>～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 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。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ブプレッション・プール冷却を実施するものとする。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低压代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ 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：0m<sup>3</sup>/h～110m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する

場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ （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し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ （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し、交流電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。

(i) 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）

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%をサブプレッション・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 $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・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（サブプレッション・プール水温度 $100^\circ\text{C}$ 、海水温度 $32^\circ\text{C}$ において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 高圧代替注水系の起動操作は、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施するものとする。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から 8 時間後まではサブプレッション・プールを水源とした高圧代替注水系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。
- (d) 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は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 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操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内

外水位) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内の保有水量の推移を第 2.3.2-4 図から第 2.3.2-8 図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.2-9 図から第 2.3.2-14 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.2-15 図から第 2.3.2-18 図に示す。

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

#### a. 事象進展

全電源喪失後, 原子炉スクラム, 主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後, 事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し, 原子炉注水が開始されることで, 原子炉水位は維持される。

代替直流電源設備は, 負荷の切離しを行うことなく, 事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

(添付資料 2.3.2.1)

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了した時点で, 逃がし安全弁(自動減圧機能)7 個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁(自動減圧機能)開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが, 可搬型

代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、高圧代替注水系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

（添付資料 2.3.2.2）

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、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）による格納容器冷却操作を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）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で、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.2-9 図に示すとおり、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。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.3.2-15 図に示すとおり、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水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及び残留熱除去系（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より低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.2-16 図に示すとおり、事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.2-5 図に示すように、高压代替注水系及び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）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.2-15 図及び第 2.3.2-16 図に示すように、事象発生の約 24 時間後に、残留熱除去系（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操作を実施することで、高温停止での安

定状態が確立する。

(添付資料 2.3.2.3)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

#### 2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水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を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（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操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧代替注水系の起動操作、逃がし安全

弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）、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、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」に示す通りであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、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評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

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

(添付資料 2.3.2.4)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水

系)は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim$  1.4MPa [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim$  1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim$  1.4MPa [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim$  1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m}\sim$  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、この影響は小さいと考えられる。

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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、 $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッ

ション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim$  1.4MPa [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim$  1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim$  1.4MPa [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim$  1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.2.4)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、解析上の操作開始時間と

して、事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から高压代替注水系の起動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（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）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 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の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く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低压注水系）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（サブレーション・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事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）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若干早まる可能性があるが、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）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水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高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱操作の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、原子炉注水が実施されない場合においても、事象発生 39 分は原子炉水位を燃料有効長頂部以上に維持されることを感度解析により確認しており、起動操作が少なくとも 14 分遅れても燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、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）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する

観点で事象発生の8時間後に準備が完了するものとしており、**低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。**

操作条件の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**は、事象発生約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生約8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の**残留熱除去系（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操作**は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生約24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.4, 2.3.2.5)

#### (4) まとめ

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

#### 2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.3.2.1（3） 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.3.2.1（3） 炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1（2） 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

###### a. 水 源

可搬型代替注水中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及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

高圧代替注水系及び残留熱除去系（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）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操作については、サプレッション・チェンバ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、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）による原子炉注水操作の開始時間が、評価時間の8時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（TBP）と同等の評価結果となるため、水源が枯渇することなく、7日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.2.6）

## 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。

可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 2.3.2.7）

### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497W 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。

なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。

代替の蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、負荷の切離しを行うことなく、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.2.8)

### 2.3.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、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）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、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、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）による原子炉注水を継続し、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及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

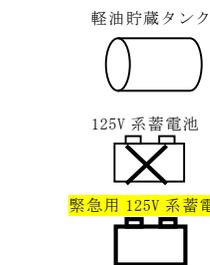
解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

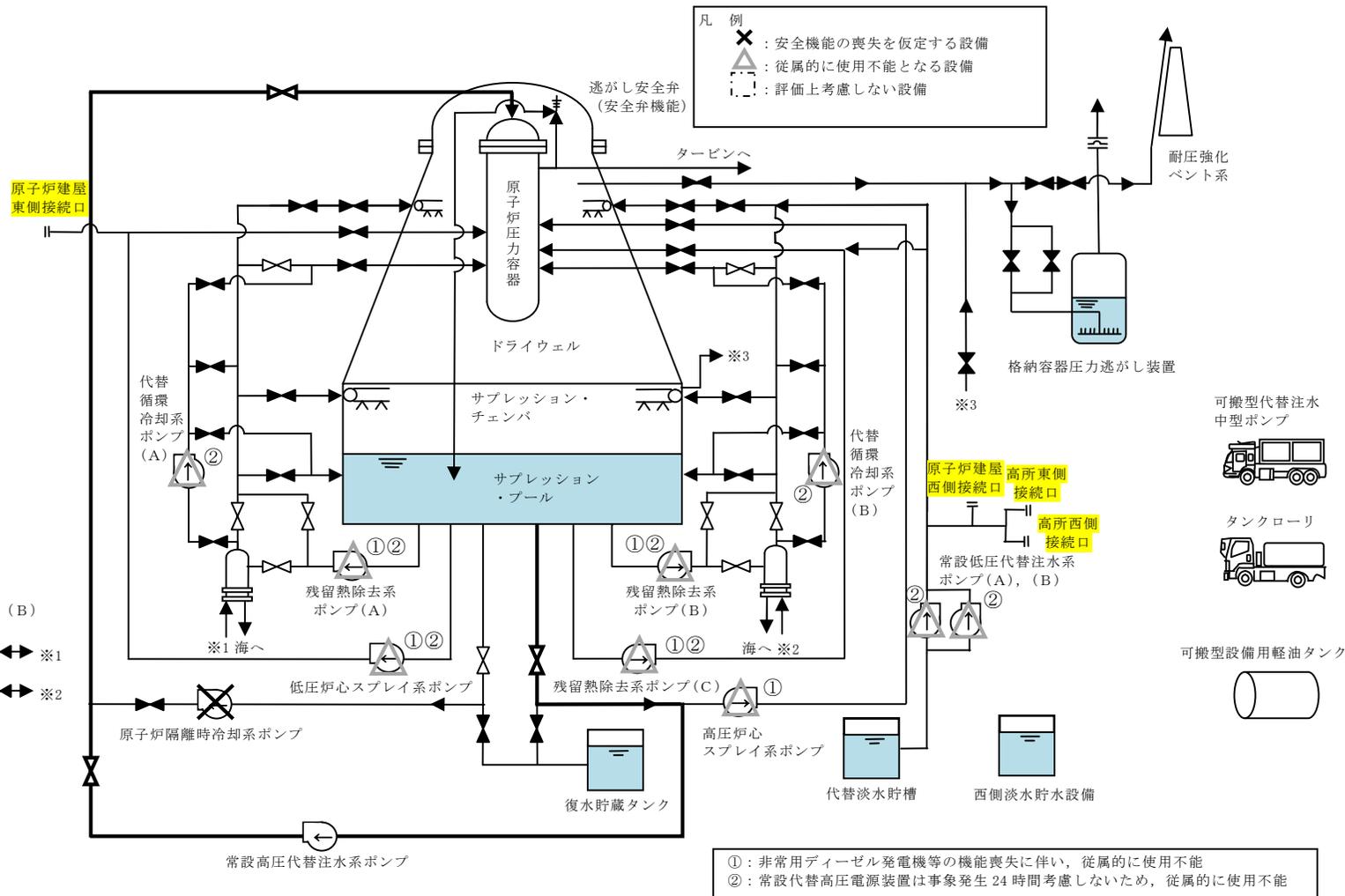
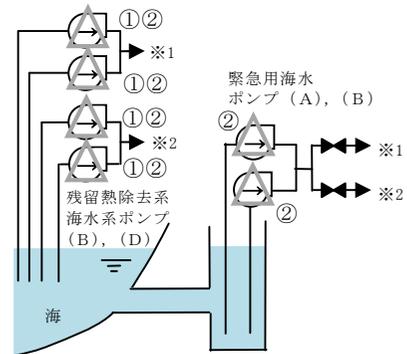
以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」において、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」に対して有効である。

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

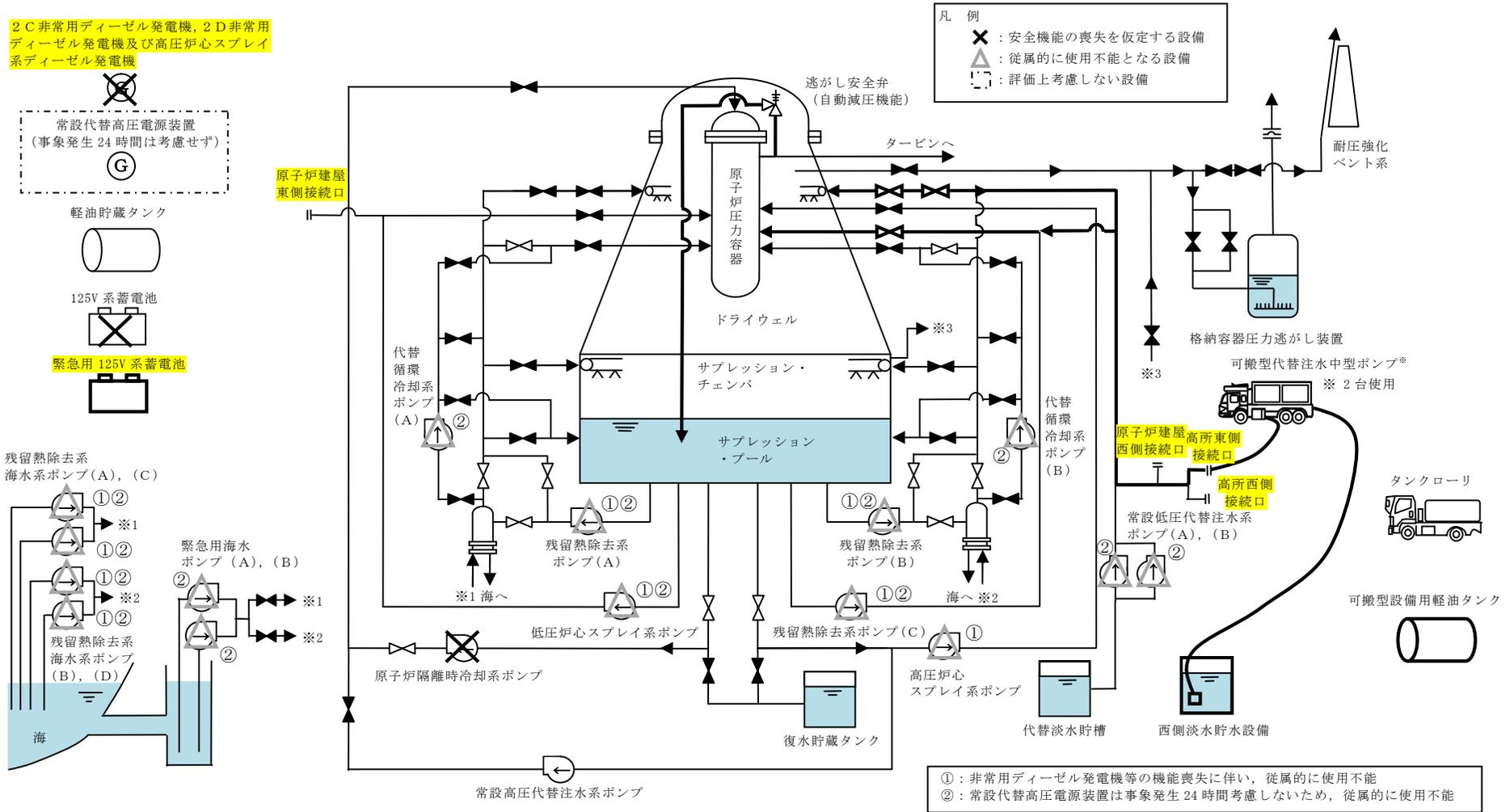
常設代替高圧電源装置  
(事象発生 24 時間は考慮せず)



残留熱除去系  
海水系ポンプ (A), (C)

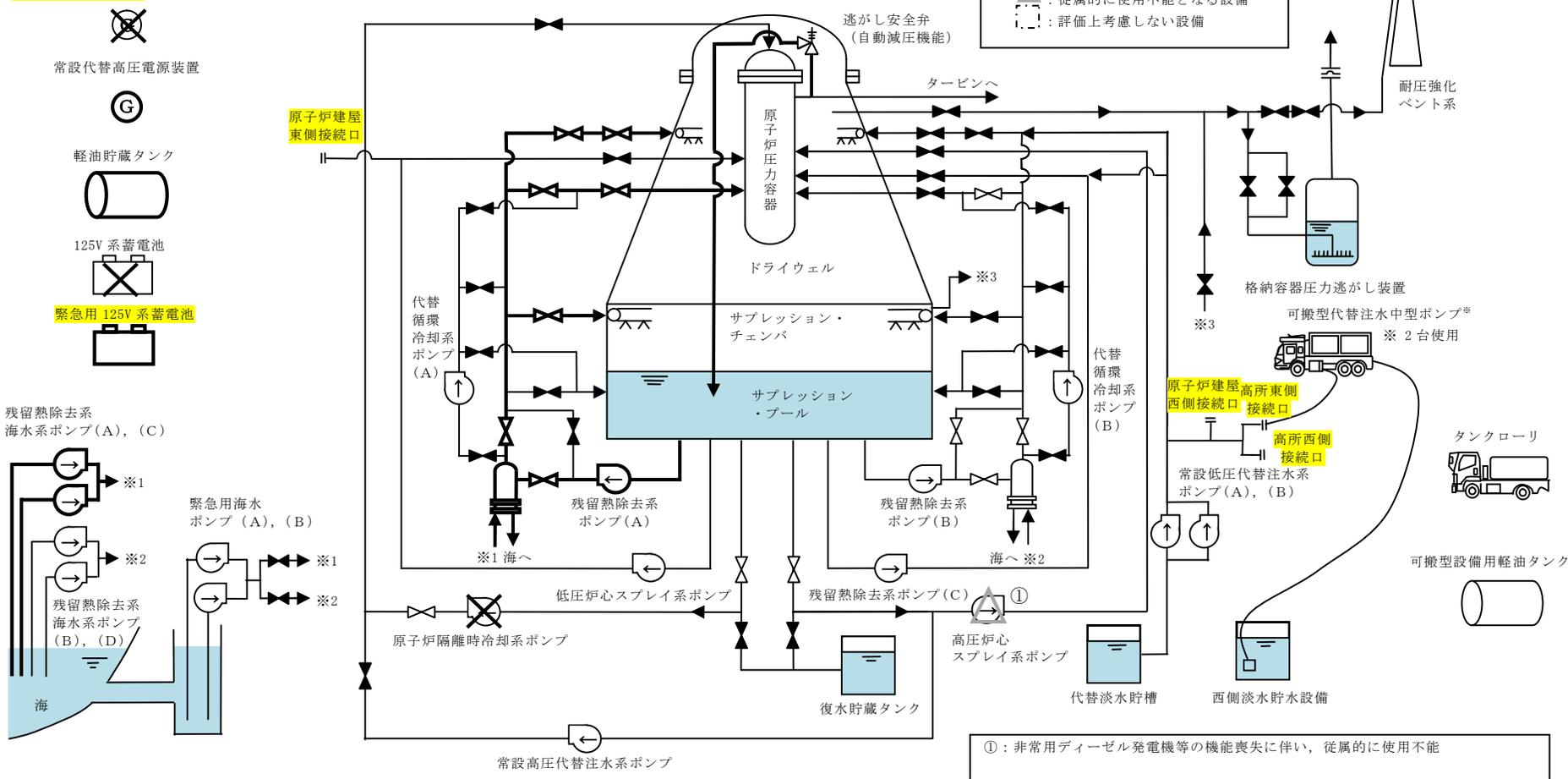


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)

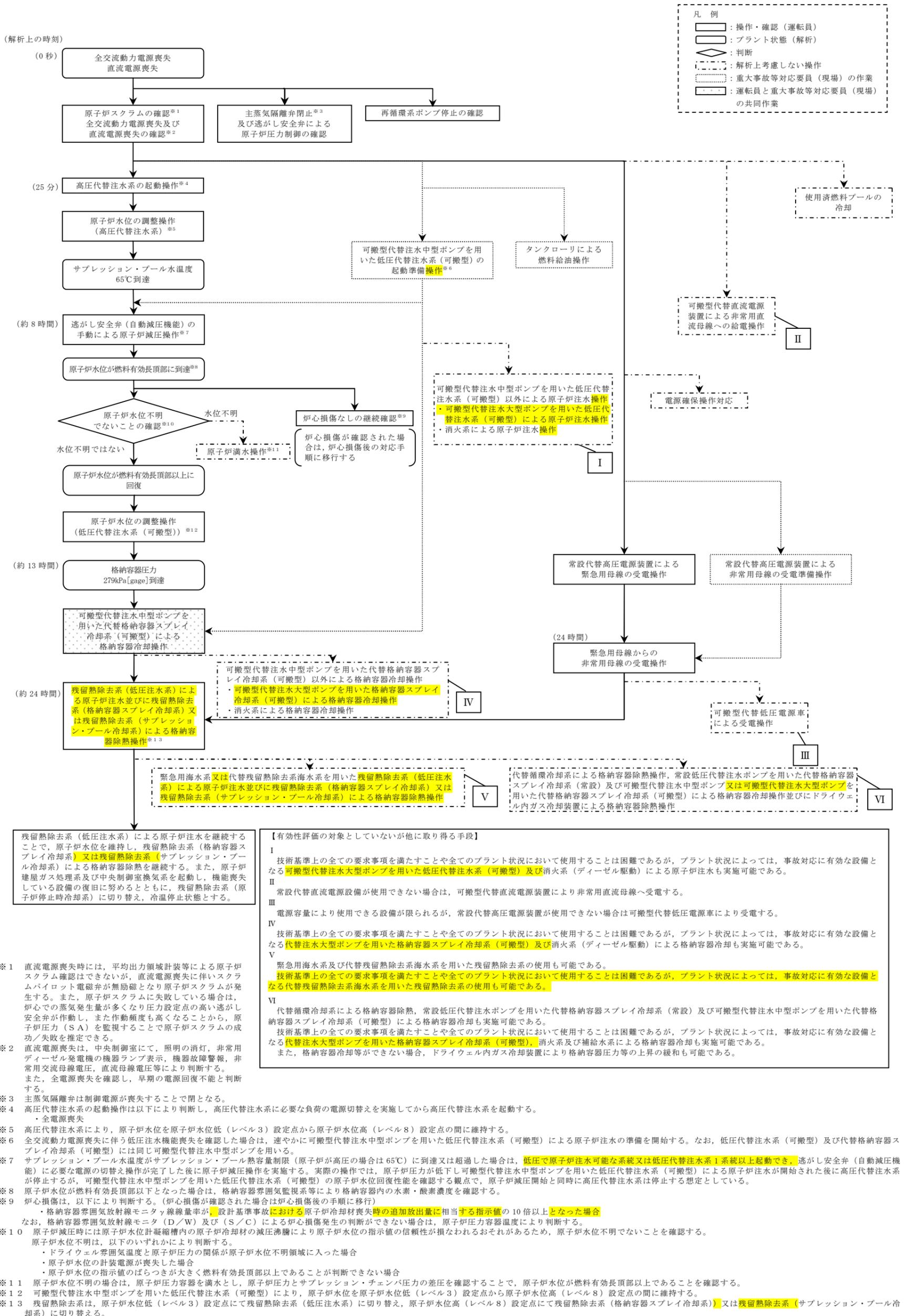


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレィ系ディーゼル発電機



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



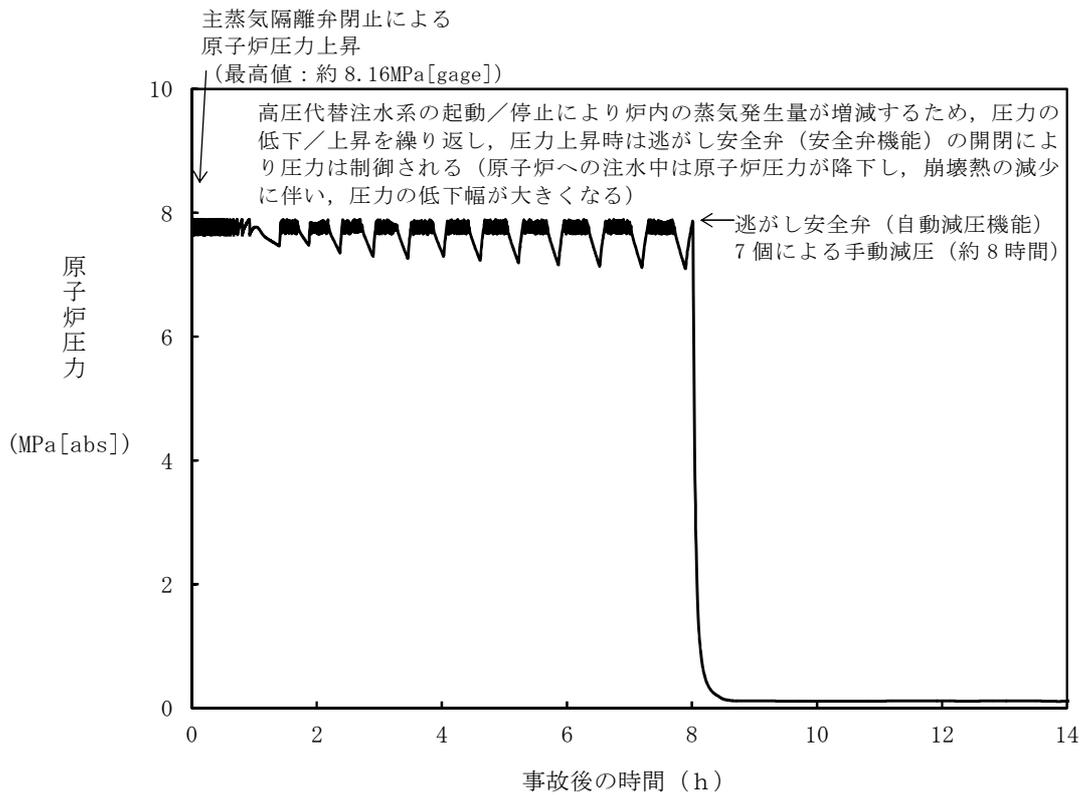
第 2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要員数			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	
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム ▼ プラント状況判断 ▼ 25分 高压代替注水系による原子炉注水開始												
	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)														
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A, B	3人 C, D, E	—	●乾電池内蔵型照明 (ヘッドライト等) の準備	1分												
状況判断	2人 A, B	—	—	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力抑制の確認	10分												
中央制御室からの 高压代替注水系 起動操作	【1人】 A	—	—	●高压代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●高压代替注水系による原子炉注水系統構成操作及び起動操作		4分											
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作													解析上考慮しない
原子炉水位の調整 操作 (高压代替 注水系)	【1人】 A	—	—	●高压代替注水系による原子炉注水の調整操作													原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持
可搬型代替注水中 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
	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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) による原子炉注水の系統構成操作													125分

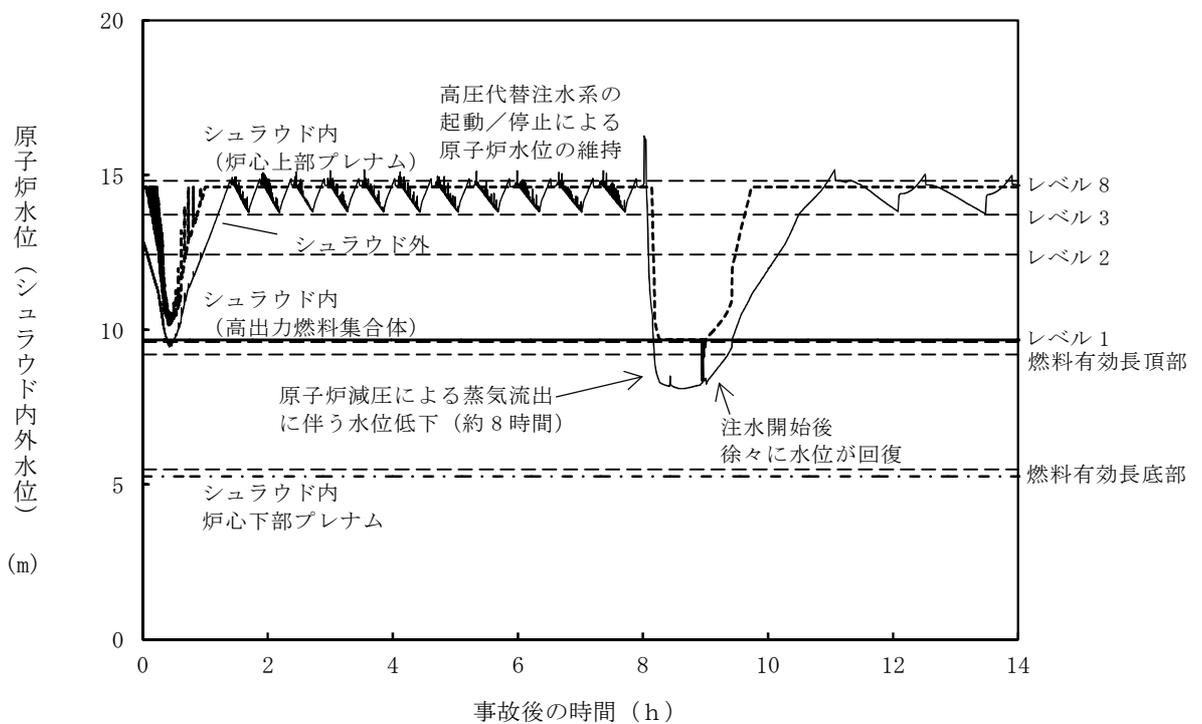
第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)

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
	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		
原子炉水位の調整操作 (高压代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高压代替注水系による原子炉注水の調整操作												
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											
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	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	125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)による原子炉注水の系統構成操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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)による原子炉注水の系統構成操作	90分											
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	適宜実施											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
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)による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●逃がし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作	4分 1分											
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (参集)	●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)による原子炉注水の調整操作	系統構成後, 適宜流量調整											
常設代替高压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)	30分											
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作	-	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作(現場)	185分											
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ィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (参集)	●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ィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の系統構成操作 ●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ィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	175分											
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高压電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高压電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 9分											
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(格納容器スプレィ冷却系)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	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)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(格納容器スプレィ冷却系)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	4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ィ又はサブプレッ ション・プール冷却開始への切替操作を実施し, 原子炉水位低(レベル3)設定 点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人	●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	20分 15分											解析上考慮しない 約25時間後までに実施す る

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

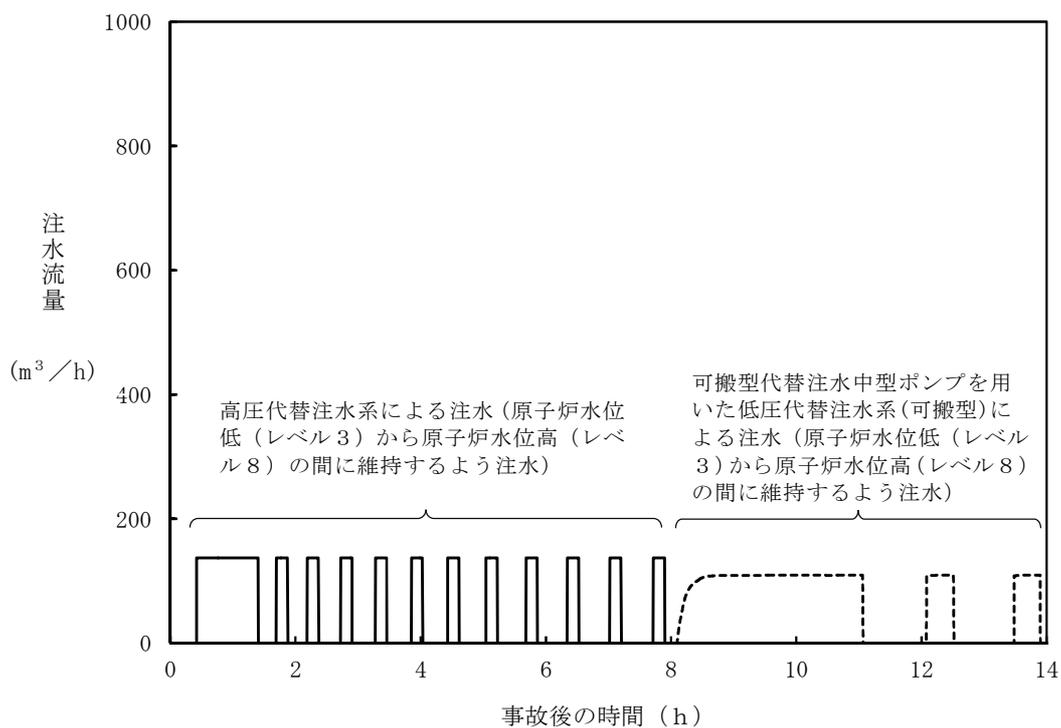


第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移

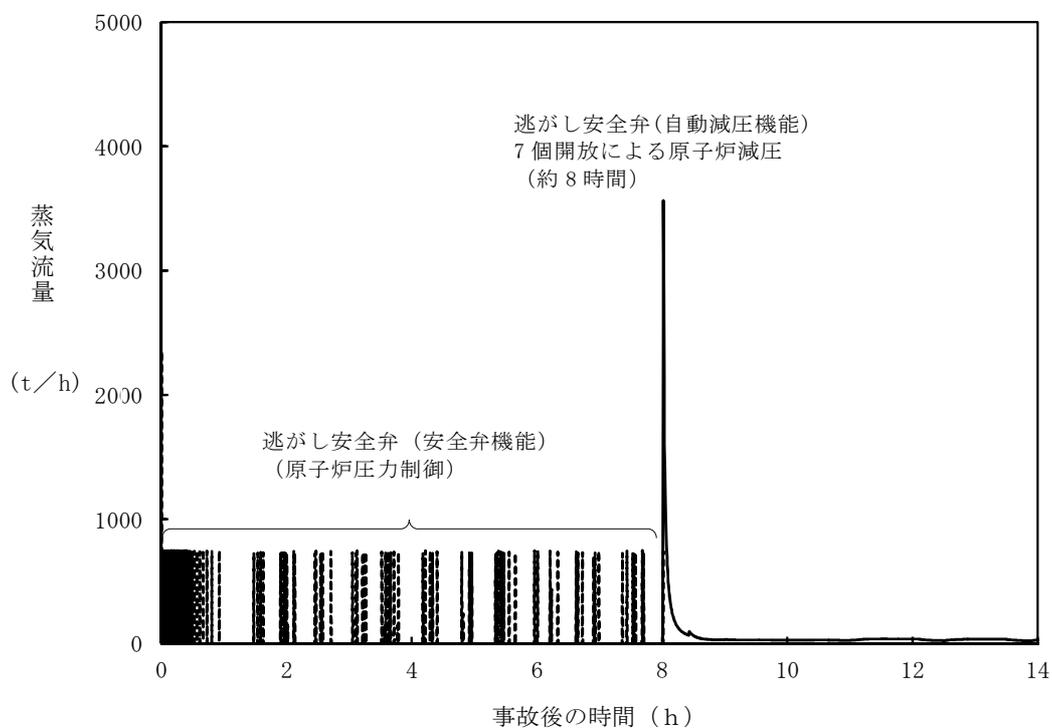


第 2.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

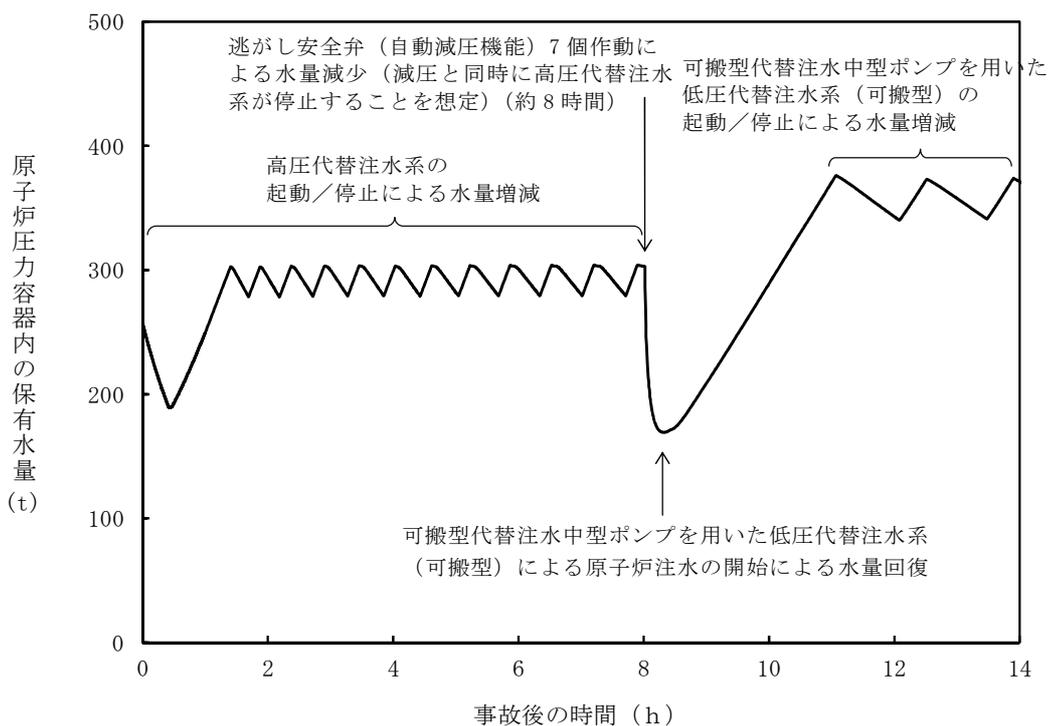
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



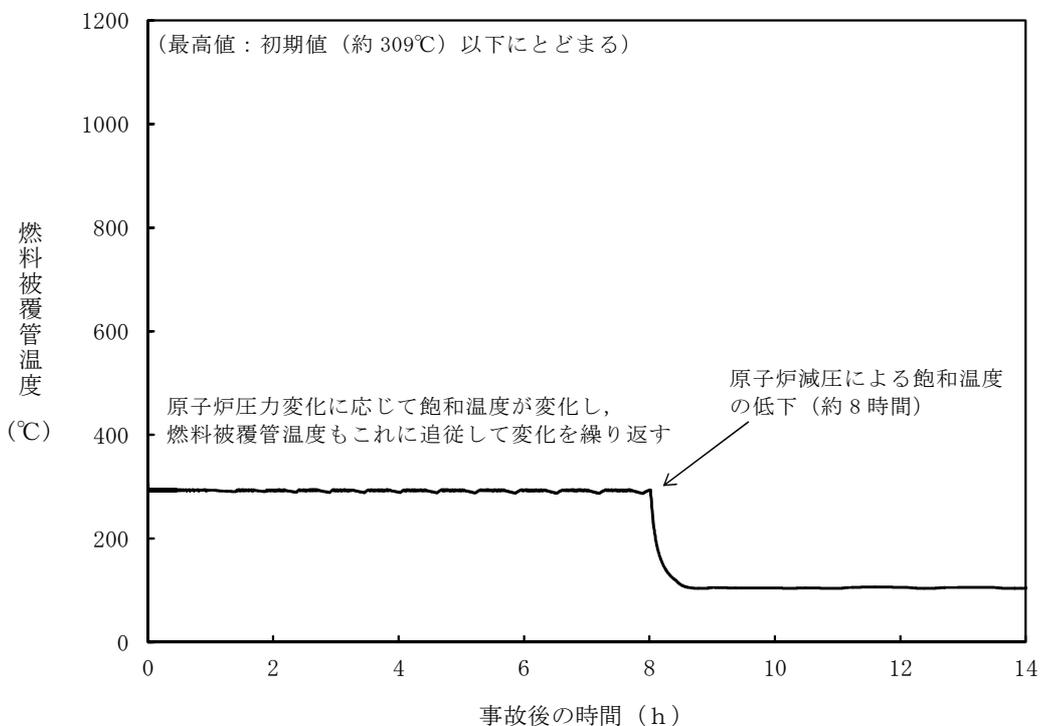
第 2.3.2-6 図 注水流量の推移



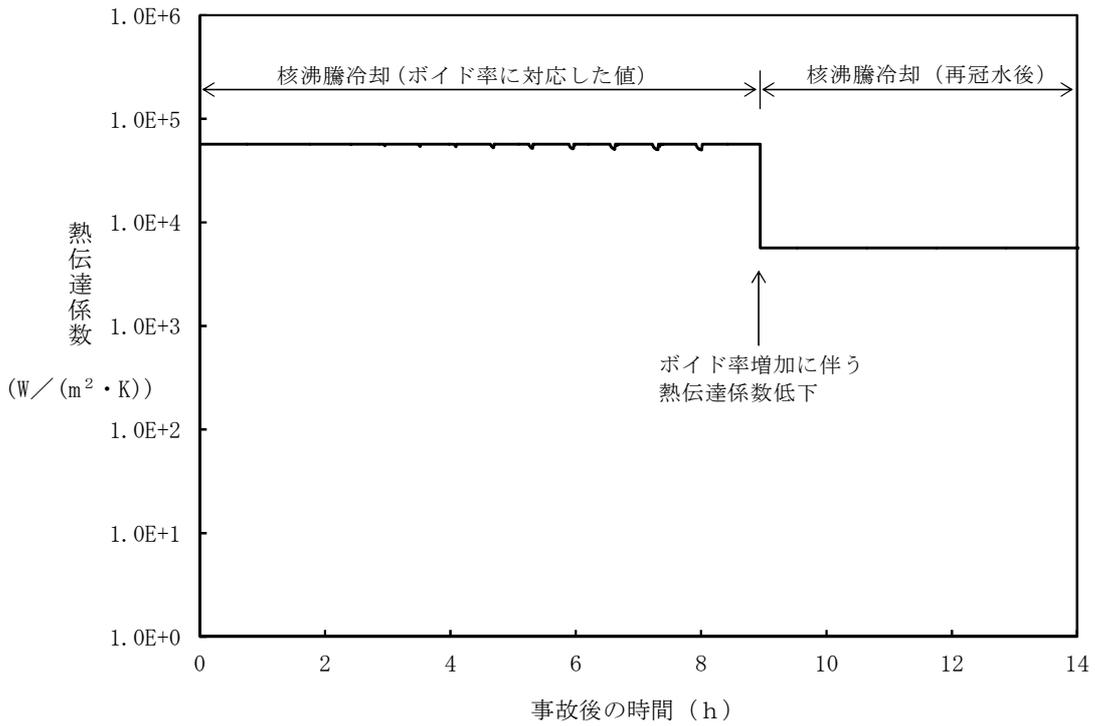
第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



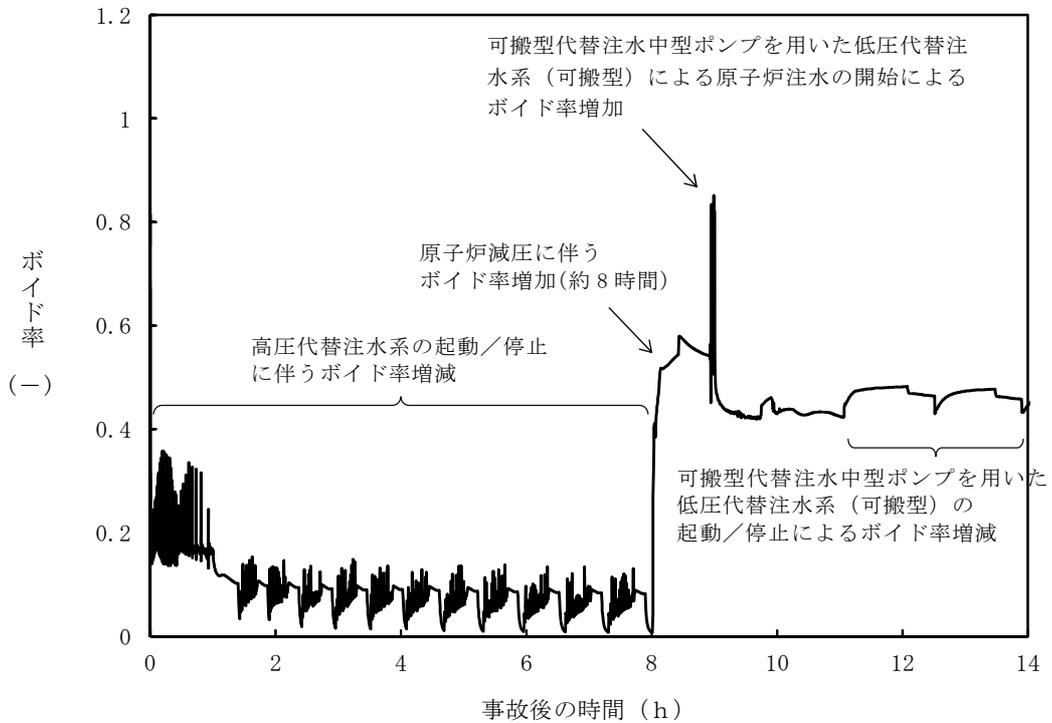
第 2.3.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



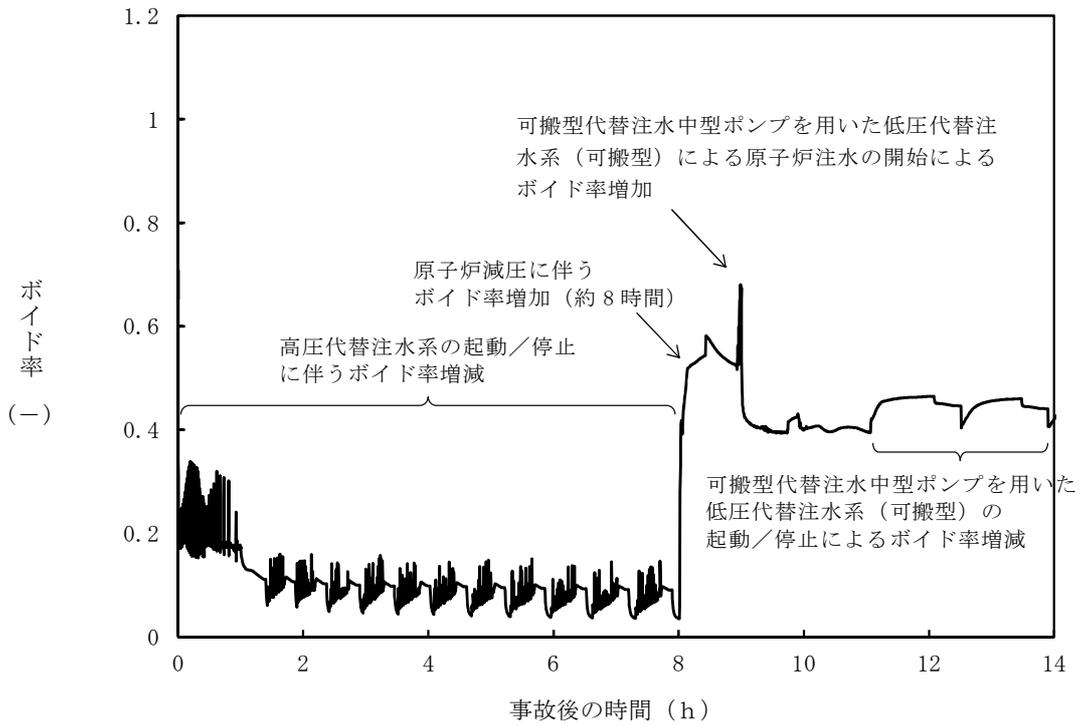
第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



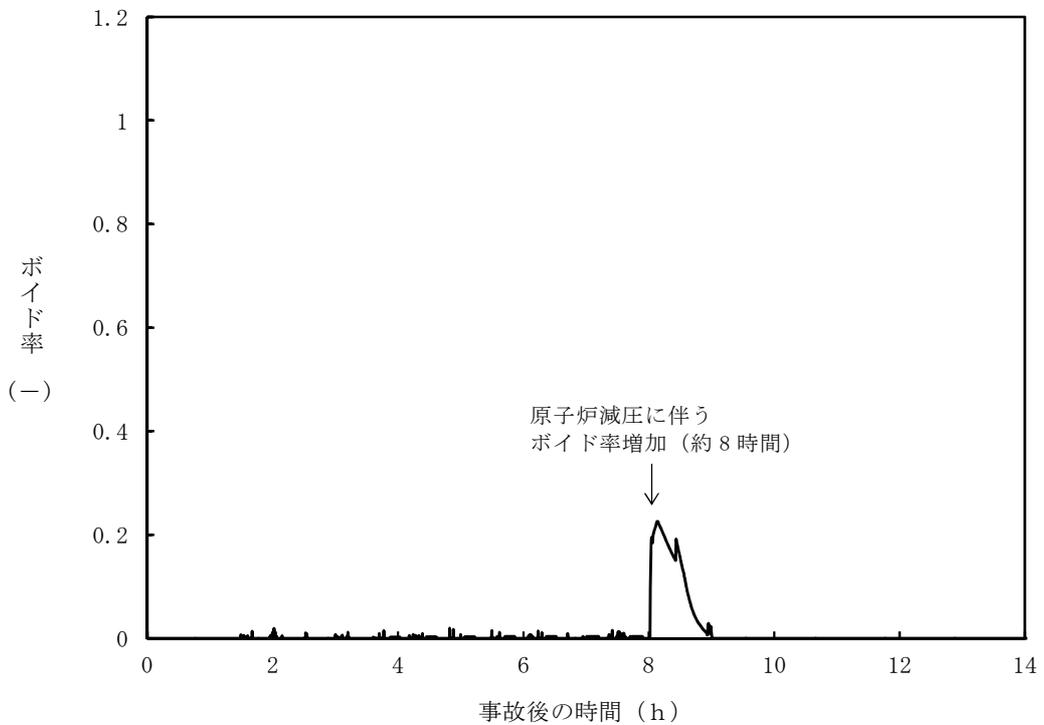
第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



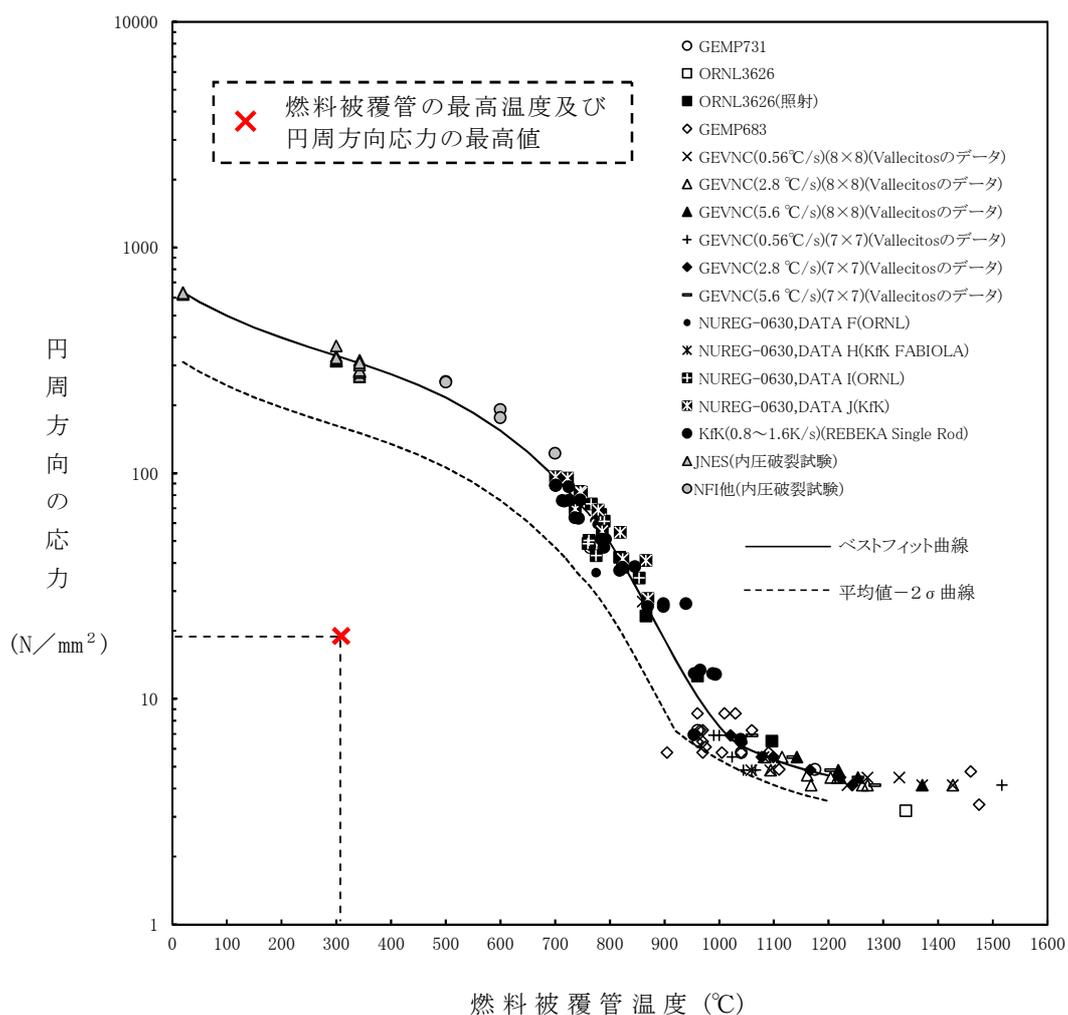
第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



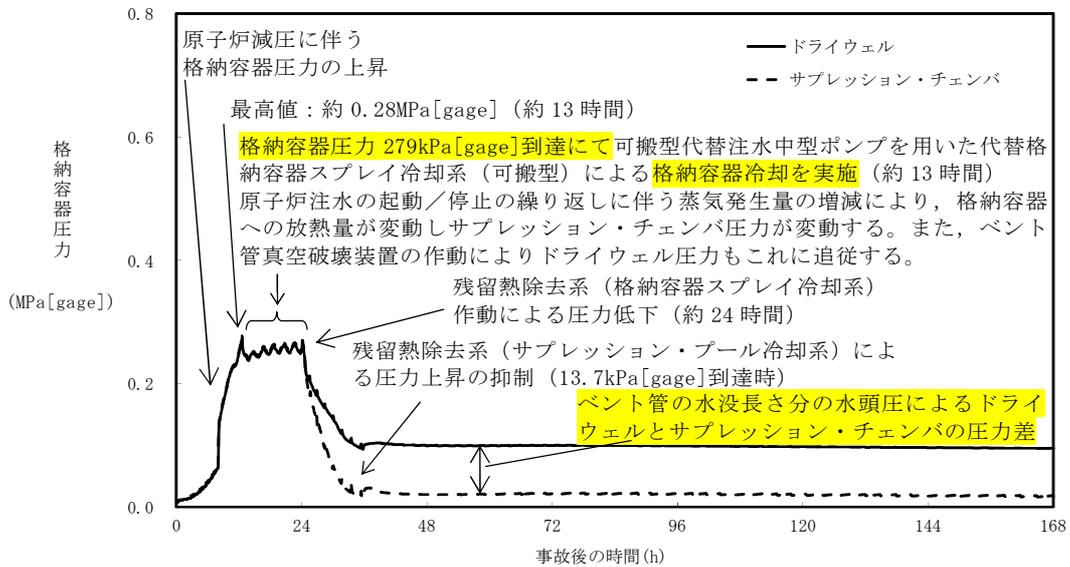
第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

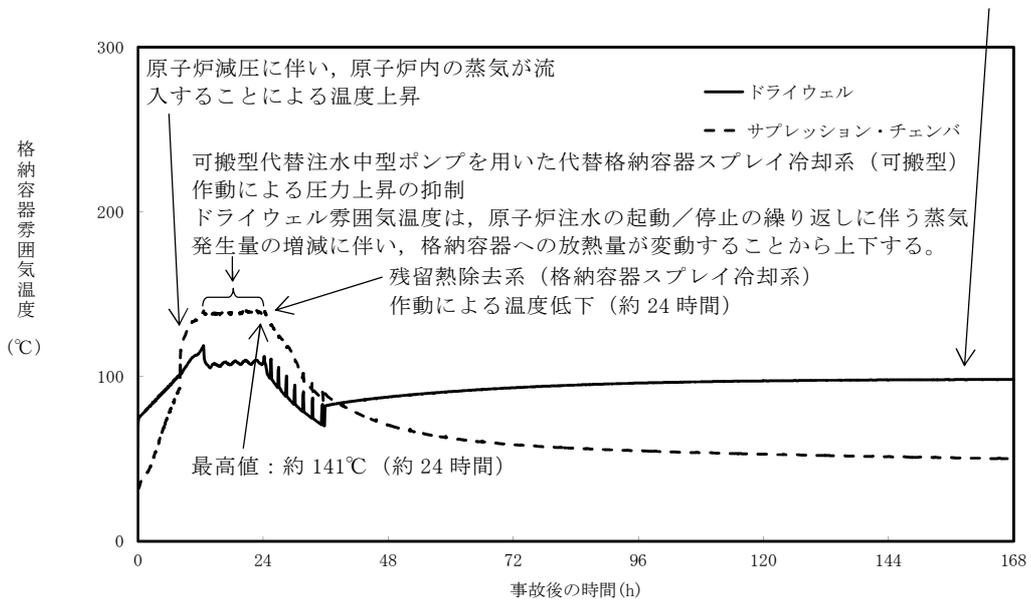


第 2.3.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

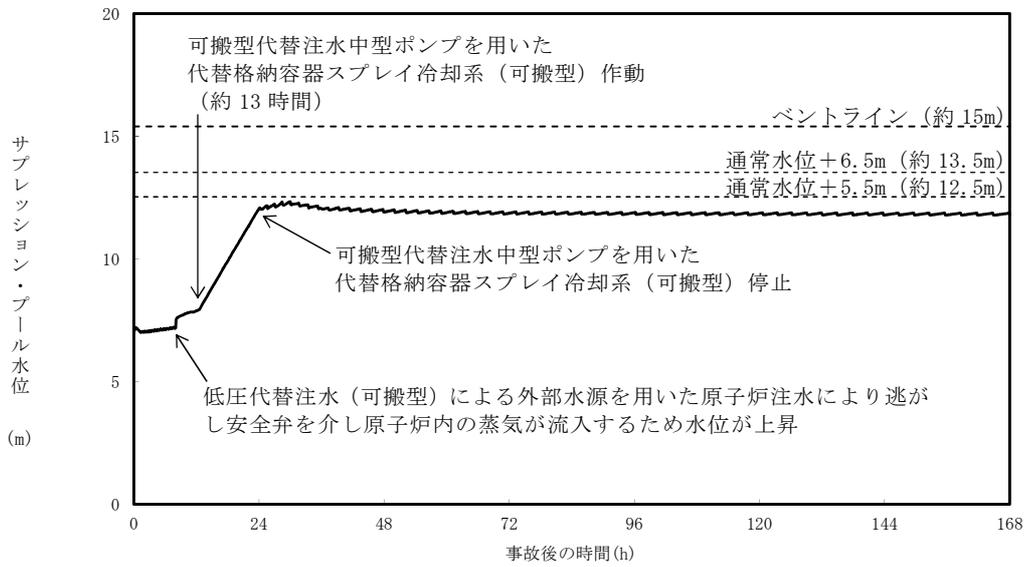


第 2.3.2-15 図 格納容器圧力の推移

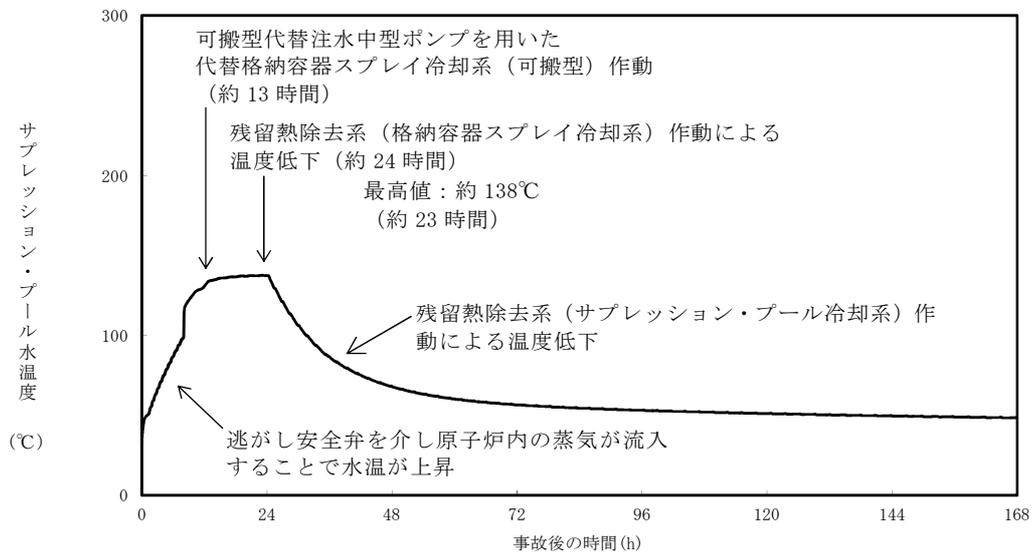
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



第 2.3.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（1/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域計装等による確認ができないため、原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。</li> <li>全電源喪失により、早期の電源回復不能と判断する。</li> </ul>	逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、高圧代替注水系を起動する。</li> </ul>	高圧代替注水系 サブプレッション・ チェンバ* 緊急用 125V 系蓄電池	—	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	高圧代替注水系 サブプレッション・ チェンバ* 緊急用 125V 系蓄電池	—	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>直流電源の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
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"> <li>全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—

■：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

2.3.2-47

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
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"> <li>全電源喪失の確認後、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負荷の電源切替えを実施する。</li> <li>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°C）に到達したことを確認する。</li> <li>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必要な電源の切替操作が完了した後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放することにより、原子炉減圧を実施する。</li> <li>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。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンペ 緊急用 125V 系蓄電池	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 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（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。</li> <li>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。</li> <li>高圧代替注水系が停止したことを確認する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

\* 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 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故等対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2C及び2Dを受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C電圧* M/C 2D電圧*

■：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 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (4/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
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操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用母線の受電後, 残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。</li> <li>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) による原子炉注水及び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) による格納容器スプレイを停止する。</li> <li>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操作を実施する。</li> </ul>	残留熱除去系 (低圧注水系) * サプレッション・チェンバ* 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) * 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による冷温停止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え, 冷温停止状態とする。</li> </ul>	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) * 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	-	-	-

■: 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 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (1/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：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 +126cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	48, 300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) と 9 × 9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する。)
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/7)

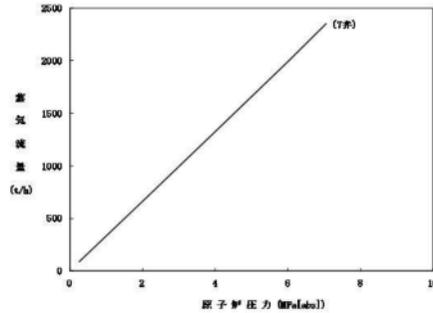
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器 (サブプレッション・チェンバ)	空間部 : 4,100m <sup>3</sup> 気相部 : 3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 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	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	125V系蓄電池, 非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失	125V系蓄電池, 非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源喪失を想定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（3/7）

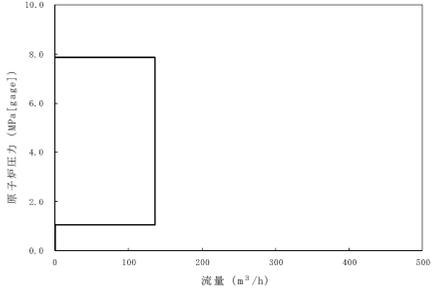
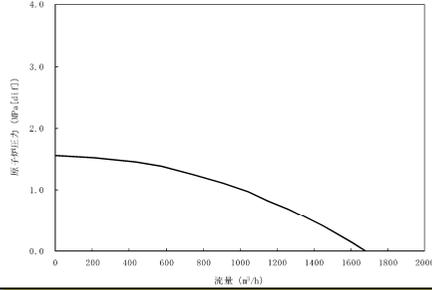
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する機器 対策条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（4/7）

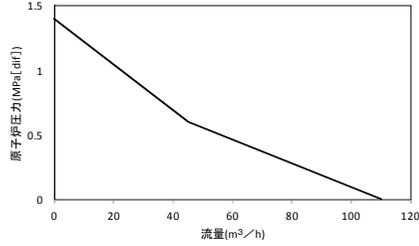
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 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操作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
	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 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（5/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系  原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止  ・注水特性：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている  
	残留熱除去系（低压注水系）  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除熱を実施  最小流量特性 注水流量：0m <sup>3</sup> /h～1,676m <sup>3</sup> /h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]  伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定   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

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（6/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  
		（原子炉注水と格納容器スプレィ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定）	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ィ冷却系（可搬型）	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、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  スプレィ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレィ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え  スプレィ流量：1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h （95%：ドライウェル，5%：サブプレッション・チェンバ）  伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	設計値を設定  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

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（7/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（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））が準備できた時点で、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	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	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
	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操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 蓄電池による給電時間評価結果について

重大事故等対処設備に電源供給を行う常設代替直流電源設備として、緊急用 125V 系蓄電池の 1 系統を有している。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており、緊急用 125V 系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時には、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注水系を起動し、原子炉への注水を行う。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24 時間<sup>\*1</sup>にわたり高圧代替注水系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,282Ah であることに対し、緊急用 125V 系蓄電池の容量が 6,000Ah<sup>\*2</sup>であることから、24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続のための電源供給が可能である。

(第 1 図)

- ※1 全交流動力電源喪失 (T B D) においては、事象発生 8 時間後に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) による原子炉注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。
- ※2 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流

ではなく，設計値を用いていることから，必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

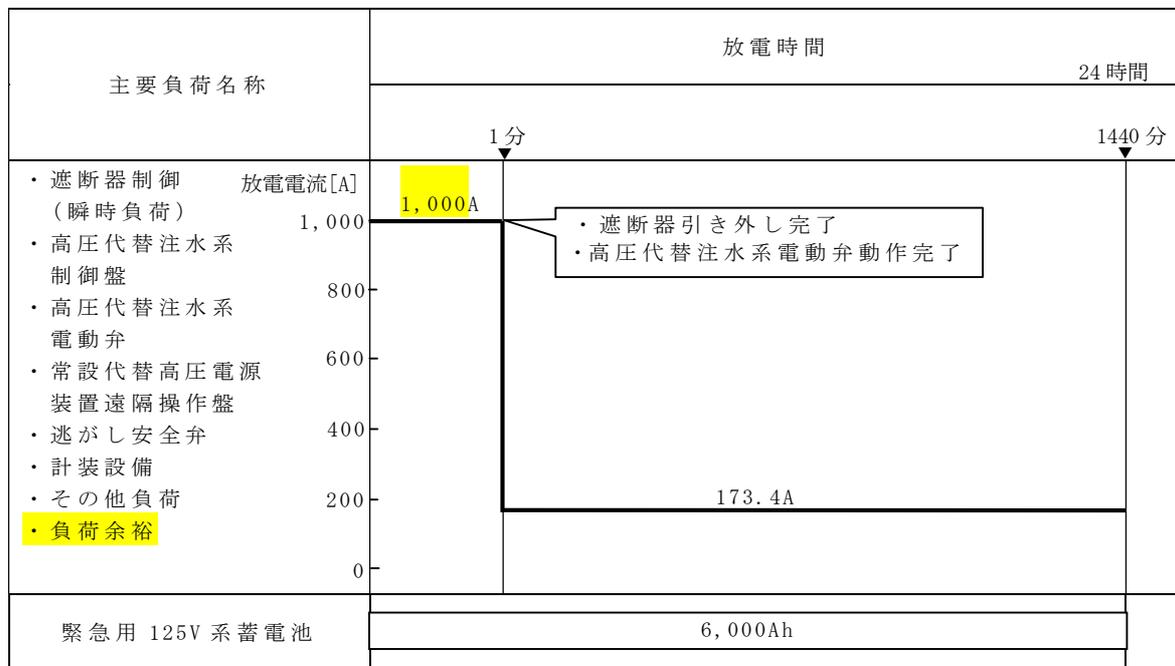
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用 125V 系蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 緊急用 125V 系蓄電池 負荷曲線

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

有効性評価の全交流動力電源喪失（TBD，TBU）では，約8時間の高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待している。第1図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。

高圧代替注水系の起動から約8時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備として，計測制御設備及び電動弁があるが，これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.2.1 にて確認している。

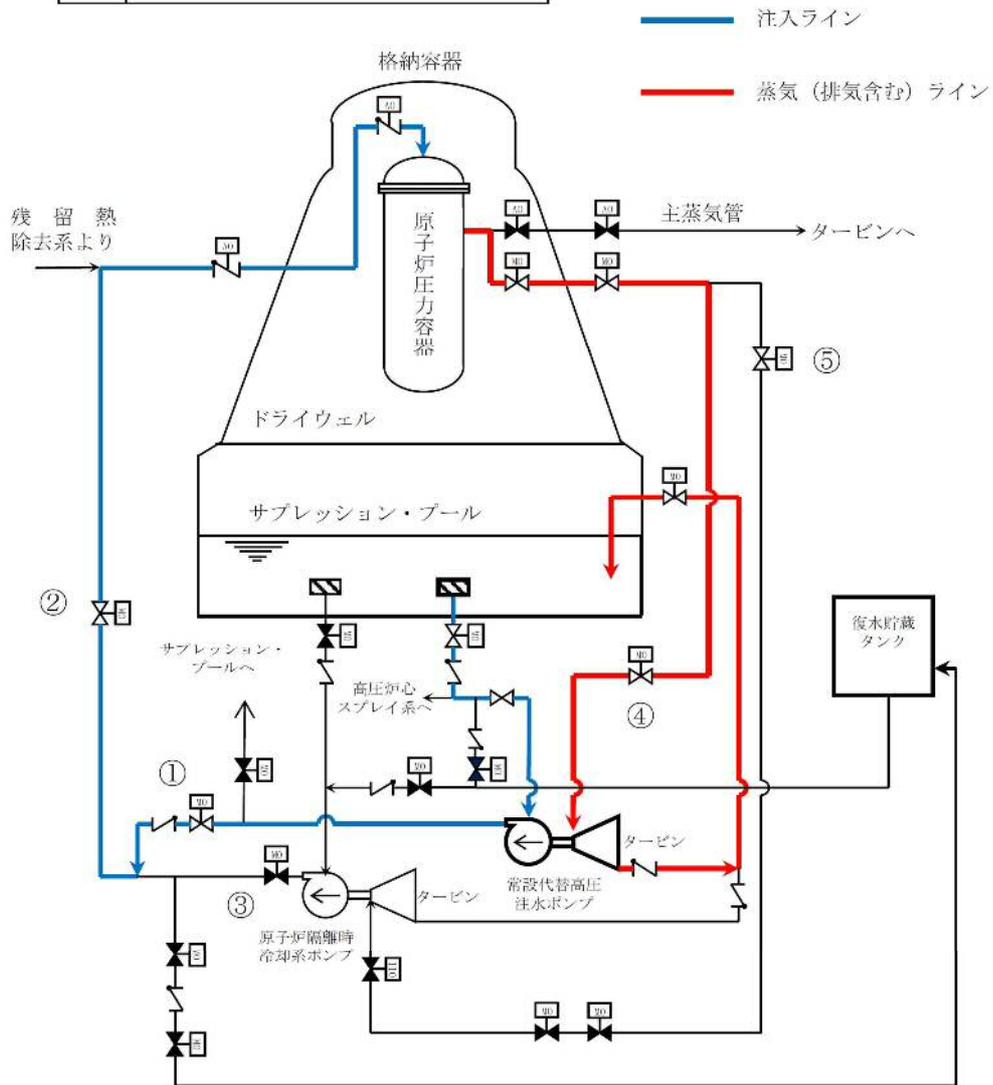
事故時には代替直流電源の容量以外にも，サプレッション・プール水温度の上昇や常設高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が，高圧代替注水系の運転継続に影響することも考えられるため，その影響についても確認した（第1表参照）。

第1表に記載したそれぞれの要因は高圧代替注水系の8時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考えられる。なお，事象発生約8時間後に実施する原子炉減圧操作に伴うサプレッション・プール水温度の増分は20℃程度であり，有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は約138℃であることから，仮に8時間後以降も原子炉減圧操作を実施せずに高圧代替注水系による原子炉注水を継続した場合のサプレッション・プール水温度の最高値は120℃程度となる。

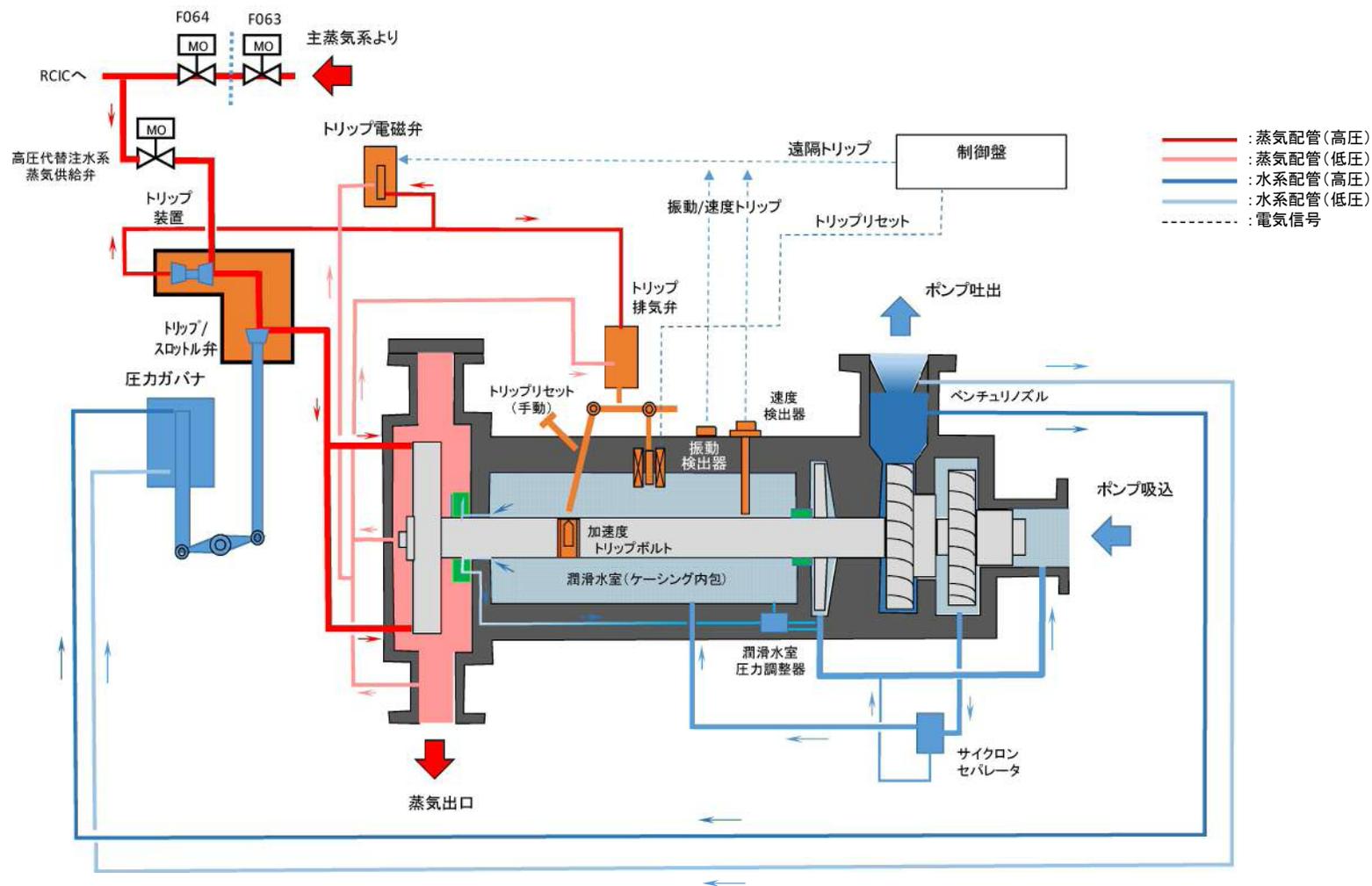
第1表 全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	影響概要	評価
サブプレッション・プール水温度上昇	サブプレッション・プール水温度の上昇により、高圧代替注水系ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>常設高圧代替注水系ポンプの第一水源であるサブプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後8時間での水温は約100℃となる。（第3図）</p> <p>この時の高圧代替注水系の有効吸込み水頭（NPSH）は、類似システムである原子炉隔離時冷却系ポンプと比較評価し、有効NPSH評価条件である静水頭（サブプレッション・プール水位低レベル～ポンプ吸込みレベル）及び配管設計が類似となり、静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから、サブプレッション・プール水温上昇時においても、原子炉隔離時冷却系ポンプ同様、必要NPSHに対し有効NPSHが上回るため、キャビテーションは発生しない。また、温度耐性の観点からも、高圧代替最高使用温度120℃で設計するため、サブプレッション・プールの温度上昇による高圧代替注水系の8時間運転継続への影響はない。</p>
常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	常設高圧代替注水系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温が65.6℃を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の常設高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約65℃（初期室温40℃）であり、常設高圧代替注水系の設計で想定している65.6℃を下回る。したがって、常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>（補足資料）</p>
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置する高圧代替注水系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>全交流動力電源喪失（TBD，TBU）は全交流動力電源喪失（長期TB）とほぼ同様の事象進展であり、中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失（長期TB）の直流電源の熱負荷に包含されることから、全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の中央制御室温度は、全交流動力電源喪失（長期TB）の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。（添付資料2.3.1.1）</p>

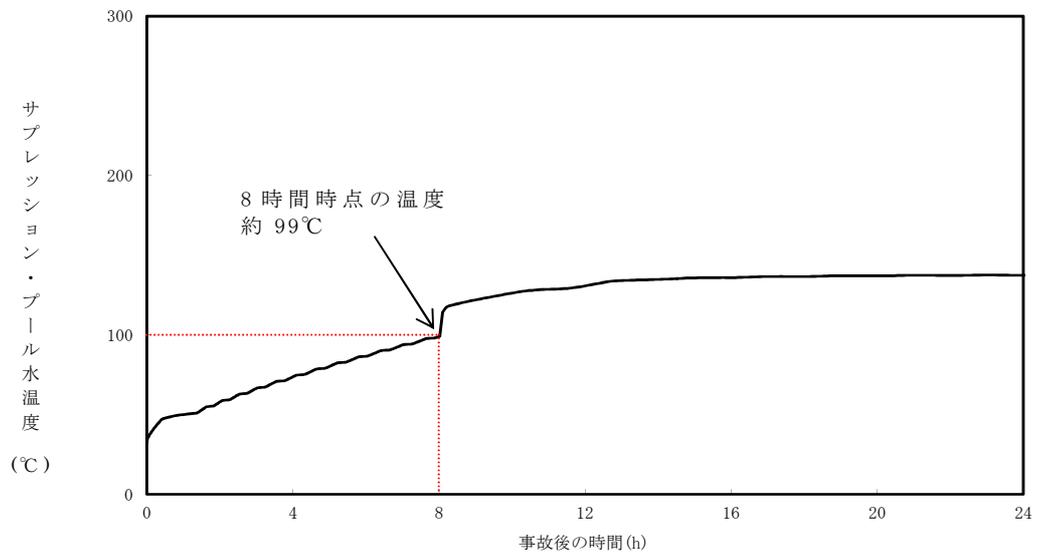
	弁名称
①	高压代替注水系注入弁
②	R C I C 注入弁
③	R C I C ポンプ出口弁
④	高压代替注水系蒸気供給弁
⑤	S A 用 R C I C 蒸気止め弁



第 1 図 高压代替注水系系統概要図



第2図 常設高圧代替注水系ポンプ周り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移

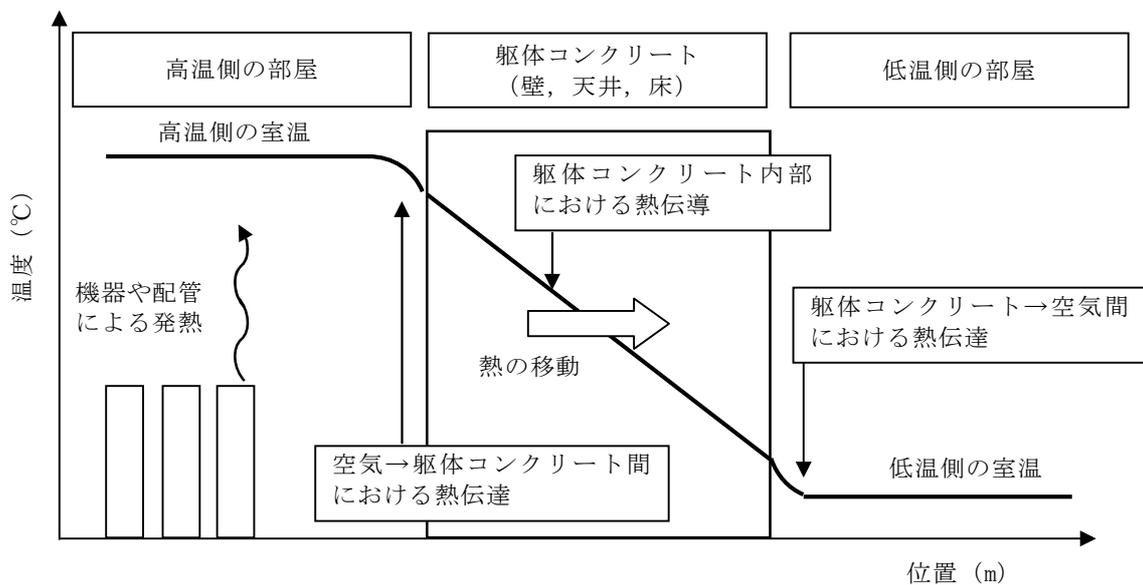
全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）における  
 高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第4図参照）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第4図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 常設高圧代替注水系ポンプ室の条件

- ・ 初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：692m<sup>3</sup>
- ・ 熱 容 量：715kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：第2表参照。また，発熱負荷の内訳を第3表に示す。

第2表 常設高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷

時間(h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷(kW)	14.5	14.5	14.5	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	16.9

第3表 常設高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷内訳

時間(h)	配管内の流体温度	発熱負荷	
	注水配管内流体温度設定(℃) <sup>※1</sup>	配管(kW)	機器(kW)
0	66 <sup>※2</sup>	9.5	5.0
1	66 <sup>※2</sup>	9.5	5.0
2	66 <sup>※2</sup>	9.5	5.0
3	67	9.6	5.0
4	74	10.1	5.0
5	81	10.6	5.0
6	87	11.0	5.0
7	94	11.5	5.0
8	99	11.9	5.0

※1 注水配管以外にはタービン側配管がある。それは保守的に最高使用温度が0h～8hまで継続するものとして設定する。

※2 0h～2hまでのサプレッション・プール温度は，32℃～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

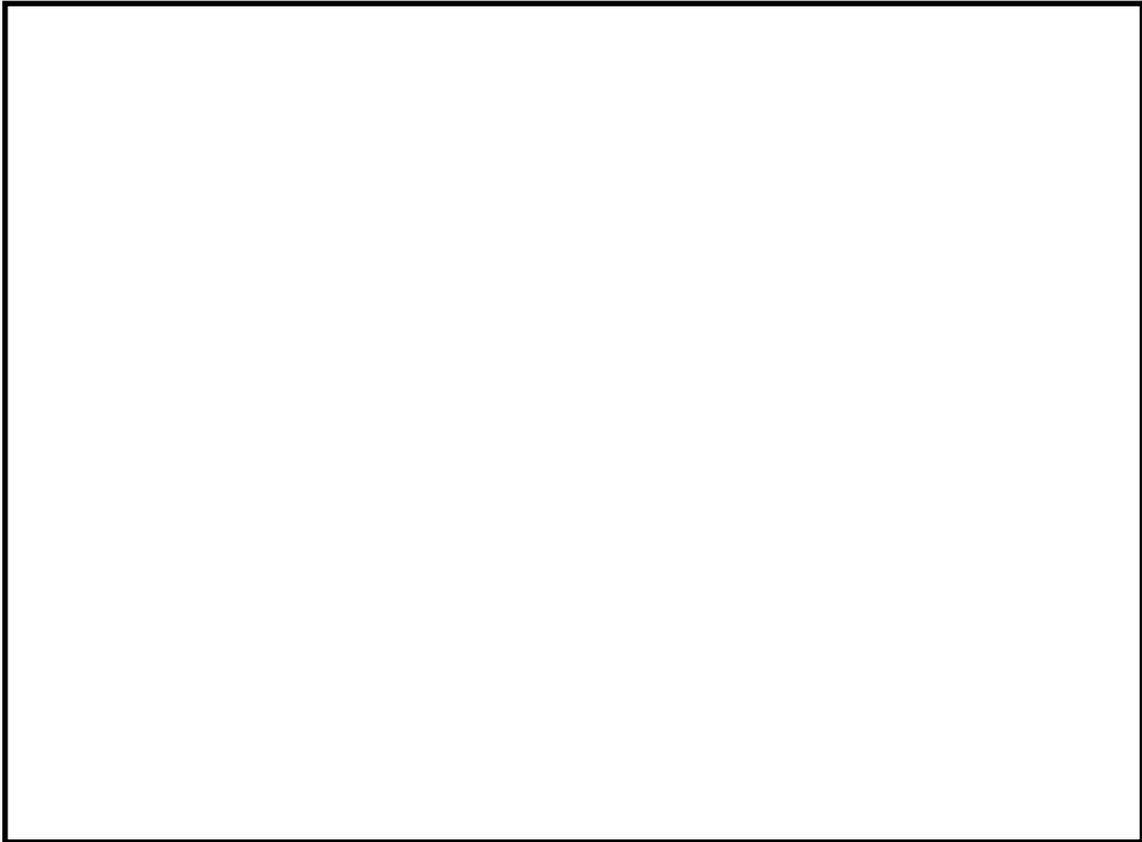
② 常設高圧代替注水系ポンプ室に隣接する部屋の温度

第4表に隣接する部屋の温度条件を示す。また、第5図に常設高圧代替注水系ポンプ室と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。

第4表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。
一般エリア (二次格納容器 施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定。
サブプレッション・チェンバ	99.0	全交流動力電源喪失時のサブプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定。
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第3号, 1982)」)



原子炉建屋地下 2 階<sup>※1</sup>



原子炉建屋地下 1 階

※1 地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 5 図 常設高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m <sup>2</sup> ・℃)
鉛直壁面	2 <sup>*1</sup>
水平壁面（上向き）	3 <sup>*1</sup>
水平壁面（下向き）	0.5 <sup>*1</sup>

※1 伝熱工学資料第5版に基づき，温度差 5℃，代表高さ 5m にて算出した値

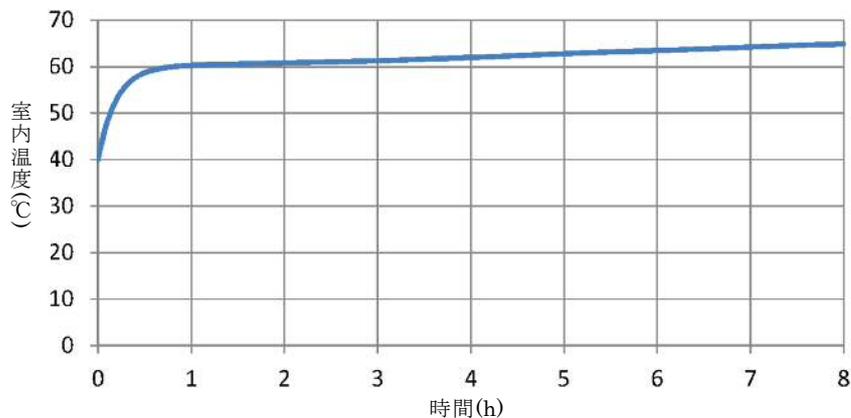
b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 <sup>*2</sup>
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m <sup>2</sup> /s)

※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）において，事象発生 8 時後の常設高圧代替注水系ポンプ室の温度は約 65℃，中央制御室温度は，全交流動力電源喪失（長期TB）の評価結果と同様であり，制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃以下であり，設計で考慮している温度を超過しないため，高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。



第6図 常設高圧代替注水系ポンプ室温の推移

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の安定状態については、以下のとおり。

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

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

原子炉安定状態の確立について

高圧代替注水系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定\*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル雰囲気温度は，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（サブプレッション・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除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあわせ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、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さい。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、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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柵等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 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るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、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、この影響は小さいと考えられる。

添付2.3.2.4-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定(通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33Gwd/t 以下となるよう燃料を配置する。)	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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 2.2kPa[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	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：約 4,092m <sup>3</sup> ~ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部：約 3,308m <sup>3</sup> ~ 約 3,342m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、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 (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-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。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレー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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、格納容器スプレー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ー水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレー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が、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、格納容器スプレーによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレー開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付2.3.2.4-6

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 (4/5)

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 <sup>3</sup>	約 8,600m <sup>3</sup> 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。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	緊急用125V系蓄電池、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失	—	緊急用125V系蓄電池、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間1.05秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・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。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]~8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり)~410.6t/h(1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]~8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり)~410.6t/h(1個当たり)(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、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である高圧代替注水系を手動起動させることから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能)7個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個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 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系	・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～ 1.676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～ 1.676m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～1.676m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) の場合は、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、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、注水流量 0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h 未満 (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m <sup>3</sup> /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		
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	スプレイ流量： 1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量： 1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において)	熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	熱交換器 1 基当たり約 43MW 以上 (サブプレッション・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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.3.2.4-8

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/5)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件 高圧代替注水系の起動操作	事象発生から25分後	可搬型照明の準備完了後、運転手順に基づき、直流電源喪失を確認し、高圧代替注水系の準備が完了した時点で原子炉注水を開始するため、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 可搬型照明の準備完了後、中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により原子炉スクラム、全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分、事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって、認知時間として余裕を含めて11分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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】 高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作として4分、高圧代替注水系の起動操作として6分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として10分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の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】 全電源喪失時の状況を考慮して可搬型照明を確保した後に操作を実施する想定としており、また、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であることから、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作及び高圧代替注水系の起動操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、 <b>原子炉注水操作を最優先に実施するため、この他の運転員等操作に与える影響はない。</b>	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	操作開始時間が事象発生25分後と同様であるが、高圧の注水系により原子炉注水を実施する本事故シナジェシスに比べて、原子炉減圧を実施し低圧の注水系により原子炉注水を実施することから <b>原子炉水位の低下の観点</b> により厳しくなる「LOC A時注水機能喪失」において、10分の原子炉減圧開始遅れを想定した場合でも、 <b>燃料被覆管の最高温度は約706℃</b> 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から時間余裕がある。 (添付資料 2.6.7)	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。解析上においては、起回事象の外部電源喪失から全電源喪失の認知後の高圧代替注水系の起動操作まで25分としているところ、訓練実績は約14分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>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(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)による原子炉注水操作)</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統(低圧代替注水系(可搬型))が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 可搬型照明の準備完了後、中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により原子炉スクラム、全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分、事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって、認知時間として余裕を含めて11分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系(可搬型)に用いる可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等として150分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>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。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、<b>その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に移行するまでの期間は、高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>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)の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>アクセスルートの復旧(がれき撤去)及び可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分と想定しているところ、訓練実績等では約115分、<b>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、</b>所要時間を1分と想定しているところ、訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</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 (3/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始から適宜	<p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 「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(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)による原子炉注水操作)」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 燃料給油操作に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4/5）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p>	<p>可搬型代替注水 <b>中型</b> 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 <b>操作</b></p>	<p><b>格納容器</b> 圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<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（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の<b>当直運転員</b>とは別に現場操作を行う<b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は、低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 <b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる<b>当直運転員</b>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高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>事象発生後の約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

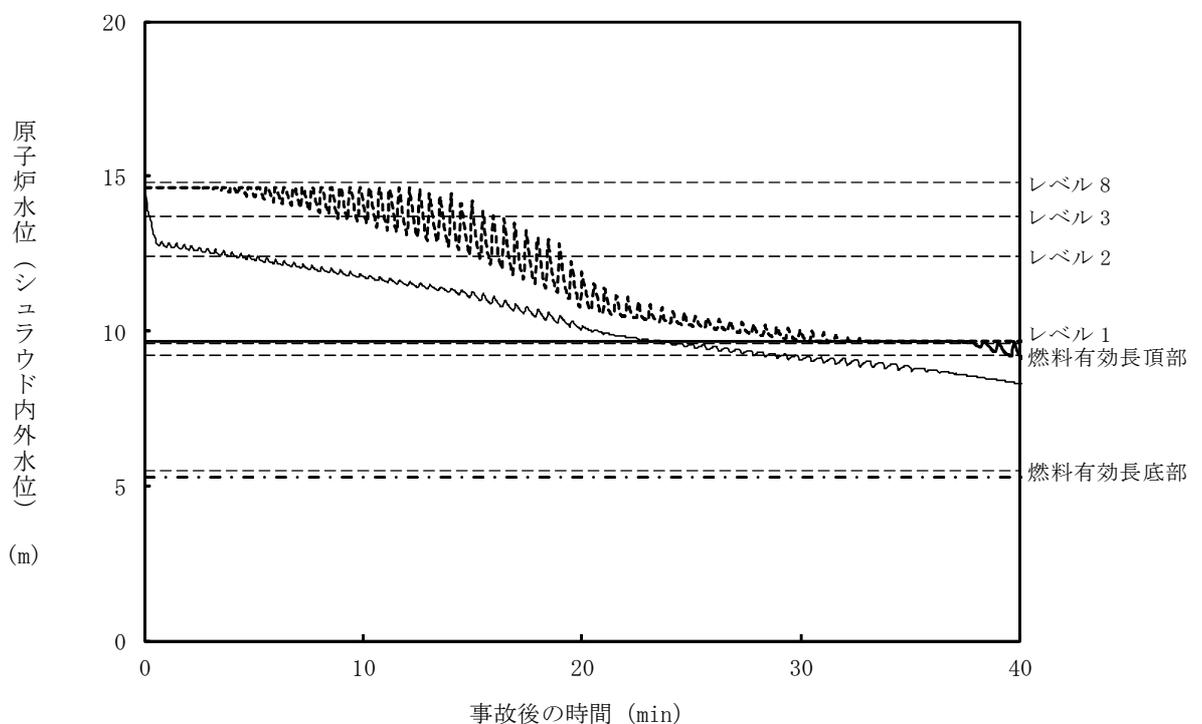
第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	<p>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操作</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる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。</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のため、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</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。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定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>

## 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について

高圧代替注水系の起動操作は、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して、解析上事象発生 25 分後開始するものとしている。高圧代替注水系は、原子炉の減圧操作なしに高圧で原子炉注水が可能な系統であり、少なくとも原子炉水位が燃料有効長頂部に到達する前までに起動操作を実施することで炉心のヒートアップを防止することが可能である。

このため、高圧代替注水系の起動操作に係る操作時間余裕を把握するため、原子炉注水が実施されない場合に原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間を評価した。この結果、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するのは、事象発生約 40 分（39.6 分）後であり、少なくとも 14 分の操作時間余裕が確保されている。



第 1 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

7日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 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)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 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を用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

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

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水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

格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 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を用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 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を

停止する。

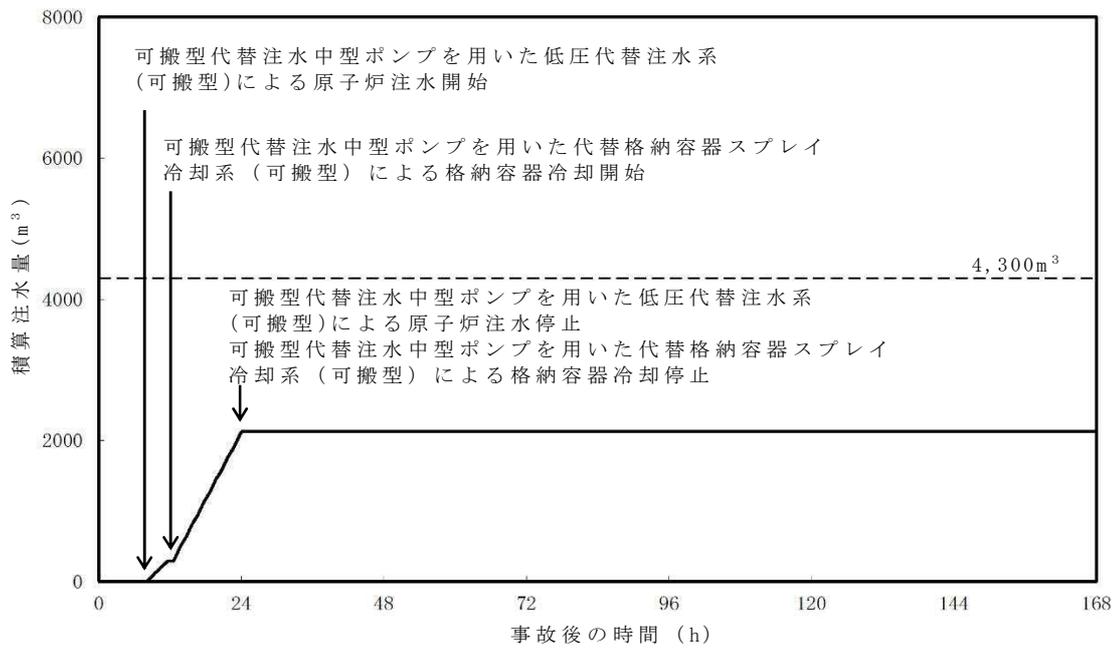
### 3. 時間評価

事象発生から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）による原子炉注水が開始されるまでは、高圧代替注水系により原子炉注水を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B D , T B U))

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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  
(全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))

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
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

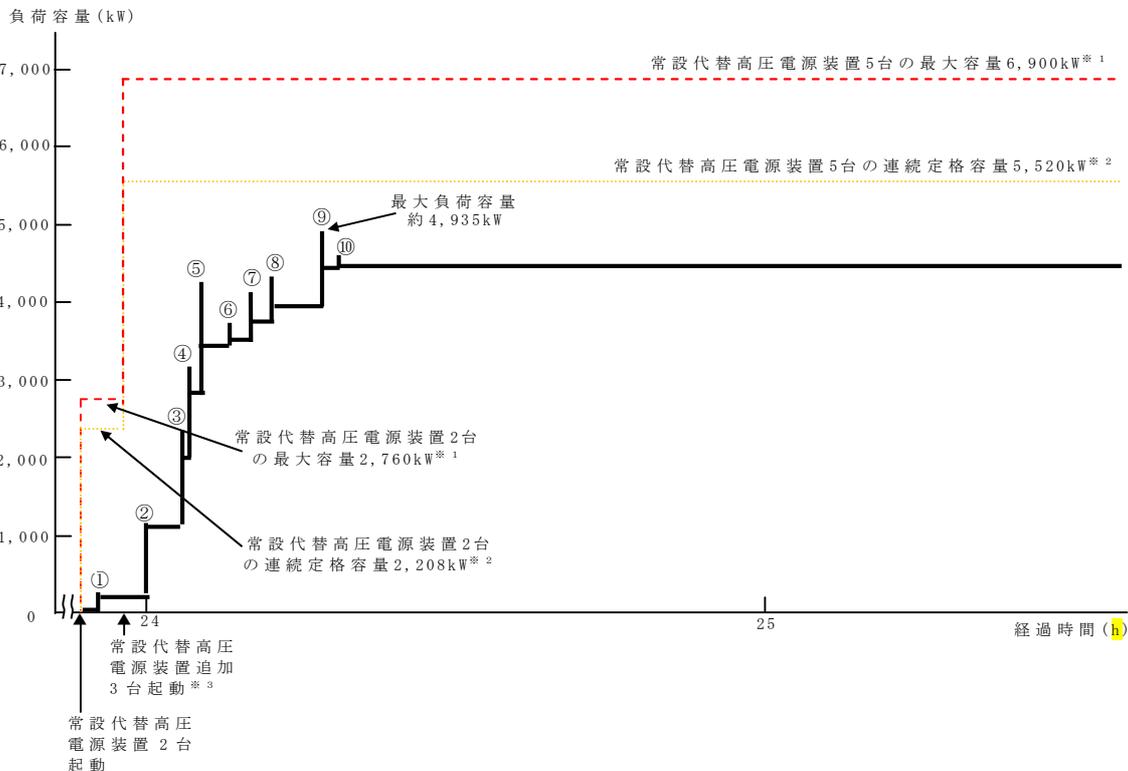
常設代替交流電源設備の負荷

(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

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 ・その他必要な負荷	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※4 ・120V/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4 非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明※4 ・120V/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234 約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,188
③	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約2,388	約2,025
④	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑤	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑦	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 その他必要な負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑨	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約4,935	約4,467
⑩	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



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
- ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

### 2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

#### 2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」である。

##### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁1個が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁1個開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1個開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）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、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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、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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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2.3.3-1図に、対応手順の概要を第2.3.3-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.3.3

－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6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ための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、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）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに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の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.3-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに、再循環系ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、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。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。

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

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部

電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水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

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお、逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

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）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め7個を手動開放し、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（可搬型））

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）の原子

炉注水操作により、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

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

i. タンクローリによる燃料給油操作

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。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水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

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、現場操作にて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を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水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に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、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。

1. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は，M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

o. 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操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系（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。

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等である。

p. 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。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。

### 2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失するとともに、逃がし安全弁の再閉鎖失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系も停止することで、全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压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、スプレー冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.3.3-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環系ポンプ

再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過

度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6 個を使用するものとし、容量として、1 個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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （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。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が  $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$  まで低下した時点で停止するものとする。

(f) 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、 $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\text{MPa}[\text{dif}]^* \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$  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 43MW（サブプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$  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ブプレッション・プール冷却を実施するものとする。

\* MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ 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：0m<sup>3</sup>/h～110m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m<sup>3</sup>/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し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき130m<sup>3</sup>/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し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。

(i) 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）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に1.9×10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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%をサブプレッション・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ブプレッション・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（サブプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，事象発生の 3 時間後に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）の起動準備操作が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 3 時間 1 分後に実施する。なお，全交流動力電源喪失時において，直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても，少なくとも事象発生から 8 時間後まではサブプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。
- (d) 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は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 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操作は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作

に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.3-4 図から第 2.3.3-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.3-9 図から第 2.3.3-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・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 2.3.3-15 図から第 2.3.3-18 図に示す。

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

#### a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁 1 個が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生約 79 分後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し，燃料有効長頂部を

下回る。

事象発生後の3時間後に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）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生後の約14時間後に格納容器圧力が279kPa [gage]に到達

した時点で、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を開始し、事象発生後の24時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第2.3.3-9図に示すとおり、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）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、炉心の露出に伴い上昇し、事象発生後の約212分後に約746℃に到達するが、評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下にとどまることから、評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は、第2.3.3-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第2.3.3-15図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水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並びに残留熱除去系（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により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.3-16 図に示すとおり、事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.3-5 図に示すように、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.3-15 図及び第 2.3.3-16 図に示すように、事象発生の約 24 時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

(添付資料 2.3.3.1)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

### 2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、逃がし安全弁1個が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため、直流電源の負荷切離操作を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水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）による格納容器冷却操作を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（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（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）による原子炉注水操作）、直流電源の負荷切離操作、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）による格納容器冷却操作、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とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水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）による格納容器冷却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 2.3.3.2)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、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H D R 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、B W R 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、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

## (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 2.3.3-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件

とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、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り、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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ることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.4\text{MPa}$  [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  (0MPa [dif]  $\sim 1.55\text{MPa}$  [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim 1.4\text{MPa}$  [dif]) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 (0MPa [dif]  $\sim 1.55\text{MPa}$  [dif]) の場合は、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。

(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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、 $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}$ ～ $110\text{m}^3/\text{h}$  ( $0\text{MPa} [\text{dif}]$ ～ $1.4\text{MPa} [\text{dif}]$ ) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}$ ～ $1,676\text{m}^3/\text{h}$  ( $0\text{MPa} [\text{dif}]$ ～ $1.55\text{MPa} [\text{dif}]$ ) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となる

パラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$  未満 ( $0\text{MPa} [\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa} [\text{dif}]$ ) 及び  $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$  未満 ( $0\text{MPa} [\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa} [\text{dif}]$ ) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.3.2)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

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（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）

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3時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の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く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系(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(サブレーション・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事象発生から24時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.3.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）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、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、この場合には、原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水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高値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱操作の

開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.3.2)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

第 2.3.3-19 図から第 2.3.3-21 図に示すとおり、操作条件の**逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作**（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）による原子炉注水**操作**）は、運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し、事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合、燃料被覆管の最高温度は約 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、55 分程度の時間余裕は確保されている。

操作条件の可搬型代替注水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**は、事象発生の約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生後の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.3.2, 2.3.3.3)

#### (4) まとめ

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

### 2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」の重大事故等対策に必要な災害対策要員(初動)は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり6名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

### a. 水 源

可搬型代替注水中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及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約 2,160m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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）による原子炉注水操作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ついては、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.3.4)

### b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、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。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）

による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 2.3.3.5）

### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約4,497kW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。

なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。

蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.3.3.6）

### 2.3.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，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）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，常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（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手段及び常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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「全交流動力電源喪失（T B P）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，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）による原子炉注水を継続し，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及び常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系

(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を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

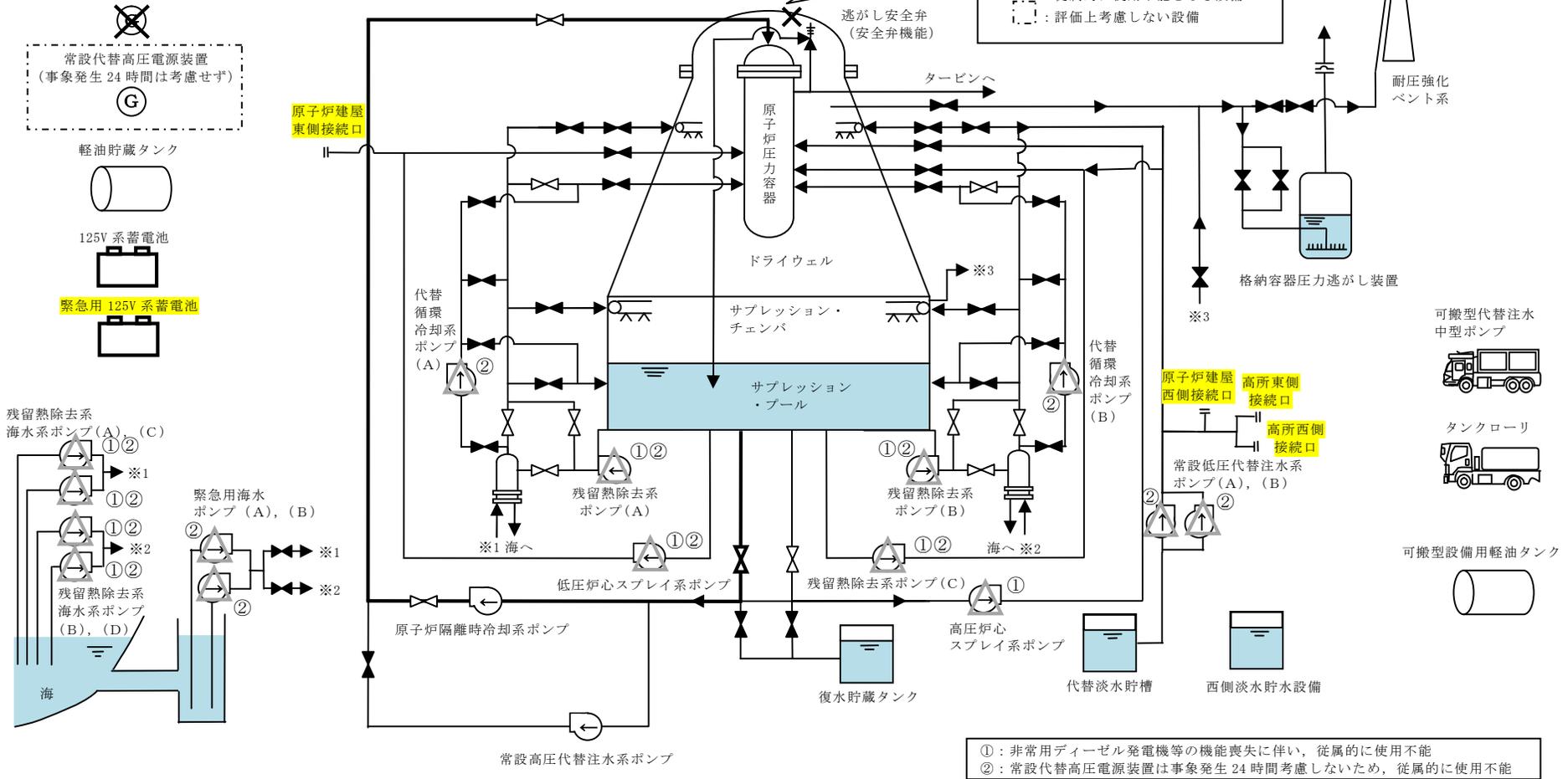
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

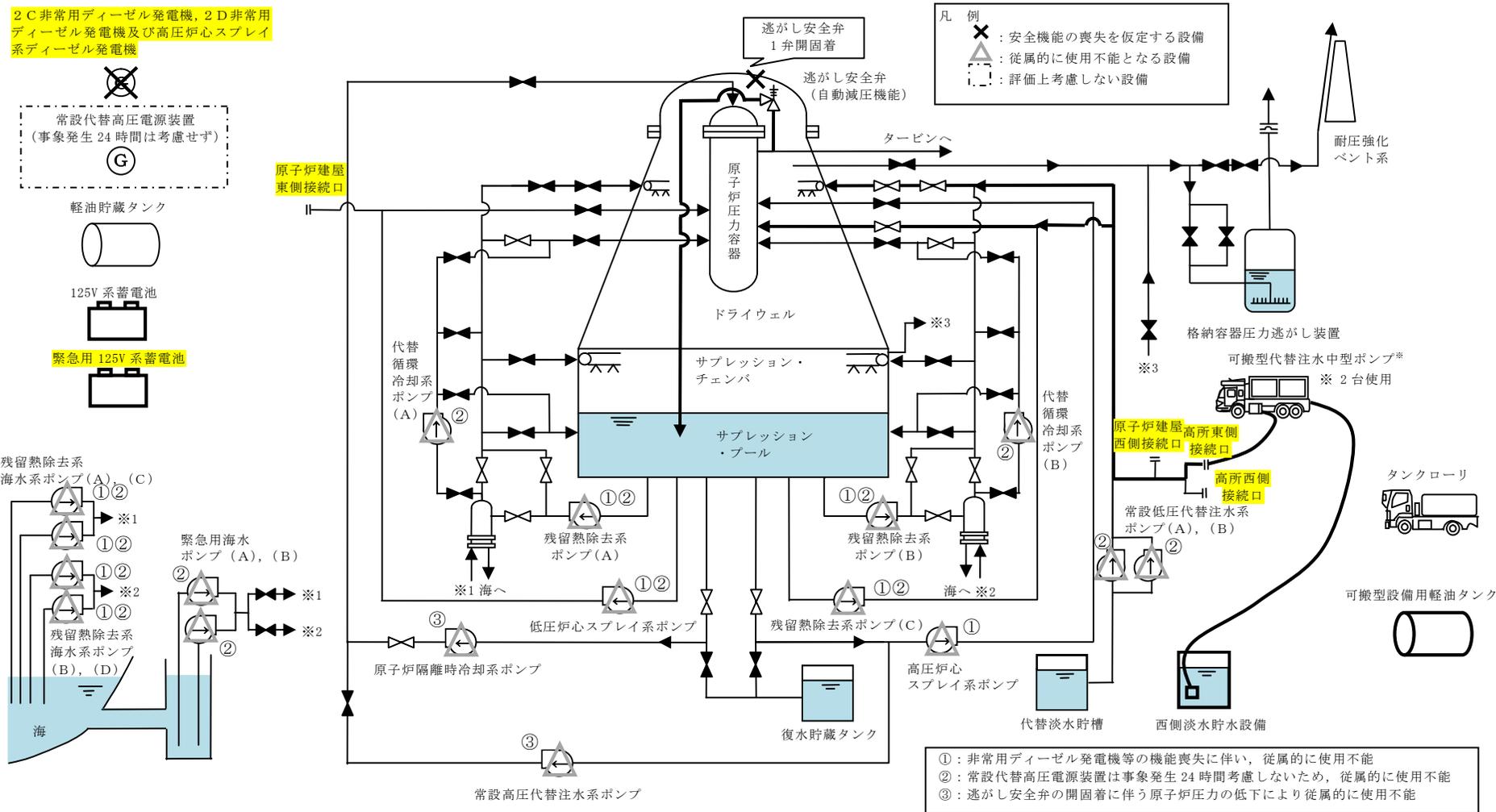
重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」において、所内常設直流電源設備、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)による原子炉注水、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並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系(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「全交流動力電源喪失(TBP)」に対して有効である。

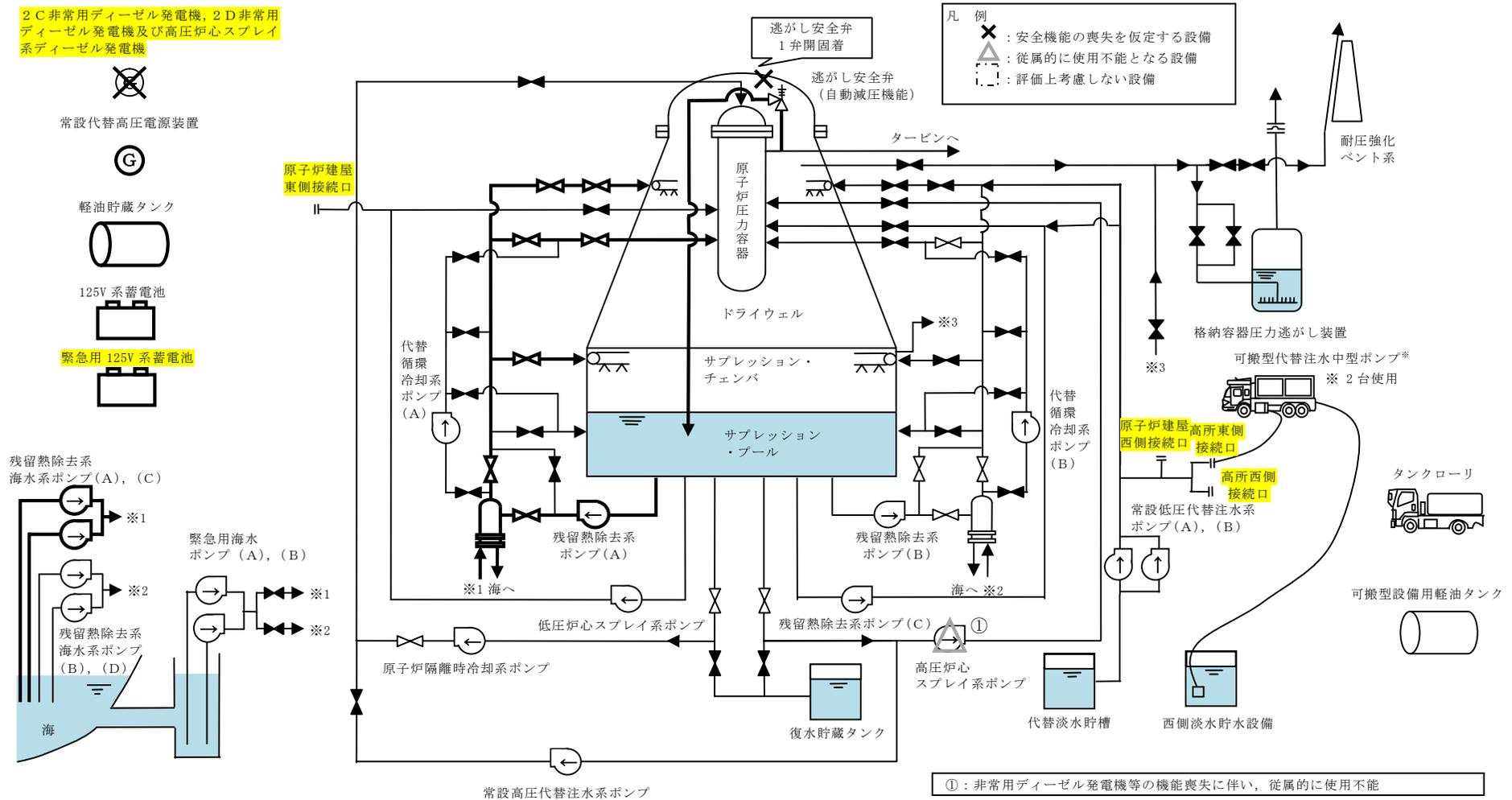
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイス系ディーゼル発電機



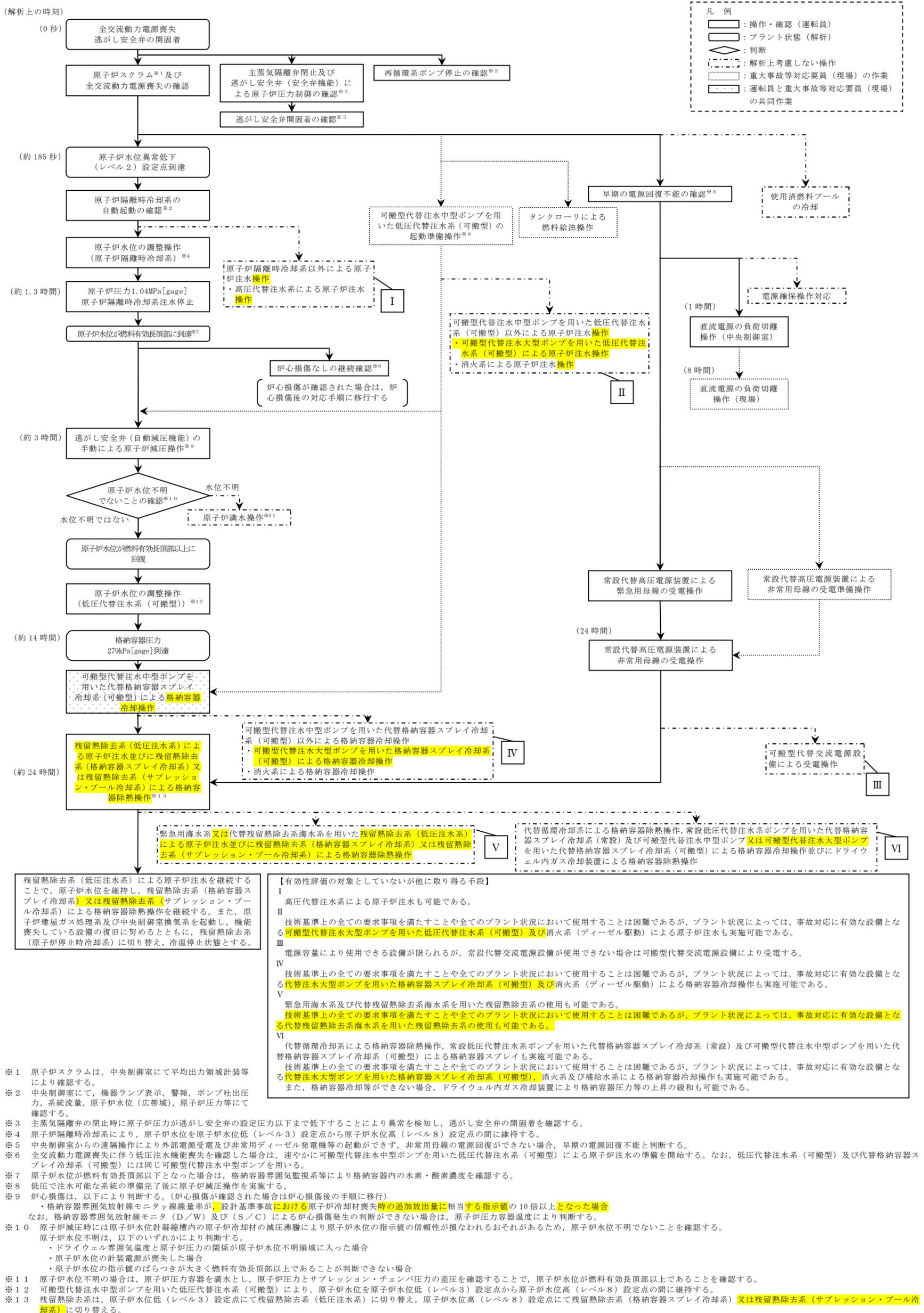
第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



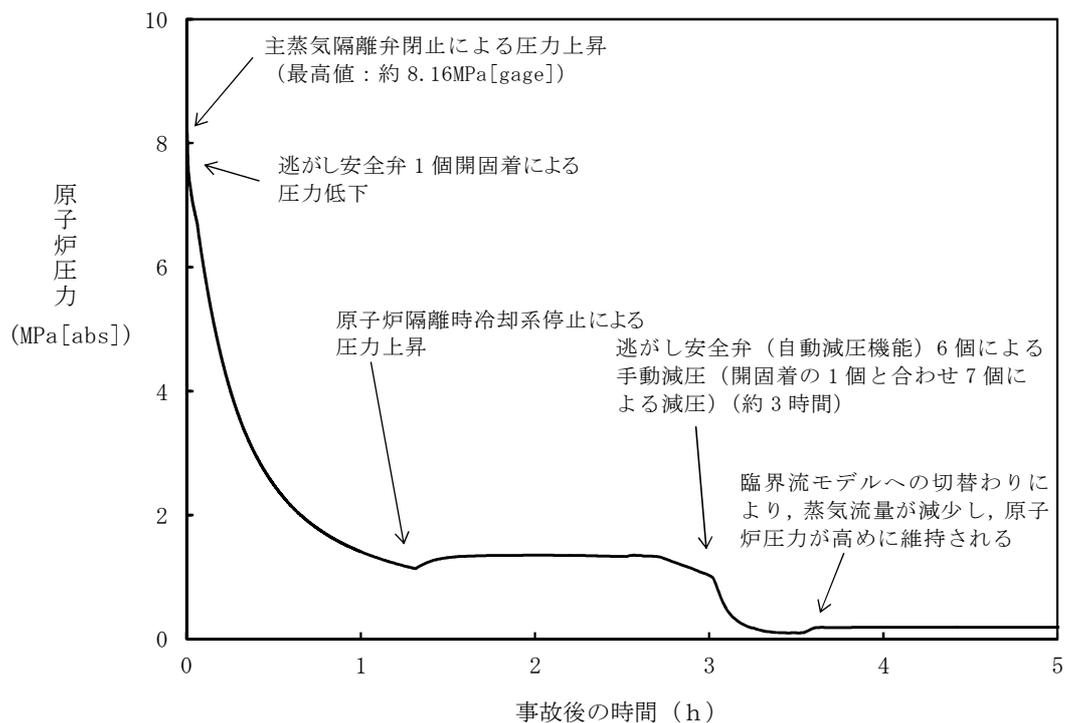
第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失(TBP)の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (T B P)					経過時間 (分)												備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
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	事象発生 原子炉スクラム ▽プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室) 約1.3時間 原子炉圧力1.04MPa到達 (原子炉隔離時冷却系停止)												
	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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●再循環系ポンプ停止の確認</li> <li>●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</li> <li>●逃がし安全弁閉鎖の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分													
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持													
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分													
	【1人】 B	—	—	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分													
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施												解析上考慮しない	
可搬型代替注水中 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													
	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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) による原子炉注水の系統構成操作	125分													
所内常設直流電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作 (不要負 荷の切離操作)	【1人】 B	—	—	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)	6分													

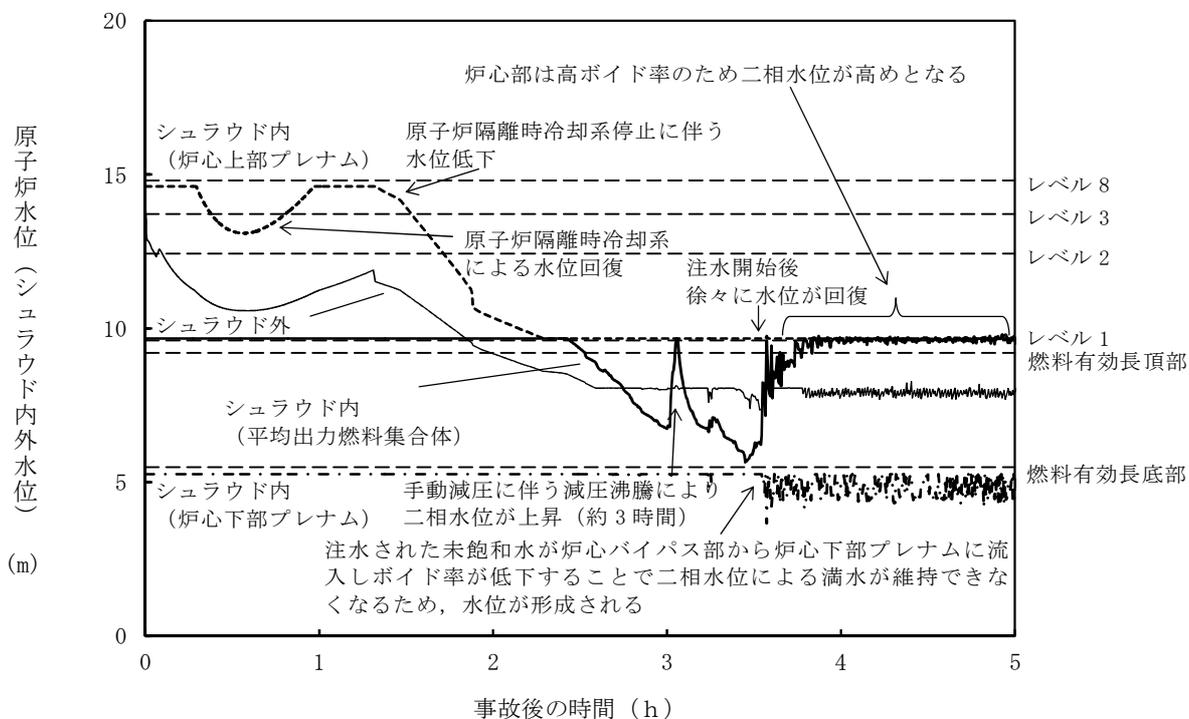
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の作業と所要時間 (1/2)

				全交流動力電源喪失 (T B P)																			
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									
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																		
	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作		起動後、適宜監視																	
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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) による原子炉注水の系統構成操作	125分																		
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
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) 6個の手動開放操作	1分																		
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (参集)	●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) による原子炉注水の調整操作		系統構成後、適宜流量調整																	
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	-	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作 (現場)	50分																		
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	35分																		
	-	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作 (現場)	75分																		
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	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (参集)	●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の系統構成操作 ●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の調整操作	175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																		
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 ●非常用母線の受電操作	8分 5分																		
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】 B	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系 (低圧注水系) 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	4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・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作		適宜実施																	
	【1人】 A	-	-	●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	20分 15分																		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 解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人																				

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の作業と所要時間 (2/2)

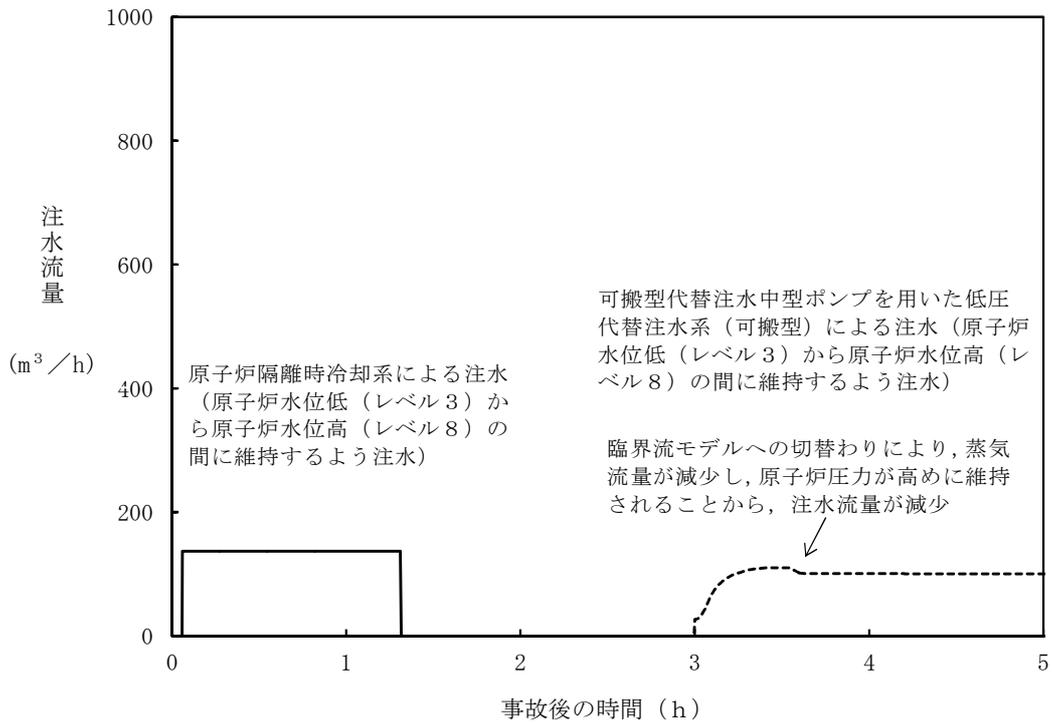


第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

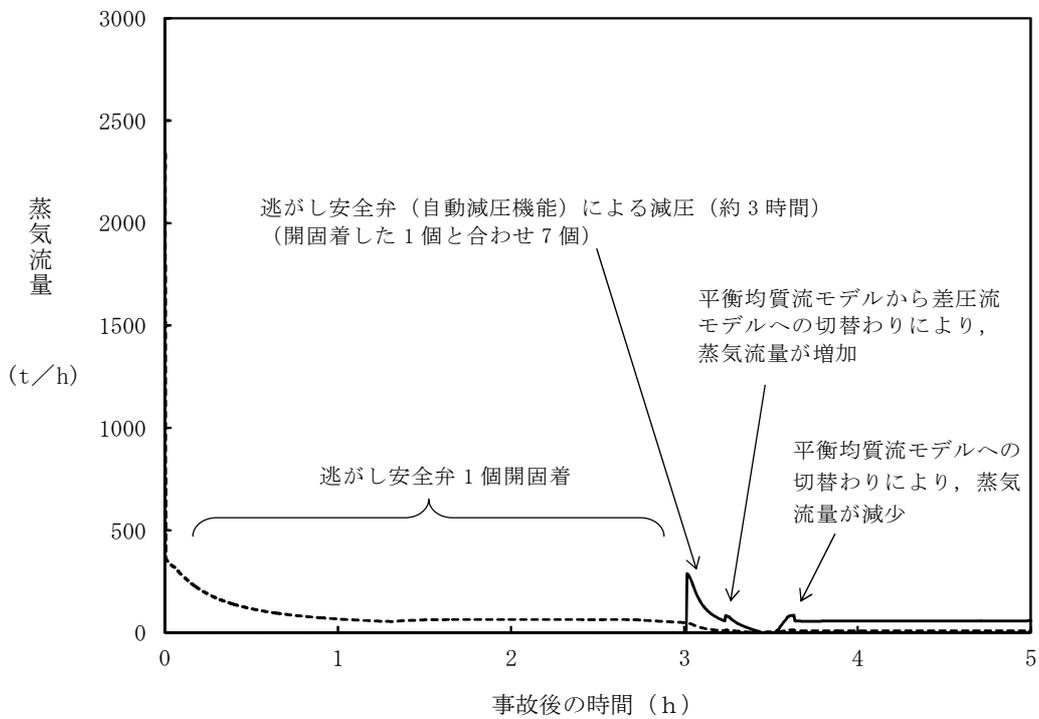


第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

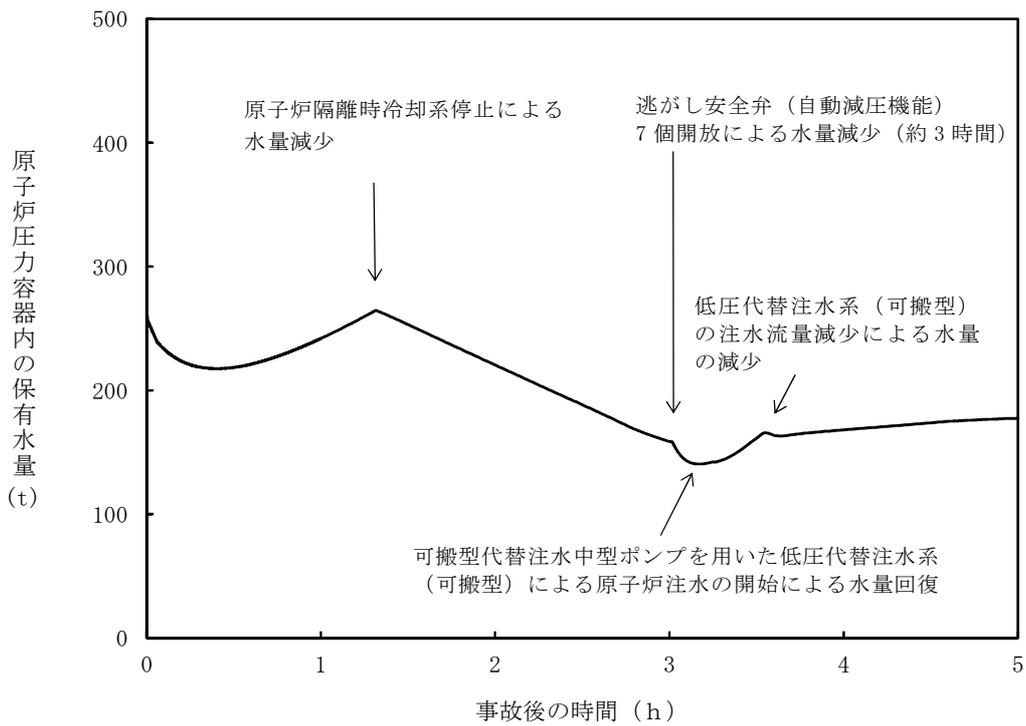
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は, 二相水位を示している。



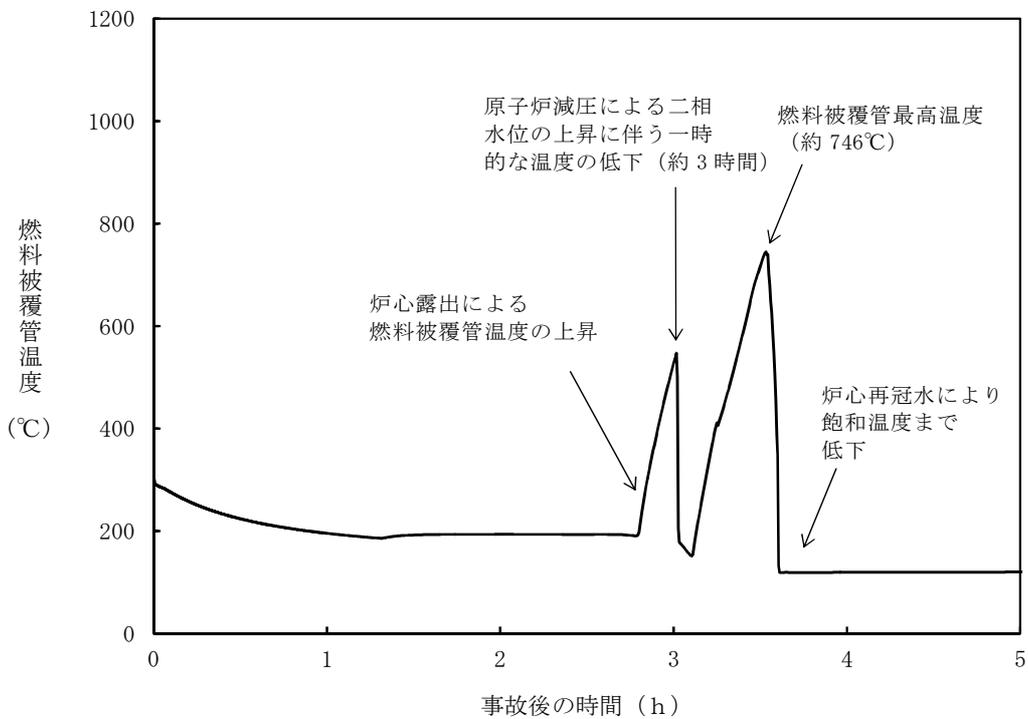
第 2.3.3-6 図 注水流量の推移



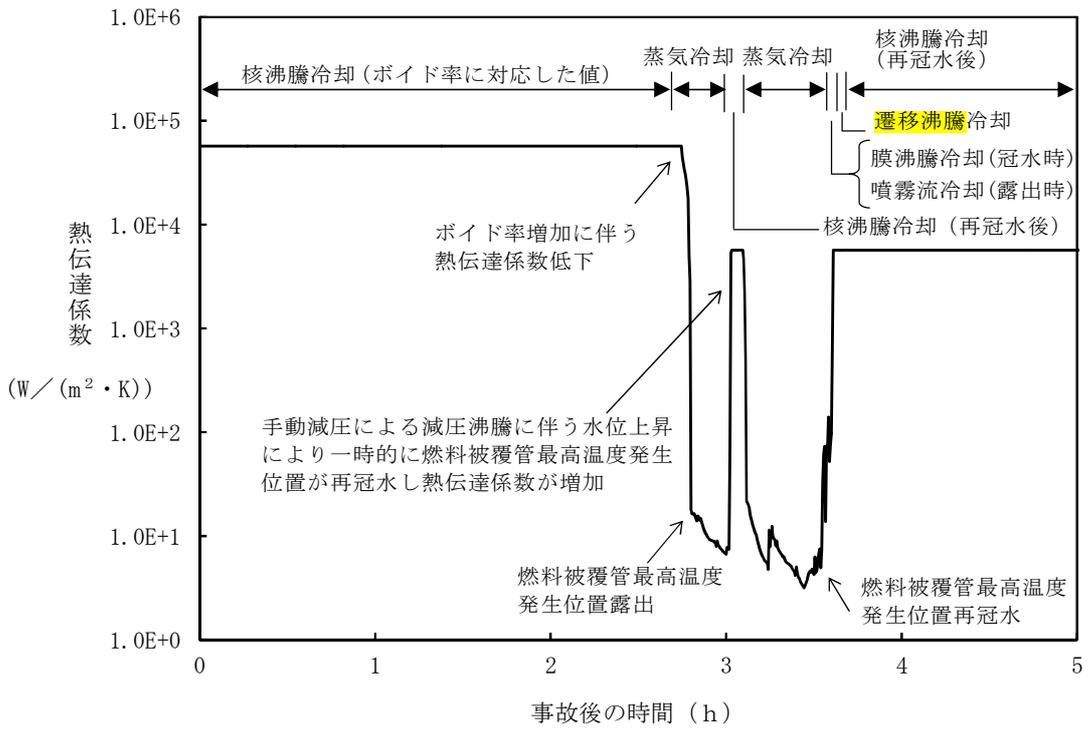
第 2.3.3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



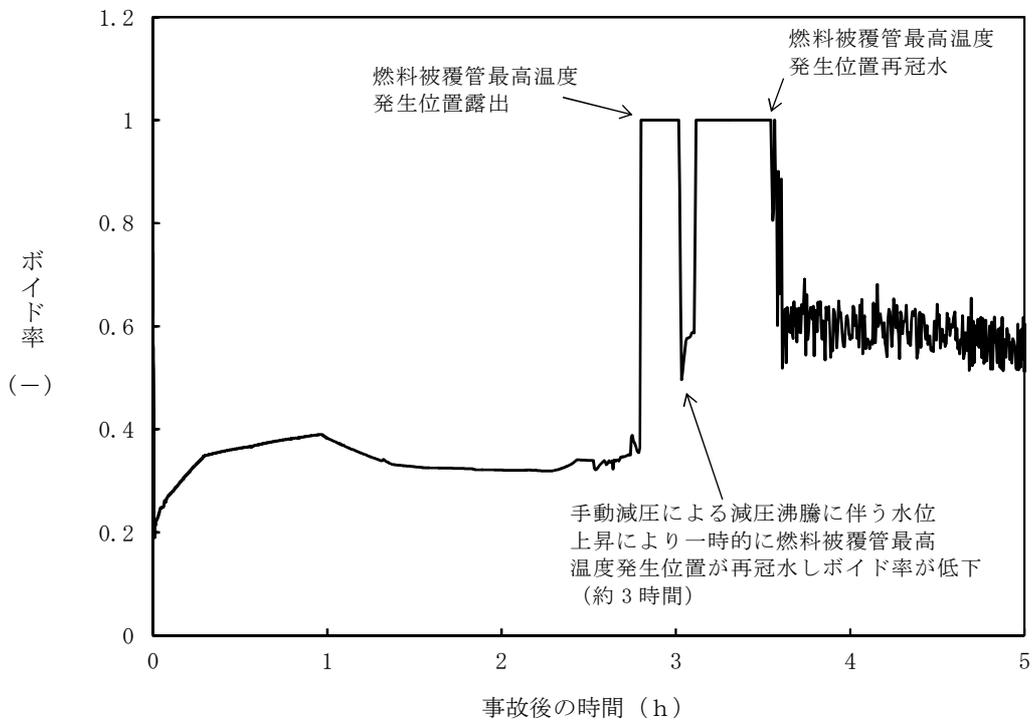
第 2.3.3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



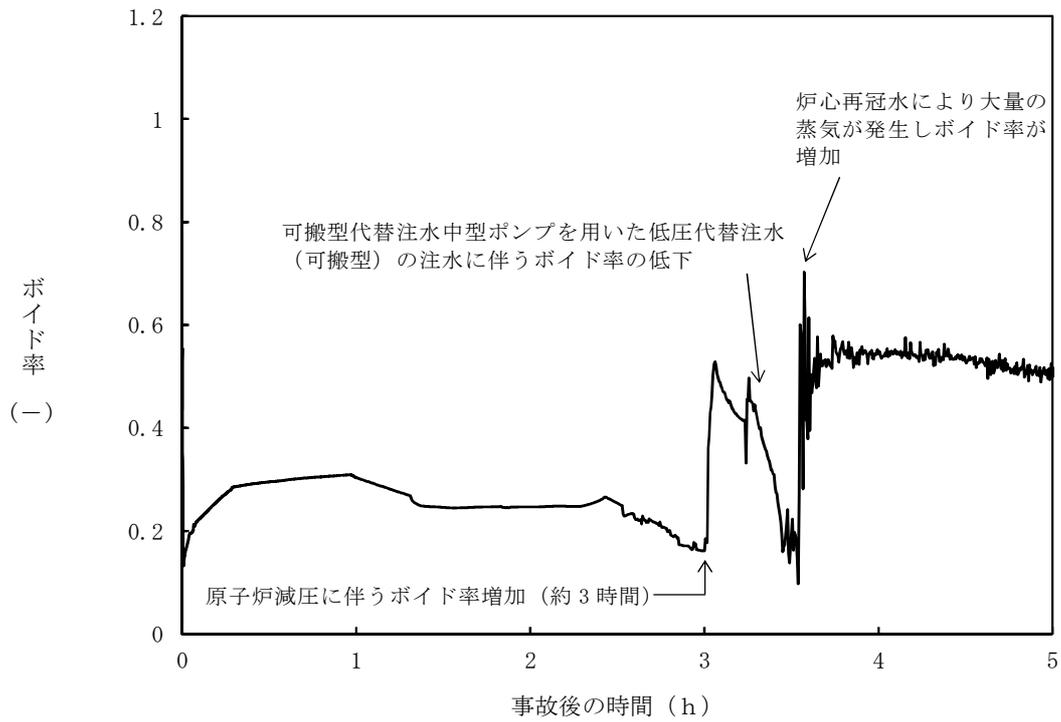
第 2.3.3-9 図 燃料被覆管温度の推移



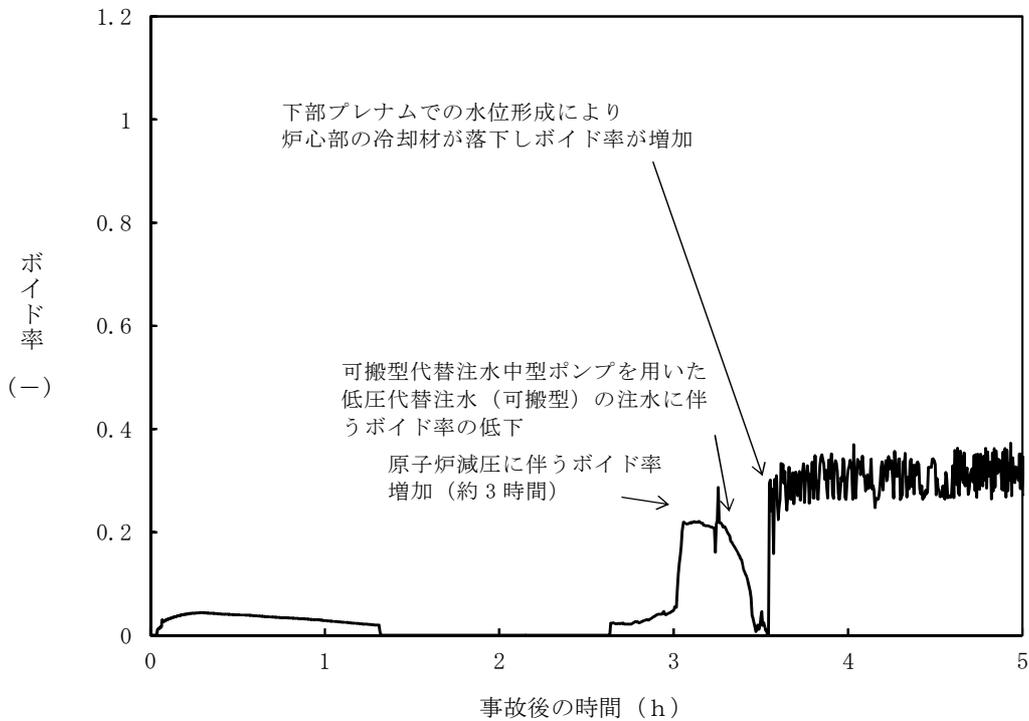
第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



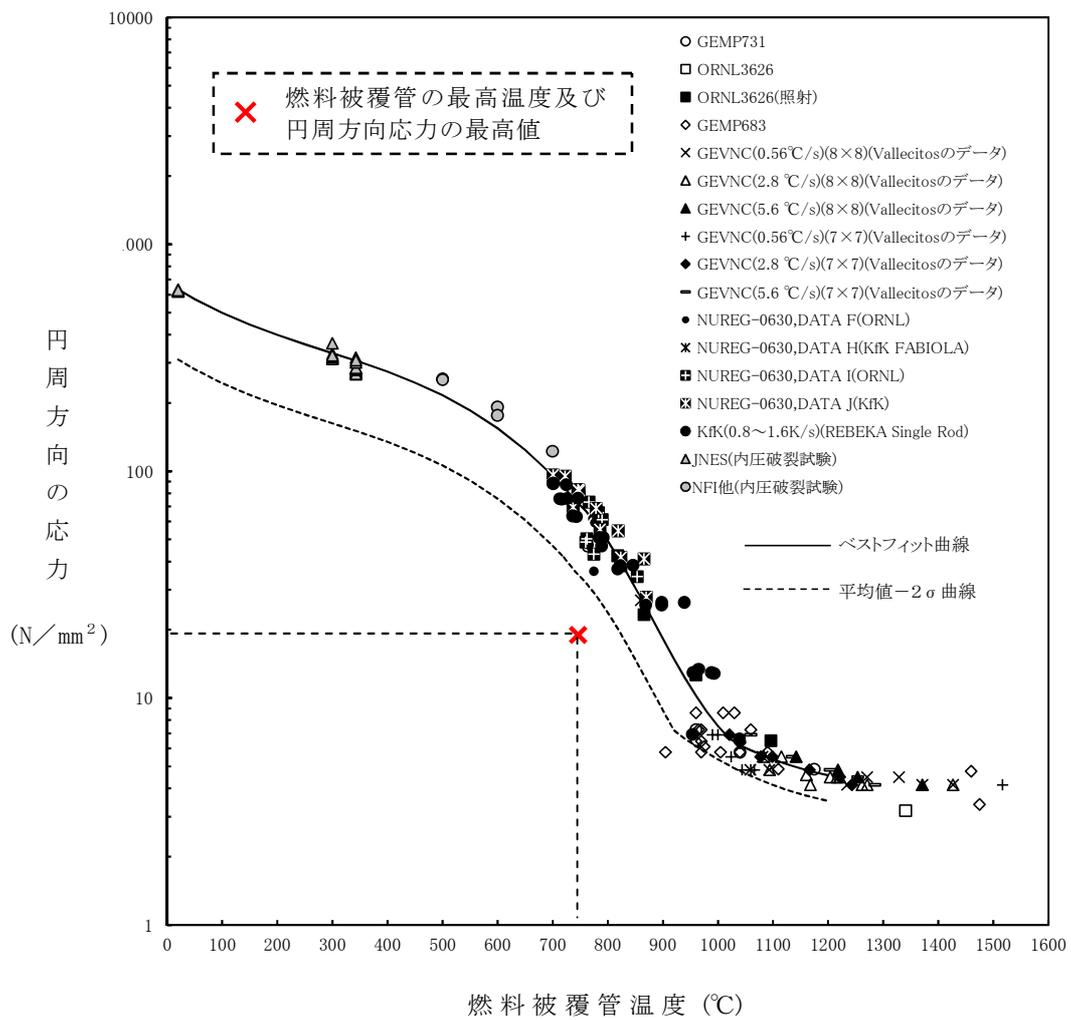
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



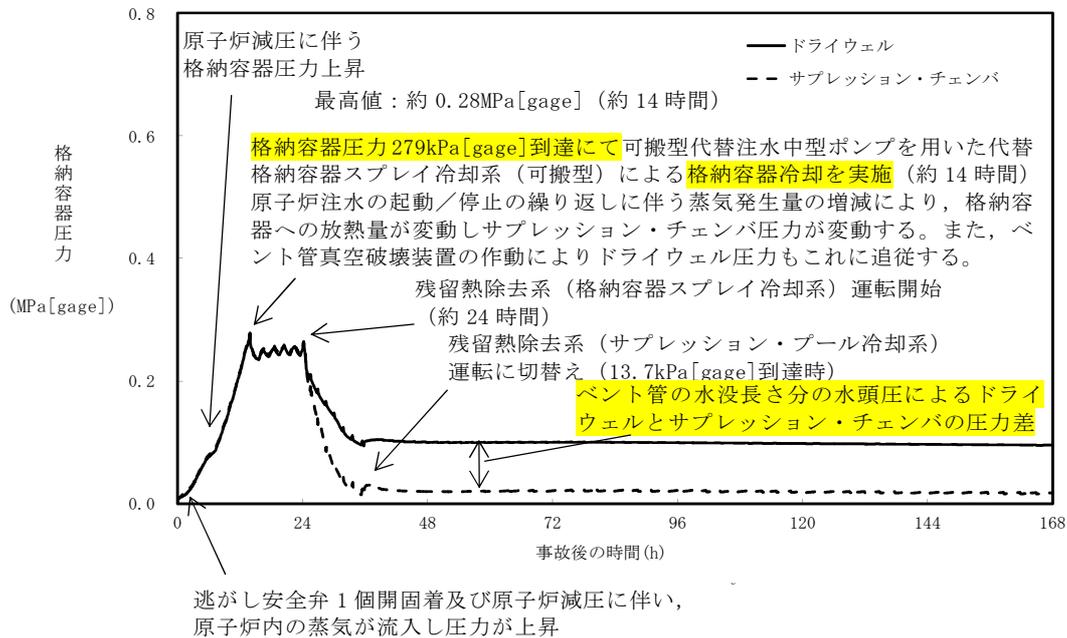
第 2.3.3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

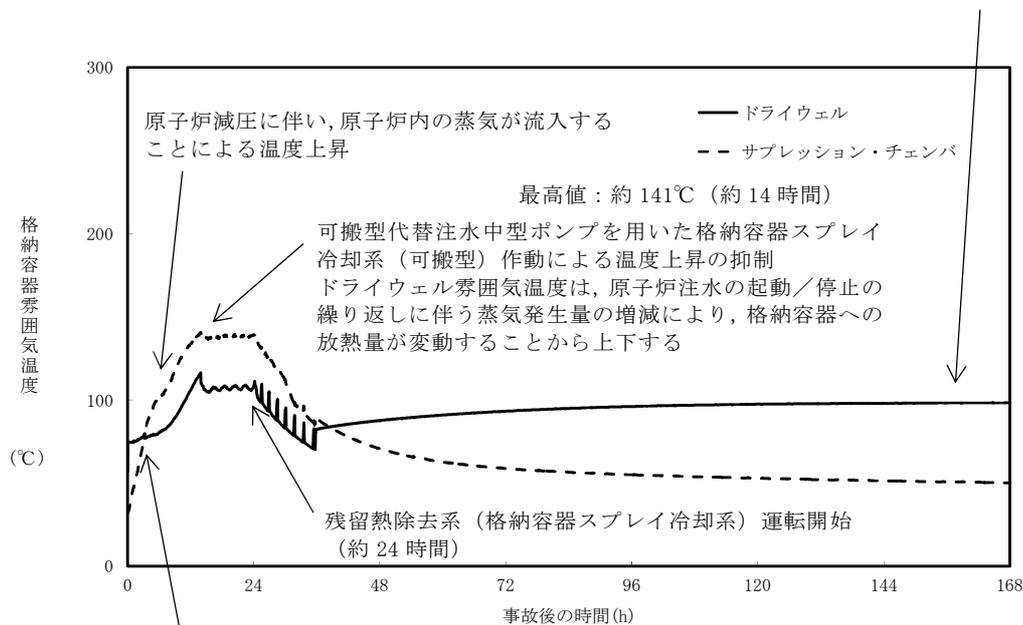


第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



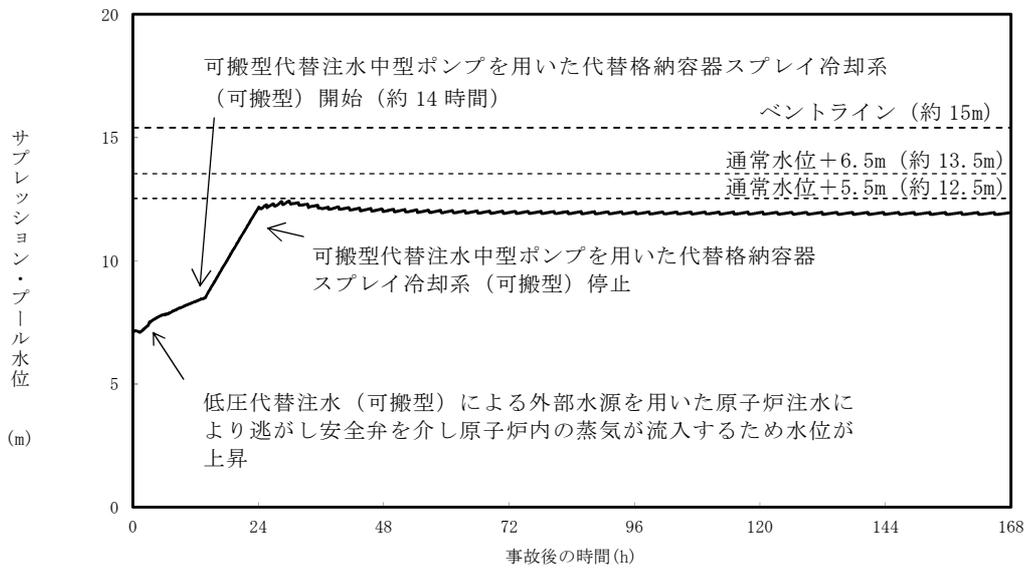
第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移

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

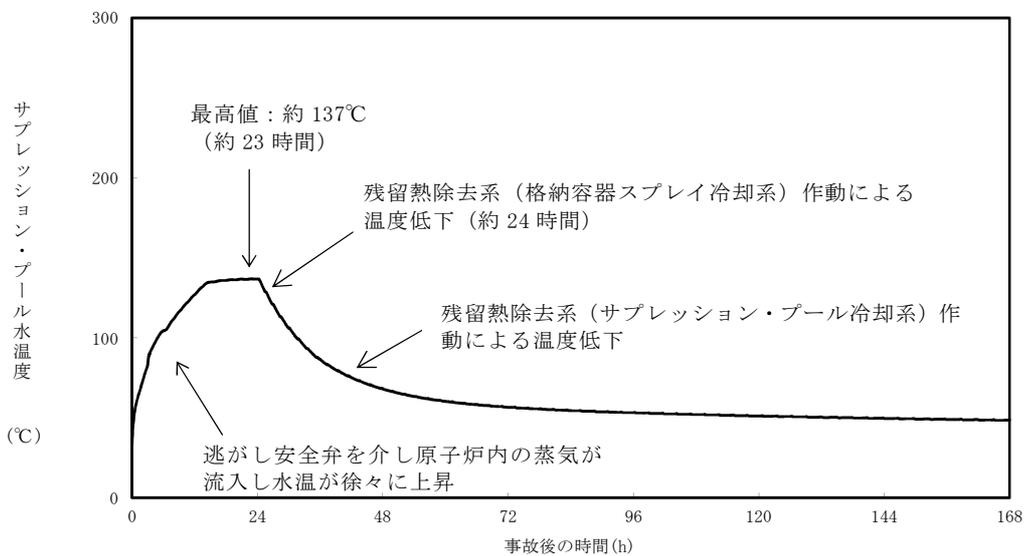


原子炉減圧に伴い原子炉飽和温度が低下することで、圧力容器壁面 (内表面) 温度が低下し、熱伝導の遅れを伴って、外表面の温度も低下し、格納容器気相部温度の低下に繋がる。また、格納容器気相部から壁面への伝熱により、壁面温度が上昇することで格納容器気相部温度が低下する

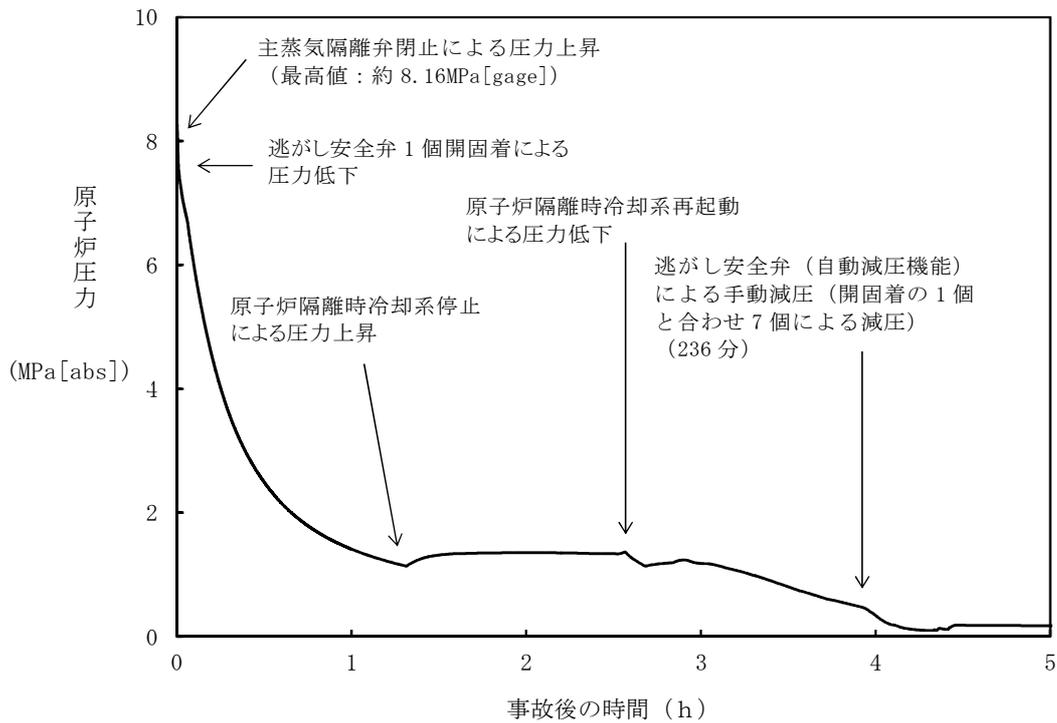
第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



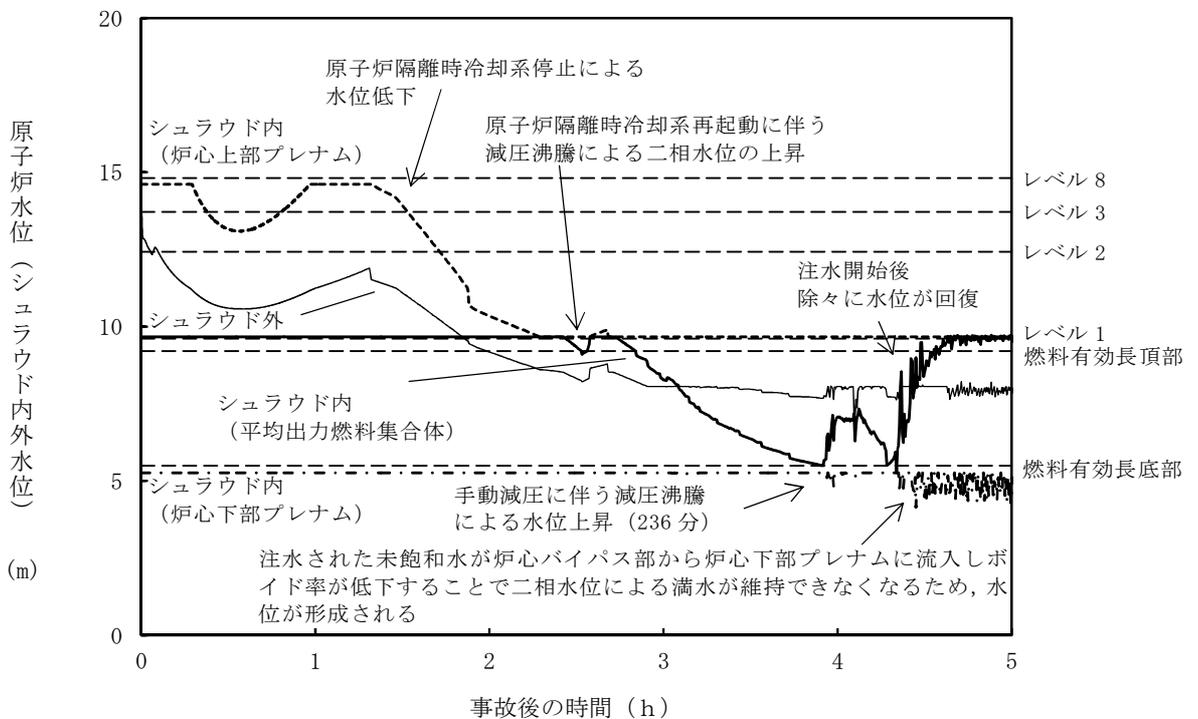
第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移



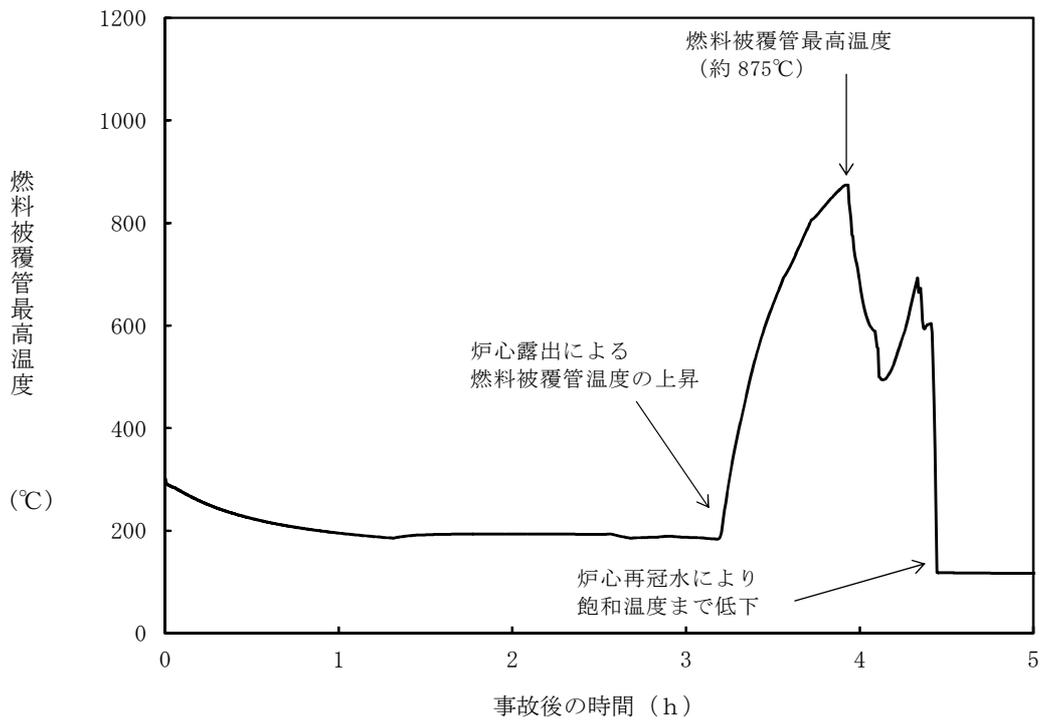
第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.3-19 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-20 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-21 図 燃料被覆管最高温度の推移 (遅れ時間 55 分)

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時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，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> <li>主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。</li> <li>再循環系ポンプが停止したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁(安全弁機能)*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M/C 2 C電圧* M/C 2 D電圧* 緊急用M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チエンバ* 125V系蓄電池	—	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*

\* 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 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時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
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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</li> <li>原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池	—	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） 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）*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—

：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 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時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
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"> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> <li>逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（S 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> </ul>	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 125V 系蓄電池	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>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）の原子炉注水により、原子炉水位が回復したことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

\* 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 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時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
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。</li> </ul>	125V 系蓄電池	—	—
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	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 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時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
<p>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操作</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。</li> <li>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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。</li> <li>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操作を実施する。</li> </ul>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク</p>	<p>—</p>	<p>原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*</p>
<p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。</li> </ul>	<p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*</p>
<p>使用済燃料プールの冷却操作</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</p>

：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 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（1/7）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：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+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9 × 9 燃料（A型）	9 × 9 燃料（A型）と 9 × 9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（2/7）

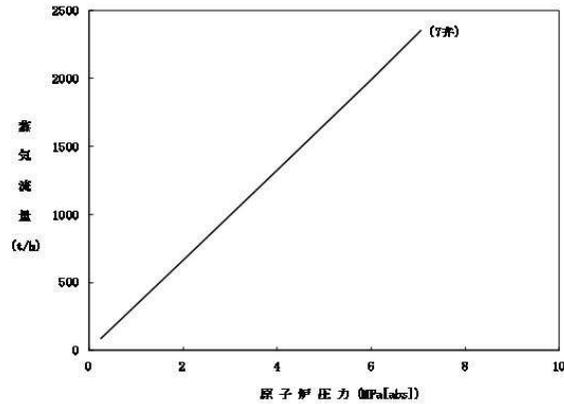
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 気相部：3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 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）	設計値を設定
	外部水源の水溫	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	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 個開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 個の開固着を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（3/7）

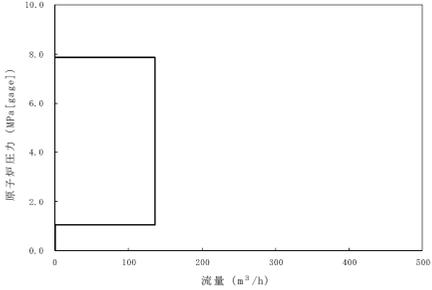
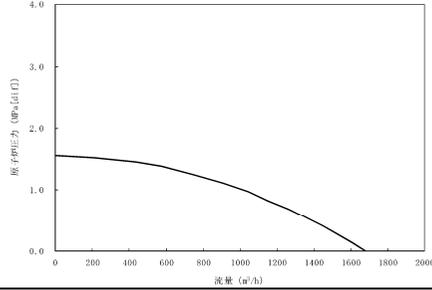
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（4/7）

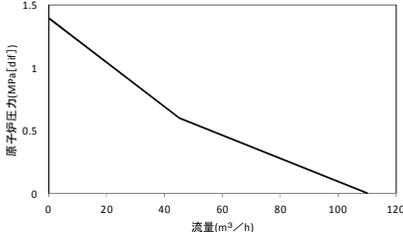
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子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操作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
	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）6 個を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 個と合わせて 7 個で原子炉減圧） <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（5/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	<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> 
	<p>残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>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除熱を実施</p> <p>最小流量特性 注水流量：0m<sup>3</sup>/h～1,676m<sup>3</sup>/h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]</p>	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定</p> 
	<p>伝熱容量：約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において)</p>	<p>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</p>

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（6/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～110m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m <sup>3</sup> /h（一定）	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（可搬型）	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、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止  スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え  スプレイ流量：1.9×10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器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

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（7/7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断、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
	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	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
	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操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 安定状態について（全交流動力電源喪失（T B P））

全交流動力電源喪失（T B P）時の安定状態については、以下のとおり。

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

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

## 原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水 **中型** ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水 **中型** ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

## 格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定\*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウエル雰囲気温度は，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（サブプレッション・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除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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

第1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（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。また、 <span style="background-color: yellow;">■</span> 低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは <span style="background-color: yellow;">■</span> +20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大746℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大746℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
(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 $+20^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ 程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると $20^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ 程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 $746^{\circ}\text{C}$ 程度であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「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。

添付 2.3.3.2-2

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。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
	サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (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るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+122cm～ 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ー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33 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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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が、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・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が大きくなる。
	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	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 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うるが、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り、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：約 4,092m <sup>3</sup> ~ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部：約 3,308m <sup>3</sup> ~ 約 3,342m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。
	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 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd/t 以下となるよう燃料を配置する。)	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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

添付 2.3.3.2-5

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 (3/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、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 (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-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。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、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が、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	約 8,600m <sup>3</sup> 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。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失 に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	—	—
		逃がし安全弁1個 開固着	—	—	本事故シナシスにおける前提条件	—
外部電源	外部電源なし	—	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・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。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) (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クェンスにおいては、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、本事故シークェンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能 6個及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の1個とあわせて) 7個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 6個及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の1個とあわせて) 7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage] ~ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage] ~ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量: 0m <sup>3</sup> /h ~ 1.676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif] ~ 1.55MPa[dif]	・注水流量: 0m <sup>3</sup> /h ~ 1.676m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力: 0MPa[dif] ~ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	

添付 2.3.3.2-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$	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が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレィ併用時) ・注水流量： $50\text{m}^3/\text{h}$	(原子炉注水と格納容器スプレィ併用時) ・注水流量： $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上			
	代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型)	スプレィ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	スプレィ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	スプレィ流量： $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ (95%：ドライウエル、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレィ流量： $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ (95%：ドライウエル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において)	熱交換器 1 基当たり約 43MW 以上 (サブプレッション・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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/6）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	事象発生から1時間まで	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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、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】 <b>当直運転員</b>の直流電源の負荷切離操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【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。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、<b>その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を6分想定としているところ、訓練実績等では約4分であり、想定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 (2/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	直流電源の負荷切離操作 (現場)	事象発生から8時間後	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を50分想定としているところ、訓練実績等では約42分であり、想定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 (3/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
<p>操作条件</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>による原子炉減圧（可搬型代替注水<b>中型</b>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）</p>	<p>事象発生から3時間1分後</p>	<p>状況判断、低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の<b>当直運転員</b>とは別に現場操作を行う<b>当直運転員</b>（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、アクセスルートの復旧（がれき撤去）、可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等として<b>150分</b>を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>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】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>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。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある<b>が、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、この場合には、原子炉注水が早まることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p><b>当直運転員</b>による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から3時間56分（55分の時間遅れ）までに逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>による原子炉減圧を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。（添付資料2.3.3.3）</p>	<p>可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を<b>170分</b>と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水<b>中型</b>ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を<b>154分</b>、原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分と想定しているところ、訓練実績等では約115分、逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>による原子炉減圧は、所要時間を1分と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>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4/6）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水【中型】ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	<p>可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 「逃がし安全弁【自動減圧機能】の手动操作」による原子炉減圧（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する【参集】要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 燃料【給油】操作に用いるタンクローリは車両であり、【参集】後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起回事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料【給油】操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作は、移動も含めて90分を想定しているところ、訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/6)

項目	解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p> <p>可搬型代替注水 <b>中型</b> 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</p>	<p><b>格納容器</b>圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<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 (<b>格納容器</b> 圧力 279kPa[gage]) に到達するのは事象発生約 14 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の<b>当直</b>運転員とは別に現場操作を行う<b>当直</b>運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 <b>当直</b>運転員(現場)及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合は異なる<b>当直</b>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。</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<b>最高</b>値に変わりがいことから、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>格納容器スプレイ操作は、事象発生の約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプを使用し、可搬型 <b>中型</b> ポンプの準備完了を 3 時間後と想定しており、準備時間を確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</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 (6/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレッド冷却系）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	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる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。</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のため、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合でも、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定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。

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について  
(全交流動力電源喪失 (T B P))

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低圧代替注水系 (可搬型) の準備が完了した後、事象発生の 3 時間 1 分後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧を実施する。

実際の運転手順では、原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって、ここでは、原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の減圧・注水の時間余裕を評価する。

2. 評価条件

原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また、**逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (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) による原子炉注水)** は、事象発生の 3 時間 56 分後 (55 分遅れ) 及び事象発生の 4 時間 1 分後 (60 分遅れ) の場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

### 3. 評価結果

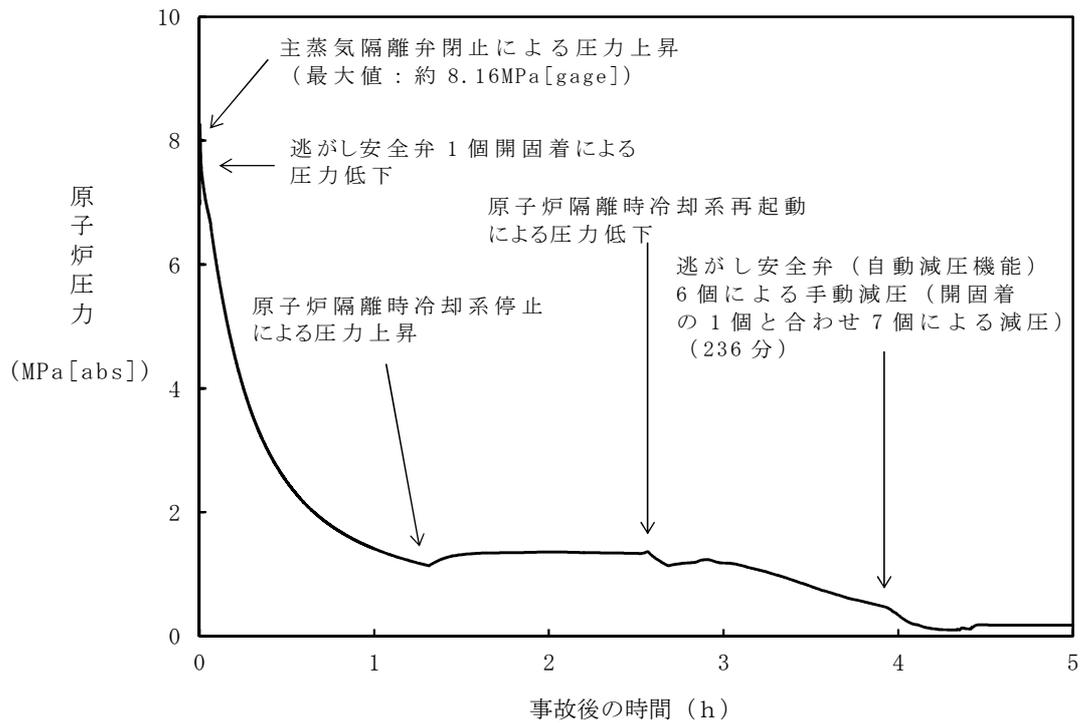
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）が 55 分遅れた場合（事象発生の 3 時間 56 分後に減圧を実施）の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 1 図から第 4 図に，燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ 55 分及び 60 分）を第 5 図に示す。また，原子炉注水が 55 分遅れた場合と 60 分遅れた場合の評価結果のまとめを第 1 表に示す。

55 分遅れの場合では，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し，燃料被覆管の破裂も発生していないが，60 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水）は，少なくとも 55 分程度の時間余裕があることを確認した。

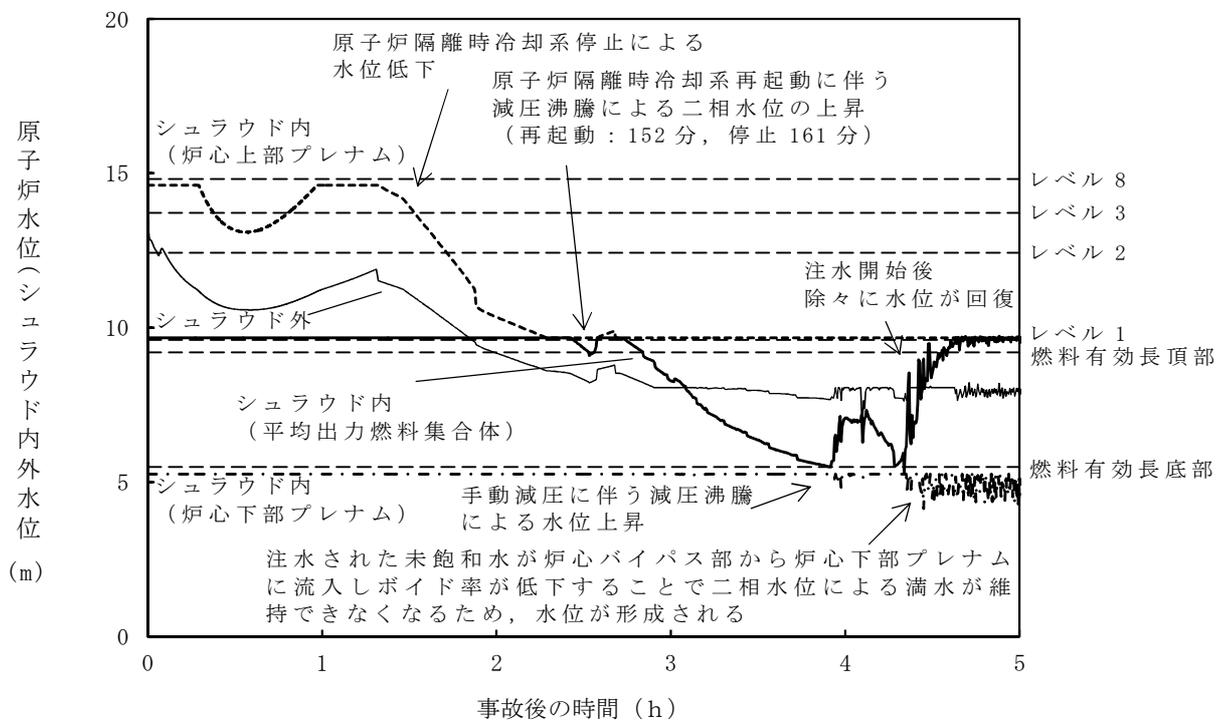
なお，実際には原子炉圧力が再上昇する場合には，原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから，余裕時間は 55 分よりも長くなるものとする。

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

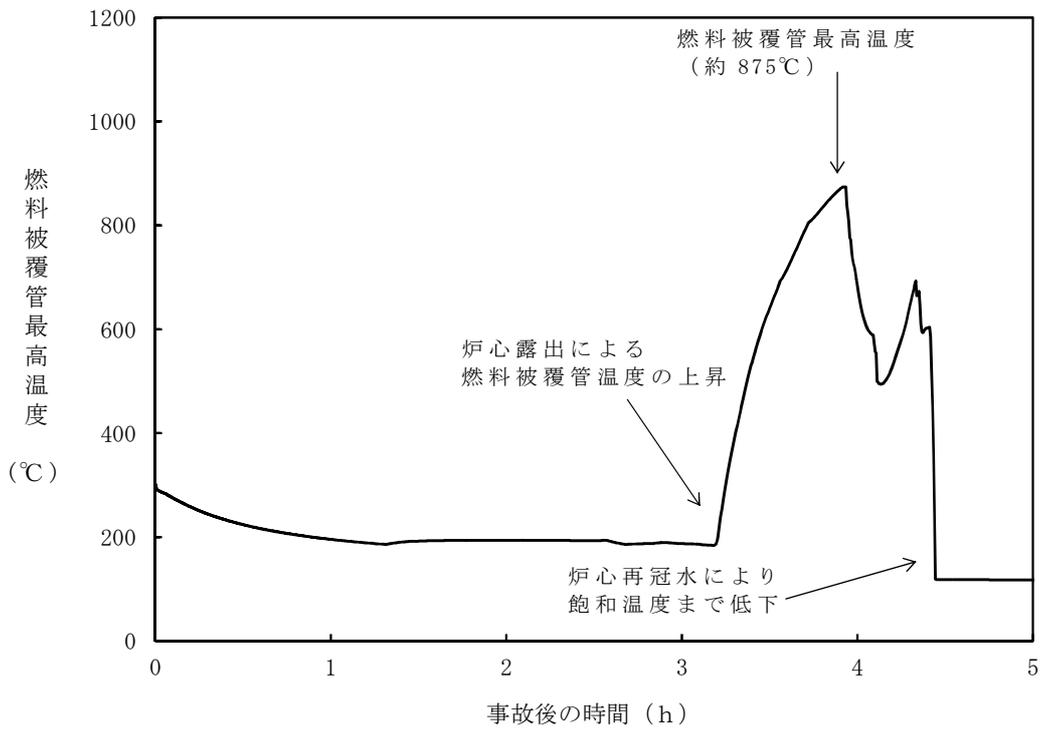
減圧遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量	燃料被覆管の 破裂の有無
55 分 (事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始)	約 875℃	約 2%	無
60 分 (事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始)	約 934℃	約 3%	有



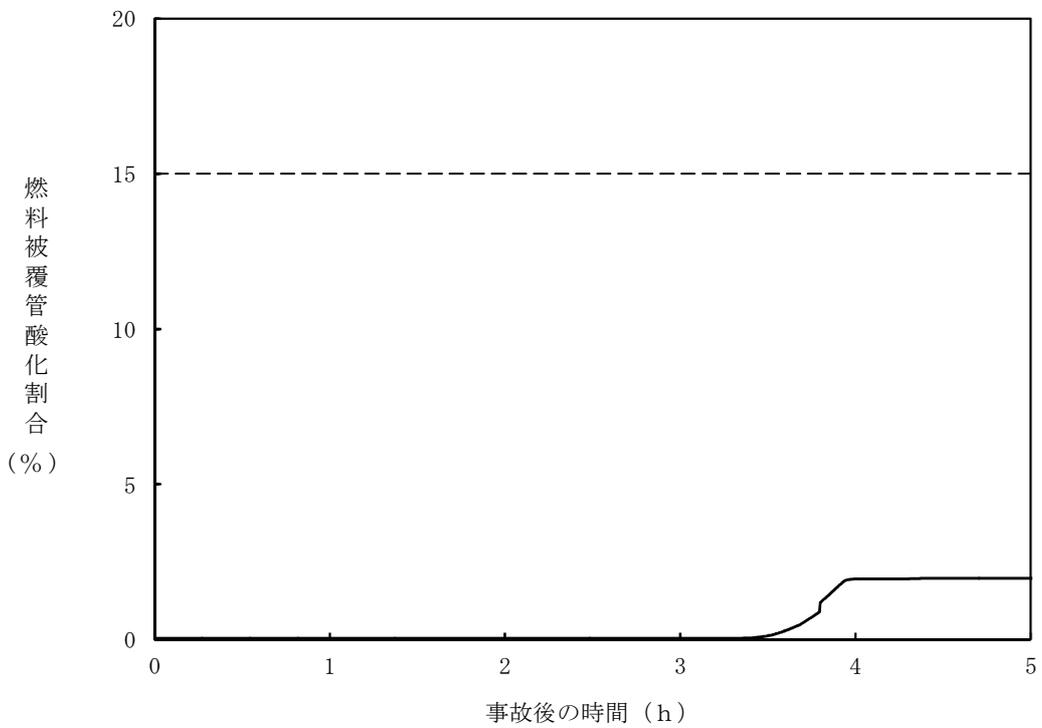
第 1 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



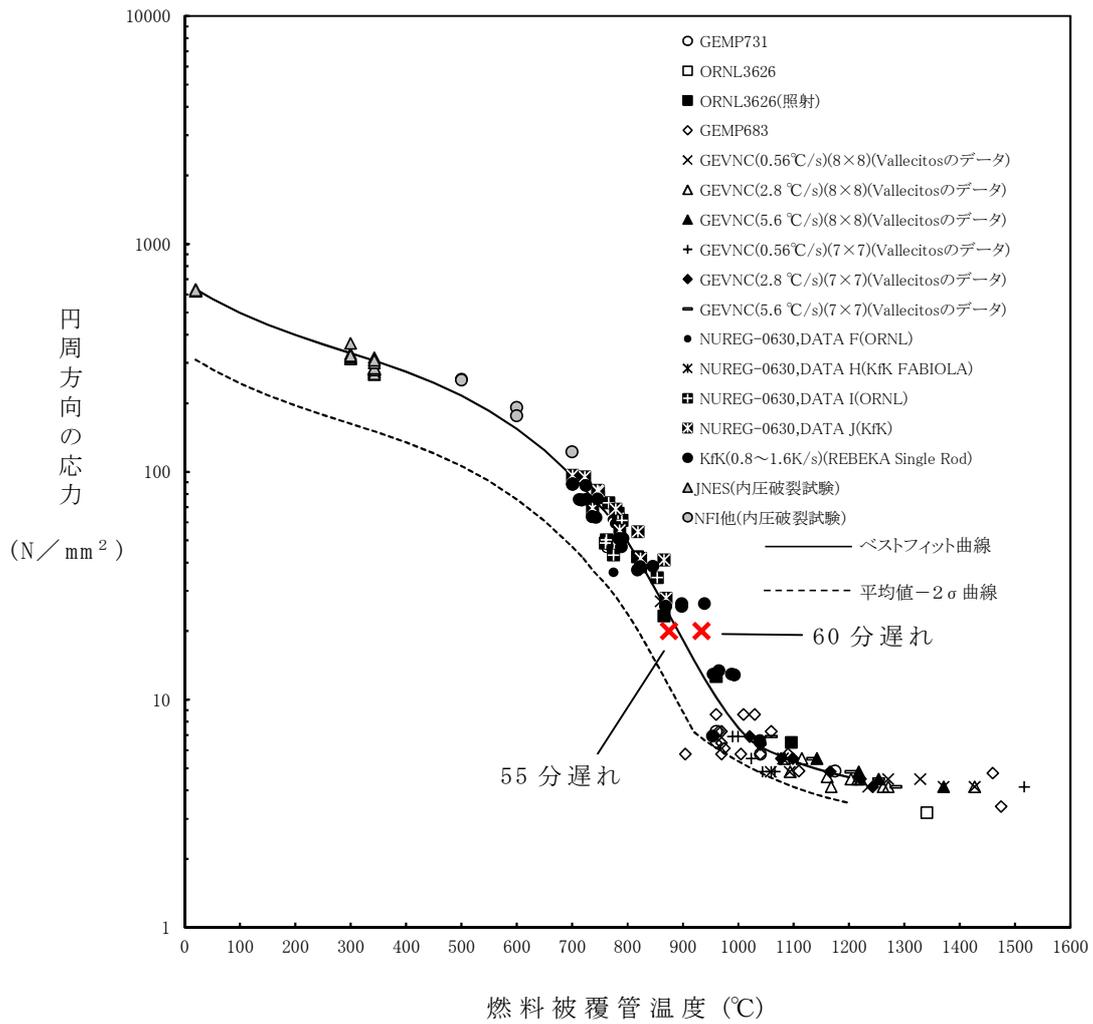
第 2 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 3 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第 4 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 55 分)



第 5 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係  
(時間遅れ 55 分及び 60 分)

7日間における水源の対応について  
(全交流動力電源喪失 (T B P))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 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)  
による原子炉注水

事象発生 3 時間 1 分後, 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を用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

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

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水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

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後, 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を用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 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を

停止する。

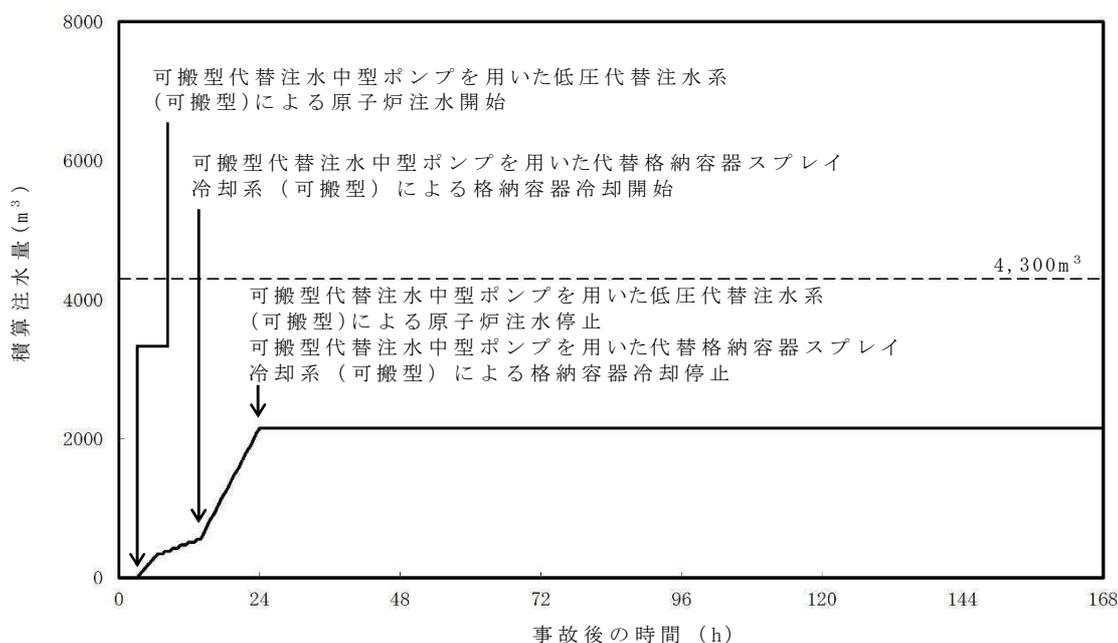
### 3. 時間評価

事象発生から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）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、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 3 時間 1 分以降は、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）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,160m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B P))

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,160m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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  
(全交流動力電源喪失 (T B P))

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。

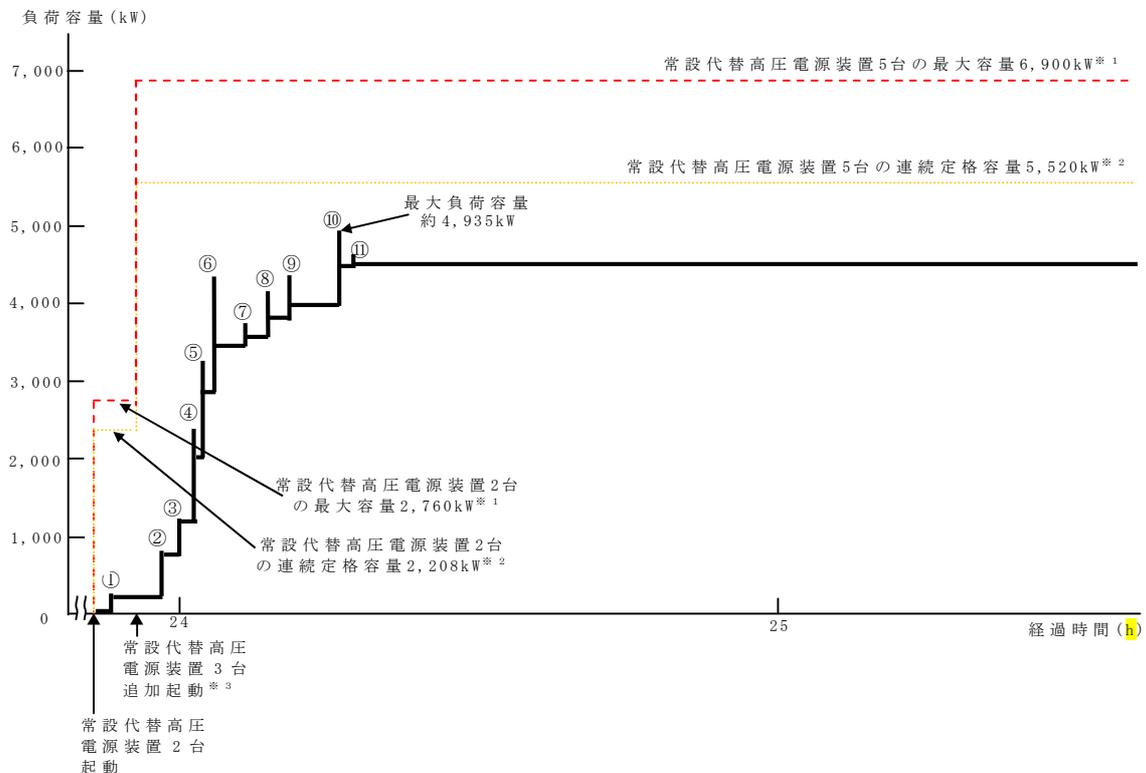
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

## 常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (T B P))

### 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 ・その他必要な負荷	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※4 ・120V/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234	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※4 ・120V/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※4	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約2,388	約2,025
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑥	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑧	中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑨	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約4,935	約4,467
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



※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  
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

## 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

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炉心冷却に成功し、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違いはない。また、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。

以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、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ための当直運転員4名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための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、再循環系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 個を手動開放し，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）により実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。

#### 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。

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ブプレッション・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

外部電源は喪失するものとする。

評価上、取水機能喪失に伴う非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を考慮することから、外部電源喪失を想定する場合には全交流動力電源喪失となる。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

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（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系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個を使用するものとし、容量として、1個

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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （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。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： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]^* \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）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、 $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ 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（サブレッ

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系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個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られられる操作として、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の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、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の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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、CSRF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燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、

原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、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 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサブ

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、給復水系が停止することで、  
原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定すると  
ともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外  
部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場  
合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和され  
ることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、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レーション・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（サブレーション・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、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高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。仮に、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（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に失敗し、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場合には、格納容器圧力は 0.279MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレイの開始基準の 245kPa[gage]から 279kPa[gage]到達までの時間が約 0.9 時間であることから外挿すると、0.279MPa[gage]から 0.62MPa[gage]に到達するまでに 9 時間程度の時間余裕があり、操作に要する時間は 4 分程度であることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.1.2)

#### (4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「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）による原子炉注水操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 620m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>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と見られ、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）による原子炉注水操作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ついては、サブプレッション・チェンバ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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 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。

なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.1.6)

#### 2.4.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、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。

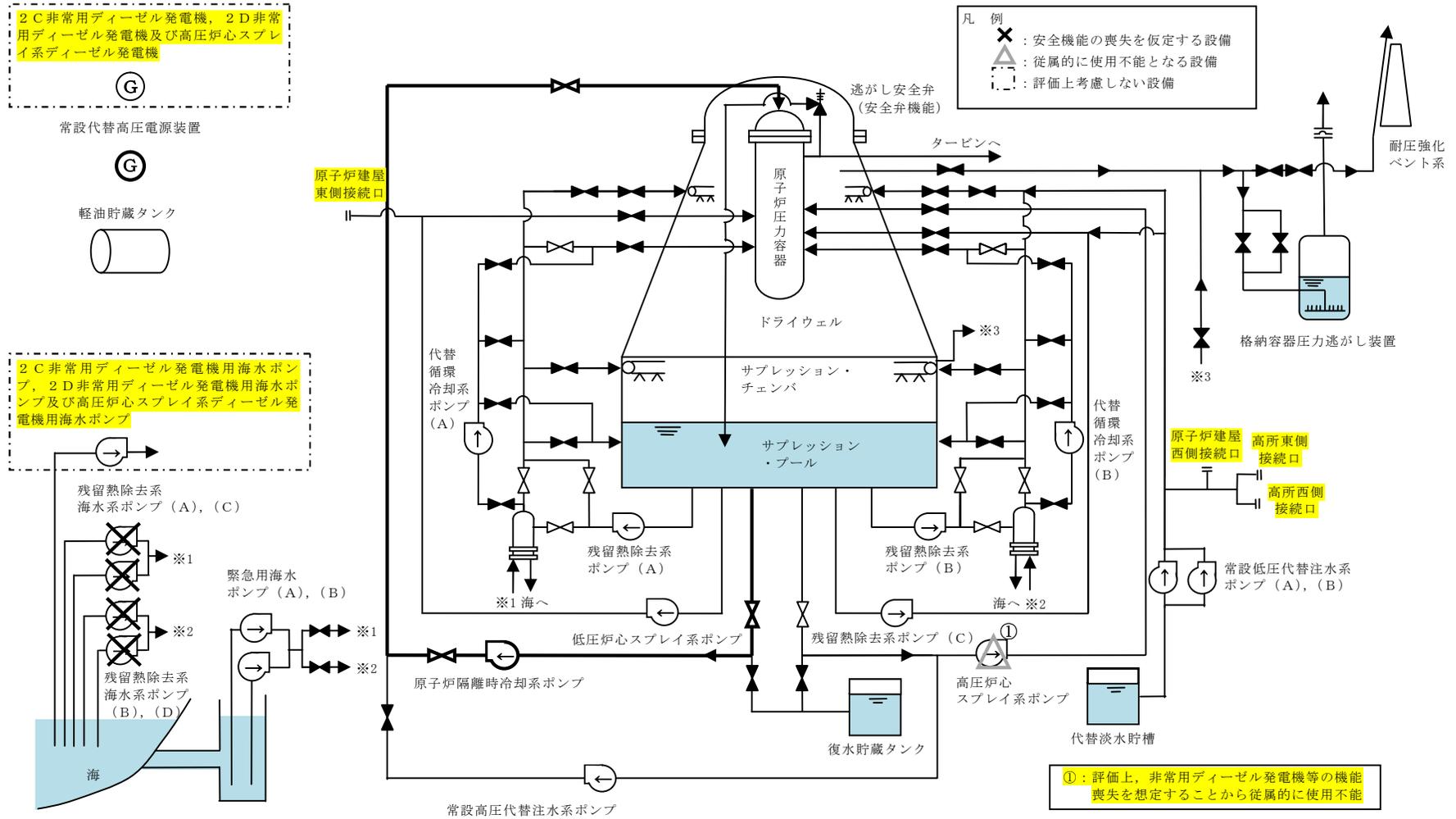
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満

足している。また、安定状態を維持することができる。

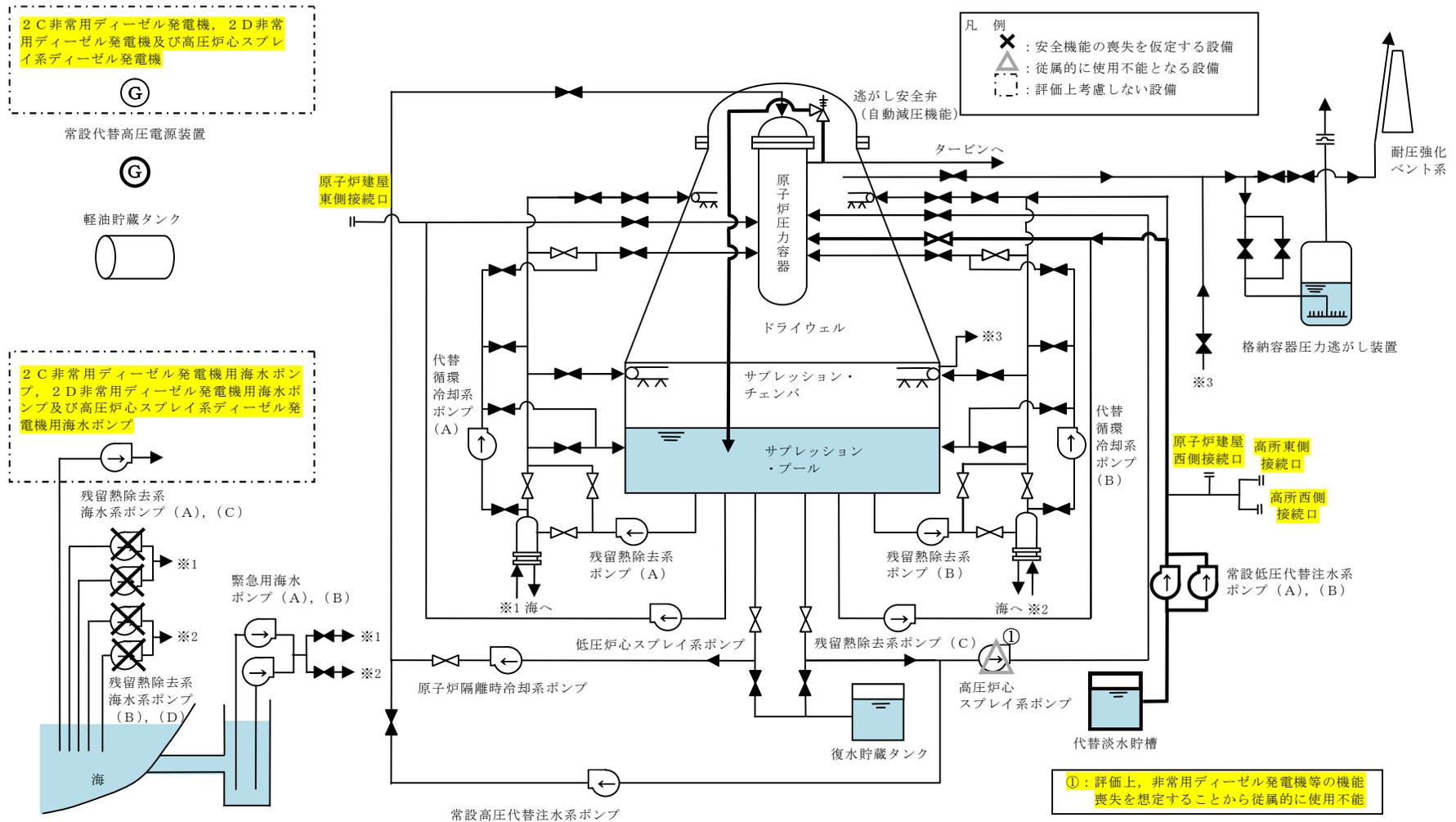
解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、燃料及び電源を供給可能である。

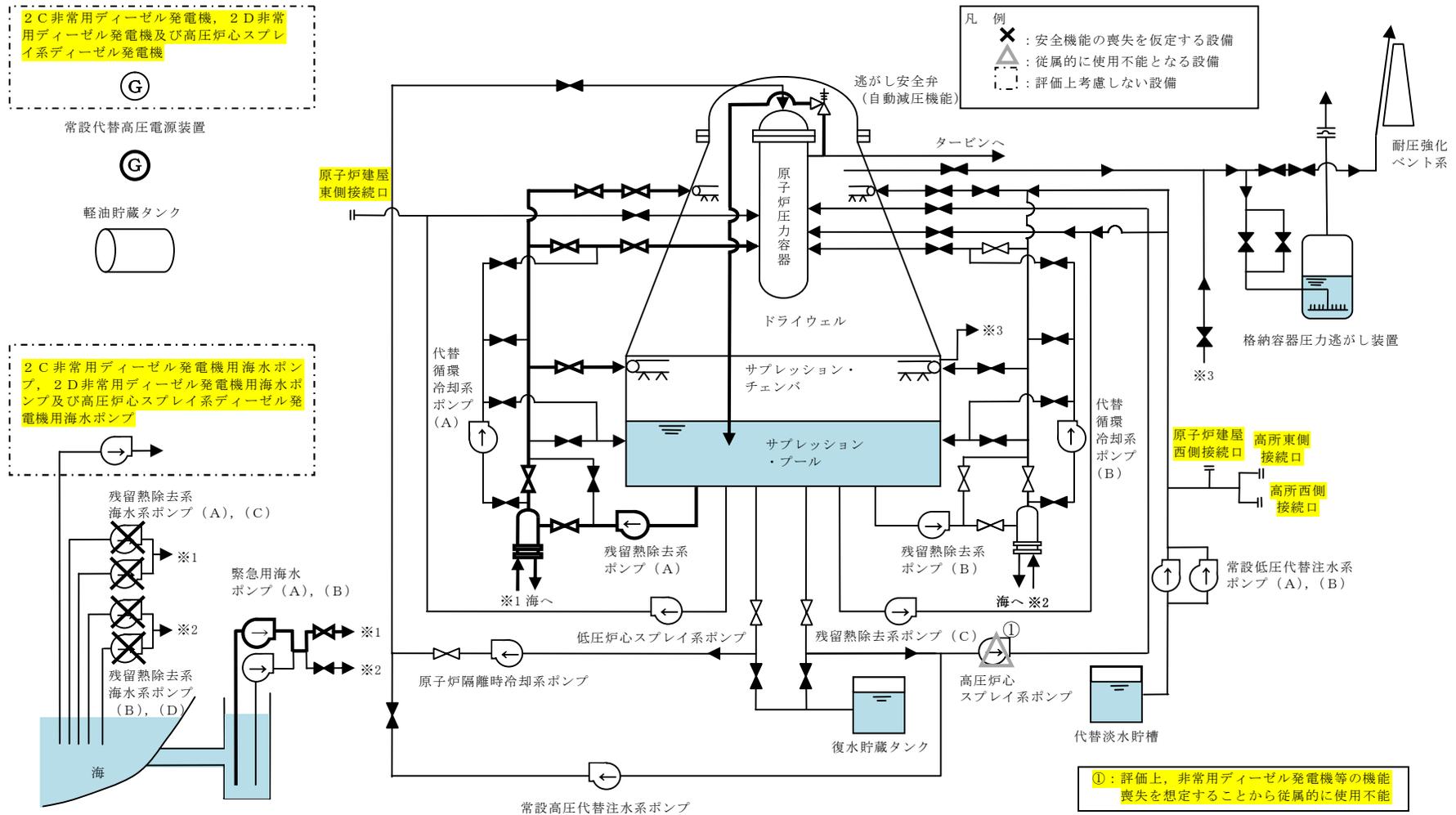
以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。



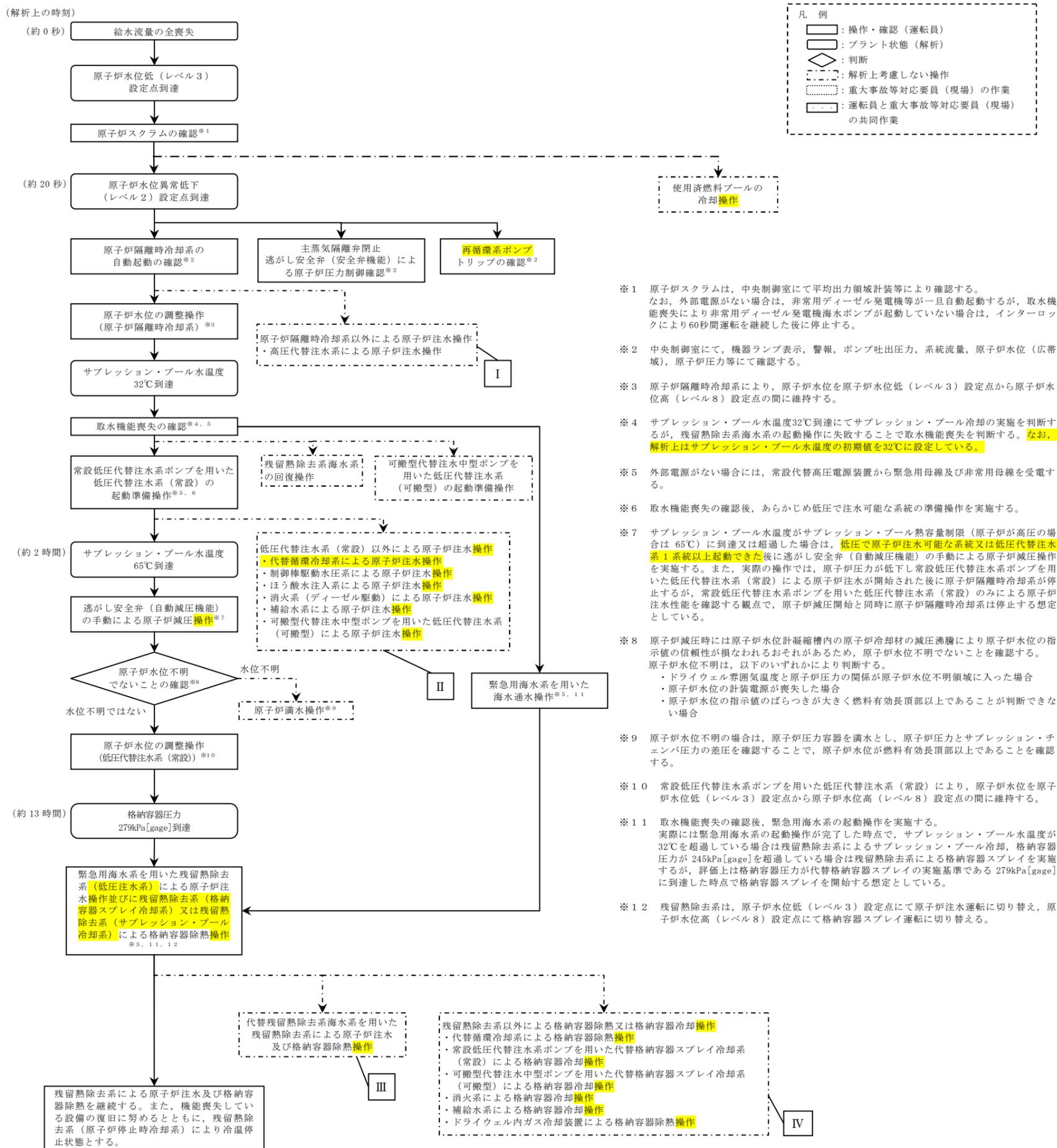
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）  
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



- ※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、常設代替高压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(原子炉が高压の場合は65℃)に到達又は超過した場合は、**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後に逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作**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。

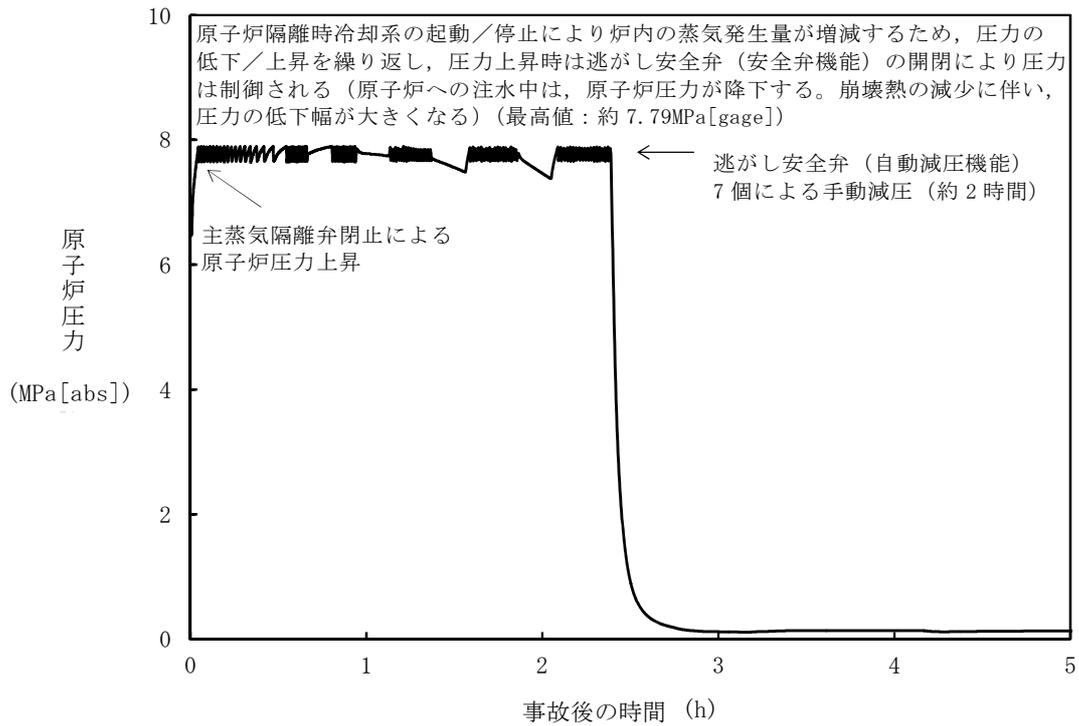
第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)の対応手順の概要

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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量全喪失の確認</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●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</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の停止確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施する		
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持													
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分											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	

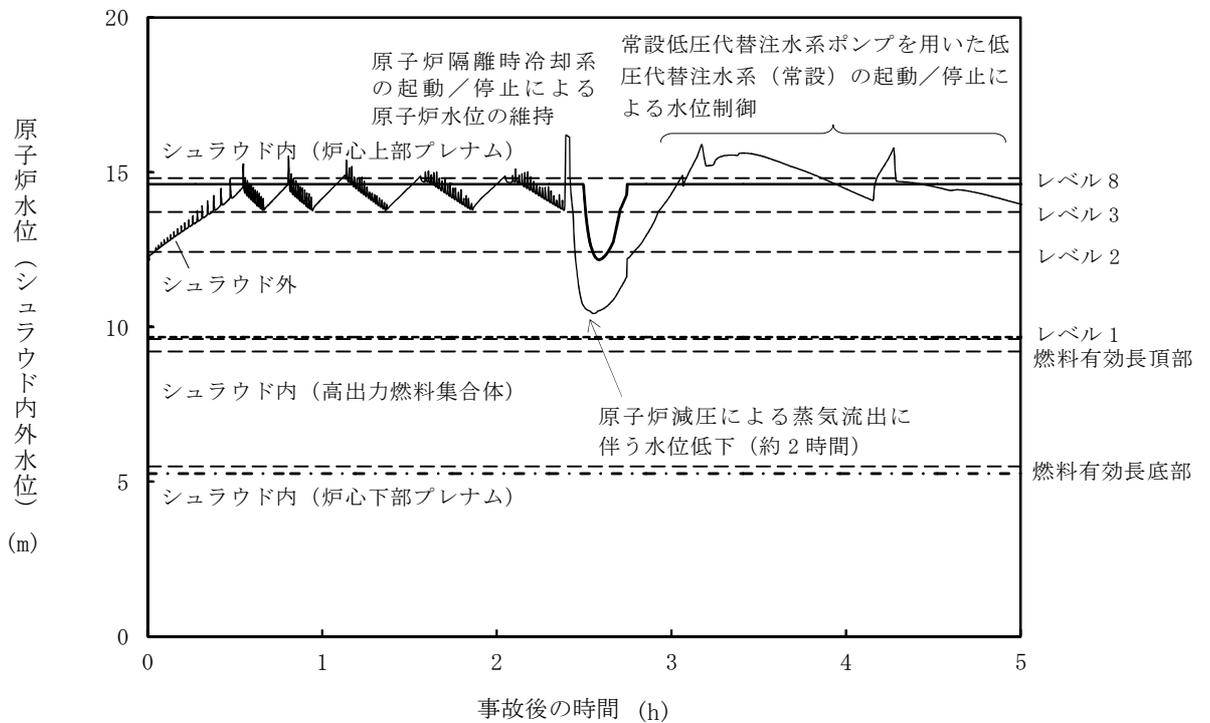
第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

				経過時間 (時間)												備考		
				0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44		48	
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														
	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)	<p>事象発生</p> <p>約2時間 サプレッション・プール水温度65℃</p> <p>約13時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達</p>														
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	-	-	3分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作													取水機能喪失の確認後に実施する
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	-	-	1分	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開放操作													
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	-	-	20分	●緊急用海水系による海水通水系系統構成操作及び起動操作													
				2分	●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 (サブプレッショニング・プール冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作													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ニング・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													適宜実施	
				●代替燃料プール冷却系の起動操作													15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
必要員合計	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)

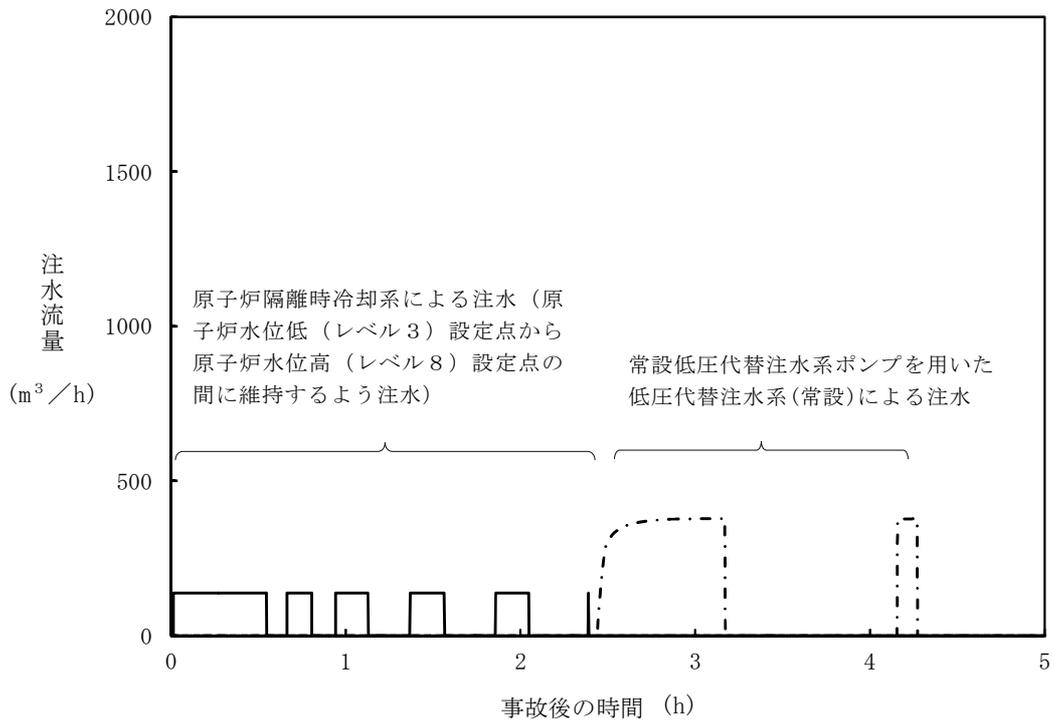


第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移

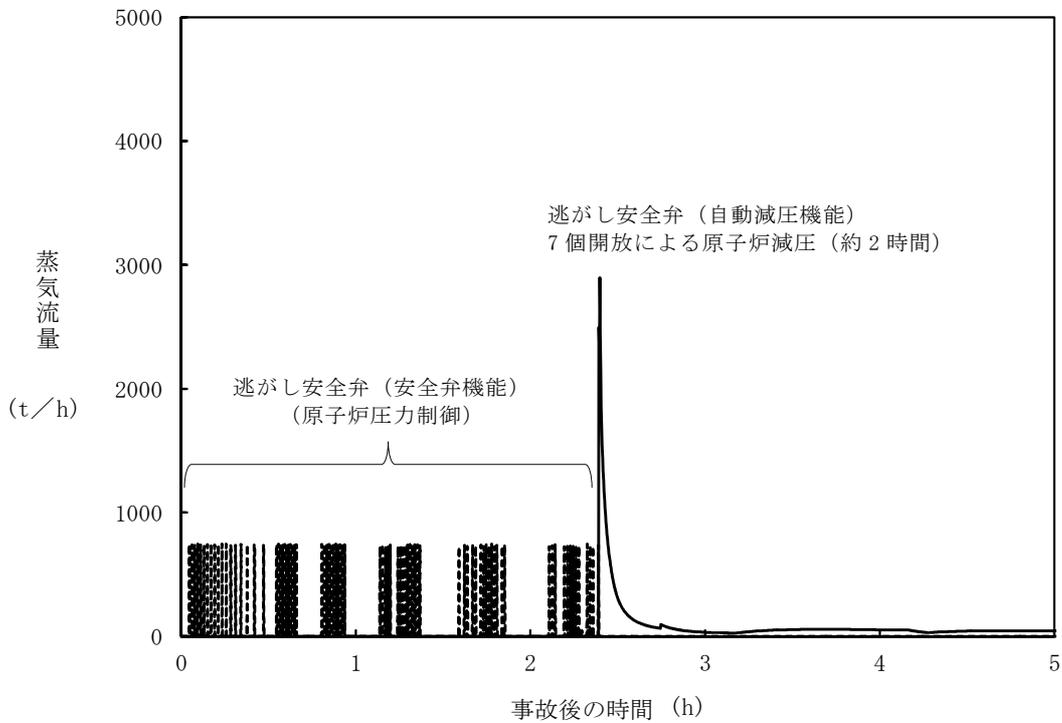


第 2.4.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

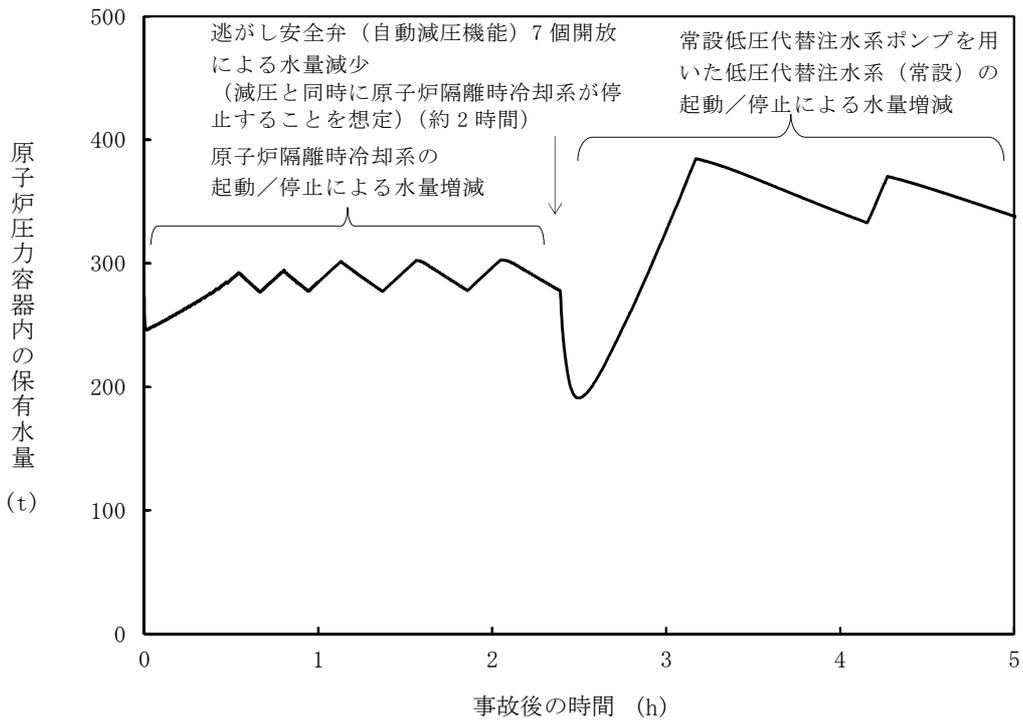
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



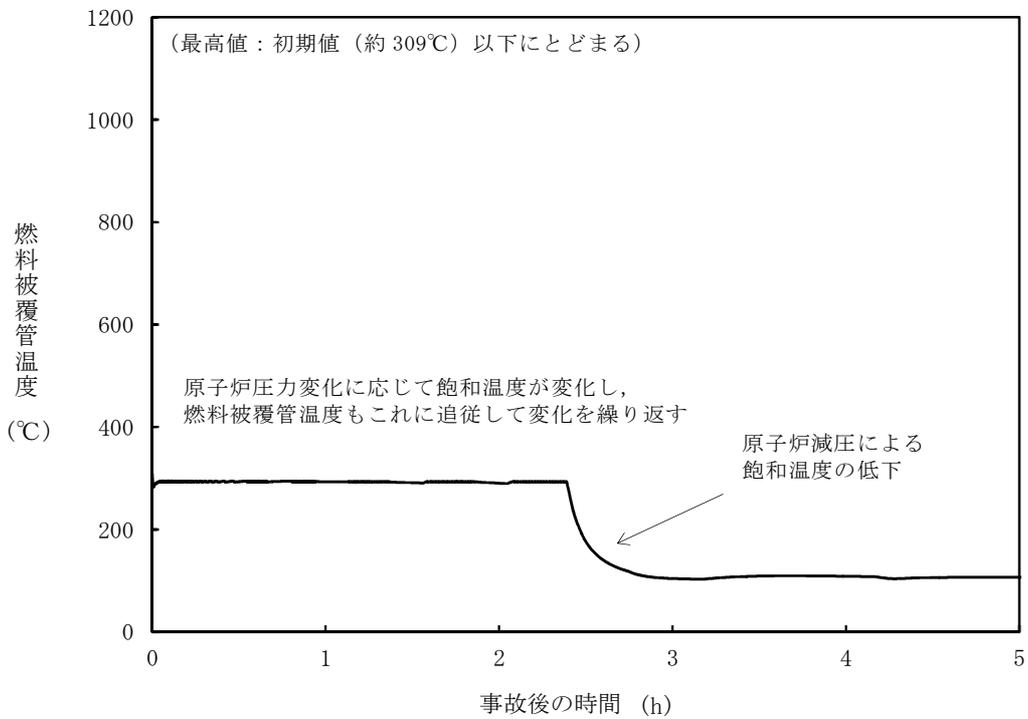
第 2.4.1-6 図 注水流量の推移



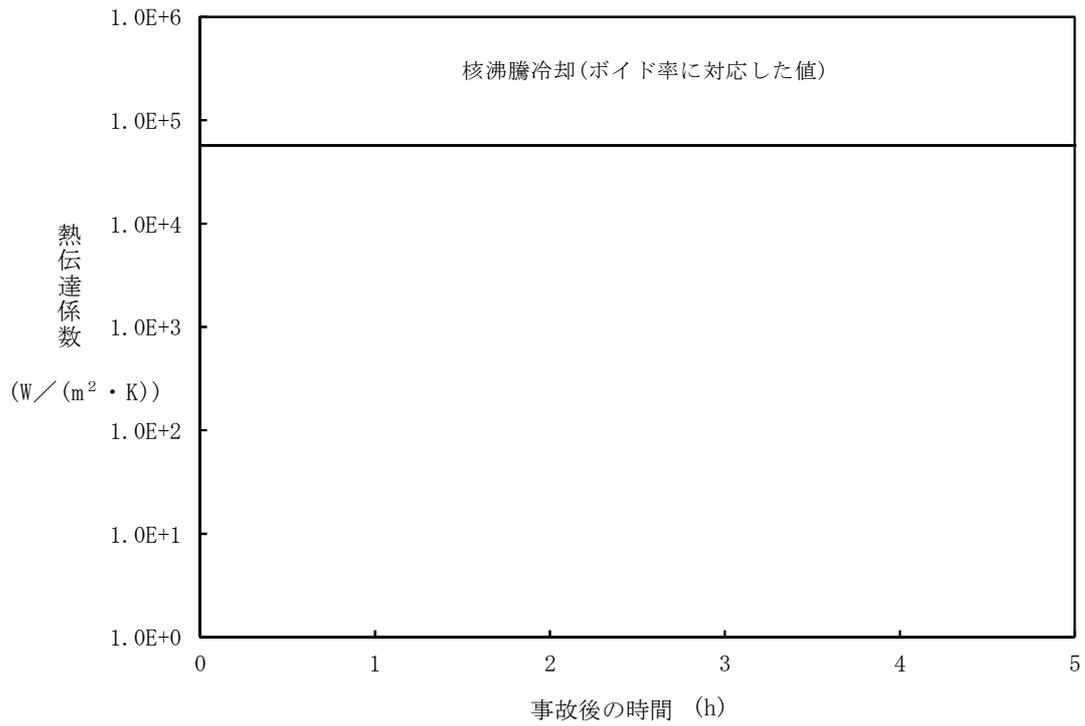
第 2.4.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



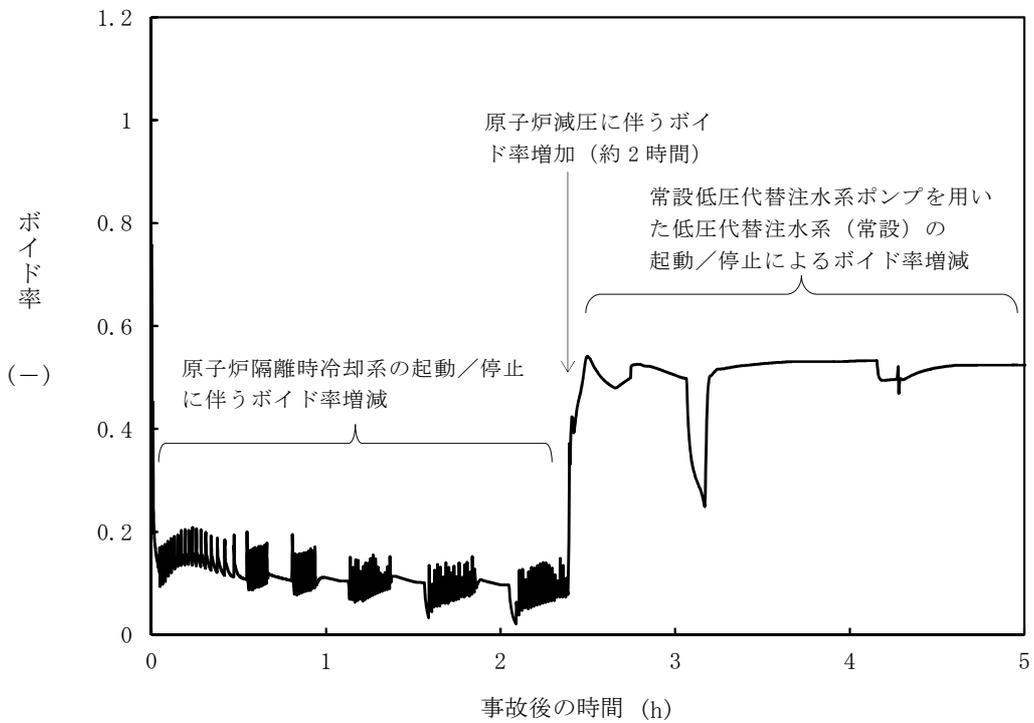
第 2.4.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



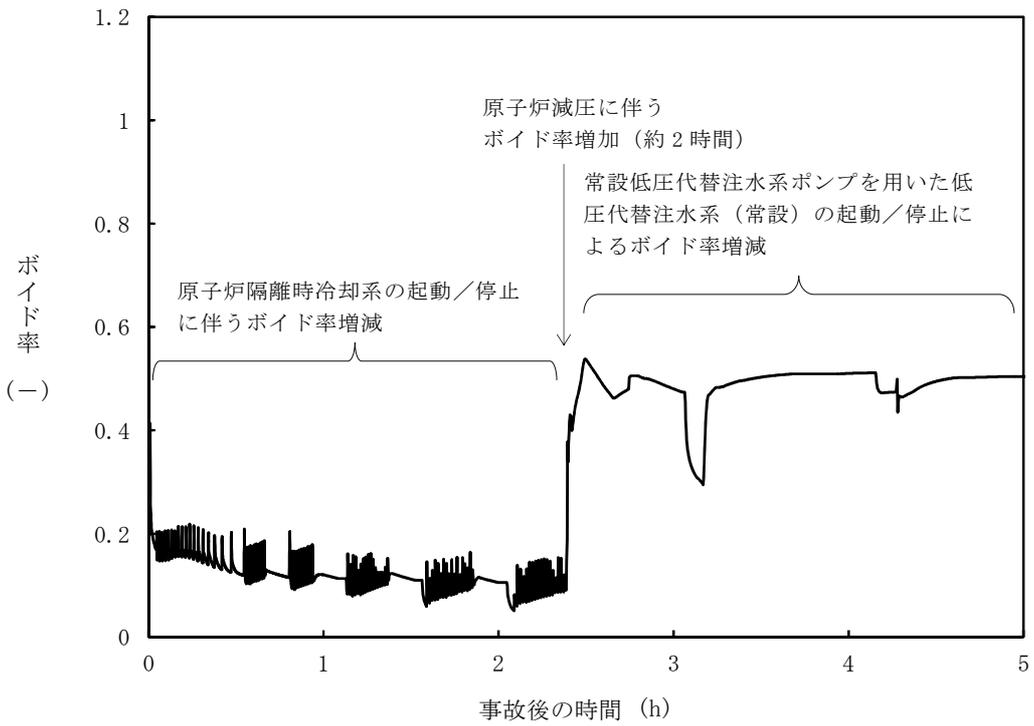
第 2.4.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



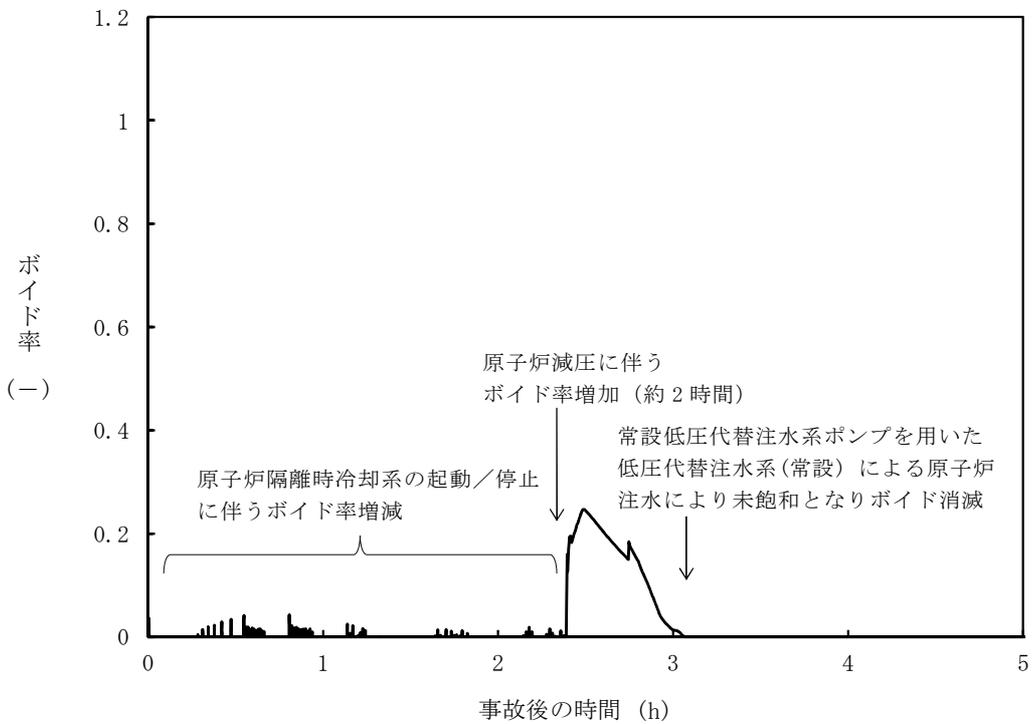
第 2.4.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



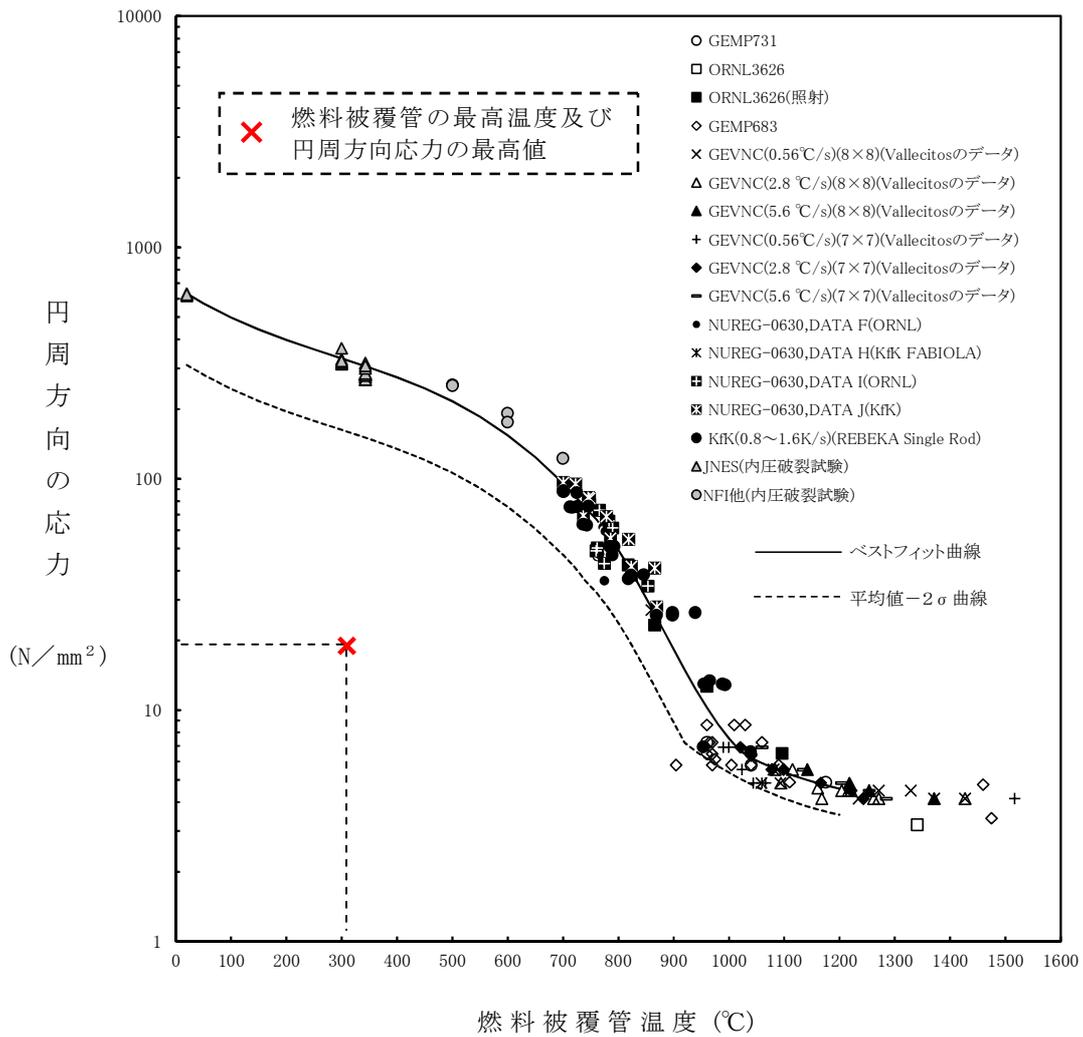
第 2.4.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



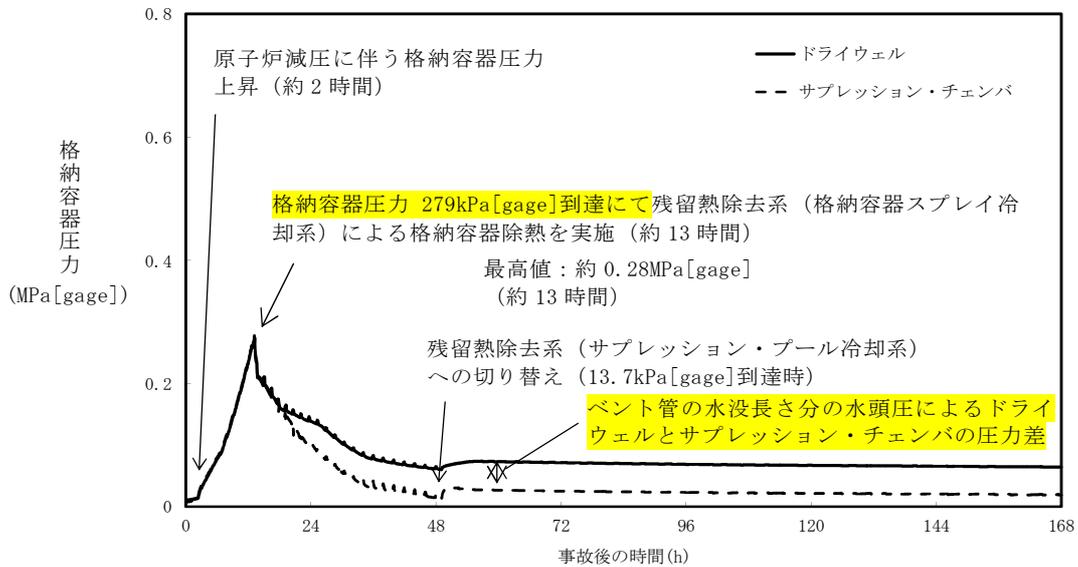
第 2.4.1-12 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



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

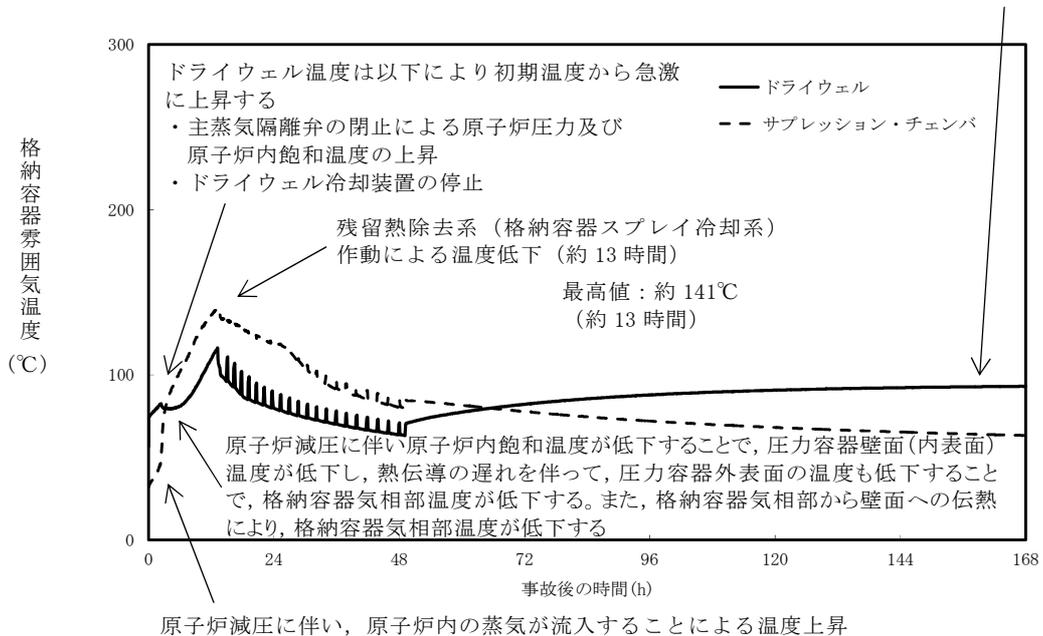


第 2.4.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

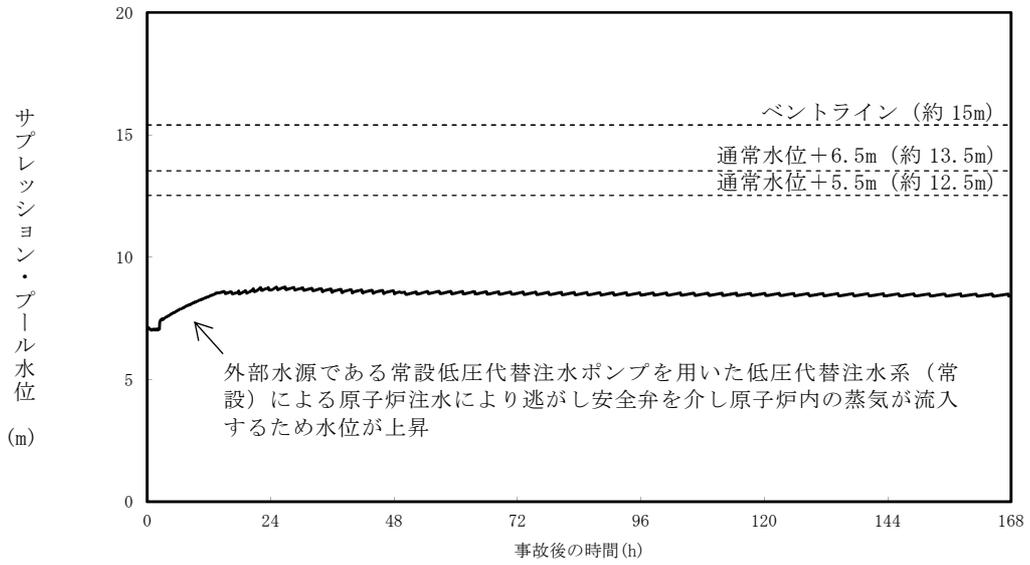


第 2. 4. 1-15 図 格納容器圧力の推移

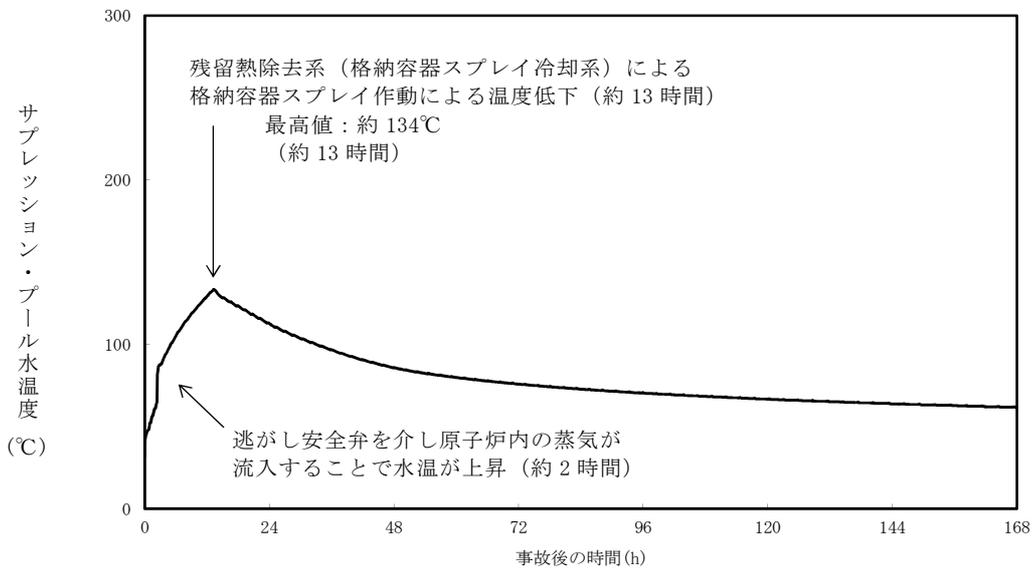
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後, 原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが, 原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



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

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（1/4）

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"> <li>原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> </ul>	—	—	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"> <li>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。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池	—	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"> <li>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。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。</li> <li>以上により、取水機能喪失を確認する。</li> <li>外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系海水系系統流量* M/C 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（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	・取水機能喪失の確認後、残留熱除去系の回復操作を実施する。	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水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。	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	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動開放により、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 高圧窒素ポンプ 125V 系蓄電池	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

■：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 2.4.1-1 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（3/4）

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"> <li>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。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	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流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
緊急用海水系を用いた海水通水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>取水機能喪失の確認後，緊急用海水系を起動する。</li> </ul>	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（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>常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。</li> <li>以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> </ul>	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*

\* 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（4/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*
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。	—	—	—

■：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

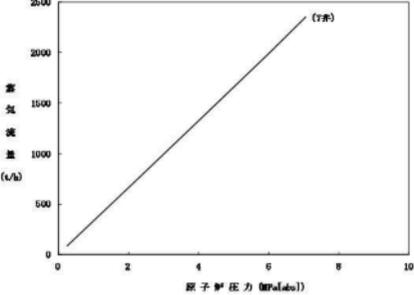
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：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	

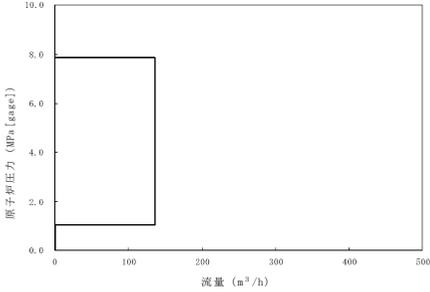
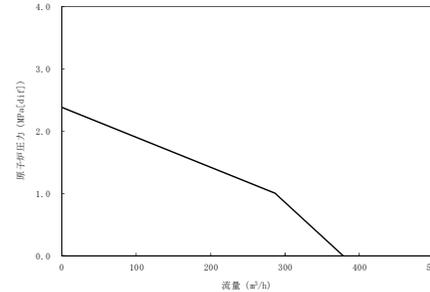
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）

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）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	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－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	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、再循環系ポンプトリップは、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、原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

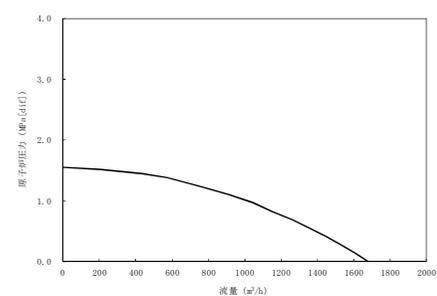
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策 に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で閉止	設計値を設定
	ATWS 緩和設備 （代替原子炉再循環系ポンプ 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	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h（1 個当たり） 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h（1 個当たり） 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h（1 個当たり） 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h（1 個当たり） 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h（1 個当たり）	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
	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 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<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压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（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"> <li>・注水特性：136.7m<sup>3</sup>/h</li> <li>・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]</li> </ul>	<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> 
	<p>低压代替注水系（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>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） 最小流量特性（2 台）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・注水流量：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h</li> <li>・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]</li> </ul>	<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> 

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	<p>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</p> <p>最小流量特性  注水流量：0m<sup>3</sup>/h～1,676m<sup>3</sup>/h  注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]</p>	<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> 
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	<p>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ブプレッション・プール冷却運転に切替え</p> <p>スプレイ流量：1.9×10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/h  （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ）</p>	<p>設計値を設定</p>
	緊急用海水系	<p>伝熱容量：約 24MW  （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）</p>	<p>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</p>

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

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき、サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転、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

## 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。サブプレッション・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（サブプレッション・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。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさと相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは+20℃～+40℃程度である。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (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、有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.4.1.2-2

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残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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				
サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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 (圧力容器ドーム部)	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。
	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。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付2.4.1.2-4

最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	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、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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から、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・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。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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から、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 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、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	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。	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、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 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ~ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ~ 約 3,342m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

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	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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、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 (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエール・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。
	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	約 8,600m <sup>3</sup> 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。	—
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	運転時の異常な過渡変化の中で、原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて発生するものとする	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 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 7.79MPa [gage] ~ 8.31MPa [gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] ~ 8.31MPa [gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) (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。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個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個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。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa [gage] ~ 7.86MPa [gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa [gage] ~ 7.86MPa [gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.4.1.2-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・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には、注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	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: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)	スプレィ流量: $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%:ドライウェル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	スプレィ流量: $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%:ドライウェル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	緊急用海水系	約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	約 24MW 以上 (サブプレッション・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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/2）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动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）	サブプレッション・プールの水温度 65℃到達時	<p>運転手順に基づきサブプレッション・プール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、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作の操作実施基準（サブプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の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】 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。</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>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも8時間程度の操作時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</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）格納容器除熱操作</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>実際には緊急用海水系の準備が完了した時点のパラメータにより、サブプレッション・プール冷却運転等を開始するが、評価上は、操作余裕時間を確認する観点で、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。</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。</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可能性があるが、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。</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。</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、操作開始時間が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高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>緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は、事象発生約 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。</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。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 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃に到達する事象発生約 2 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

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

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

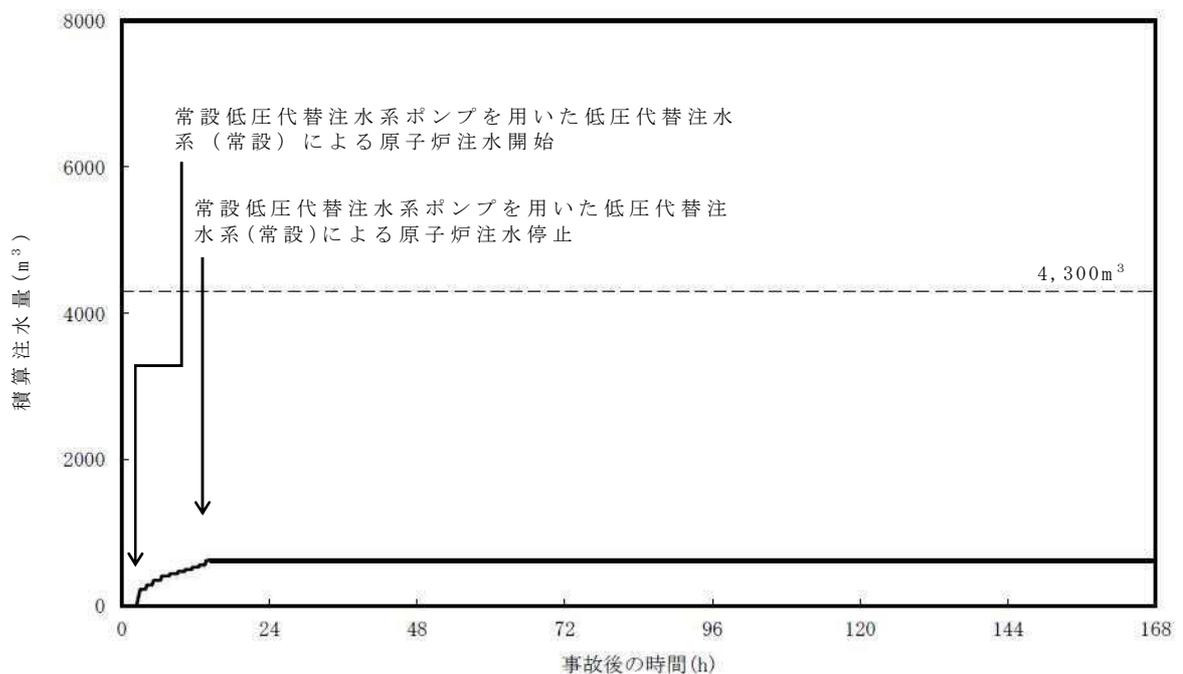
事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでは, 原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため, 代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生約 2 時間以降は, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低

圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間までに残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 620m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 620m<sup>3</sup>の水が必要となるが、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>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) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数})$ =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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1\text{台}(\text{運転台数})$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

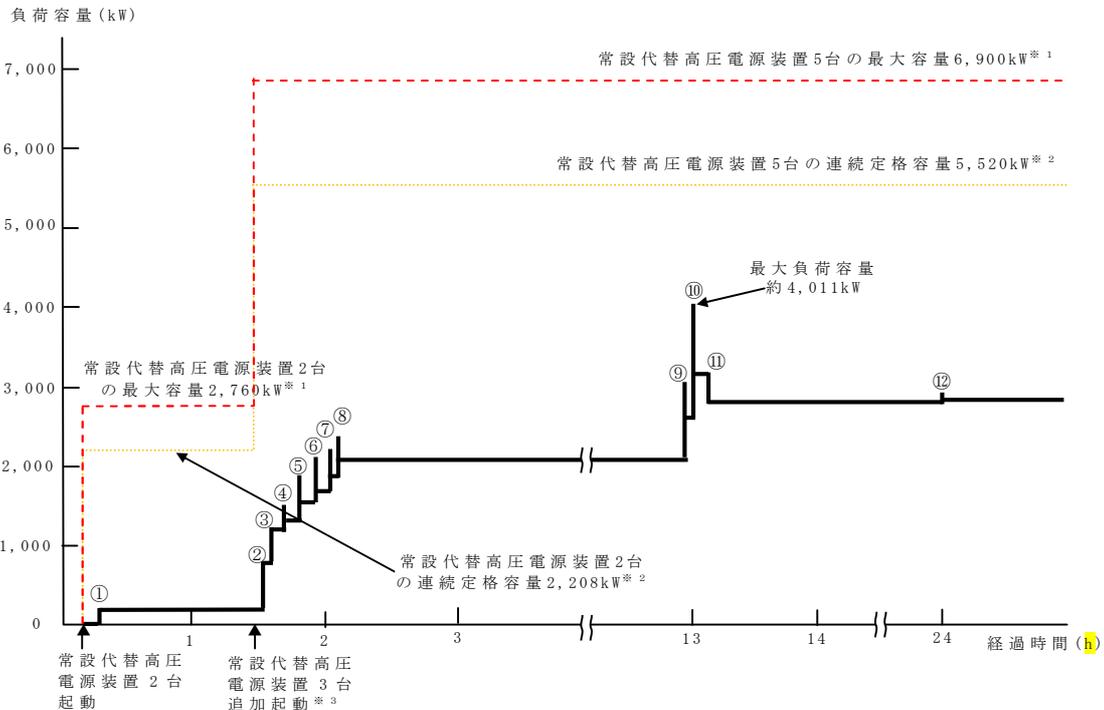
常設代替交流電源設備の負荷

(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 ・その他必要な負荷	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※4 ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234	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※4 ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※4	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 その他必要な負荷 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気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約1,871	約1,530
⑥	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	約510 約4	約3,054	約2,586
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	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



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
- ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

## 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

### 2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋RHR失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，③「外部電源喪失＋DG失敗（HPCS成功）」，④「外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（HPCS成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗（HPCS成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」，⑫「中小破断LOCA＋RHR失敗」及び⑬「大破断LOCA＋RHR失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材喪失事故（以下「LOCA」という。）を起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功し，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違いはない。また，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。

以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、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。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操作は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に優先して実施するものであり、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る。また、これらの系統に期待する場合には、格納容器圧力逃がし装置に期待しなくても安定状態の達成が可能であり、この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 2.4.2-1 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ための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための

災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員8名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、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）を行うための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、再循環系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<sup>\*</sup>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個を手動開放し、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. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作

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、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。

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。

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

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。  
また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障等により、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

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（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により再循環系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には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個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) 高圧炉心スプレー系

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：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合、230m<sup>3</sup>/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（102m<sup>3</sup>/h～130m<sup>3</sup>/h）の上限である 130m<sup>3</sup>/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ブプレッション・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。
- (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2.4.2-15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系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個の手動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、高压炉心スプレー系及び常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（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非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、ベントタイミングに有意な差はないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、非居住区域境界及び敷地境界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(非居住区域境界：約  $1.6 \times 10^{-1}$  mSv (格納容器圧力逃がし装置使用時))、約

$6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$  (耐圧強化ベント系使用時), 敷地境界: 約  $4.1 \times 10^{-1} \text{mSv}$  (格納容器圧力逃がし装置使用時), 約  $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$  (耐圧強化ベント系使用時)) 以下となり,  $5 \text{mSv}$  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の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、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，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 2.4.2.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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ナリオでは、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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、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(130m<sup>3</sup>/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(102m<sup>3</sup>/h~130m<sup>3</sup>/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。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 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

33GWd/t に対して最確条件は**燃烧度** 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は**解析条件で設定している崩壊熱**と同等以下となる。燃烧度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃烧度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、**再循環系ポンプ**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（130m<sup>3</sup>/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、格納容器圧力の最高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プレッション・プール水温度  $65^\circ\text{C}$  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（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 2.4.2.2）

(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高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高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。

(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、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合は更に余裕時間がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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、格納容器スプレイ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。

(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 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 5 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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）による原子炉注水操作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操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>、合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、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。

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作については、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはないと見込まれ、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 2.4.2.4）

#### 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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.4.2.5）

#### 2.4.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合では、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損

傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系、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、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。

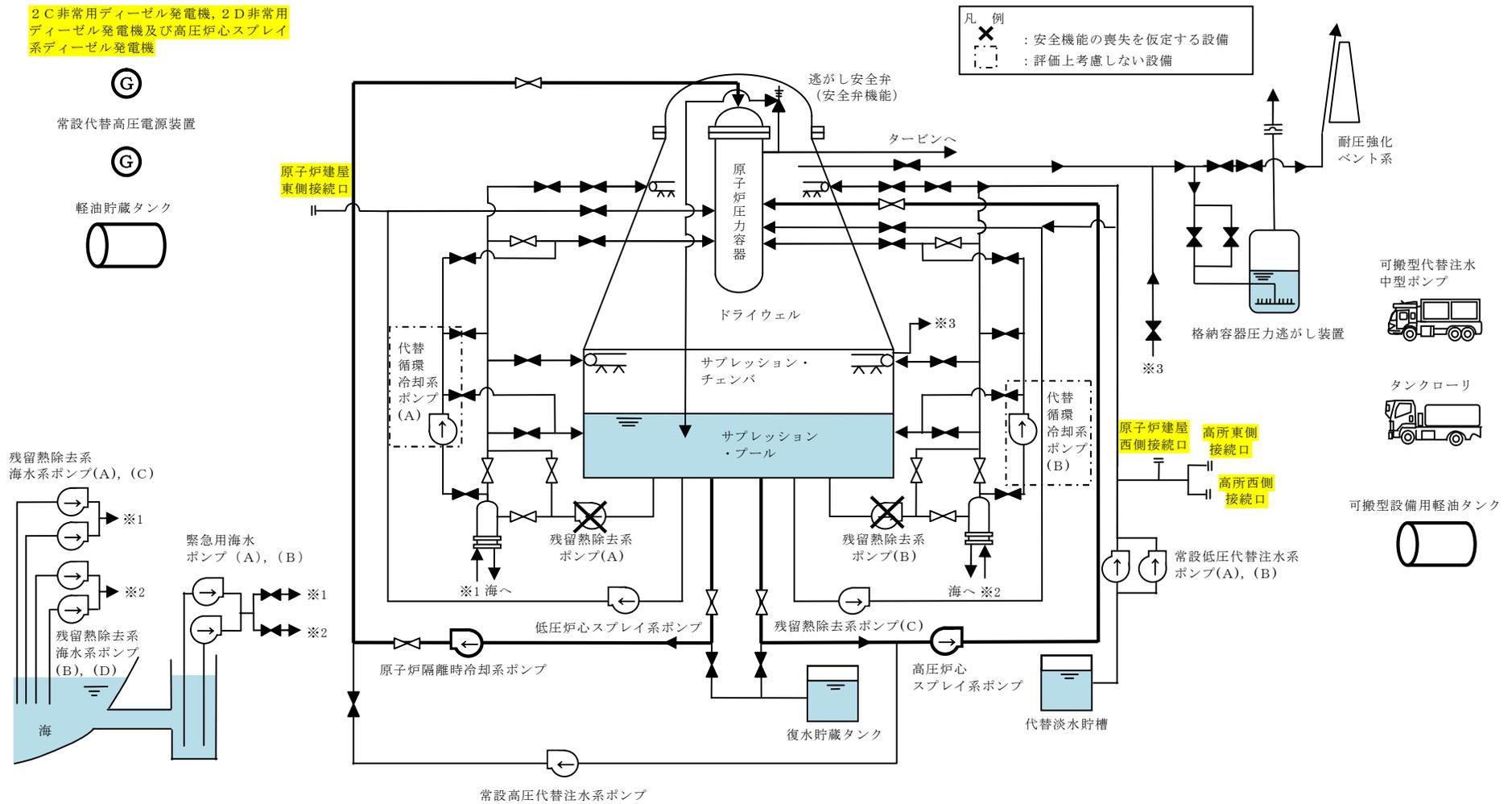
なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境

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。

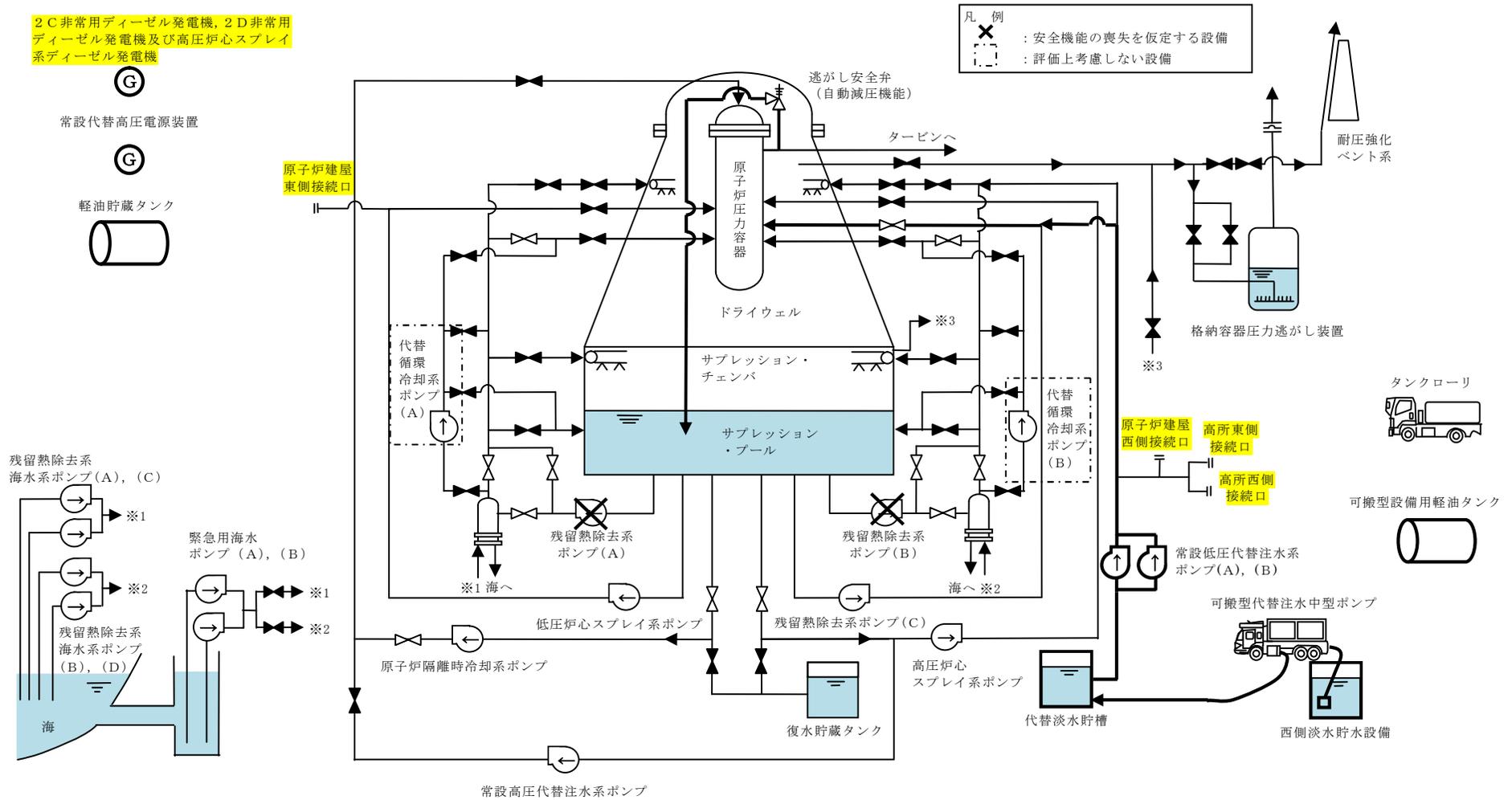
解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、燃料及び電源を供給可能である。

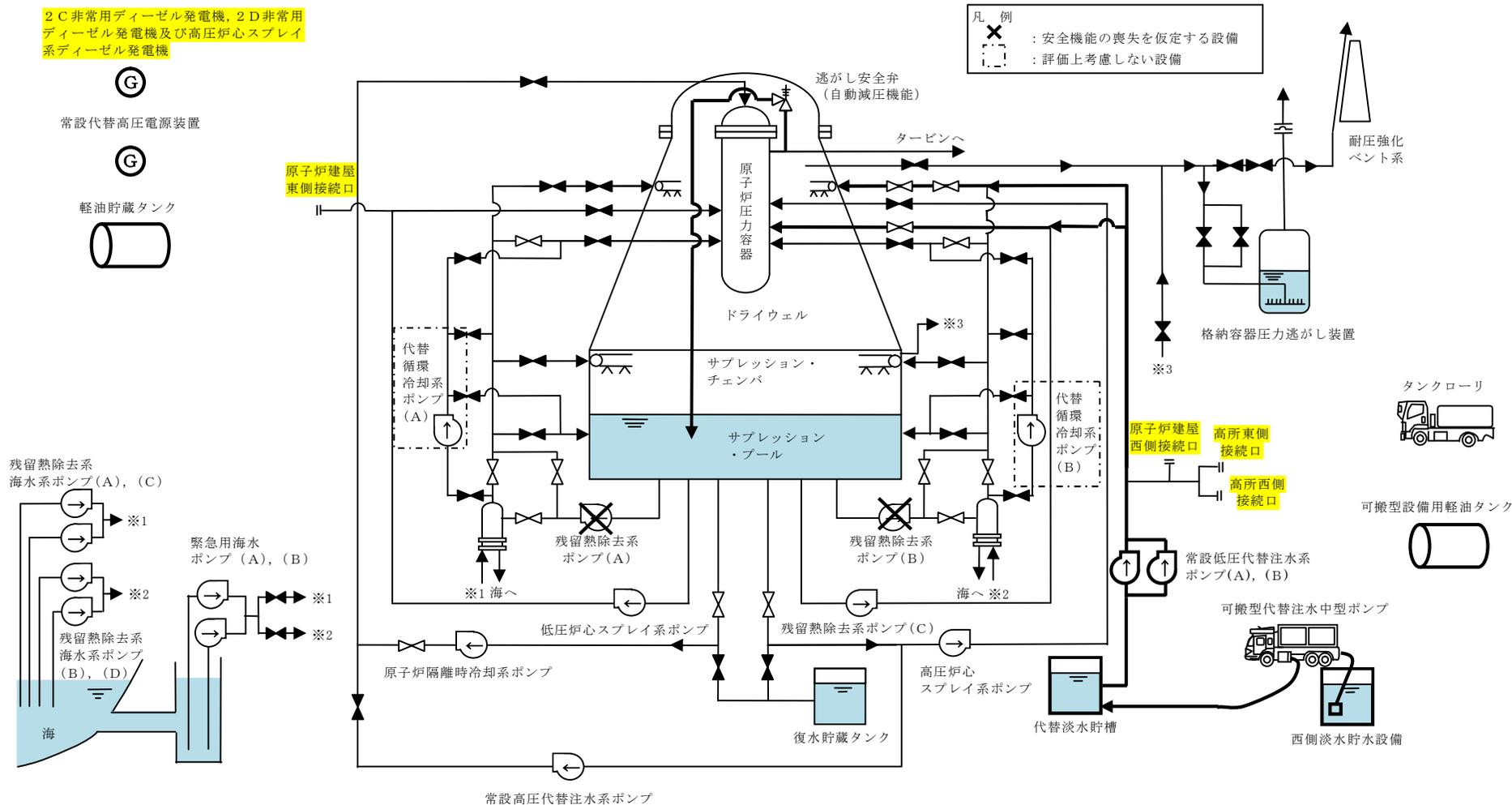
以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。



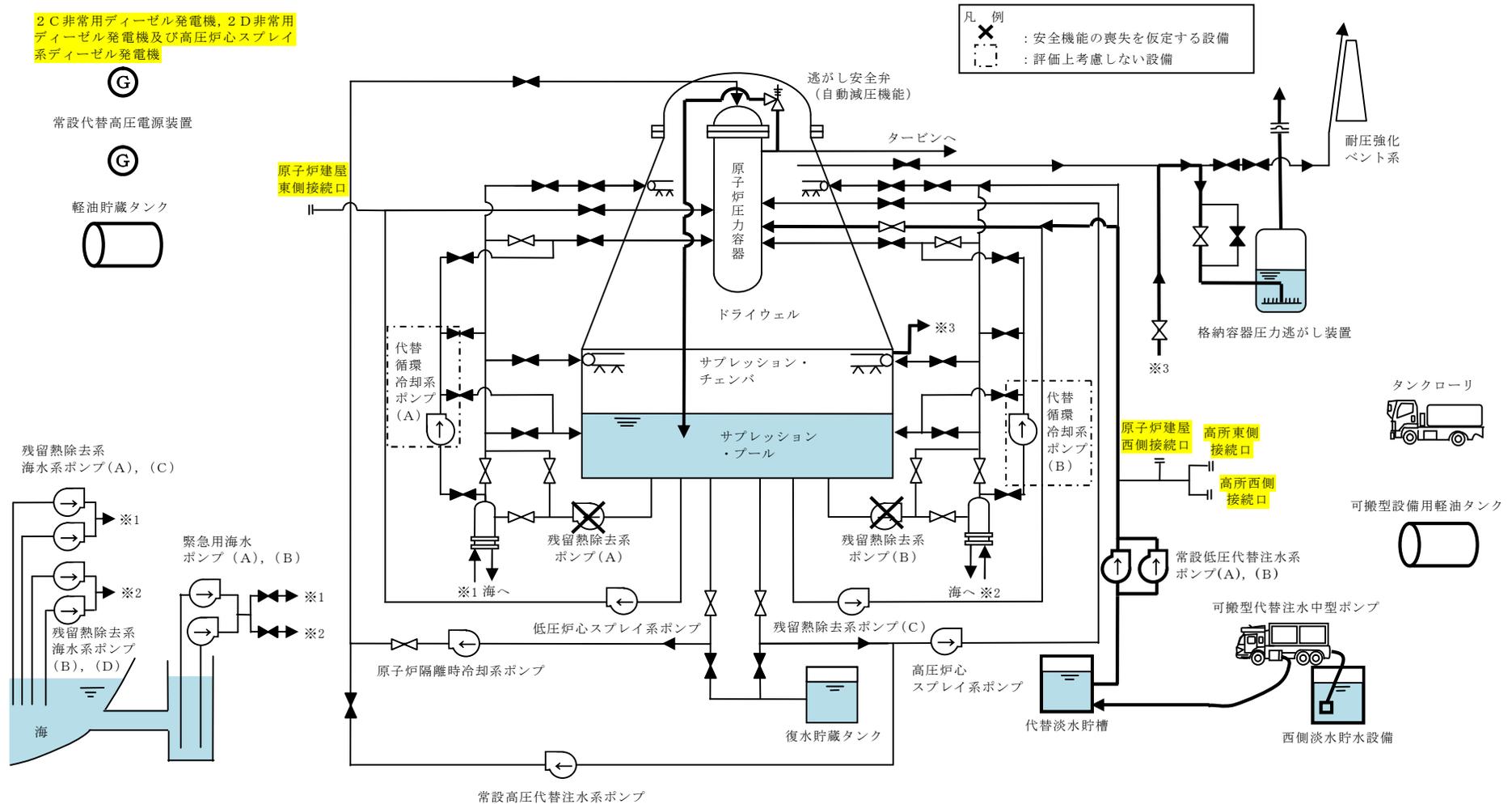
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）  
 （高圧炉心スプレィ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）  
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



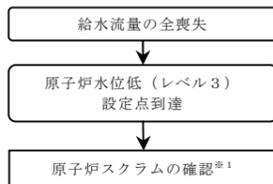
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）  
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



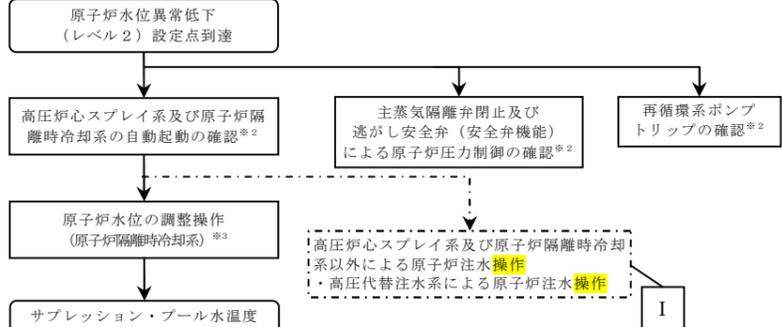
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）  
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器除熱段階）

(解析上の時刻)

(約 0 秒)



(約 20 秒)

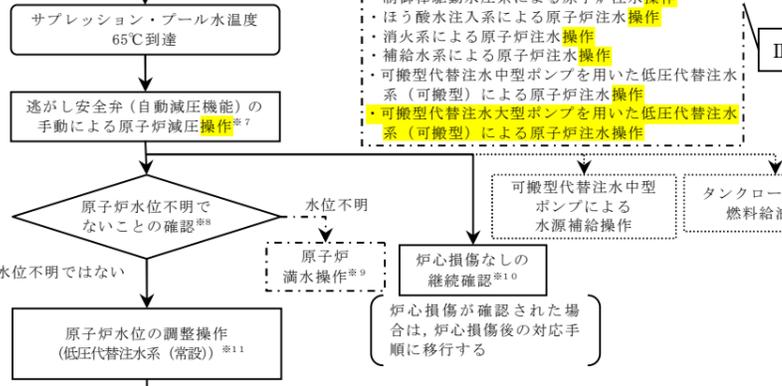


使用済燃料プールの冷却操作

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系以外による原子炉注水操作  
 ・高圧代替注水系による原子炉注水操作

- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。
- ※4 サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが、操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。
- ※5 崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお、本事故シナリオでは、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イ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。
- ※6 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線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、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系 I 系以上起動できた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。

(約 2 時間)

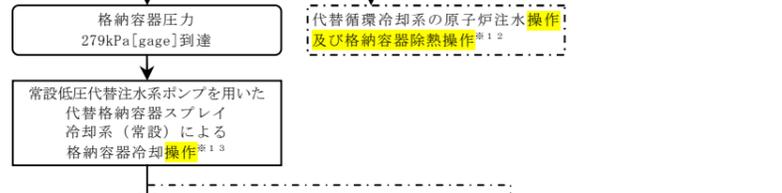


低圧代替注水系（常設）以外による原子炉注水操作  
 ・代替循環冷却系による原子炉注水操作  
 ・制御棒駆動水圧系による原子炉注水操作  
 ・ほう酸水注入系による原子炉注水操作  
 ・消火系による原子炉注水操作  
 ・補給水系による原子炉注水操作  
 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作  
 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作  
 タンクローリによる燃料給油操作  
 炉心損傷なしの継続確認※10  
 炉心損傷が確認された場合は、炉心損傷後の対応手順に移行する

- ※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線線量率が設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合  
 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。

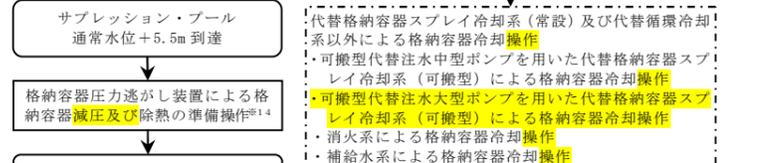
(約 13 時間)



代替循環冷却系の原子炉注水操作及び格納容器除熱操作※12

- ※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。

(約 24 時間)



代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系以外による格納容器冷却操作  
 ・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  
 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作  
 ・消火系による格納容器冷却操作  
 ・補給水系による格納容器冷却操作  
 ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器除熱操作

- ※13 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上は 130m<sup>3</sup>/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 102m<sup>3</sup>/h~130m<sup>3</sup>/h の範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※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イ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は、以下により判断する。  
 ・サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達

(約 27 時間)



原子炉満水操作※16

- ※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）。

(約 28 時間)



格納容器圧力逃がし装置以外による格納容器減圧及び除熱操作  
 ・耐圧強化バント系による格納容器減圧及び除熱操作

- 【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イ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水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）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。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。

常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、原子炉水位を維持し、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格納容器圧力等の低下傾向を確認する。また、機能喪失している設備の復旧を試み、残留熱除去系の復旧後、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し、代替循環冷却系又は残留熱除去系（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）による除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止し、格納容器を隔離状態とする。

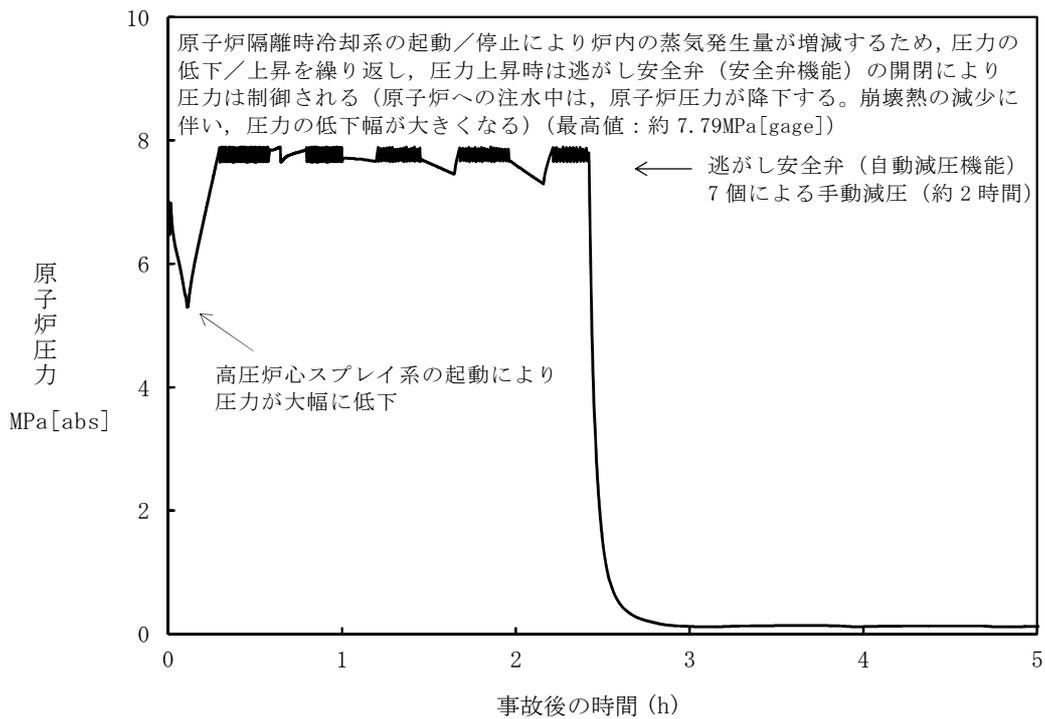
第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の対応手順の概要

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
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  ▽ 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 ●再循環系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							

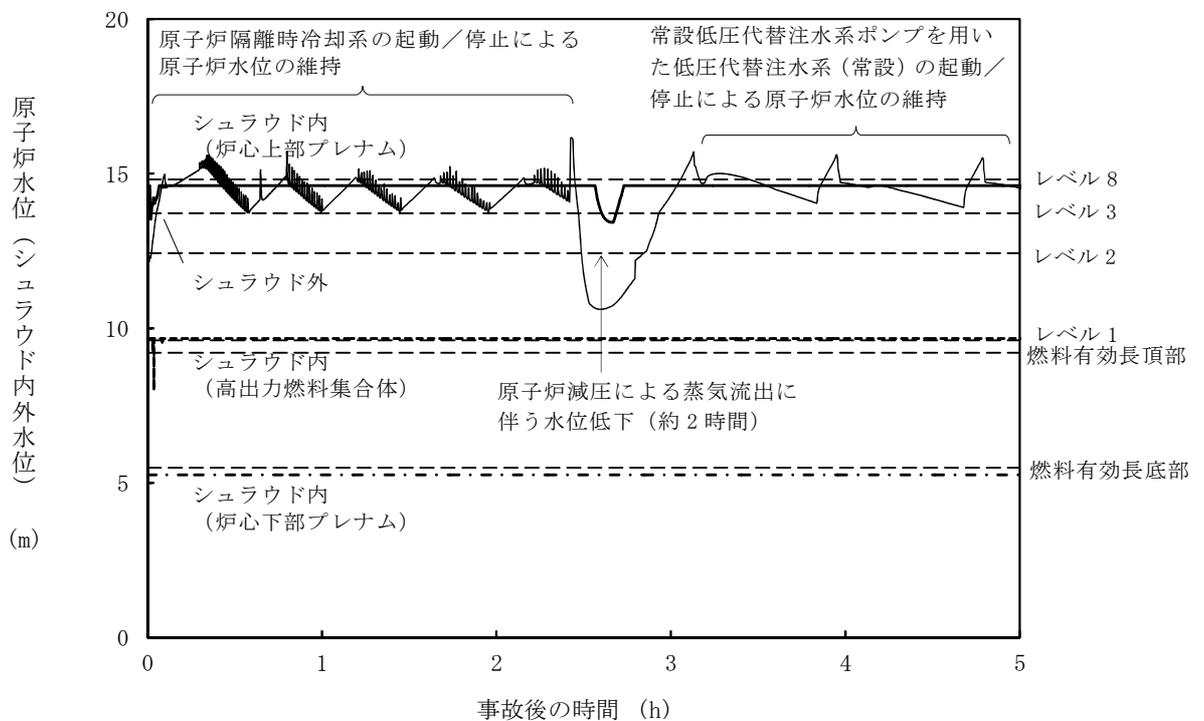
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1/2）

				経過時間 (時間)												備考	
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	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												
	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)														
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個の手動開放操作	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(サブレーション・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) ●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)	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(サブレーション・チェンバ側)	【1人】 A	-	3人 (参集)	●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
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	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)

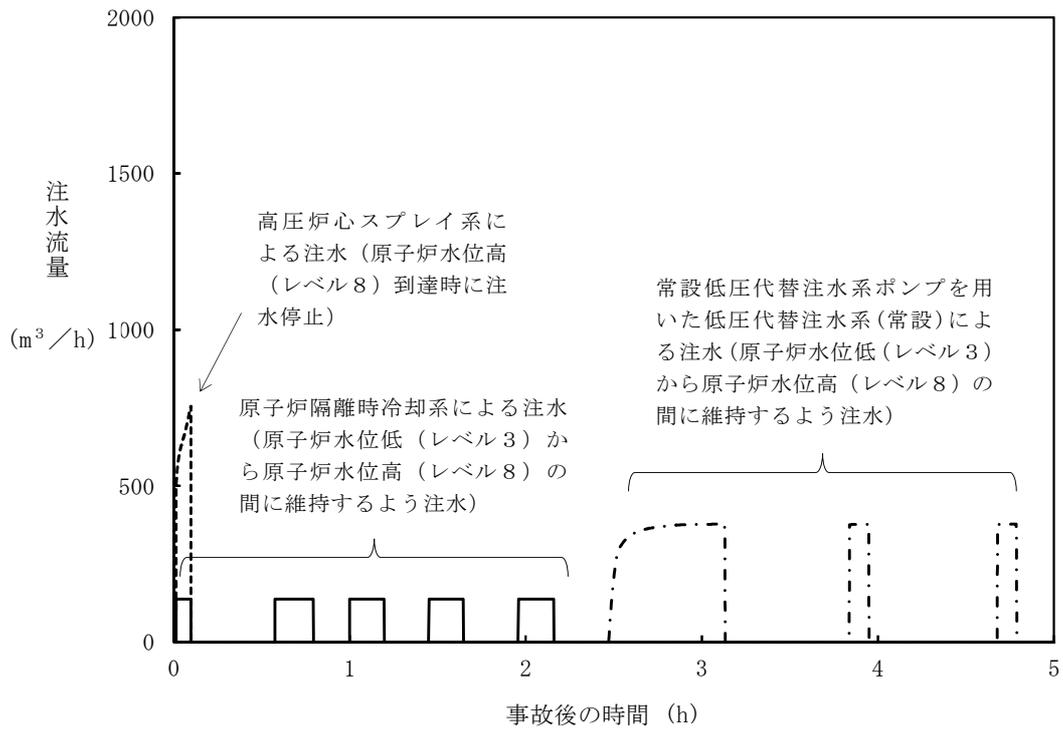


第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移

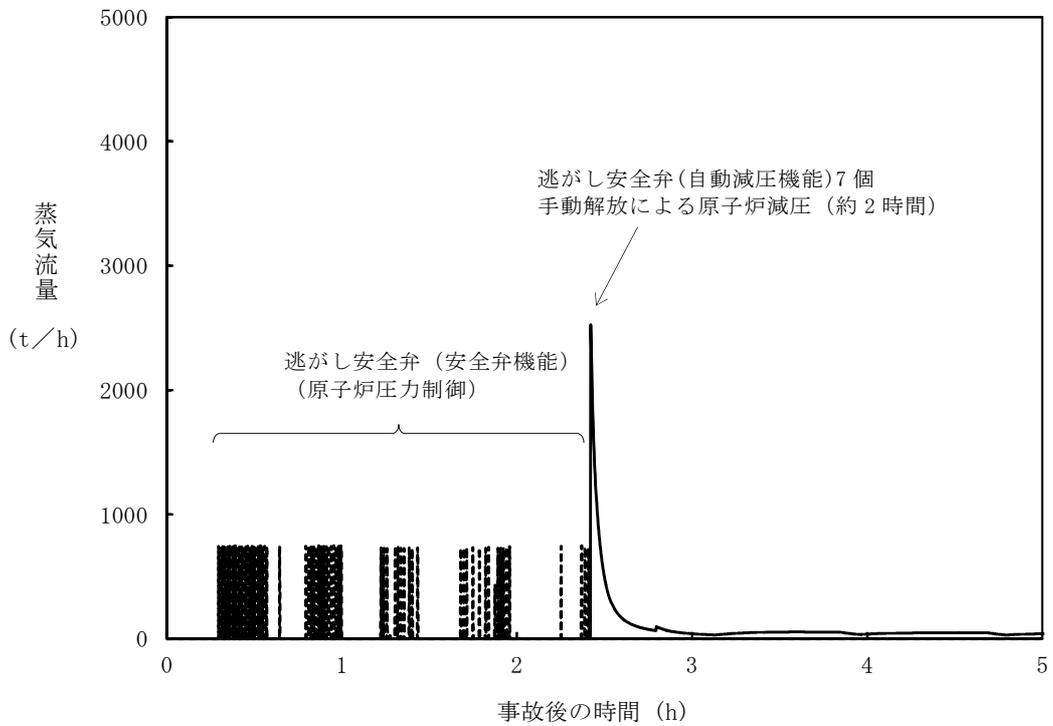


第 2.4.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

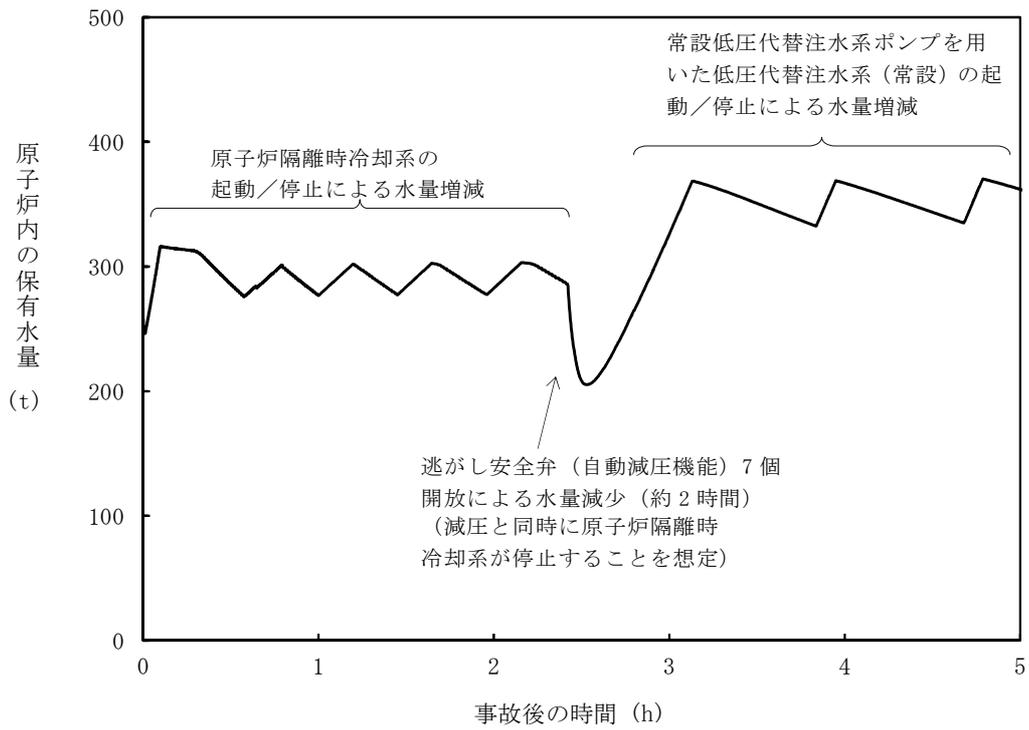
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



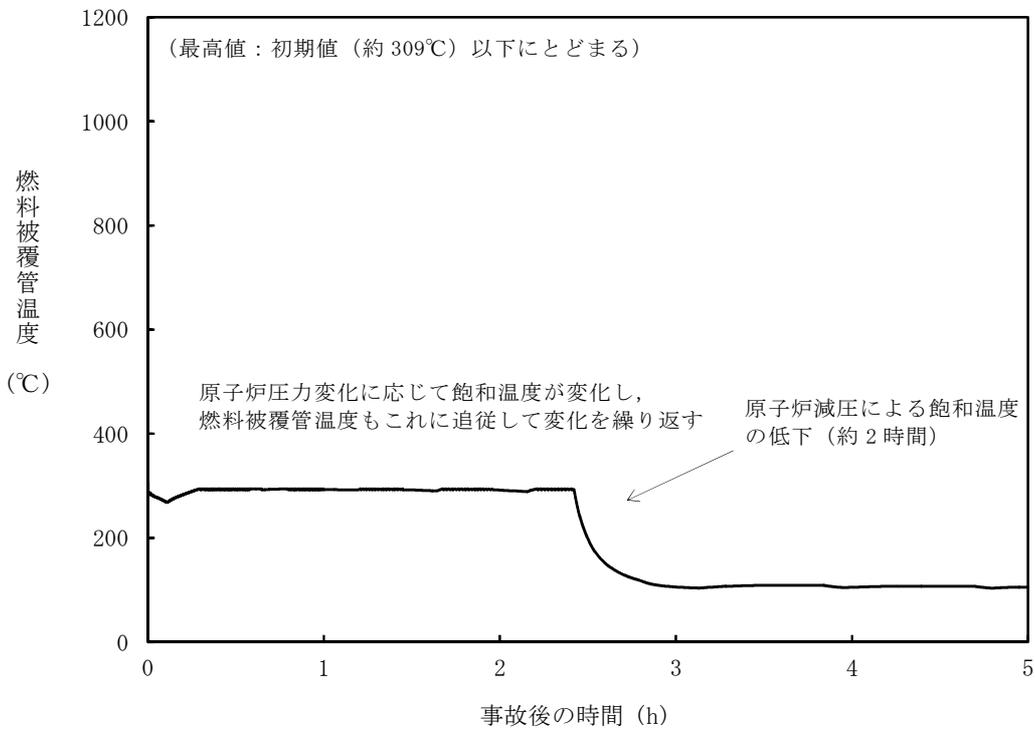
第 2.4.2-6 図 注水流量の推移



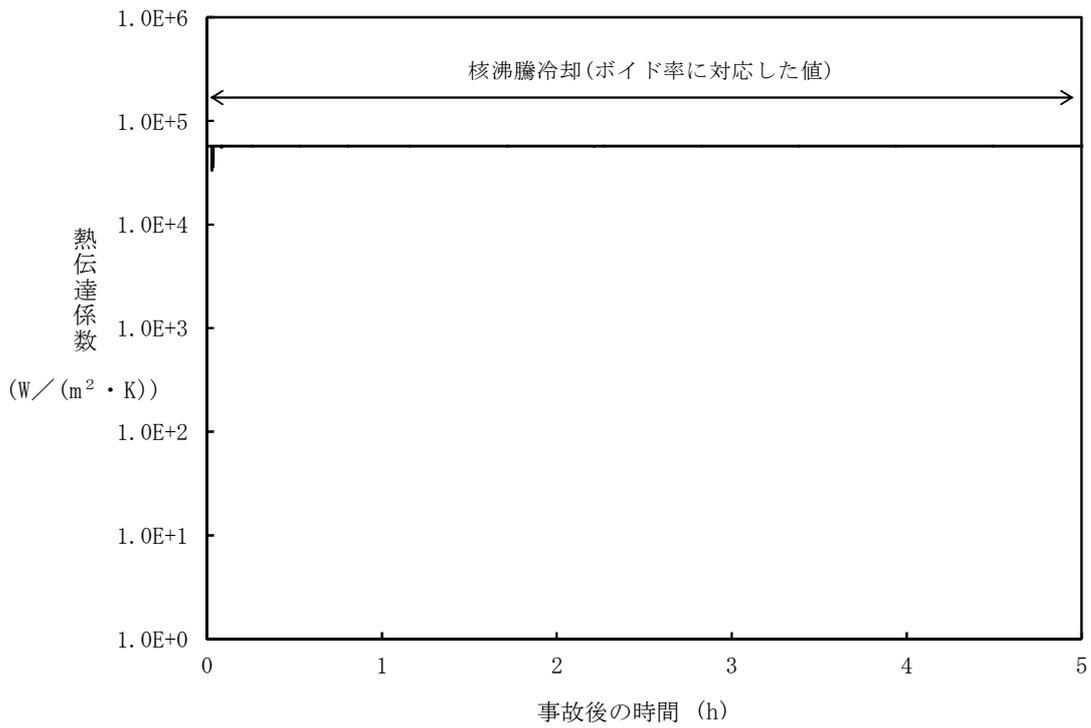
第 2.4.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



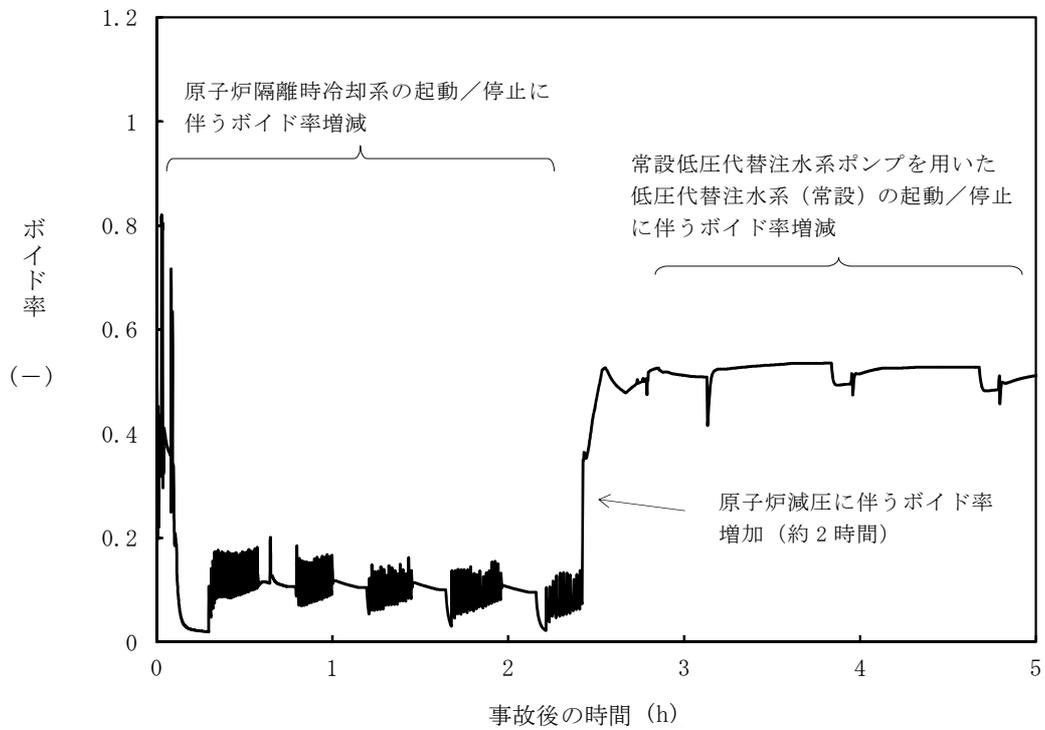
第 2.4.2-8 図 原子炉内保有水量の推移



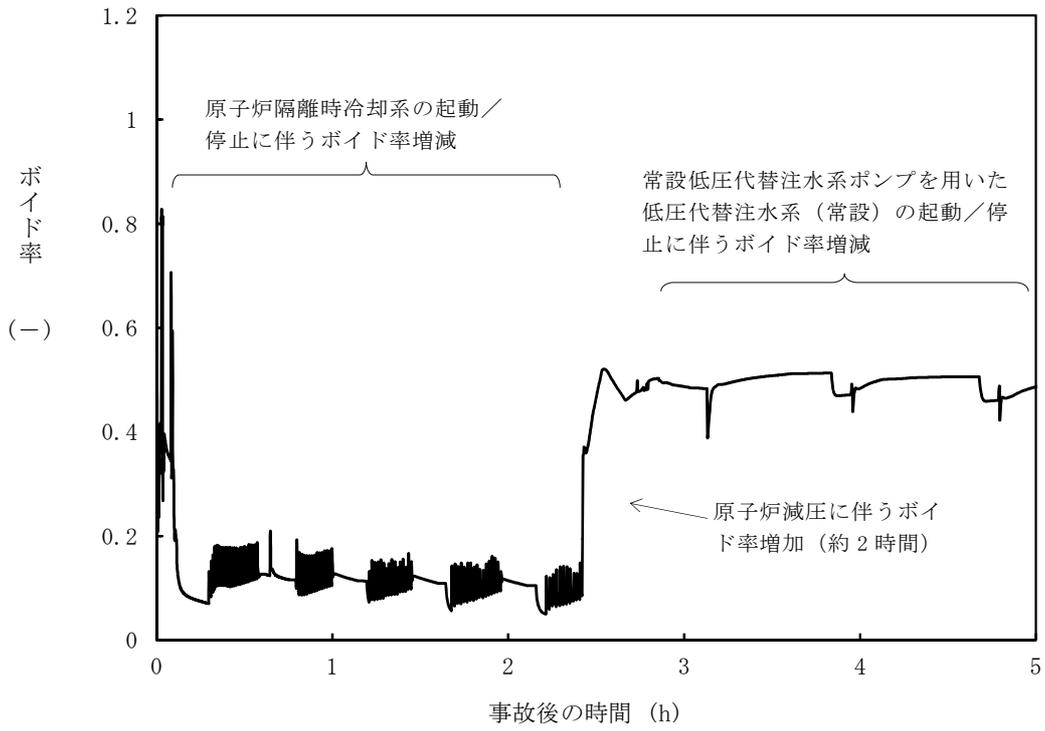
第 2.4.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



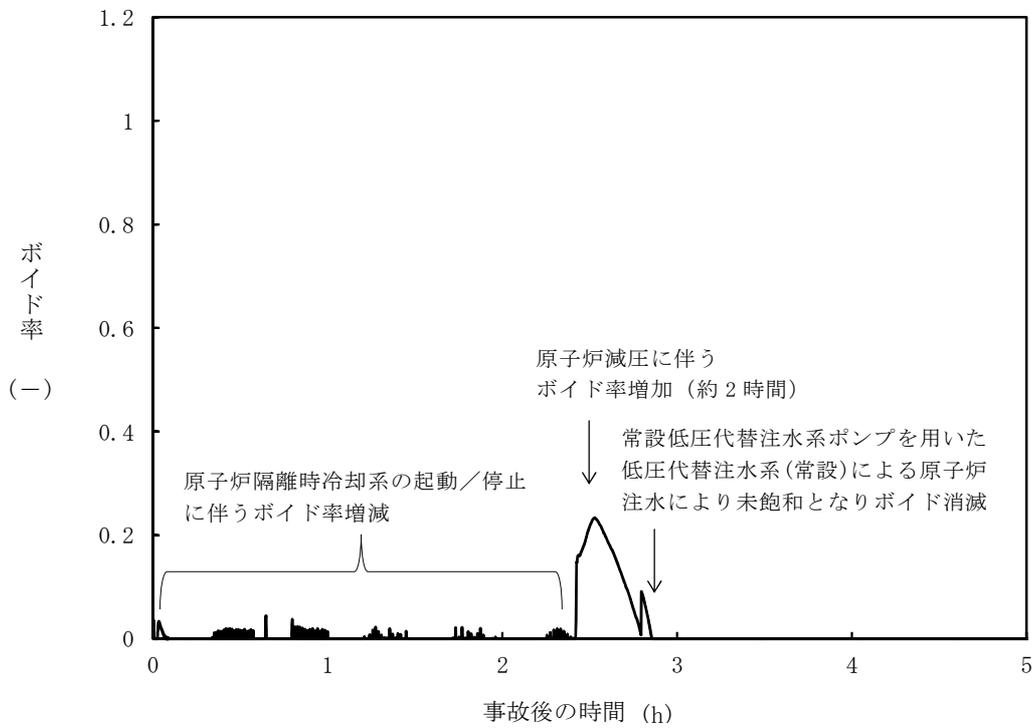
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



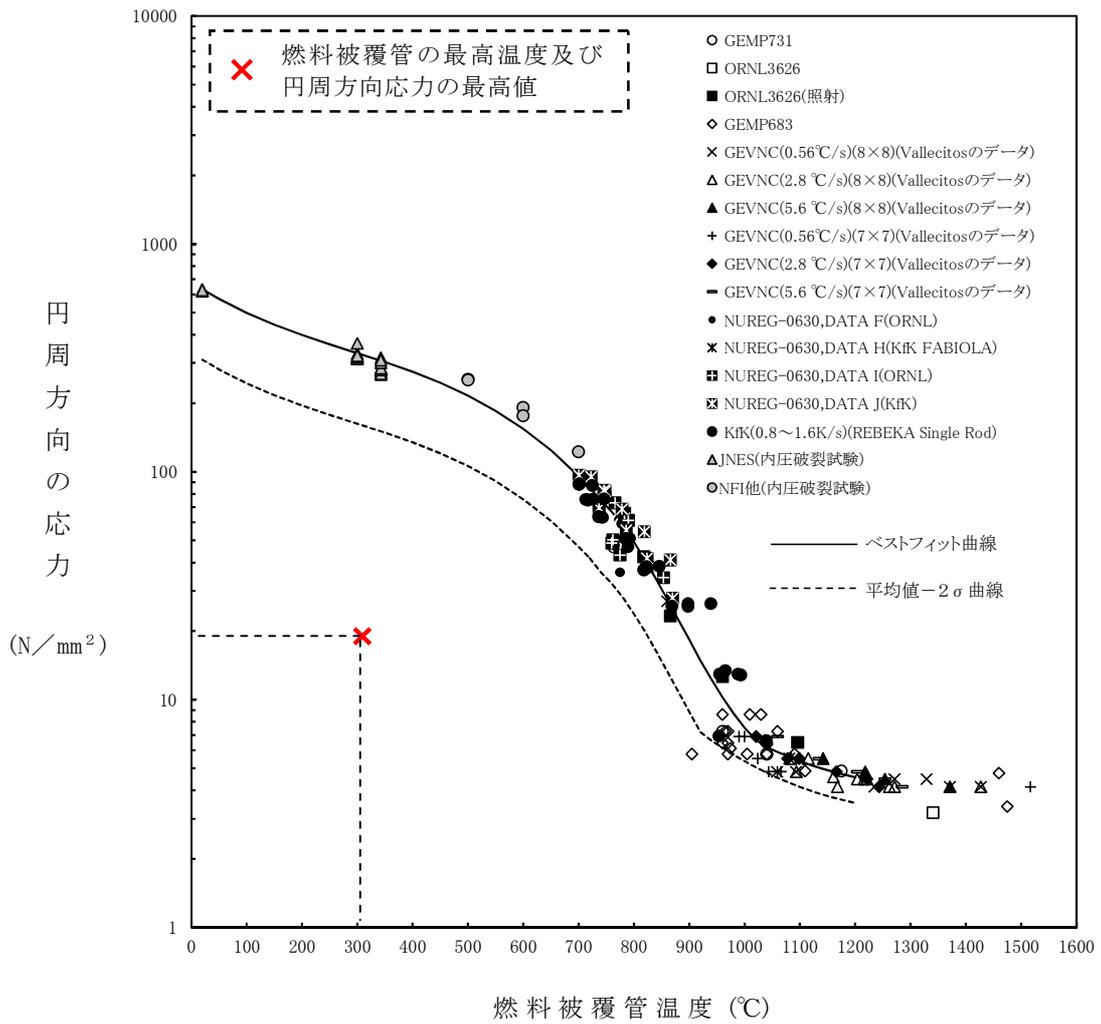
第 2.4.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

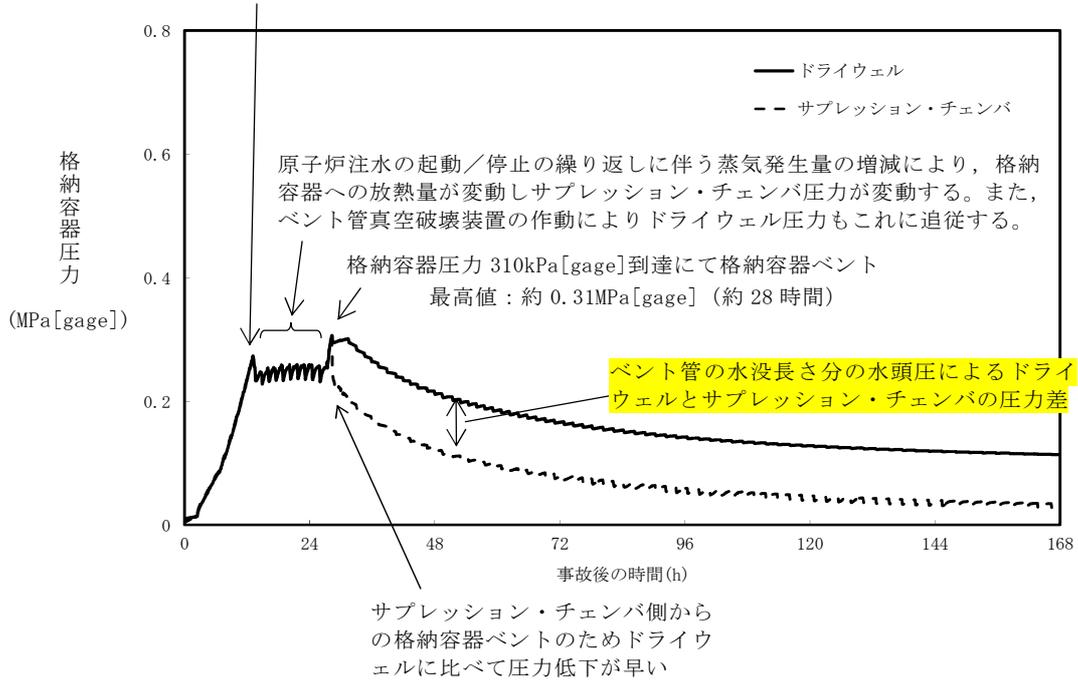


第2.4.2-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



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

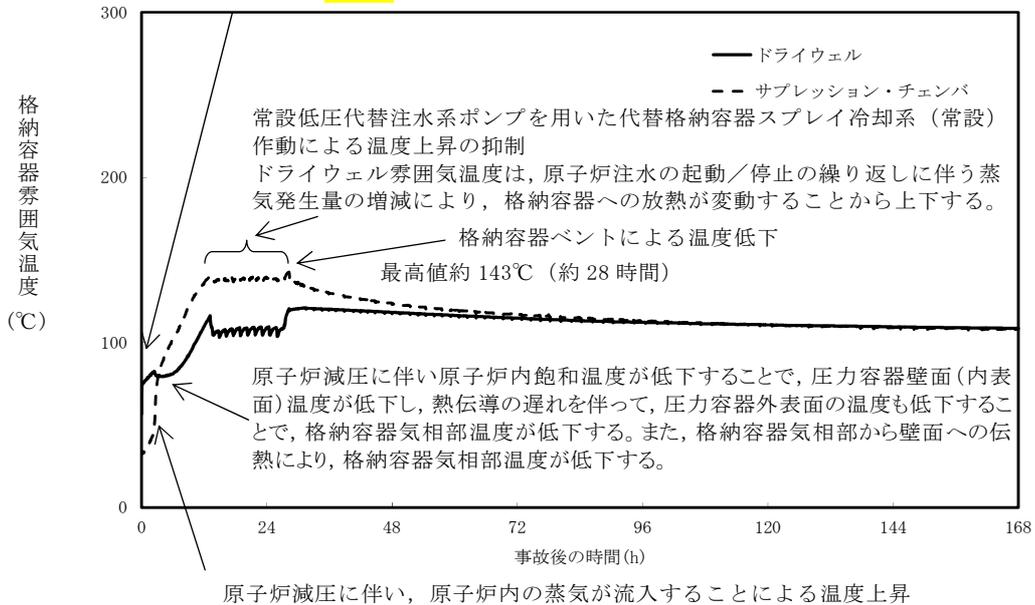
格納容器圧力 279kPa[gage]到達にて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 13 時間）



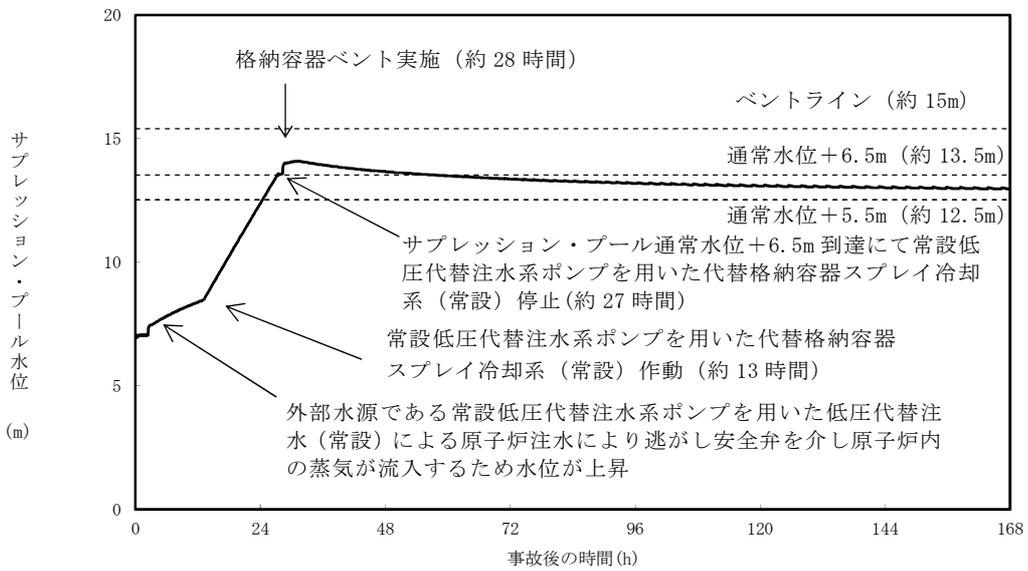
第 2.4.2-15 図 格納容器圧力の推移

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

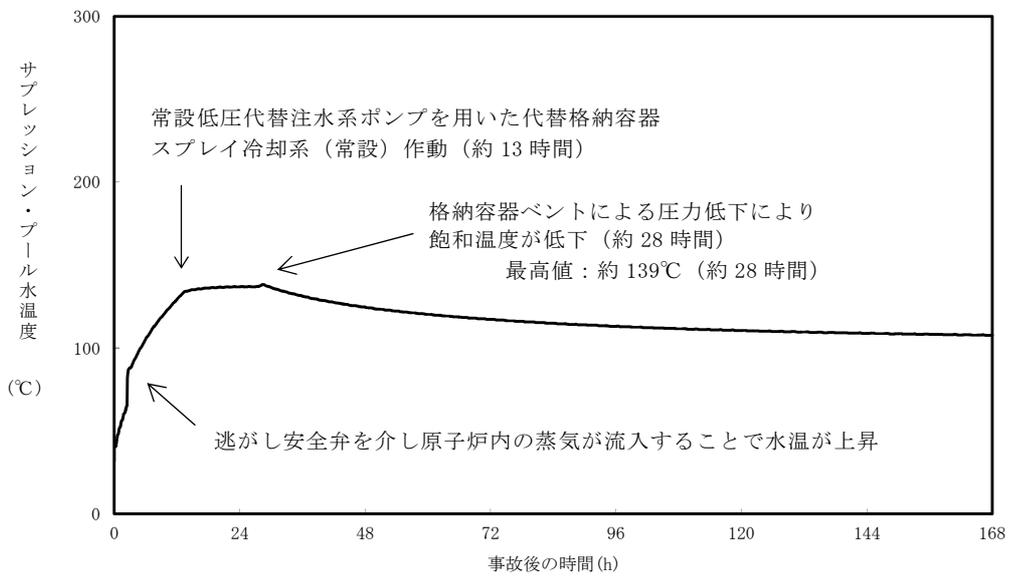
- ・主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力及び原子炉内飽和温度の上昇
- ・ドライウエル内ガス冷却装置の停止



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

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"> <li>原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> </ul>	—	—	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	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* サプレッション・チェンバ* 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（代替原子炉再循環系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）
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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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* サプレッション・チェンバ* 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） 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"> <li>・ サプレッション・プール水温度が 32℃ に到達したことを確認する。</li> <li>・ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を試みるが、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。</li> <li>・ 以上により、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</li> </ul>	—	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> </ul>	—	—	—
常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"> <li>・ 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。</li> <li>・ 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。</li> </ul>	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）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> <li>・ 常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 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> </ul>	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	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 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（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"> <li>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。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	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*
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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・チェンバ*	—	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

■：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 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（4/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 <b>操作</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が<b>ドライウエル設計温度である</b> 171℃に近接したことを確認する。</li> <li>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<b>操作</b>を実施する。</li> <li>サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び</b>除熱の準備を実施する。</li> <li>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、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。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* 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 代替淡水貯槽水位 サブプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域）* <b>原子炉水位（燃料域）*</b> 原子炉水位（SA広帯域） <b>原子炉水位（SA燃料域）</b> 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器 <b>減圧及び</b> 除熱 <b>操作</b> （サブプレッション・チェンバ側）	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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<b>減圧及び</b>除熱<b>操作</b>を実施する。</li> <li>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、<b>耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び</b>除熱<b>操作が可能である。</b></li> </ul>	格納容器圧力逃がし装置 <b>耐圧強化ベント系</b>	—	ドライウエル圧力* サブプレッション・チェンバ圧力* サブプレッション・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）

\* 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（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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

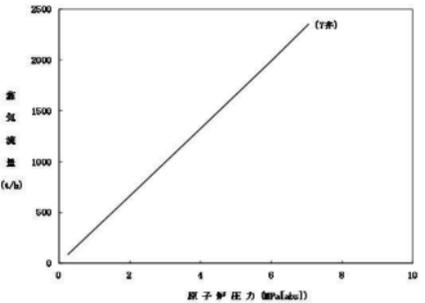
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/6）

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設定として、通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定	

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

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	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
	サブプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	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
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
	ベント管真空破壊装置 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	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系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ることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

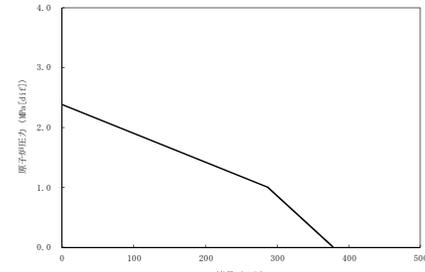
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/6）

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 （代替原子炉再循環系ポンプ 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 (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	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 個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	<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、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</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：0m<sup>3</sup>/h～1,419m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：0MPa[dif]～7.65MPa[dif]</li> </ul>	<p>設計値を設定</p> <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>
	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"> <li>注水流量：136.7m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]</li> </ul>	<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>

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

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持  （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  <常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 	
	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m <sup>3</sup> /h（一定）	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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /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 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件 逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動による原子炉減圧 <b>操作</b> （常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系（常 設）による原子炉注水 <b>操作</b> ）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき、サプレッション・プール熱容量制限を踏 まえて設定
常設低圧代替注水系ポンプを 用いた代替格納容器スプレイ 冷却系（常設）による格納容 器冷却 <b>操作</b>	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 <b>減圧及び除熱操作</b> （サプレッション・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

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。また、 <span style="background-color: yellow;">■</span> 低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは <span style="background-color: yellow;">■</span> +20℃～+40℃程度である。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.4.2.2-1

添付資料 2.4.2.2

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、有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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したが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却並びに格納容器圧力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。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
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 2.4.2.2-3

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 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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 (圧力容器ドーム部)	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。
	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系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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 このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付2.4.2.2-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、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やかになる。同様に格納容器圧力及び雰囲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 2.2kPa[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、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作時間の開始時間は遅くなる。	
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 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うるが、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。	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 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約 4,092m <sup>3</sup> ～ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約 3,308m <sup>3</sup> ～ 約 3,342m <sup>3</sup> (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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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(サブプレッション・チェンバ)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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

添付 2.4.2.2-5

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 (3/5)

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	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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、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 (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧:3.45kPa (ドライウェル-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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、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、格納容器圧力の最高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 <sup>3</sup>	約8,600m <sup>3</sup> 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。	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能の喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	—	原子炉スクラムが原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなり、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	
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。
	ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系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 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ~ 410.6t/h(1個当たり)	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ~ 410.6t/h(1個当たり) (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でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能)7個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個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。

添付2.4.2.2-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に 関連する機器 条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～7.86 [gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～7.86 [gage]	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心 スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1,419m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 7.65MPa[dif]	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて 自動起動  ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1,419m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 7.65MPa[dif]	設計値を設定。原子炉水位の観点で厳しい設定として、最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位回復までの期間は原子炉水位を継続監視していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h  ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		(原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流量：230m <sup>3</sup> /h	(原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流量：230m <sup>3</sup> /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		
	代替格納容器スプレイ 冷却系 (常設)	スプレイ流量： 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレイ流量： 102m <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /h	サブプレッション・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 (102m <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /h) における上限を設定	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操作の開始は遅くなる。	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、格納容器圧力の最高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：13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	排気流量：13.4kg/s 以上 (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最高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。	

添付2.4.2.2-8

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の <b>手動による原子炉減圧操作</b> （常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サブプレッション・プールの水温 65℃到達時	<p>【認知】</p> <p>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、逃がし安全弁（<b>自動減圧機能</b>）の<b>手動</b>による原子炉減圧操作の操作実施基準（サブプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約 2 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直</b>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>逃がし安全弁（<b>自動減圧機能</b>）の<b>手動による原子炉減圧操作</b>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<b>スイッチ</b>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>【他の並列操作の有無】</p> <p>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。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅くなる可能性はあるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	少なくとも原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも 8 時間程度の操作時間余裕が確保されている。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合には更に余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	<b>格納容器</b> 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】</p> <p>事故時には重要監視パラメータである<b>格納容器</b>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（<b>格納容器</b>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、<b>当直</b>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<b>スイッチ</b>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>【他の並列操作の有無】</p> <p>原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性はあるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の <b>最高</b> 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。	常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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ことから、時間余裕がある。

添付 2.4.2-2-9

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	格納容器圧力310kPa[gage]到達時	<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、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。</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。</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。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>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。</p> <p>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。</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0.255MPa[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。</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、格納容器ベントを実施し、操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p> <p>また、ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、現場モックアップ等による訓練実績では、移動時間を含め約66分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</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。

## 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 : 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

## 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

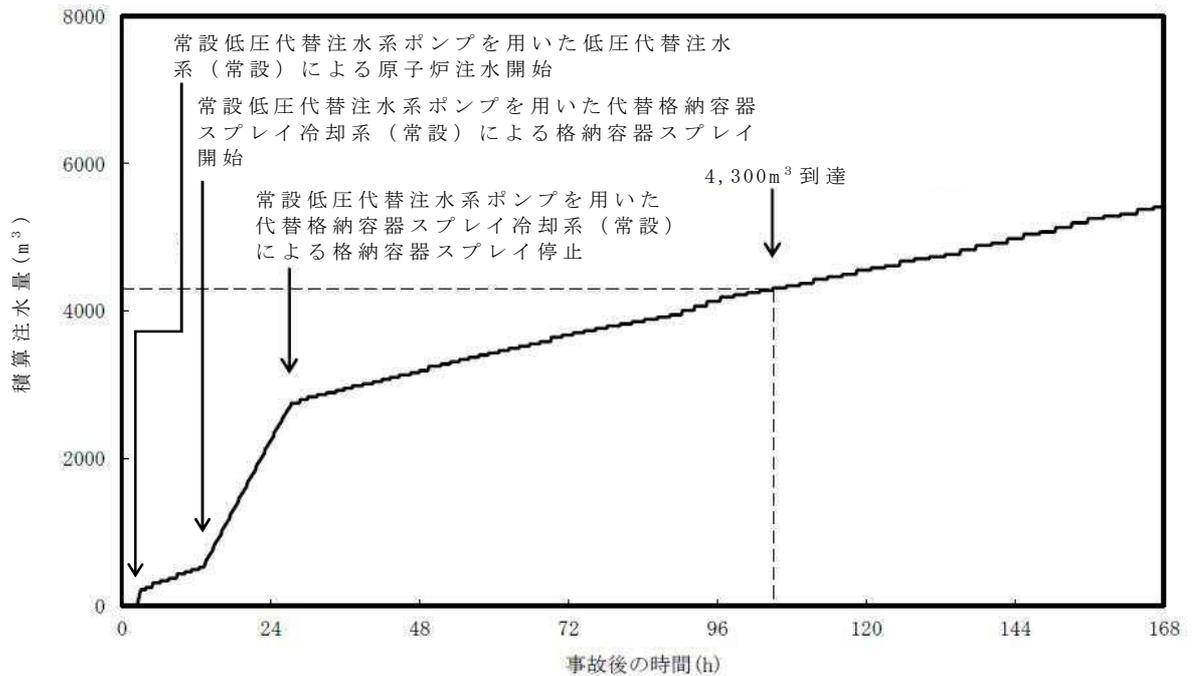
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

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 5,410m<sup>3</sup>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 8,600m<sup>3</sup>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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =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
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

※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。

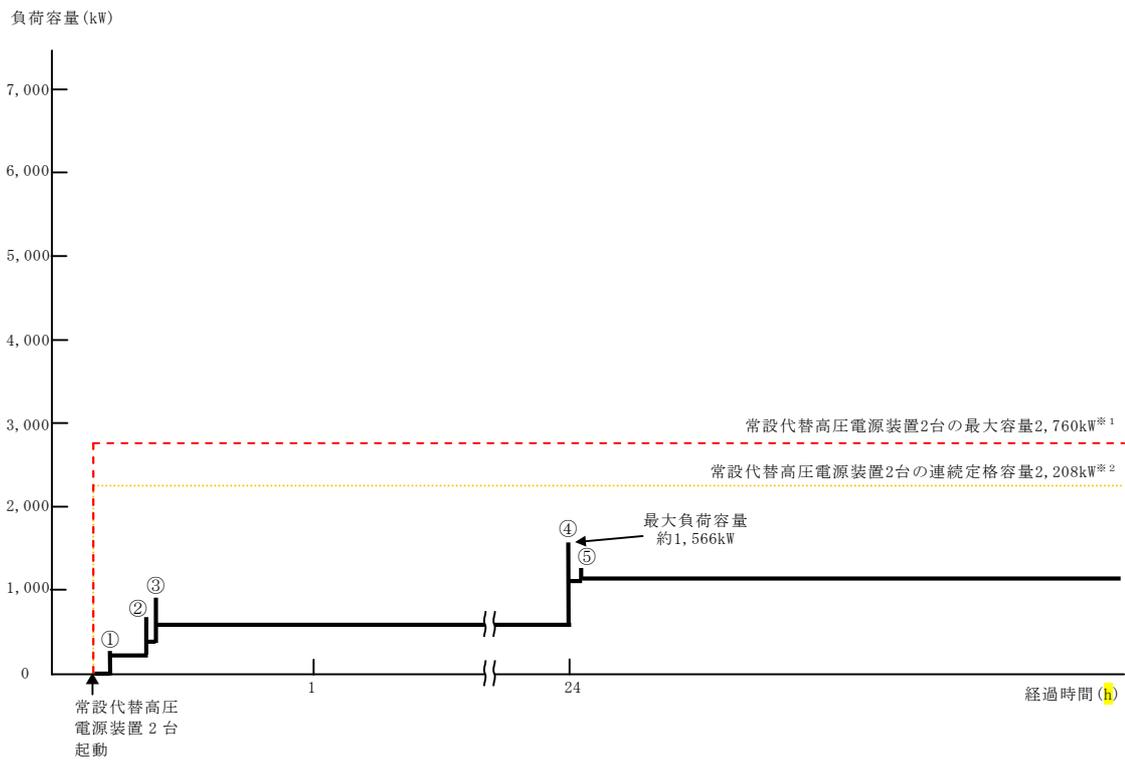
常設代替交流電源設備の負荷

(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 ・その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	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)

## 2.5 原子炉停止機能喪失

### 2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断L O C A＋原子炉停止失敗」及び④「大破断L O C A＋原子炉停止失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてA T W S緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段並びに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に、対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.5-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）10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ための当直運転員4名及び指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名である。

必要な要員と作業項目について第 2.5-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）10名で対処可能である。

#### a. 原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況

にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）が作動し、再循環系ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

#### b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され、同時に給水加熱喪失となるため給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。このため、中央制御室からの遠隔操作により給水流量を調整し、原子炉水位を低めに維持することで、自然循環による炉心流量を低下させ原子炉出力を抑制する。なお、給水流量調整及び原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作は解析上考慮しない。

復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。

高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

#### c. 自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され、低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し、正の反応度が印加されることを防止するため、原子炉停止機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の作動阻止スイッチにより、過渡時自動減圧機能についても作動が阻止される。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

#### d. ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し原子炉が未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。

e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで、サブプレッション・プール水温度は上昇する。このため、サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始する。なお、本重要事故シーケンスにおいては、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するが、この場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

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・プール冷却操作を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

f. 原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、運転手順に従い高圧炉心ス

プレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持することで、自然循環による炉心流量の増加を抑制する。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、起動領域計装等である。

#### g. 使用済燃料プールの冷却操作

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、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。

### 2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、L O C Aを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの事故シーケンスの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、E C C S注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードR E D Y及び単チャンネル熱水力解析コードS C A Tにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サブプレッション・プール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心流量

初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t/h (85%) を設定する。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

- 1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。
- 2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。
- 3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きくなるためボイド反応度印加割合が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しくなる。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の観点で事

象進展が厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号により、再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。また、原子炉出力が35%以上で、再循環系ポンプが1台以上トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、逃がし安全弁（18個）は、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d) 高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])信号により自動起動し、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145m<sup>3</sup>/h～1,506m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0MPa[dif] \*～8.30MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、

原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （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、運転手順に従い、サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（ $116^\circ\text{C}$ ）に余裕を考慮した温度である  $106^\circ\text{C}$ に到達した時点で停止する。

(f) ほう酸水注入系

注入流量  $163\text{L}/\text{min}$  及びほう酸濃度  $13.4\text{wt}\%$ にて注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約  $53\text{MW}$ （サプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $27.2^\circ\text{C}$ において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 自動減圧系等の作動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生4分後に実施する。

（添付資料 2.5.2）

- (b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作動阻止操作が完了

する事象発生から4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から6分後に実施する。

- (c) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、事象発生から約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生17分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）※、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5-4図から第2.5-18図に、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19図に示す。

※ 非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから、シュラウド外水位の評価結果を示した。

#### a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後、原子炉自動スクラム信号が発信するが、原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで、燃料被覆管の温度は約872℃まで上昇す

る。事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップすることで炉心流量が低下し、ボイド率が上昇することで中性子束及び平均表面熱流束は低下するため、燃料被覆管温度も低下する。なお、本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

また、タービン駆動給水ポンプはトリップし、電動駆動給水ポンプが自動起動することで、給復水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は、再循環系ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが、給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し、燃料被覆管温度が一時的に上昇するが、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約 839℃程度であり、初期のピーク温度（872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入するため、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生約 57 秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生約 85 秒後にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により給復水系が停止することで原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給復水系による原子炉注水の停止後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持されるが、原子炉水位の低下に伴い炉心流量、中性子束及び原子炉での蒸気発生量が低下する過程において、圧力設定点の異なる逃がし安全弁が一連

で開閉することで原子炉圧力及び中性子束の変動幅が一時的に大きくなり、これに伴う沸騰遷移によって一時的に燃料被覆管温度が上昇する。但し、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約 723℃程度であり、初期のピーク温度（872℃）未満となる。また、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが、その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生後の 6 分後にほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水位は徐々に上昇するため、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。

事象発生後の 17 分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）2 系統によるサブプレッション・プール冷却操作を開始する。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり、再循環系ポンプトリップによる出力低下によってリウエットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり、事象発生後の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが、評価項目である 1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約

8. 49MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は，第 2.5-19 図に示すとおり，ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し，原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが，それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]，約 115℃以下となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。

（添付資料 2.5.3）

安定状態が確立した以降は，制御棒の挿入機能を復旧し，原子炉を減圧した後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

### 2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され，逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が

継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によりサブプレッション・プール冷却を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレー系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の作動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サブプレッション・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。なお、反応度フィードバック効果の反応度モデル（ボイド・ドップラ）の不確かさについては、核データ（動的ボイド係数）及び動的ドップラ係数の解析条件の不確かさも含め「(2) 解析条件の不確かさの影響評価」にて確認する。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高く設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点

とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCP R」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めめに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるため、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は遅くなる。

(添付資料 2.5.4)

## b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コー

ドは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.4, 2.5.5)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.5-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、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

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップす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小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最

確条件は限界出力比指標\*で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33W/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、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、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。なお、解析コードの不確かさを考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響が小さいこと及び燃料被覆管温度も数℃の上昇にとどまることから、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY）」）。

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

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環系ポン

プが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間あたりにサプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サプレッション・プール水温度の最高値は同等と

なり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※ 限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするためこの影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標<sup>\*</sup>で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/

m に対して最確条件は約 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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さく、燃料被覆管温度も数℃の上昇にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 R E D Y）」）。

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

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は、第 2.5-21 図から第 2.5-24 図に示すとおり、外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環系ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサブプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サブプレッション・プール水温度の最高値は同等となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期

のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報しこの120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から6分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施すること、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等

となる。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 17 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

（添付資料 2.5.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.5.4）

(3) 感度解析

解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから保守的

な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を実施した。その結果、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり、評価項目を満足する。

(添付資料 2.5.5)

#### (4) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施することで、原子炉減圧に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa[gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の 4 分後から約 270 秒程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサブプレッション・プール水温度の上昇が

大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（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・プール冷却操作は、仮に操作が遅れた場合、サブプレッション・プール冷却操作の開始が遅れることで、サブプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

（添付資料 2.5.4, 2.5.8）

#### (4) まとめ

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

### 2.5.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明

している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

### a. 水 源

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはないと見られ、7日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

### b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、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。

(添付資料 2.5.9)

### 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938kW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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.5.10)

### 2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで、最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系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、高圧炉心スプレー系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「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（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で、炉心の著しい損傷を防止することができる。

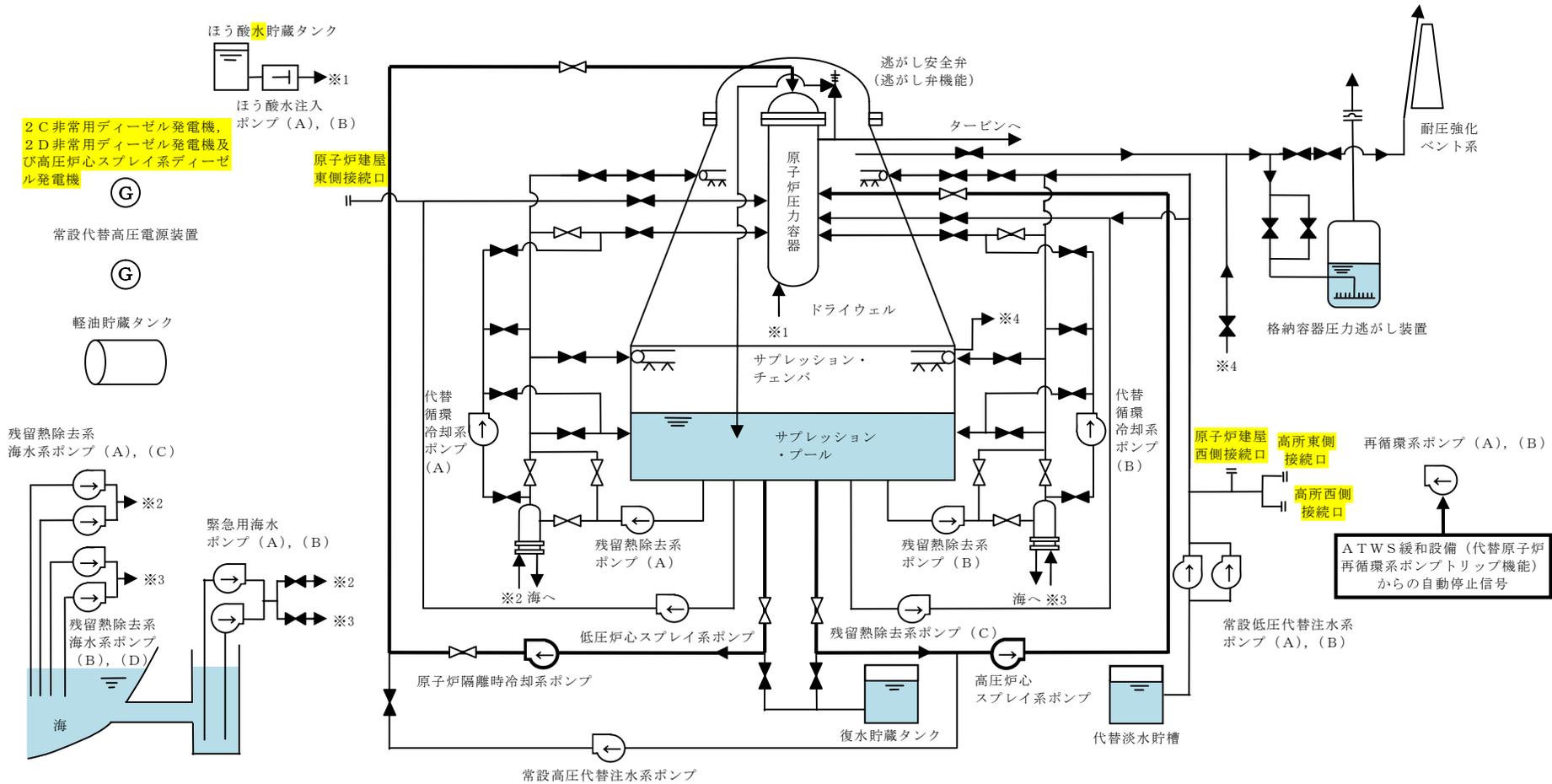
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

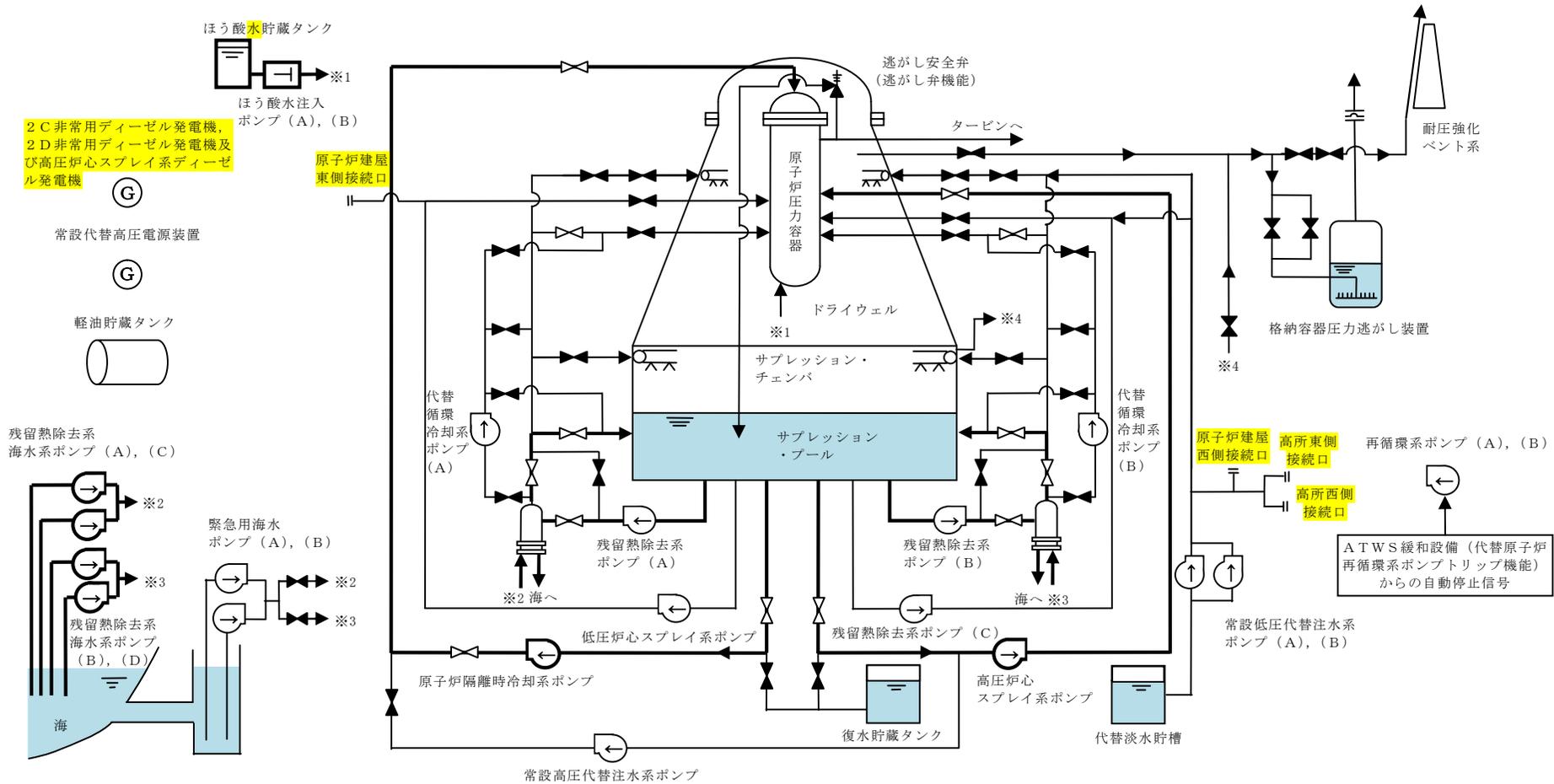
重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・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「原子炉停止機能喪失」に対して有効で

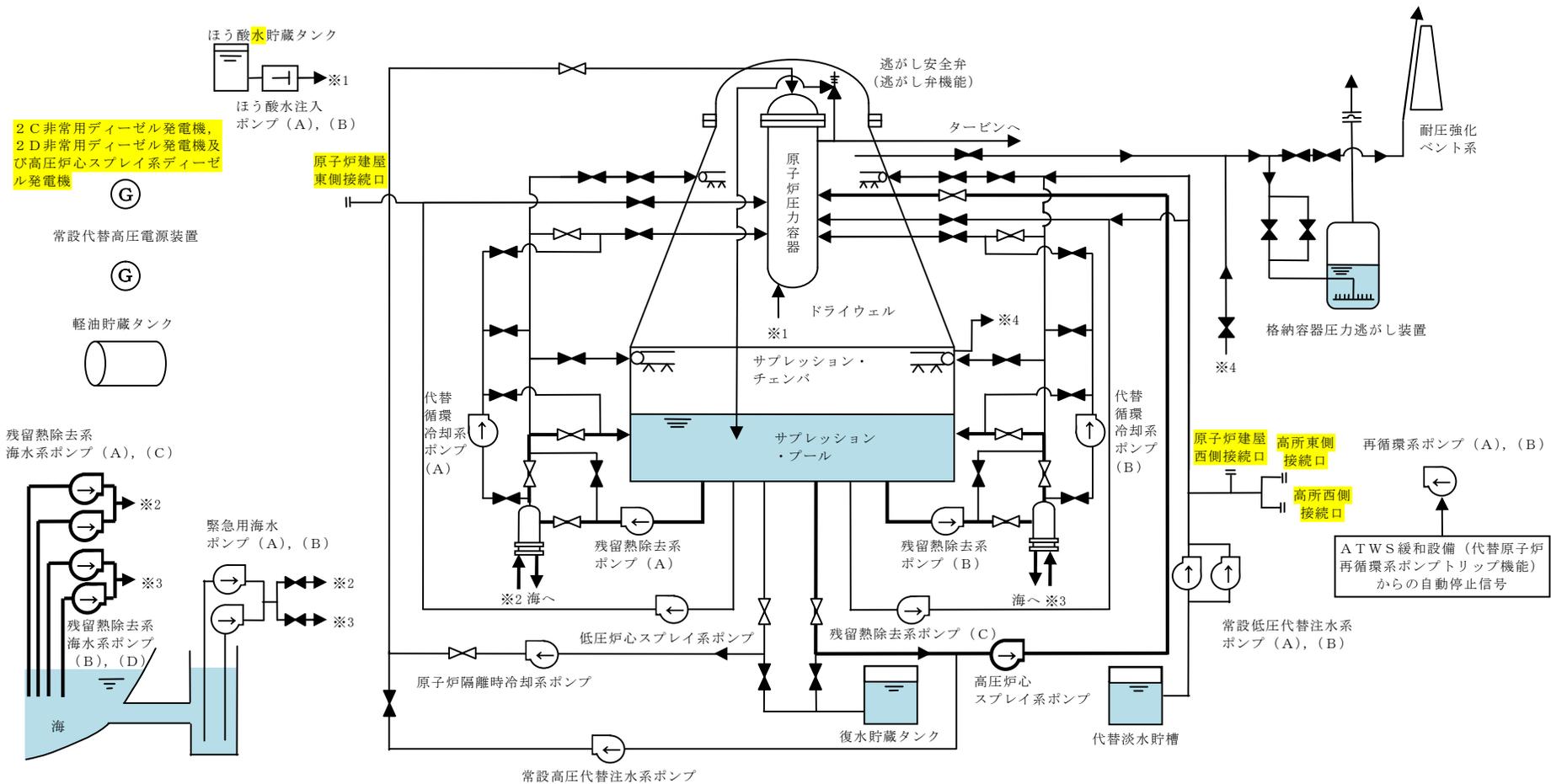
ある。



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備  
 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能) による原子炉出力の抑制段階)

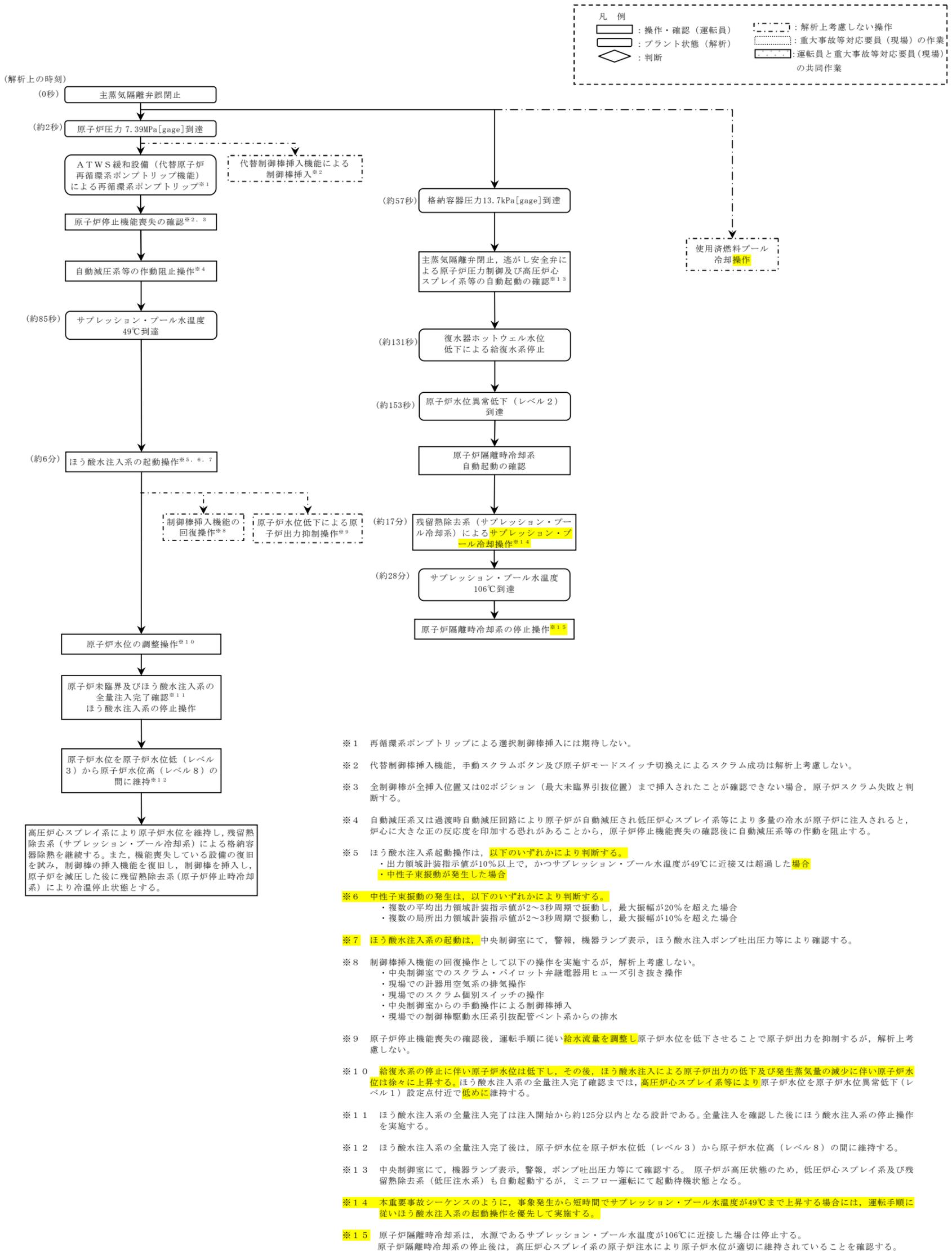


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに  
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



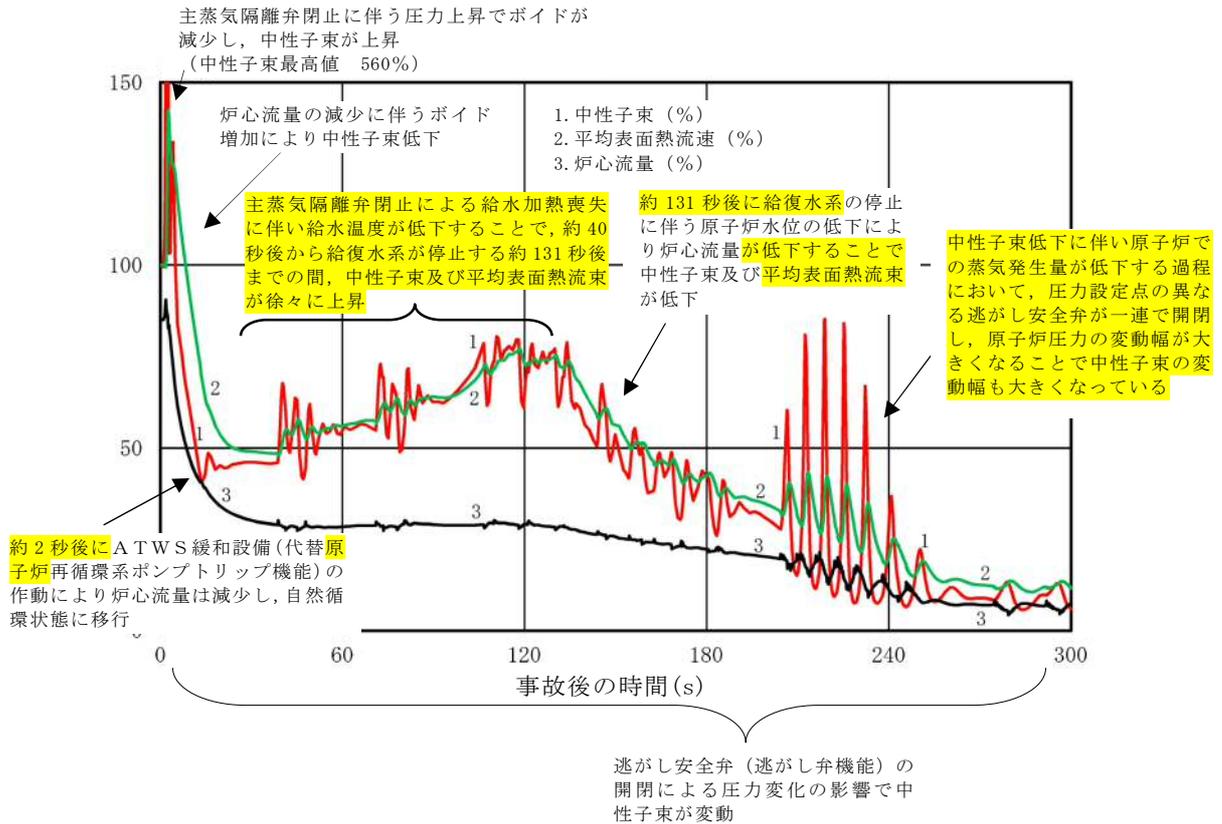
- ※1 再循環系ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※2 代替制御棒挿入機能、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。
- ※3 全制御棒が全挿入位置又は02ポジション(最大未臨界引抜位置)まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の作動を阻止する。
- ※5 ほう酸水注入系起動操作は、以下のいずれかにより判断する。  
・出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過した場合  
・中性子束振動が発生した場合
- ※6 中性子束振動の発生は、以下のいずれかにより判断する。  
・複数の平均出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が20%を超えた場合  
・複数の局所出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が10%を超えた場合
- ※7 ほう酸水注入系の起動は、中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。
- ※8 制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。  
・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作  
・現場での計器用空気系の排気操作  
・現場でのスクラム個別スイッチの操作  
・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入  
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水
- ※9 原子炉停止機能喪失の確認後、運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解析上考慮しない。
- ※10 給復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、ほう酸水注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは、高圧炉心スプレイ系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点付近で低めに維持する。
- ※11 ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。
- ※12 ほう酸水注入系の全量注入完了後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。
- ※13 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)も自動起動するが、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。
- ※14 本重要事故シナリオのように、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が49℃まで上昇する場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。
- ※15 原子炉隔離時冷却系は、水源であるサブプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

第 2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

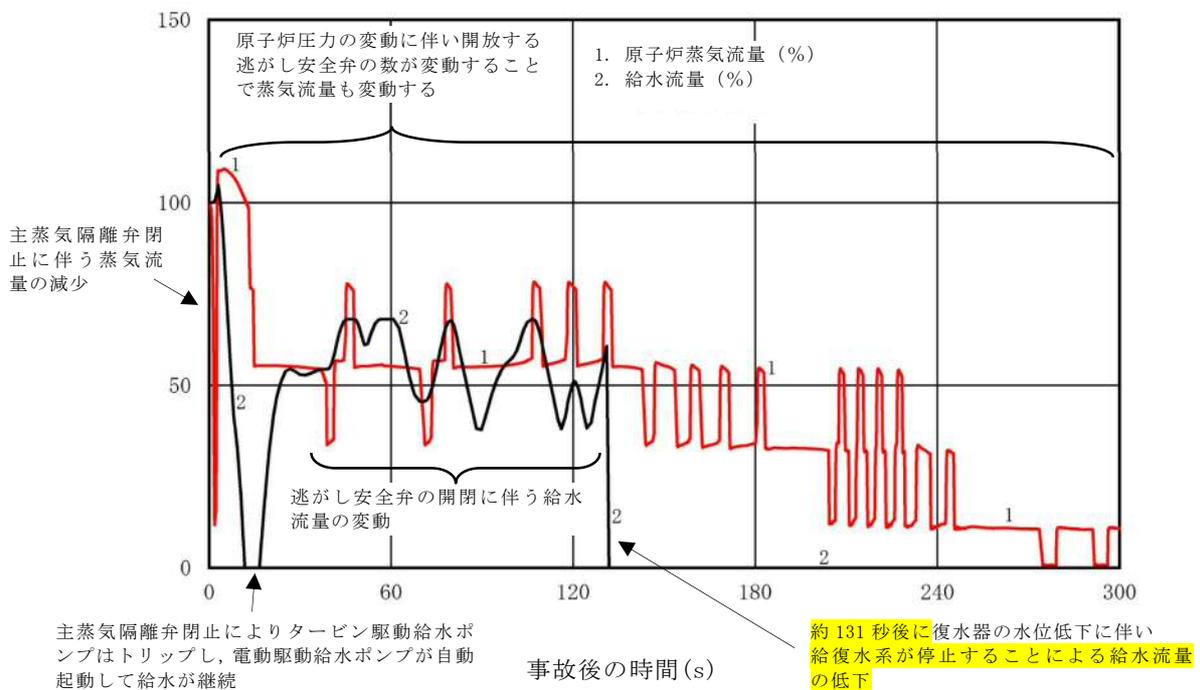
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要員数				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		5	10	15	20	30		40	24	25		
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉自動スクラム失敗の確認</li> <li>●手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム確認</li> <li>●原子炉モード・スイッチ「停止」位置への切替操作</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁(逃がし弁機能)による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認</li> <li>●電動駆動給水ポンプトリップの確認</li> <li>●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	3分									手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間(3分)ではこれらの操作時間も考慮して設定している。 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	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		10分										
	指揮者等	災害対策要員(指揮者等)	1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)													
	自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】A	-	-		●自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作	1分									
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】A	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2分									中性子束振動の発生を確認した場合にも実施		
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作	【1人】A 【2人】A, B	-	-	●原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作 ●代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作 ●手動による制御棒挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作						16分				解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作		
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	【1人】B	-	-	●残留熱除去系(低圧注水系)から残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への切替操作(2系列) ●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・プール冷却状態の監視			6分							適宜実施		
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監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作										適宜実施 サブプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合、原子炉隔離時冷却系を停止		
原子炉水位の調整操作(高圧炉心スプレイ系)	【1人】A	-	-	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作										適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点付近に維持し、全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持		
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										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	
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								20分	15分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する		
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人													

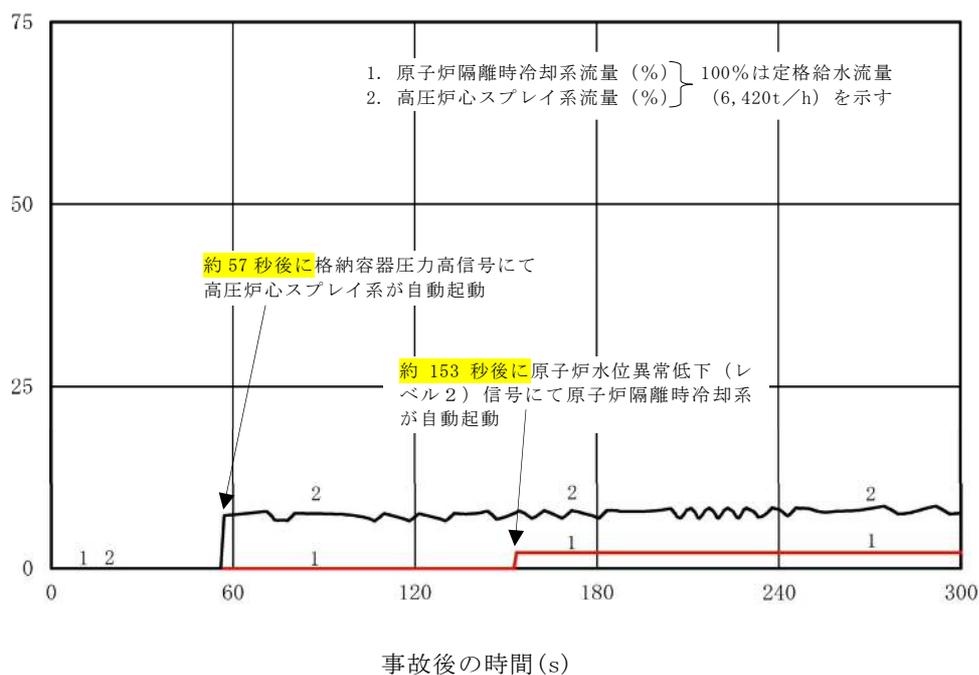
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



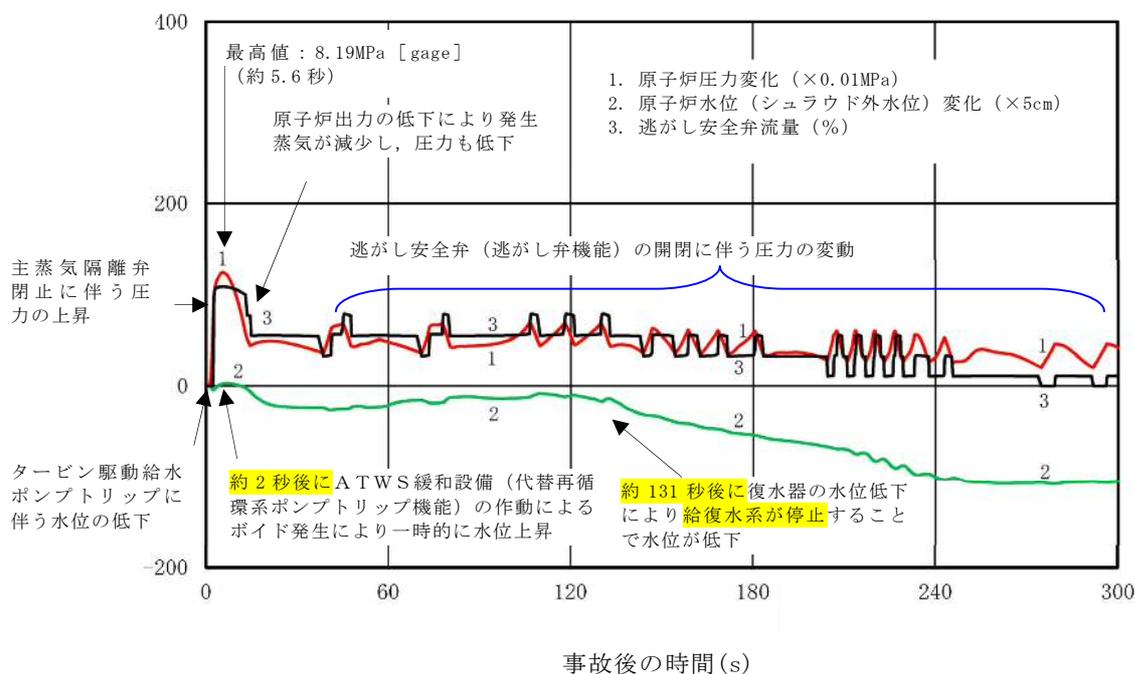
第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



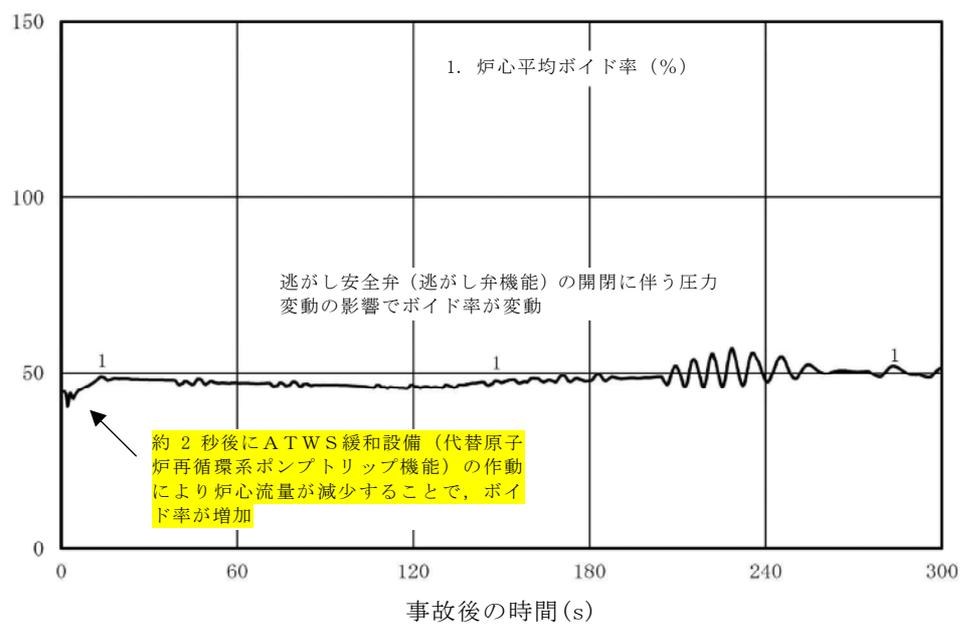
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



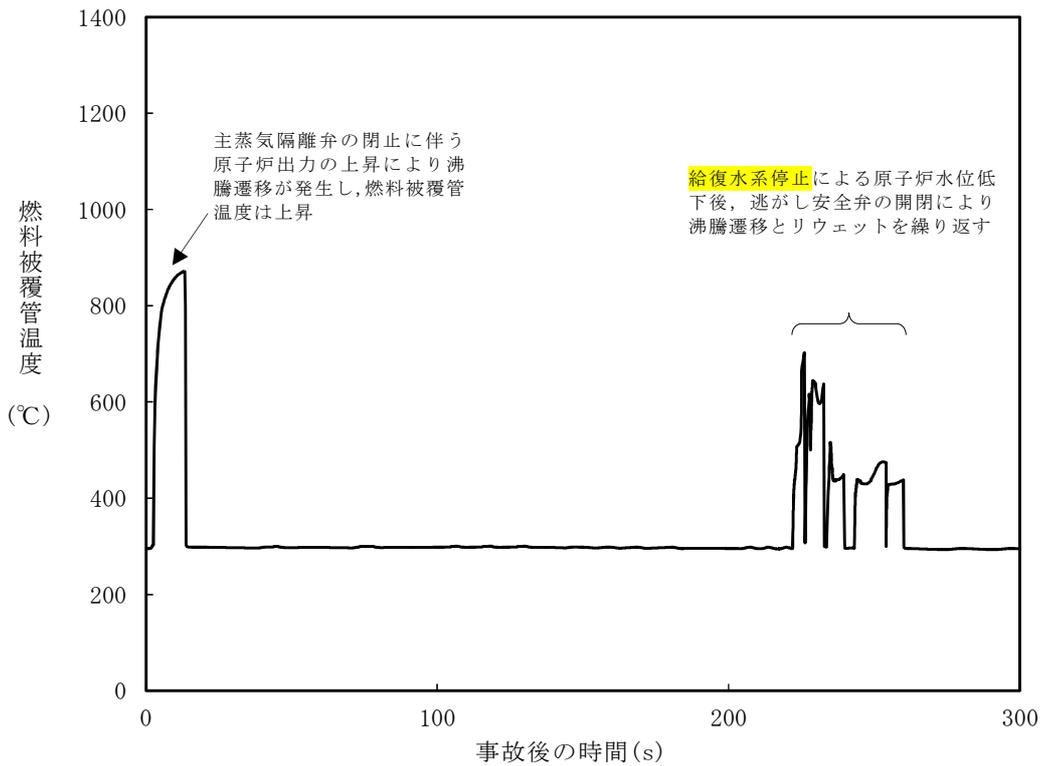
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



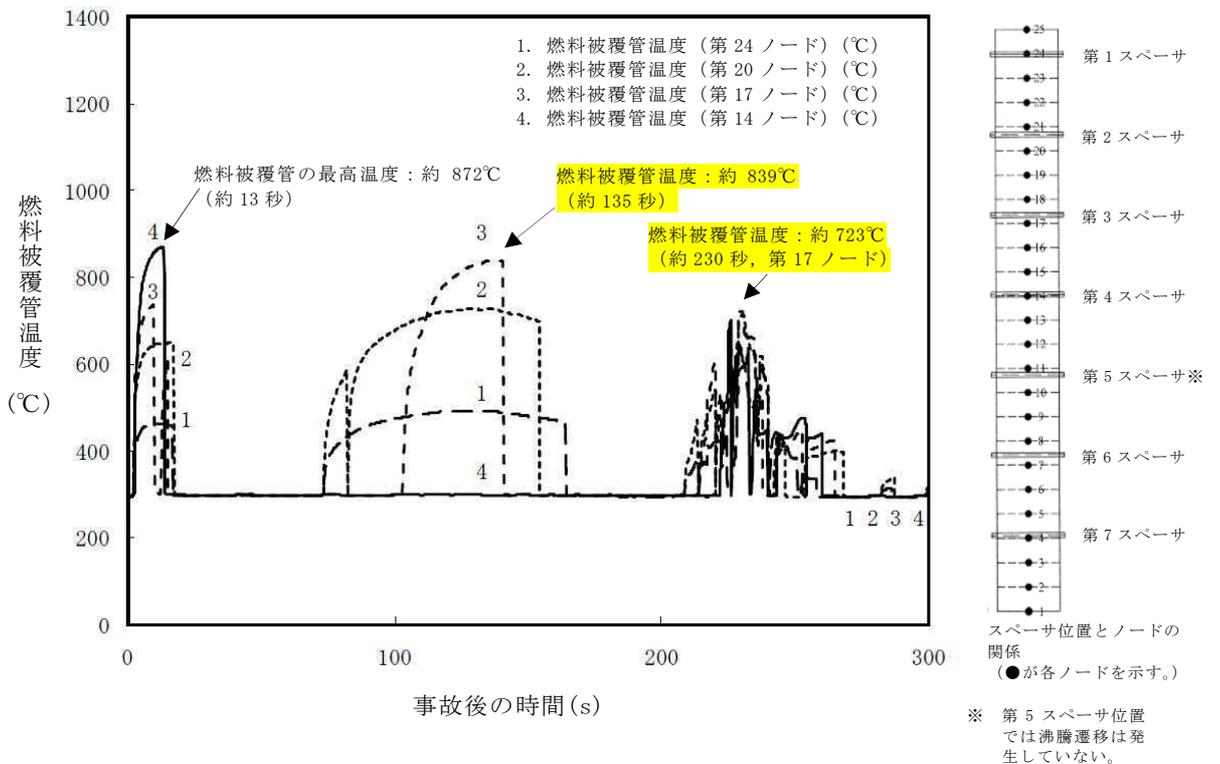
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)

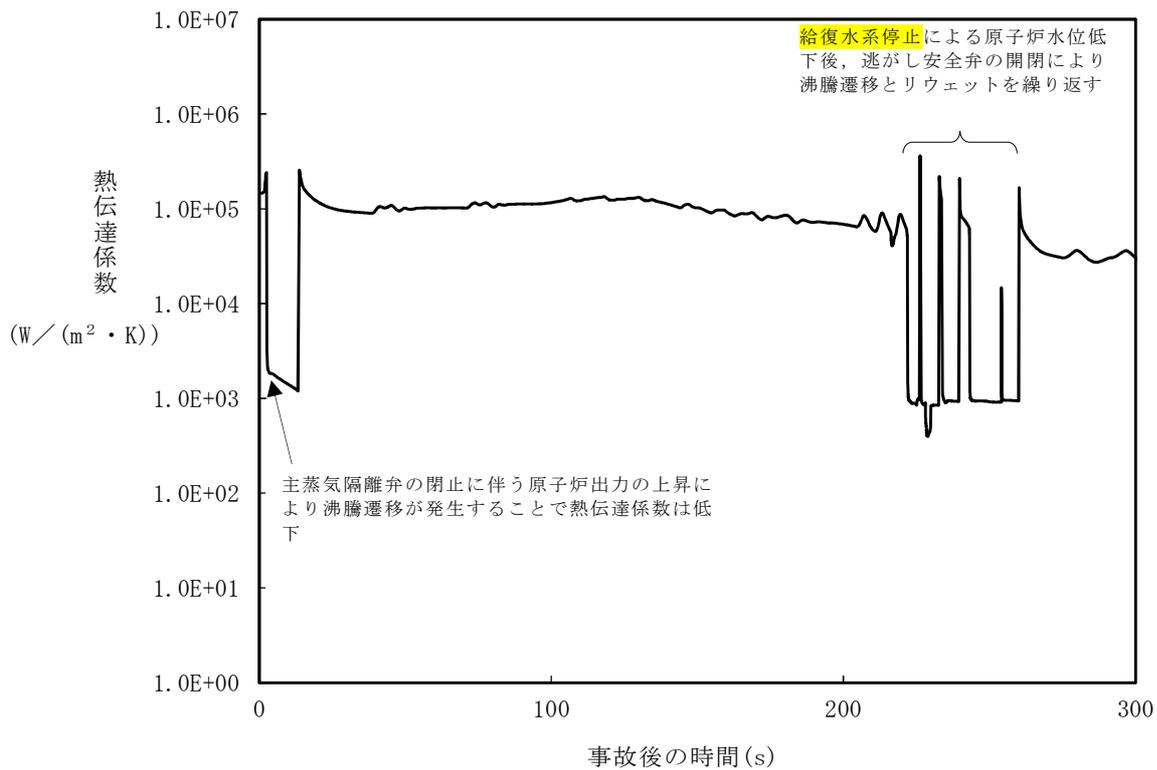


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

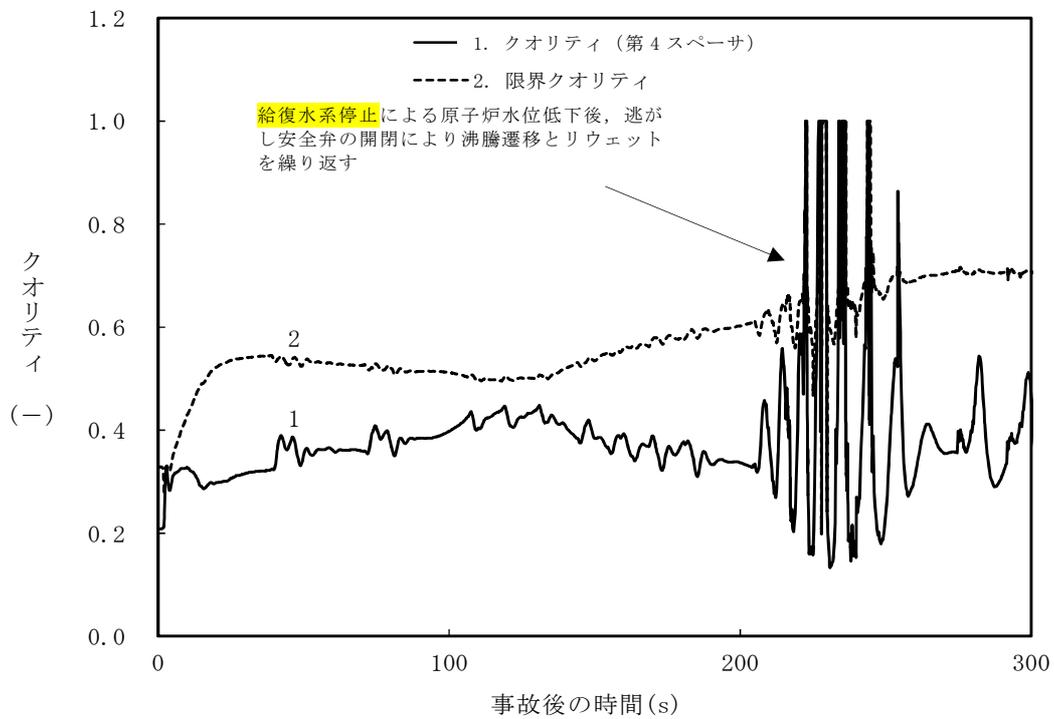


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

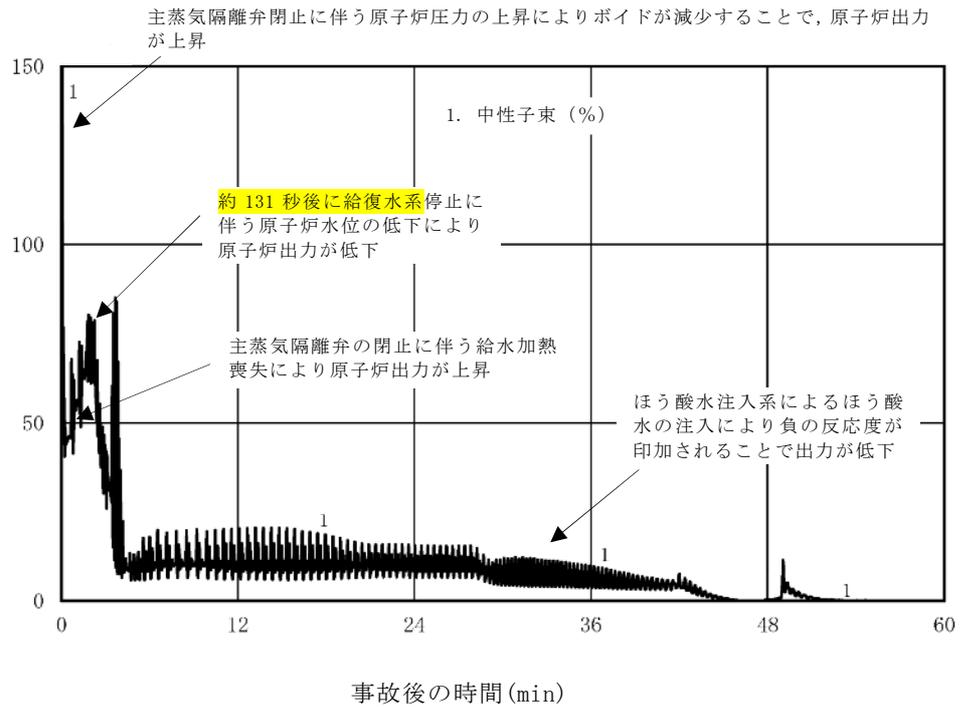
燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



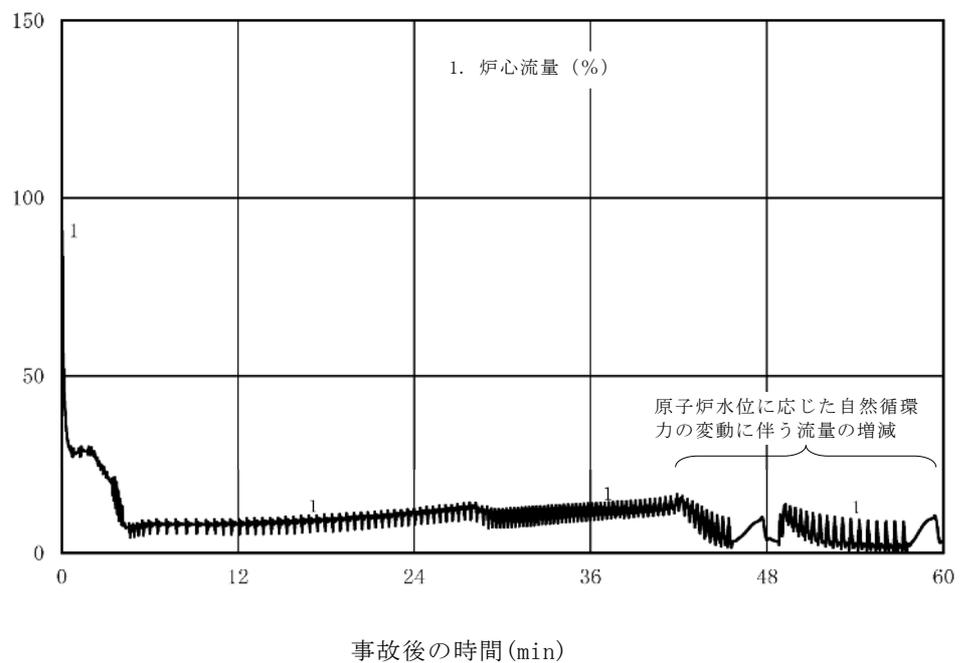
第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



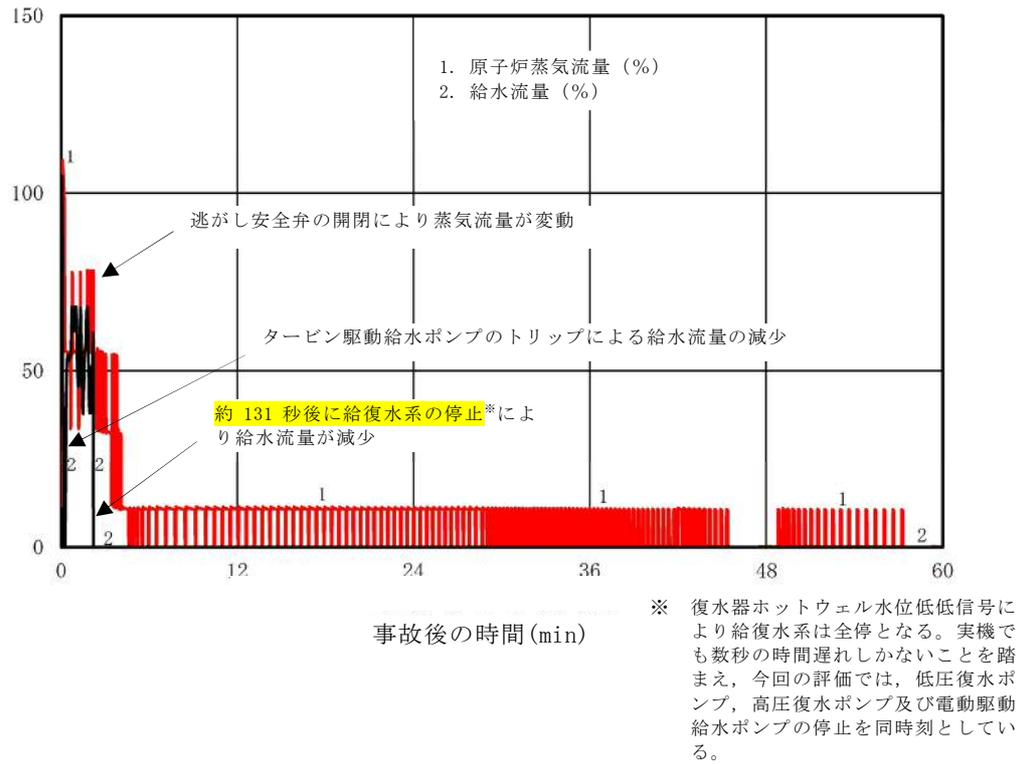
第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



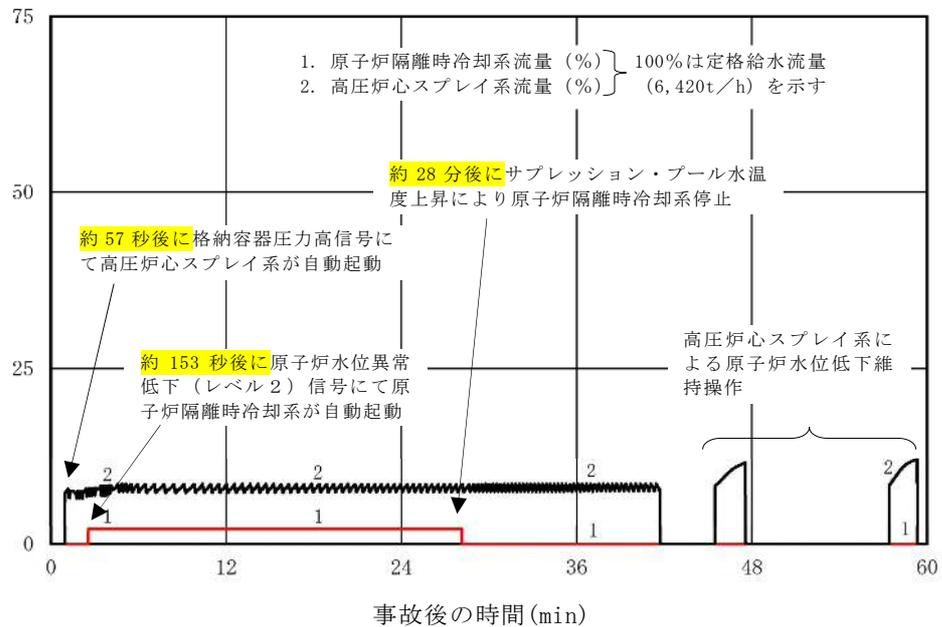
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



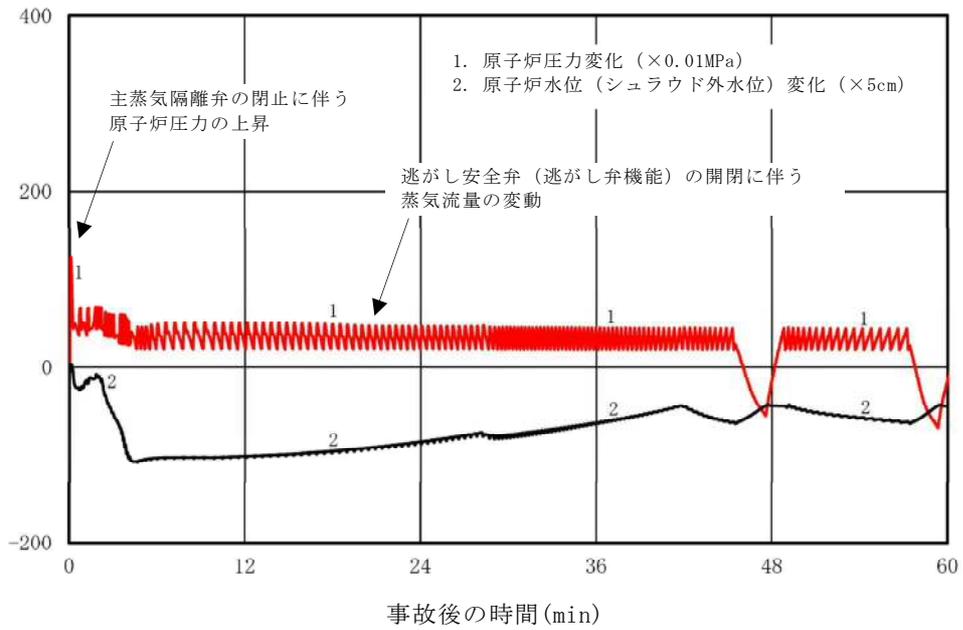
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



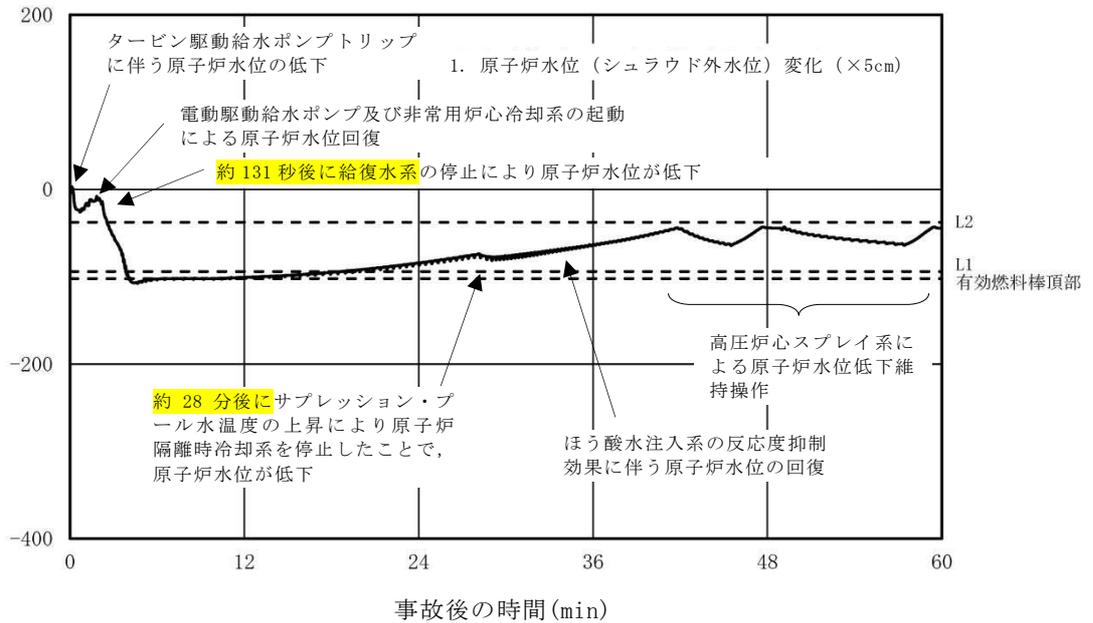
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



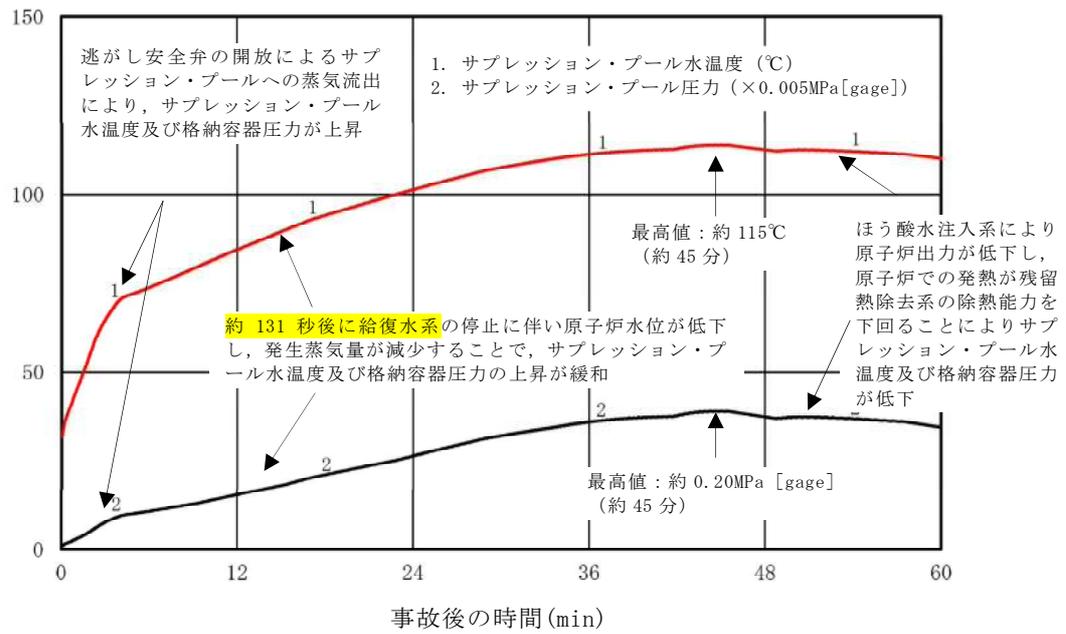
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



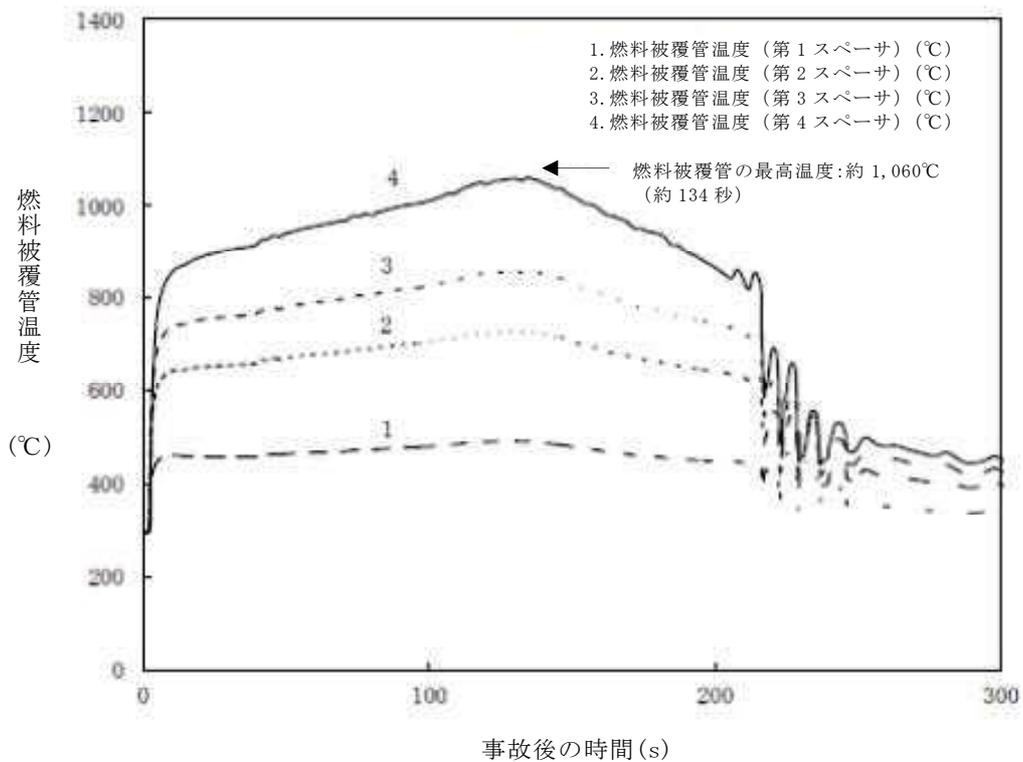
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)



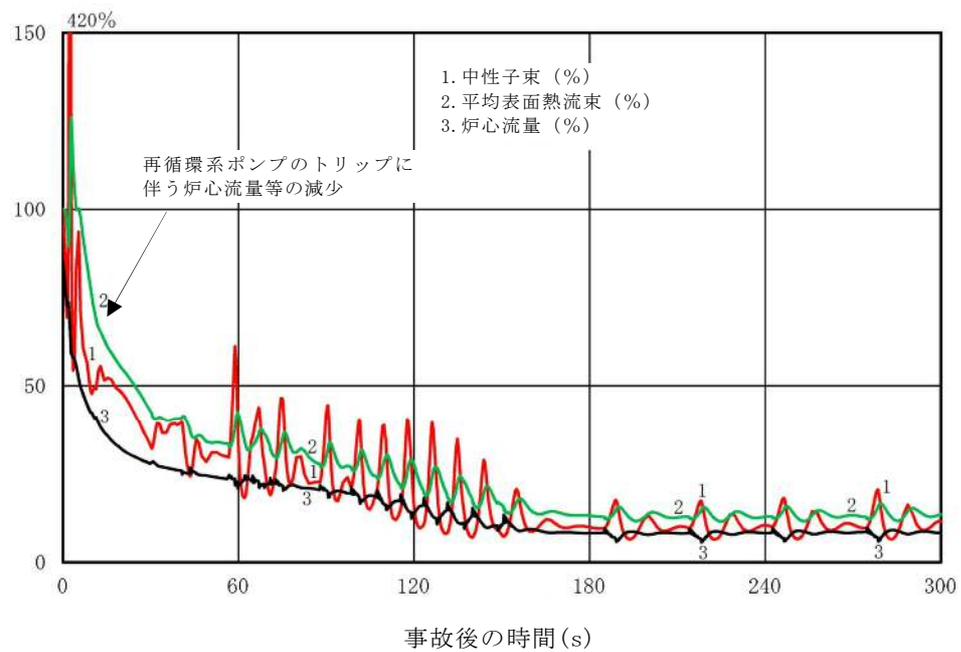
第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



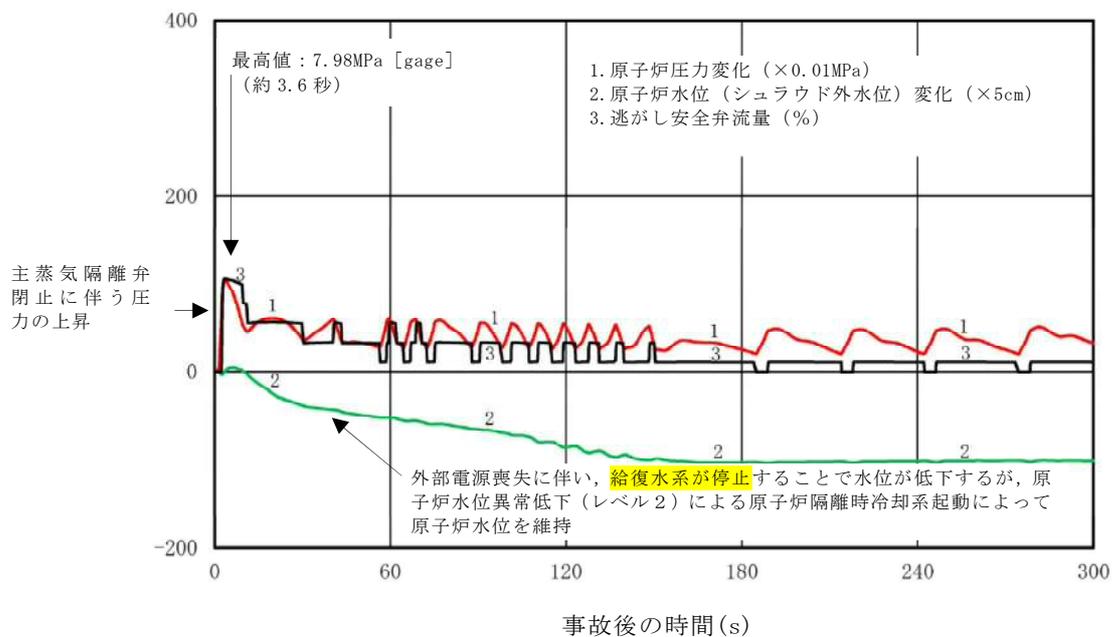
第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)



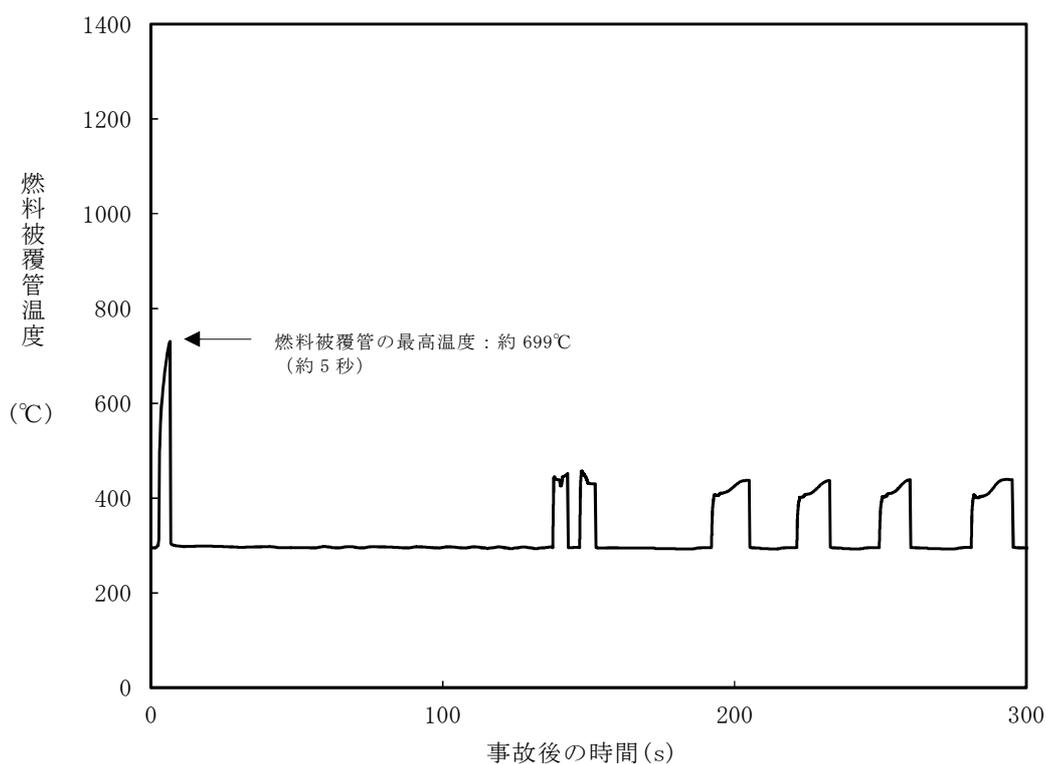
第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)



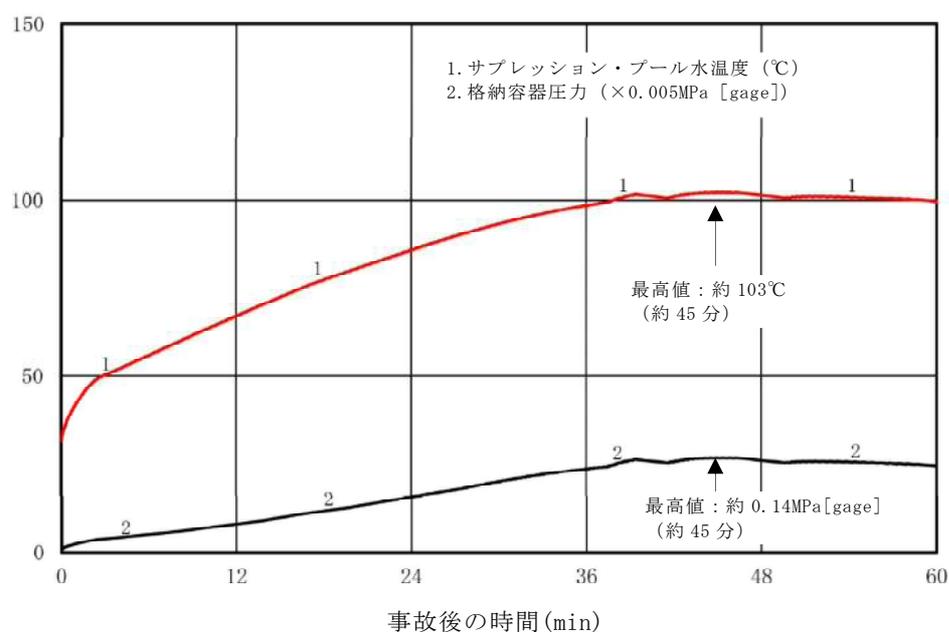
第 2.5-21 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移  
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-22 図 原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-23 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-24 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(外部電源がない場合) (長期)

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。</li> <li>・ 原子炉自動スクラム失敗の確認後、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。</li> <li>・ 原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。</li> <li>・ 原子炉停止機能喪失及び平均出力領域計装指示値が 3%以上であることを確認した後、原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）が作動し再循環系ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。</li> <li>・ 制御棒挿入機能の回復操作を実施する。</li> </ul>	A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

\* 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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達したことを確認する。</li> <li>・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> <li>・また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。</li> <li>・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。</li> <li>・原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制する。</li> <li>・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。</li> <li>・その後、復水器ホットウェル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> </ul>	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* サプレッション・チェンバ*	-	ドライウェル圧力* 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* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

\* 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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。</li> <li>自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧機能についても作動が阻止される。</li> </ul>	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウエル圧力* 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) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が 10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。</li> <li>ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し、未臨界になったことを確認する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

\* 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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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・プール冷却操作を実施する。</li> <li>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・プール冷却を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。</li> <li>サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。</li> </ul>	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サプレッション・チェンバ*	-	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

■：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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。</li> <li>・ ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク* 高圧炉心スプレイ系* サプレッション・チェンバ*		平均出力領域計装* 起動領域計装* 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*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> </ul>	—	—	—

：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

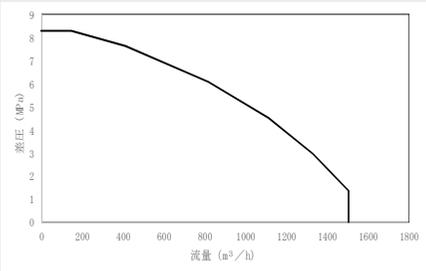
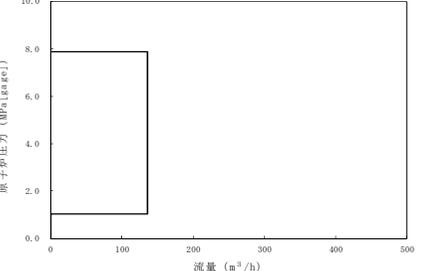
第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：REDY	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から +126 cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力 上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉 出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216°C	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力 の観点で厳しい設定となる このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216°C から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで 低下し、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84°C まで低下
	燃料及び炉心	9×9 燃料 (A型) 単一炉心	9×9 燃料 (A型) と 9×9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等で あり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから、代表的に 9×9 燃料 (A型) を設定
	核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ (動的ドブプラ係数)	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含す る値を設定
格納容器空間体積	9,800m <sup>3</sup>	設計値を設定	

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期 条件	サプレッション・プール 水量	3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少な めの水量として,保安規定の運転上の制限における下限値を 設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高め の水温として,保安規定の運転上の制限における上限値を設 定
事故 条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく, 原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続するこ とで,原子炉出力が高く維持されることから,燃料被覆管温 度,格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の観点 で厳しい外部電源ありを設定
重大 事故 等 機器 条件 に 関 連 す る	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く,原子炉出力の観点で厳しい条件で ある保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプ トリップ機能)	原子炉圧力高 (7.39MPa[gage]) にて 全台トリップ (遅れ時間 0.2 秒)	設計値を設定
	ドライウエル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 354.6t/h (1 個当たり) 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h (1 個当たり) 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h (1 個当たり) 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h (1 個当たり) 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h (1 個当たり)	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が,原子炉圧力に依存する 高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり,原子炉水位が 高めに維持されることで,原子炉出力の観点で厳しい設定と なる

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系  ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持  ・注水流量: 145m <sup>3</sup> /h~1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~8.30MPa[dif]	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く, 注水流量が大きい方が, 原子炉水位が高めに維持されることで, 原子炉出力の観点で厳しい設定となるため, 自動起動遅れ時間を 0 秒とし, 注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定  
	原子炉隔離時冷却系  原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106°C に到達した時点で停止  ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから, 設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が, 原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため, 0 秒を設定  

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 対策に関連する 器条件 機	ほう酸水注入系	注入流量：163L/min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から3分30秒後 (事象発生から9分30秒後)	炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約53MW (サプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)	設計値を設定 高圧炉心スプレイ系等を用いてサプレッション・プールを水源として原子炉注水を実施する場合に、炉心入口サブクーリングが大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料（A型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		GEXL 関連式	沸騰遷移の判定は、GEXL 関連式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達関連式		修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式		日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における関連式 2	—

## プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

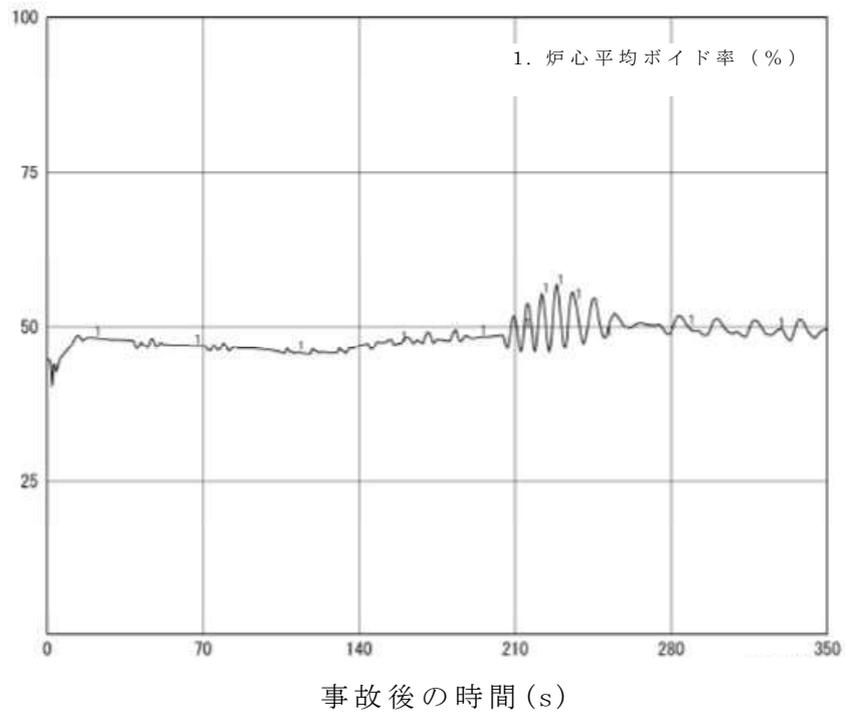
原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）で除した値であり、一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）を第 1 表に、今回の評価におけるボイド率の推移を第 1 図に、減速材ボイド係数を第 2 図に、動的ボイド係数を第 3 図に示す。今回の評価ではボイド率が 40% から 60% 程度で推移することから、第 3 図に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

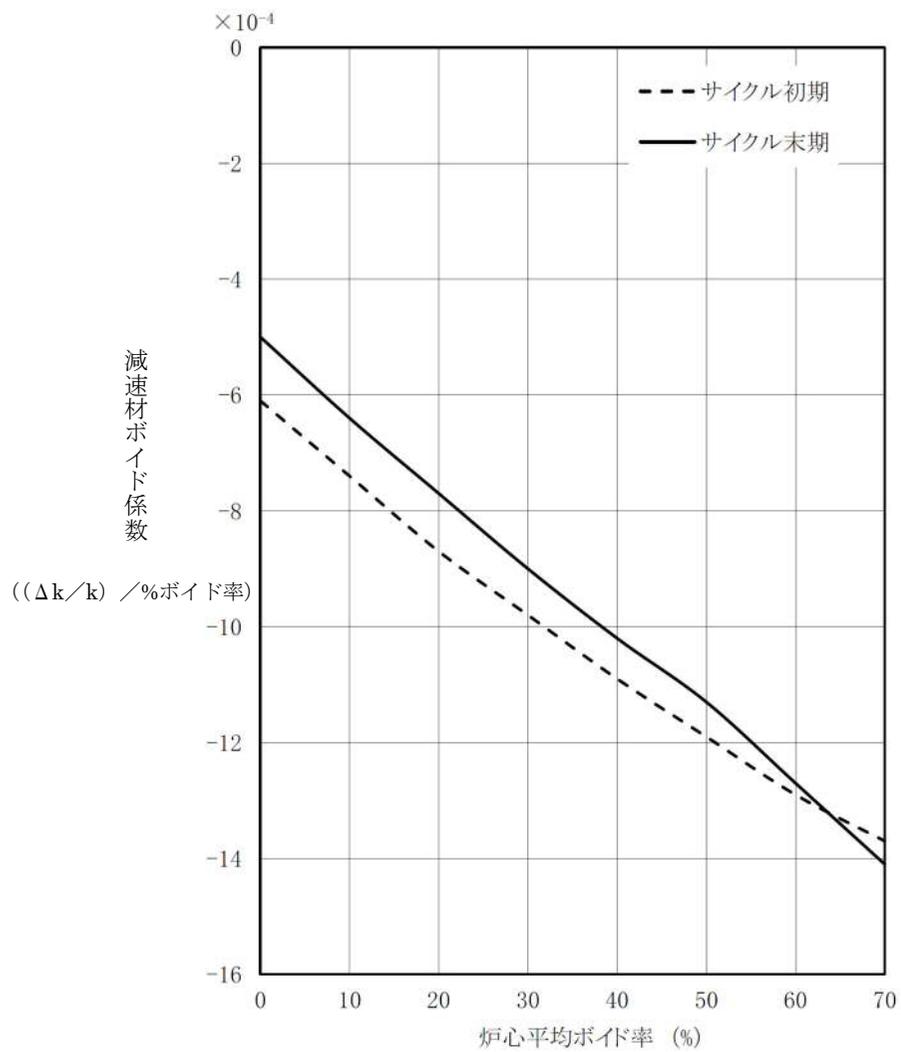
よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合(β値)

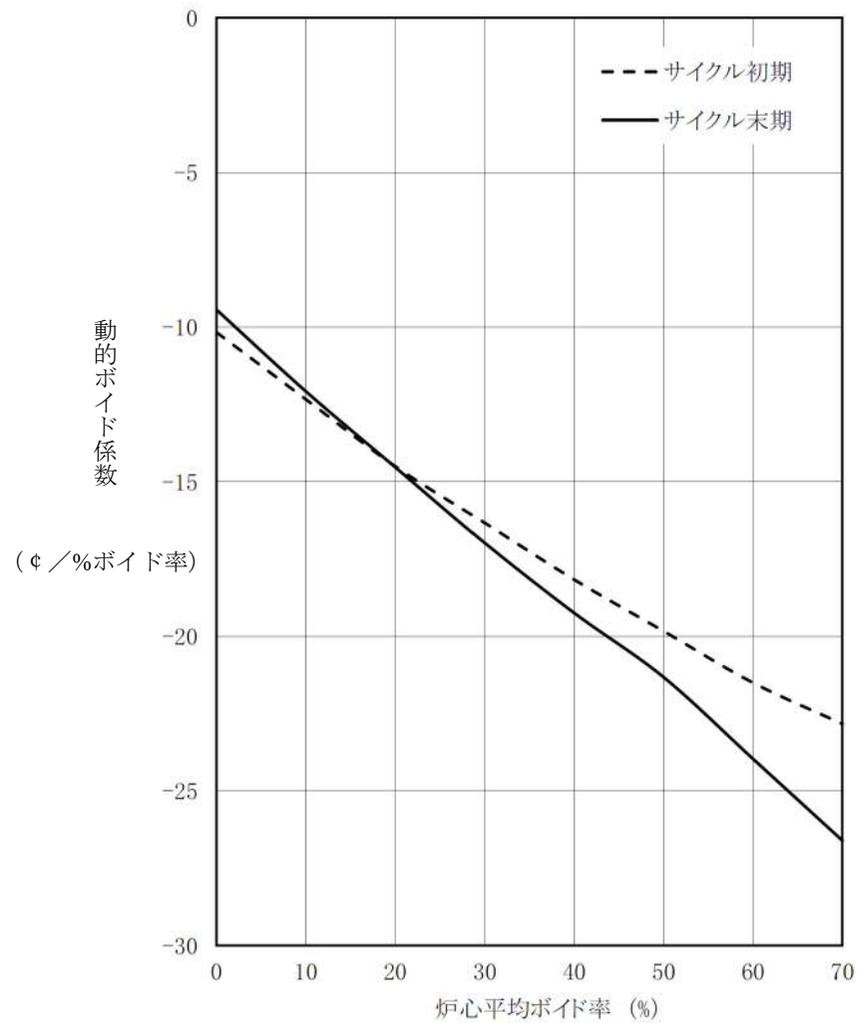
	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合(β値)	0.0060	0.0053



第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移



第2図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

## 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

## 1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、中小破断 L O C A 時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により自動作動信号が発信され、120 秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。

このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の作動を阻止することを明確にしており、また、作動阻止用の操作スイッチを設けている。

## 2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生の約 230 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、作動阻止操作をしない場合には、この 120 秒後に逃がし安全弁が開放する。このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮

して、事象発生から4分後に自動減圧系等の作動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んである事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生から4分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで2分で実施可能である。

## 安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され，高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生約 17 分後から残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。原子炉出力が維持されている期間は，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇を継続するが，ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり，格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる	「反応度フィードバック効果」にて確認する。	「反応度フィードバック効果」にて確認する。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル (ボイド・ドブブラ)	動的ボイド係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/> 動的ドブブラ係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/>	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認する。
		反応度モデル (ボロン)	高温停止に必要なボロン反応度： -3% Δk	高温停止に必要なボロン反応度を-3% Δkとした場合には、未臨界達成の時間が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。	高温停止に必要なボロン反応度を-3% Δkとした場合には、サブプレッション・プール水温度が7℃上昇し、格納容器圧力が0.04MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して、1秒後の時点で+0.8%/-0.1%の不確かさを有する	原子炉停止機能喪失により高出力状態が維持されるため、崩壊熱モデルの不確かさにより事象進展に与える影響は小さいことから、運転員操作時間等に与える影響は小さい。	崩壊熱曲線を初期状態において+1%/-2%とした場合でも評価項目となるパラメータに影響を与えないことを感度解析により確認している（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により、炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して、以下の不確かさを有する 補正無し/最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッション・プール水温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ボイド率補正率を補正無しとした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。 ボイド率補正率を最大補正二次関数とした場合には、サブプレッション・プール水温度が2℃上昇し、格納容器圧力が0.01MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化 (コストダウン特性)	再循環モデル	再循環系ポンプ慣性時定数： +10%/-10%	再循環系ポンプ慣性時定数の影響は、再循環系ポンプトリップ時の炉心流量、原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期の短時間の影響であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	再循環系ポンプ慣性時定数を+10%/-10%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。
	冷却材流量変化 (自然循環流量)	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	逃がし安全弁モデル	逃がし安全弁流量: +16.6%	逃がし安全弁流量が大きくなった場合、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析結果より評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。	逃がし安全弁流量を+16.6%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。
	ECCS注水(給水系・代替注水含む)	給水系モデル	給水エンタルピー (1)給水温度(主蒸気流量零で): -60kJ/kg (-14℃) (2)遅れ時間: +50秒	給水エンタルピーが低下した場合には、炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇し、また、給水エンタルピーの低下が遅れた場合には、炉心入口サブクールの低下が遅くなることで原子炉出力の上昇が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又はその影響が小さいことを確認している。また、解析コードは実機試験データと比較して給水エンタルピーを多少小さめに評価し、全体的に良く一致することを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。	給水エンタルピーについて給水温度を-60kJ/kg (-14℃)、遅れ時間を+50秒とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。また、給水温度のみを-60kJ/kg (-14℃)とした場合には、燃料被覆管温度が10℃上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析における燃料被覆管温度の最高値は872℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。
			高圧炉心注水系流量 :実力値(137%)	高圧炉心スプレイ系の流量が増加した場合、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力は高めとなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、原子炉へ注水する場合の影響としては、ECCS注水も給水系による注水も同等と考えられ、解析コードは、給水ポンプがトリップした場合や給水流量が増減した場合の実機試験の挙動を良く模擬できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。	高圧炉心注水系流量を137%とした場合には、サブプレッション・プール水温度が4℃上昇し、格納容器圧力が0.03MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。
			サブプレッション・プール水の初期エンタルピー :設計仕様の常用温度下限 (-104kJ/kg (-25℃))	サブプレッション・プール水の初期エンタルピーが低下した場合、サブプレッション・プール水源を用いてECCS注水を実施する際の炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇することが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響がないことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。	サブプレッション・プール水の初期エンタルピーを-104kJ/kg (-25℃)とした場合には、サブプレッション・プール水温度が18℃低下し、格納容器圧力が0.06MPa低下することを感度解析により確認していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第3部 REDY))。
ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなるため、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は遅くなる。	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
容器納	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	保守的なモデルに含まれる	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。

添付2.5.4-2

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル、燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる放射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは、燃料被覆管温度に依存するリウエット相関式(相関式2)を使用し、上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅めに評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても放射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認している。 (添付資料 2.5.5)	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても放射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認している。 (添付資料 2.5.5)
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる放射熱伝達を無視しているため、冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって、燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても放射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても放射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度にて説明する。
	原子炉圧力 (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得るが、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得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+122cm ～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得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は4700mmであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は4700mmであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	41,060t/h (定格流量の85%流量)	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	主蒸気流量	6,420t/h	約 6,398t/h～ 約 6,466t/h	定格主蒸気流量を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添付 2.5.4-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	給水温度	216℃	約217℃～約219℃	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定。初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動給水ポンプ停止時点で約84℃まで低下。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料及び炉心	9×9燃(A型)単一炉心	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その違いの影響は修正Dougall-Rohsenow式及び相関式2の保守性に概ね包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第4部 SCAT))。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、ともに炉心動特性及びポストBT挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第4部 SCAT))。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約33 kW/m～約41kW/m(実績値)	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	最小限界出力比	1.24	限界出力比指標* 0.98以下(実績値) ※ 実際の運転管理上は、最小限界出力比の運転制限値を最小限界出力比で除した限界出力比指標で管理を行っており、この値が1以下であれば限界出力比の制限値を超過していない	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定。	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	核データ (動的ボイド係数)	平衡炉心サイクル末期の値×1.25	-	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 なお、解析コードの不確かさを考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお、解析コードの不確かさを考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 REDY））。	
	核データ (動的ドブドラ係数)	平衡炉心サイクル末期の値×0.9				
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[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高めの値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	格納容器体積	9,800m <sup>3</sup>	9,800m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サブプレッション・プール水量	3,300m <sup>3</sup>	約 3,308m <sup>3</sup> ～約 3,342m <sup>3</sup> (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少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量（3,300m <sup>3</sup> ）に対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量（3,300m <sup>3</sup> ）に対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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サブプレッション・プール水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は、サブプレッション・プール水温度を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。 また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても、プラント挙動への影響が小さいことを感度解析により確認している。  (添付資料 2.5.6)	最確条件は解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 32℃未満の場合は、サブプレッション・プール水温度は低めに推移し、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。 また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを感度解析により確認している。  (添付資料 2.5.6)

添付 2.5.4-6

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	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能 (ART)	—	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	—	給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の観点で厳しい外部電源ありを設定		
重大事故等対策に 関連する機器条件	主蒸気隔離弁閉止	閉止時間：3秒	閉止時間： 3秒～4.5秒 (設計値)	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2秒)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2秒) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
重大事故等 関連する機器 対策に	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ~ 7.65MPa[gage] 354.6t/h(1個当たり) ~367.6t/h(1個当たり)	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ~ 7.65MPa[gage] 354.6t/h(1個当たり) ~367.6t/h(1個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サブプレッション・プール水温度が最高となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サブプレッション・プールの最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サブプレッション・プール水温度が最高となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サブプレッション・プールの最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間：0秒) ・注水流量： 145m <sup>3</sup> /h~1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif] ~ 8.30MPa[dif]	ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間：17秒) ・注水流量： 375m <sup>3</sup> /h~1,419m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif] ~ 7.65MPa[dif]	原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となる。このため、自動起動遅れ時間を0秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サブプレッション・プール水温度が最高となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サブプレッション・プールの最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添付 2.5.4-8

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (6/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下(レベル2)にて自動起動 (遅れ時間:0秒) ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下(レベル2)にて自動起動 (遅れ時間:30秒) ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	注水特性は、タービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定 原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を0秒と設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ほう酸水注入系	注入流量: 163L/min ほう酸水濃度: 13.4wt%	注入流量: 163L/min(設計値) ほう酸水濃度: 13.4wt%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、負の反応度印加がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が緩和されるため、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は遅くなる。	最確条件とした場合には、負の反応度印加がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)	熱交換器1基当たり約53MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)	熱交換器1基当たり約53MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において) (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件 自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉自動スクラム警報が発信し、全制御棒全挿入ランプは消灯したままとする。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め3分を想定している。また、自動減圧系等のタイマーが作動した場合は、タイマー作動を知らせる警報が発報する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 自動減圧系の作動阻止操作として余裕時間も含め1分を想定しており、自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>【他の並列操作の有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、自動減圧系の作動阻止操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の<b>当直運転員</b>にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。	解析上、ドライウエル圧力高（13.7kPa [gage）及び原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約230秒後であり、この120秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで、原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPaまで低下している。以上より、合計で事象発生から約510秒程度の時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては、起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知及び自動減圧系等の作動阻止操作まで4分としているところ、訓練実績は約2分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件 ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	<p>運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失を確認し、自動減圧系等の作動阻止操作を実施した後にサブプレッション・プール水温度が49℃に近接した場合に実施する。有効性評価解析では約1.4分でサブプレッション・プール水温度が49℃に到達するため、自動減圧系等の作動阻止操作完了後に操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、<b>当直運転員</b>の認知を助けるために、サブプレッション・プール水温度上昇に伴い複数の警報が発報する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 ほう酸水注入系の起動操作として余裕時間も含め2分を設定している。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、ほう酸水注入系の起動操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の<b>当直運転員</b>にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>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>ほう酸水注入系の起動操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることで、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナリオにおけるサブプレッション・プールの最高水温は、約115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生の570秒後における水温上昇率は2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。 (添付資料 2.5. 8)</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、起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知、自動減圧系等の作動阻止操作及びほう酸水注入系の起動操作まで6分としているところ、訓練実績は約3分。想定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>

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

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
<p>操作条件</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱</p>	<p>事象発生から17分後</p>	<p>残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱は、サブプレッション・プールの水温度が32℃以上となった場合に実施するが、有効性評価解析では初期条件としてサブプレッション・プールの水温度を32℃に設定している。このため、事象初期の状況判断後に操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 原子炉停止機能喪失時には重要監視パラメータとなるサブプレッション・プールの水温度を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるためにサブプレッション・プールの水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱として余裕時間も含め6分を設定している。中央制御室の制御盤の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】 制御棒の手动挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の当直運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</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>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>残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱が遅れた場合、サブプレッション・プールの水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナリオにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約115℃であり、格納容器除熱を開始する事象発生後の17分後における水温上昇率は2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。</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。訓練では、残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱の時間は約6分。想定している範囲内で意図している範囲内で意図していることを確認した。</p>

## 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

## 1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウエット）ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」（2003年6月、日本原子力学会）における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。

## 2. 評価条件

リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じであ

る。

### 3. 評価結果

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また，リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に，燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

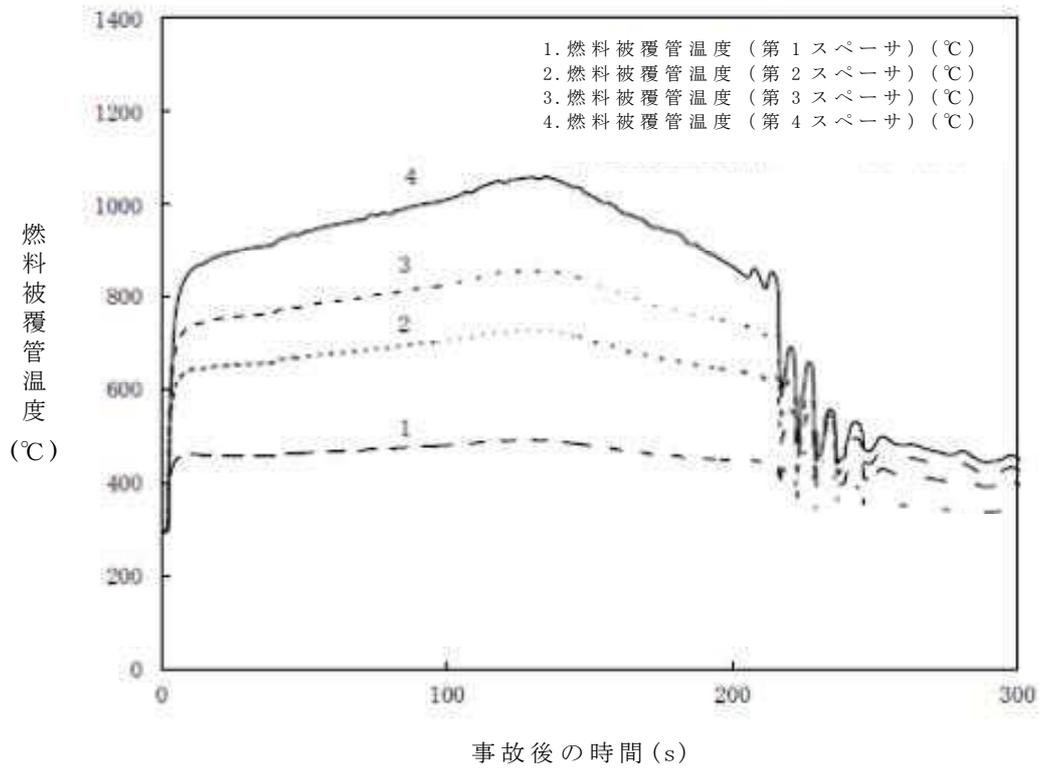
リウエットを考慮しない場合，燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後，燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後，復水器ホットウエルの水位低下による給水系の停止に伴い原子炉水位が低下し，原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は，リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが，評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

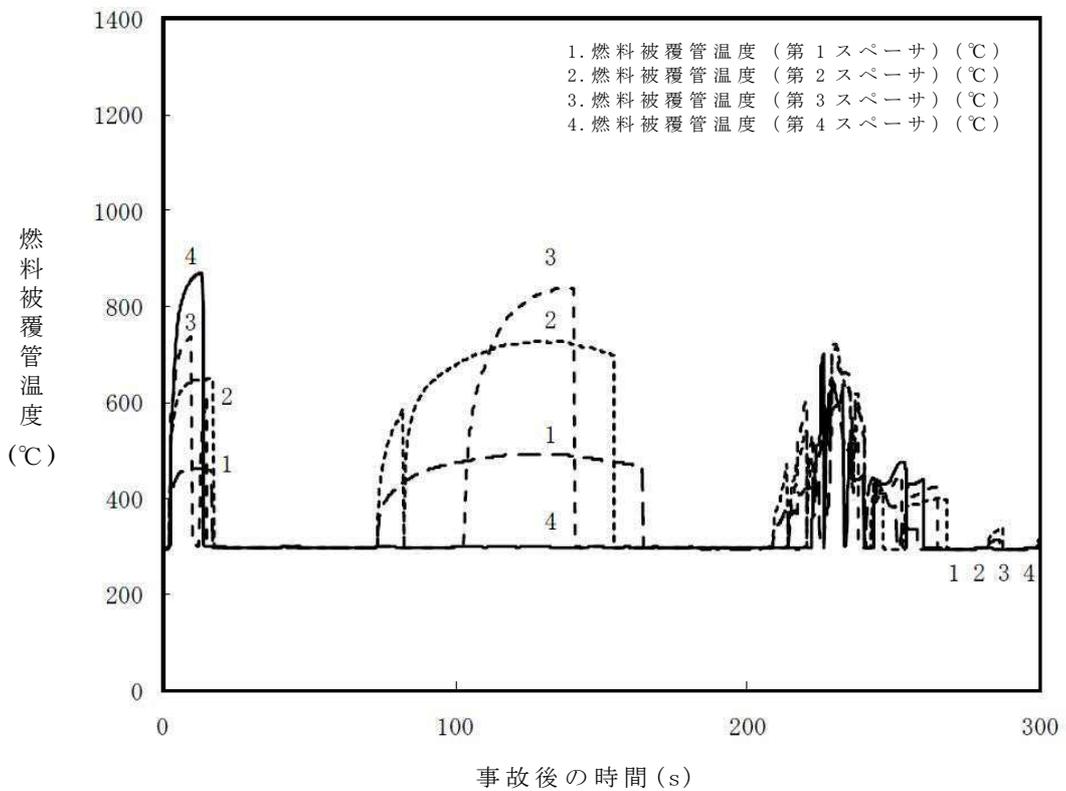
以上の結果より，リウエットを考慮しない場合について，原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって，リウエットモデルの精度に係らず，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

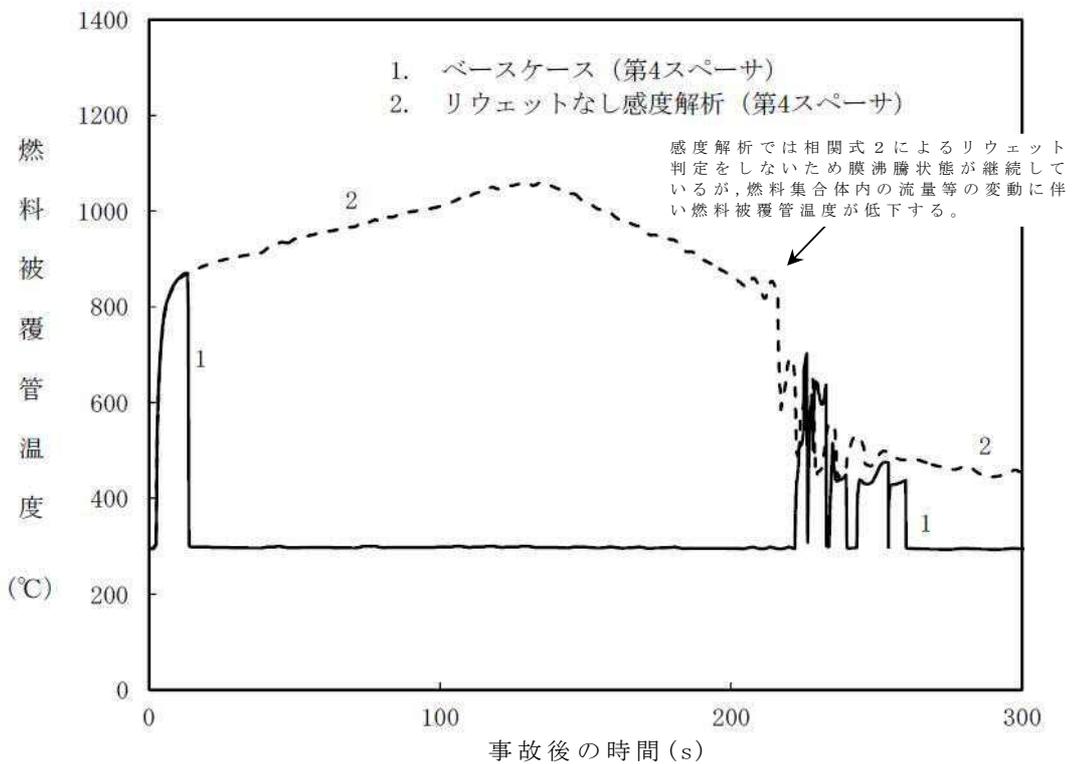
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式 2)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060℃	約 872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



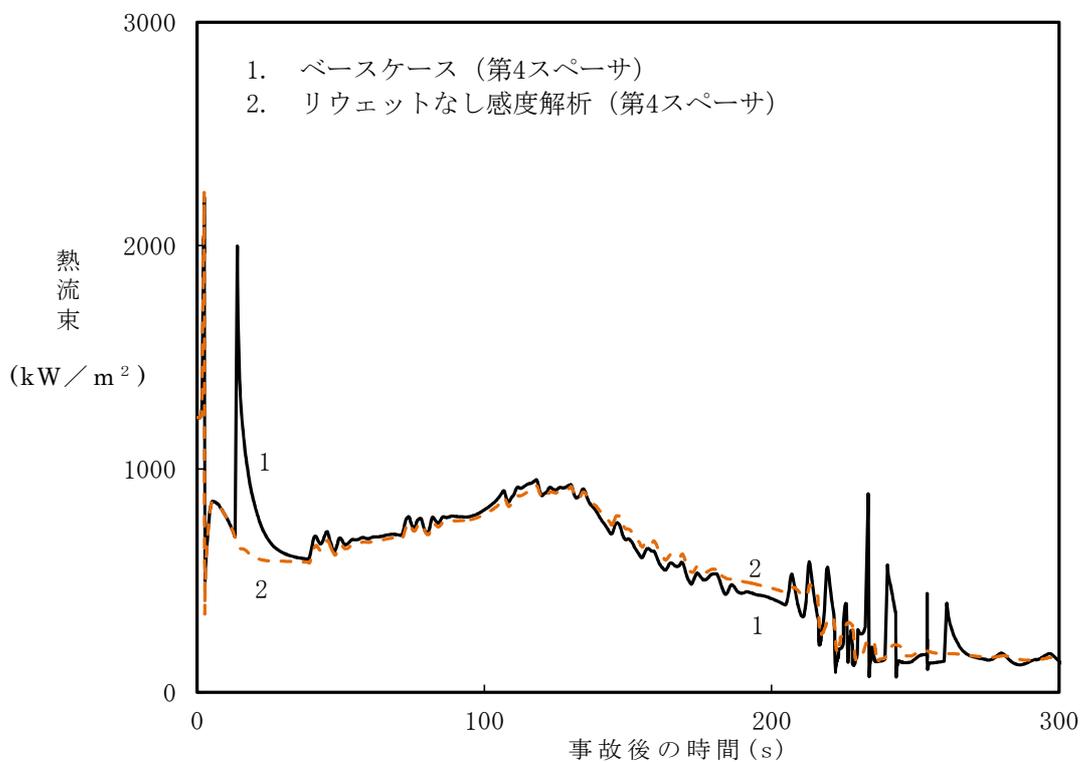
第 1 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエットを考慮しない場合)



第 2 図 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース (相関式 2))



第3図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第4図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較

## 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。

このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ、水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である 10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サプレッショ

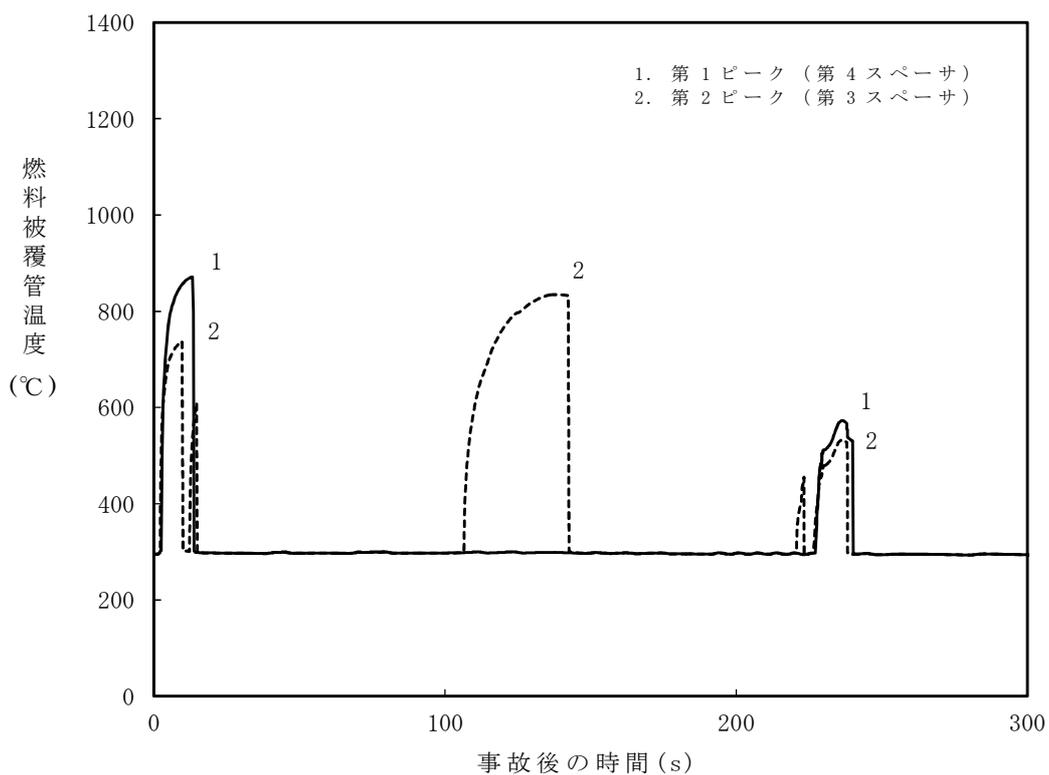
ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温度の上昇は抑制されるものと考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。

#### 4. まとめ

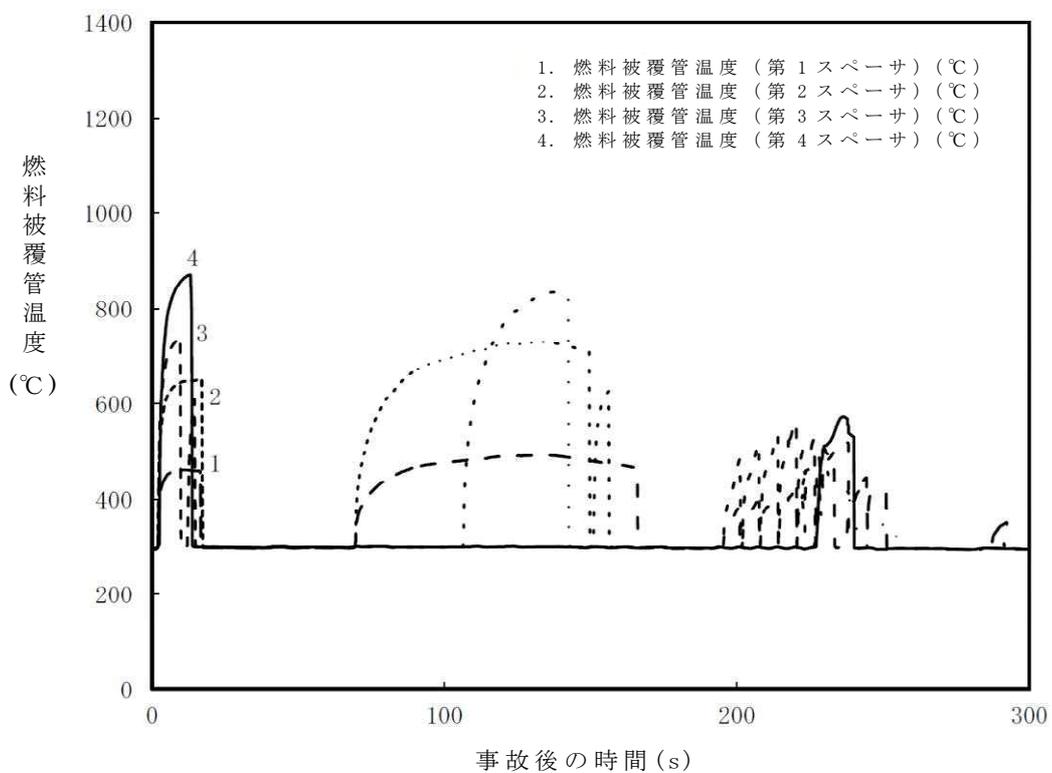
原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。

第1表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

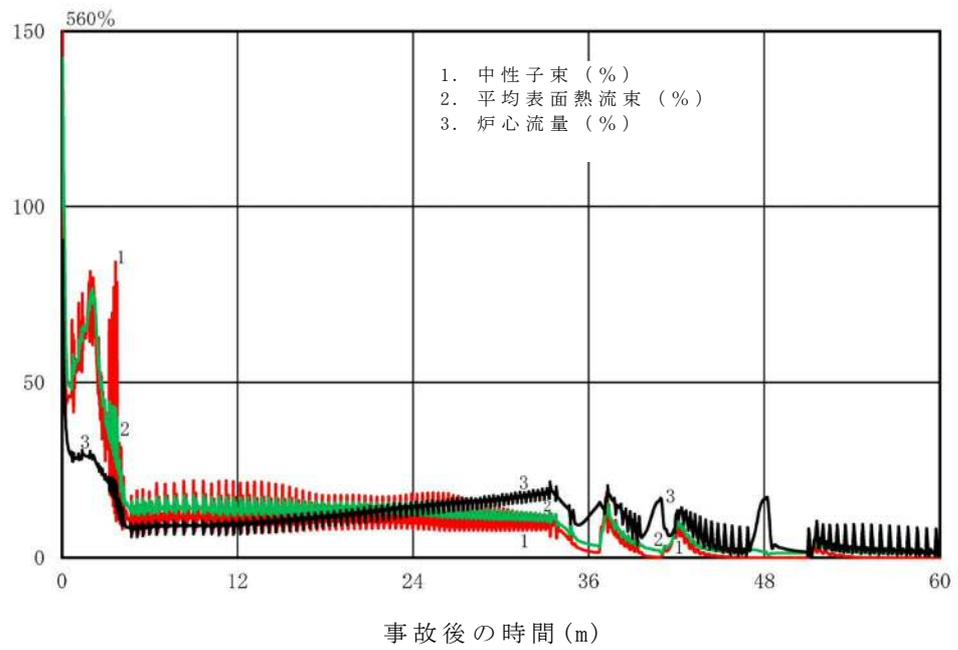
評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温10℃)	ベースケース (サブプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約872℃	約872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約8.42MPa[gage]	約8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約0.18MPa[gage]	約0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約110℃	約115℃	200℃を下回る



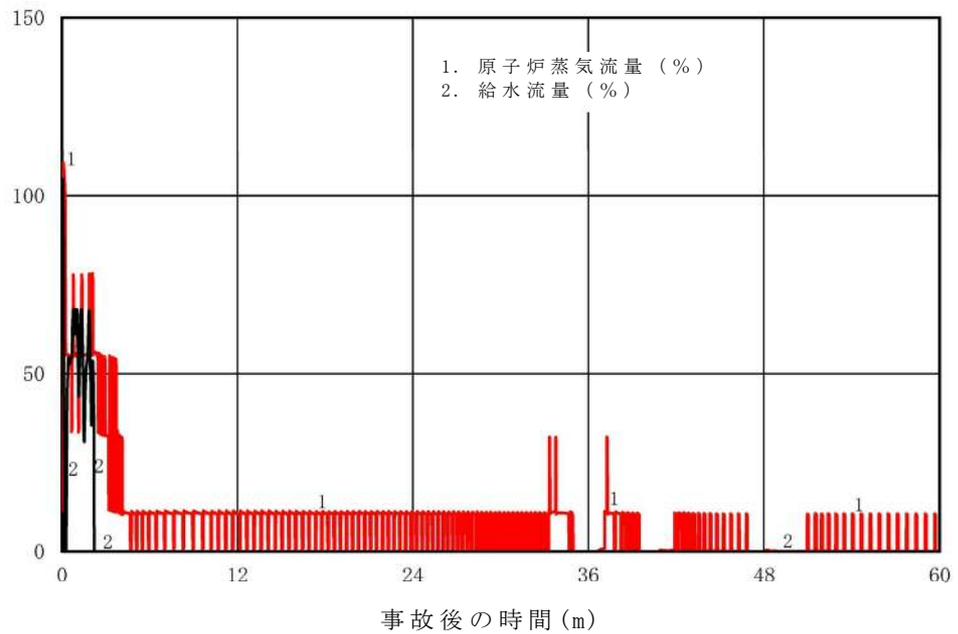
第1図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）



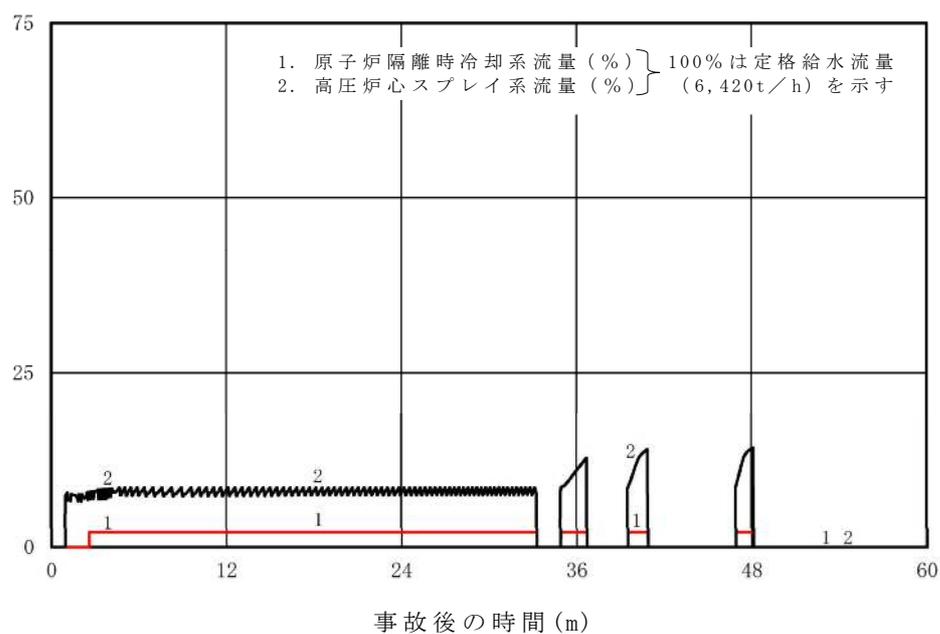
第2図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（長期）

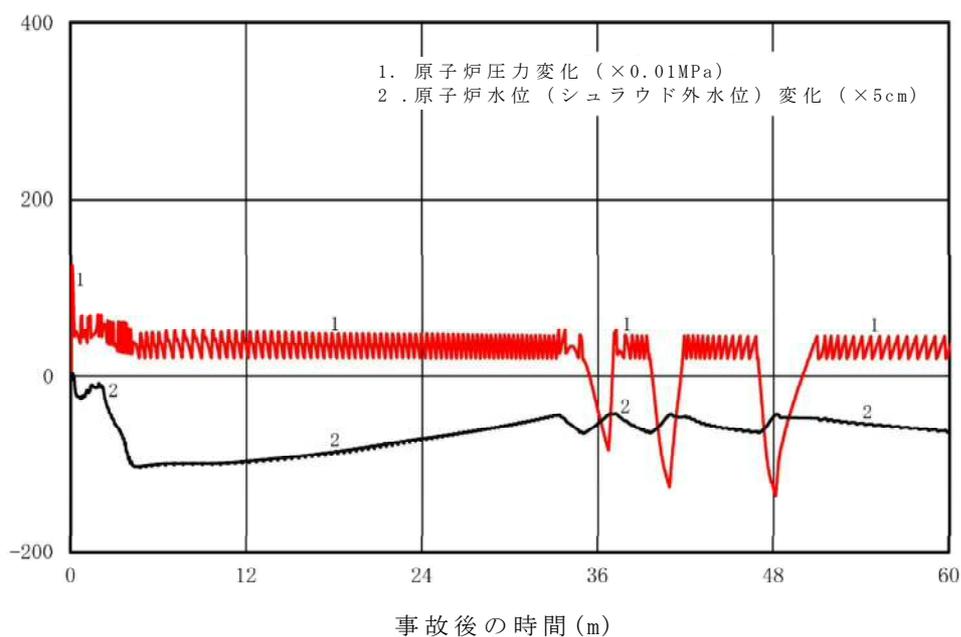


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



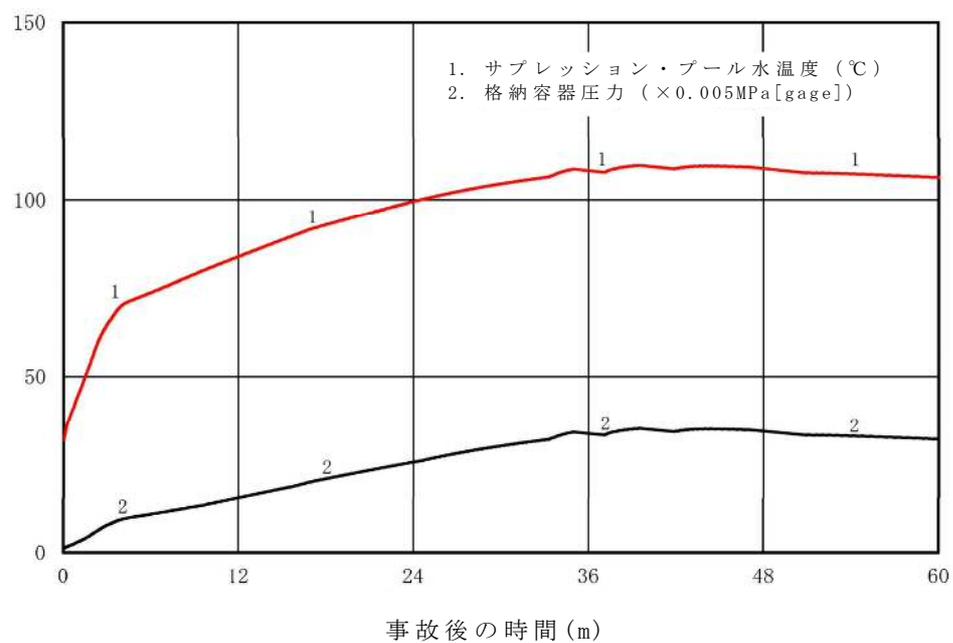
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移

(長期)



第7図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)

## 外部電源の有無による評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系や再循環系ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 14 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため、再循環系ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。

また、外部電源喪失により給復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。

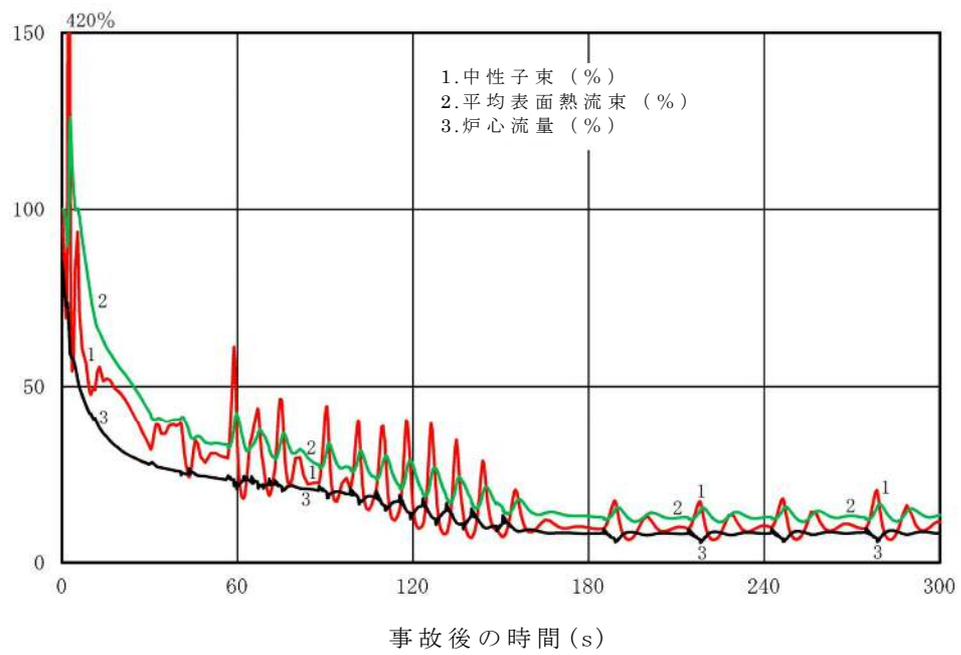
#### 4. まとめ

外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

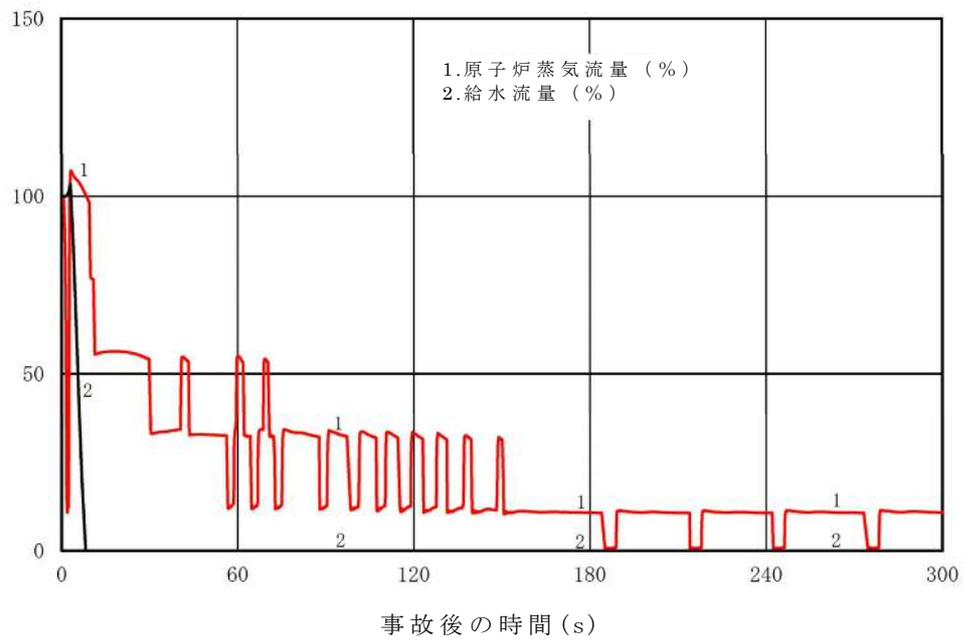
また、外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環系ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

第 1 表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響

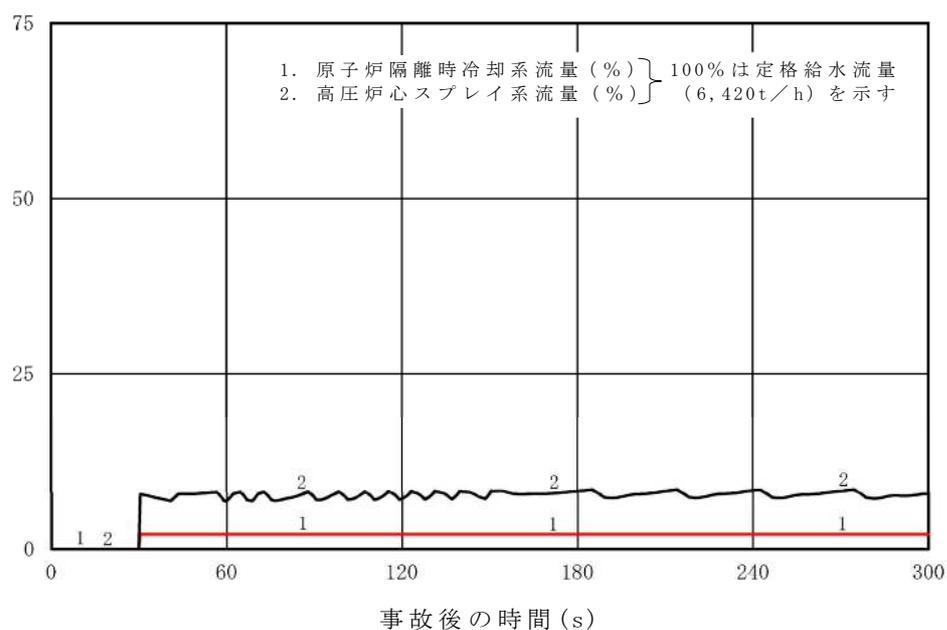
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 699	約 872	1, 200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる 前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8. 20	約 8. 42	10. 34MPa[gage] (最高圧力の 1. 2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0. 14	約 0. 20	0. 62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る



第 1 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）

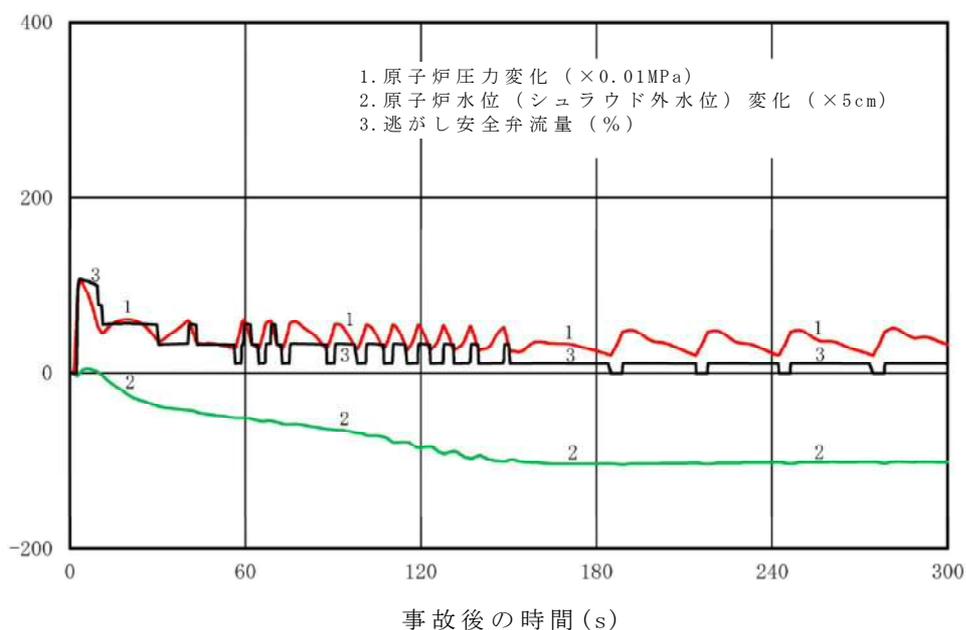


第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）

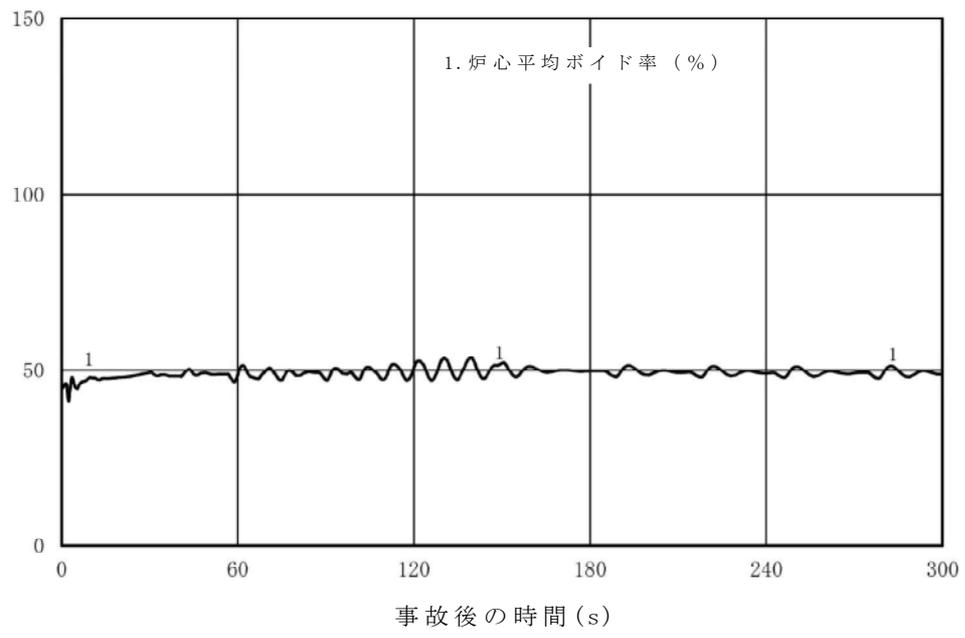


第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

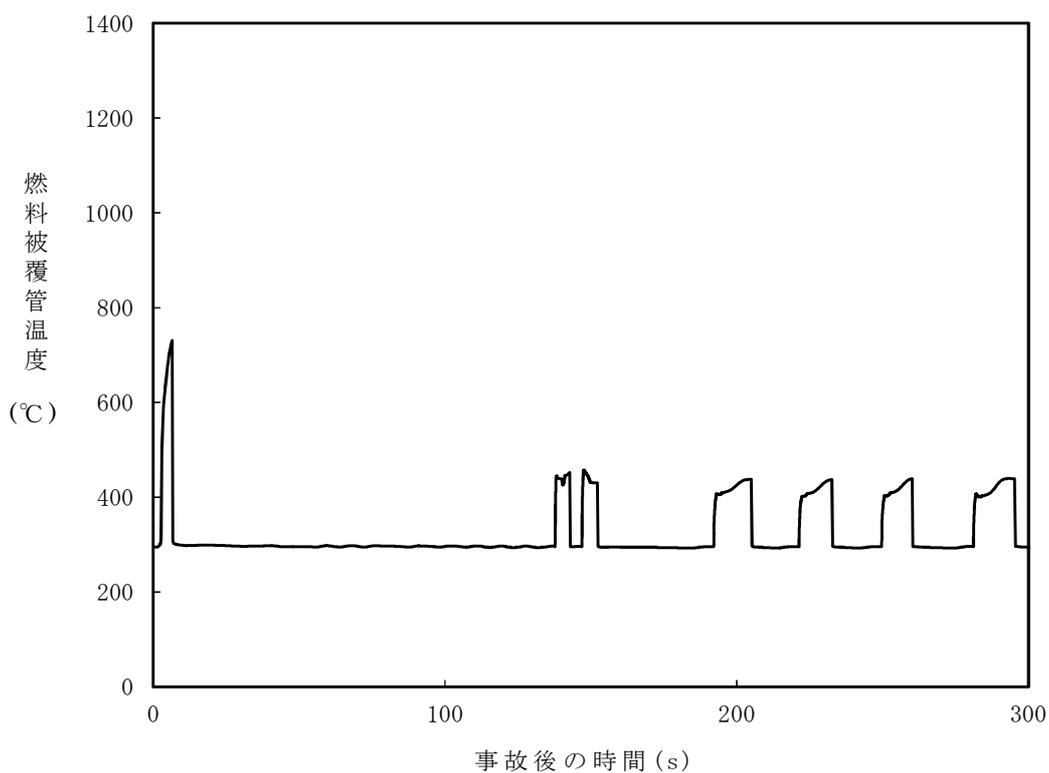
(短期)



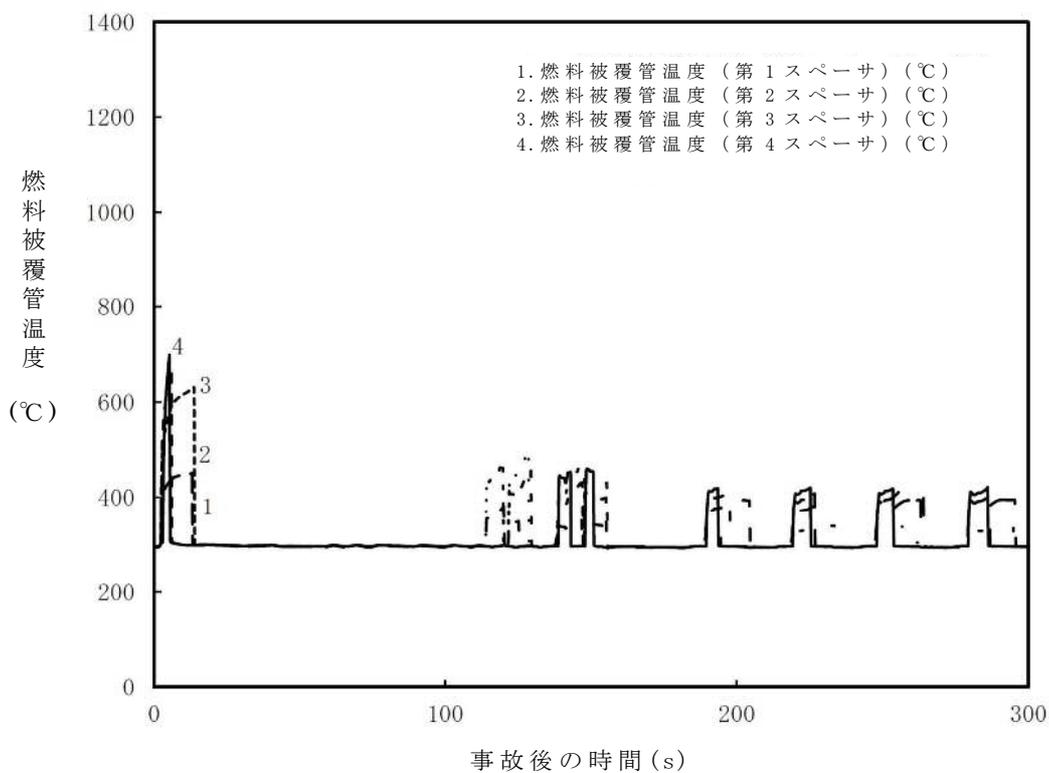
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び  
逃がし安全弁流量の推移（短期）



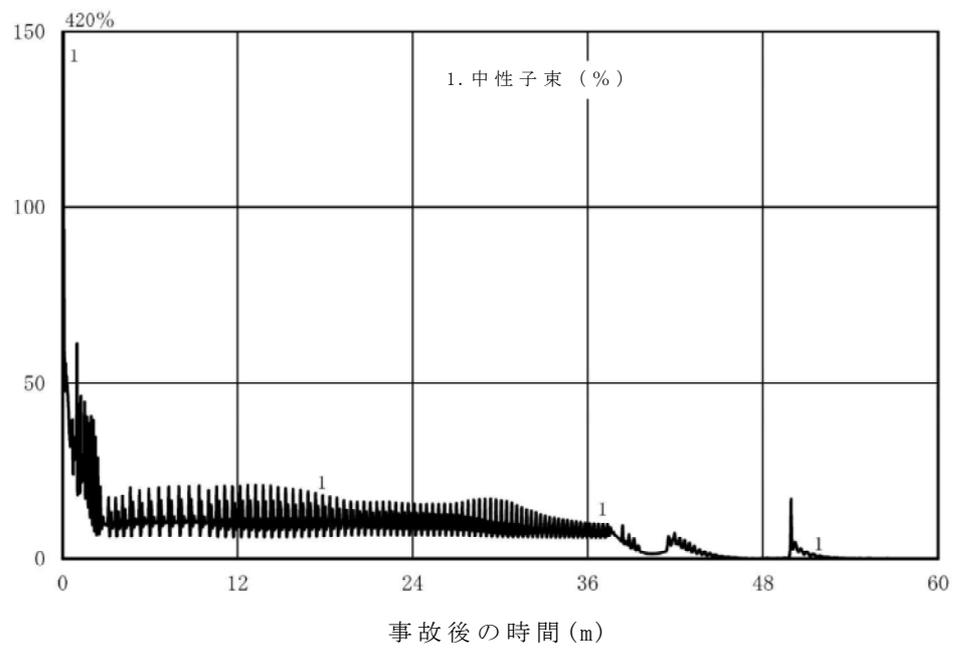
第 5 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)



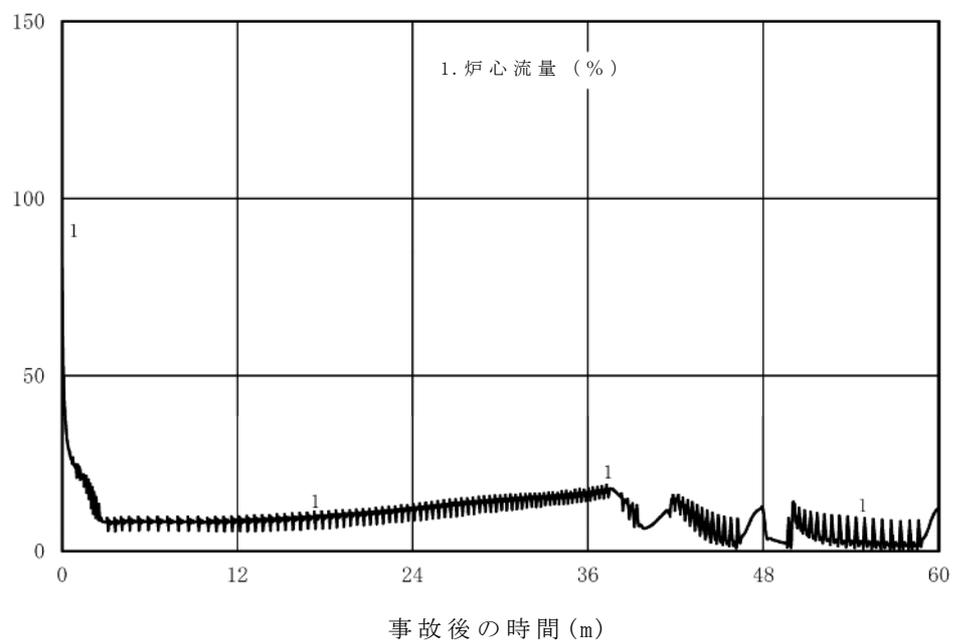
第 6 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）



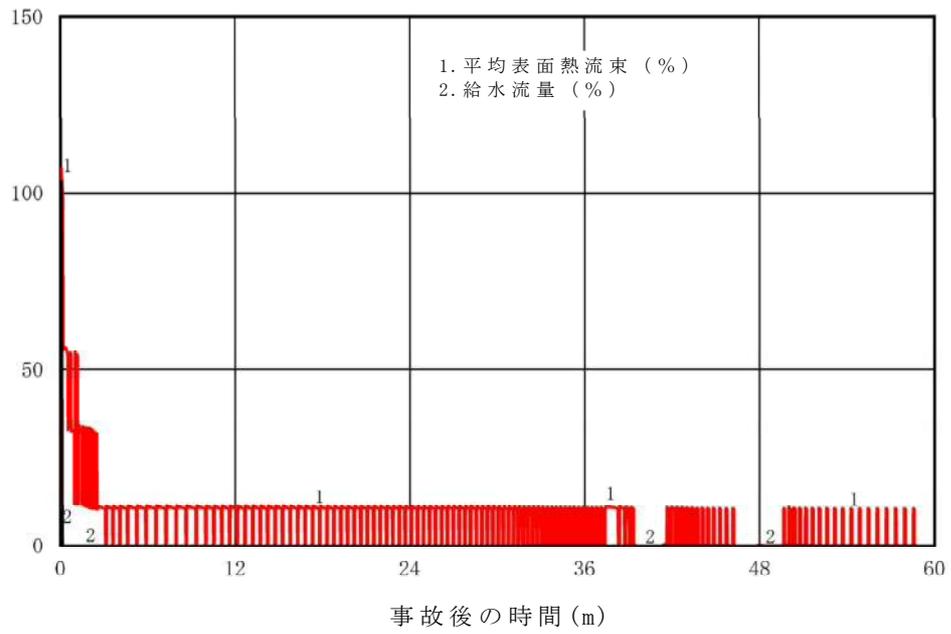
第 7 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移



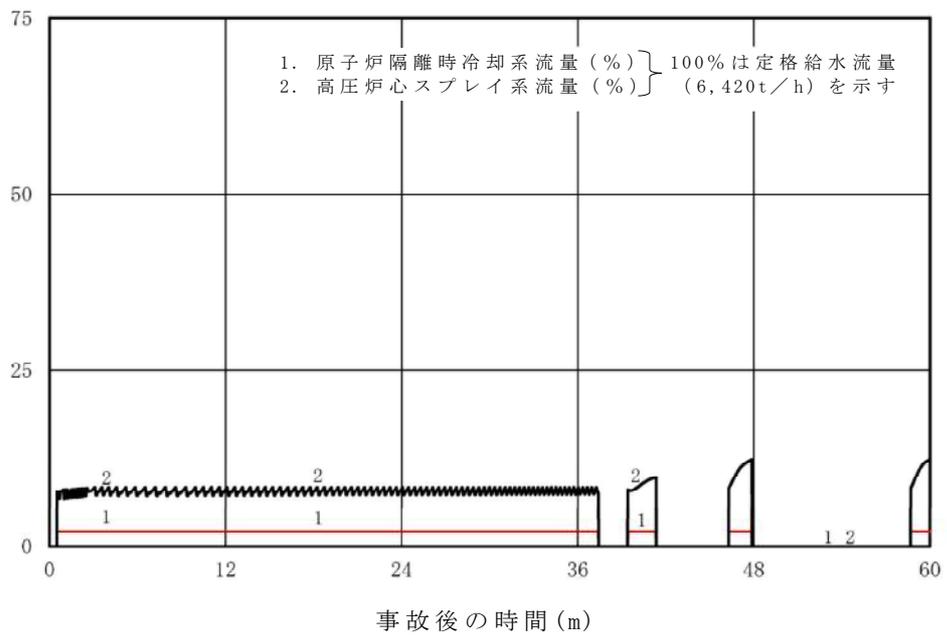
第 8 図 中性子束の推移（長期）



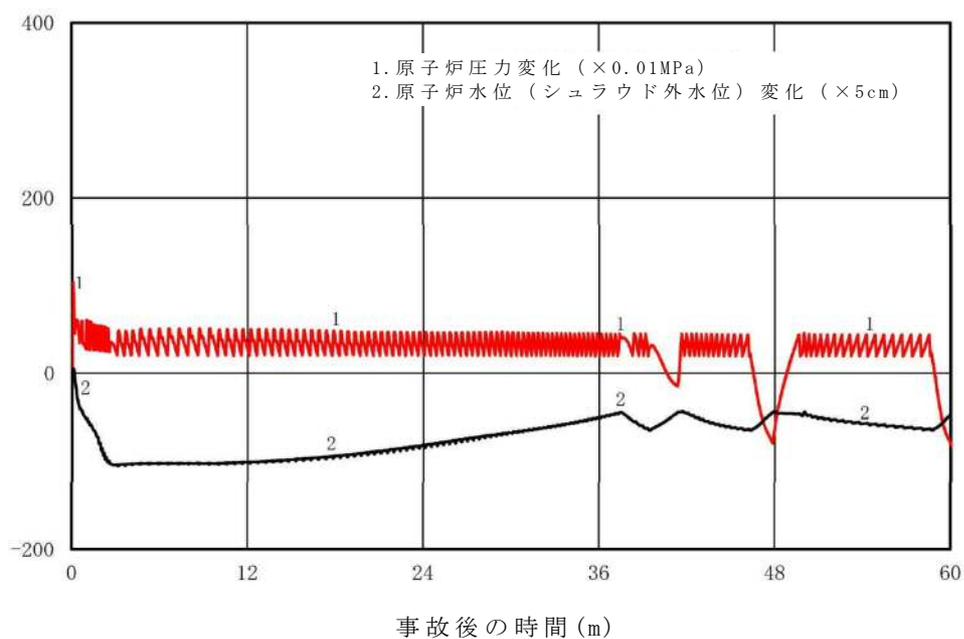
第 9 図 炉心流量の推移



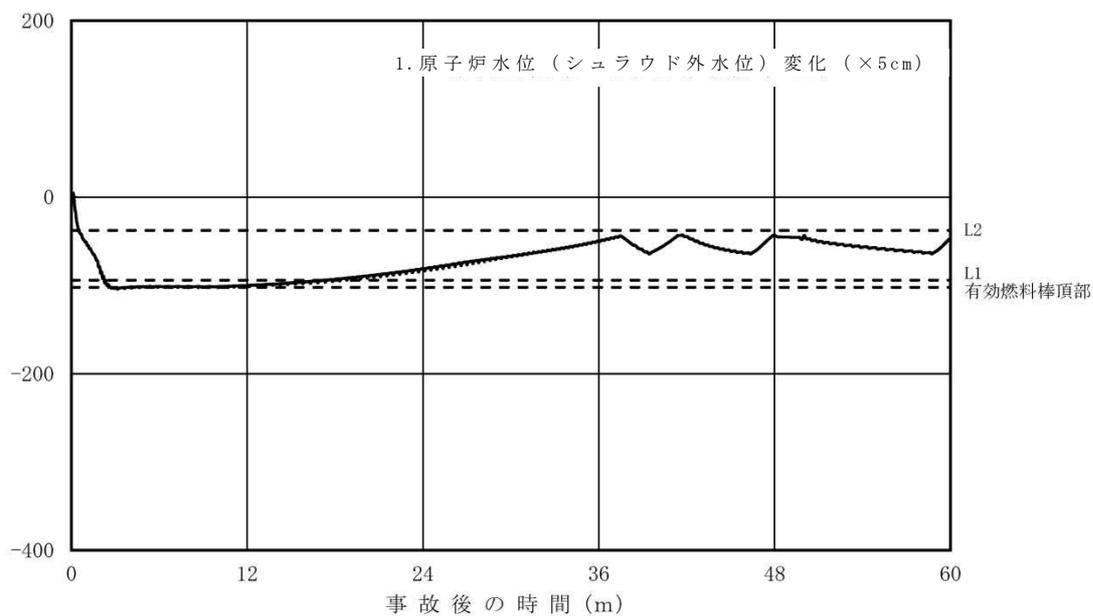
第 10 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）



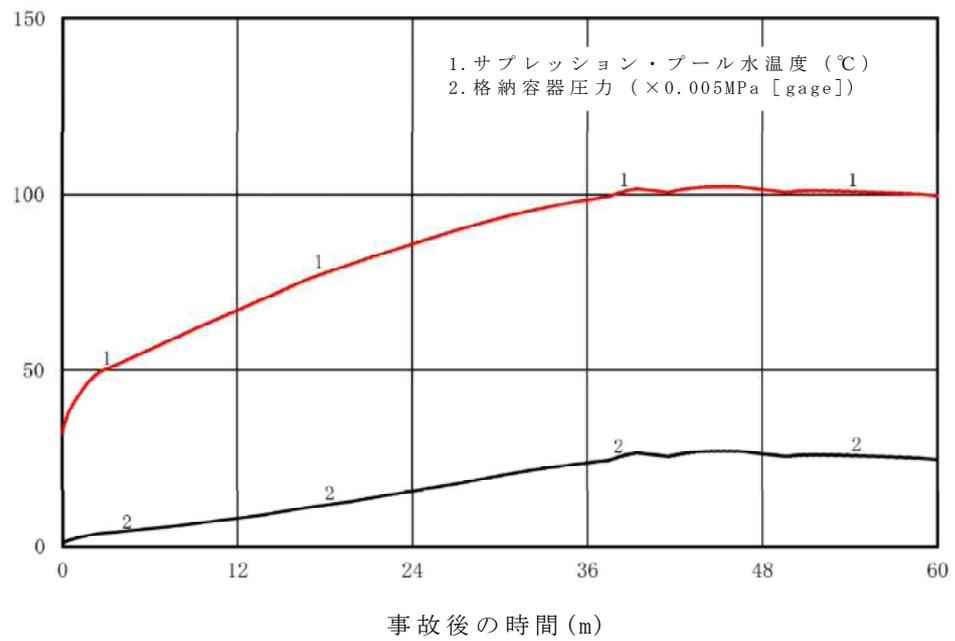
第 11 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
（長期）



第 12 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 13 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 14 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)

## ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

## 1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失，自動減圧系等の作動阻止及びA T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「S L C」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちS L C 起動操作は最優先で実施する操作である。S L C 起動操作は，訓練により事象発生から約 3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

S L C は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にS L C 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合，フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたす恐れがある。このため，運転手順において，S L C 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，S L C の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。

## 2. S L C 自動起動により期待される効果について

S L C による反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり、30 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。

また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 570 秒後の水温上昇率は 2℃/分程度であることから、仮に S L C 起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

## 3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況

S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 A B W R の D e s i g n C o n t r o l D o c u m e n t によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「原子炉圧力高」+「S R N M がダウンスケール設定値を下回っ

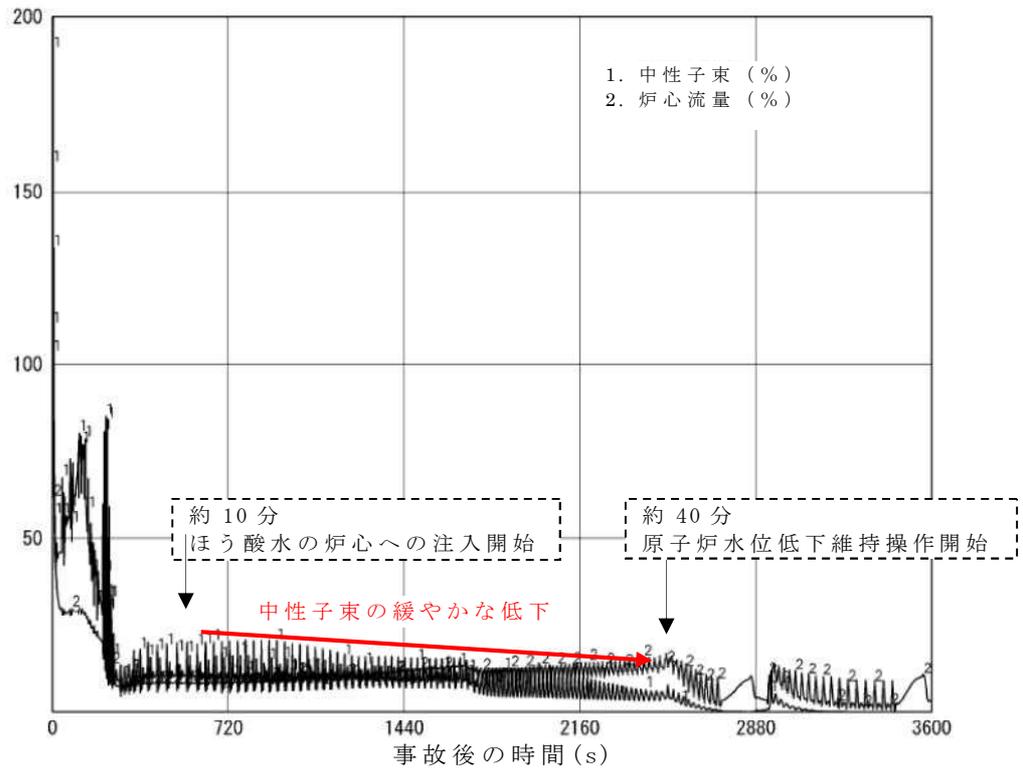
ていないこと」のAND条件成立から3分

- ・「原子炉水位低（レベル2）」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分
- ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分

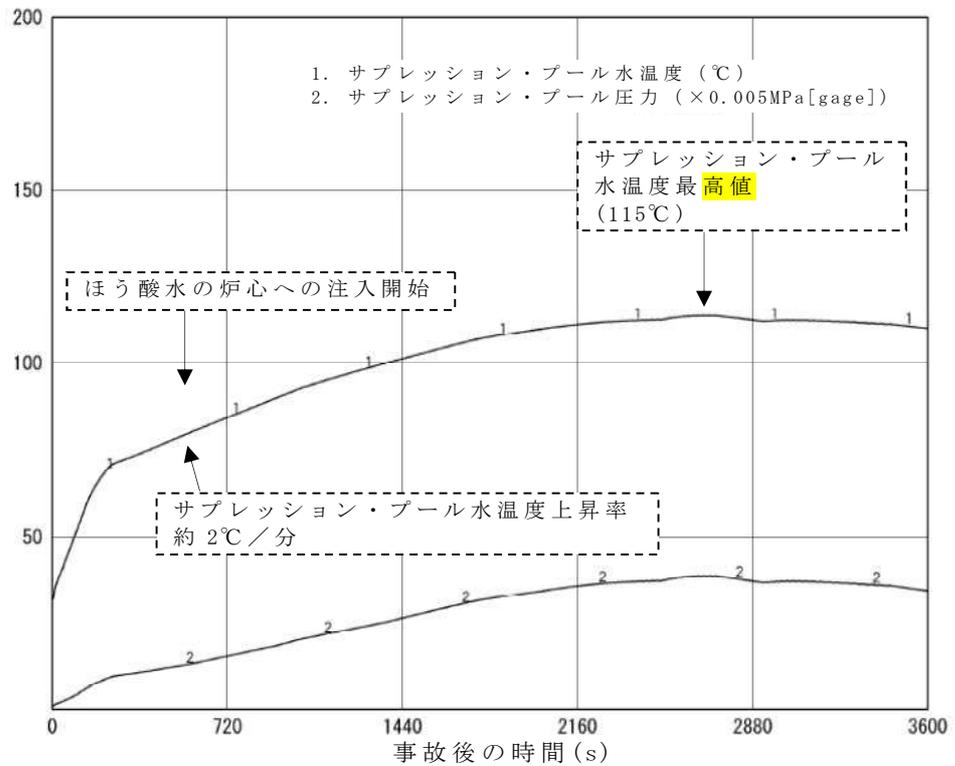
上記のとおり、SLCの自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

#### 4. 結 論

SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。



第 1 図 S L C による原子炉出力の抑制効果



第 2 図 S L C によるサプレッション・プール水温度の抑制効果

7 日間における燃料の対応について  
(原子炉停止機能喪失)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

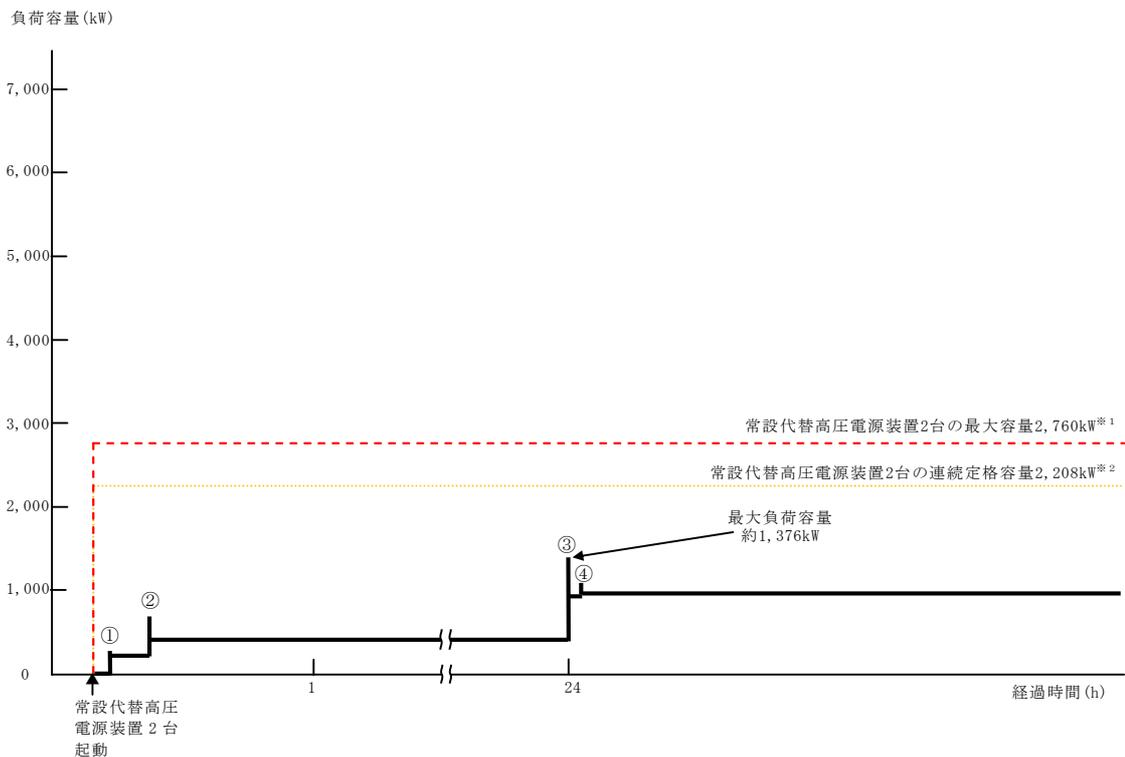
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(原子炉停止機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,017	約938



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。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操作は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に優先して実施するものであり、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る。また、これらの系統に期待する場合には、格納容器圧力逃がし装置に期待しなくても安定状態の達成が可能であり、この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ための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名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（現場での第二弁操作）を行うための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LOCA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LOCAが発生したことを確認する。

原子炉スクラム及びLOCA発生の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系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個を手動開放し、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）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（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. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作

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、代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。

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に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

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

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。

o. 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。

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，原子炉压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E C C S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2.6-2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、原子炉压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 cm<sup>2</sup>）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<sup>2</sup> 及び約 9.5 cm<sup>2</sup> とする。なお、約 9.5 cm<sup>2</sup> 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

外部電源は喪失するものとする。

外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部

電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

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（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系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個を使用するものとし、容量として、1個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（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ 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 $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において $13.4\text{kg}/\text{s}$ 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(非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価)の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず、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、非居住区域境界及び敷地境界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  $4.7 \times 10^{12}$  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<sup>\*</sup>である  $2.22 \times 10^{14}$ 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  $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約  $6.0 \times 10^{15}$ Bq、よう素については I-131 等価量で約  $3.9 \times 10^{14}$ 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  $2.78 \times 10^{13}$ 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  $2.22 \times 10^{14}$ Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci =  $3.7 \times 10^{10}$ Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。

d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に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、これによる非居住区域境界及び敷地境界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气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」の非居住区域境界及び敷地境界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. 非居住区域境界及び敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は(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 (m<sup>3</sup>/h)

$H_{\infty}$  : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量  
( $1.6 \times 10^{-7} \text{Sv/Bq}$ )

$\chi / Q$  : 相対濃度 ( $\text{s/m}^3$ )

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

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

K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数  
( $K=1\text{Sv/Gy}$ )

$D / Q$  : 相対線量 ( $\text{Gy/Bq}$ )

$Q_{\gamma}$  : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

i. 非居住区域境界における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 ( $\chi / Q$ ) 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 ( $\chi / Q$ ) 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。

また、敷地境界における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 ( $\chi / Q$ ) を  $8.2 \times 10^{-5} \text{s/m}^3$ 、相対線量 ( $D / Q$ ) を  $9.9 \times 10^{-19} \text{Gy/Bq}$  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 ( $\chi / Q$ ) は  $2.0 \times 10^{-6} \text{s/m}^3$ 、相対線量 ( $D / Q$ ) は  $8.0 \times 10^{-20} \text{Gy/Bq}$  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  $3.7\text{cm}^2$  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 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。同様に、約  $9.5\text{cm}^2$  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系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個による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、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、原子炉压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<sup>2</sup>の破断の場合には、事象発生の約37分後に最高値の約616℃に到達する

が、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、約 9.5cm<sup>2</sup>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℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は、約 3.7cm<sup>2</sup>の破断の場合及び約 9.5cm<sup>2</sup>の破断の場合ともに、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器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 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.6-17 図に示すとおり、事象発生約 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 9.5cm<sup>2</sup>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  $3.7\text{cm}^2$  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非居住区域境界での実効線量の評価結果は約  $1.6 \times 10^{-1}\text{mSv}$  であり、耐圧強化ベント系によるベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約  $6.2 \times 10^{-1}\text{mSv}$  であることから、 $5\text{mSv}$  を下回る。また、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  $4.1 \times 10^{-1}\text{mSv}$  であり、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  $6.2 \times 10^{-1}\text{mSv}$  であることから、 $5\text{mSv}$  を下回る。したがって、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 L O C A 発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L O C A 時注水機能喪失（破断面積  $3.7\text{cm}^2$ ）」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  $310\text{kPa}[\text{gage}]$  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  $9.5\text{cm}^2$  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。

（添付資料 2.6.2, 2.6.5）

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項

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

### 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断LOCAが発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に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

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、CSRF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  $33\text{GWd/t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd/t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd/t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度  $33\text{GWd/t}$  未満の場合は、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プレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、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  $3.7\text{ cm}^2$  及び約  $9.5\text{ cm}^2$  の破断面積を設定している。破断面積が約  $9.5\text{ cm}^2$  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  $9.5\text{cm}^2$  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、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（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（ $130\text{m}^3/\text{h}$  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。

（添付資料 2.6.1, 2.6.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$  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 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、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プレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については、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 cm<sup>2</sup>及び約 9.5 cm<sup>2</sup>の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm<sup>2</sup>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<sup>2</sup>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、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、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、格納容器圧力の最高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、並列して実施する可能性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**最高値**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高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 $3.7\text{cm}^2$ の破断の場合には、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約 $706^\circ\text{C}$ 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 $1,000^\circ\text{C}$ 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非居住区域境界の実効線量は約 1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約 4.4mSv となる。また、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の実効線量は約 2.8mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約 4.4mSv となる。したがって、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 9.5cm<sup>2</sup>の破断の場合には、評価上考慮しない高压代替注水系による原子炉注水に期待することで、原子炉水位の低下が緩和され、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 2.1.7, 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「L O C A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名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 5名であり、参集要員 72名に含まれることから対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、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

子炉注水操作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操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,320m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>、合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、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。

緊急時対策所用発電機については、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「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁(自動減圧機能)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。

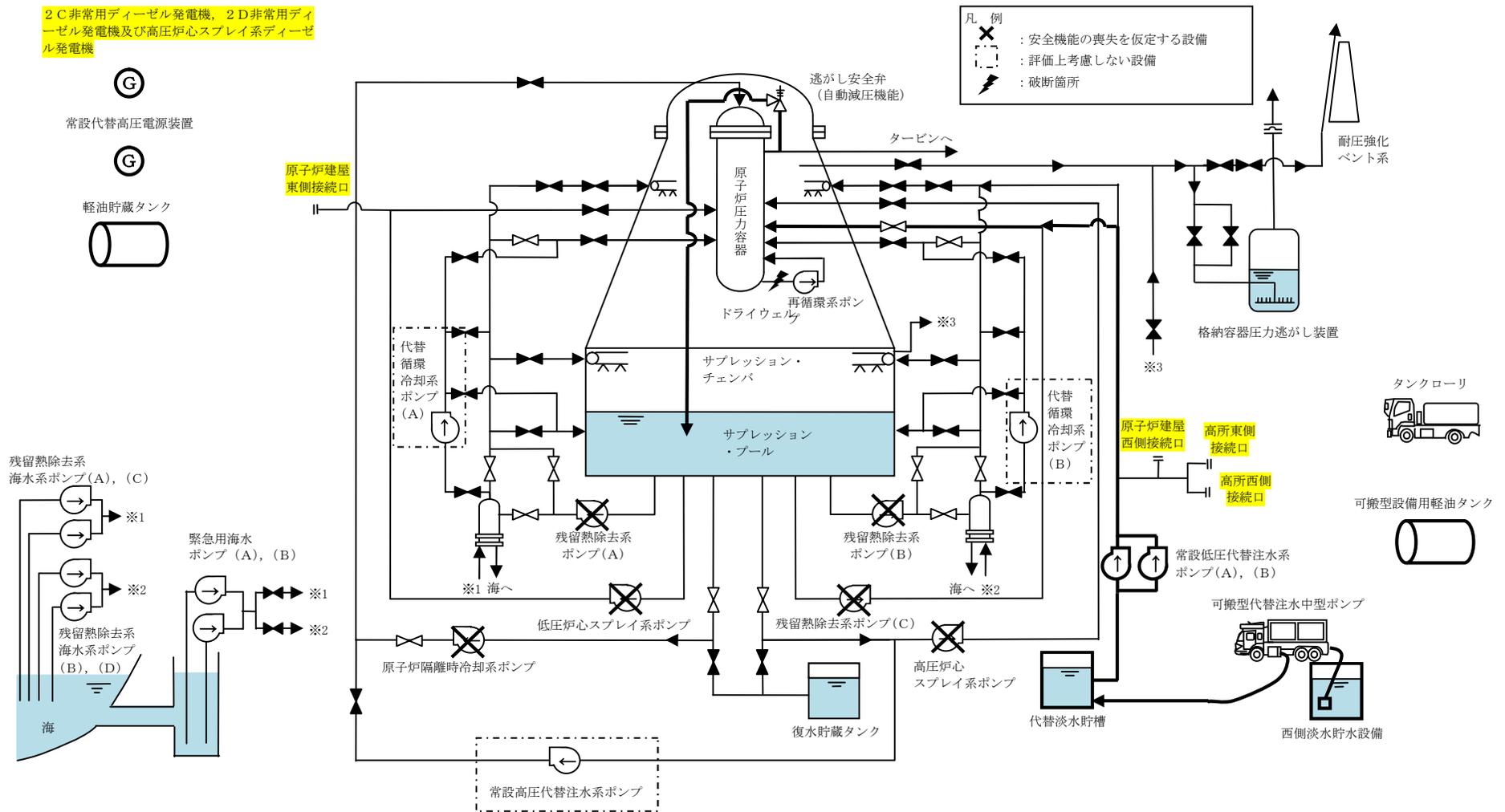
なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

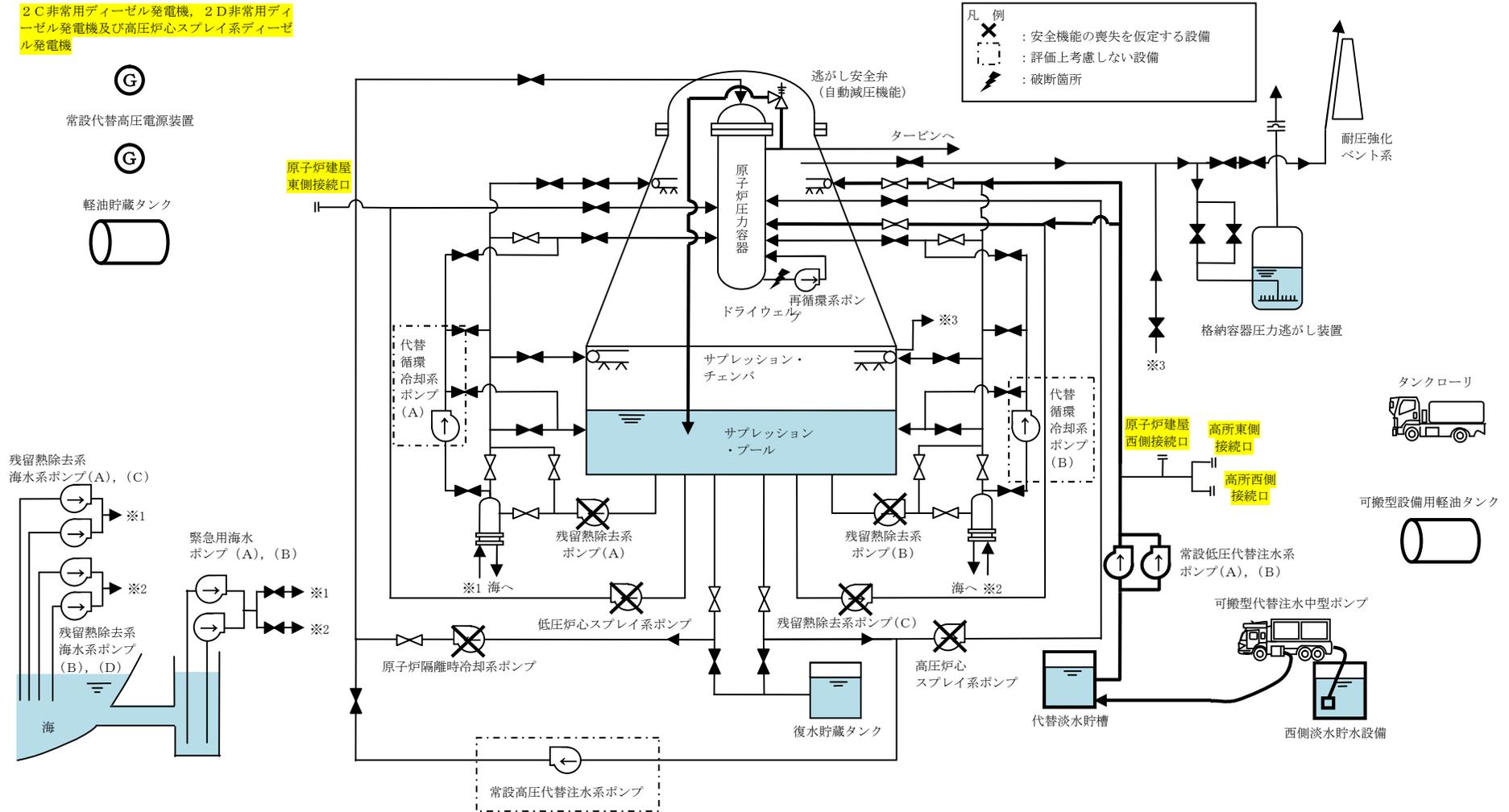
い。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、燃料及び電源を供給可能である。

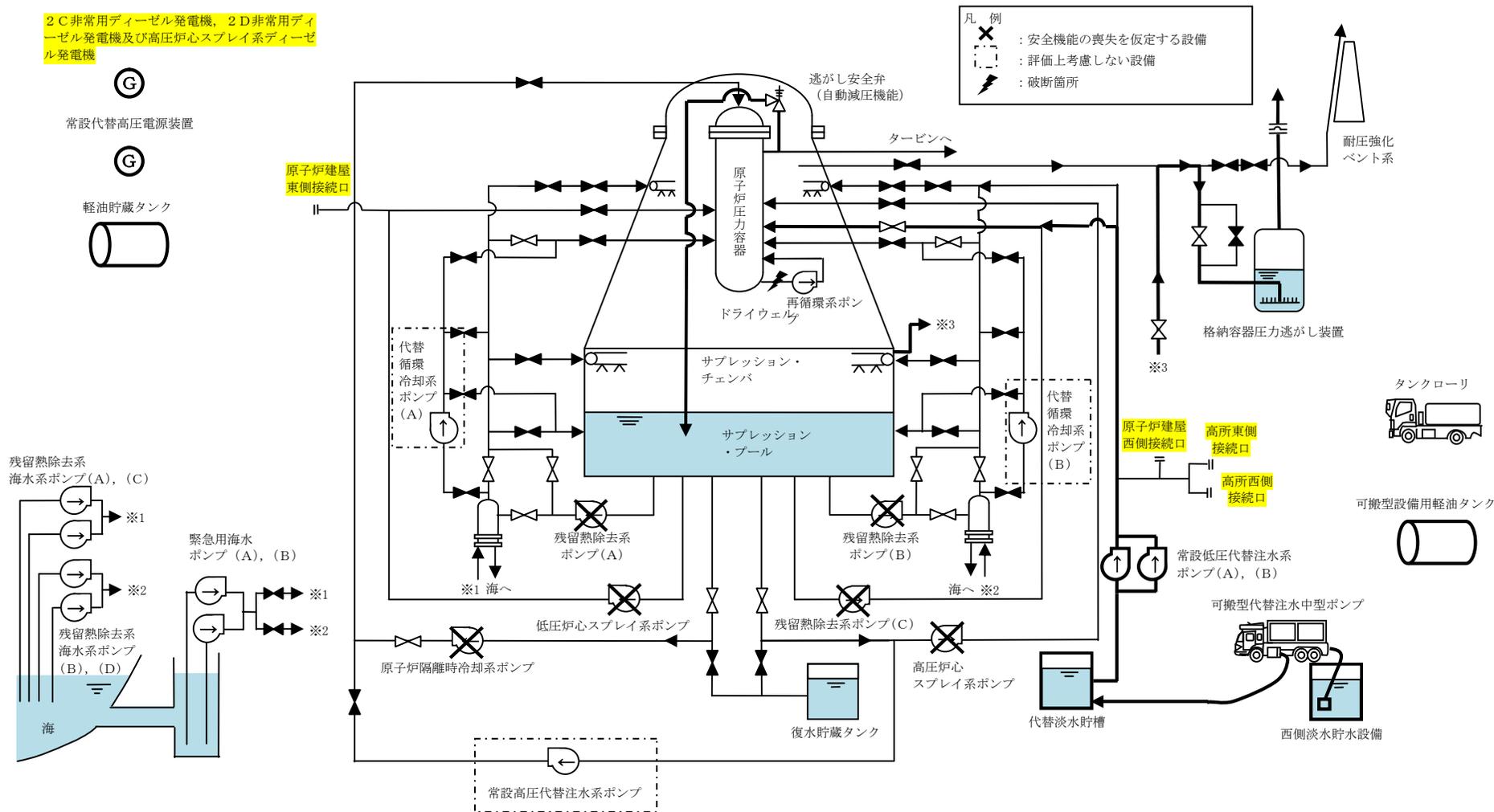
以上のことから、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。



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 (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)

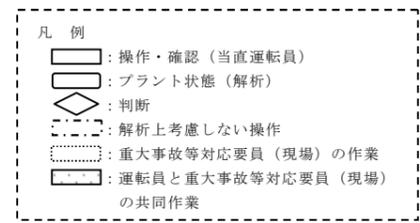
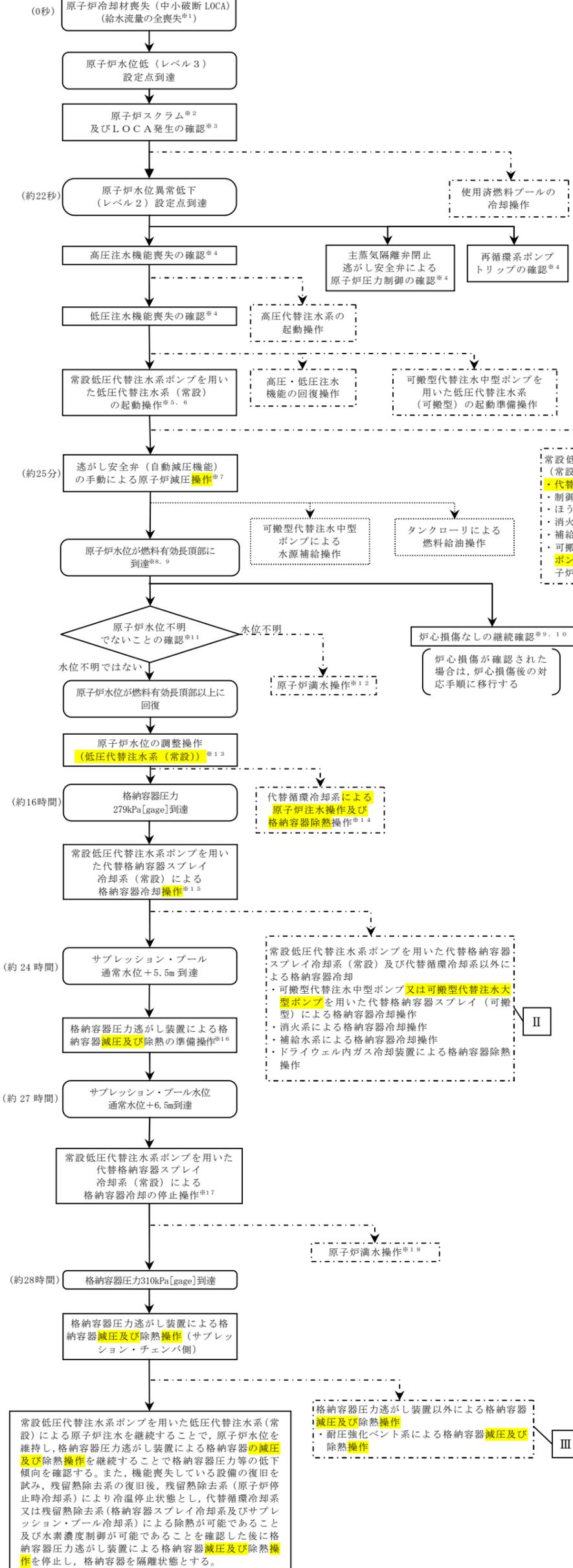


第 2.6-1 図 LOCAs時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系 (常設) による原子炉注水及び  
 代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



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)  
 (常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器压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: 常設低压代替注水系ポンプを用いた 低压代替注水系 (常設) の起動操作は、以下により判断する。  
・高压・低压注水機能喪失
- ※6: 外部電源がない場合には、常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

- ※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。  
・ 低压で 原子炉注水可能な系統又は 低压代替注水系 1 系統以上で起動できた場合
- ※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線線量率が、設計基準事故における 原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合  
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
- ※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: 常設低压代替注水系ポンプを用いた 低压代替注水系 (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 低压代替注水系 (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。
- ※15: 常設低压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 130m<sup>3</sup>/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 102m<sup>3</sup>/h ~ 130m<sup>3</sup>/h の範囲でスプレー流量を調整する。
- ※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、「ドライウェル側」の開操作を実施する。
- ※17: 常設低压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
- ※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 低压代替注水系 (可搬型) による 原子炉注水操作も実施可能である。

II

常設低压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) 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ー冷却系 (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、格納容器冷却ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置による 格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

III

格納容器圧力逃がし装置による 格納容器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。

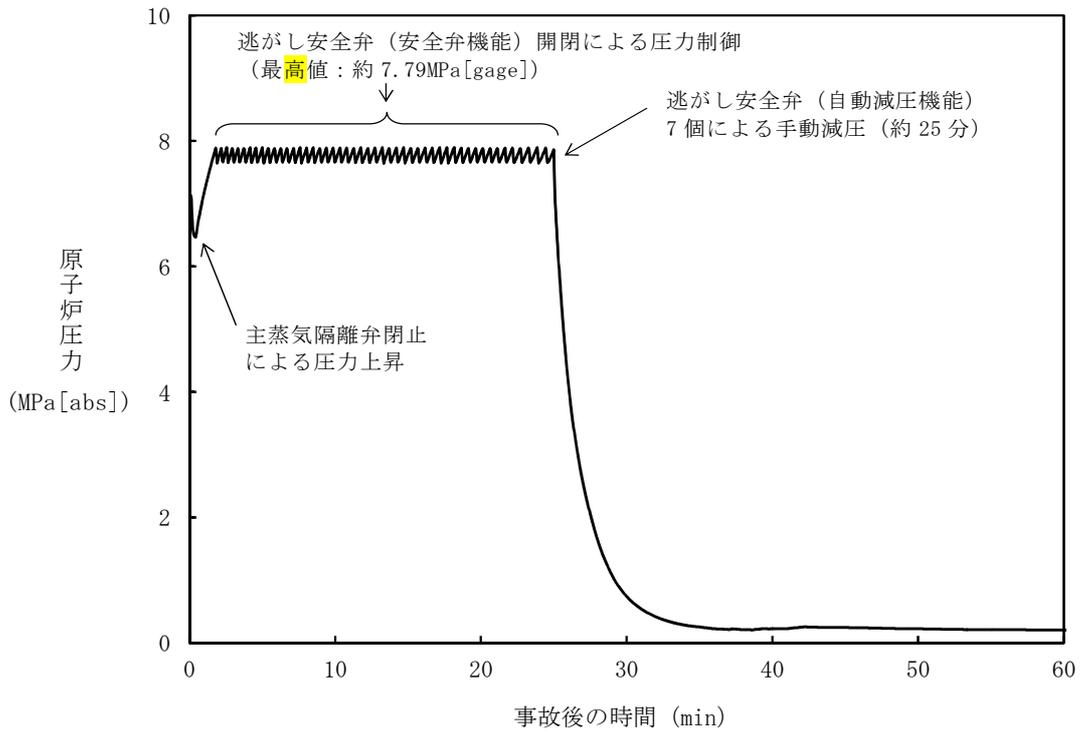
第 2.6-2 図 LOCA 時注水機能喪失 (中小破断 LOCA) の対応手順の概要

				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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量全喪失の確認</li> <li>●LOCA発生の確認</li> <li>●再循環系ポンプトリップの確認</li> <li>●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</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●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</li> <li>●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</li> </ul>	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	-	-	●原子炉冷却材浄化吸込弁の閉止操作	2分												
	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水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個の手動開放操作	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												

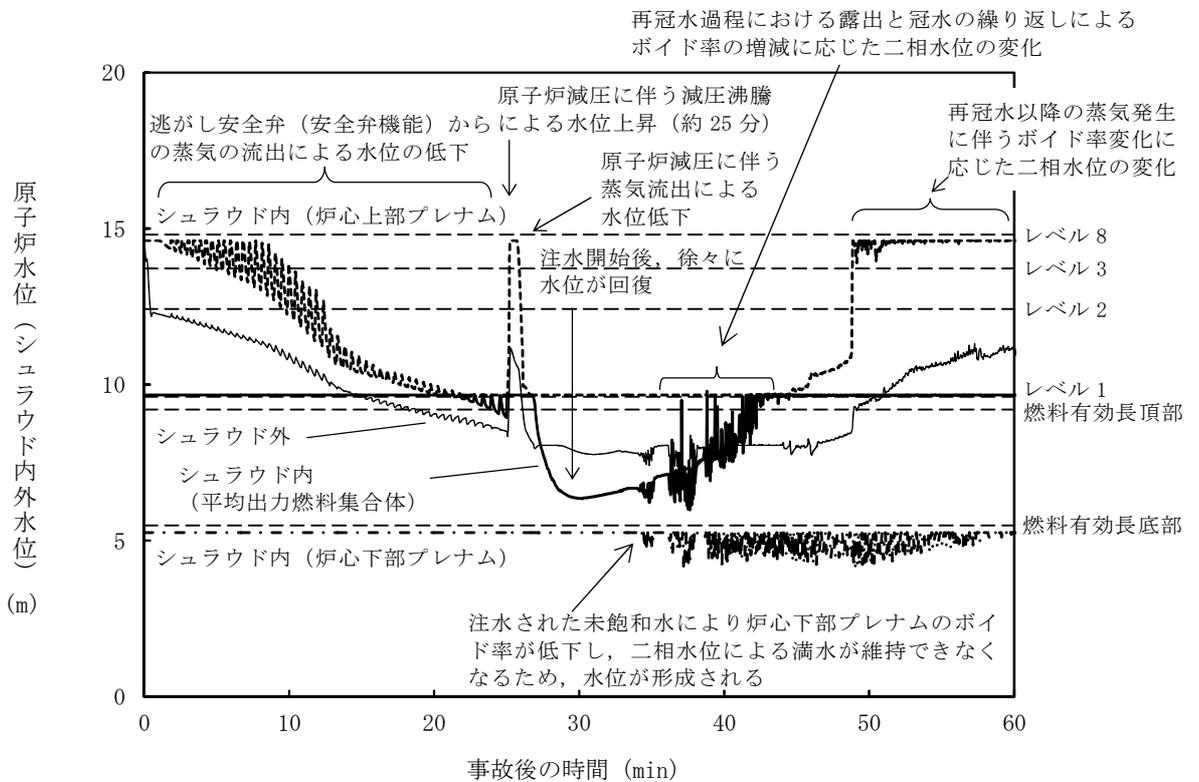
第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

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	
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	-	-	●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) ●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)						75分					格納容器ベント実施後、適宜状態監視 解析上考慮しない
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~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										
可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給への補給操作	-	-	【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への補給操作	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)

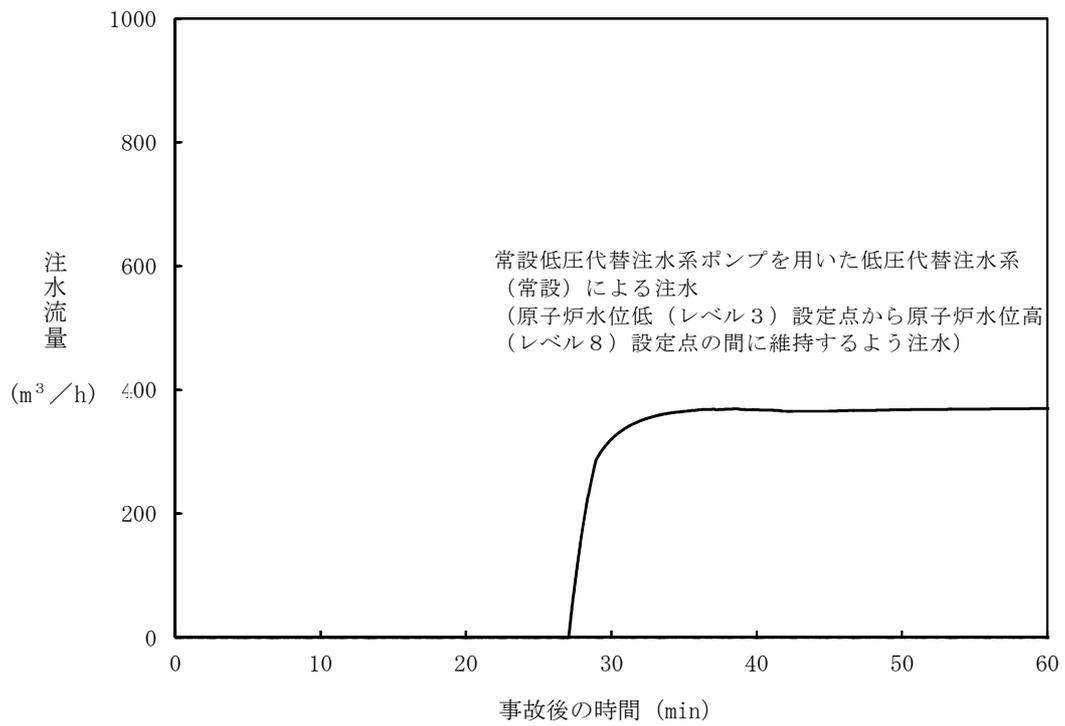


第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)

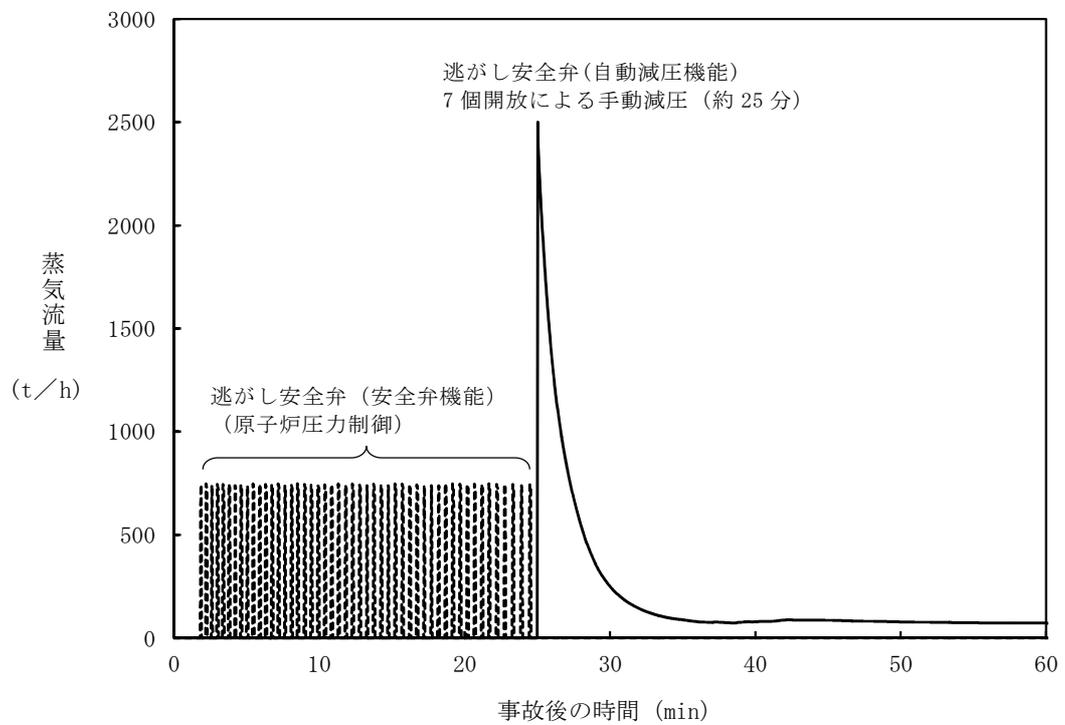


第 2.6-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> の破断) ※

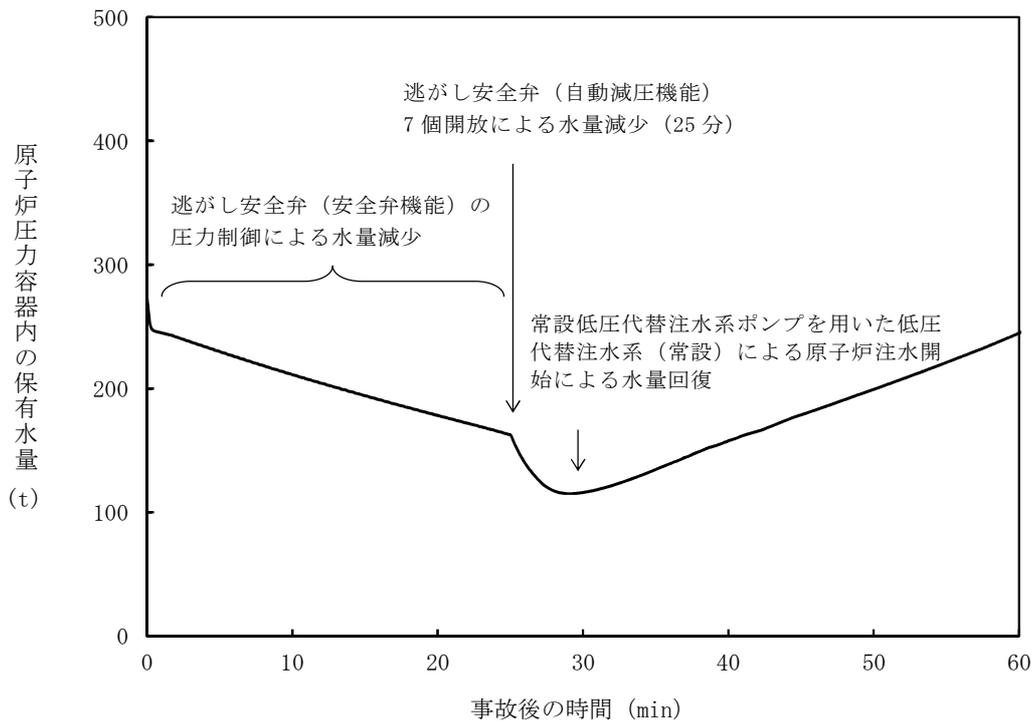
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



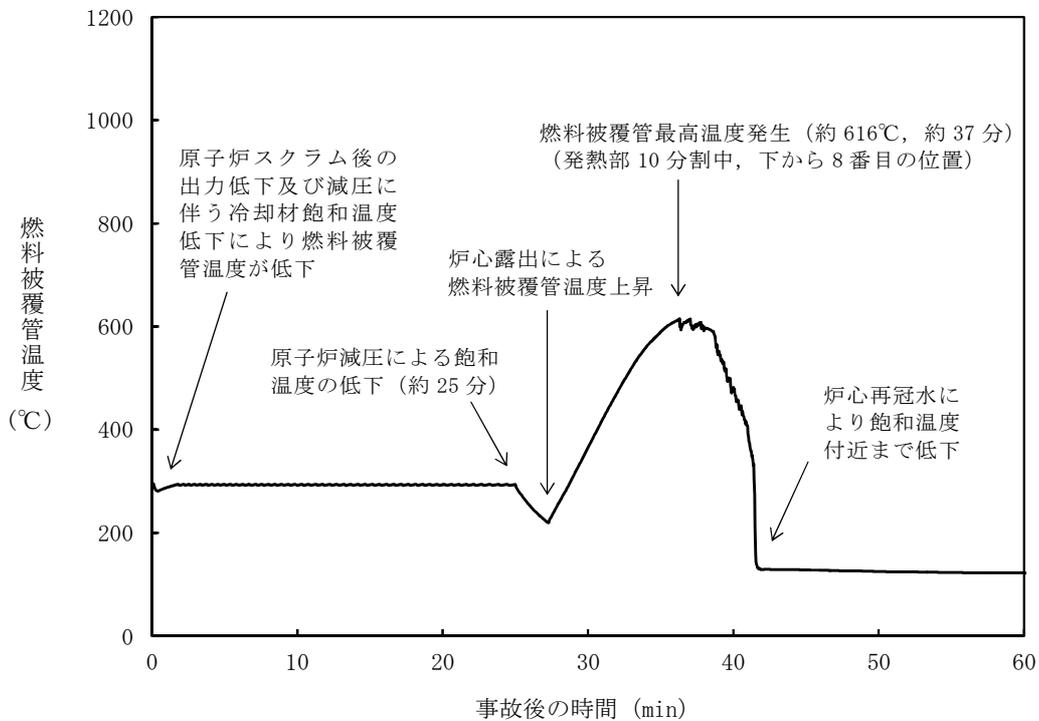
第2.6-6図 注水流量の推移 (約 $3.7\text{cm}^2$ の破断)



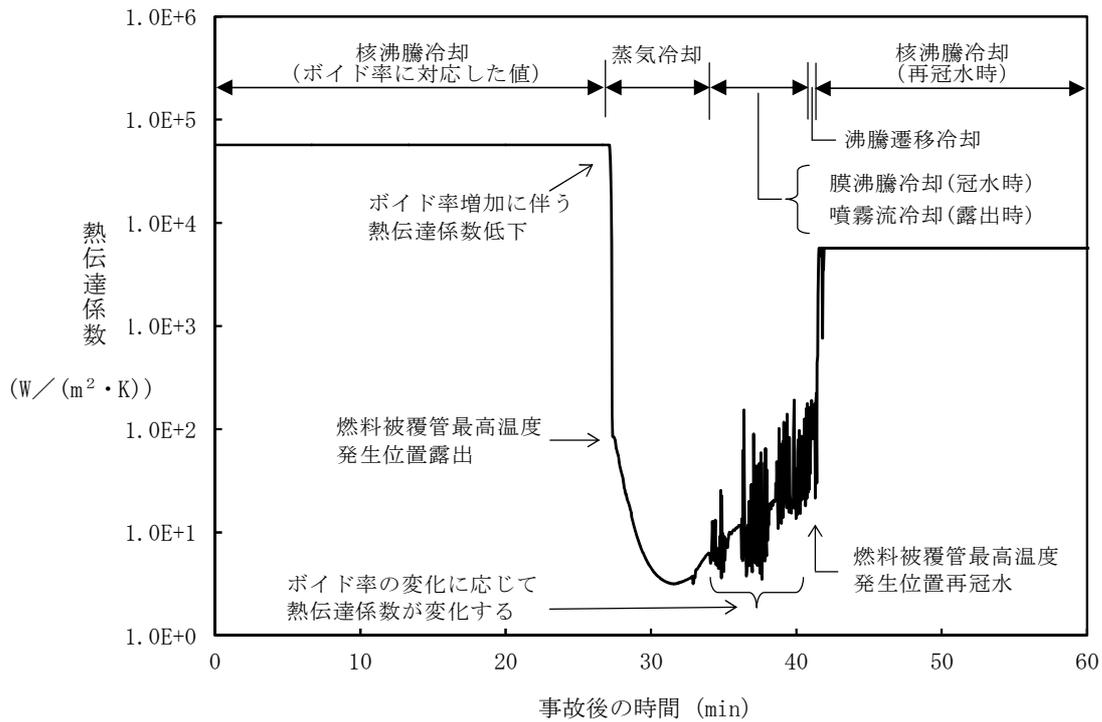
第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 $3.7\text{cm}^2$ の破断)



第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)

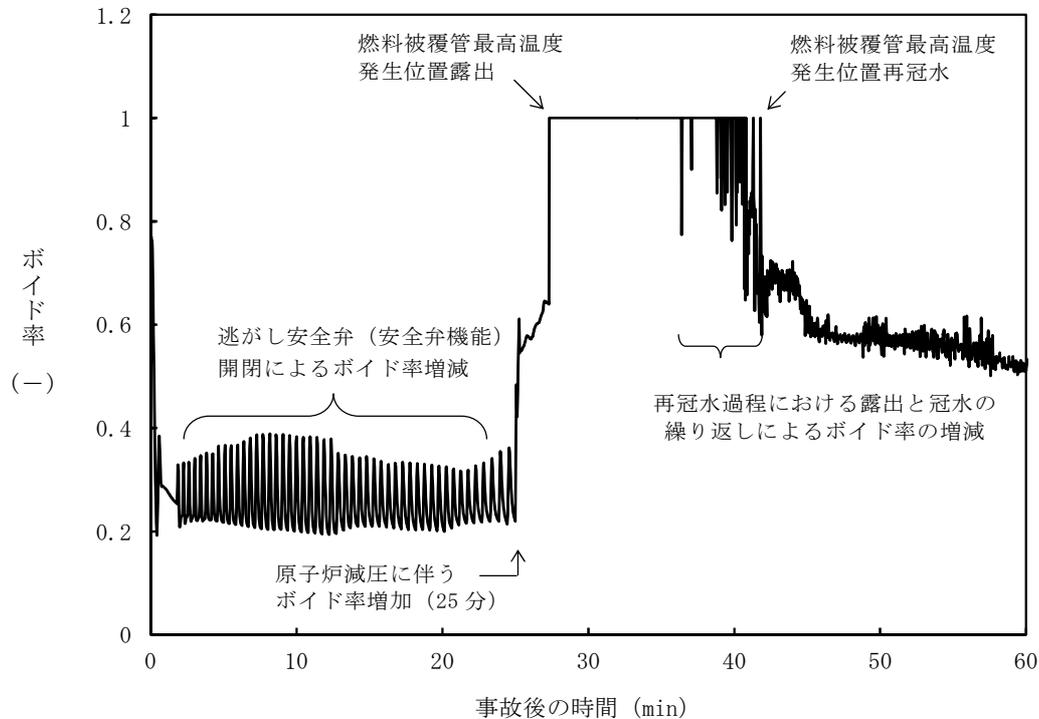


第 2.6-9 図 燃料被覆管温度の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup>の破断)



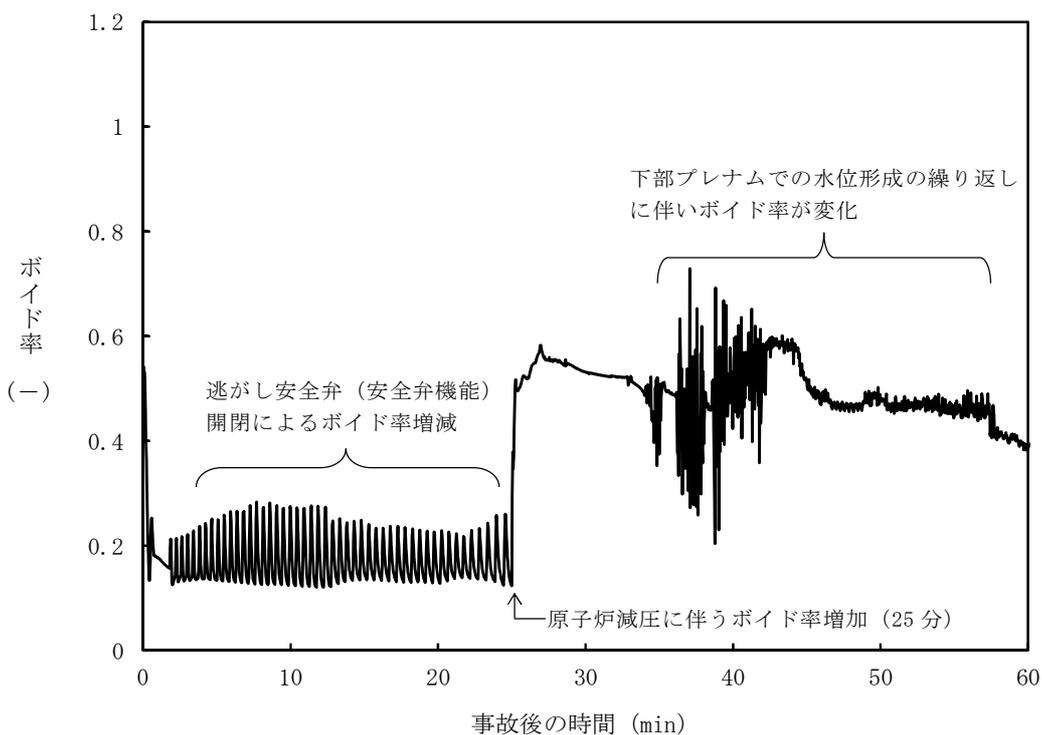
第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

(約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)

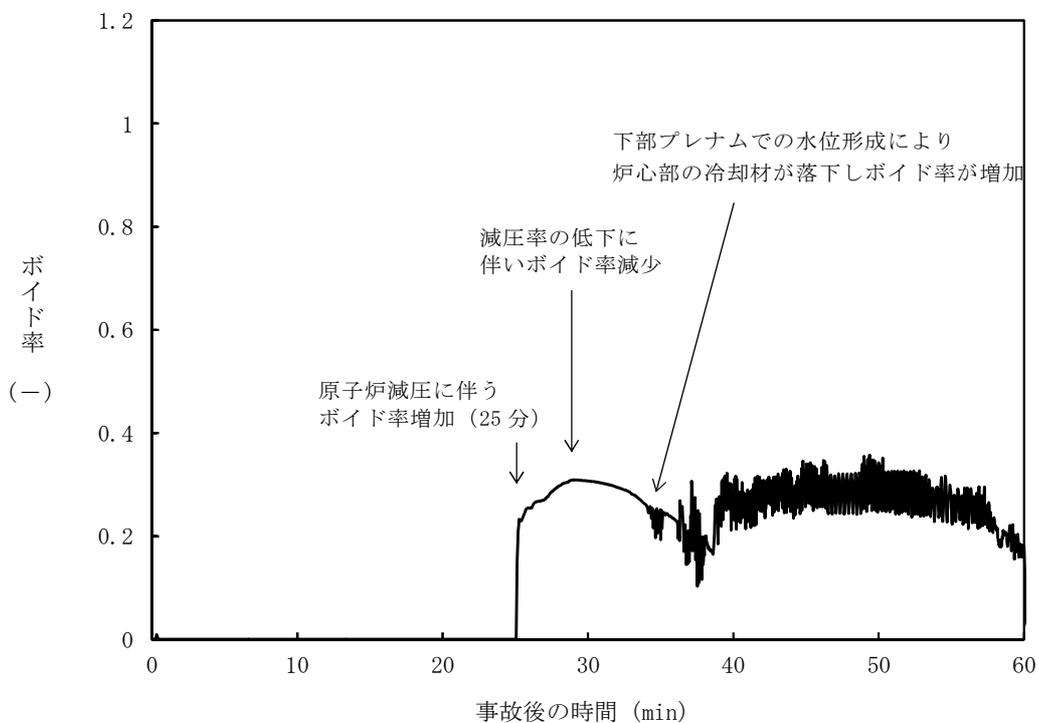


第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

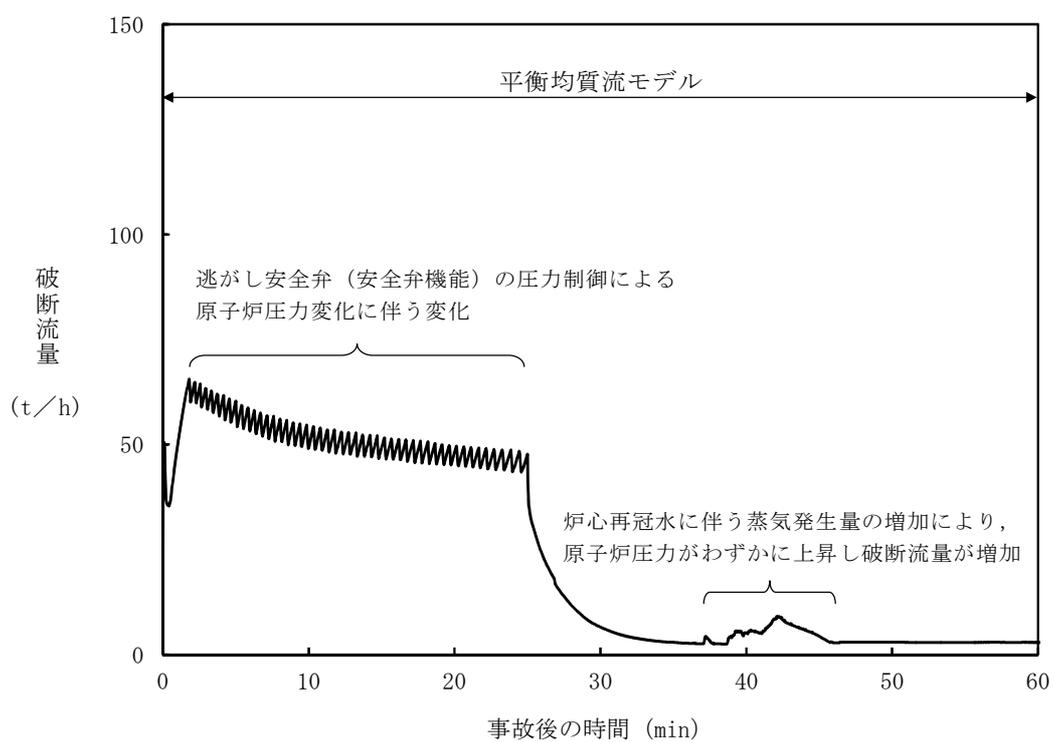
(約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)



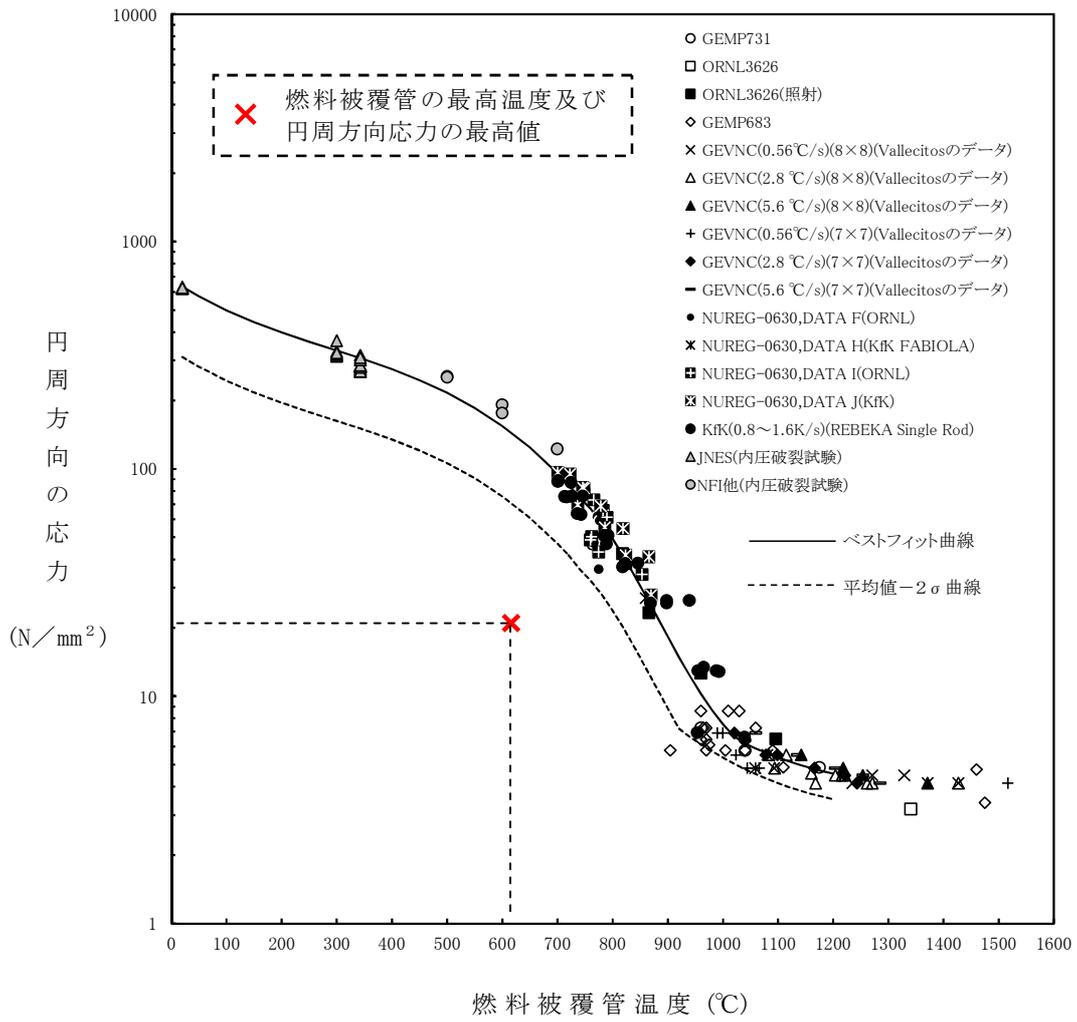
第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)



第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)

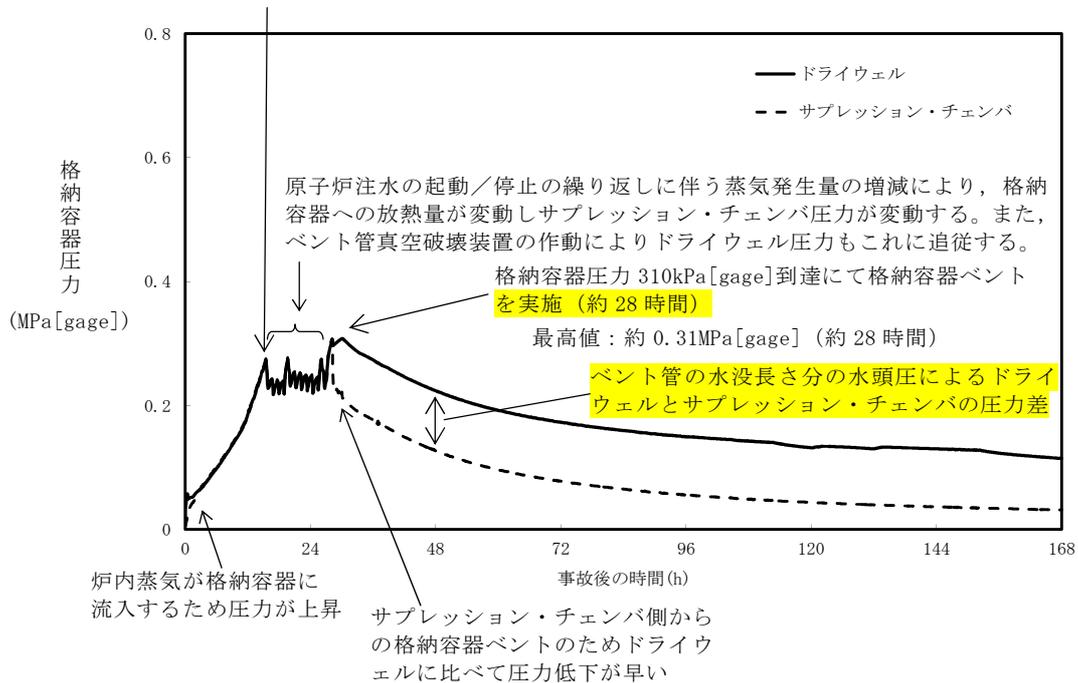


第2.6-14図 破断流量の推移（約 $3.7\text{cm}^2$ の破断）

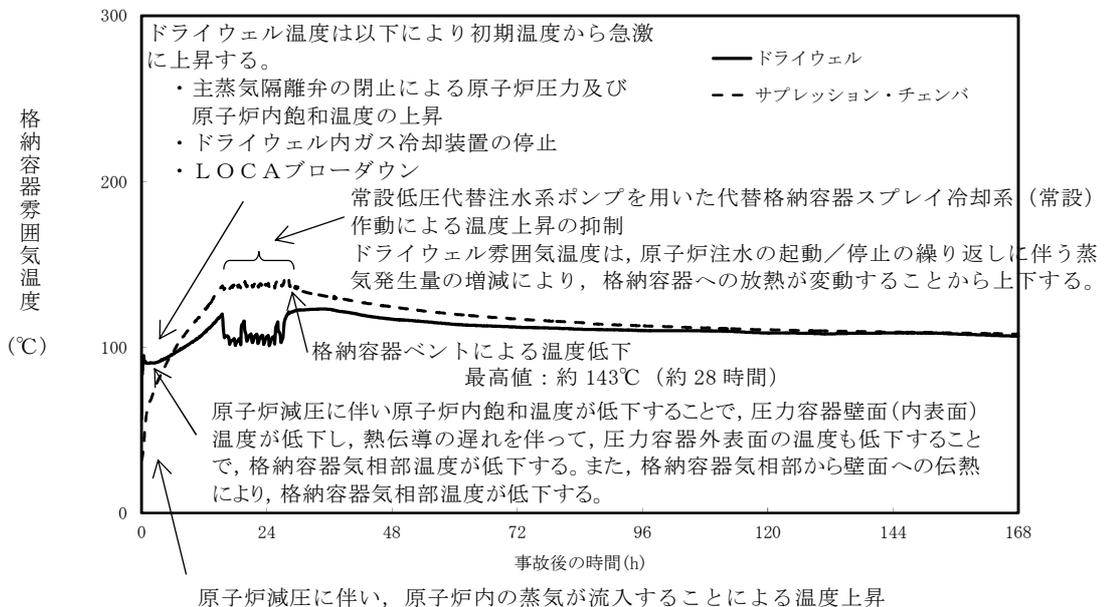


第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約3.7cm<sup>2</sup>の破断)

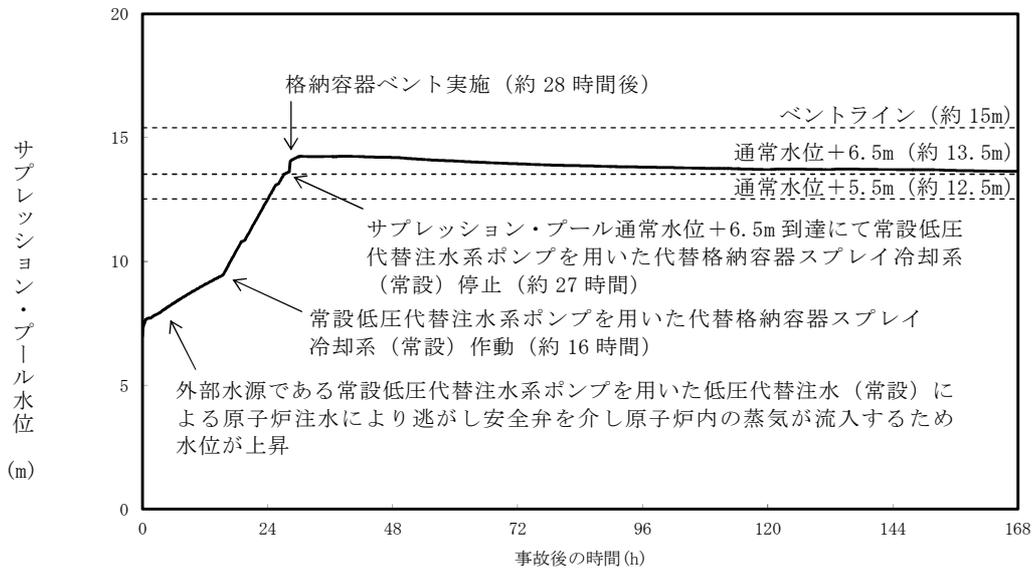
格納容器圧力 279kPa[gage]到達にて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 16 時間）



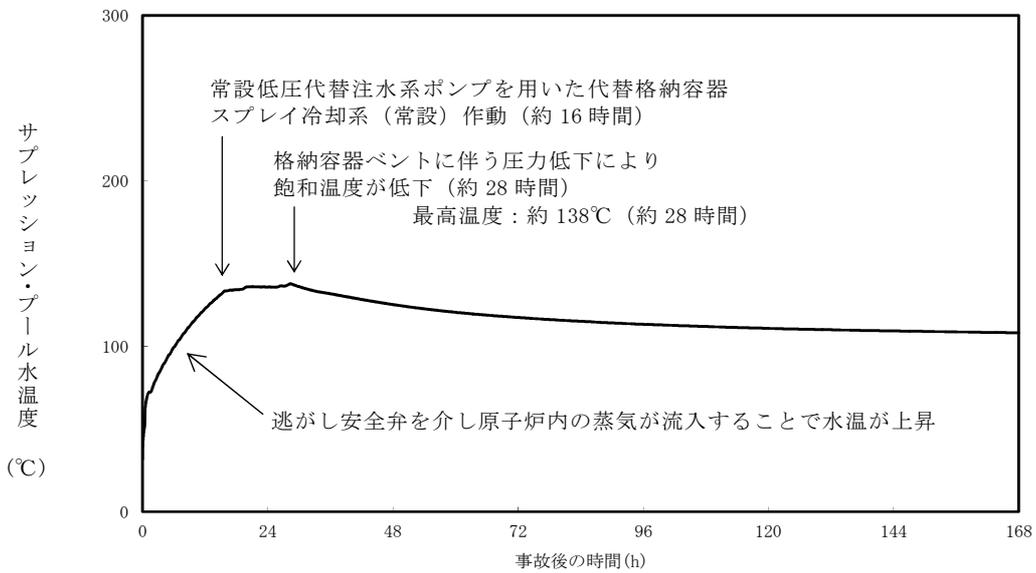
第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移（約 3.7cm<sup>2</sup>の破断）



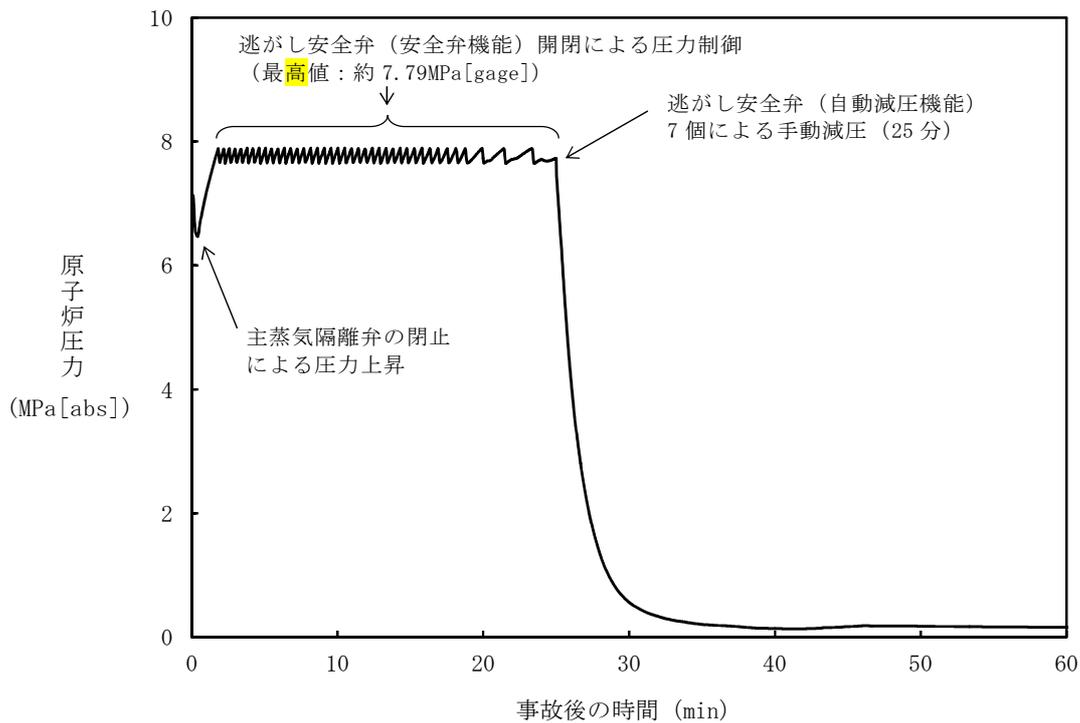
第 2.6-17 図 格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm<sup>2</sup>の破断）



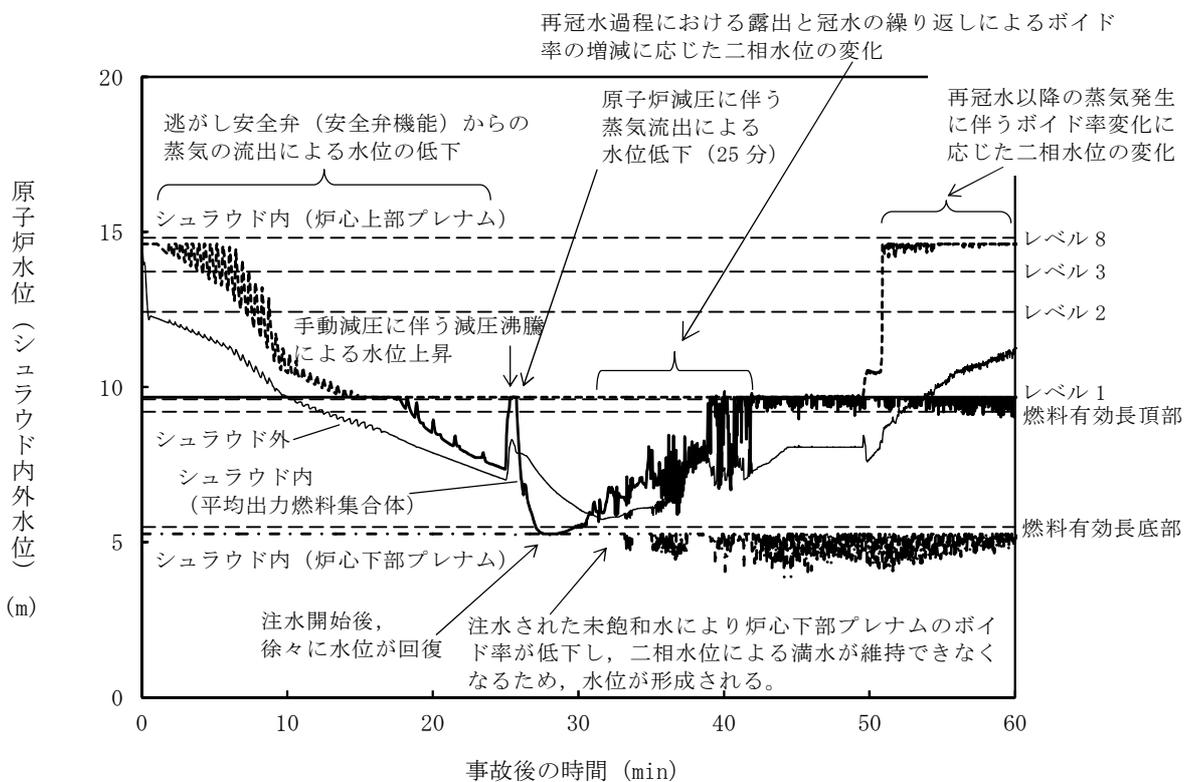
第 2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)



第 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移 (約 3.7cm<sup>2</sup> の破断)

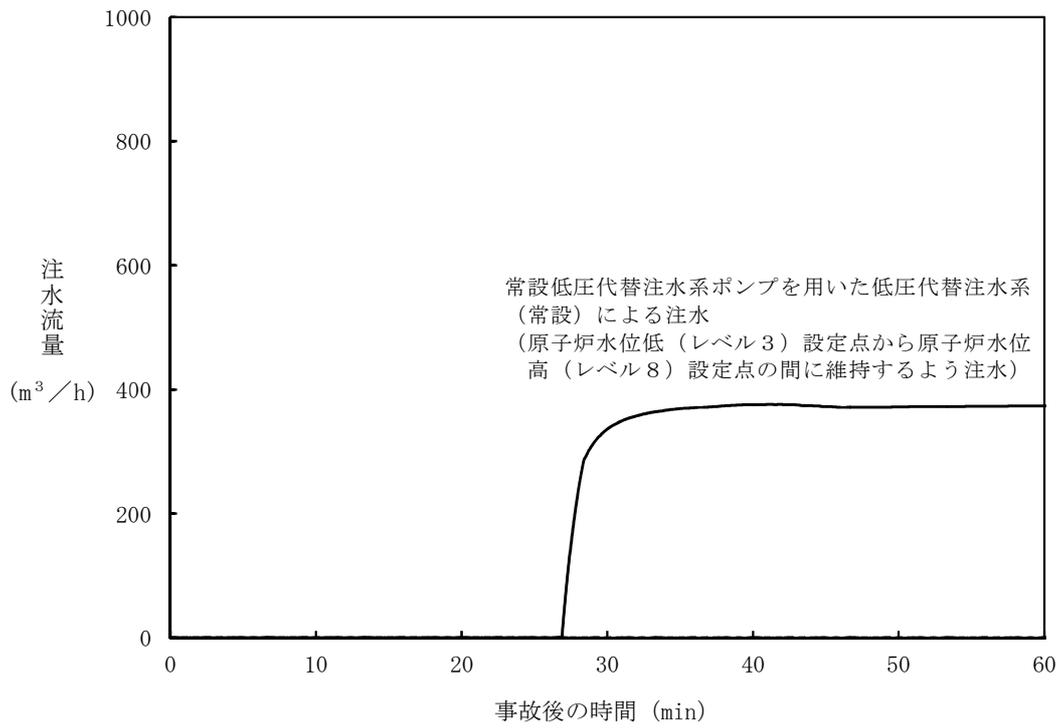


第 2.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)

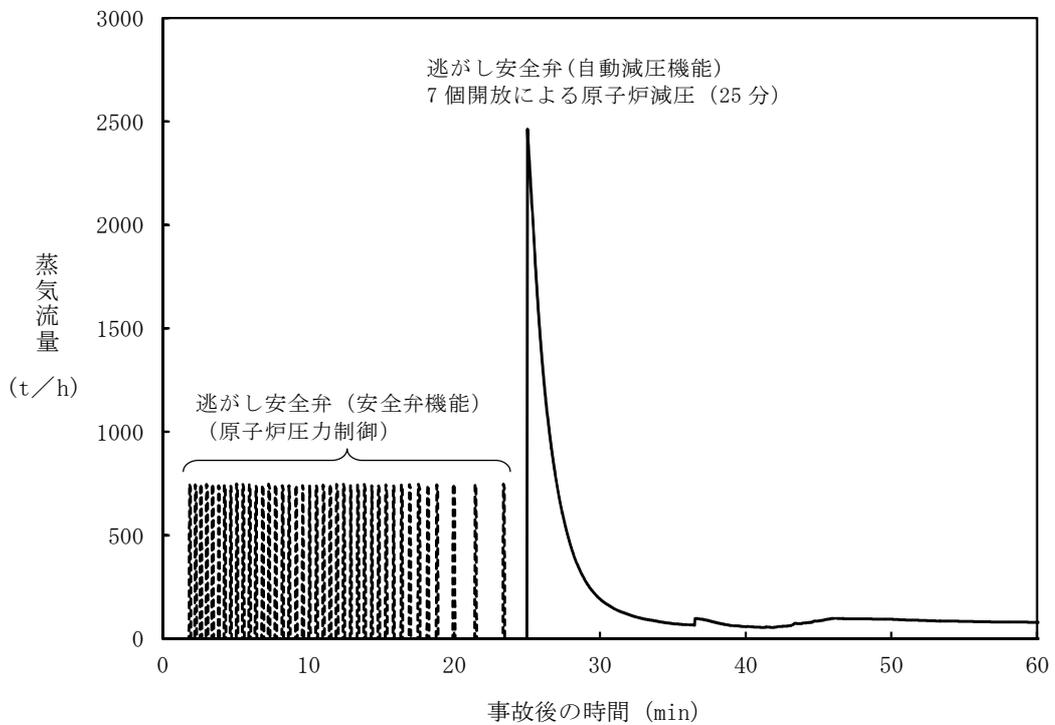


第 2.6-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断) ※

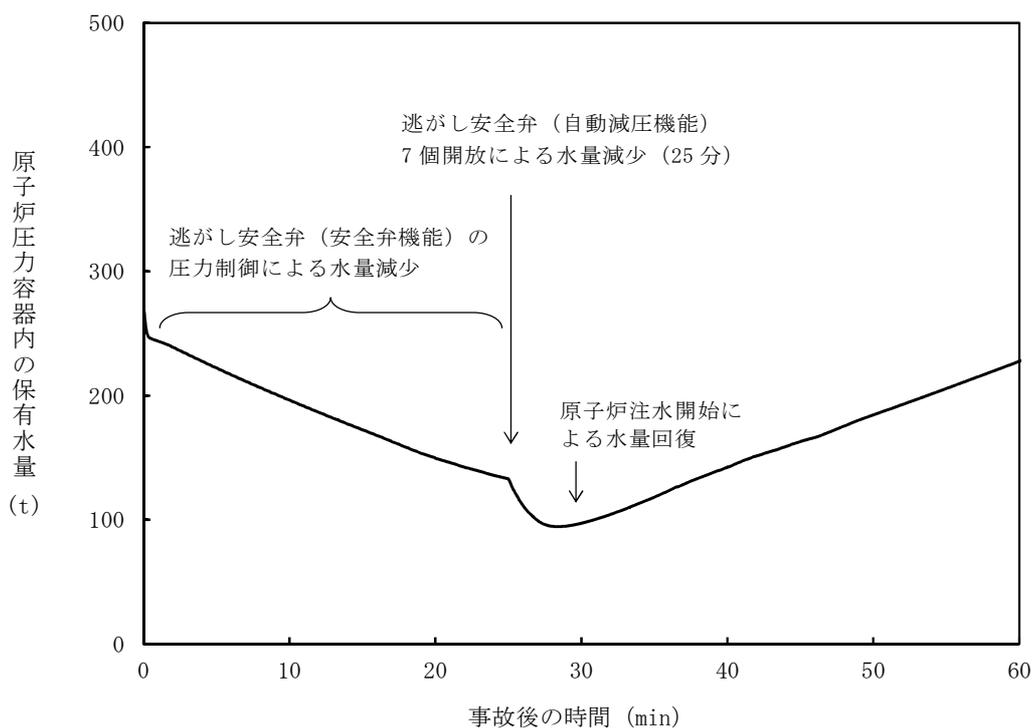
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



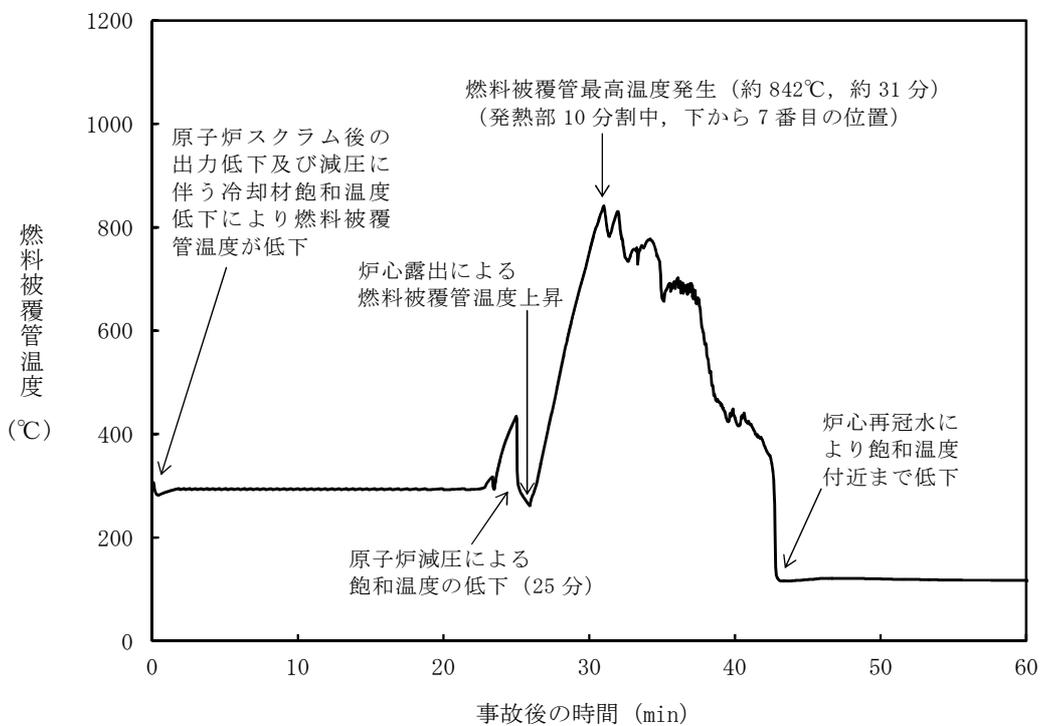
第 2.6-22 図 注水流量の推移 (約  $9.5\text{cm}^2$  の破断)



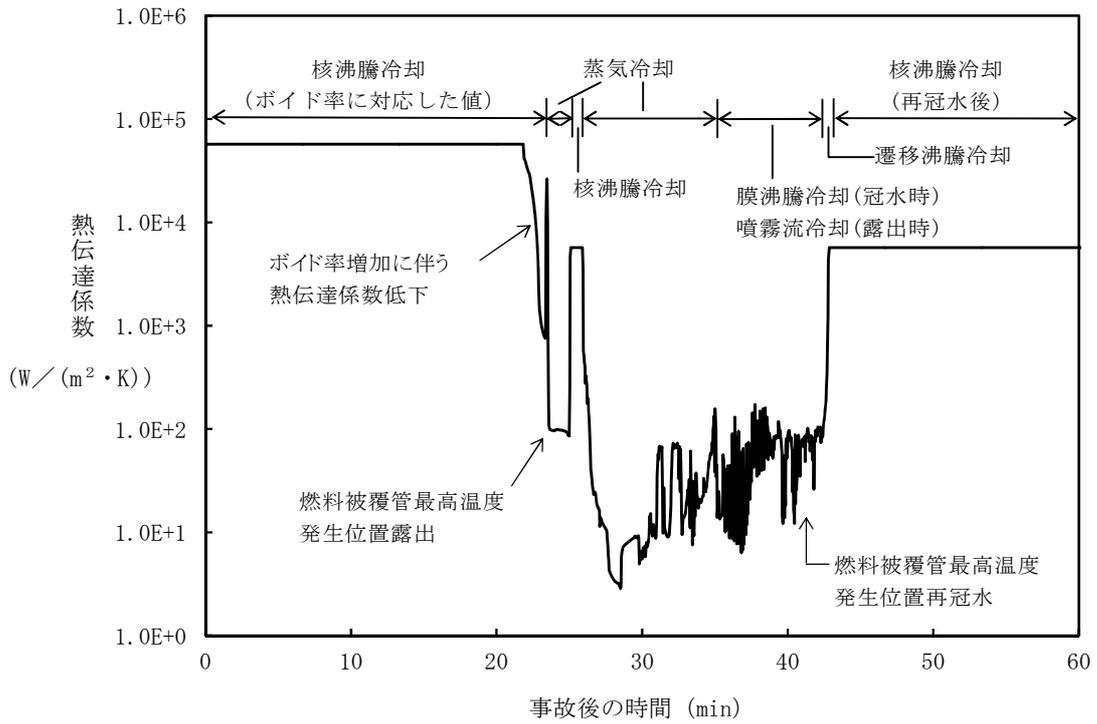
第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約  $9.5\text{cm}^2$  の破断)



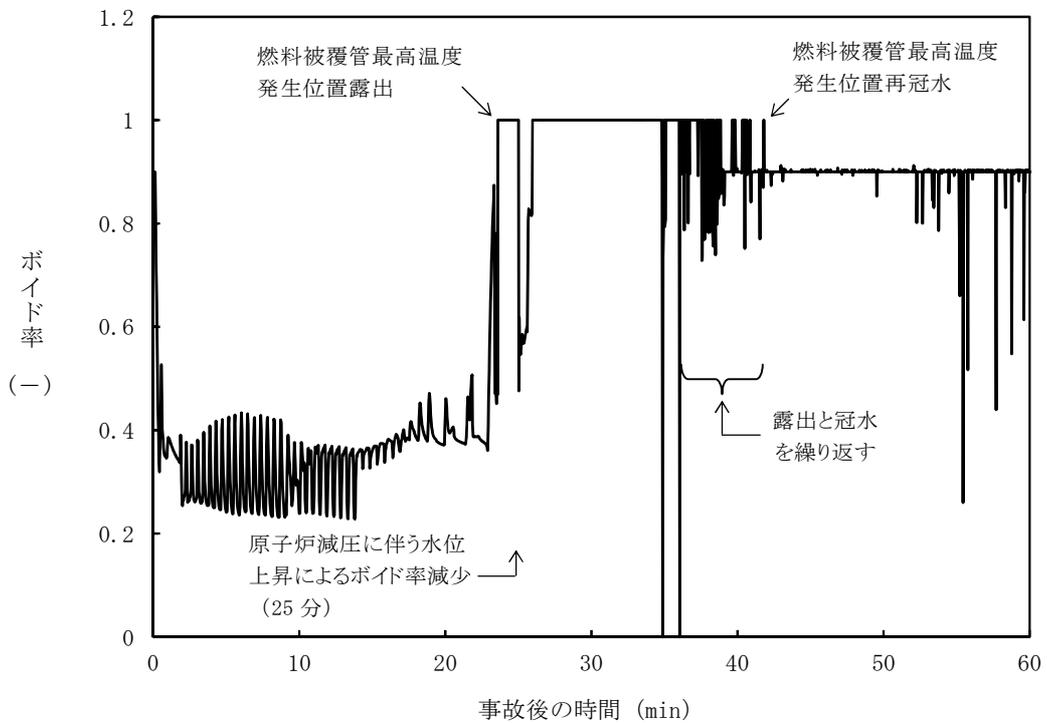
第 2.6-24 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)



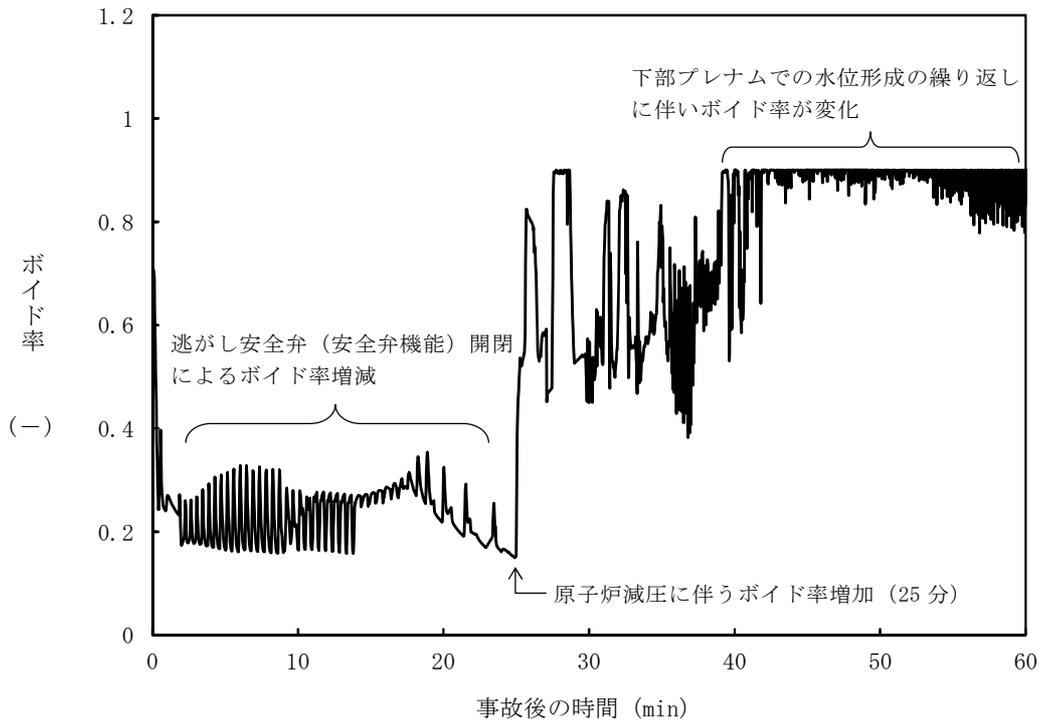
第 2.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)



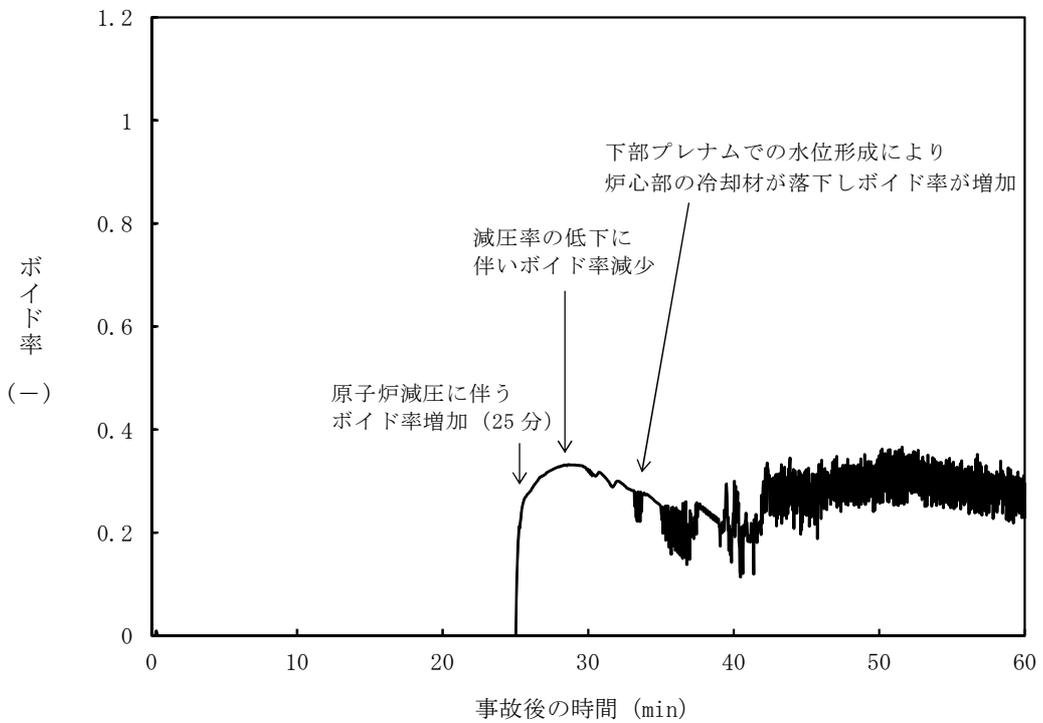
第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数  
(約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)



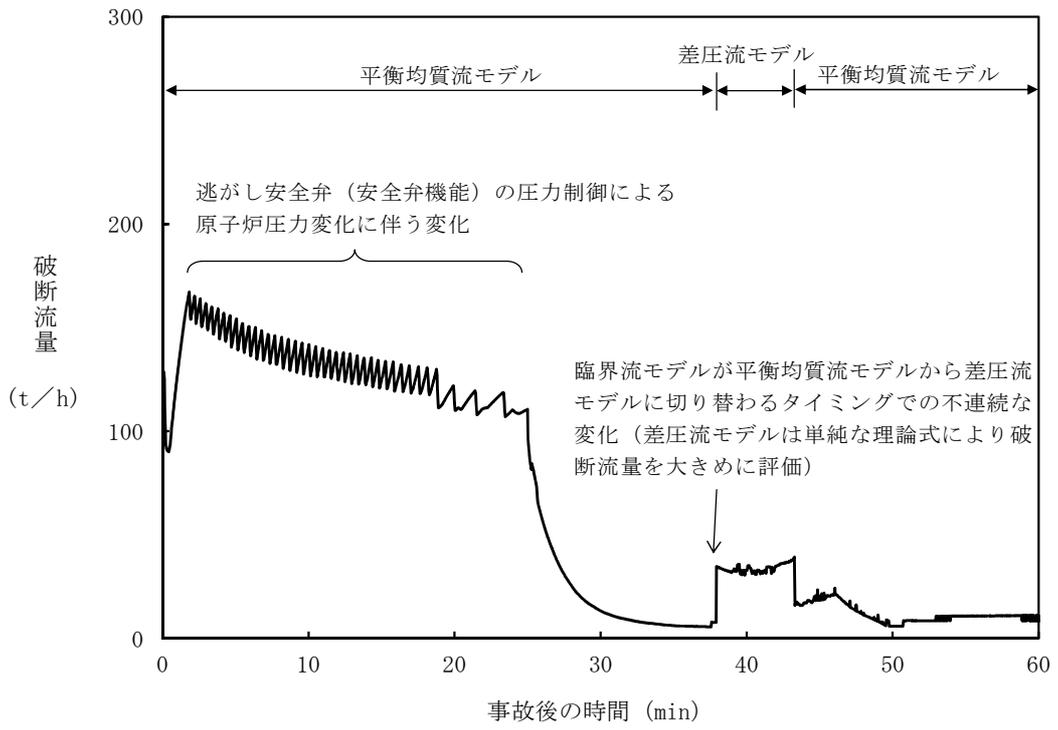
第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率  
(約 9.5cm<sup>2</sup> の破断)



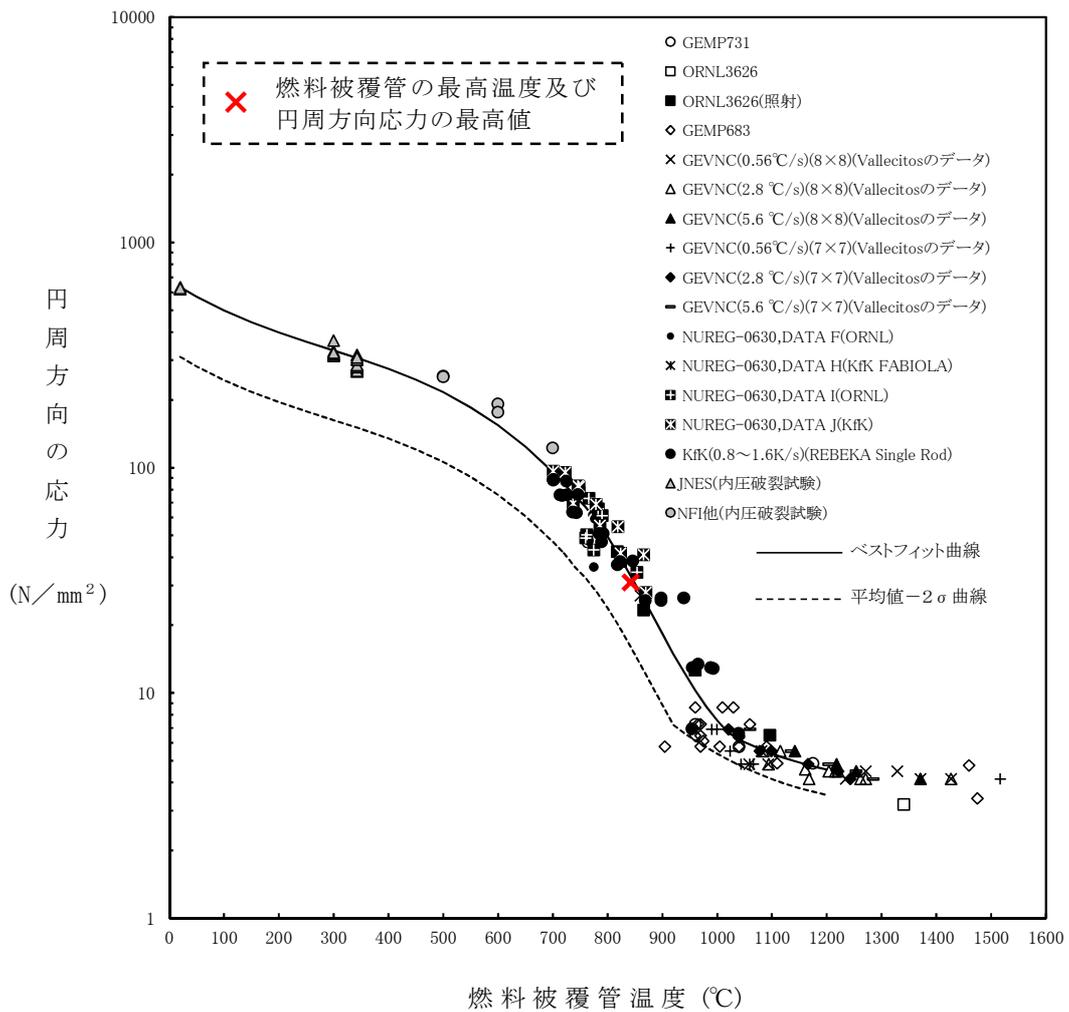
第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)



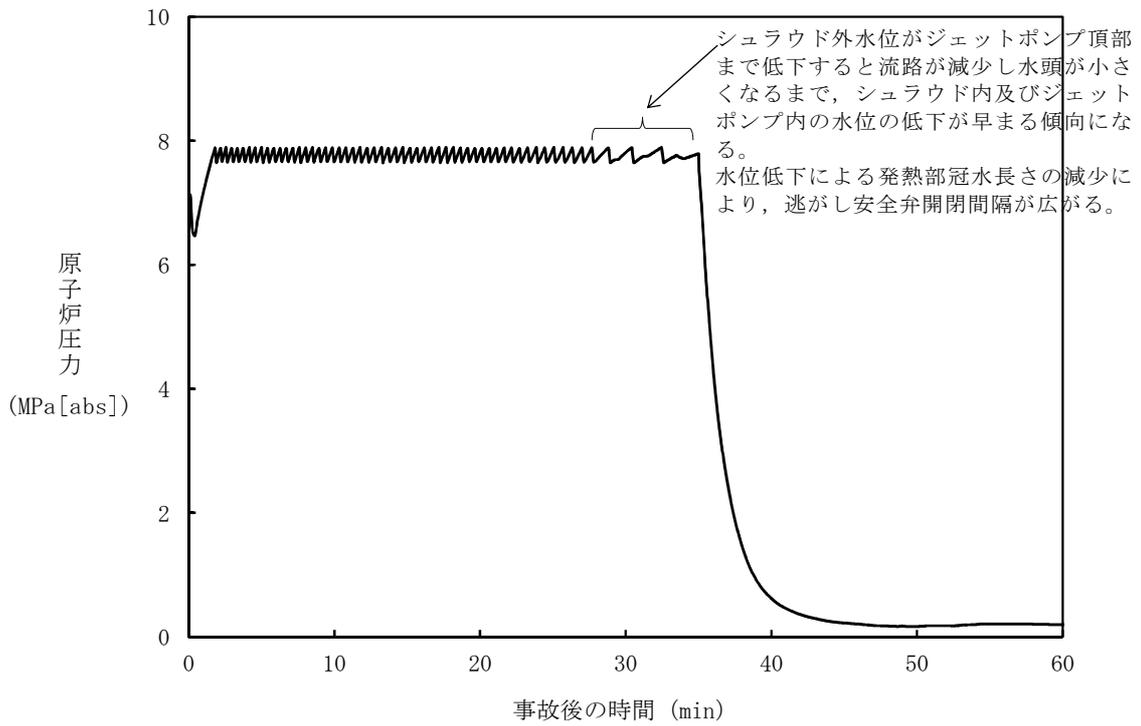
第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 9.5cm<sup>2</sup>の破断)



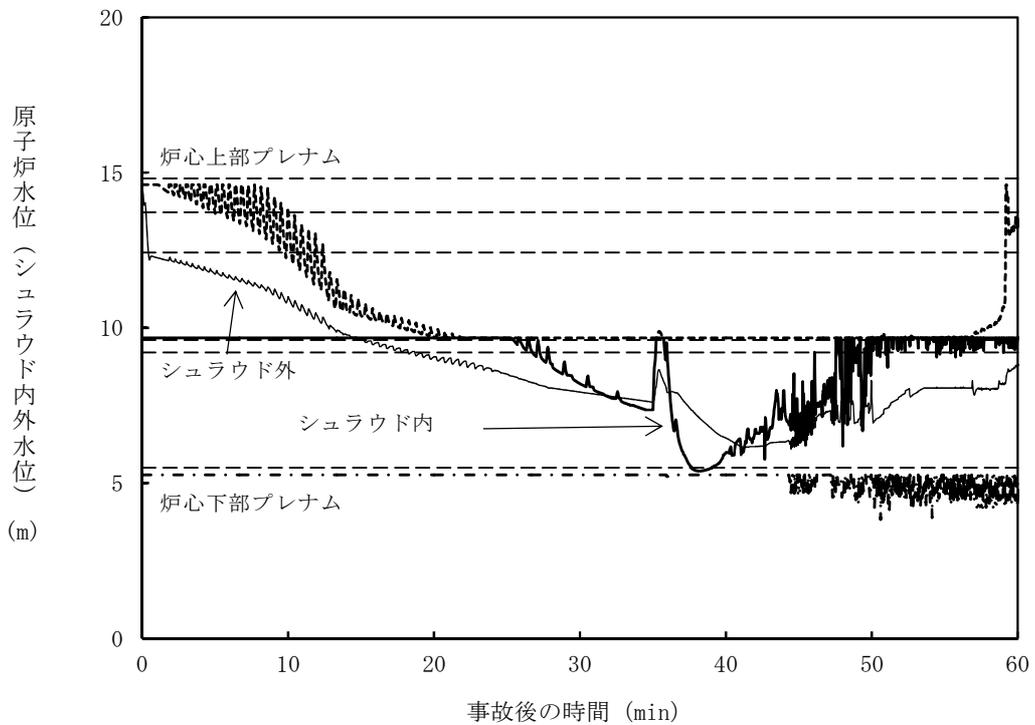
第 2.6-30 図 破断流量の推移 (約  $9.5\text{cm}^2$  の破断)



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 9.5cm<sup>2</sup>の破断)

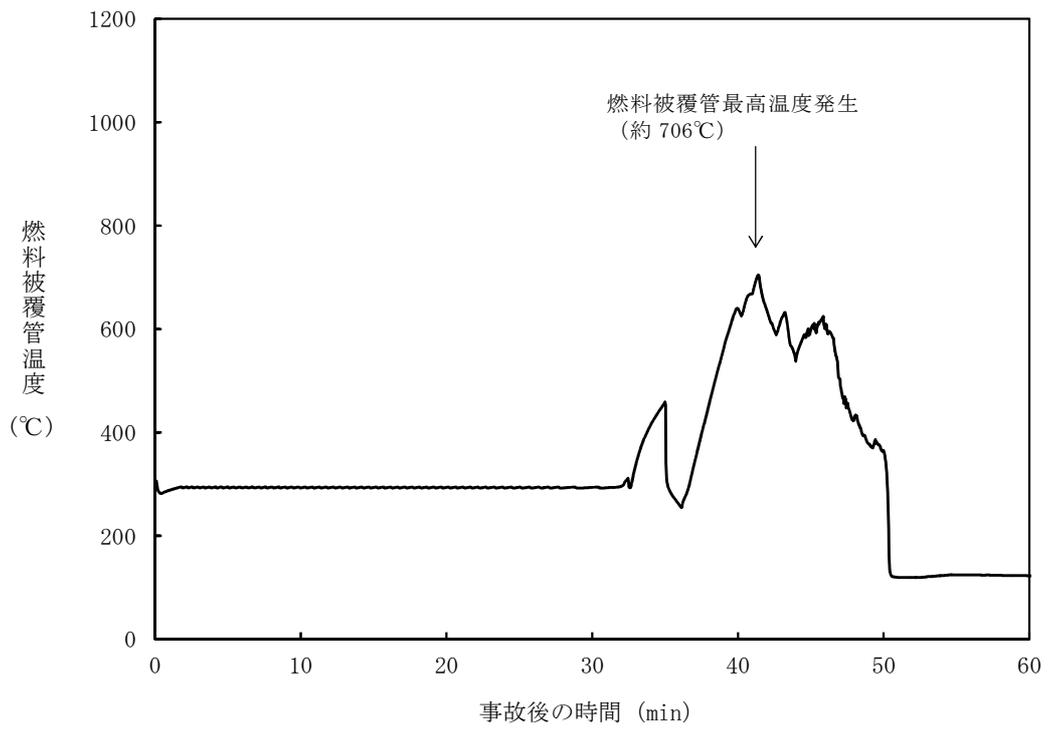


第 2.6-32 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



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)

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"> <li>原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> <li>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。</li> </ul>	—	—	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系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"> <li>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。</li> </ul>	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ*	—	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"> <li>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。</li> </ul>	—	—	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"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—
常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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>常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 個の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。</li> <li>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。</li> </ul>	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	—	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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・チェンバ*	—	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	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"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

■ : 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

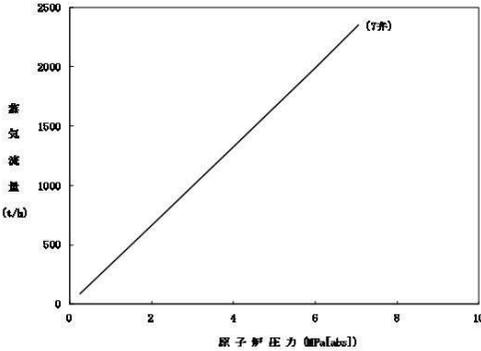
第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（1/5）

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, 300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) と 9 × 9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

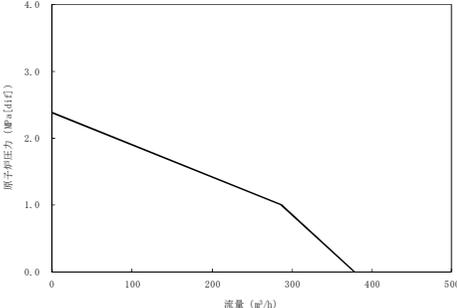
第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/5）

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 <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 (サプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	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-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 <sup>2</sup> 及び約 9.5cm <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 及び約 9.5 cm <sup>2</sup> 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	外部電源なし	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする

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 (代替原子炉再循環系ポンプ 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 (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	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 個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	低压代替注水系 (常設)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持  (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	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  <常設低压代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: $230\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ 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: $130\text{m}^3/\text{h}$ (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 ( $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ) 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)	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（サブプレッション・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

## 「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ェルで約  $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ 、サブプレッション・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

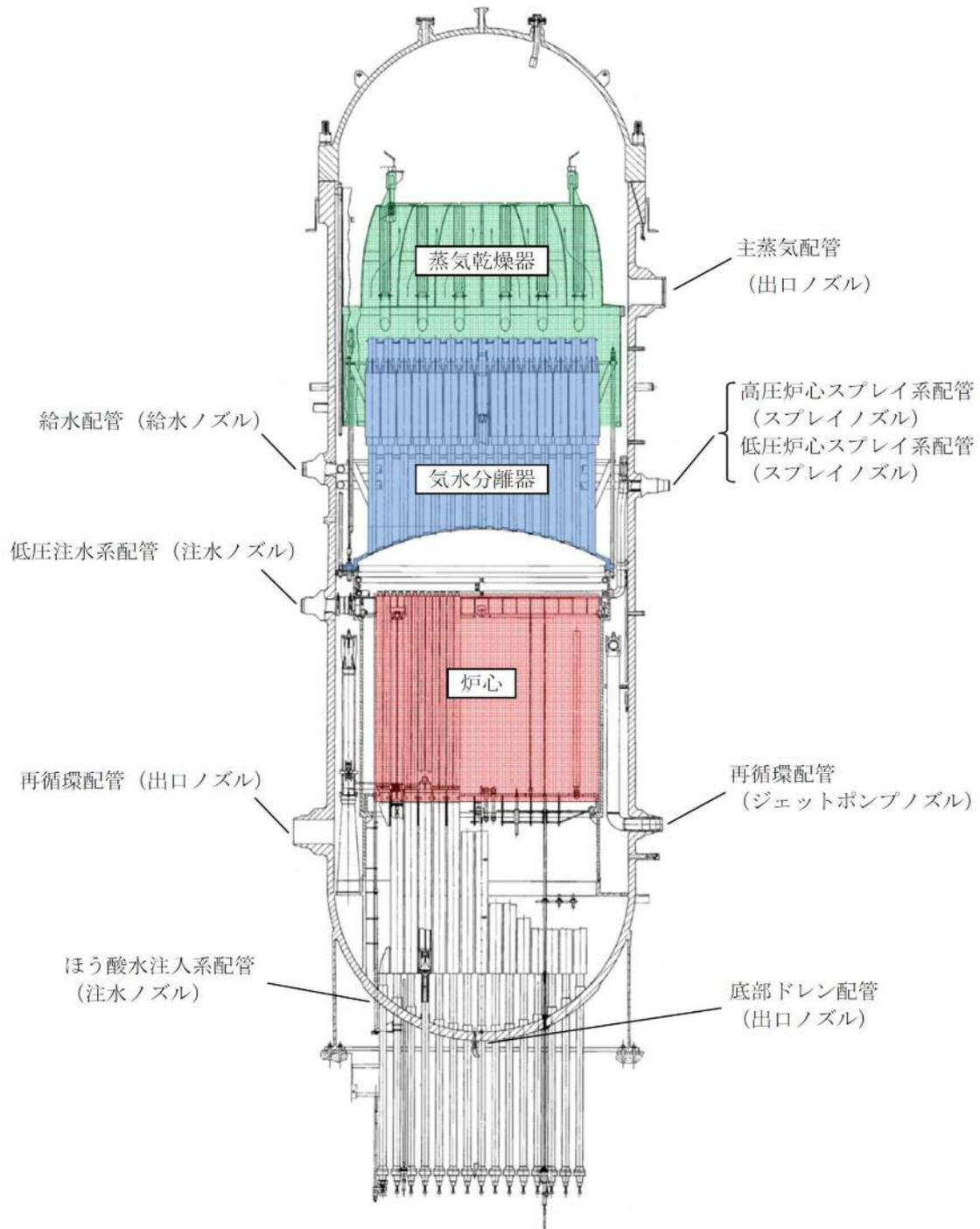
液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。

##### 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  $3.7 \text{ cm}^2$  ( $0.004 \text{ ft}^2$ ) 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 $3.7 \text{ cm}^2$	約 $338^\circ\text{C}$
b. 再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 $616^\circ\text{C}$
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 $617^\circ\text{C}$

### 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 9.5cm<sup>2</sup>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約 3.7cm<sup>2</sup>）と感度解析ケース（約 9.5cm<sup>2</sup>）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 <sup>2</sup>	無
	約 9.6 cm <sup>2</sup>	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 9.5cm<sup>2</sup>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 3.7cm<sup>2</sup>

の破断を事故条件として設定する。

また、約  $9.5 \text{ cm}^2$  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（ドライウエル圧力が  $13.7 \text{ kPa}[\text{gage}]$  に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、L O C A 時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  $224 \text{ cm}^2$  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  $9.5 \text{ cm}^2$  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  $9.2 \text{ cm}^2$  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126cm<sup>2</sup>）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、事象進展の厳しきとしては中破断LOCA相当となる。

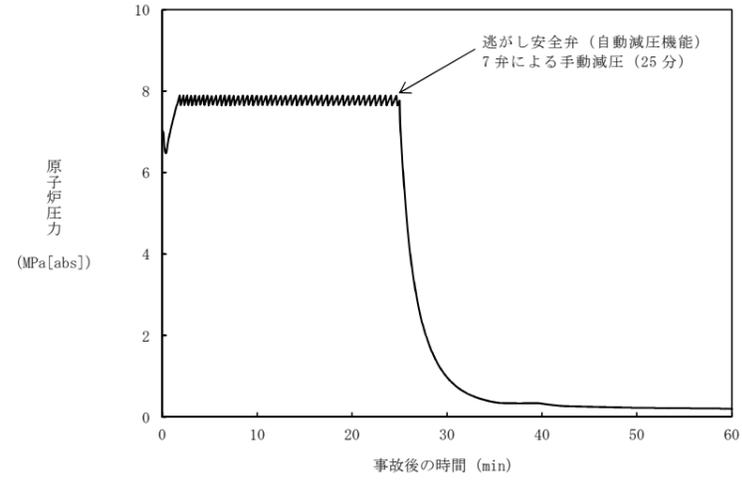
第4表 破断面積の感度解析結果

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 <sup>2</sup>	無
	約 225 cm <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	無
	約 9.6 cm <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	無
	約 9.3 cm <sup>2</sup>	有

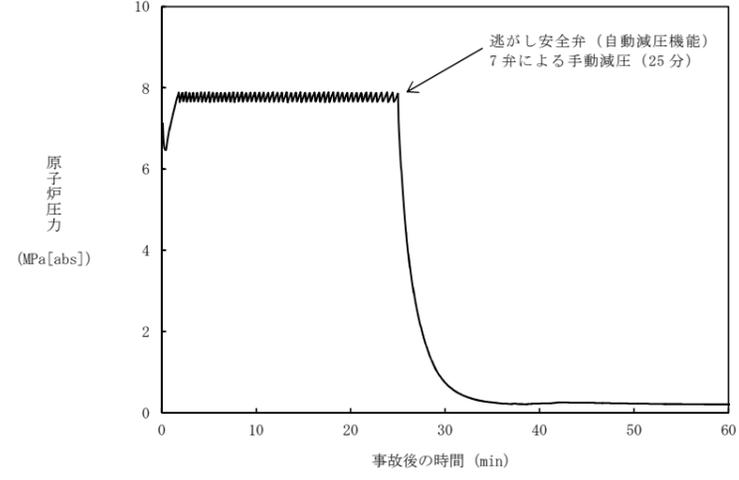
第5表 LOCA関連事象の分類定義

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		

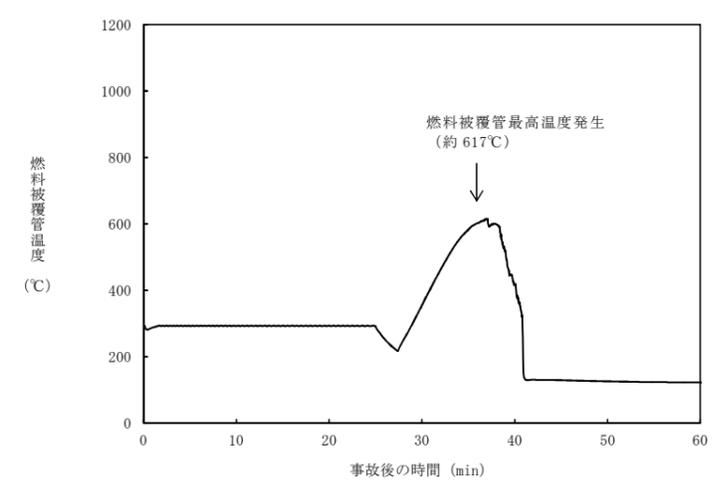
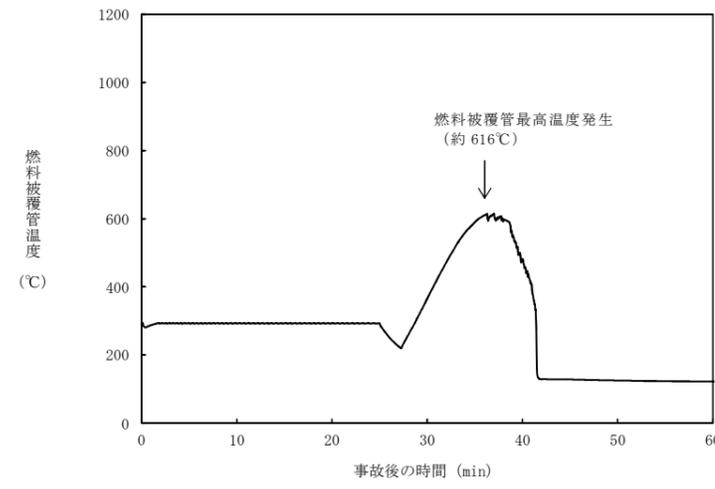
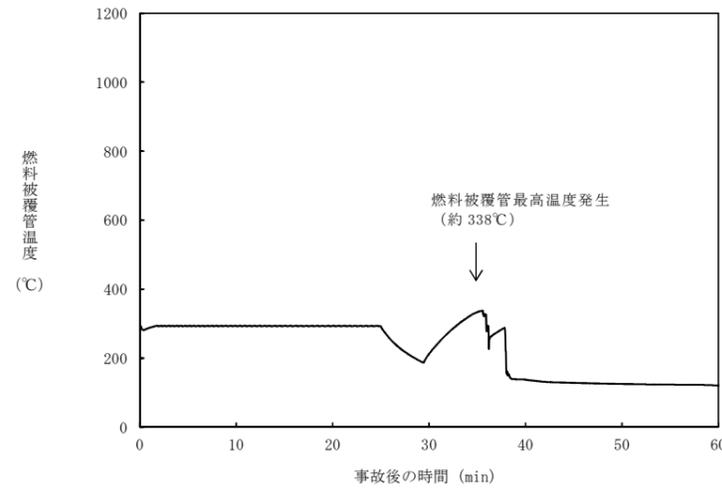
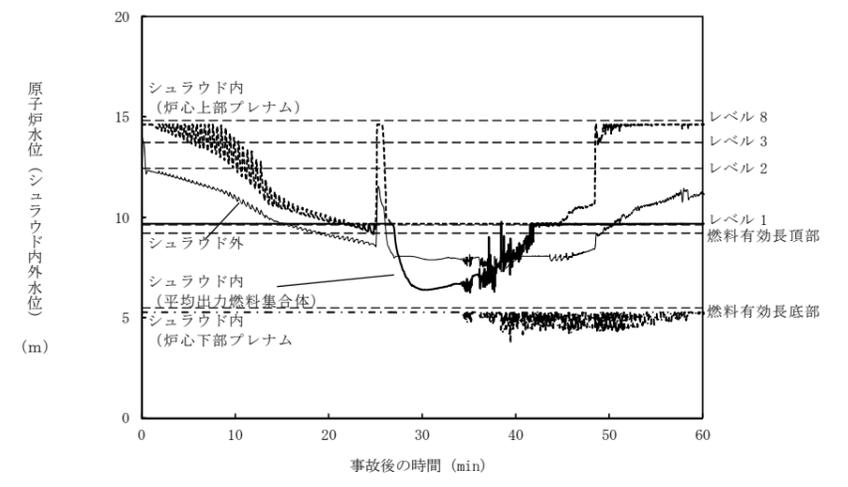
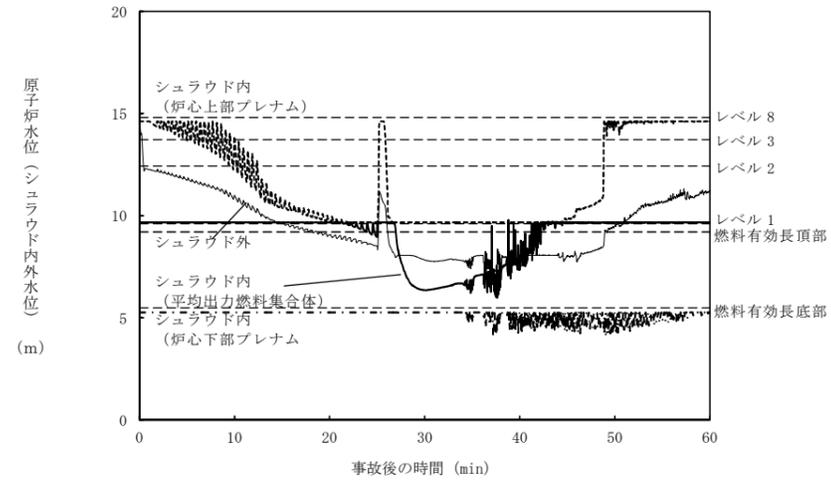
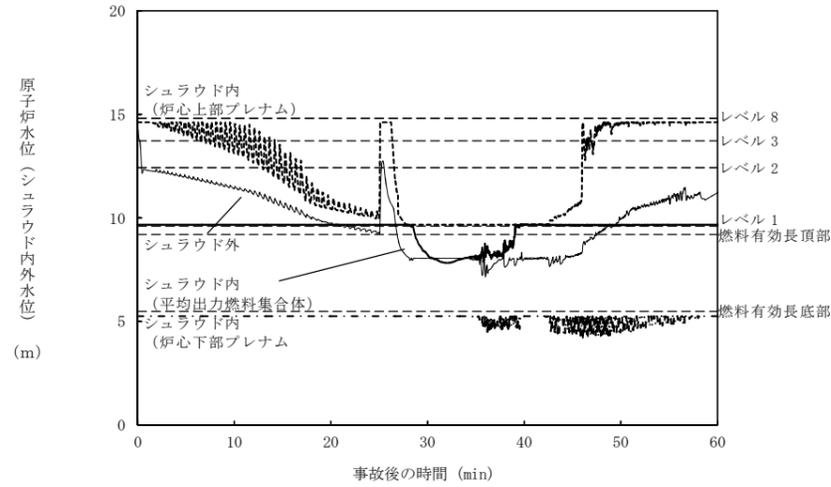
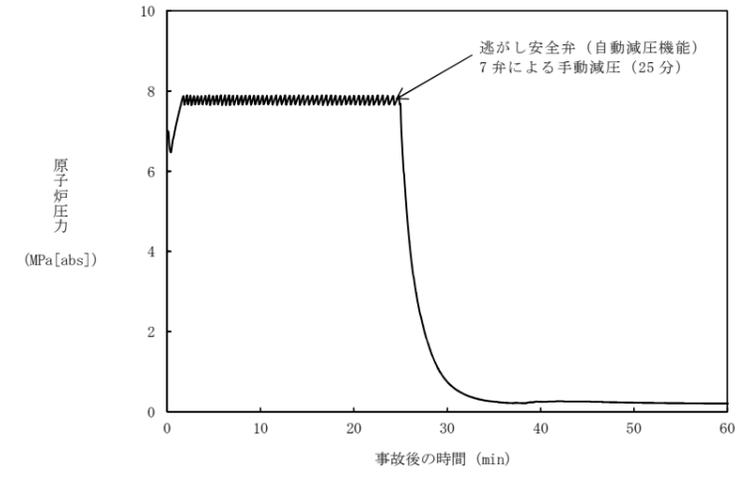
気相部配管（主蒸気配管）



シュラウド外液相部配管（再循環配管）



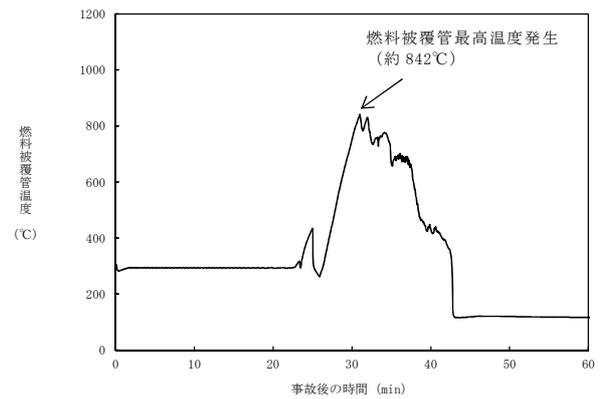
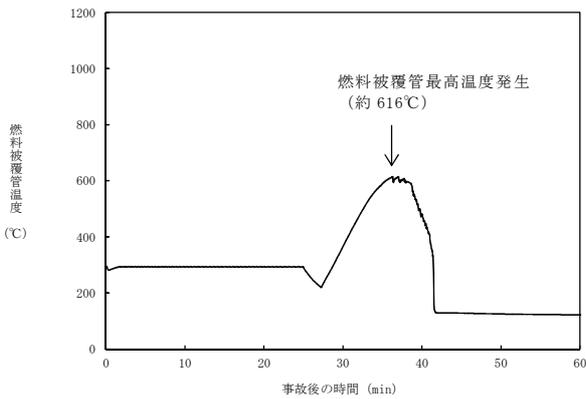
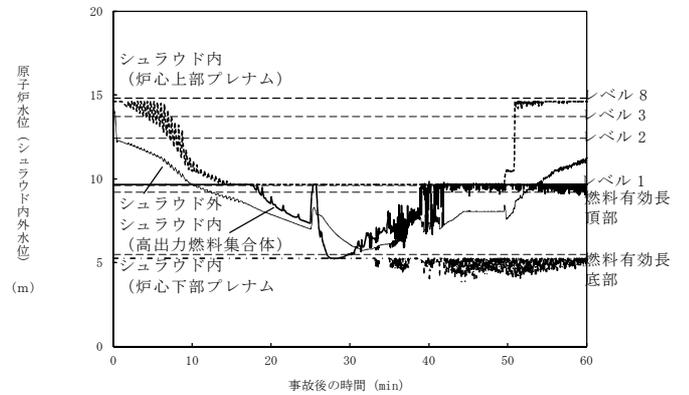
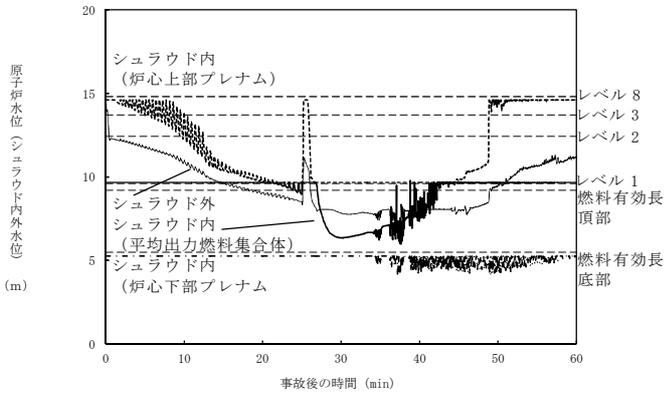
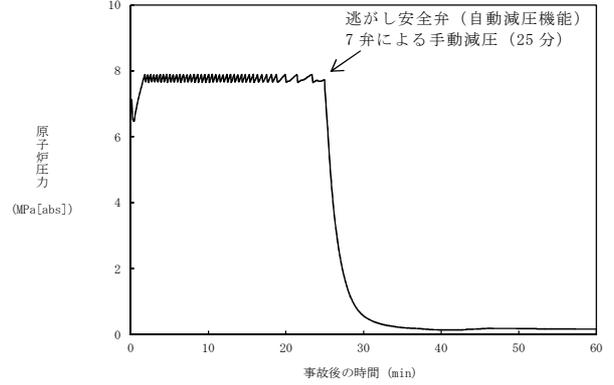
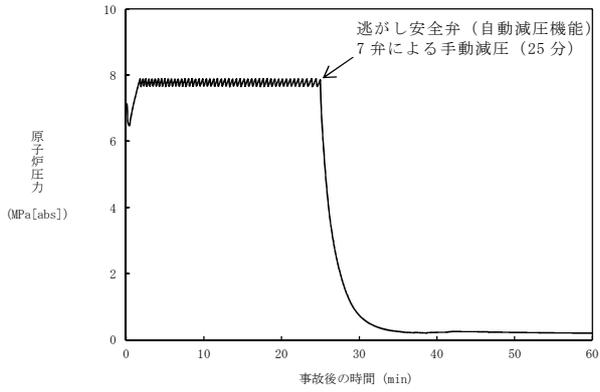
シュラウド内液相部配管（底部ドレン配管）



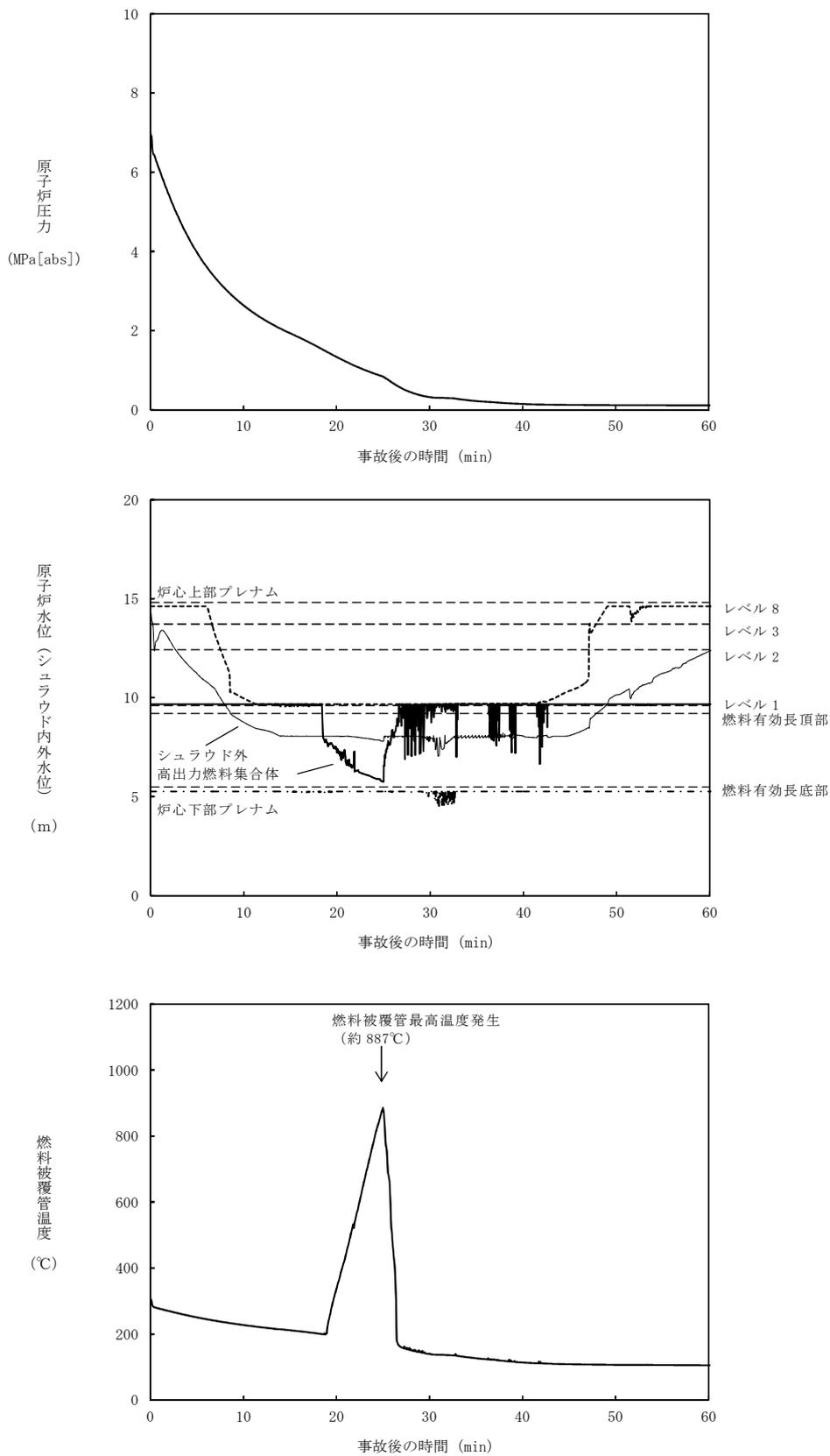
第2図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

破断面積：約 3.7cm<sup>2</sup>

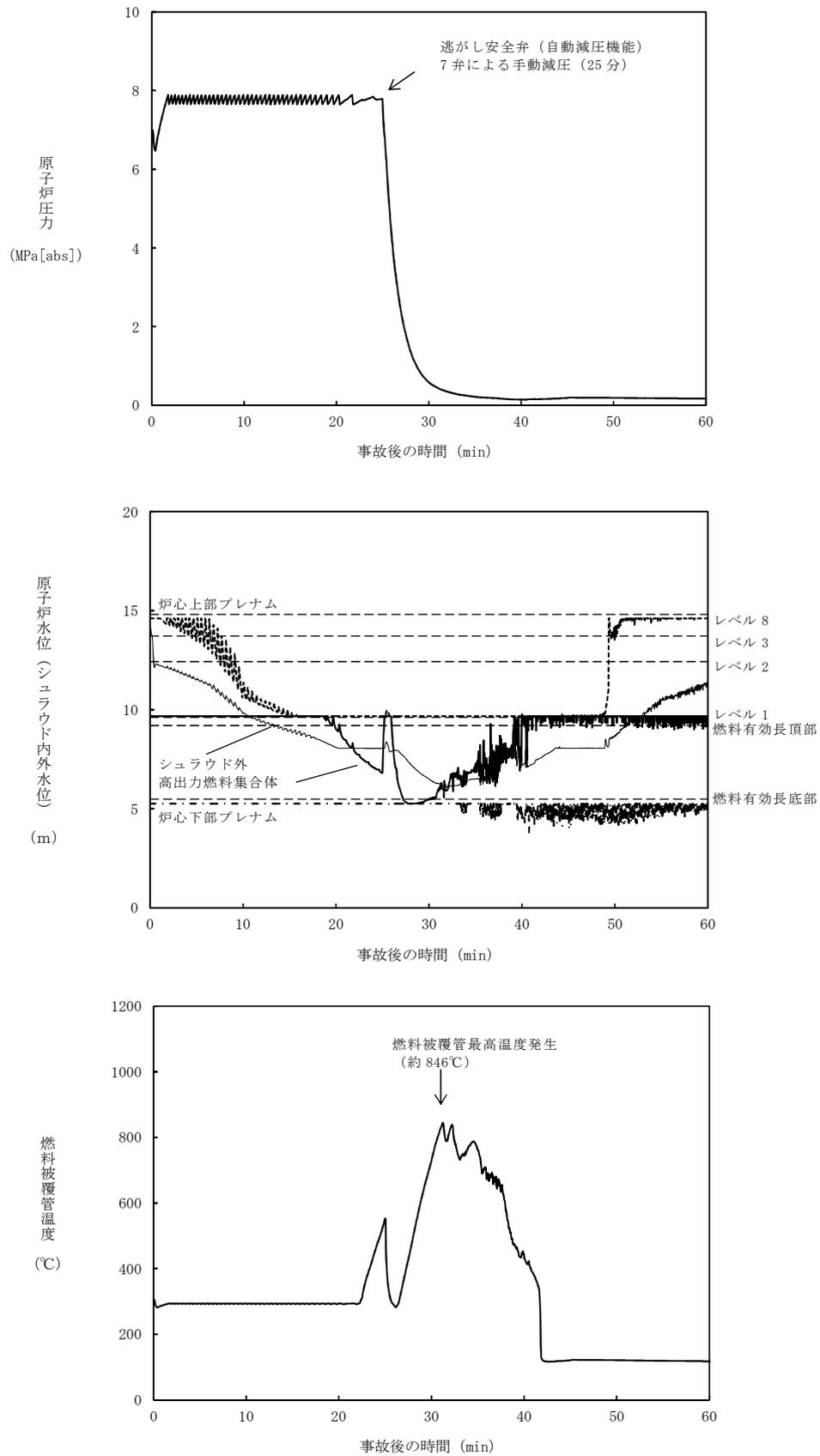
破断面積：約 9.5cm<sup>2</sup>



第3図 破断面積約 3.7cm<sup>2</sup>と約 9.5cm<sup>2</sup>とのパラメータ推移の比較



第 4 図 主蒸気配管に約  $224\text{cm}^2$  の破断面積を設定した場合



第5図 原子炉圧力容器底部ドレン配管に約9.2cm<sup>2</sup>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

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

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 <sup>※1</sup>	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 <sup>※1</sup>	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	$1.3 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	33	$8.4 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
HPCS	19	$7.2 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	19	$4.8 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
LPCS	19	$7.2 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	19	$4.8 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-A	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-B	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
RHR-C	21	$8.0 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	21	$5.3 \times 10^{-6}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
PLR	193	$7.4 \times 10^{-5}$	$1.5 \times 10^{-4}$	$1.1 \times 10^{-8}$	193	$4.9 \times 10^{-5}$	$1.5 \times 10^{-4}$	$7.4 \times 10^{-9}$
底部トレン	118	$4.5 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	118	$3.0 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
その他の原子炉圧力バウンダリ	342	$1.3 \times 10^{-4}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>	342	$8.7 \times 10^{-5}$	— <sup>※2</sup>	— <sup>※2</sup>
合計	787	$3.0 \times 10^{-4}$			787	$2.0 \times 10^{-4}$		

※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  $1.8 \times 10^{-8}$  /炉年である。なお，破断面積約  $9.5 \text{cm}^2$  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  $1.8 \times 10^{-8}$  /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  $3.0 \times 10^{-9}$  / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積  $224\text{cm}^2$  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  $3.0 \times 10^{-9}$  / 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"> <li>常設低圧代替注水系ポンプ</li> <li>常設高圧代替注水系ポンプ</li> <li>復水ポンプ</li> <li>電動消火ポンプ</li> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> <li>復水移送ポンプ</li> <li>制御棒駆動水圧系ポンプ</li> <li>ほう酸水注入系ポンプ</li> <li>代替循環冷却系ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ (RHR 経由)</li> <li>高圧サービス水系 (RHR 経由)</li> <li>RHR SW (RHR 経由)</li> <li>制御棒駆動機構ポンプ</li> <li>復水ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の中圧注入ポンプ</li> <li>サービス水系 (RHR 経由)</li> <li>復水ポンプ (給水ポンプバイパスライン追設)</li> <li>インターナルポンプ・シール水系ポンプ</li> <li>ほう酸水注入系ポンプ</li> <li>制御棒駆動水系ポンプ</li> <li>サブプレッションプールドレンポンプ (RHR 経由)</li> <li>1次系満水ポンプ</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>火災用ポンプ, ブースターポンプ (専用電源あり)</li> </ul>	<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 300m<sup>3</sup>/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"> <li>可搬型代替注水 中型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型消火ポンプ (サービス水系-RHR 経由)</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ</li> </ul>	

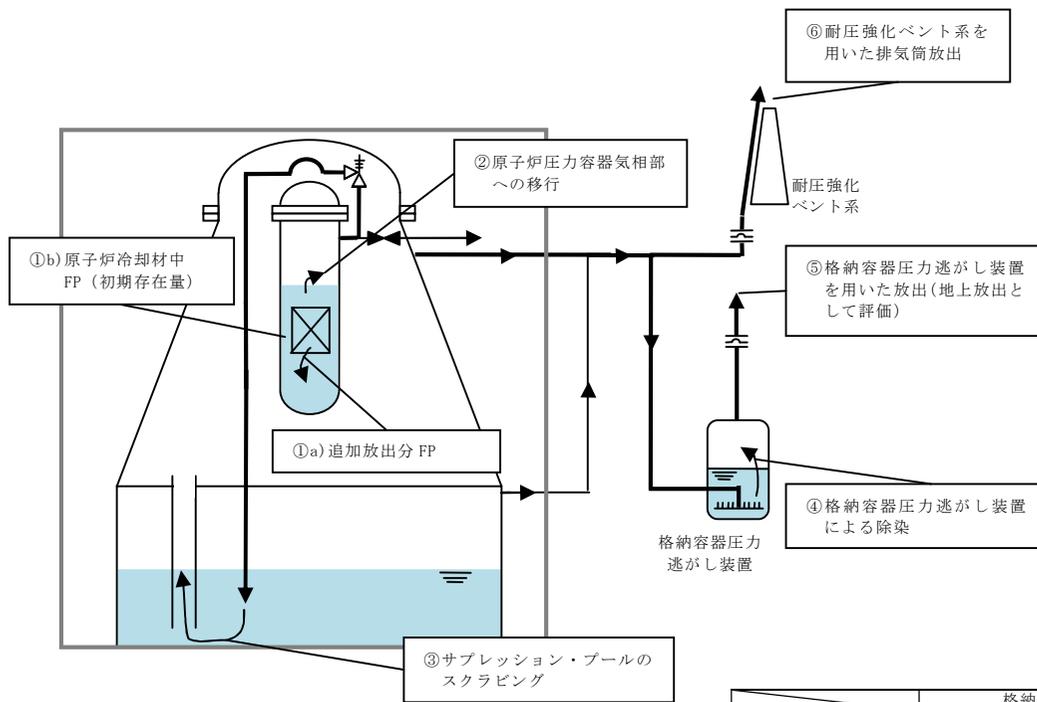
下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について

【事象の概要】

1. LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・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】 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は 5mSv に対して十分小さい。



【格納容器圧力逃がし装置】

	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分 FP 量	約 $6.0 \times 10^{15}$ Bq	約 $1.6 \times 10^{13}$ Bq (よう素全体の 4%)	約 $3.8 \times 10^{14}$ Bq (よう素全体の 96%)
①b)原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	$4.7 \times 10^{12}$ Bq
②原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10% (※ 1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの除染係数 (DF)	—	—	— (※ 2)
④格納容器圧力逃がし装置の除染係数 (DF)	—	50	100
⑤大気への放出量	約 $1.5 \times 10^{14}$ Bq (※ 3)	約 $2.0 \times 10^{10}$ Bq (※ 3)	約 $2.1 \times 10^{11}$ Bq (※ 3)

【耐圧強化ベント】

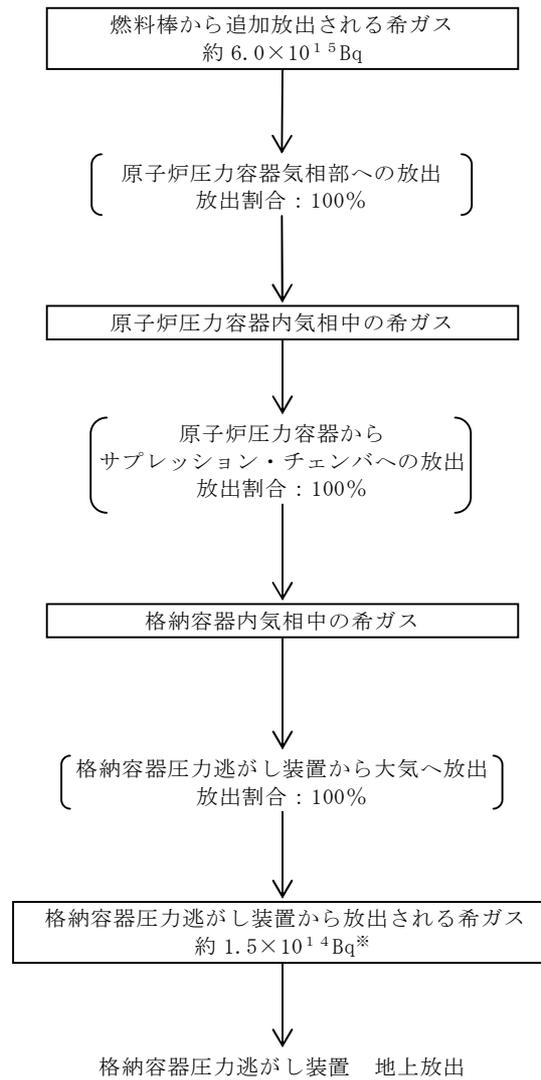
	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分 FP 量	約 $6.0 \times 10^{15}$ Bq	約 $1.6 \times 10^{13}$ Bq (よう素全体の 4%)	約 $3.8 \times 10^{14}$ Bq (よう素全体の 96%)
①b)原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	$4.7 \times 10^{12}$ Bq
②原子炉圧力容器気相部への移行割合	100%	10% (※ 1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの除染係数	—	—	— (※ 2)
⑥大気への放出量	約 $1.5 \times 10^{14}$ Bq (※ 3)	約 $1.0 \times 10^{12}$ Bq (※ 3)	約 $2.1 \times 10^{11}$ 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 DF を考慮しないものとする。

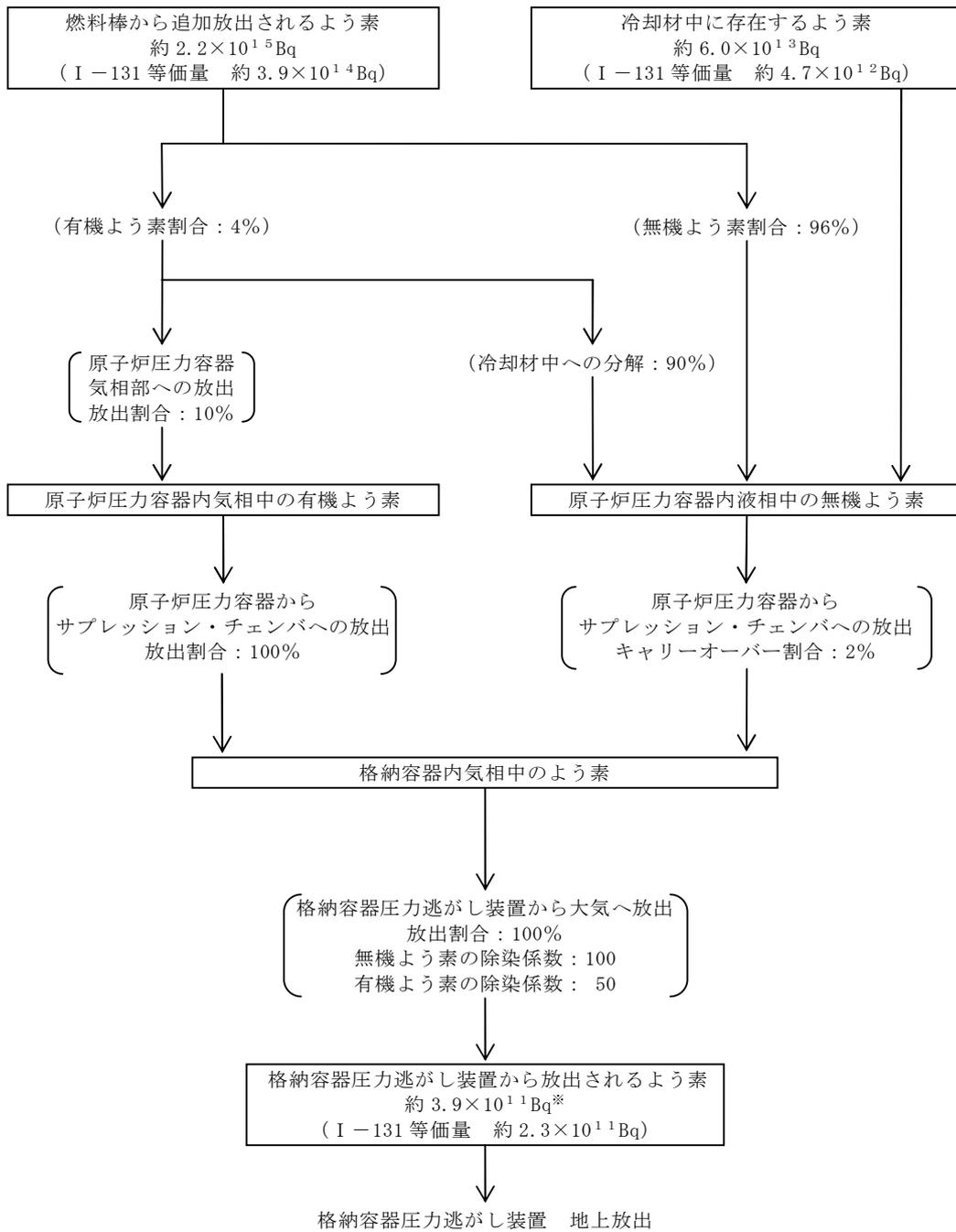
※ 3：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

気象条件	格納容器圧力逃がし装置（地上放出）	耐圧強化ベント（排気筒放出）
		<p>【非居住区域境界】</p> <p>相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) 約 <math>2.9 \times 10^{-5}</math> s/m<sup>3</sup></p> <p>相対線量 (D/Q) 約 <math>4.0 \times 10^{-19}</math> Gy/Bq</p> <p>【敷地境界】</p> <p>相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) 約 <math>8.2 \times 10^{-5}</math> s/m<sup>3</sup></p> <p>相対線量 (D/Q) 約 <math>9.9 \times 10^{-19}</math> Gy/Bq</p>
実効線量	<p>非居住区域境界：約 <math>1.6 \times 10^{-1}</math> mSv</p> <p>敷地境界：約 <math>4.1 \times 10^{-1}</math> mSv</p>	<p>非居住区域境界：約 <math>6.2 \times 10^{-1}</math> mSv</p> <p>敷地境界：約 <math>6.2 \times 10^{-1}</math> mSv</p>



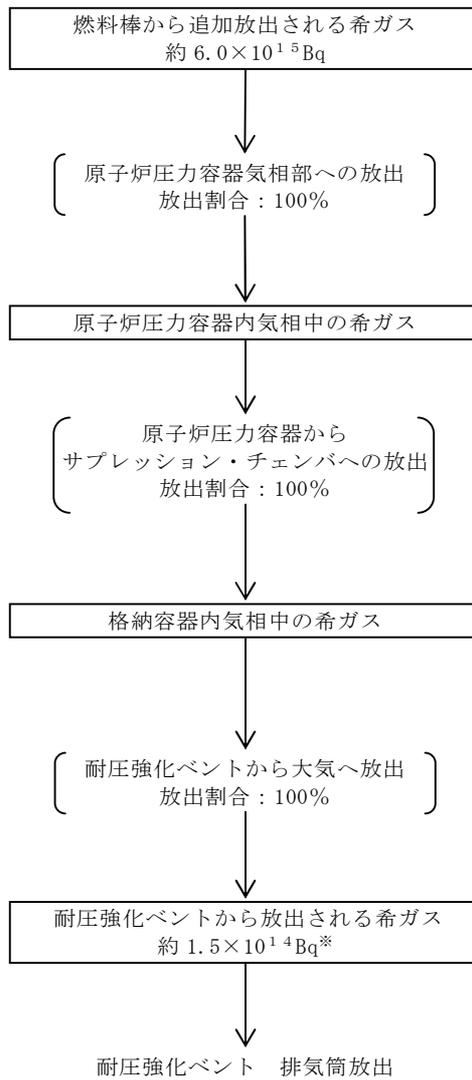
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



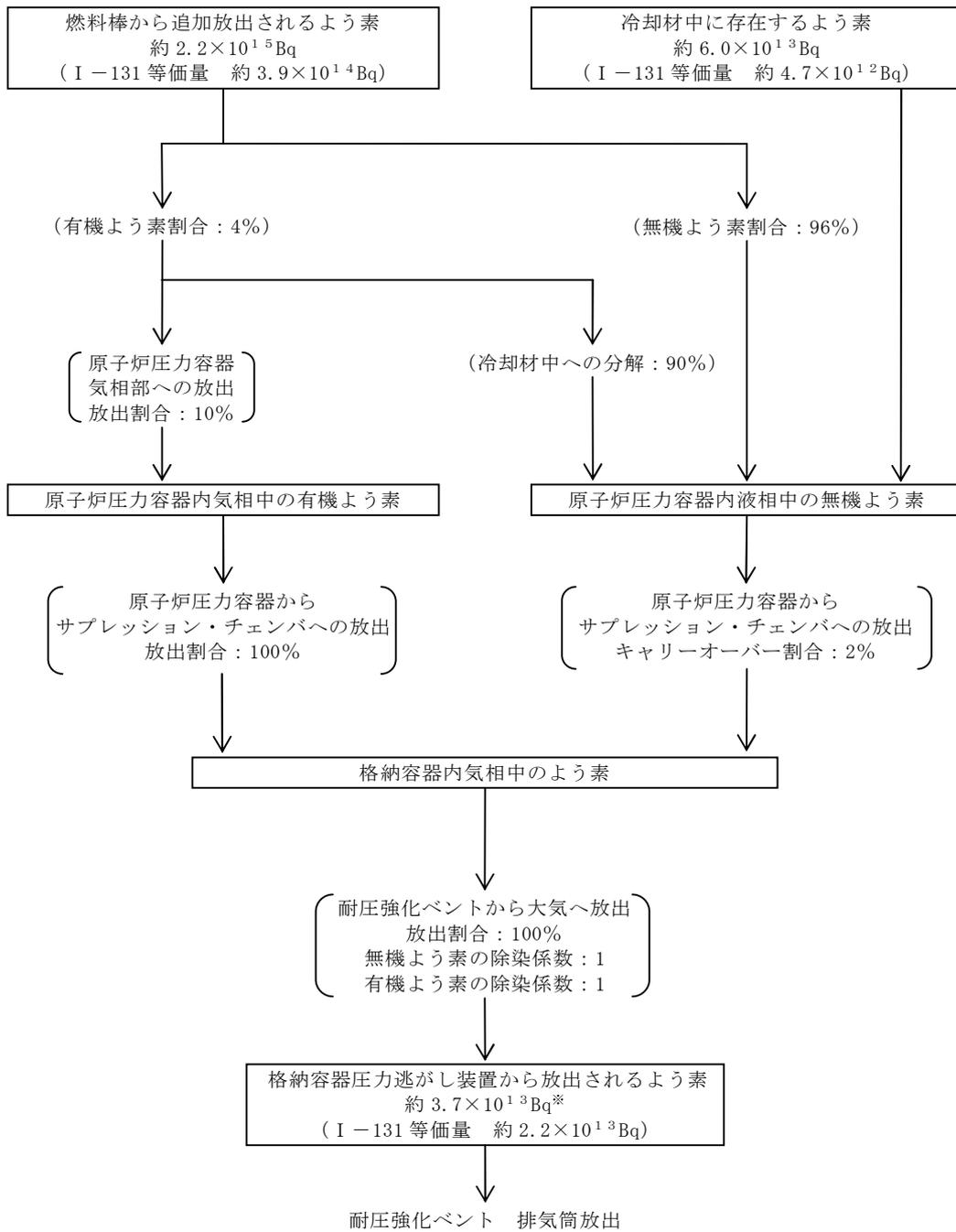
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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 耐圧強化ベント系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  
( $\gamma$  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 耐圧強化ベント系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

## 「LOCA時注水機能喪失」における線量評価について

## 1. 「LOCA時注水機能喪失」の線量評価について

「LOCA時注水機能喪失」の線量評価では、周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね 5mSv 以下）を確認することとしており、これは、安全評価指針<sup>\*1</sup>に基づく設計基準事故の線量評価における判断基準と同様となっている。

安全評価指針に基づく事故時の線量評価は、周辺公衆への放射線の影響を評価する観点から、従来から非居住区域境界に線量評価点を設定し評価しており、「LOCA時注水機能喪失」の線量評価についても非居住区域境界における評価を行っている。

また、有効性評価ガイド<sup>\*2</sup>では、「敷地境界で実効線量を評価」しており、「LOCA時注水機能喪失」においては、東海第二発電所の敷地（東海発電所含む。）境界に線量評価点を設定し、線量評価を行っている。

## 2. 線量評価点の設定について

「LOCA時注水機能喪失」におけ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ベント実施時の非居住区域境界及び敷地境界の線量評価を行った。

放出源は、格納容器圧力逃がし装置によるベントにおいては原子炉建屋屋上にある格納容器圧力逃がし装置排気口、耐圧強化ベント系によるベントにおいては排気筒とし、放出源を中心とした 16 方位（海側方位を除く。）における非居住区域境界及び敷地境界に線量評価点を設定した。非居住区域境界

※1 発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針

※2 実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド

の線量評価点を第 5 図及び第 6 図に示す。また、敷地境界における線量評価点を第 7 図及び第 8 図に示す。

### 3. 線量評価結果について

非居住区域境界及び敷地境界における陸側方位の線量評価結果のうち、最大の線量となる方位の線量評価結果を第 1 表に示す。また、操作時間余裕を把握するために実施した原子炉注水が 25 分遅れた場合の線量評価結果を第 2 表に示す。

耐圧強化ベント系によるベントにおいては、最大の線量となる方位の評価距離に大きな違いがないため、線量評価結果に影響はない。また、格納容器逃がし装置によるベントにおいては、評価距離の短縮により、敷地境界における線量が増加するが、有効性評価ガイドに基づく周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくリスクに対する判断基準である 5mSv を満足している。

第 1 表 「LOCA時注水機能喪失時」の線量評価結果

放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
耐圧強化ベント系によるベント	非居住区域境界	W	530m	$6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	W	500m	$6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
格納容器圧力逃がし装置によるベント	非居住区域境界	NW	600m	$1.6 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$4.1 \times 10^{-1} \text{mSv}$

第2表 「LOCA時注水機能喪失時」の線量評価結果

(原子炉注水が25分遅れた場合)

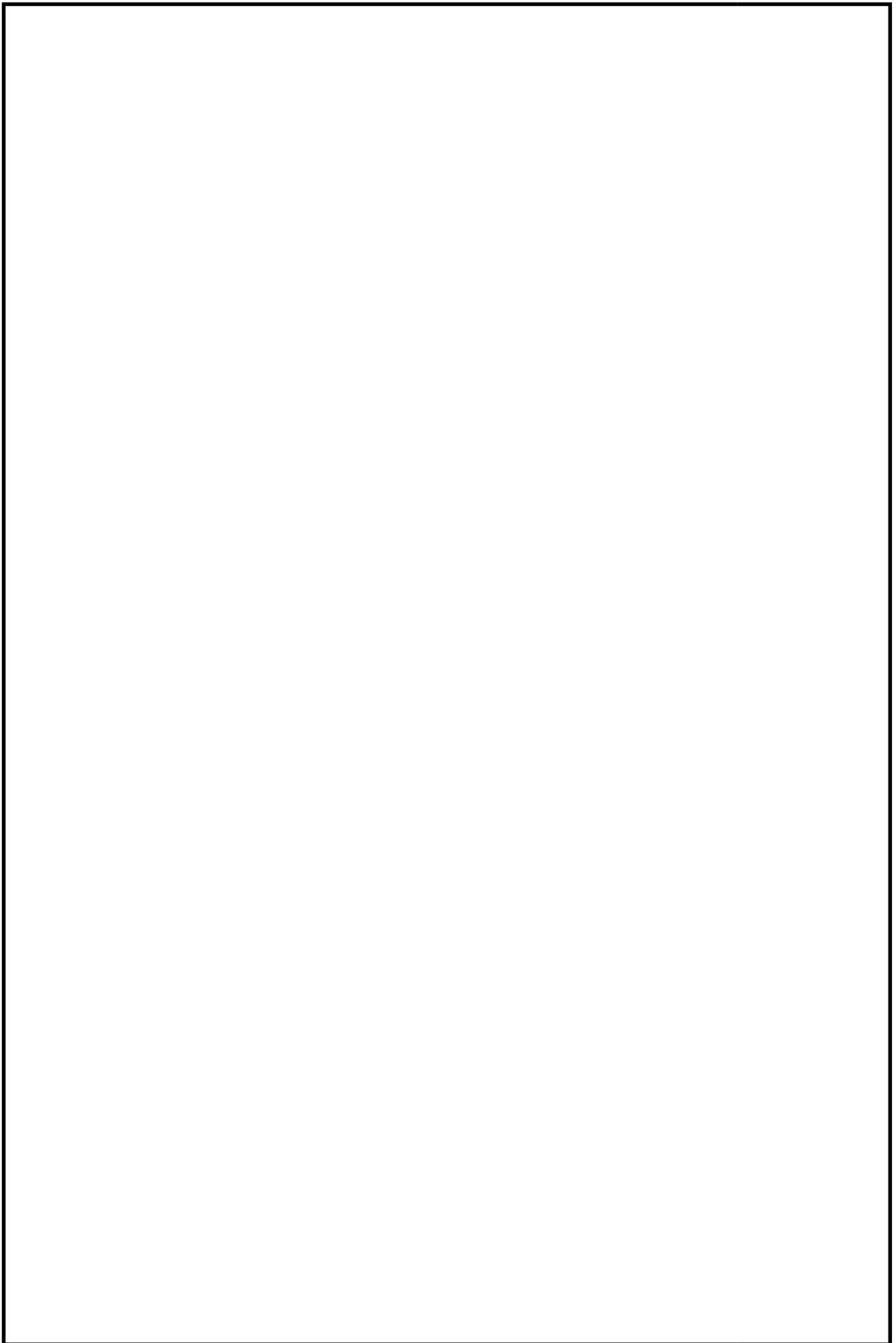
放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
耐圧強化ベント系によるベント	非居住区域境界	W	530m	$4.4 \times 10^0 \text{mSv}$
	敷地境界	W	500m	$4.4 \times 10^0 \text{mSv}$
格納容器圧力逃がし装置によるベント	非居住区域境界	NW	600m	$1.1 \times 10^0 \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$2.8 \times 10^0 \text{mSv}$

また、炉心損傷防止対策の有効性評価では、上記以外に「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「ISLOCA」という。）についても周辺公衆への放射線の影響を確認しており、非居住区域境界及び敷地境界における線量評価結果は第3表のとおりであり、判断基準である5mSvを満足している。

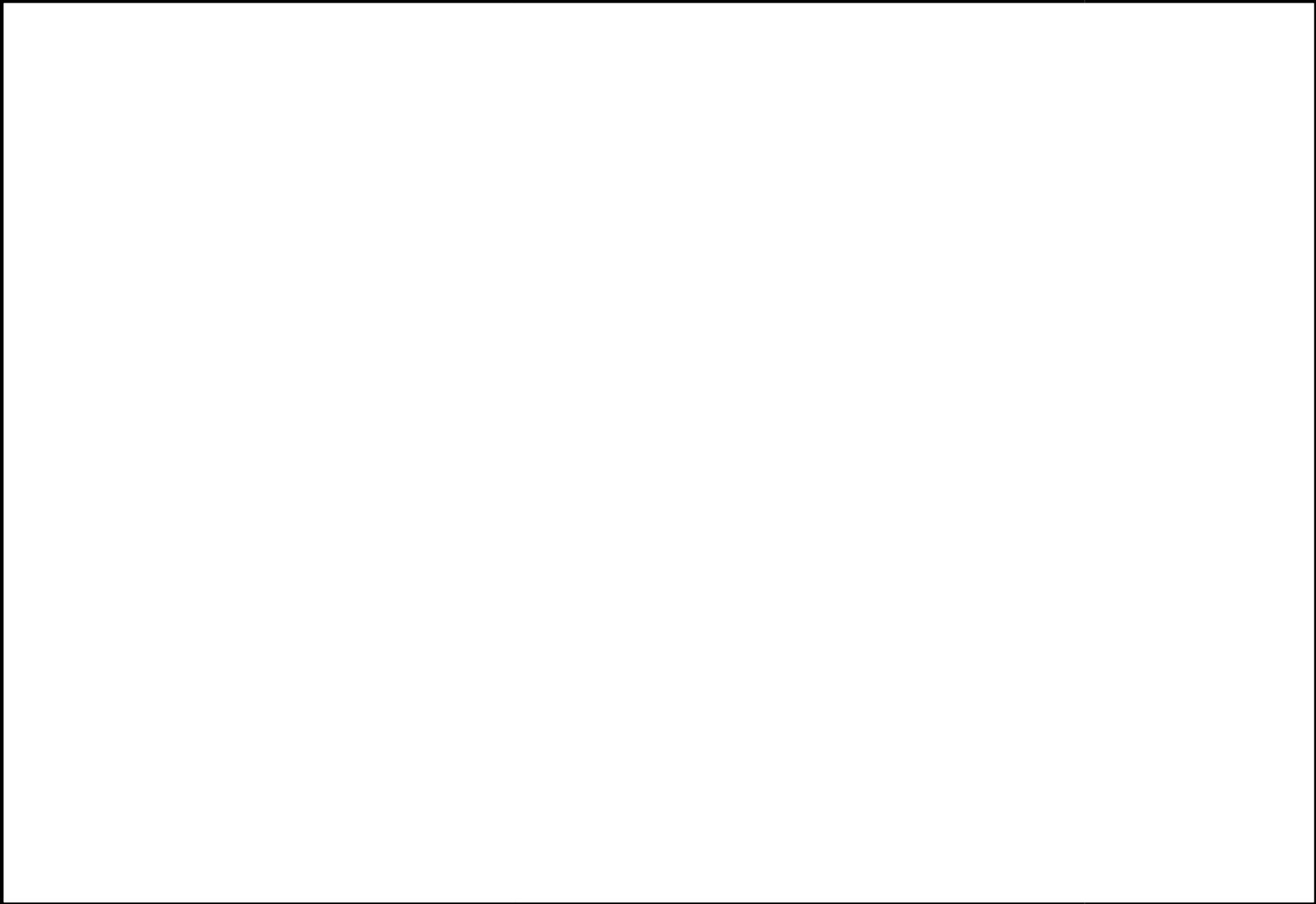
第3表 ISLOCA時の線量評価結果

放出源	評価地点	評価方位	評価距離	線量
原子炉建屋	非居住区域境界	NW	600m	$1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$
	敷地境界	SW	390m	$3.3 \times 10^{-1} \text{mSv}$

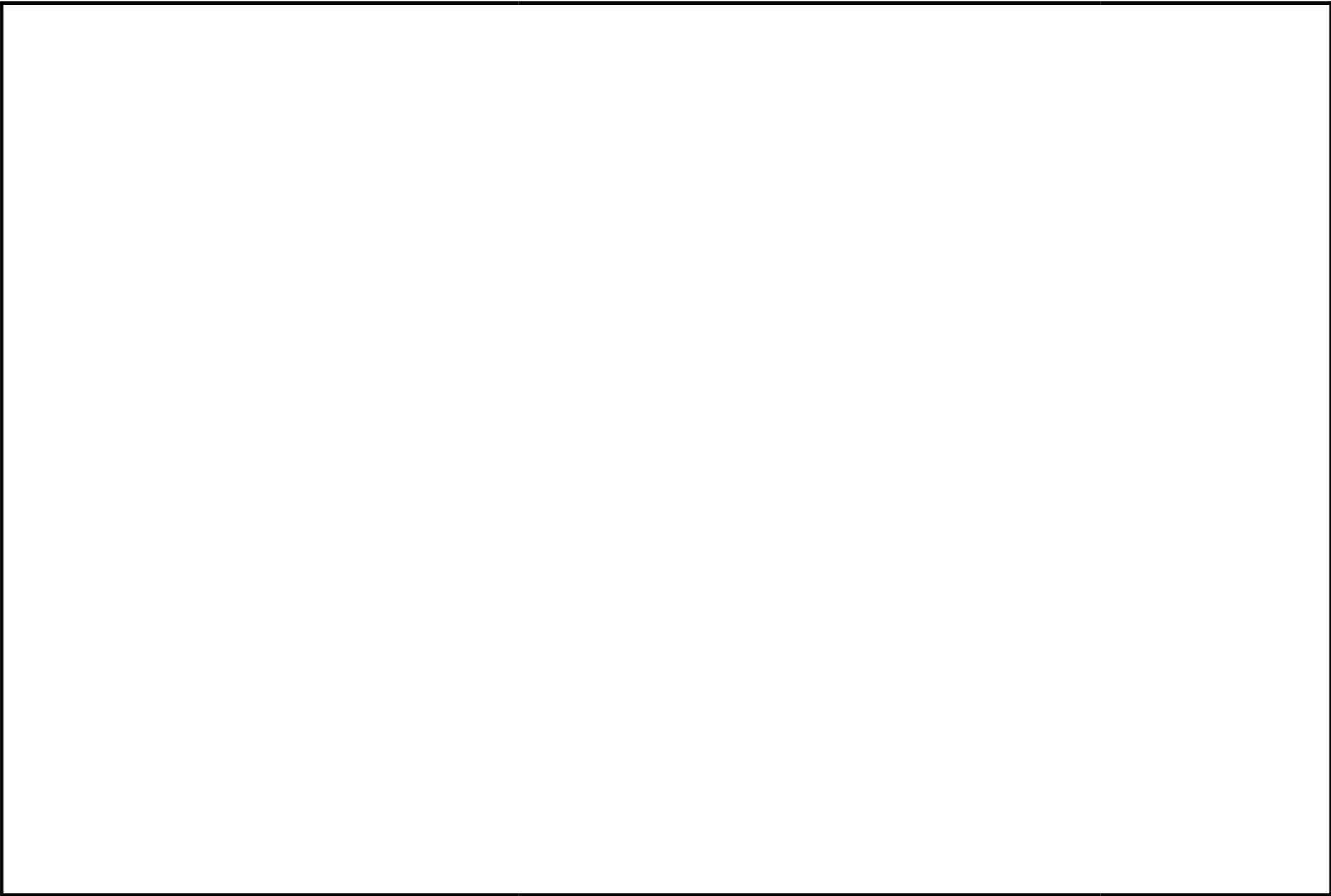
第 5 図 「耐圧強化ベント系によるベント」における非居住区域境界の線量  
添付 2.6.2-9



第 6 図 「格納容器圧力逃がし装置によるベント」の非居住区域境界の線量  
添付 2.6.2-10



第7図 「耐圧強化ベント系によるベント」における敷地境界の線量評価点



第 8 図 「格納容器圧力逃がし装置によるベント」における敷地境界の線量評価点

## 重大事故に至るおそれがある事故における 非居住区域境界の線量評価について

重大事故に至るおそれがある事故の線量評価において、隣接事業所（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構，国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域を含めた区域の境界に線量評価点を設定し、評価を行っている。

東海第二発電所では、既許可申請書における事故時の線量評価においては、従来から非居住区域境界に線量評価点を設定しており、新規制基準で求められている設計基準事故及び重大事故に至るおそれのある事故の線量評価においても以下の理由から非居住区域境界に線量評価点を設定し線量評価を行っている。

### 1. 既許可申請書における線量評価点について

当初申請においては、原子炉立地審査指針（以下「立地指針」という。）に基づく立地評価を行っており、立地評価では、周辺公衆の離隔に関する評価として、公衆が原則として居住しない区域（非居住区域）外で周辺の公衆に放射線障害を与えないことを確認するとしている。

周辺監視区域内は、法令により人の居住を禁止すること、業務上立ち入る者以外の者の立ち入りを制限することとなっていることから、東海第二発電所の敷地を取り囲むように設定されているJAEAの周辺監視区域内も含めた非居住区域に、線量評価点を設定し、事故時の線量評価を行っている。（参考2参照）

また、後に定められた「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）に基づく安全設計評価においては、事故時の周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを

確認するとしているが、周辺の公衆に与える放射線の影響を評価する観点では、立地評価の考え方と同等であり、東海第二発電所においては、安全設計評価における線量評価点についても非居住区域境界とした。

## 2. 新規制基準に係る変更申請における線量評価点について

現在も、線量評価点の考え方は当初申請から変わりがなかったことから、東海第二発電所の隣接事業所（JAEA、国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域（周辺監視区域）境界を線量評価点としている。

新規制基準で求められている評価である、設計基準事故及び重大事故に至るおそれのある事故においても周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを確認することとしており、周辺の公衆に与える放射線の影響を評価する観点では、従来からの考え方から変わりがなかったことから、非居住区域境界に線量評価点を設定し線量評価を行っている。（参考3参照）

## 3. JAEAとの整合性について

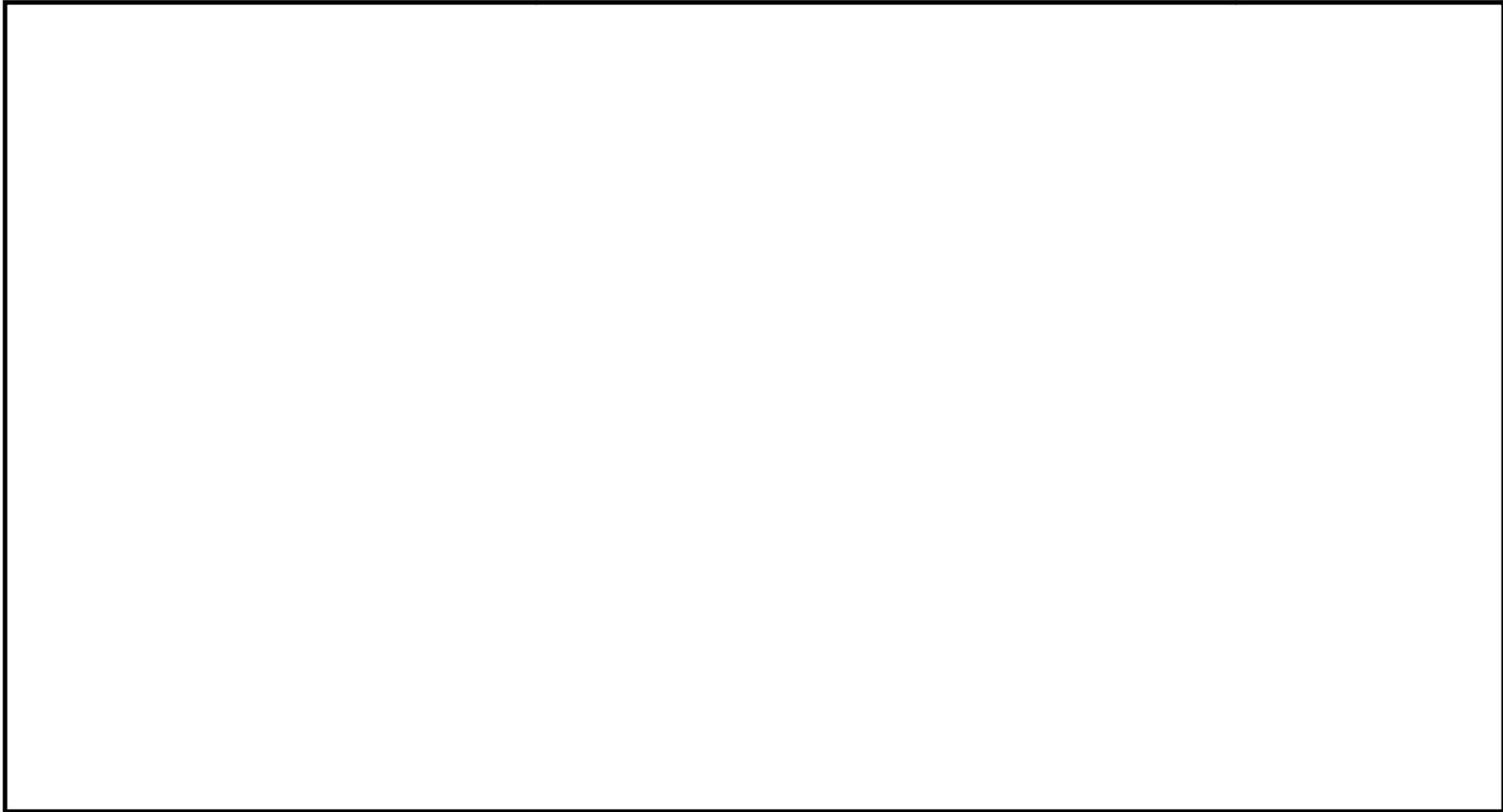
JAEAの試験研究炉等（NSRR、STACY、JRR-3等）の原子炉に係る原子炉設置許可申請書の事故時の評価においても、東海第二発電所の線量評価点の設定と同じ考え方から、東海第二発電所と同様に周辺施設を含めた、非居住区域境界に線量評価点を設定し評価を行っている。

## 東海第二発電所の敷地及び非居住区域について

昭和30年代に東海発電所は、現在の国立研究開発法人日本原子力研究開発機構（以下「JAEA」という。）の敷地内に当社が土地を取得し、建設が進められ、敷地境界に周辺監視区境界が設定された。（参考第2-1図参照）

昭和40年代に東海第二発電所は、東海発電所の敷地及び周辺監視区域内に設置することとし、建設資機材置場を設置する場所を確保するために、仮設用地として東海発電所から北側のJAEAの土地を借用することとした。この際に、建設資機材置場を含めた敷地を周辺監視区域とすることとし、東海発電所の周辺監視区域を北側に東海第二発電所から約540m地点、西側は国道245号線沿いまで拡大し、JAEAの周辺監視区域を含めて非居住区域とした。（参考第2-2図参照）

その後、東海発電所から北側の敷地については、一部を除き当社が土地を取得し、現在の敷地及び周辺監視区域となり、隣接事業所の周辺監視区域を含めて非居住区域とした。（参考第2-3図参照）



参考第 2-1 図 東海発電所  
申請許可時  
(昭和 30 年代)

参考第 2-2 図 東海第二発電所  
当初申請時  
(昭和 40 年代)

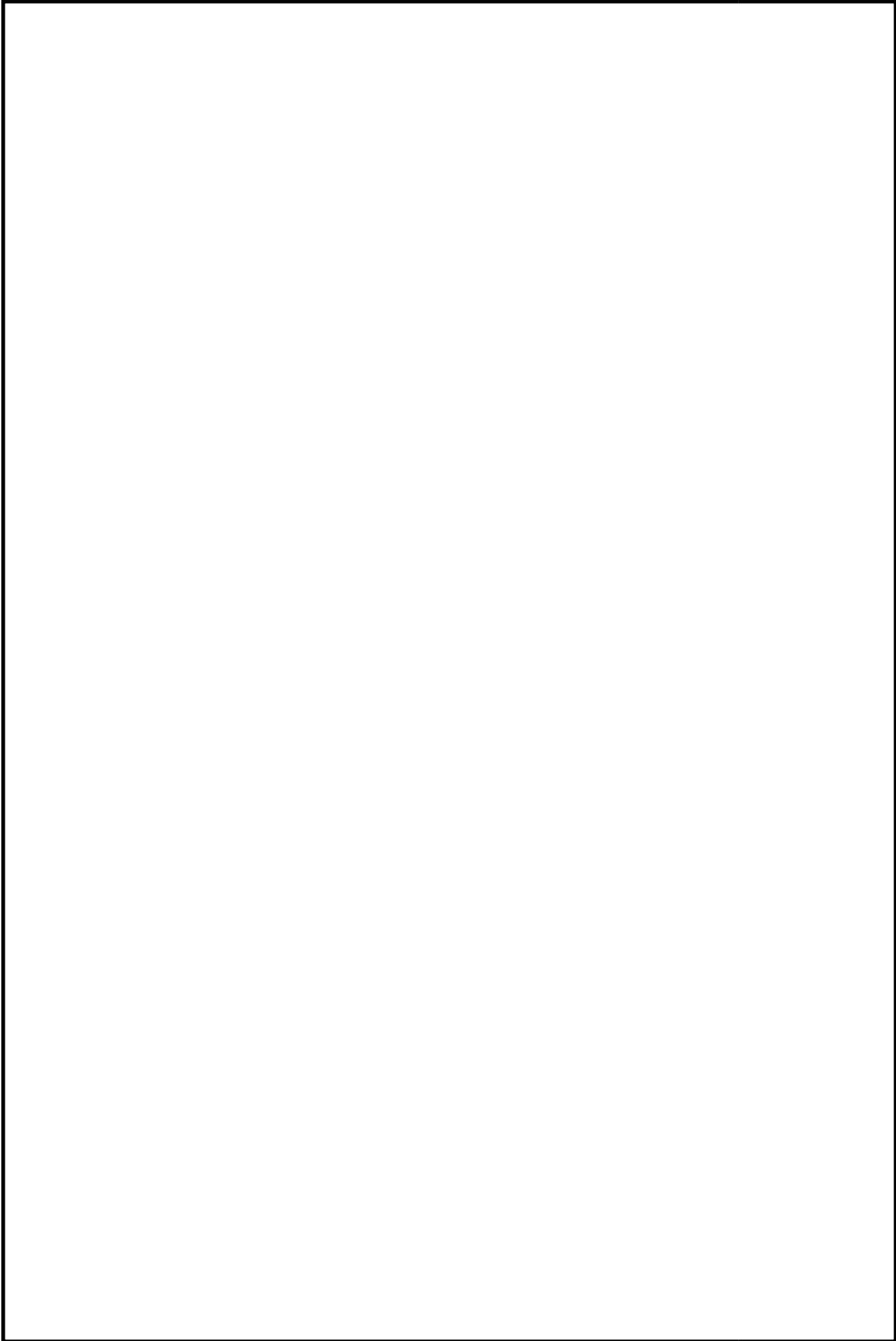
参考第 2-3 図 東海第二発電所  
新規制補正申請時  
(平成 29 年)

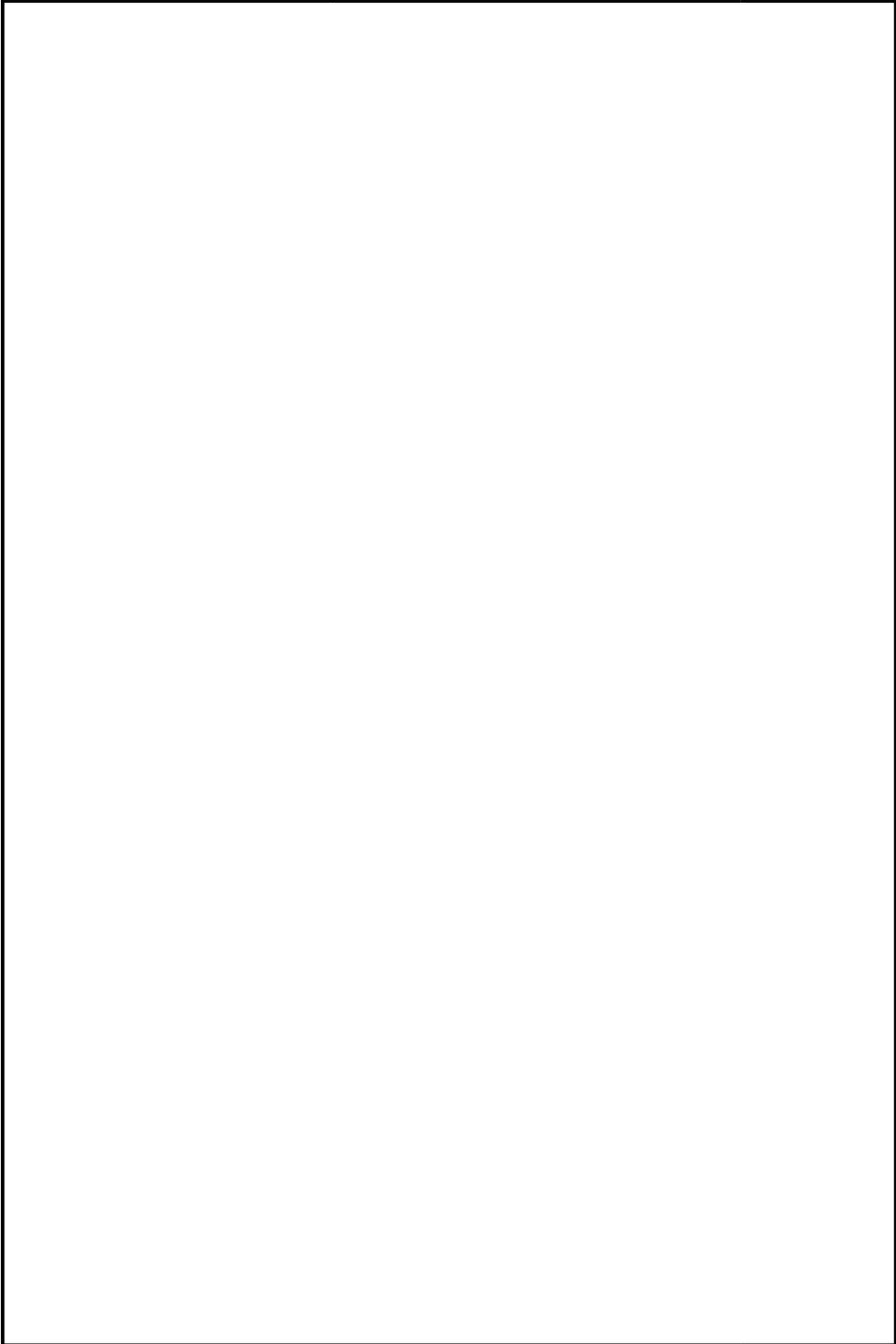
- 東海及び東海第二発電所の周辺監視区域境界
- 隣接事業所の周辺監視区域境界
- ..... 非居住区域境界

-  東海及び東海第二発電所敷地
-  隣接事業所敷地
-  東海第二発電所建設資材仮設用地

### 既許可申請書の線量評価点について

東海第二発電所の既許可申請書における線量評価においては、東海発電所及び東海第二発電所に隣接する事業所（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、国立大学法人東京大学及び公益財団法人核物質管理センター）の非居住区域を含め、参考第3-1図及び参考第3-2図に線量評価点を示すとおり、その境界に線量計算点を設定し、放出された放射性物質による線量が最大となる地点を選定している。





## 非居住区域内の来訪者等について

東海第二発電所及び隣接事業者の非居住区域内には資機材運搬、会議等で立入る者がいるが、非居住区域（周辺監視区域）の入域に当たっては業務上立入ることを確認しており、立入者の人数、所在等を把握しており、事業者の指示に従い行動することになる。また、事故等の際には、非居住区域内の立入者の不要な被ばくを避けるために、非居住区域外への退避等の必要な対処を迅速に行うこととなる。

具体的な対応については、各事業所が原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）に基づき定めている、原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）に記載されており、防災業務計画には、発電所敷地内の原子力災害活動に従事しない者及び来訪者等の退避に当たっては、退避誘導員を配置し、退避場所への退避が迅速かつ適切に行えるように特に配慮することとしている。

なお、東海第二発電所と隣接事業所においては、緊急事態が発生した場合における各事業所の相互協力のための「原子力事業所安全協力協定（東海ノア協定）」を締結しており、事故等が発生した場合には相互に連絡を取り対応を行うこととしている。また、「東海ノア協定」に基づき、緊急事態を想定した総合訓練を定期的に行っており、通報連絡を迅速に行うことができることを確認している。

上記から、東海第二発電所の事故等の際には、隣接事業者への連絡通報を迅速に行うことができ、隣接事業所においても、非居住区域内の来訪者等について退避等の必要な対応を速やかに行うことができる。

また、事故等の際に原子力災害の発生、拡大防止に必要な施設維持等の業務を行う原子力防災要員等については、非居住区域内にとして留まる可能性があ

る。原子力防災要員等においては、放射線の環境状況により判断することとなるが、既設の放射線管理設備により放射線業務従事者の線量限度、緊急作業時の線量限度等に基づき放射線管理を行い対応することが可能である。

別紙 1 添付 1 原子力事業者安全協定（東海ノア協定）

別紙 1 添付 2 協定発足の経緯

別紙 1 添付 3 協定加盟事業者

## 原子力事業所安全協力協定

(平成12年1月20日締結)

改正 平成17年10月1日

改正 平成23年5月16日

改正 平成25年9月1日

改正 平成28年4月1日

### (目的)

第1条 この協定は、東海村、大洗町、銚田市及び那珂市に所在する原子力事業所（以下「事業所」という。）が相互に協力し、各事業所の施設の安全確保と従業員の資質の向上を図るとともに、その施設において緊急事態が発生した場合に、各事業所が相互に協力して対応することを目的とする。

### (信義誠実の原則)

第2条 各事業所は、この協定の履行にあたって信義に従い誠実にこれを行うものとし、前条の活動における各事業所の行為によって生じた損害等については、この協定において別に定めるものを除き、相互に賠償又は補償の責を負わないものとする。

### (協力活動の範囲)

第3条 この協定に基づき行う協力活動は、次の各号に掲げる事項とする。

- (1) 各事業所が行う自主保安に係る点検協力活動
  - (2) 従業員等に対して行う安全教育に係る協力活動
  - (3) 安全管理に係る情報等の交換に係る協力活動
  - (4) 緊急事態を想定した協力活動訓練
  - (5) 緊急事態発生時における協力活動
- 2 前項第5号に掲げる協力活動は、次の各号に掲げるときに行うものとする。
- (1) 発災事業所から協力要請が第5条に規定する安全協力委員会の委員長にあったとき。
  - (2) 各事業所の所在する地方自治体から協力要請が安全協力委員会の委員長にあったとき。
  - (3) その他第4条第1号に規定する安全協力委員会において決定したとき。

### (組織)

第4条 この協定の目的を達成するために、次の組織を置く。

- (1) 安全協力委員会
- (2) 活動推進幹事会
- (3) 緊急事態協力活動本部

### (安全協力委員会)

第5条 安全協力委員会（以下この条において「委員会」という。）は、協力活動に係る意思決定機関とする。

2 委員会は、各事業所の代表者をもって構成するものとし、委員長1名、副委員長2

名を置く。

- 3 委員長及び副委員長は、各事業所の代表者の互選により選出する。
- 4 委員長及び副委員長の任期は2年とする。但し、再任を妨げないものとする。
- 5 委員会の事務局は、日本原子力研究開発機構原子力科学研究所（以下「原子力科学研究所」という。）に置く。

（活動推進幹事会）

第6条 活動推進幹事会（以下この条において「幹事会」という。）は、前条の委員会の決定に従い、協力活動推進に係る業務を行う。

- 2 幹事会は、別表に掲げる各事業所の代表者から推薦された者をもって構成するものとし、幹事長1名、副幹事長2名を置く。
- 3 幹事長及び副幹事長は、幹事の互選により選出する。
- 4 幹事長及び副幹事長の任期は2年とする。但し、再任を妨げないものとする。
- 5 幹事会の事務局は、原子力科学研究所に置く。

（地方自治体等への協力要請）

第7条 第5条の委員長は、その業務の遂行に関し、この協定の目的を達成するため必要と認めるときは、事業所の所在する地方自治体等に対し協力を求めることができる。

（緊急事態協力活動本部）

第8条 緊急事態協力活動本部（以下この条において「活動本部」という。）は、発災事業所若しくは地方自治体からの第5条に規定する委員長への協力要請又は同条の委員会の決定に基づき、緊急事態における協力活動に係る業務を行う。

- 2 前項の業務を行うため、東海地区及び大洗地区に活動本部を置く。
- 3 活動本部には、地区毎に本部長1名及び副本部長若干名を置く。

（協力活動に係る経費等）

第9条 第3条の協力活動に係る経費は、原則として各事業所が負担するものとする。但し、各事業所は、同条第1項第5号の活動に伴う経費及び第三者への補償については発災事業所へ求償することができるものとする。

（細 則）

第10条 この協定の運用に必要な細則については、別に定めるものとする。

（協 議）

第11条 この協定に定める事項を変更しようとするとき若しくはこの協定に関し疑義を生じたとき又はこの協定に定めのない事項については、安全協力委員会が協議して定めるものとする。

（効力の発生）

第12条 この協定は、平成28年4月1日から効力を生じるものとする。

## 協定の発足の経緯

ウラン加工工場の臨界事故を契機として、原子力施設の安全性向上には、原子力事業所の一層の自主努力と相互協力が必要との気運が高まったことに鑑み、東海村、大洗町、旭村（現銚田市）、那珂町（現那珂市）及びひたちなか市に所在する 21（現18）の原子力事業所が相互に協力し、各事業所の施設の安全確保と従業員の資質の向上を図るとともに、その施設において緊急事態が発生した場合に各事業所が相互に協力することを目的として平成12年1月20日付けで「原子力事業所安全協力協定」を締結しました。「原子力事業所安全協力協定」を締結した21（現18）の原子力事業所が所在する市町村名の東海村と那珂町（現那珂市）、大洗町、旭村（現銚田市）及びひたちなか市のアルファベットの頭文字「NOAH」から東海ノアと称し、この協定を「東海ノア協定」とも呼んでおります。

（原子力事業所安全協力協定HPより）

加盟事業所の一覧

(原子力事業所安全協力協定HPより (平成28年7月1日現在))

公益財団法人核物質管理センター 東海保障措置センター

原子燃料工業株式会社 東海事業所

株式会社 ジェー・シー・オー 東海事業所

住友金属鉱山株式会社 経営企画部 グループ事業管理室 技術センター

積水メディカル株式会社 創薬支援事業部 創薬支援センター

東京大学大学院 工学系研究科原子力専攻

東北大学金属材料研究所 附属量子エネルギー材料科学国際研究センター

日揮株式会社 技術研究所

日本核燃料開発株式会社

日本原子力研究開発機構 原子力科学研究所

日本原子力研究開発機構 核燃料サイクル工学研究所

日本原子力研究開発機構 大洗研究開発センター

量子科学技術研究開発機構 那珂核融合研究所

日本原子力発電株式会社 東海事業本部 東海発電所・東海第二発電所

日本照射サービス株式会社 東海センター

ニュークリア・デベロップメント株式会社

三菱原子燃料株式会社

三菱マテリアル株式会社 エネルギー事業センター 那珂エネルギー開発研究所

※下線の事業所が東海第二発電所隣接事業所

格納容器内の放射性物質による直接線・スカイシャイン線の影響について

設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」における格納容器内の線量率は、炉心損傷判定図から最も高い事象初期においても  $10\text{Sv/h}$  以下である。

また、格納容器を囲む  $190\text{cm}$  のコンクリートによる減衰を考慮すると、格納容器外表面における線量率は、最低でも6桁減衰され、 $0.01\text{mSv/h}$  以下である。

さらに、原子炉建屋等による減衰や格納容器外表面から線量評価点までの距離を考慮すると、その値はさらに小さくなり、耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量の約  $6.2 \times 10^{-1}\text{mSv}$  と比較して、無視できるほど小さい。



第9図 炉心損傷判定図

破断面積  $9.5\text{cm}^2$  の「LOCA時注水機能喪失」時の実効線量評価について

破断面積約  $9.5\text{cm}^2$  の「LOCA時注水機能喪失」における格納容器ベント実施時の実効線量を評価するにあたって、破断面積約  $3.7\text{cm}^2$  の場合の評価から変更となるパラメータは以下の2つである。

①格納容器ベント時間（減衰時間）

②原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物が逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴して格納容器内に移行する量

①については、破断面積が増加したとしても、「LOCA時注水機能喪失」で想定する格納容器圧力制御マネジメントの範囲内（炉心損傷前のマネジメント内）においては大きく変わるものではない。

また、②については、格納容器ベント時間に応じて増減し、格納容器ベント時間が短くなれば減少し、判断基準に対する余裕が大きくなる方向のパラメータである。

したがって、破断面積約  $9.5\text{cm}^2$  の「LOCA時注水機能喪失」における格納容器ベント時間が破断面積約  $3.7\text{cm}^2$  の場合と比べて多少短くなったとしても、実効線量は大きく変わるものではないと考えられる。

なお、①の影響を確認するために、②の効果を考慮せずに、有効性評価で考慮する事故シーケンスのうち、最も格納容器ベント時間が短い「雰囲気圧力・温度による静的負荷」の19時間の時間減衰のみを考慮して実効線量を評価した結果、格納容器圧力逃がし装置によるベント時の実効線量は約  $2.0 \times 10^{-1}\text{mSv}$ 、耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量は約  $6.9 \times 10^{-1}\text{mSv}$  である。

非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に対する指針との対比について

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

下線：対応箇所

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
<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 <math>4.7 \times 10^{12}</math> 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<sup>*</sup>である <math>2.22 \times 10^{14}</math> 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。</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 <math>\gamma</math> 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 <math>6.0 \times 10^{15}</math> Bq、よう素については I-131 等価量で約 <math>3.9 \times 10^{14}</math> Bq となる。</p> <p><sup>*</sup>：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 <math>2.78 \times 10^{13}</math> 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 <math>2.22 \times 10^{14}</math> Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci = <math>3.7 \times 10^{10}</math> 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 LOCA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、<u>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。</u></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) <u>事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。有機よう素のうち10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキャリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。</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) <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。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。</u></p>

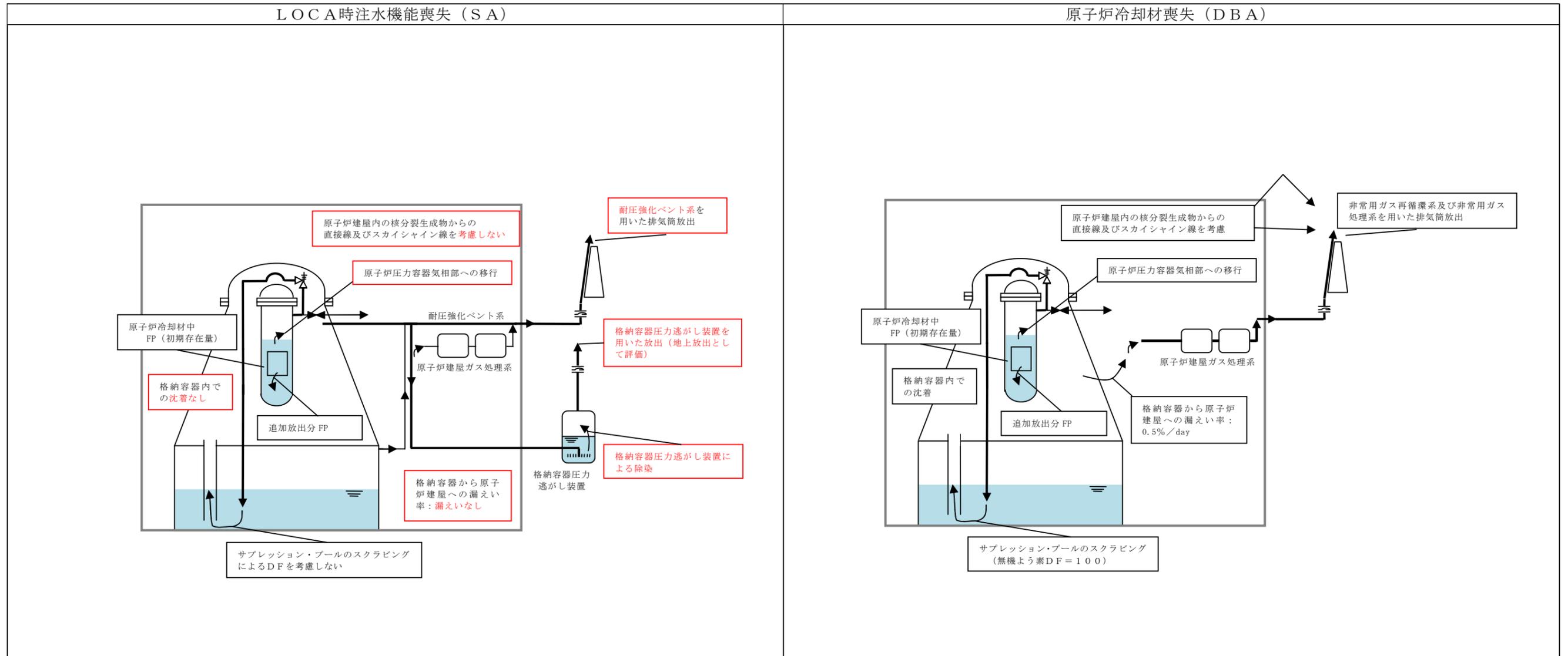
評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p><b>g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする</b></p> <p>※ 格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる非居住区域境界及び敷地境界での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、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><b>h. 非居住区域境界及び敷地境界</b>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 (m<sup>3</sup>/h)  H<sub>∞</sub> : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup> Sv/Bq)  χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)  Q<sub>I</sub> : 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<sub>γ</sub> : 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<sub>He</sub> : I-131 の吸入摂取による小児の実効線量係数</p>
<p><b>i. 大気拡散条件</b>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<sup>-5</sup> s/m<sup>3</sup>、相対線量 (D/Q) を 4.0×10<sup>-19</sup> Gy/Bq とし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0</p>	

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針																					
$\times 10^{-6} \text{ s/m}^3$ , 相対線量 (D/Q) は $8.1 \times 10^{-2} \text{ Gy/Bq}$ とする。	<p>M : 小児の呼吸率            Q<sub>e</sub> : 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<sub>e</sub> 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。</p> $Q_e = \sum (K_{ii} / K_{11}) \cdot Q_i$ <p>KH<sub>i</sub> : 各種 i の吸入摂取による小児の実効線量係数            Q<sub>i</sub> : 各種 i の放出量</p>																					
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																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">パラメータ等</th> <th style="width: 10%;">記号</th> <th style="width: 10%;">単位</th> <th style="width: 50%;">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" style="text-align: center;">KH<sub>i</sub></td> <td rowspan="5" style="text-align: center;">mSv/Bq</td> <td>I-131 : <math>1.6 \times 10^{-4}</math></td> </tr> <tr> <td>I-132 : <math>2.3 \times 10^{-6}</math></td> </tr> <tr> <td>I-133 : <math>4.1 \times 10^{-5}</math></td> </tr> <tr> <td>I-134 : <math>6.9 \times 10^{-7}</math></td> </tr> <tr> <td>I-135 : <math>8.5 \times 10^{-6}</math></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">小児の呼吸率</td> <td rowspan="2" style="text-align: center;">M</td> <td style="text-align: center;">m<sup>3</sup>/h</td> <td>0.31 (活動時)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">m<sup>3</sup>/d</td> <td>5.16 (1日平均)</td> </tr> </tbody> </table>					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 <sub>i</sub>	mSv/Bq	I-131 : $1.6 \times 10^{-4}$	I-132 : $2.3 \times 10^{-6}$	I-133 : $4.1 \times 10^{-5}$	I-134 : $6.9 \times 10^{-7}$	I-135 : $8.5 \times 10^{-6}$	小児の呼吸率	M	m <sup>3</sup> /h	0.31 (活動時)	m <sup>3</sup> /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 <sub>i</sub>	mSv/Bq	I-131 : $1.6 \times 10^{-4}$																			
			I-132 : $2.3 \times 10^{-6}$																			
			I-133 : $4.1 \times 10^{-5}$																			
			I-134 : $6.9 \times 10^{-7}$																			
			I-135 : $8.5 \times 10^{-6}$																			
小児の呼吸率	M	m <sup>3</sup> /h	0.31 (活動時)																			
		m <sup>3</sup> /d	5.16 (1日平均)																			
<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。</p> <p>「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</p>																						

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
	<p>質の放出率を乗じて算出する。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>線量計算に用いる相対濃度       <ol style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ol> </li> <li>相対濃度の計算 相対濃度(<math>\chi/Q</math>)は、(VI-1)式により計算する。  <math display="block">\chi/Q = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (X/Q)_i \cdot \delta_{i,d} \dots\dots\dots (VI-1)</math> <p style="text-align: center;"> <u>(<math>\chi/Q</math>) : 実効放出継続時間中の相対濃度(<math>s/m^3</math>)</u>  <u>T : 実効放出継続時間(h)</u>  <u>(<math>\chi/Q</math>)<sub>i</sub> : 時刻 i における相対濃度(<math>s/m^3</math>)</u>  <u><math>\delta_{i,d}</math> : 時刻 i において風向が当該方位 d にあるとき <math>\delta_{i,d} = 1</math></u>  <u>時刻 i において風向が他の方位にあるとき <math>\delta_{i,d} = 0</math></u> </p> </li> </ol> <p>「気象指針 付記」 指針は気体状の放射性物質が放出源から数 km に拡散される場合の地表空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> <ol style="list-style-type: none"> <li>放射性雲からの<math>\gamma</math>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<math>\gamma</math>線量計算モデルに適用して求める。  <u>想定事故時の<math>\gamma</math>線量については、相対濃度(<math>\chi/Q</math>)の代わりに、空間濃度分布と<math>\gamma</math>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</u> </li> </ol>

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
	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。	

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。なお、非常用ガス処理系による系外放出を考慮している「原子炉冷却材喪失」の評価結果が「L O C A時注水機能喪失」の評価結果と比較して十分に小さいことを確認する観点から、「L O C A時注水機能喪失」の評価条件は、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

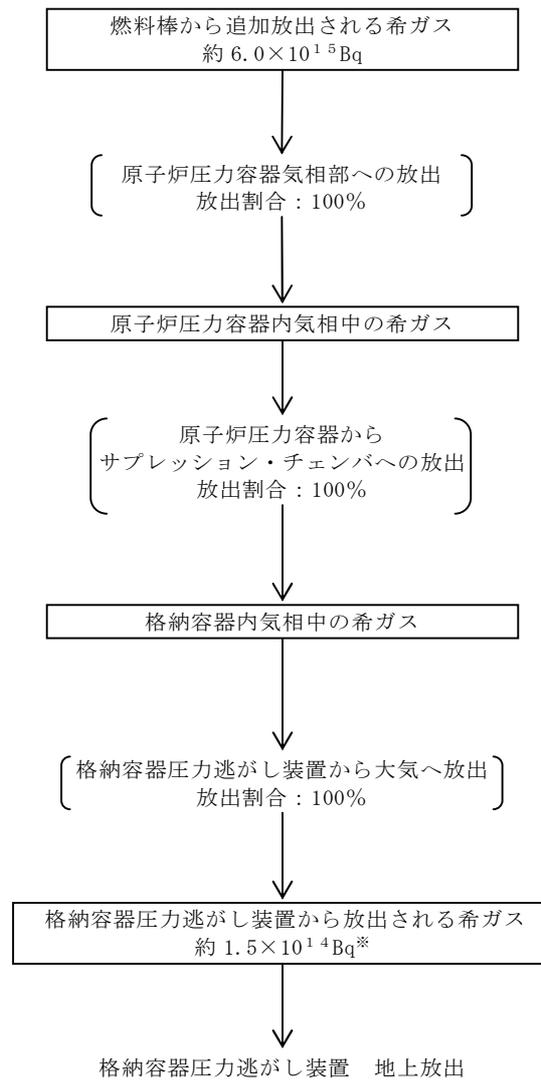
		L O C A時注水機能喪失		原子炉冷却材喪失 (設計基準事故)
格納容器への移行割合	炉内液相部から気相部への移行割合	希ガス	100%	100%
		有機よう素	10%	100%
		無機よう素	約 8.1%	100%
	炉内から格納容器への移行割合	希ガス	100%	
		有機よう素		
		無機よう素		
格納容器内での低減効果	サプレッション・プール除染係数	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	1/10 (D F 10)	1/101 (分配係数 100)
	格納容器内沈着	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	—	1/2
格納容器気相部への移行割合 <sup>※1</sup>	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	
	$\chi/Q$	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  $\chi/Q$  及び  $D/Q$  の値は異なる。

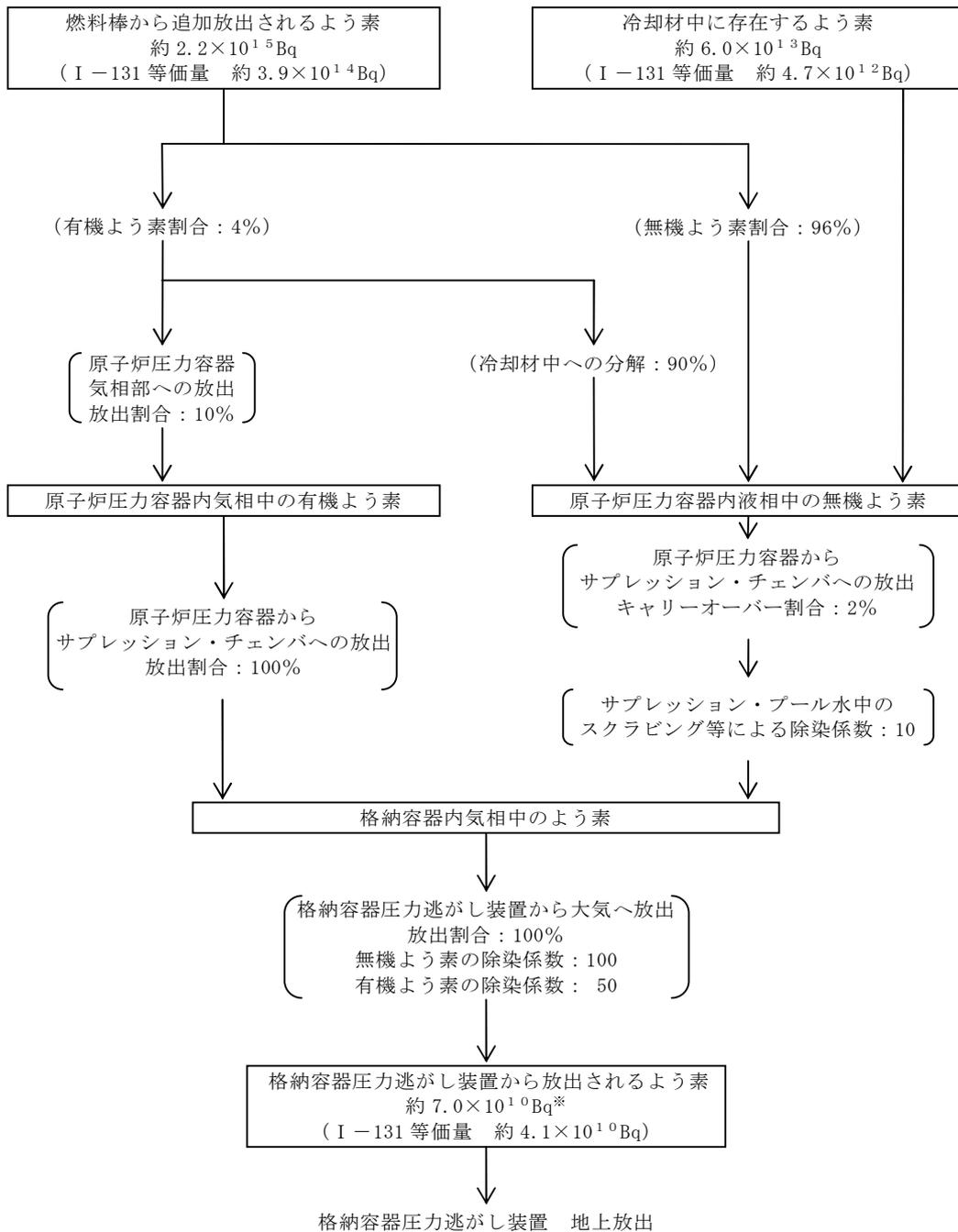
第2表 敷地境界外での実効線量評価結果の比較

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 $7.6 \times 10^{-2}$
	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 $9.8 \times 10^{-2}$
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 $2.7 \times 10^{-4}$



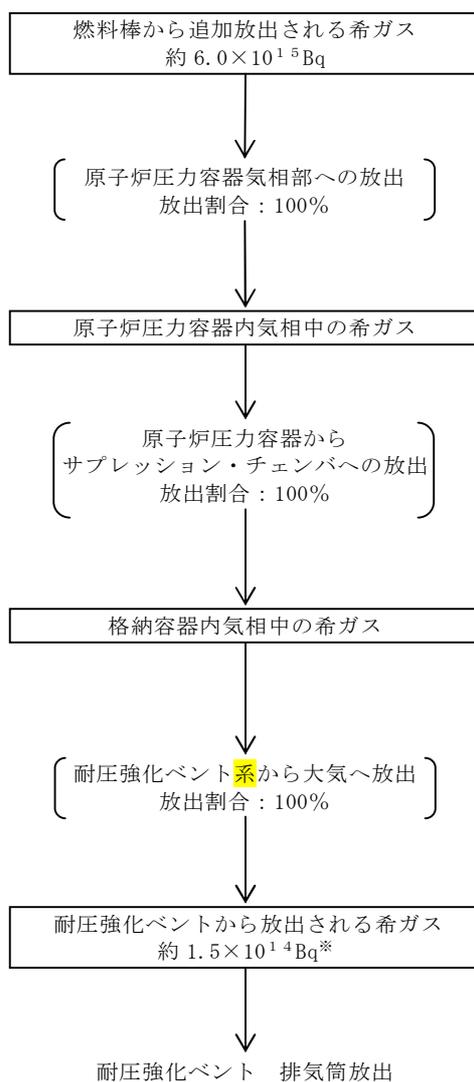
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



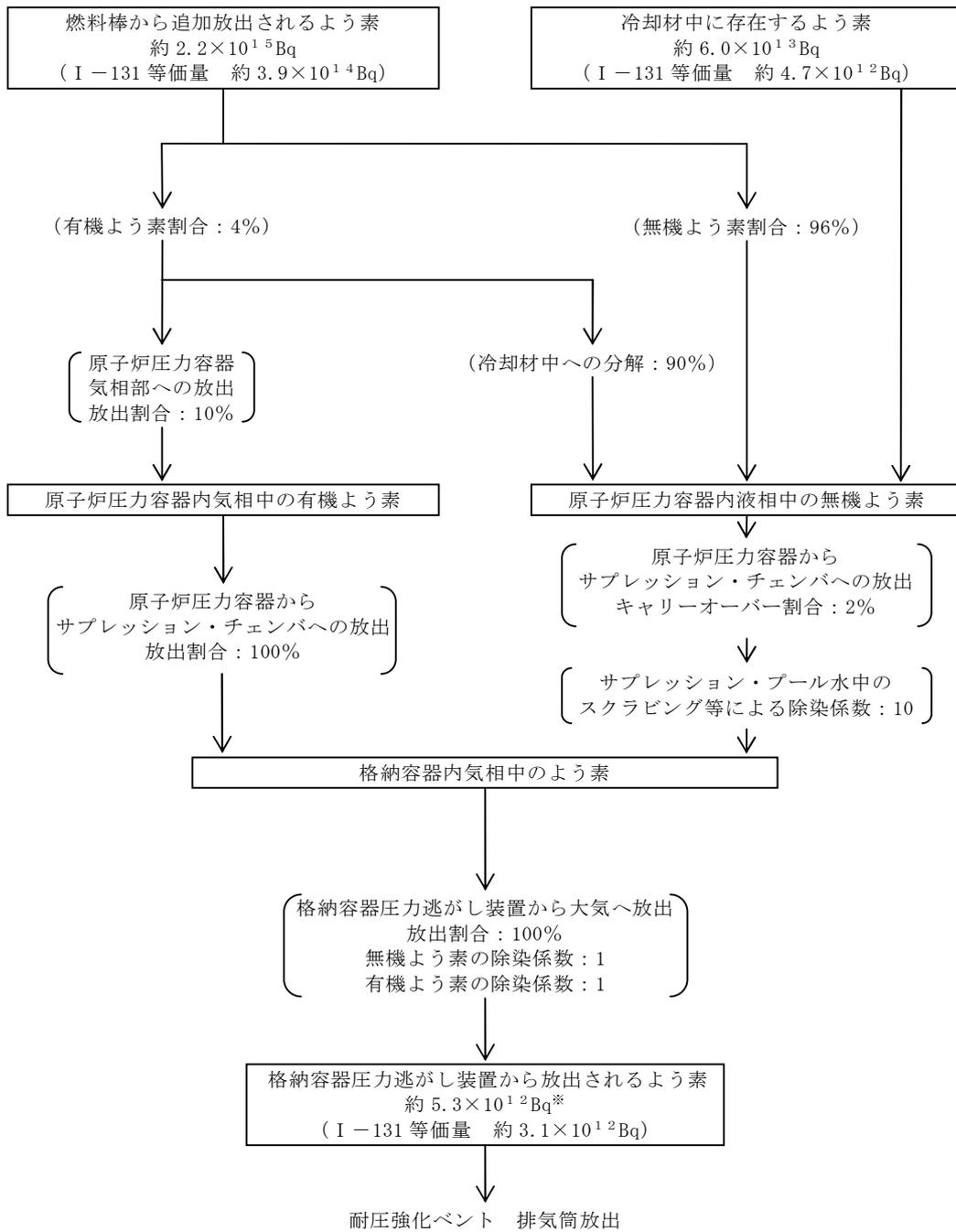
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 LOC A 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



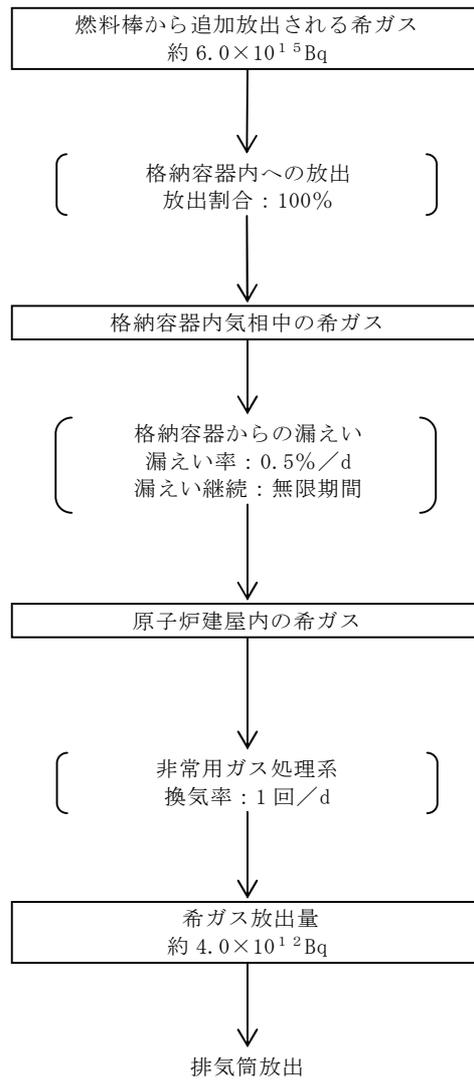
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図 LOCA 時注水機能喪失時の耐圧強化ベント系による  
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



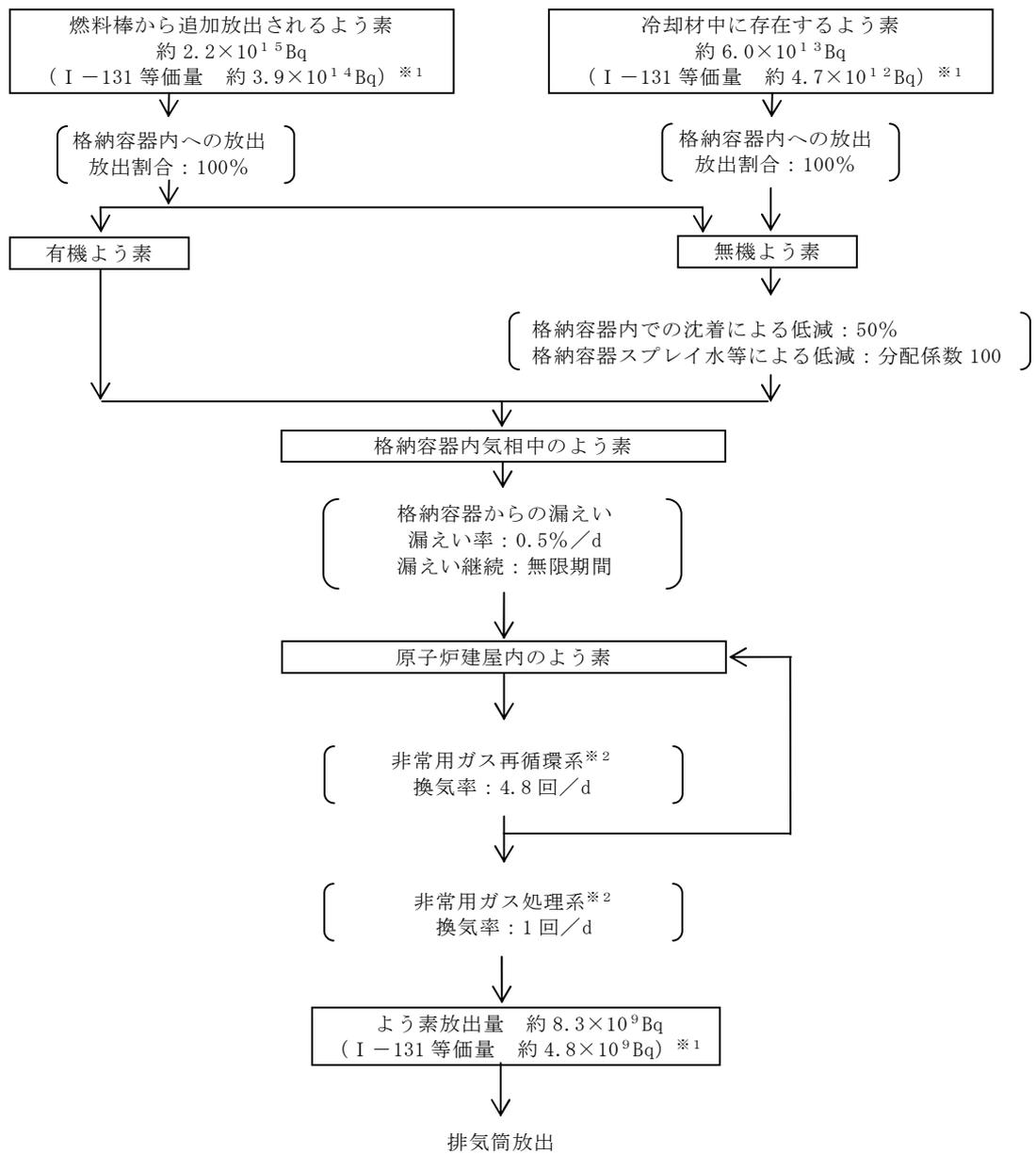
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図 耐圧強化ベント系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

（ $\gamma$ 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（L O C A時注水機能喪失）

L O C A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℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は， $6.2 \times 10^{-1}$  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柵等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 616℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉 圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2. 6. 6-2

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イ冷却系 (常設) による格納容器冷却並びに格納容器圧力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 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却並びに格納容器圧力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。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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 3,279MW～ 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 (圧力容器ドーム部)	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。
	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。
	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。

添付 2.6.6-4

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と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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。	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と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、燃料からの発熱が小さくなり、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が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa [gage]	約 2.2kPa [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。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル雰囲気温度	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うるが、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。	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 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：約 4,092m <sup>3</sup> ~ 約 4,058m <sup>3</sup> 液相部：約 3,308m <sup>3</sup> ~ 約 3,342m <sup>3</sup> (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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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 (サブプレッション・チェンバ) 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> 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。

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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> 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サブプレッション・プール水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は、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サブプレッション・プール水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 32℃未満の場合は、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 (ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエールサブプレッション・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と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 35℃未満の場合は、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と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 35℃未満の場合は、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、格納容器圧力の最高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 <sup>3</sup>	約8,600m <sup>3</sup> 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<sup>時間</sup>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 <sup>2</sup> 及び約9.5cm <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 及び約9.5cm <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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	外部電源なし	-	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて発生するものとする	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.6.6-7

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 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) (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 個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 個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。	

添付 2.6.6-8

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	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)	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	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、格納容器圧力の最高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、格納容器圧力の最高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<b>手動による原子炉減圧操作</b>（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水<b>操作</b>）</p>	<p>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）の手動による原子炉減圧操作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、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）として2分、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）として4分を想定し、余裕時間を含めて10分を設定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて20分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直</b>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による原子炉減圧操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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<b>スイッチ</b>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はあるが、<b>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。</b></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<b>手動による原子炉減圧操作</b>（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<b>操作</b>）は、10分の減圧遅れを想定した場合でも、<b>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。</b></p> <p>また、25分の減圧遅れを想定した場合には、<b>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9.5cm<sup>2</sup>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。</b></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、起回事象の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>

添付 2.6.6-10

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、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場合があるが、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器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はあるが、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。</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高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。</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減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェーン側)</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、格納容器スプレイング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、格納容器減圧及び除熱を実施し、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分に実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水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分に実施可能なことを確認した。

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について  
(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非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価

炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、非居住区域境界及び敷地境界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。よって、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が有効性評価における設定よりも 25 分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の非居住区域境界及び敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な 9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した非居住区域境界及び敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を第 2 表及び第 3 表に示す。

評価の結果、25 分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約 36.1kW/m を超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約 0.2% となる。これを踏まえて、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、非居住区域境界及び敷地境界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  $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ 、サブレーション・チェンバで最大約  $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$  となり、炉心損傷後の運転操作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%

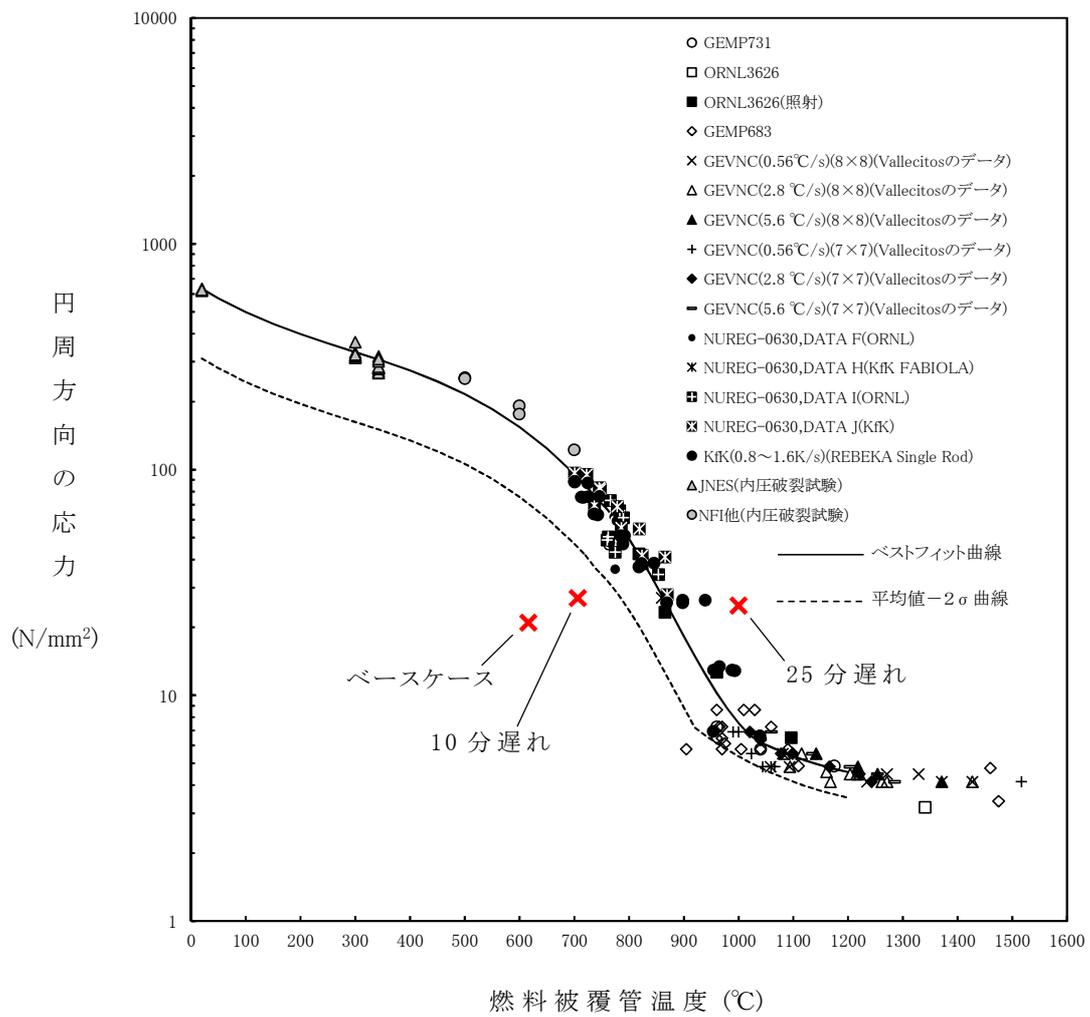
第 2 表 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合（遅れ時間 25 分）

--

第 3 表 非居住区域境界及び敷地境界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	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	非居住区域境界：約 1.1mSv 敷地境界：約 2.8mSv
耐圧強化ベント系による ドライウェルベント	非居住区域境界：約 4.4mSv 敷地境界：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  $\sigma$  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<sub>P</sub> : 燃料プレナム部

T : 温度                      <sub>F</sub> : ギャップ部

N : ガスモル数

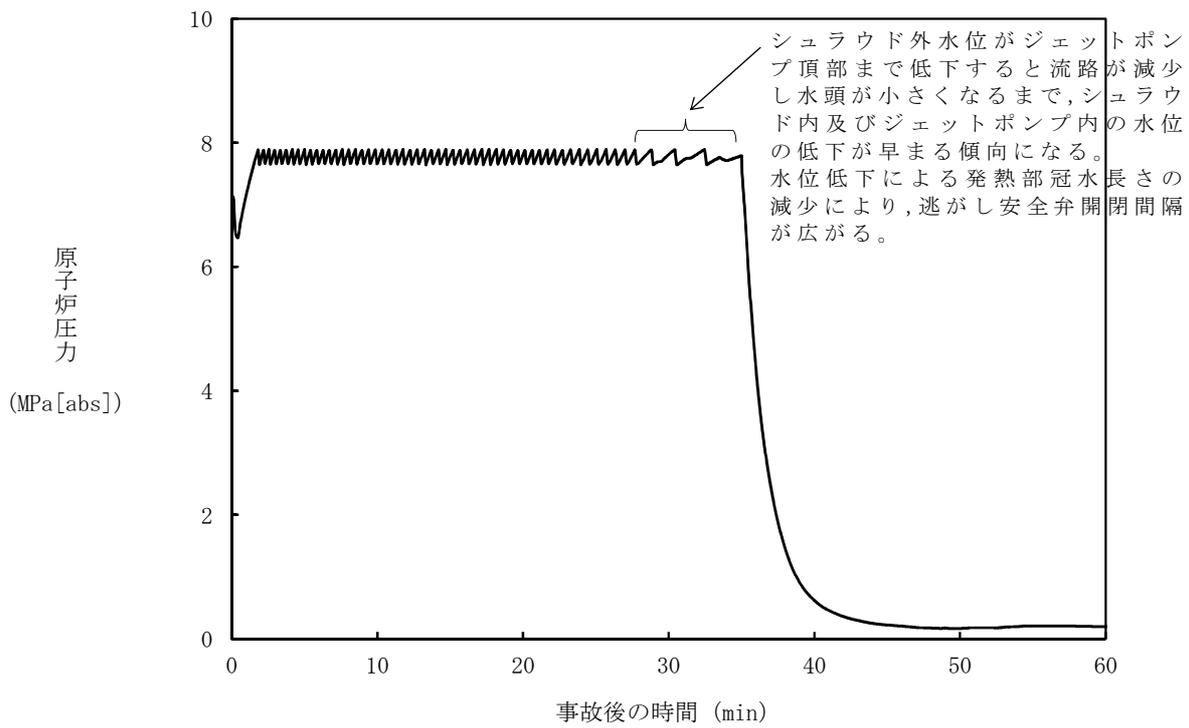
R : ガス定数

である。

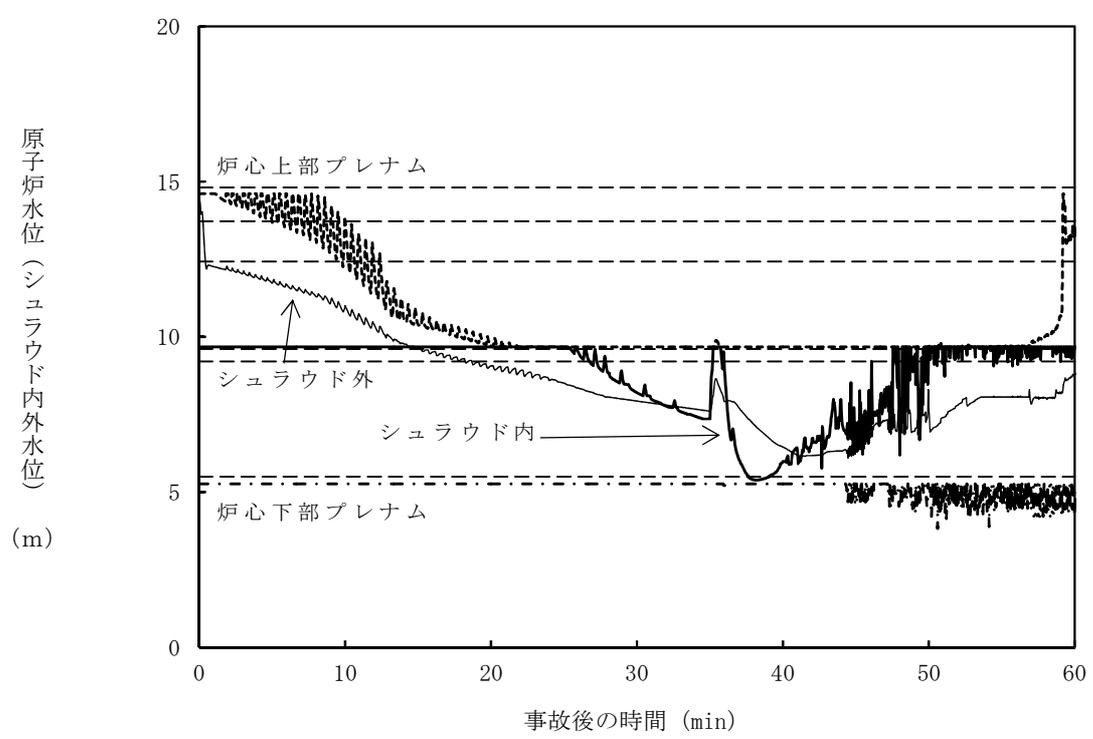
燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，L O C A 条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガ

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。

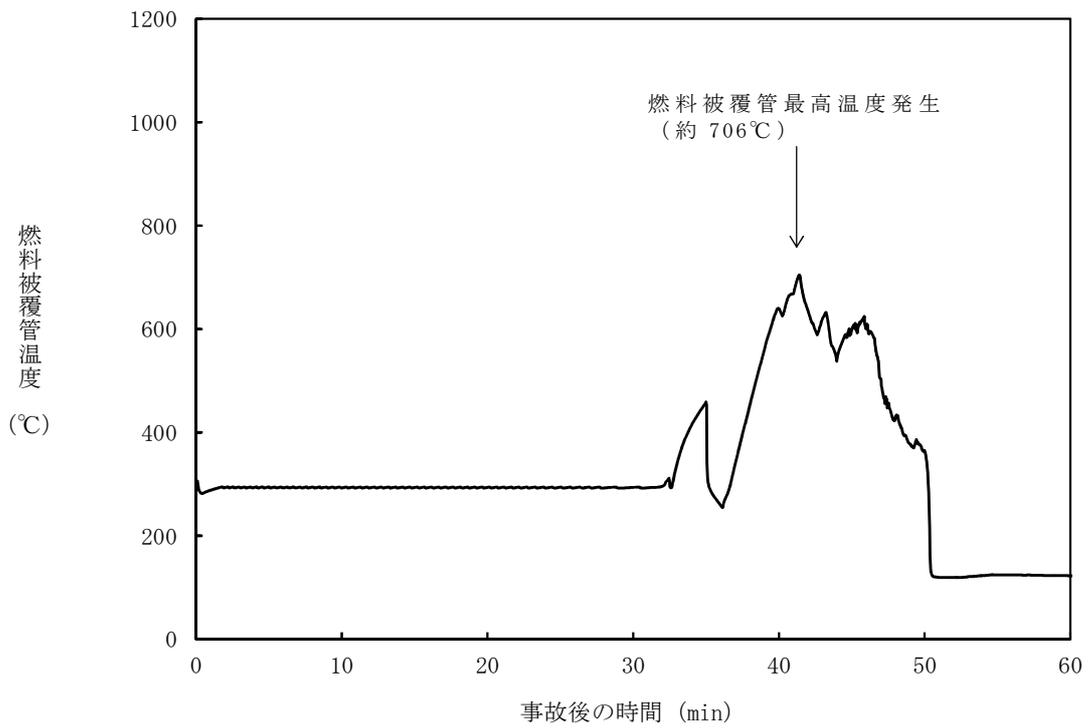


第 2 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)

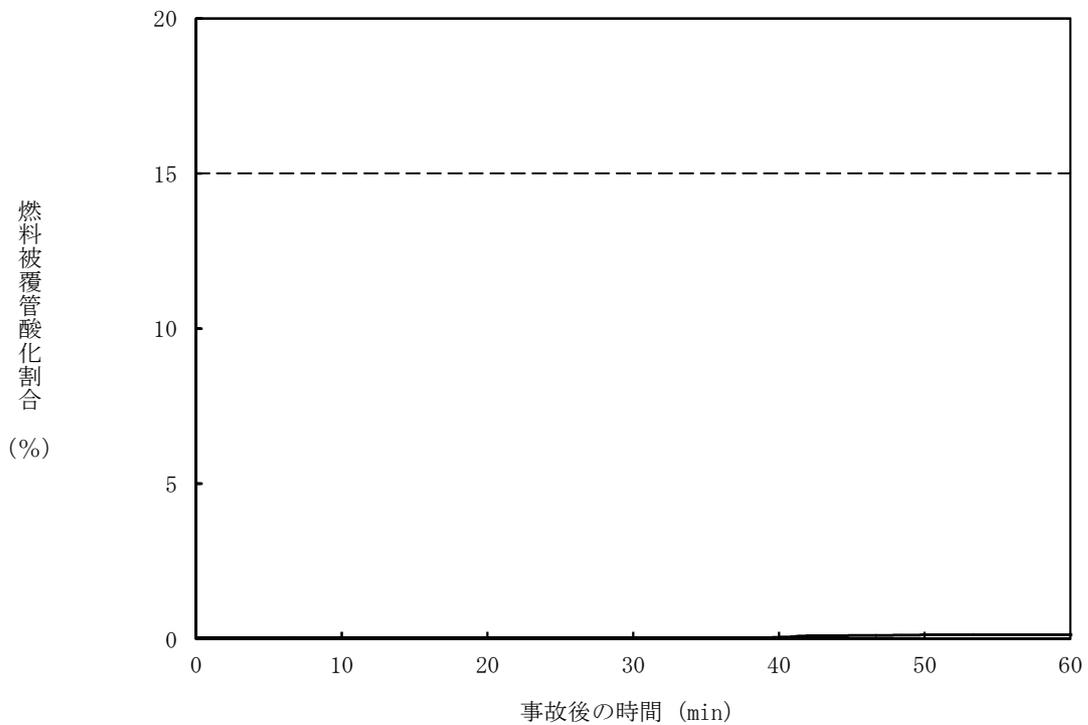


第 3 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

※ 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 : 4,300m<sup>3</sup>
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

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。

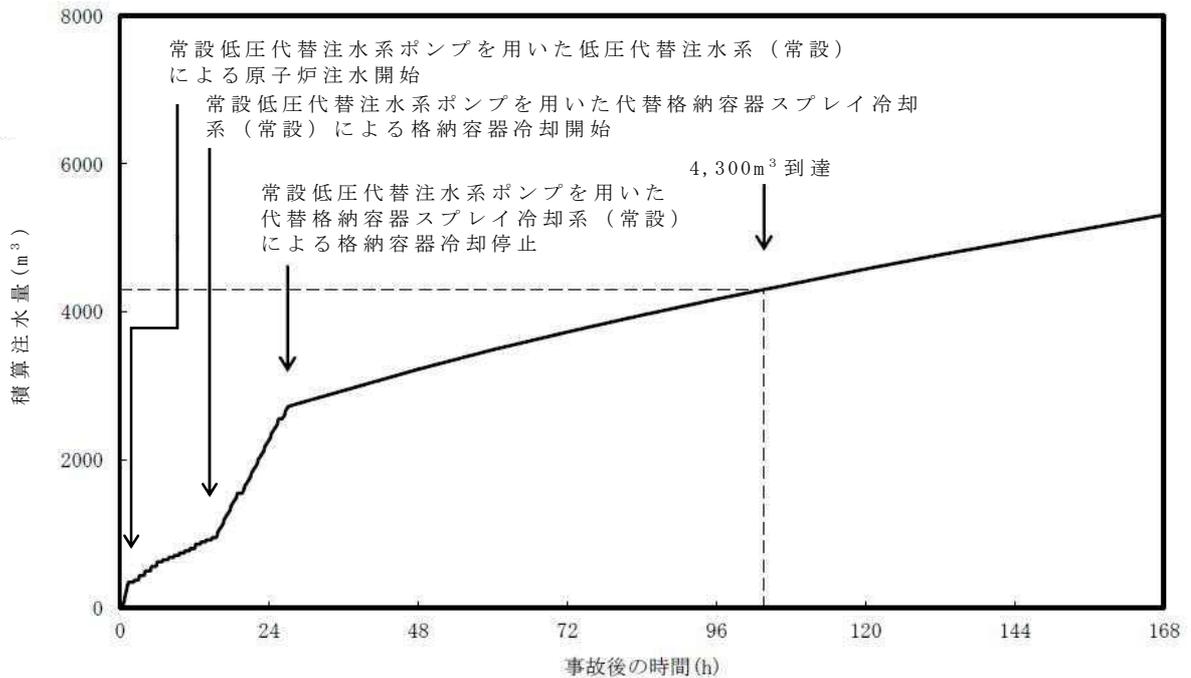
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

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 5,320m<sup>3</sup>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 8,600m<sup>3</sup>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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

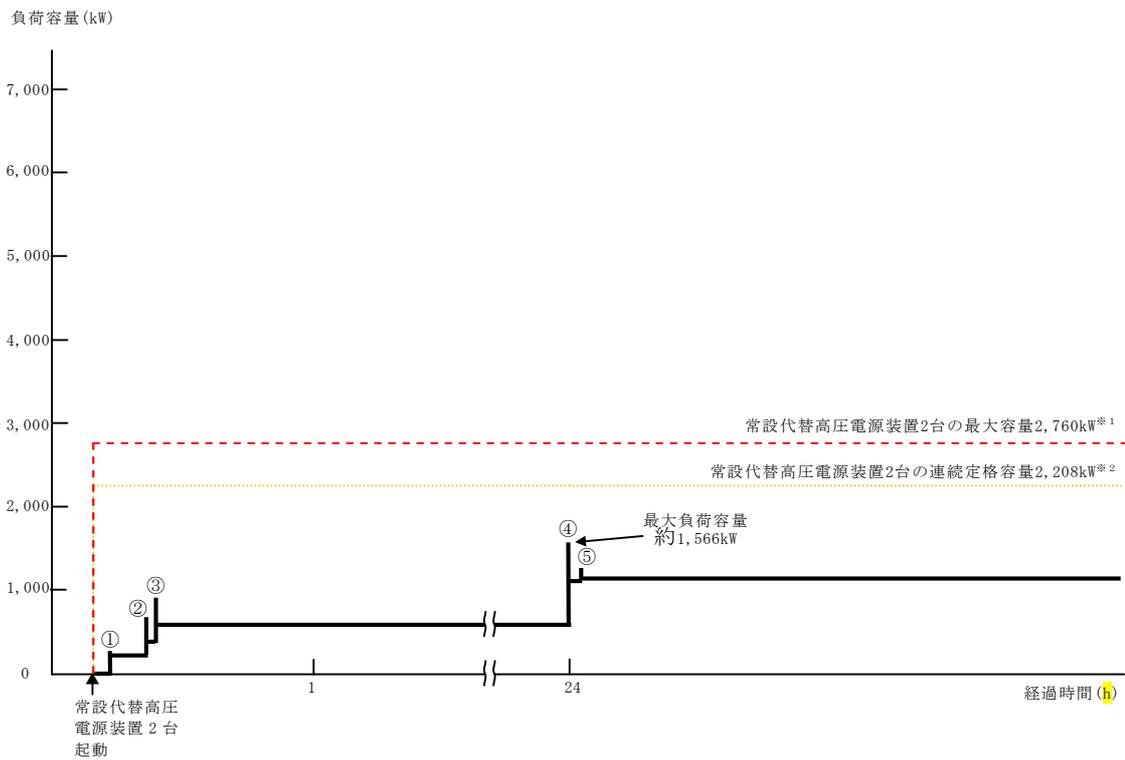
※3 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

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 ・その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	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)

## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

### 2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」のみである。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，ISLOCAが発生することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ISLOCAに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏え

い箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(I S L O C A)」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、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低圧炉心スプレイ系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、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 2.7-1 図に、対応手順の概要を第 2.7-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第 2.7-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）12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ための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 1 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.7-3 図に示す。

a. I S L O C A の発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損することで、I S L O C A が発生する。

b. 原子炉スクラムの確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

c. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系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）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. I S L O C A 発生の確認

隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等により I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

監視可能であれば、原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等による情報も総合的に確認する。

e. 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

I S L O C A 発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。

また，不要な系統加圧を防止する観点で，残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

f. 低圧炉心スプレイ系の起動操作

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

低圧炉心スプレイ系の起動後，破断箇所からの漏えい抑制のため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し，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. 常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

I S L O C A 発生の確認後，外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代

替注水系（常設）を起動する。

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

外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

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。

i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

j. 中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作

原子炉圧力が 3MPa [gage] に到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

(添付資料 2.7.1)

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。

k. 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作

サプレッション・プール水温度が 32°C に到達したことを確認し、中央

制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を実施する。

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・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

l. 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。

現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

m. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）

残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

n. 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、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。

## 2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損する「ISLOCA」である。

なお、重要事故シーケンスでは、残留熱除去系B系におけるISLOCAの発生を想定しているが、残留熱除去系A系におけるISLOCAの発生を想定する場合には、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系に代わり、高圧炉心スプレイ系に期待することで同等の対応が可能である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本

重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系 B 系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により，残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部に破断面積約  $21\text{cm}^2$  相当の漏えいが発生するものとする。

対象系統は，出力運転中に高压設計部と低压設計部とを分離する隔離弁の誤開放等により低压設計部が過圧されることで I S L O C A 発生可能性がある系統のうち，定期試験等に伴い隔離弁の開閉試験を実施し，かつ開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離状態を維持する系統<sup>※1</sup>とする。

破断面積は，I S L O C A 発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した対象系統に対する構造健全性評価<sup>※2</sup>により，系統に破損が発生しないことを確認したことから，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して，保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。

※1 具体的には，低压炉心スプレイ系注入配管，残留熱除去系 A 系原子炉注入配管，残留熱除去系 B 系原子炉注入配管及び残留熱除去系 C 系原子炉注入配管をいう。

※2 保守的に圧力 8.2MPa [gage] 及び温度 288°C が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施

(添付資料 2.7.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

I S L O C A の発生を想定する残留熱除去系 B 系が機能喪失するものとする。

また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレー系及び残留熱除去系 C 系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は喪失するものとする。

外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

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（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系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個を使用するものとし、容量として、1個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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （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。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。

(f) 低圧炉心スプレイ系

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後に、最小流量特性（ $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力  $0\text{MPa}[\text{dif}]^* \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$ において）で原子炉へ注水するものとする。また、I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低

圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始し、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点まで回復した1分後に注水を停止するものとし、残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持するものとする。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また、運転手順に従い、ISLOCA発生時は隔離成功までの期間において、漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持することから、評価上は、漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持するものとする。また、隔離成功後は低圧炉心スプレー系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから、残留熱除去系の隔離に成功した1分後に注水を停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレー系による原子炉注水操作）は、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレー系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、事象発生 15 分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。

- (b) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生の約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して事象発生の 5 時間後に閉止操作が完了するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。

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

#### a. 事象進展

事象発生と同時に給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。そ

の後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。この後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し、隔離に成功するまでの期間は、外部水源による原子炉注水を実施する。

事象発生 of 5 時間後に、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧や原子炉注水により増減するが、炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.7-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、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。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下で

あり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサブプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値は、それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

（添付資料 2.7.3）

第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持される。その後、現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、高温停止状態での安定状態が確立する。

（添付資料 2.7.4）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とす

る。

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

### 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，I S L O C Aにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため，原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離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（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，不確かさ

は小さく、また、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評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.5)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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。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。

(添付資料 2.7.5)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.7-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，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  $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$  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燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，ゆらぎにより

解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については、ISLOCA発生時の系統加圧状態を考慮した構造健全性評価により系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きいシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、運転員等操作に与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料 2.7.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$  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  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、 $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。

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

事故条件の起因事象については、ISLOCA発生時の系統加圧状態を考慮した構造健全性評価により系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きいシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部

と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

（添付資料 2.7.5）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含

めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、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。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.7.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目とな

るパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.5)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.7.5)

### (4) まとめ

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

## 2.7.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」の重大事故等対策に必要な災害対策要員 (初動) は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員 (初動) の 39 名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」にて評価を行い、以下のとおりである。

#### a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 490m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバ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。

(添付資料 2.7.6)

#### 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。

（添付資料 2.7.7）

#### 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。

緊急時対策所用発電機については，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.7.8）

#### 2.7.5 結 論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス ( I S L O C A )」では、 I S L O C A の発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス ( I S L O C A )」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 ( 常設 ) による原子炉注水手段、逃がし安全弁 ( 自動減圧機能 ) の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、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手段を整備している。

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

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 ( 常設 ) による原子炉注水、逃がし安全弁 ( 自動減圧機能 ) の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系 ( サプレッション・プール冷却系 ) による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。

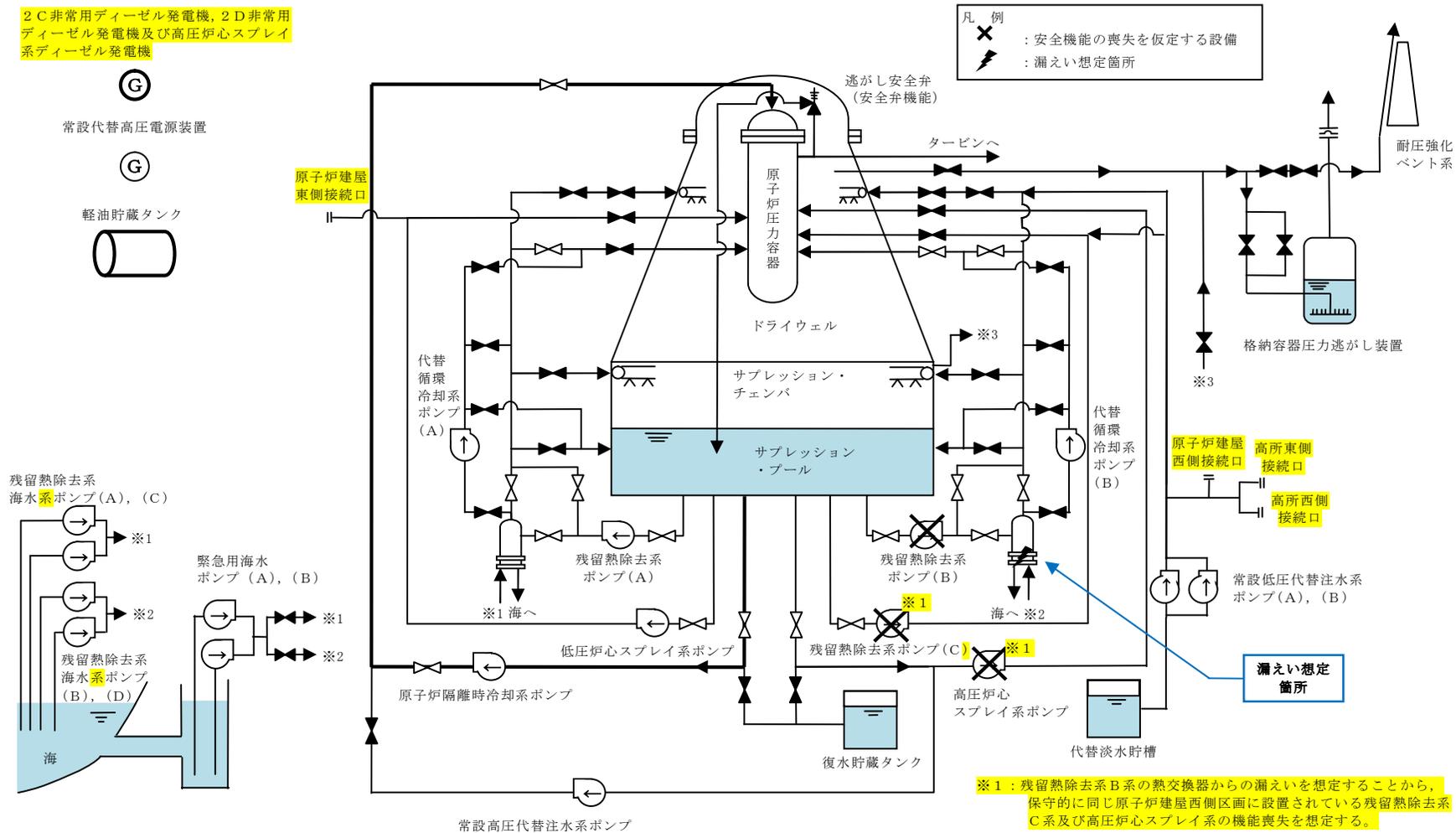
この結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さ

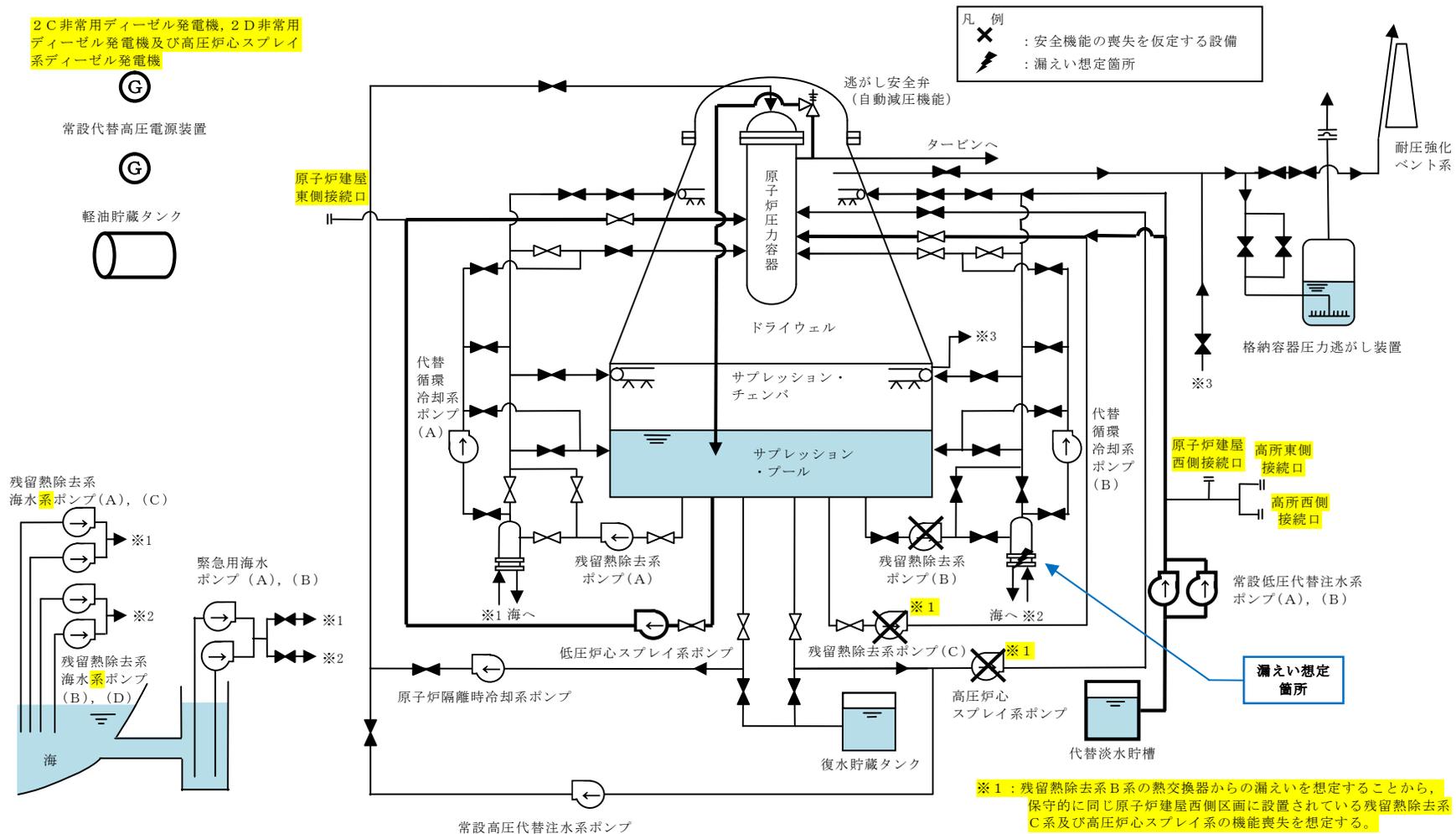
い。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

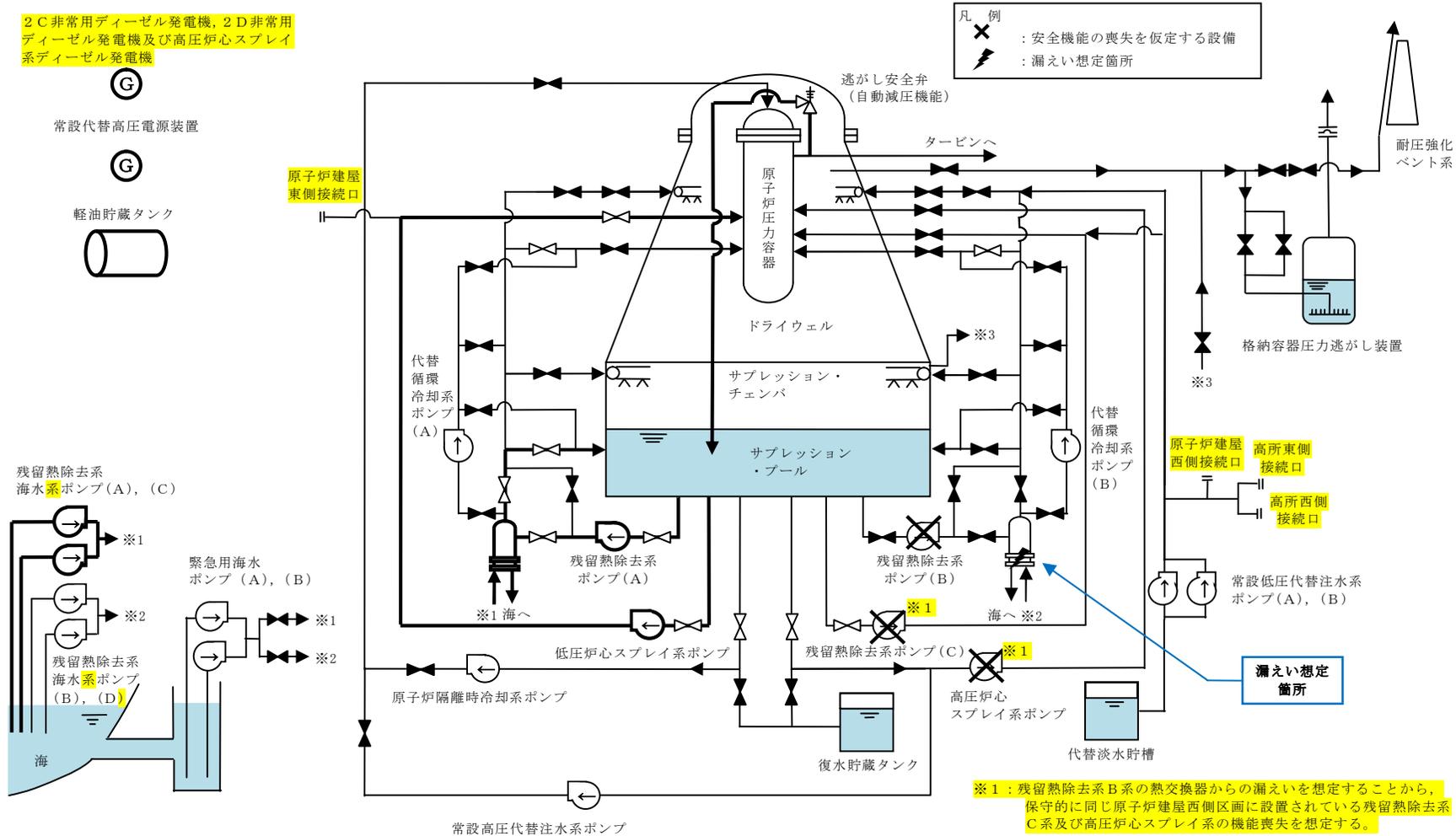
以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。



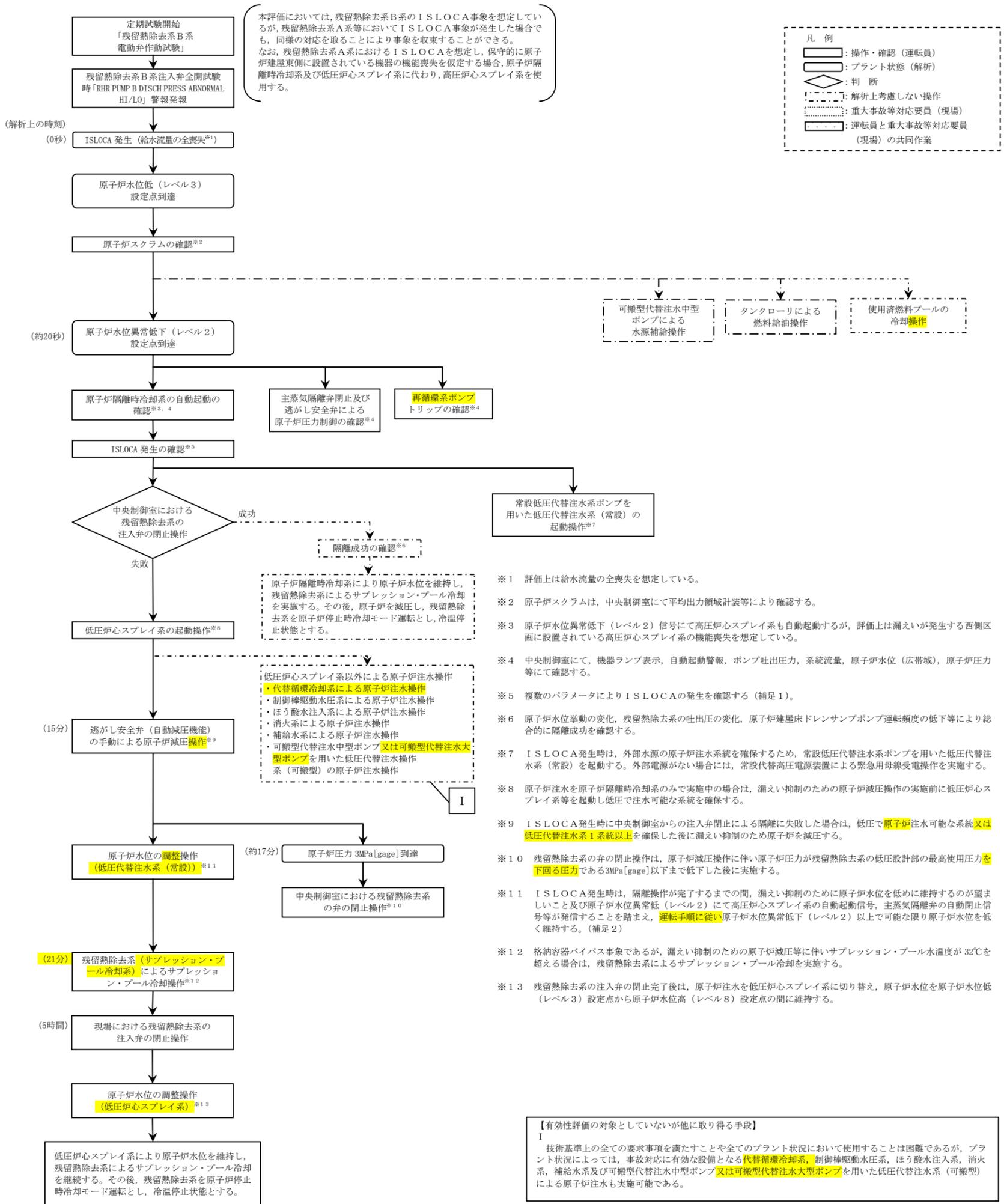
第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I SLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)



補足1  
 ISLOCAの発生は、隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。  
 ・弁操作を実施した系統の圧力変動 (残留熱除去系ポンプ吐出圧力)  
 ・主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続 (原子炉水位 (広帯域, SA広帯域, 燃料域, SA燃料域), 原子炉隔離時冷却系系統流量)  
 監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にISLOCA発生を確認する。  
 ・系統異常過圧警報 (RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW等) 発報  
 ・区画浸水警報 (RHR Hx AREA FLOODING等) 発報  
 ・区画温度上昇警報 (RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI等) 発報  
 ・火災警報発報  
 ・原子炉建屋内空間線量率上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報  
 ・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報  
 ・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生  
 ・原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI等) 発報  
 ・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報  
 ・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

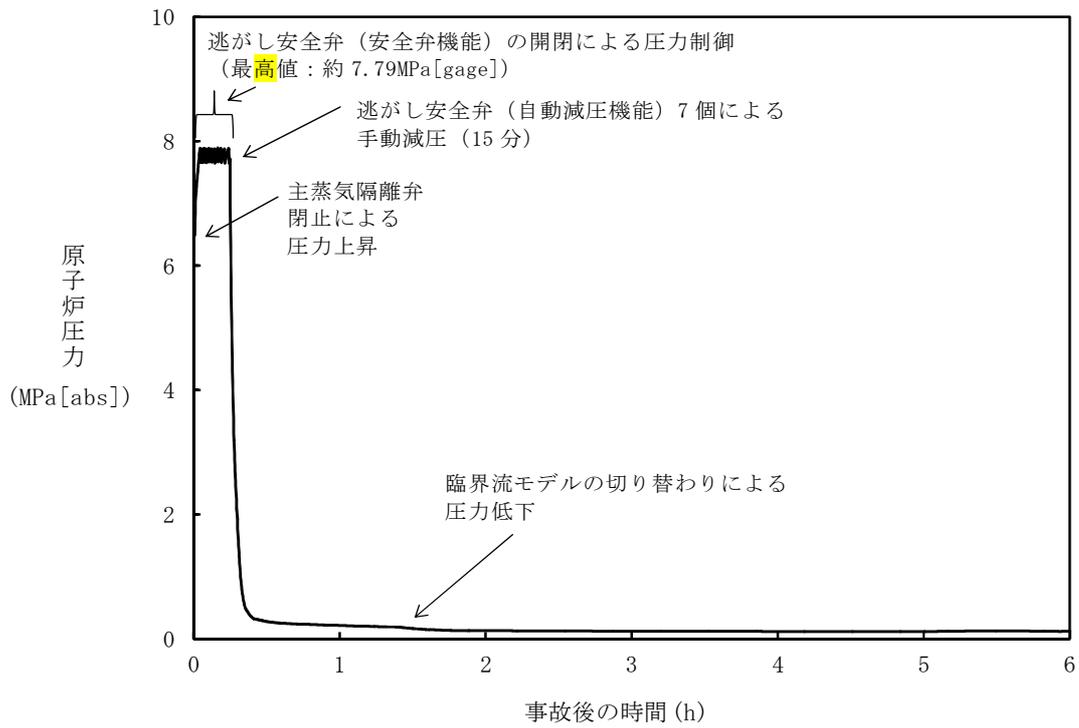
補足2  
 ISLOCAの発生時は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上を維持しつつ、漏えい抑制のために可能な限り原子炉水位を低めに維持する。  
 ・原子炉水位低 (レベル3) ..... 1,372cm  
 ・原子炉水位異常低下 (レベル2) ..... 1,243cm  
 ・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ..... 約1,217cm  
 ・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ..... 約1,217cm  
 ・原子炉水位異常低下 (レベル1) ..... 961cm  
 ・残留熱除去系注水ノズル ..... 約946cm  
 ・燃料有効長頂部 ..... 約920cm  
 (原子炉圧力容器底部を0cmとした相対高さを示す)

第2.7-2図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要

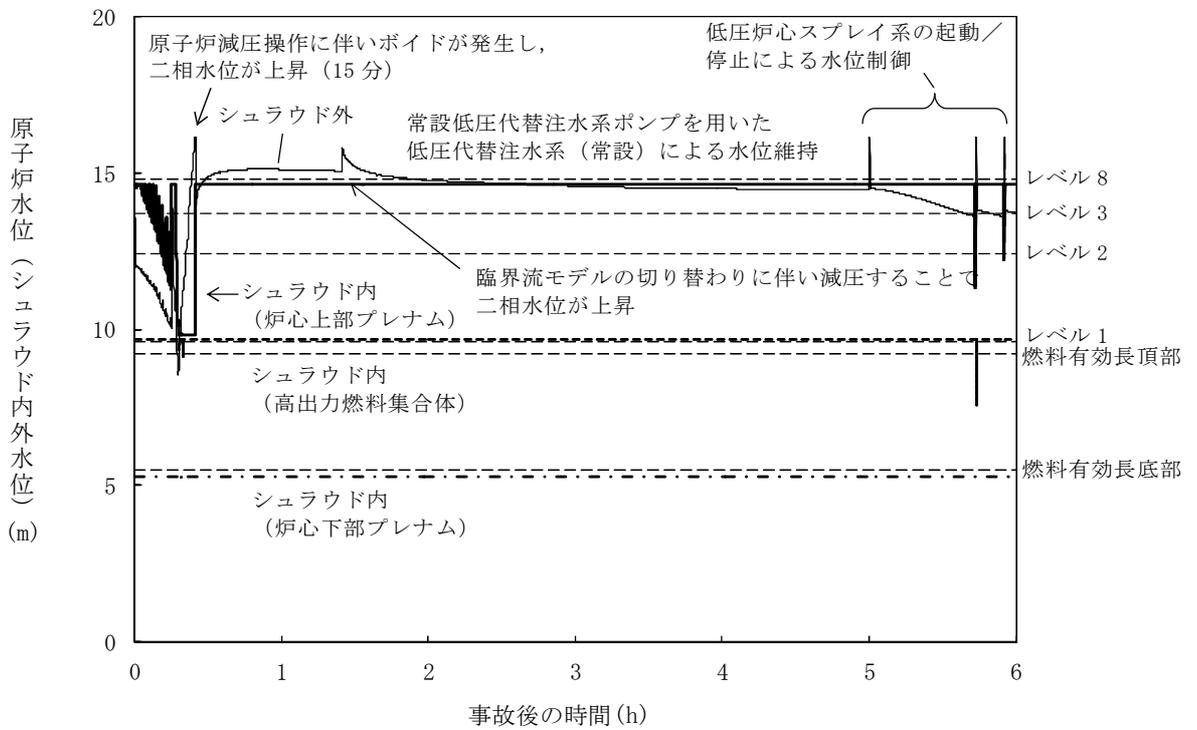
格納容器バイパス (ISLOCA)

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間										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分	2	3		4	5	24	25時間											
操作項目	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 設定点到達 プラント状況判断 約15分 原子炉減圧開始 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達 約5時間 残留除去系からの漏えい停止																									
	補佐	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)																										
状況確認	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 ●ISLOCA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 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認													10分												外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	-	●残留熱除去系の注入弁の閉止操作 (失敗) ●残留熱除去系のレグシールポンプの停止操作													2分												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【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												
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	-	-	-	●低圧炉心スプレイ系の起動操作													2分												
逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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個の手動開放操作													1分												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【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												
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・プール水の除熱操作	【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・プール水の除熱操作													6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													漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り低めに維持												
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	-	●残留熱除去系熱交換器出入口等の閉止操作, 失敗原因調査													適宜実施											解析上考慮しない	
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, D, E	1人 a	●保護具整備/整備補助 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作											115分						移動:67分 (移動経路:中央制御室から原子炉建屋原子炉棟地上3階 (放射線防護具着用含む)) 現場隔離操作:48分 (操作対象1個:原子炉建屋地上3階)									
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイ系)	【1人】 B	-	-	-	●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作													原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点へ維持												
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●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										20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a																											

第 2.7-3 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の作業と所要時間

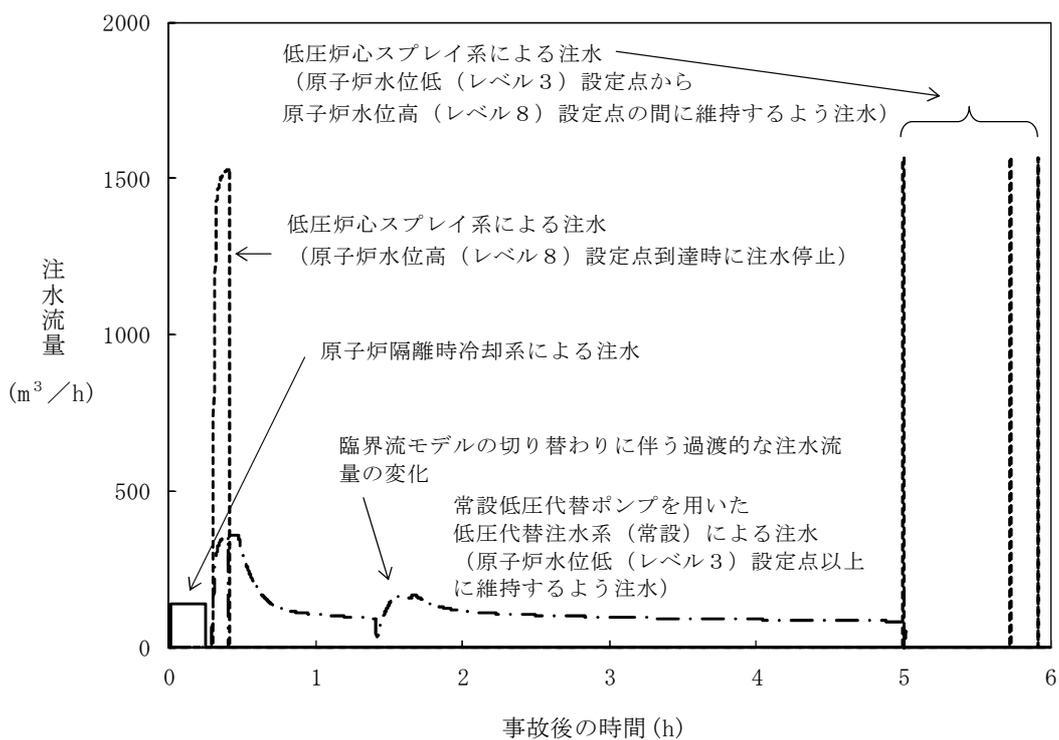


第2.7-4図 原子炉圧力の推移

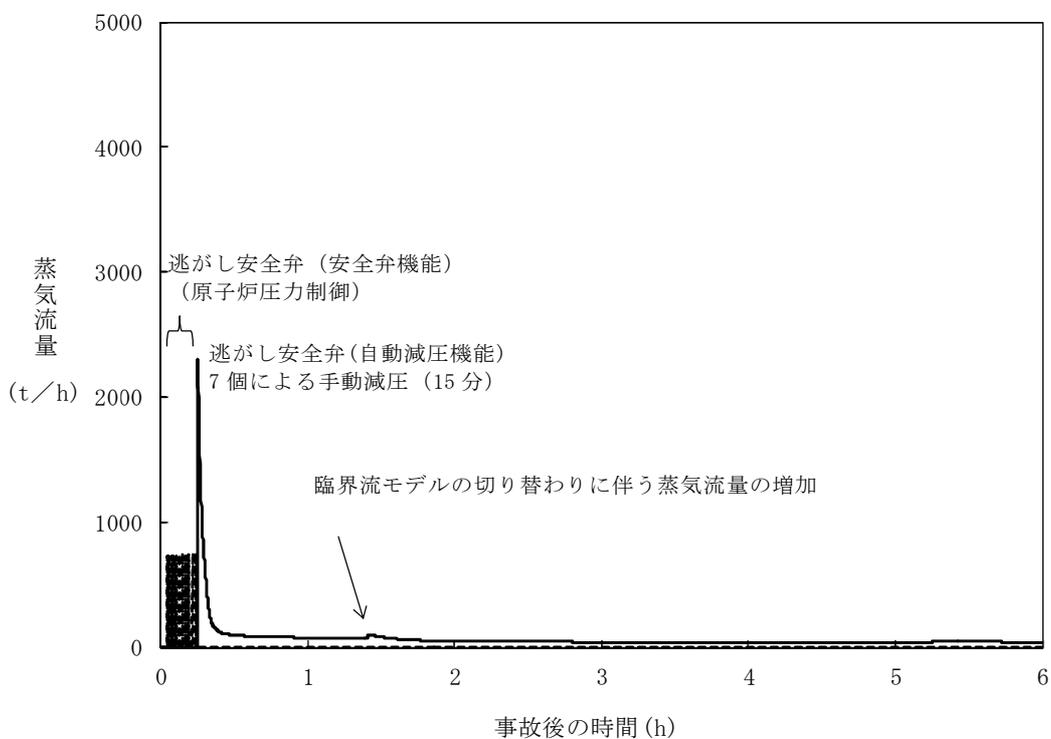


第2.7-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移\*

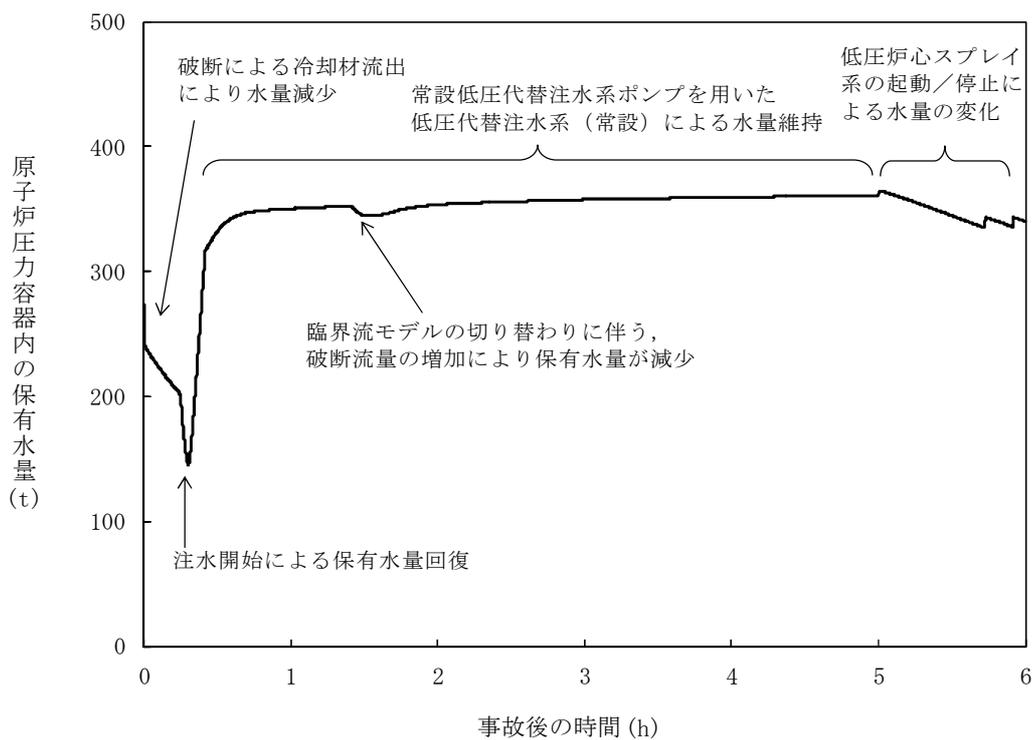
\* シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



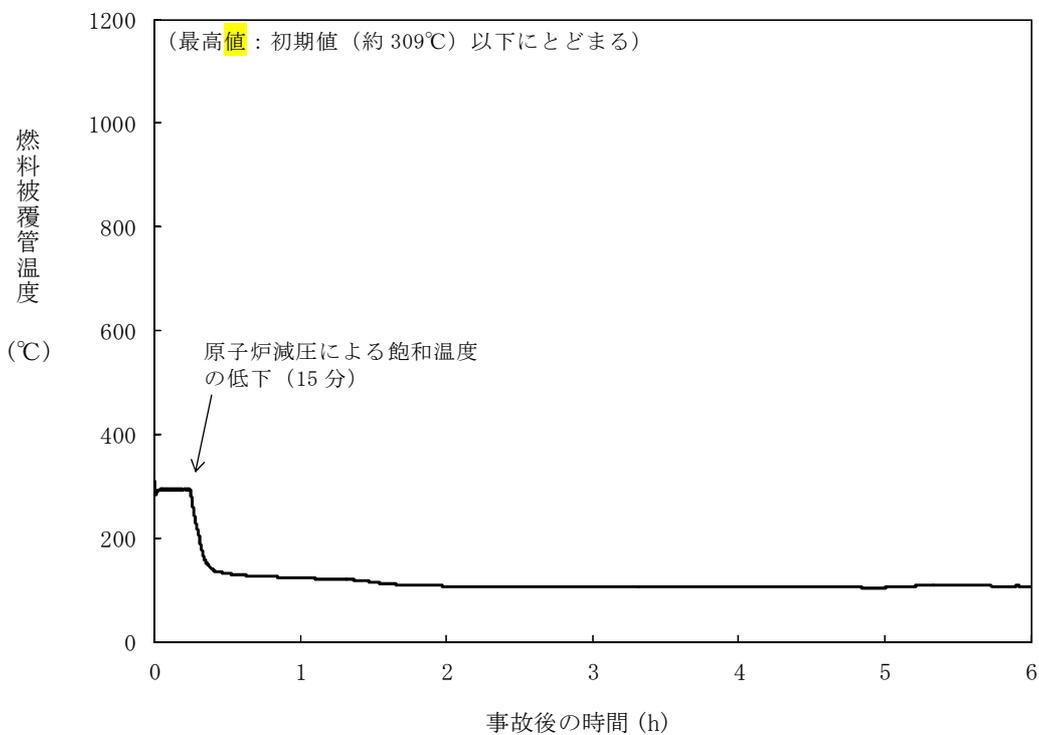
第2.7-6図 注水流量の推移



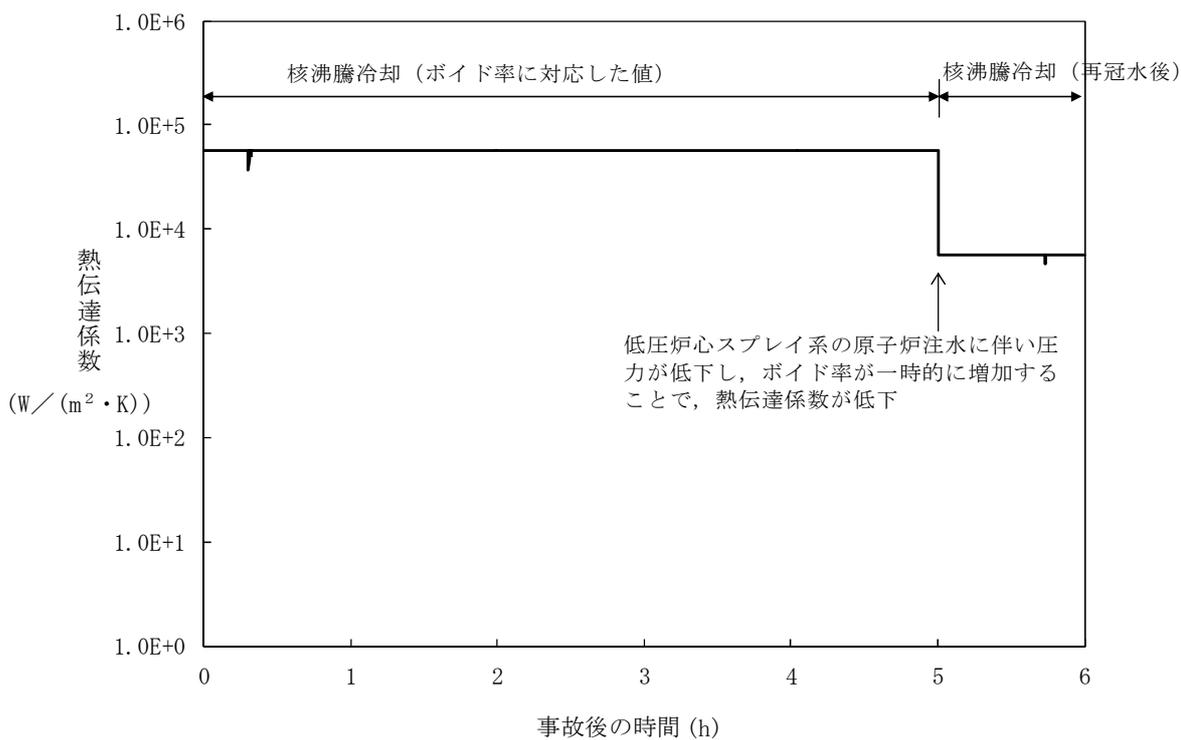
第2.7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



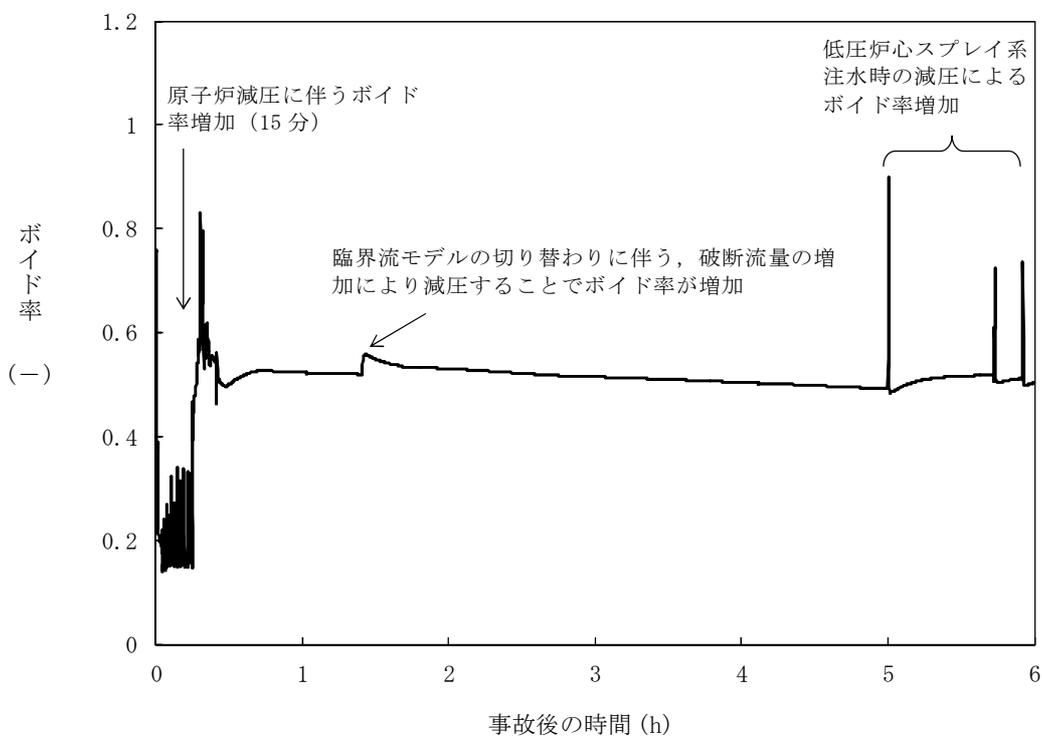
第2.7-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



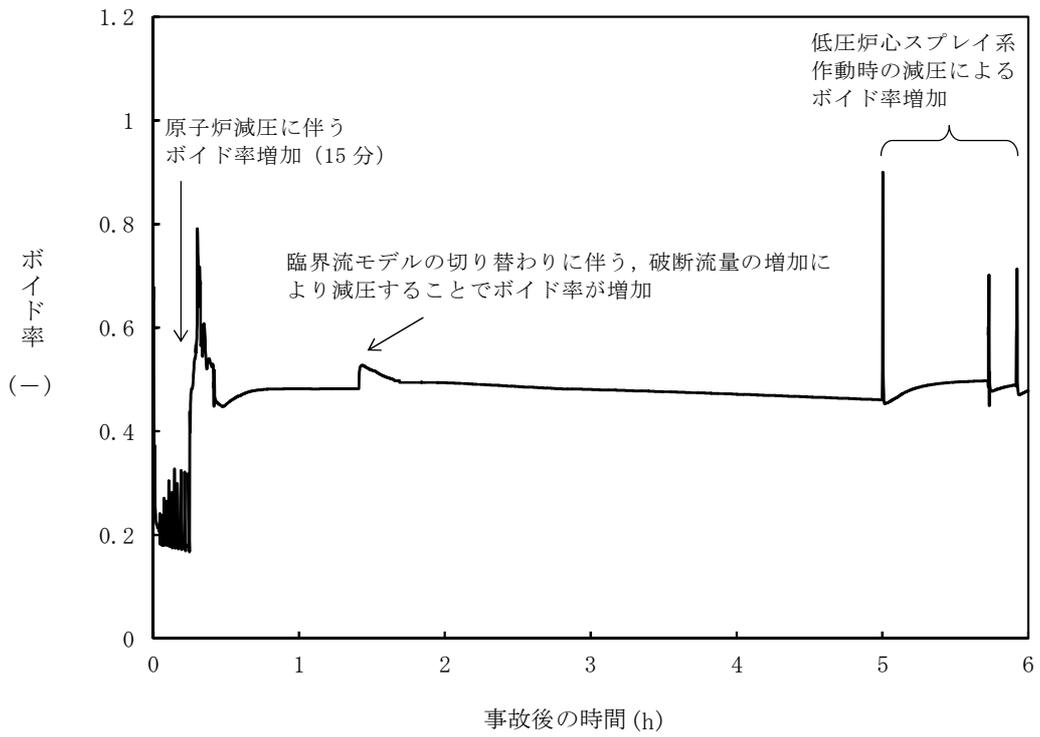
第2.7-9図 燃料被覆管温度の推移



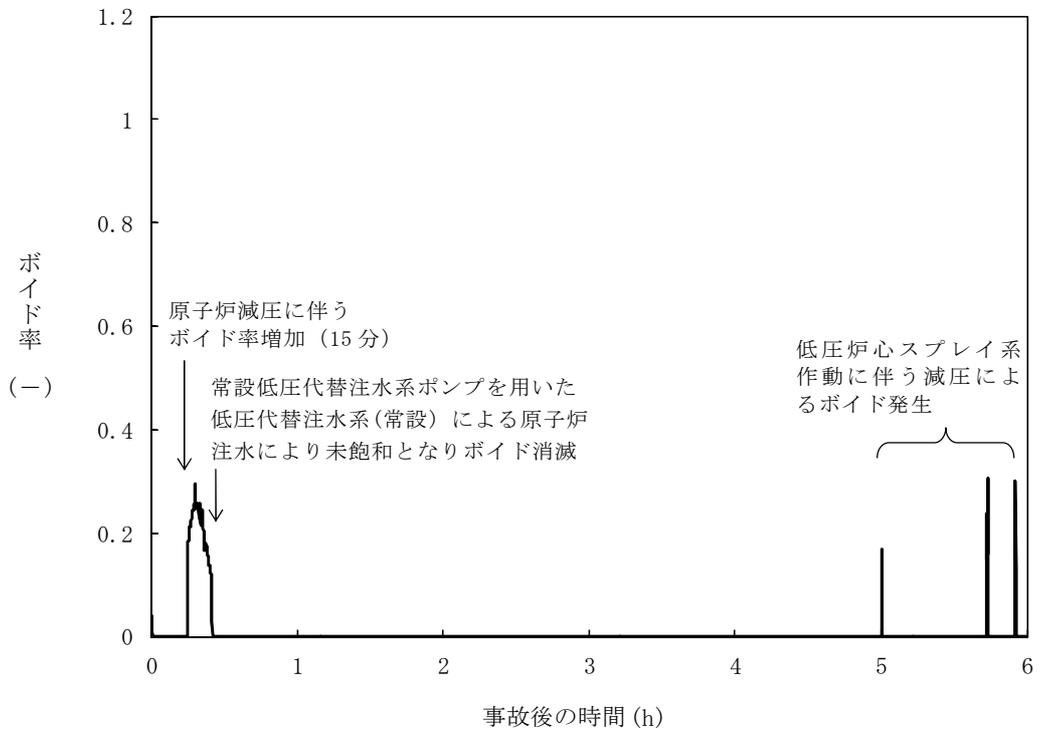
第2.7-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



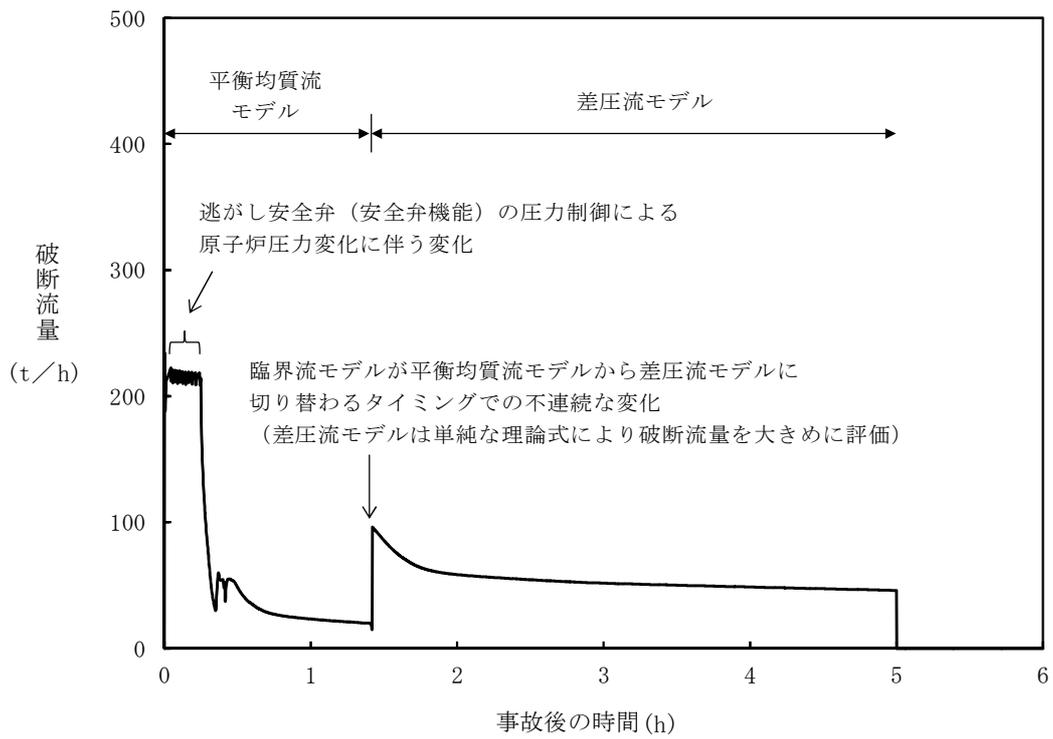
第 2.7-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



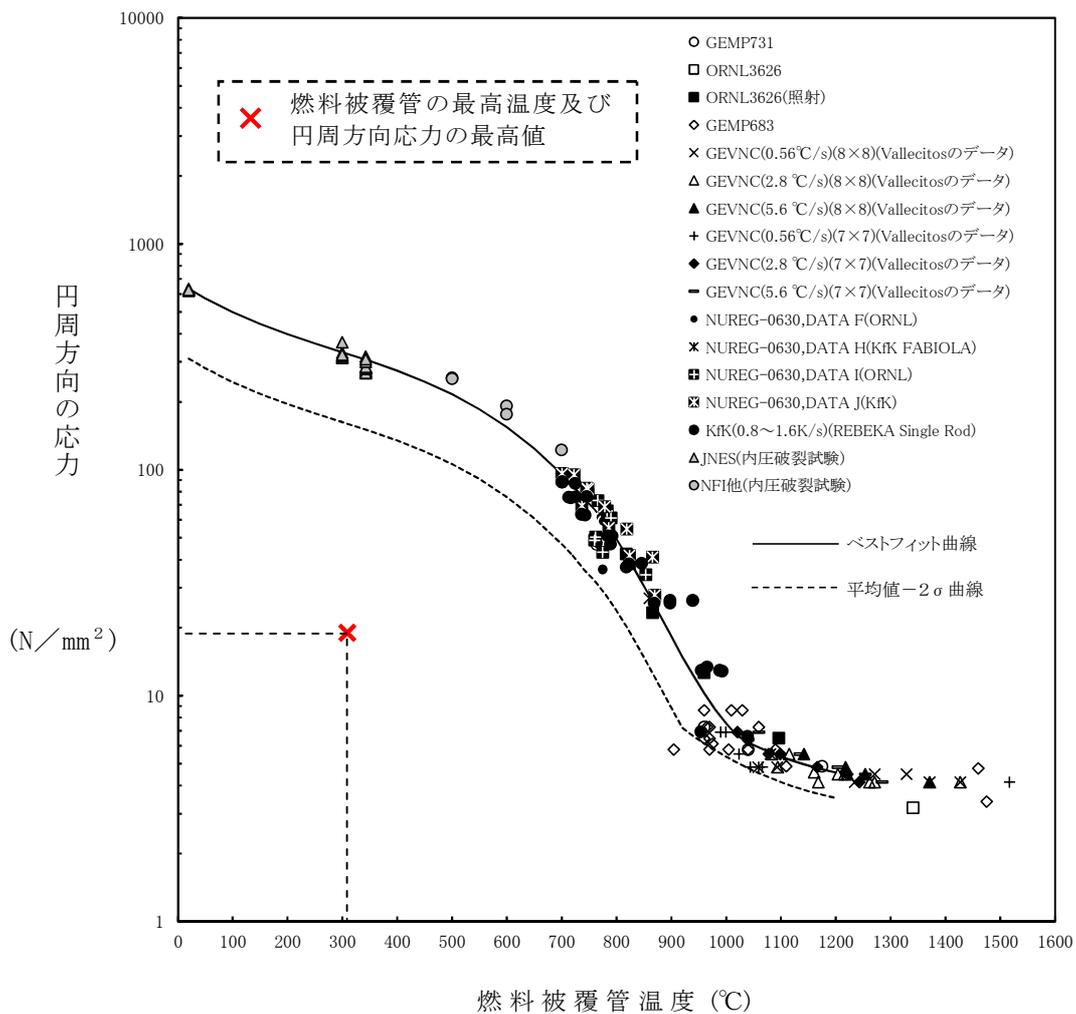
第2.7-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第2.7-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7-14 図 破断流量の推移



第2.7-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

第 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (1/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ISLOCAの発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損することで、ISLOCAが発生する。</li> </ul>	—	—	—
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> </ul>	—	—	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"> <li>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。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 主蒸気隔離弁* ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系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) 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
ISLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりISLOCAが発生したことを確認する。</li> </ul>	—	—	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* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

\* 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 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (2/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。</li> <li>残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、レグシールポンプを停止する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 *
低圧炉心スプレイ系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。</li> <li>外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系 * サブプレッション・チェンバ * 非常用ディーゼル発電機 * 軽油貯蔵タンク	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 *
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> </ul>	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	—	原子炉圧力 * 原子炉圧力 (SA)
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>ISLOCA 発生の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動する。</li> <li>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。</li> </ul>	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

\* 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 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (3/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) 設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点以上で可能な限り低めに維持する。</li> <li>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* サプレッション・チェンバ* 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 非常用ディーゼル発電機* 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 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力が 3MPa [gage] 到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。</li> </ul>	—	—	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) によるサプレッション・プール冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>サプレッション・プール水温度が 32℃ に到達したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。</li> </ul>	残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系)* サプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

\* 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 2.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (4/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。</li> </ul>	残留熱除去系注入弁*	—	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) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイ系)	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間で維持する。</li> <li>常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。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* サプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (広帯域)* 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) 低圧炉心スプレイ系流量*
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による冷温停止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。</li> </ul>	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

■ : 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

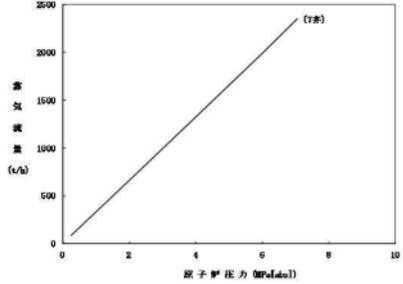
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (1/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	S A F E R	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+126cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) と 9 × 9 燃料 (B型) は, 熱水力的な特性はほぼ同等であり, その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため, 保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため, 崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として, 1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33Gwd/t 以下となるよう燃料を配置する。)	

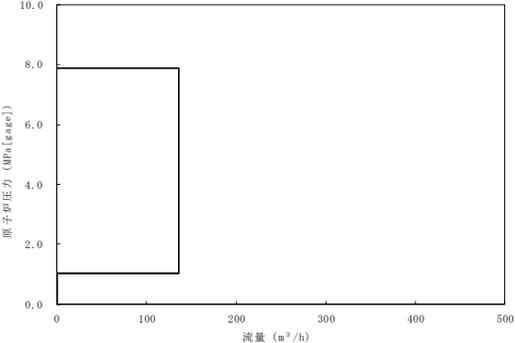
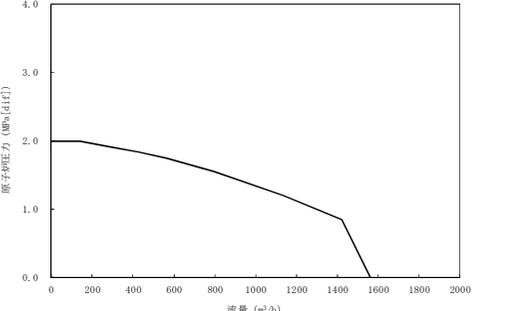
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系 熱交換器フランジ部に 約 21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果, I S L O C Aにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため, 加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して, 保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され, かつ, ガasketに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定  (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	I S L O C Aが発生した系統の機能喪失を設定
		高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため, 保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	給復水系が停止することで, 原子炉水位の低下が早くなることから, 炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し, 再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする	

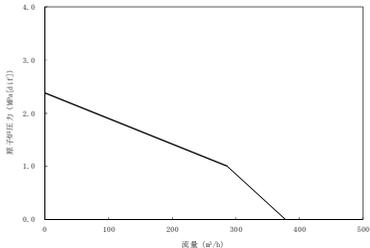
第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で閉止	設計値を設定
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	<p>(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)</p> <p>(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を開放することによる原子炉減圧 &lt; 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 &gt;</p> 	<p>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</p> <p>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</p>

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する機器条件</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                      原子炉減圧操作と同時に注水停止</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量 : 136.7 m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力 : 1.04MPa [gage] ~ 7.86MPa [gage]</li> </ul>	<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>  <p>The graph plots pressure (MPa [gage]) on the y-axis (0.0 to 10.0) against flow rate (m³/h) on the x-axis (0 to 500). A horizontal line is drawn at approximately 1.04 MPa, extending to a flow rate of 136.7 m³/h, where it drops vertically to zero.</p>
<p>低圧炉心スプレイ系</p>	<p>原子炉減圧後は, 原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) 設定点まで回復した 1 分後に注水停止                      残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し, 原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量 : 0 m<sup>3</sup>/h ~ 1,561 m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力 : 0 MPa [dif] ~ 1.99 MPa [dif]</li> </ul>	<p>設計値を設定                      機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p>  <p>The graph plots pressure (MPa [dif]) on the y-axis (0.0 to 4.0) against flow rate (m³/h) on the x-axis (0 to 2000). The curve starts at approximately 2.0 MPa at 0 m³/h and gradually decreases to about 0.8 MPa at 1400 m³/h, then drops sharply to zero at 1561 m³/h.</p>

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (5/6)

	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	<p>原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) 設定点まで回復した以降に、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点以上に維持 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の 1 分後に注水停止</p> <p>(原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量: <math>0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}</math></li> <li>注水圧力: <math>0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]</math></li> </ul>	<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>&lt; 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性 &gt;</p> 

第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（6/6）

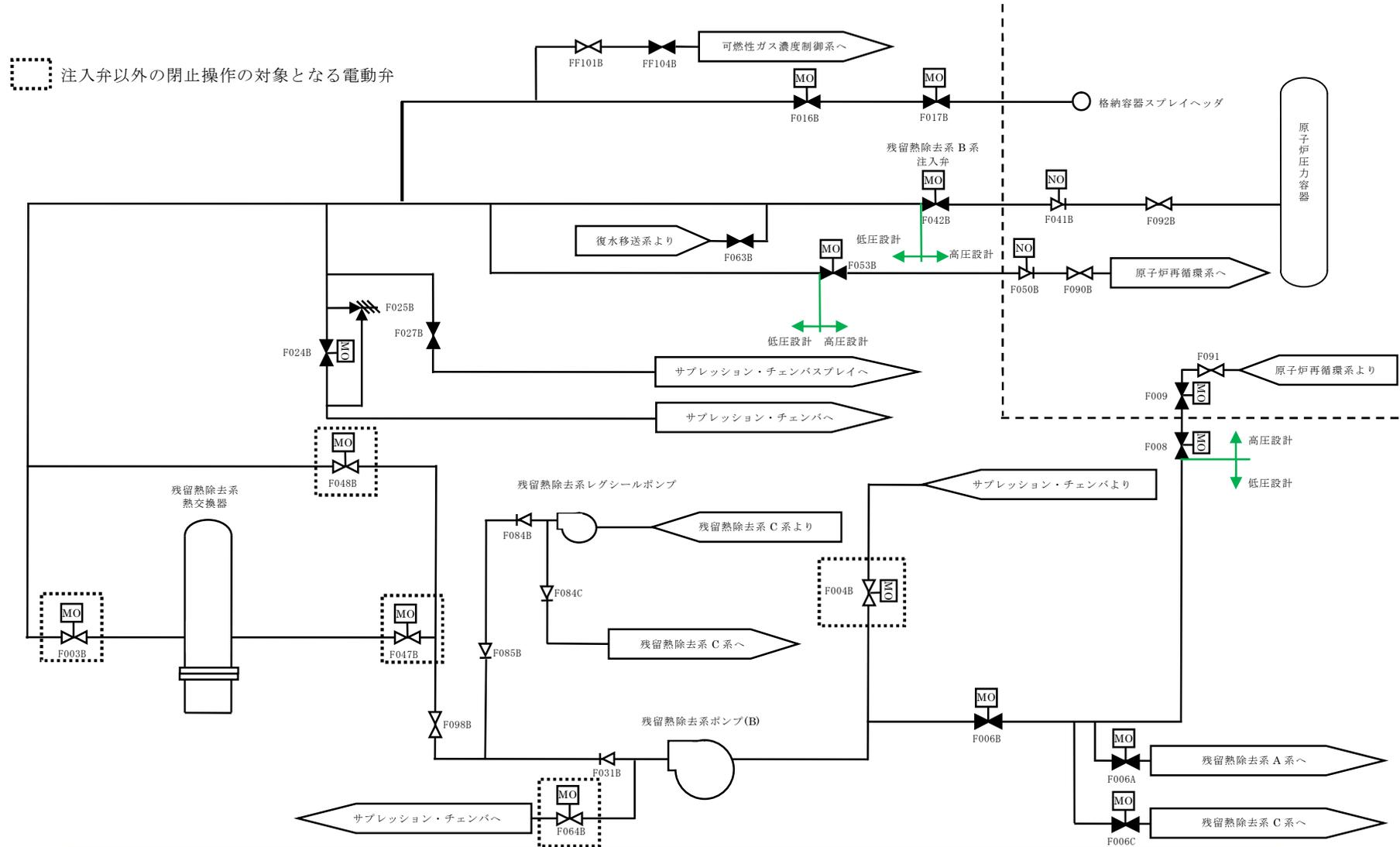
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する 操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認し、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に、原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して 5 時間後に閉止操作が完了するものとして設定

## インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について

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

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

また、不要な系統加圧を防止する観点で、残留熱除去系ポンプ（B）のコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、残留熱除去系レグシールポンプを停止する。



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

インターフェイスシステム L O C A 発生時の  
破断面積及び現場環境等について

1. 評価対象系統について

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

I S L O C A の評価対象となる系統は、第 1 表に示すとおり以下の条件を基に選定している。

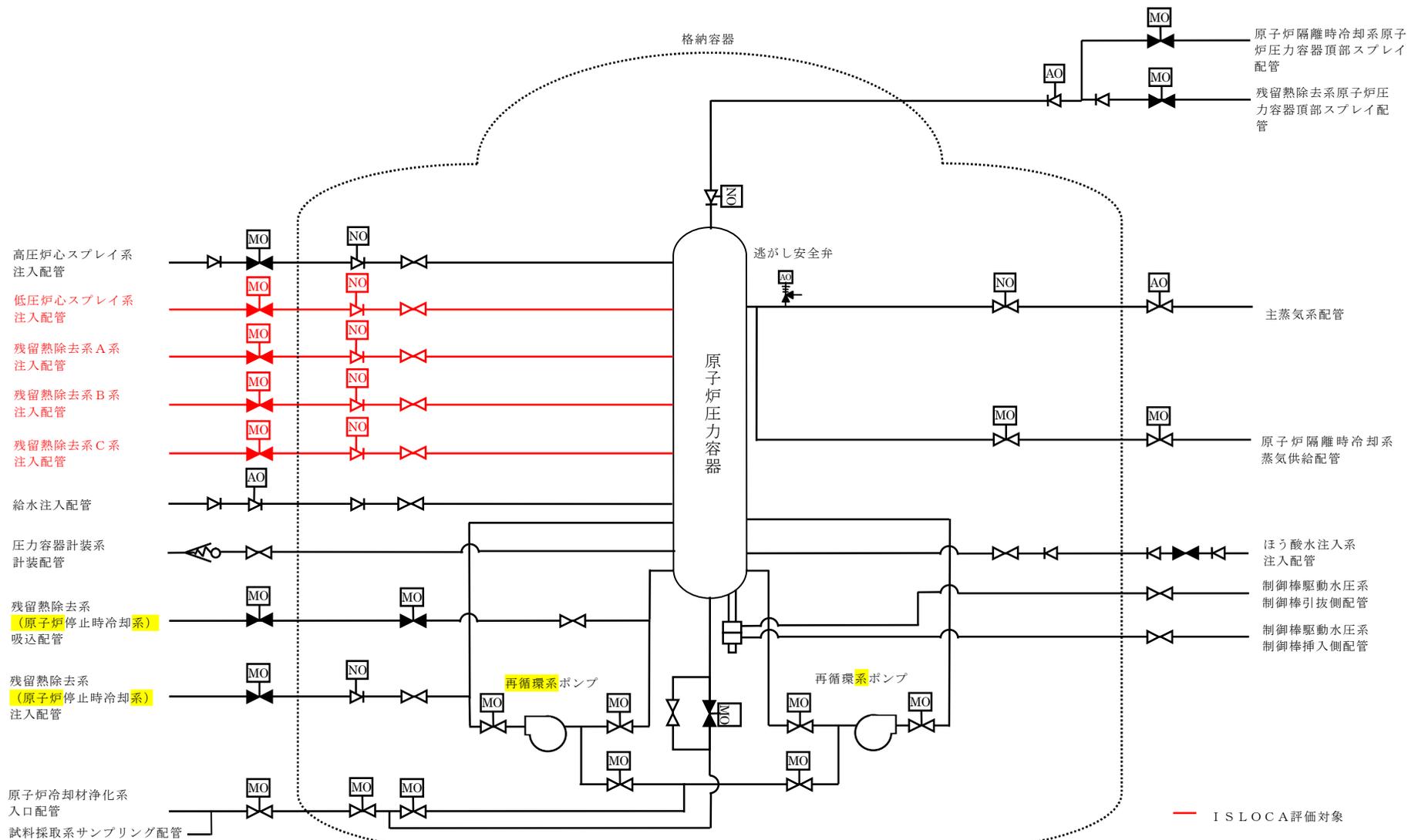
- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生の可能性のある系統
- ②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の開閉試験を実施する系統
- ③出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 個以下であり、開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する系統

以上により、I S L O C A の評価対象としては、以下が選定された。

- ・低圧炉心スプレイ系
- ・残留熱除去系（低圧注水系） A 系
- ・残留熱除去系（低圧注水系） B 系
- ・残留熱除去系（低圧注水系） C 系

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

なお，出力運転中に隔離弁の開閉試験を実施する系統としては，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系も該当するが，開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する範囲は高圧設計となっている。これらの系統にて低圧設計部の圧力上昇が確認された場合には，運転手順に従い注入弁の隔離状態を確認する等，圧力上昇時の対応操作を実施する。



第1図 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

第1表 ISLOCAの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果			
		結論	①隔離弁閉止	②開閉試験	③隔離弁2個以下
給水系	給水系注入配管	対象外	×	—	—
高圧炉心スプレィ系	高圧炉心スプレィ注入配管	対象外	○	○	×
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉压力容器頂部スプレィ配管	対象外	○	○	×
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外	×	—	—
低圧炉心スプレィ系	低圧炉心スプレィ系注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系(A, B, C)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)吸込配管	対象外	○	×	—
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)原子炉压力容器戻り配管	対象外	○	×	—
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉压力容器頂部スプレィ配管	対象外	○	×	—
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外	×	—	—
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外	×	—	—
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	○	×	—
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	×	—	—
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	×	—	—
原子炉压力容器計装系	原子炉压力容器計装系配管	対象外	×	—	—
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	×	—	—

## 2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C A の評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果、いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ、以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系 A 系に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テストブルチェック弁））及び外側隔離弁（電動弁）の 2 個により隔離している。外側隔離弁には、弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており、開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また、これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは、内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し、この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また、評価上は、保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

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

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

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

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

電動弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため機械的要因では急激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また、電動での開放時間は約 10.6 秒であり、電氣的要因でも急開とならないことから、誤開放を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

文献<sup>\*1</sup>によると、配管端に設置された弁の急開により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間（T）が圧力波の管路内往復時間（ $\mu$ ）より短い場合であるとされている。

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

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

T：弁の開放時間（s）

$\mu$ ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

$\alpha$ ：圧力波の伝搬速度（m/s）

ここで、 $\alpha$ は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（ $\alpha$ ）を  $1,400\text{m/s}^{*2}$  とし、実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管

の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると、圧力波の管路内往復時間（ $\mu$ ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（T）は約 10.6 秒であることから、水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく、低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※1 水撃作用と圧力脈動[改定版]第2編「水撃作用」((財)電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

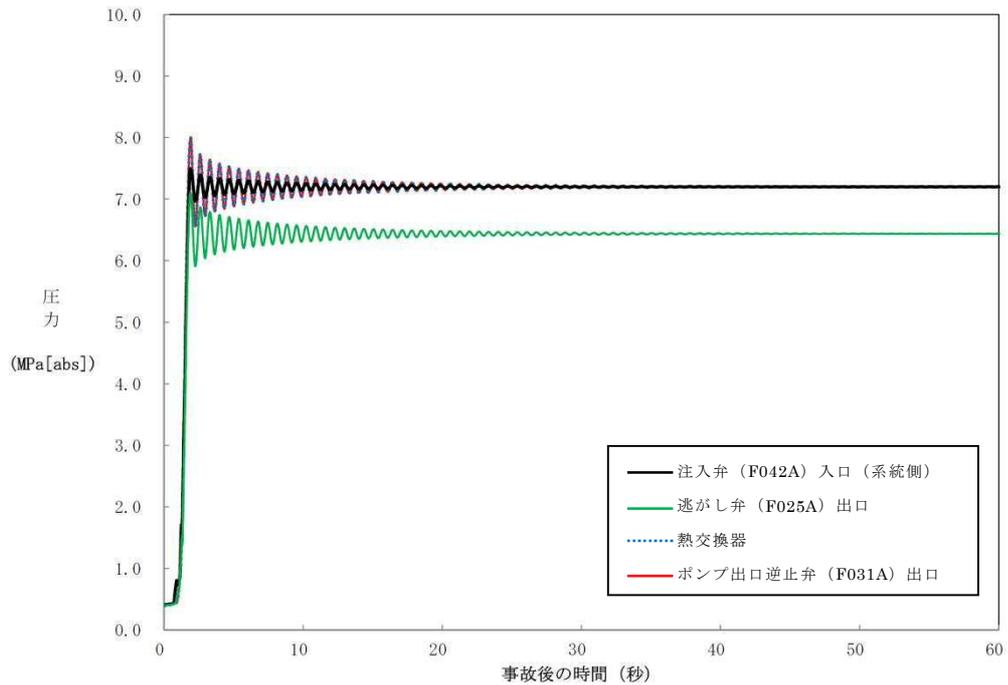
※2 圧力 0.01MPa[abs]、水温 0°C の場合、水の音速は約 1,412.3m/s となる。  
 なお、液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが、圧力については小さいほど、温度については約 70°C までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移を TRACG コードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第 2 表に、圧力推移図を第 2 図に示す。

第 2 表 残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位 置	圧力最大値 (MPa[abs])
注入弁 (F042A) 入口 (系統側)	約 7.50
逃がし弁 (F025A) 入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁 (F031A) 出口	約 8.01



第 2 図 残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉压力容器側）の圧力(7.2MPa[abs])に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力(8.01MPa[abs])まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に**当たっては**、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa [abs] に、加圧される範囲の最下端の水頭圧(0.24MPa)を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

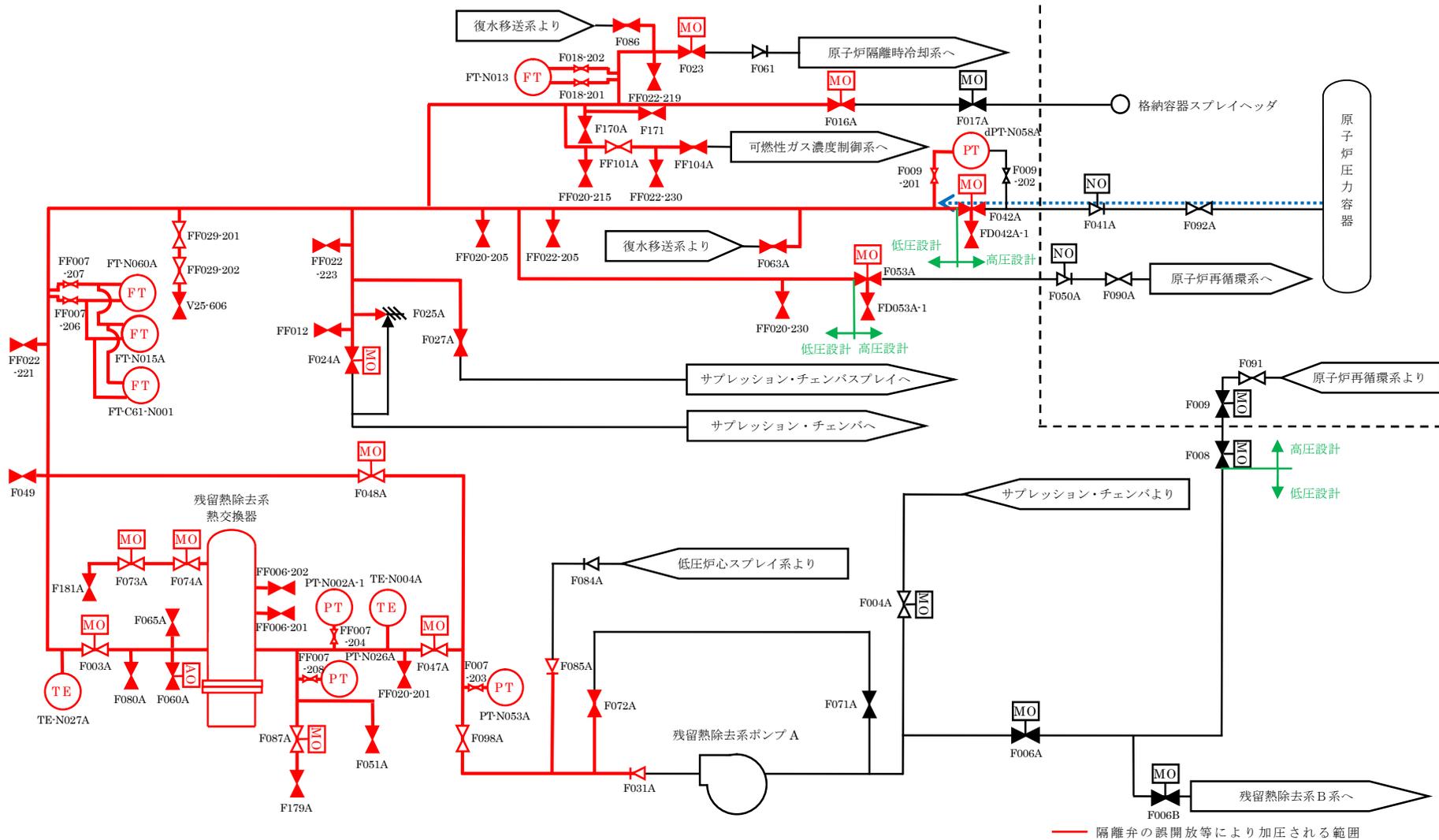
### 3. 構造健全性評価

#### 3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

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

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。



第 3 図 残留熱除去系 A 系の評価対象範囲

第 3 表 評価対象範囲に設置された機器

機 器		弁番号, 個数等	
① 熱交換器		1 個	
② 逃がし弁		1 個 F025A	
③ 弁	プロセス弁	20 個 F003A, F016A, F023, F024A, F027A, F031A, F047A, F048A, F049, F051A, F053A, F063A, F085A, F086, F087A, F098A, F170A, FF012, FF101A, FF104A	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	17 個 F065A, F072A, F073A, F074A, F080A, F171, F179A, F181, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230
		計器 隔離弁	10 個 FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF009-201, FF018-201, FF018-202
		サンプル弁	4 個 F060A, FF029-201, FF029-202, V25-606
④ 計 器		10 個 TE-N004A, TE-N027A, PT-N002A-1, PT-N026A, PT-N053A, dPT-N058A, FT-N013, FT-N015A, FT-N060A, FT-C61-N001	
⑤ 配 管		1 式	

### 3.2 構造健全性評価の結果

#### (1) 熱交換器（別紙 3）

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「東海第二発電所 工事計画認可申請書」（以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し、裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である2.4より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板、胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

##### a. 胴側胴板（厚肉部、薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む））＜第I編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し、胴板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定* ( $t_s \geq t$ )
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

##### b. 胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用し、胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定* ( $t_s \geq t$ )
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c. 胴側入口・出口管台

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

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判 定* ( $t_s \geq t$ )
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. フランジ部

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

評価部位	ボルトの 実機の断面積 ( $\text{mm}^2$ )	ボルトの 必要な断面積 ( $\text{mm}^2$ )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定*
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

(2) 逃がし弁 (別紙 4)

a. 弁 座

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

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
弁 座	2.8	0.7	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

## b. 弁 体

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

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判 定*
弁 体	81	88	○

※ 発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

## c. 弁本体の耐圧部

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

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判 定*
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

## d. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定*
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142	—

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

上記の評価の結果、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容圧力以上であったため、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボン

ネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットナット締付部の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
弁耐圧部の接合部	67	152	○

※ 発生応力が許容応力以下であること

### (3) 弁 (別紙 5)

#### a. 弁本体

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

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判定* ( $t_s \geq t$ )
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	9.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

#### b. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応

力を算出した。その結果、F086, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
F003A	13,672	18,675	261	177	—
F016A	11,033	14,288	246	168	—
F024A	16,406	15,451	213	168	—
F027A	1,758	2,919	206	177	—
F031A	13,400	11,610	305	177	—
F047A	13,672	18,675	261	177	—
F048A	11,033	24,157	171	177	—
F049	2,770	3,818	189	177	—
F063A	1,803	2,061	206	177	—
F086	901	694	117	177	○
F098A	11,241	13,372	317	177	—
F170A	5,411	6,259	163	168	—
F065A	1,203	1,192	210	165	—
F072A	1,803	2,061	206	177	—
F080A	901	833	116	177	○
F060A	321	190	98	165	○
FF029-201	601	318	73	165	○
FF029-202	601	318	73	165	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

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

弁番号	伸び量 (mm)	ガスケット 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
F003A	0.008	0.1	—	—	○
F016A	0.004	0.1	—	—	○
F024A	-0.023	—	ボンネットナット座面：128	ボンネットナット座面：427	○
F027A	0.015	0.1	—	—	○
F031A	-0.029	—	ボンネットナット座面：95	ボンネットナット座面：596	○
F047A	0.008	0.1	—	—	○
F048A	0.063	0.1	—	—	○
F049	0.001	0.1	—	—	○
F063A	0.011	0.2	—	—	○
F098A	0.032	0.2	—	—	○
F170A	0.016	0.2	—	—	○
F065A	-0.016	—	ボンネットナット座面：202 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：134	ボンネットナット座面：360 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：194	○
F072A	0.011	0.2	—	—	○

※ 伸び量がプラスの場合は、伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は、発生応力が許容応力以下であること。

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

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

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

評価部位	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A, FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A, FF101A	9.97MPa
その他の弁	F073A, F074A	14.97MPa
	F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁 FF009-201	14.97MPa
	FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁 V25-606	25.9MPa

#### (4) 計 器 (別紙 6)

##### a. 圧力計, 差圧計

以下の圧力計及び差圧計は、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時

の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判定
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○

#### b. 温度計

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

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

計器番号	流速 V (m/s)	換算流速 $V_y$	換算係数率 $C_n$	判定*
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)

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

（流体振動に対する強度評価）

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の設計疲労限 (MPa)	判定*
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

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

(5) 配 管 (別紙 7)

a. 管

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

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定*
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
58	12.51	7.63	○	

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

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

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm) 【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定*
フランジ部	-0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	-0.04	2.40	2.44	2.60	○

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

4. 破断面積の設定について (別紙 8)

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分

が加圧されたとしても、破損は発生しないことを確認した。

そこで、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm<sup>2</sup>の漏えいが発生することを想定する。

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

また、構造健全性評価の結果、設計・建設規格を適用した一次評価において許容値を満足せず、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出する二次評価に基づき破損が発生しないことを確認している評価部位の中で、許容値に対する裕度の最も低い F048A の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなり、また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから、その影響は熱交換器フランジ部に約 21cm<sup>2</sup>の漏えいを想定した場合に包含されると考えられる。

## 5. 現場の環境評価

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

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

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C Aは残留熱除去系B系にて発生するものとする。

なお、I S L O C Aが残留熱除去系A系にて発生することを想定した場合、破断面積（約 21 cm<sup>2</sup>）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はB系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋原子炉棟の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

### (1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系におけるI S L O C A発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系A系及び低圧代替注水系（常設）、逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙 9, 10）

東海第二発電所の原子炉建屋原子炉棟は、地下 2 階から 5 階まで耐火壁を設置することで東側区分と西側区分を物理的に分離する方針である。I S L O C A による原子炉冷却材の漏えいは、残留熱除去系 B 系が設置されている西側区画において発生するのに対して、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 A 系は東側区画に位置していることから、溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は、ポンプが原子炉建屋原子炉棟から物理的に分離された区画に設置されているため、溢水の影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋原子炉棟内に設置されるものは原子炉建屋原子炉棟 3 階以上に位置しており、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 程度であるため、溢水の影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙 9, 10）

東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 A 系への影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋原子炉棟内の電動弁は、西側区画に位置するものが 2 個あるが、これらは I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。さらに、逃がし安全弁及び関連する

計装設備についても、I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境において機能喪失することはない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

c. 放射線による影響（別紙 11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、地上3階における吸収線量率は最大でも約15.2mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.7kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系におけるI S L O C A発生時に必要な現場操作は、残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作である。

残留熱除去系B系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを図4に示す。残留熱除去系B系におけるI S L O C A発生時は、原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮して、主に漏えいが発生している西側区画とは逆の東側区画を移動することとしている。

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙 9, 10）

東側区画は、I S L O C Aによる原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、注入弁は西側区画の3階に設置されてお

り、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は約300tであり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m程度であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙9, 10）

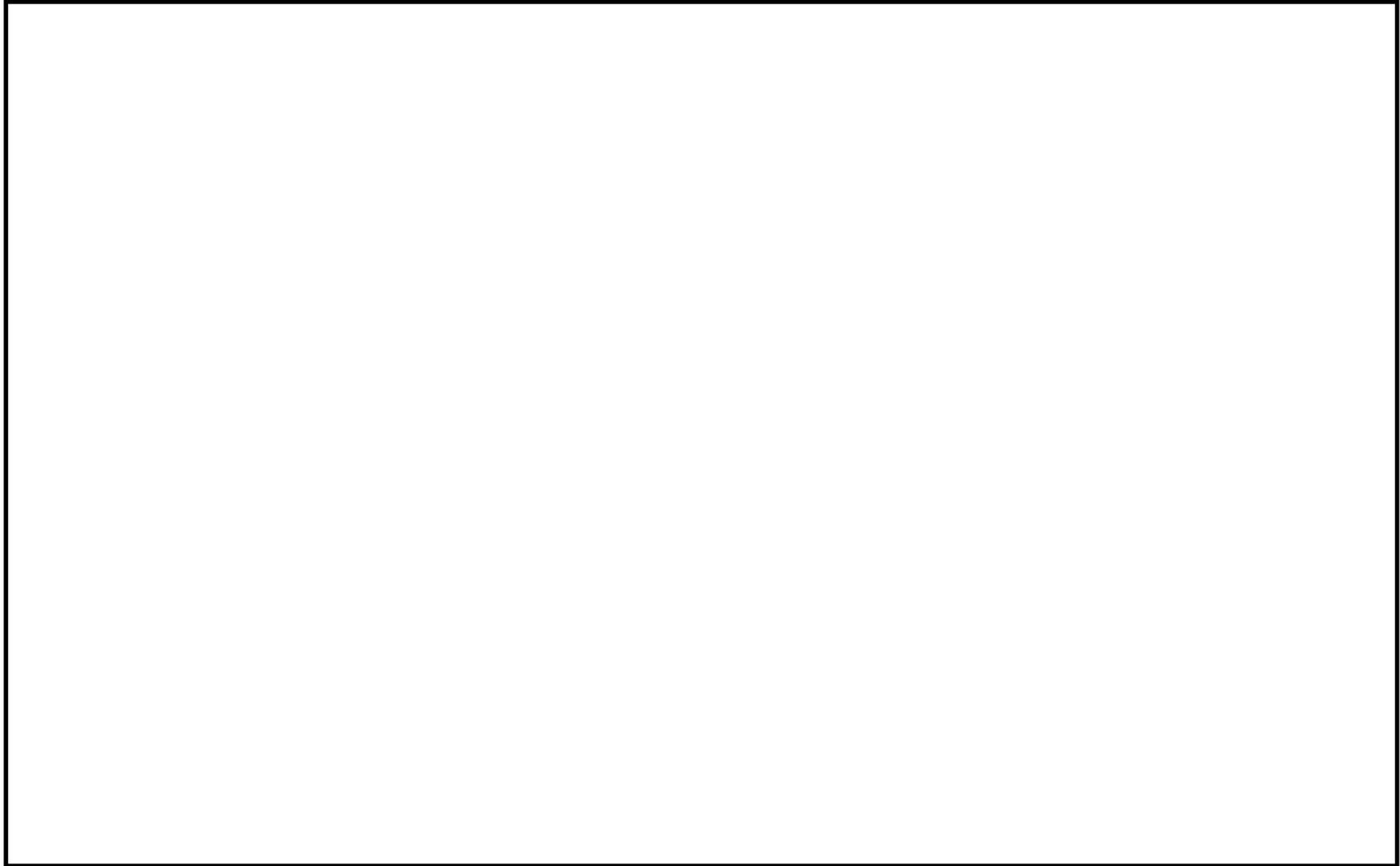
東側区画における温度及び湿度については、初期値から有意な上昇がなく、アクセス性への影響はない。また、西側区画のうちアクセスルート及び操作場所となる原子炉建屋原子炉棟3階西側において、原子炉減圧後に建屋内環境が静定する事象発生の約2時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している5時間後までの温度及び湿度は、最大で約44℃及び約100%である。残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作は2チーム体制にて交代で実施し、1チーム当たりの原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約36分であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である\*。なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、放射線防護具（タイベック、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を着用する。

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

c. 放射線による影響（別紙 11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で約 15.2mSv/h である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制にて交代で実施し、1 チーム当たりの原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約 36 分であるため、作業時間を保守的に 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約 15.2mSv となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約 3 時間後における線量率は約 5.6mSv/h であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約 5.6mSv となる。

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



第 4 図 操作場所へのアクセスルート

### (3) 結 論

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

#### 6. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

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

その結果、非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約  $1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ ,  $3.3 \times 10^{-1} \text{mSv}$  となり、「2.6 L O C A時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（非居住区域境界：約  $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ , 敷地境界：約  $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ ）及び事故時線量限度の  $5 \text{mSv}$  を下回ることを確認した。

## 残留熱除去系 A, B 系電動弁作動試験について

## 1. 残留熱除去系 A, B 系電動弁作動試験

## (1) 試験の頻度, 目的

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

保安規定第 39 条 (抜粋)

低压注水系における注入弁, 試験可能逆止弁, 格納容器スプレイ弁, サプレッションプールスプレイ弁及び残留熱除去系テストバイパス弁が開することを確認する。また, 動作確認後, 動作確認に際して作動した弁の開閉状態及び主要配管が満水であることを確認する。

## (2) 内側隔離弁 (試験可能逆止弁) 及び外側隔離弁 (注入弁) の試験手順

外側隔離弁 (注入弁) においては, 弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられているため, 以下の手順にて試験を実施する。

## ① 弁間圧抜き

注入弁差圧計にて 3.92MPa 以下まで内側隔離弁 (試験可能逆止弁) と外側隔離弁 (注入弁) 間の注入ライン圧抜き弁の開閉を実施し減圧する。その際, 警報「RHR INJECTION VALVE ΔP LOW」が点灯する。

## ② 外側隔離弁の開閉試験

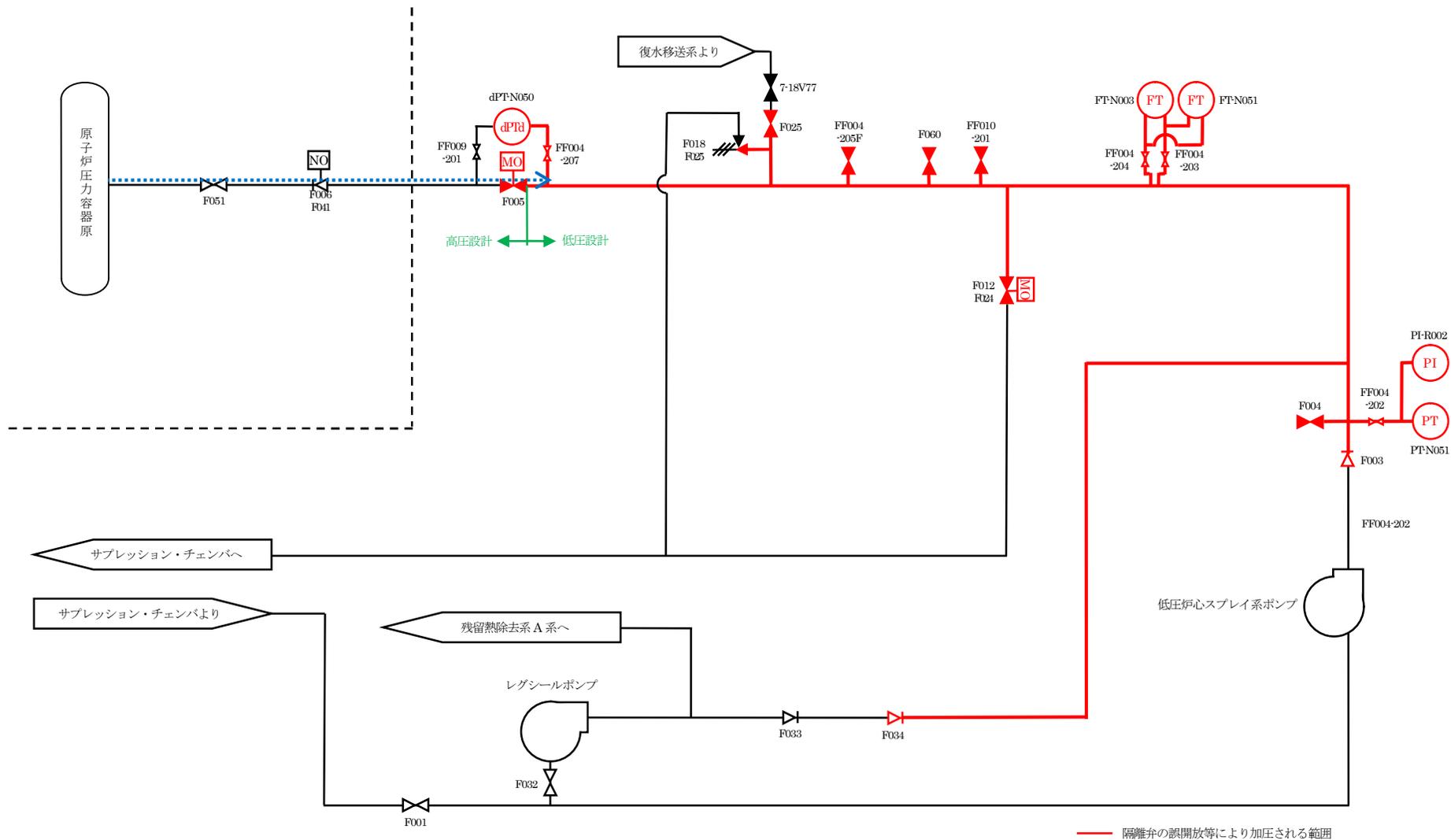
外側隔離弁 F042A(B) の開閉時間を測定する。

## ③ 内側隔離弁の開閉試験

内側隔離弁 F041A(B) の開閉時間を測定する。その際, 警報「RHR INJECTION VALVE ΔP LOW」が消灯する。

## 低圧炉心スプレイ系の構造健全性評価

低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲を別第 2-1 図，評価対象範囲に設置された機器を別第 2-1 表，評価結果を別第 2-2 表から別第 2-8 表に示す。



第 2-1 図 低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲

別第 2-1 表 評価対象範囲に設置された機器（低圧炉心スプレイ系）

機 器		弁番号, 個数等	
① 逃がし弁		1 個 F018	
② 弁	プロセス弁	7 個 F003, F004, F005, F012, F025, F034, F060	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	1 個 FF004-205
		計器 隔離弁	4 個 FF004-202, FF004-203, FF004-204, FF004-207
		サンプル弁	1 個 FF010-201
③ 計 器		5 個 PI-R002, PT-N054, dPT-N050, FT-N003, FT-N051	
④ 配 管		1 式	

別第 2-2 表 逃がし弁の評価結果（弁座）

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定※
弁 座	2.8	0.7	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-3 表 逃がし弁の評価結果（弁体）

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判 定※
弁 体	81	88	○

※ 発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

別第 2-4 表 逃がし弁の評価結果（弁耐圧部の接合部）

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
弁耐圧部の接合部	67	152	○

※ 発生応力が許容応力以下であること

別第 2-5 表 弁の評価結果 (1/3)

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定※
F003	SCPH2	22.2	8.7	○
F012	SCPL1	21.0	7.7	○
F060	SCPH2	14.0	5.1	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-5 表 弁の評価結果 (2/3)

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F005	8.62MPa	302℃

別第 2-5 表 弁の評価結果 (3/3)

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F004, F025, F034	9.97MPa
その他の弁	ベント弁	FF004-205	14.97MPa
	ドレン弁		
	計器隔離弁	FF004-202, FF004-203, FF004-204, FF004-207	9.97MPa
	サンプル弁	FF010-201	9.97MPa

別第 2-6 表 計器の評価結果 (圧力計, 差圧計)

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判 定
PI-R002	8.4※	○
PT-N054	14.7(150kg/cm <sup>2</sup> )	○
dPT-N050	13.7(140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-N003	13.7(140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-N051	14.7(150kg/cm <sup>2</sup> )	○

※ プルドン管の耐圧試験圧力

別第 2-7 表 配管の評価結果 (管)

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定※
管	3	12.70	3.76	○
	8	14.30	3.07	○
	10	12.70	3.91	○
	11	10.30	3.07	○
	15	8.20	2.18	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

別第 2-8 表 配管の評価結果 (フランジ)

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
フランジ部	940	349	145	396	○
	11,240	10,130	252	393	○
	11,240	10,190	253	393	○

※ ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

## 熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 (隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 8.2MPa[gage]と最高使用圧力 3.45MPa[gage]の比)より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板, 胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

別第 3-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。

別第 3-1 表 既工認強度計算結果の設計裕度 (3.45MPa, 249°C)

評価部位	実機の値	判定基準	裕度
胴板 (厚肉部)	53.32mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.55</u>
胴板 (薄肉部)	37.05mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.08</u>
胴側鏡板	56.95mm 最小厚さ	≥ 33.64mm 必要厚さ	<u>1.69</u>
胴側出口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側液面計	6.15mm 最小厚さ	≥ 0.56mm 必要厚さ	10.98
胴側ドレン	62.50mm 最小厚さ	≥ 2.26mm 必要厚さ	27.65
胴側ベント (1)	5.50mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.54
胴側ベント (2)	10.00mm 最小厚さ	≥ 0.42mm 必要厚さ	23.80
胴側入口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側逃がし弁 (座)	5.45mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.48
胴側逃がし弁 (管)	3.20mm 最小厚さ	≥ 0.80mm 必要厚さ	4.00

## 1.2 評価方法

### (1) 胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

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

t : 胴側胴板の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>i</sub> : 胴の内径 (=2,000mm)

S : 胴板の設計引張強さ (Su=391MPa, at 288°C SB410)

η : 継手効率 (=1.0)

(2) 胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_i K}{2S\eta - 0.2P}$$

t : 胴側鏡板の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

$D_i$  : 鏡板の内面における長径 (=2,000mm)

K : 半だ円形鏡板の形状による係数 (=1.0)

S : 鏡板の設計引張強さ (Su=391MPa, at 288°C SB410)

$\eta$  : 継手効率 (=1.0)

(3) 胴側入口, 出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

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

t : 胴側入口, 出口管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

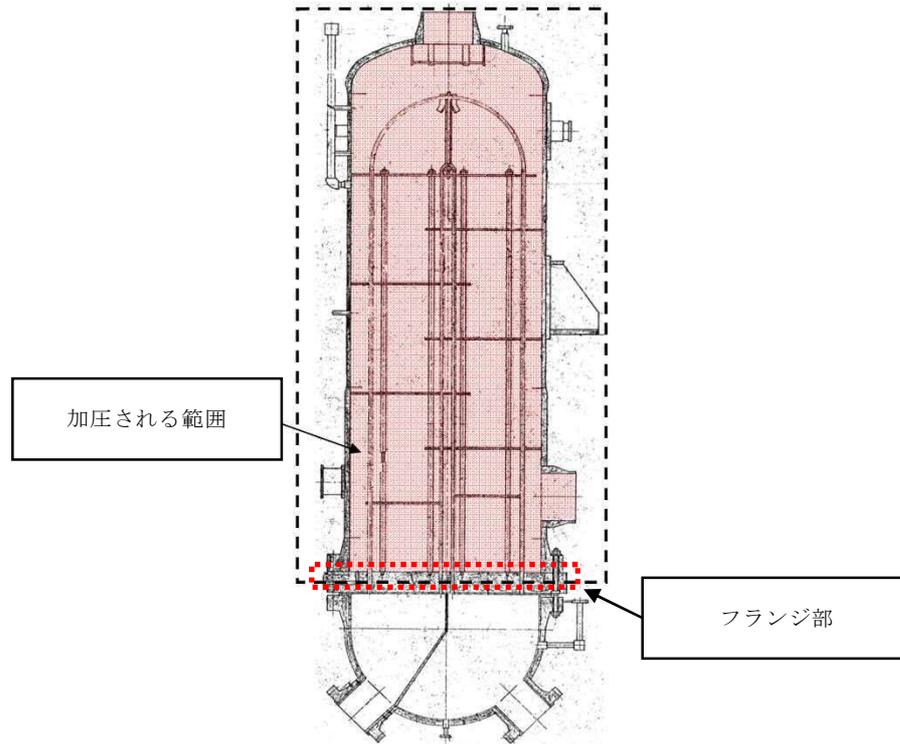
$D_o$  : 管台の外径 (=558.8mm)

S : 管台の設計引張強さ (Su=438MPa, at 288°C SF490A)

$\eta$  : 継手効率 (=1.0)

#### (4) フランジ部

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



別第 3-1 図 フランジ部

#### 1.3 評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果、別第 3-2 表及び別第 3-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-2 表 フランジ部以外の評価結果

評価部位	実機の値	判定基準
胴側胴板（厚肉部）	53.32mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側胴板（薄肉部）	37.05mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側鏡板	56.95mm (実機の最小厚さ)	35.08mm (計算上必要な厚さ)
胴側入口・出口管台	14.55mm (実機の最小厚さ)	8.62mm (計算上必要な厚さ)

別第 3-3 表 フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
フランジ部	106,961	74,184	239	262

## 逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位

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

## 1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa[gage], 288℃になるものとして評価する。

## (1) 弁座の評価

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

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

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>0</sub> : 管台の外径 (mm)

S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)

η : 継手効率\*

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0を使用

## (2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力 (8.2MPa[gage]) がすべての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認する。

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

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

σ : せん断応力 (MPa)

F : せん断力 (N)

A : 弁体最小断面積 (mm<sup>2</sup>)

D : 弁座口の径 (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

## (3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最

小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

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

t : 弁箱の必要な厚さ

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

d : 内径 (mm)

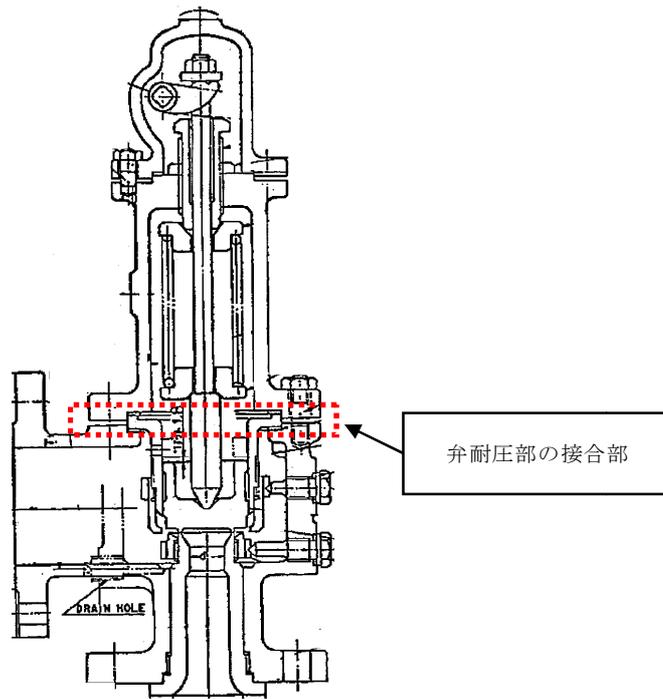
S : 設計降伏点 (MPa)

#### (4) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容応力以下であることを確認した。

別第 3-1 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142



別第 3-1 図 弁耐圧部の接合部

上記を満たさない場合は、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

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

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

性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力以下であることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

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

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

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

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 8.2MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

- ・ ボンネットボルトの内圧による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ ボンネットボルトの熱による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

④ : ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧ : ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

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

- ・ ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤ : ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥ : 弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨ : ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

(mm)

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

(c) 伸び量

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

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

(mm)

b. ボンネット座面の面圧

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

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面丸面の場合)

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

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面平面の場合)

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

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧

$$d = \textcircled{8}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された $\textcircled{8}'$  を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

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

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 ( $\text{mm}^2$ )

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \textcircled{8}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 ( $\text{mm}^2$ )

### 1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別第 3-2 表から別第 3-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-2 表 評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	$D_o$ ：外径 (mm)	S：使用温度におけ る許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁座	SUS304	8.2	19	110	2.8	0.7

別第 3-3 表 評価結果（弁体）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	A：弁体最小断面積 ( $\text{mm}^2$ )	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力※ (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※ ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 3-4 表 評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁本体の耐圧部	SCPH2	8.2	50	191	9.0	1.2

別第 3-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価部位	①ボンネットフランジ厚さ(ふた)(mm)	②弁箱フランジ厚さ(mm)	③縦弾性係数(ボンネットボルト)(MPa)	④線膨張係数(ボンネットボルト)(mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数(ボンネットフランジ)(mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	⑥線膨張係数(弁箱フランジ)(mm/mm°C)	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量(mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量(mm)	⑨ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量(mm)	⑩伸び量(mm)
弁耐圧部の接合部	16	16	183,960	1.29E-05	S45C	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.003	0.111	0.111	-0.003

別第 3-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

評価部位	①' 締付トルク値(N・m)	②' ボンネットボルト本数(本)	③' ボンネットボルト外径(mm)	④' ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重(N)	⑤' ガasket反力円の直径(mm)	⑥' ガasketの有効幅(mm)	⑦' ガasket係数	⑧' 8.2MPaの加圧に必要な最小荷重(N)	⑨' 不足する荷重(N)	⑩' ボンネットボルト1本当たりに発生する荷重(N)	⑪' ボンネットボルト径面積(mm <sup>2</sup> )	⑫' ボンネットボルトの発生応力(MPa)
弁耐圧部の接合部	25.01	6	12	62,525	62.5	3.25	2.75	53,937	8,588	-1,431	84.3	17

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

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

別第 4-1 表 弁の設計圧力・温度

機器等	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

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

別第 4-2 表 弁の許容圧力

機器等	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A, FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A, FF101A	9.97MPa
ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
	F171, F179A, F181, FF020-201, FF020-205, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
	FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
サンプル弁	V25-606	25.9MPa

## 1. 強度評価

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

### (1) 弁本体の耐圧部の評価

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

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

t : 弁箱の必要な厚さ

P : I S L O C A発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計降伏点 (MPa)

### (2) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り、かつ、発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

別第 4-3 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F086	901	694	117	177
F080A	901	833	116	177
F060A	321	190	98	165
FF029-201	601	318	73	165
FF029-202	601	318	73	165

上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

- ・伸び量がプラスの場合

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

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

- ・伸び量がマイナスの場合

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

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

- ・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

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

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

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

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 8.2MPaの加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト1本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

- ・ボンネットボルトの内圧による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

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

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

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

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

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

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

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

(c) 伸び量

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

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量  
(mm)

b. ボンネット座面の面圧

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

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面丸面の場合)

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

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積 (ナット座面平面の場合)

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

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c：ボンネットボルト本数 (本)

d：ボンネットナット応力 (MPa)

S：ボンネットナット面面積 (MPa)

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧' を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

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

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

### 1.3 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第 4-3 表から別第 4-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 4-3 表 弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	d : 内径 (mm)	S : 設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	9.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5

別第 4-4 表 弁耐圧部の接合部評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

弁番号	①ボンネットフランジ厚さ(ふた)(mm)	②弁箱フランジ厚さ(mm)	③縦弾性係数(ボンネットボルト)(MPa)	④線膨張係数(ボンネットボルト)(mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数(ボンネットフランジ)(mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	⑥線膨張係数(弁箱フランジ)(mm/mm°C)	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量(mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量(mm)	⑨ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量(mm)	⑩伸び量(mm)	カスケットの復元量
F003A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F016A	62	62	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	-0.007	0.440	0.429	0.004	0.1
F024A	50	50	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	-0.032	0.355	0.346	-0.023	-
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	-0.029	0.422	0.422	-0.029	-
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2
F098A	50	54	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.032	0.360	0.360	0.032	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.001	0.346	0.346	0.016	0.2
F065A	27	0*	186,960	1.29E-05	SCM435	1.32E-05	S25C	-	-	-0.013	0.093	0.096	-0.016	-
F072A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2

※ 弁箱がフランジを持たない構造のため、値を0とした。

別第 4-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットナット座面の面圧評価結果）

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナット呼び径	ボンネットナット面外径	ボンネット穴径(mm)	ボンネットナット面直径(mm <sup>2</sup> )	ボンネット穴面積(mm <sup>2</sup> )	ボンネットナット座面の面積	ボンネットボルト本数	ボンネットナット締付部の発生応力(MPa)	ボンネットナットの許容応力(MPa)
F024A	A197 B7	M33	48	36	-	1,017.9	792	24	128	427
F031A	SCM435	M33	52.5	36	-	1,017.9	1,147	20	95	596
F065A	S45C	M16	23	19	-	283.5	132	8	202	360

別第 4-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧）

弁番号	ボンネットナットの材料	メタルタッチ部外径 (mm)	メタルタッチ部内径 (mm)	メタルタッチ部面積 (mm <sup>2</sup> )	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力	ボンネットフランジの許容応力	ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
F065A	S25C	23	19	159	152.5	132	194	202	360

## 計器からの漏えいの可能性について

計器について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 圧力計，差圧計

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

別第 5-1 表 圧力計，差圧計の設計圧力

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )

## 2. 温度計

## 2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）」に従い、同期振動

発生の回避又は抑制評価，一次応力評価並びに疲労評価を実施し，破損の有無を確認した。評価条件を別第 5-2 表に示す。

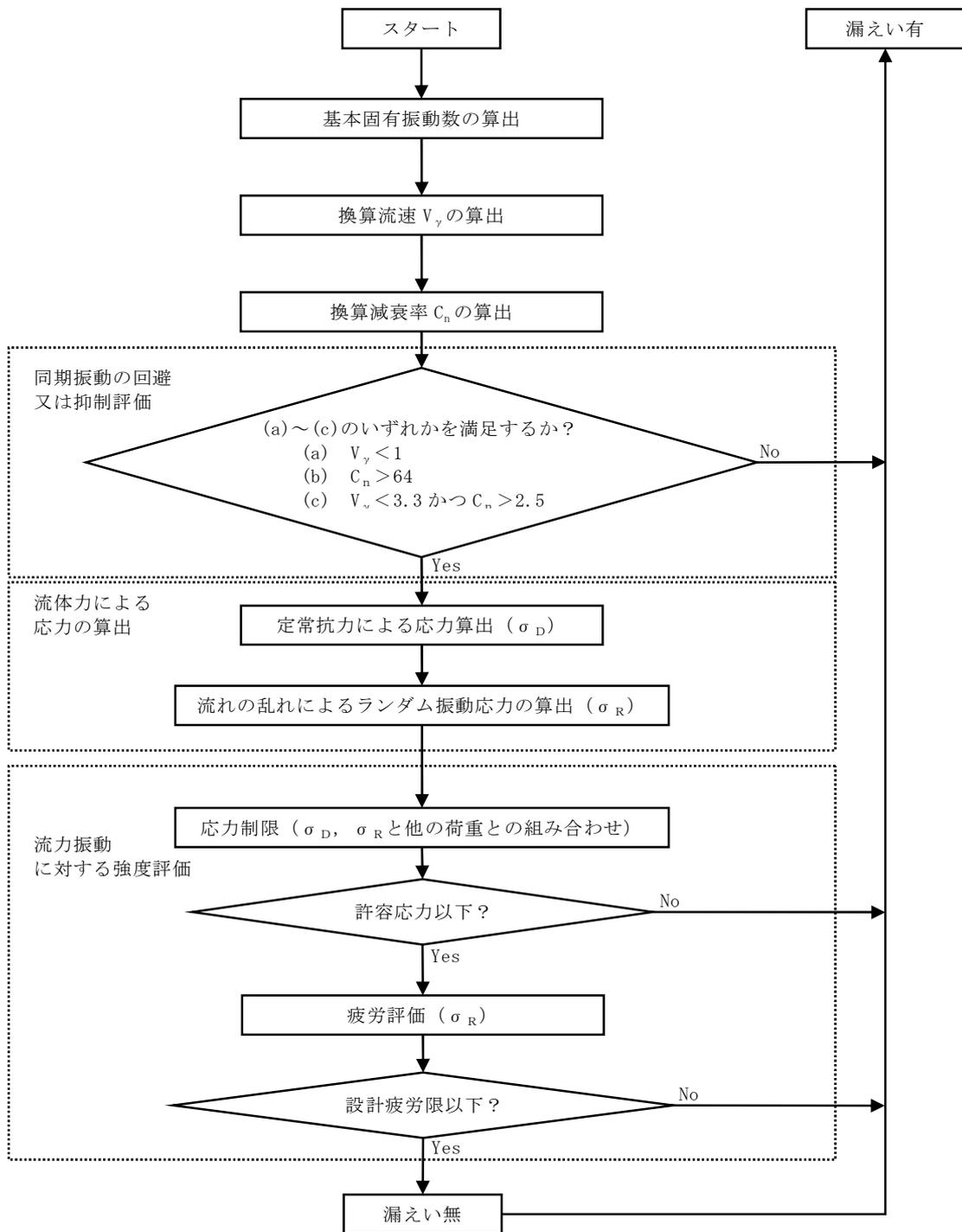
別第 5-2 表 評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288°C	200m <sup>3</sup> /h	736kg/m <sup>3</sup>	1.25×10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s

## 2.2 評価方法

### (1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 5-1 図に示す。



別第 5-1 図 配管内円柱状構造物の流力振動フロー

(2) 評価式

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

別第 5-3 表 評価式 (その 1)

項 目	評価式							
1. 各種パラメータの算定	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 基本固有振動数 <math>f_0</math></li> </ul> $f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}$ $I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_0^4 - d_1^4)$ $\lambda_0 = 1.875$ $m = \frac{\pi}{4} \{ \rho_s \cdot (d_0^2 - d_1^2) + \rho \cdot d_0^2 \}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• 換算流速 <math>V_v</math></li> </ul> $V_v = \frac{V}{f_0 \cdot d_0}$ <p>流速 <math>V</math> には流速分布が非一様 (通常, 管中心部で管壁部よりも流速は大きい。) の場合は, 構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> を用いる。</p> $\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n+1}} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{2n+1}} \right\} \cdot (n+1)(2 \cdot n+1) \cdot V_m}{1 - \left\{ 1 - \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^2 \right\}^2 \cdot 2 \cdot n^2}$ <p>また, 流速 <math>V</math> はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> に以下の割増係数を乗じた値とするが, 今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。</p> <table border="1" data-bbox="496 1193 1370 1305" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">割増係数</td> <td style="text-align: center;">—</td> <td rowspan="3" style="vertical-align: middle;">                     x : 偏流発生源から構造物までの距離                      D : 配管内径                 </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.5</td> <td style="text-align: center;"><math>x/D \leq 3</math></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.25</td> <td style="text-align: center;"><math>3 &lt; x/D \leq 5</math></td> </tr> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 換算減衰率 <math>C_n</math></li> </ul> $C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \sigma}{\rho \cdot d_0}$ $\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi$ $\xi = 0.002 \text{ (ねじ接合)}, 0.0005 \text{ (溶接接合)}$	割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径	1.5	$x/D \leq 3$	1.25	$3 < x/D \leq 5$
割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径						
1.5	$x/D \leq 3$							
1.25	$3 < x/D \leq 5$							

別第 5-3 表 評価式 (その 2)

項 目	評価式
2. 流体力による応力の算出	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 定常抗力による応力 <math>\sigma_D</math></li> </ul> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0 \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_0^4 - d_i^4)}{d_0}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ランダム振動応力振幅 <math>\sigma_R</math></li> </ul> $\rho_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_i)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L})$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0)^2 \Phi(\bar{f}_0) \cdot \frac{d_0}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2}$ $\bar{f}_0 = \frac{f_0 \cdot d_0}{V}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 <math>\rho_G</math>                      厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</li> </ul> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_2}{d_0^2 - d_i^2}$

## (3) 記号説明

$B_1, B_2$	応力係数 (－)
$C_0$	二乗平均値からピーク値への換算係数 (－)
$C_D$	定常抗力係数 (－)
$C_n$	換算減衰率
$C'$	ランダム励振力係数 (－)
$d_0$	構造物の代表外径 (－)
$d_i$	構造物の代表内径 (－)
$E$	構造物の縦弾性係数 (Pa)
$f_0$	円柱状構造物の基本固有振動数 (Pa)
$F_D$	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
$G$	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ( $N^2 \cdot S/m^2$ )
$I$	構造物の断面二次モーメント ( $m^2$ )
$K$	応力集中係数 (－)
$L$	構造物の長さ (m)
$L_e$	流体中に突き出た構造物長さ (m)
$m$	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 ( $kg/m$ )
$n$	Re 数に基づく係数 (－)
$P$	配管の最高使用圧力 (MPa)
$S_m$	設計応力強さ (MPa)
$V$	流速 ( $m/s$ )
$V_m$	断面平均流速 ( $m/s$ )
$\bar{V}$	構造物周辺平均流速 ( $m/s$ )
$V_r$	換算流速 (－)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
$Z$	構造物の断面係数 ( $m^3$ )
$\beta_0$	基本振動モードの刺激係数 (－)
$\delta$	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
$\xi$	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
$\xi_f$	流体減衰 (－)
$\rho$	流体の密度 ( $kg/m^3$ )
$\rho_s$	構造物の密度 ( $kg/m^3$ )
$\sigma_D$	定常抗力による応力 (MPa)
$\sigma_F$	設計疲労限 (MPa)
$\sigma_R$	ランダム振動応力振幅 (MPa)
$\sigma_G$	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
$\Phi$	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)

(4) 判定基準

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

別第5-4表 判定基準

項目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	下記のいずれかを満足すること。 (a) $V_y < 1$ (b) $C_n > 64$ (c) $V_y < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$
2. 流力振動に対する強度評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>・応力制限                組合せ応力は、設計建設規格より PPB-3520 (クラス1) を適用した以下の条件を満足すること。                 (クラス1) …… <math>B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)</math>  <math>B_1 = 1.0</math> (ねじ接合), <math>0.75</math> (溶接接合)  <math>B_2 = 4.0</math> (ねじ接合), <math>1.5</math> (溶接接合)             </li> <li>・疲労評価                応力集中係数 <math>K</math> を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。   <math>K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F</math>  <math>K = 4.0</math> (ねじ接合), <math>4.2</math> (溶接接合)             </li> </ul>

2.3 評価結果

計器について評価した結果、別第4-5表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 5-5 表 評価結果

構造物	計器番号	流体条件		配管仕様			構造物仕様							同期振動評価				
		流体種別	V (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (°C)	タイプ	材料	d <sub>o</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	d <sub>i</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	L (×10 <sup>-3</sup> m)	L <sub>e</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	$\rho_s$ (×10 <sup>3</sup> kg/m <sup>3</sup> )	I (×10 <sup>-8</sup> m <sup>4</sup> )	m (kg/m)	E <sup>*1</sup> (×10 <sup>11</sup> Pa)	f <sub>0</sub> (Hz)
温度計ウエル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器番号	同期振動評価					応力制限							同期振動評価		
		V <sub>y</sub>	C <sub>n</sub>	(a) V <sub>y</sub> < 1	(b) C <sub>n</sub> > 64	(c) V <sub>y</sub> < 3.3 C <sub>n</sub> > 2.5	F <sub>D</sub> (N/m)	Z (×10 <sup>-6</sup> m <sup>3</sup> )	$\sigma_D$ (MPa)	y <sub>R</sub> (L) (×10 <sup>-8</sup> m)	$\sigma_R$ (MPa)	$\sigma_G$ (MPa)	組合せ 応力 (MPa)	1.5・S <sup>*2</sup> (MPa)	応力 振幅 (MPa)	$\sigma_F$ (MPa)
温度計ウエル	TE-N004A	0.08	0.05	○	—	—	6.24	1.30	0.10	54.8	0.10	19.2	14.7	184	0.43	76
	TE-N027A	0.08	0.05	○	—	—	6.08	1.30	0.09	52.1	0.10	19.2	14.7	184	0.41	76

※1 設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 における炭素量が 0.3%を超える炭素鋼の 288°Cの値

※2 S<sub>m</sub>は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における ASTM-A105 (SF490A) の 288°Cの値

※3 設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 1 における Su ≤ 550MPa 線図の繰返しピーク応力強さを 288°Cの縦弾性係数で補正した値

## 配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

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

## 1.2 評価方法

## (1) 配管の評価

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

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

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (=8.2MPa)

D<sub>0</sub> : 管の外径 (mm)

S : 設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手効率

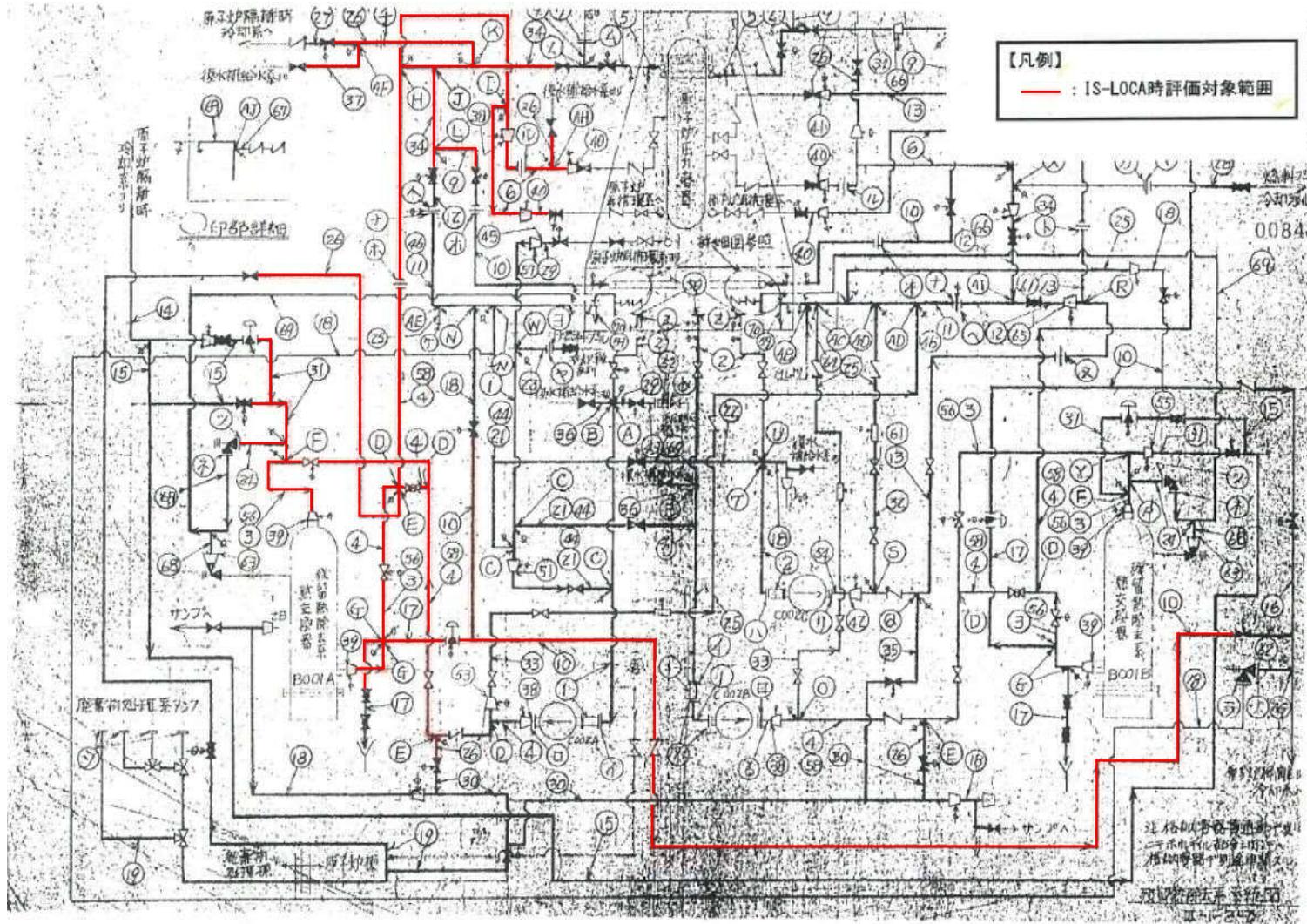
## (2) フランジ部の評価

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

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

### 1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別第 6-1 表及び別第 6-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 6-1 図 残熱除去系 A 系 必要板厚評価対象配管 (既工認系統図)

別第 6-1 表 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス 区分	D <sub>o</sub> : 外径 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η : 継手 効率	公差 (%)	最小厚さ (mm)	S:設計引張 強さ (MPa)	必要厚さ t (mm)
3	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
4	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
6	2	355.60	11.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.71	242.40	5.94
9	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
10	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
17	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
26	2	165.20	7.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	6.21	242.40	2.76
31	2	216.30	8.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	7.17	242.40	3.61
34	2	406.40	12.70	SM50B (SM490B)	8.20	288	1.00	1.5	11.20	264.60	6.23
37	2	76.30	5.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	4.55	242.40	1.28
39	2	558.80	15.90	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	14.40	223.80	10.09
40	2	318.50	10.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.01	242.40	5.32
56	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63
58	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63

別第 6-2 表 フランジ部評価結果 (1/2)

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ	
フランジ口径	150A	450A	350A	25A	40A	
評価温度(°C)	288	288	288	288	288	
常温(°C)	20	20	20	20	20	
評価温度Δt(°C)=ISLOCA発生時温度-常温	268	268	268	268	268	
評価圧力(MPa)	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	
ガスケット仕様	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×1	SUS304 4.5t×1	
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	
	ボルトサイズ	20	30	30	16	
	本数	12	24	20	4	4
	縦弾性係数 E(MPa)	186,960	186,960	186,960	186,960	186,960
内圧(MPa)	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	
フランジに作用する自重曲げモーメント <sup>*1</sup> M(N・mm)	3.90E+05	6.42E+06	9.20E+05	2.00E+04	1.00E+04	
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント <sup>*1</sup> M(N・mm)	3.37E+06	4.65E+07	2.81E+07	1.10E+05	2.40E+05	
曲げモーメントによる等価圧力 <sup>*2</sup> Peq(MPa)	2.52	2.05	2.46	10.50	4.14	
内圧 P+等価圧力 Peq(MPa)	10.72	10.25	10.66	18.70	12.34	
G(mm)	196.51	508.78	391.53	39.8	67.5	
有効断面積(mm <sup>2</sup> )A=π/4G <sup>2</sup>	3.03E+04	2.03E+05	1.20E+05	1.24E+03	3.58E+03	
発生荷重 F(N)=(P+Peq)×A	3.25E+05	2.08E+06	1.28E+06	2.33E+04	4.42E+04	
ボルト 1 本当たりの荷重 F/n(N)	2.71E+04	8.68E+04	6.42E+04	5.82E+03	1.10E+04	
ボルト断面積 A2(mm <sup>2</sup> )	234.9	562.09	562.09	150.33	234.9	
ボルト歪み ε	6.17E-04	8.26E-04	6.11E-04	2.07E-04	2.51E-04	
ボルト長さ L1(mm)	85.2	131.8	130	50	31	
荷重によるボルト伸び量ΔL1(mm)	0.05	0.11	0.08	0.01	0.01	
初期締付荷重(N)	43,691	83,464	49,450	11,960	25,062	
初期締付による応力(MPa)	186.0	148.5	88.0	79.6	106.7	
ボルト歪み ε <sub>0</sub>	9.95E-04	7.94E-04	4.71E-04	4.26E-04	5.71E-04	
初期締付によるボルト伸び量ΔL0(mm)	0.08	0.10	0.06	0.02	0.02	
ボルト熱膨張係数 α1(mm/mm°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	
フランジ熱膨張係数 α2(mm/mm°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	
オリフィス熱膨張係数 α3(mm/mm°C)	1.71E-05	1.71E-05	1.70E-05	—	—	
ガスケット内外輪熱膨張係数 α4(mm/mm°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	

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

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

添付 2.7.2-70

別第 6-2 表 フランジ部評価結果 (2/2)

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
ボルト熱伸び対象長さ L2 (mm)	85.2	131.8	130.0	50.0	31.0
フランジ熱伸び対象長さ L3 (mm)	76.2	120.8	108.8	47.0	28.0
オリフィス熱伸び対象長さ L4 (mm)	3.0	5.0	16.0	—	—
ガスケット内外輪熱伸び対象長さ L5 (mm)	6.0	6.0	6.0	3.0	3.0
ボルト熱伸び $\Delta L2 = \alpha 1 \cdot L2 \cdot \Delta T$ (mm)	0.29	0.46	0.45	0.17	0.11
フランジ熱伸び $\Delta L3 = \alpha 2 \cdot L3 \cdot \Delta T$ (mm)	0.26	0.42	0.38	0.16	0.10
オリフィス熱伸び $\Delta L4 = \alpha 3 \cdot L4 \cdot \Delta T$ (mm)	0.01	0.02	0.07	—	—
ガスケット内外輪熱伸び $\Delta L5 = \alpha 4 \cdot L5 \cdot \Delta T$ (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01
伸び量 $\Delta L1 - \Delta L0 + \Delta L2 - \Delta L3 - \Delta L4 - \Delta L5$ (mm)	-0.04	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
ガスケットの初期圧縮量：最大 (mm)	2.40	2.40	2.40	1.20	1.20
ガスケットの合計圧縮量 (mm)	2.44	2.41	2.41	1.21	1.21
ガスケットの許容圧縮量 (mm)	2.60	2.60	2.60	1.30	1.30

## 破断面積の設定について

## 1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 2～6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても、破損が発生しないことを確認した。

そこで、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度(288℃) が同時に継続して負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

## a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重  $\Delta W$

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

$G$  : ガスケット反力円の直径 ( $=D_0 - 2b = 2,153\text{mm}$ )

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

$D_0$  : ガスケット接触面の外径 ( $=2,170\text{mm}$ )

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 ( $=2,120\text{mm}$ )

$P_1$  : 設計条件における圧力 (5.18MPa)

$P_2$  : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ( $=8.2\text{MPa}$ )

- ・内圧による伸び量  $\Delta L_1$

$$\Delta L_1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

$H_b$  : ボルト長さ (ナット下面－ボルト留め部間) ( $=349.5\text{mm}$ )

$N_b$  : ボルト本数 (=68)

$A$  : ボルト有効径における断面積 ( $= \pi / 4 \times 46.051^2 = 1,665\text{mm}^2$ )

$E$  : ボルトのヤング率 ( $= 187,000\text{N/mm}^2$  at288°C [SNM8])

## b. 熱による伸び量

- ・ボルトの熱による伸び量  $\Delta L2$

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

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数 ( $= 13.98 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at288°C [SNM8])

$N_b$  : ボルト長さ (=349.5mm)

- ・管板及びフランジの熱による伸び量  $\Delta L3$

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

$\alpha_2$  : 管板及び胴側フランジの熱膨張係数 ( $= 12.91 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at288°C [SF50, SFV1])

$h_1$  : 胴側フランジ厚さ (=150mm)

$h_2$  : 管板厚さ (=195mm)

## c. 破断面積 $A$

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

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 (=2,120mm)

## 2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別第 7-1 表に示すとおり破断面積は約  $21\text{cm}^2$  となる。

別第 7-1 表 破断面積評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (°C)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

## I S L O C A 発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建屋内環境評価

### 1. 評価条件

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

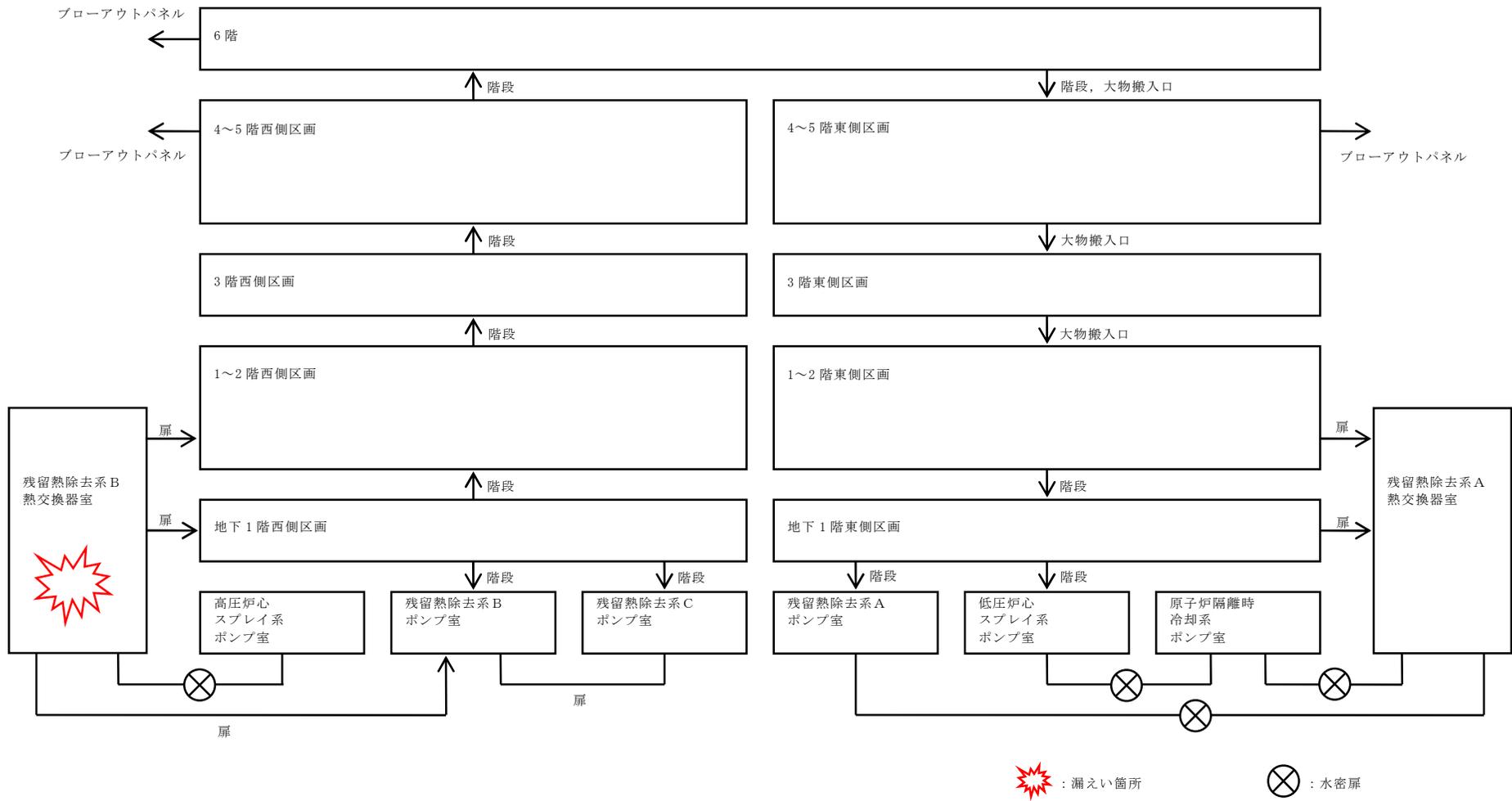
原子炉建屋原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別第 8-1 表に，原子炉建屋原子炉棟のノード分割図及び原子炉建屋平面図を別第 8-1 図及び別第 8-2 図に示す。

なお，高圧炉心スプレイ系ポンプ室及び原子炉隔離時冷却系ポンプ室は他室と水密扉で区切られており，蒸気の移動がほぼないため，解析においても蒸気の移動を考慮していない。

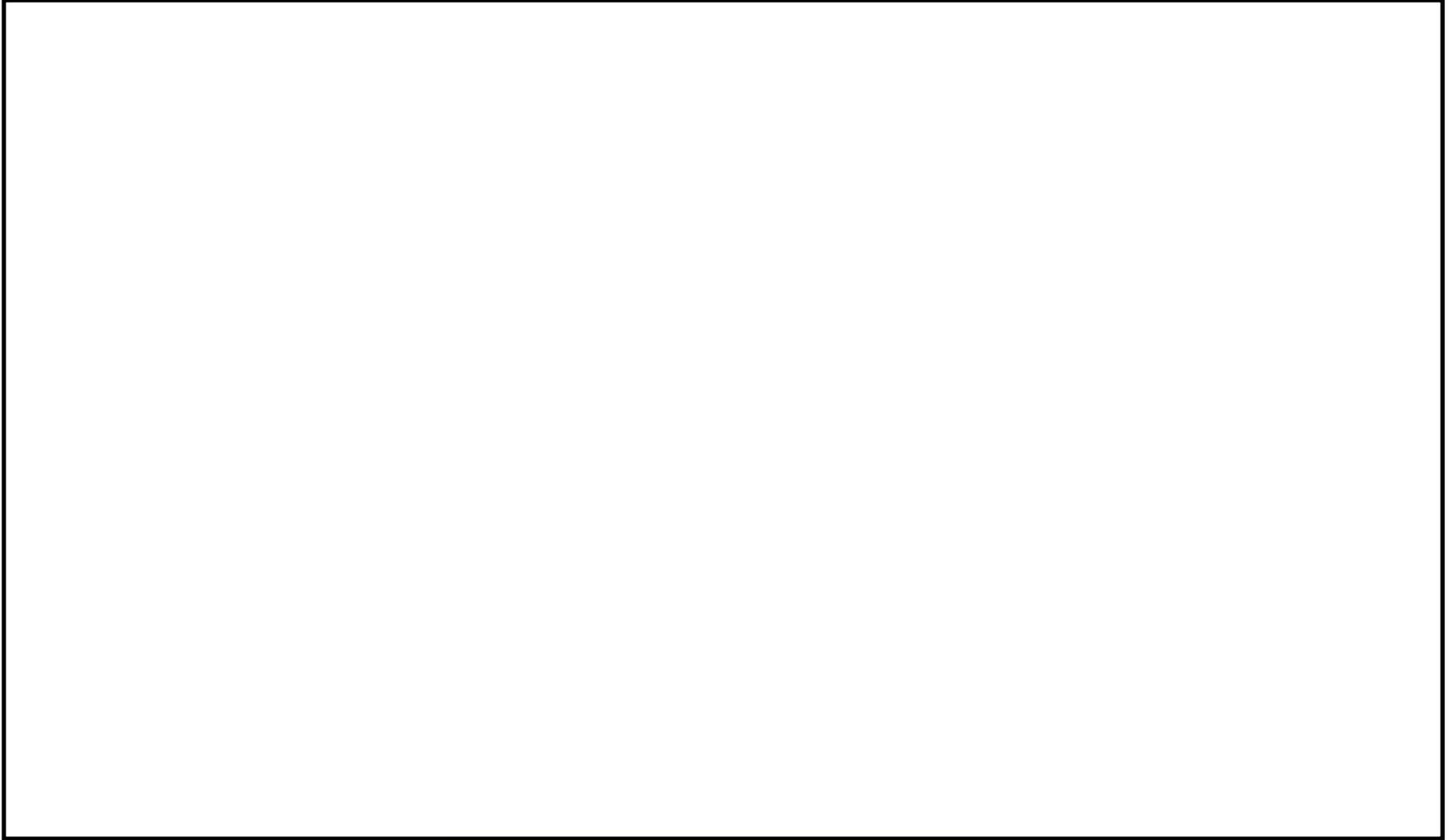
別第 8-1 表 原子炉建屋内の環境評価条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	格納容器及び原子炉建屋原子炉棟等の詳細ノードのモデル化が可能であり、隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系 B 系熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm <sup>2</sup>	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位低下（レベル 2）設定点到達時に、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始</li> <li>低圧炉心スプレイ系を起動し、事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧</li> <li>事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動</li> <li>原子炉水位回復後、低圧炉心スプレイ系を停止し、原子炉水位を原子炉水位（レベル 3）設定点以上に維持</li> <li>事象発生 25 分後、サプレッション・プール冷却開始</li> <li>事象発生 5 時間後、残留熱除去系隔離完了</li> </ul>	有効性評価の解析と同様
原子炉建屋モデル	別第 7-1 図参照	原子炉建屋原子炉棟東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力※	6.9kPa[gage]	設計値を設定

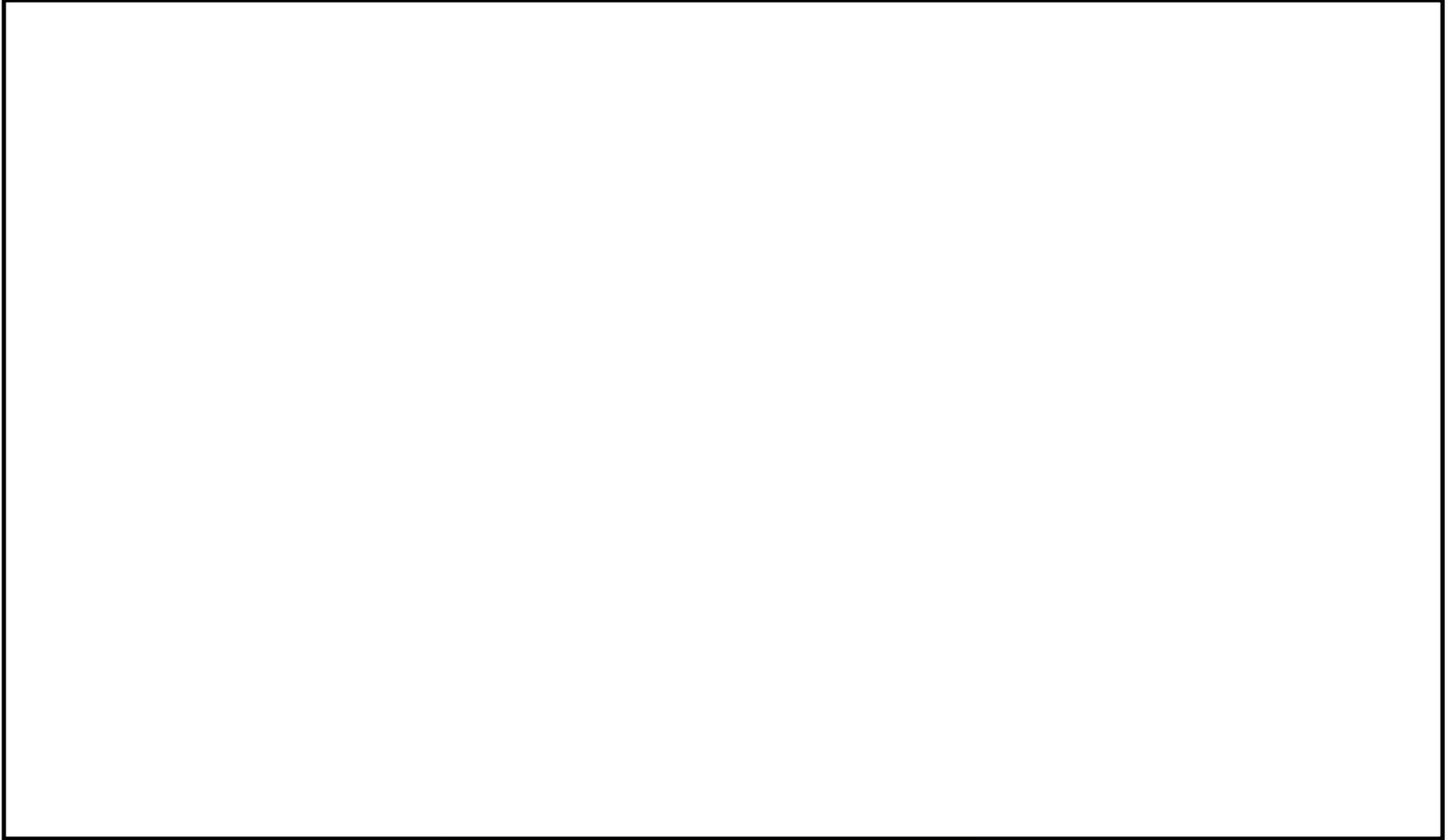
※：現在設置されているブローアウトパネル 12 枚のうち 2 枚を閉止する方針であるが、本評価では 12 枚全てに期待している。なお、全てのブローアウトパネルに期待しない場合の評価を別紙 9 に示している。



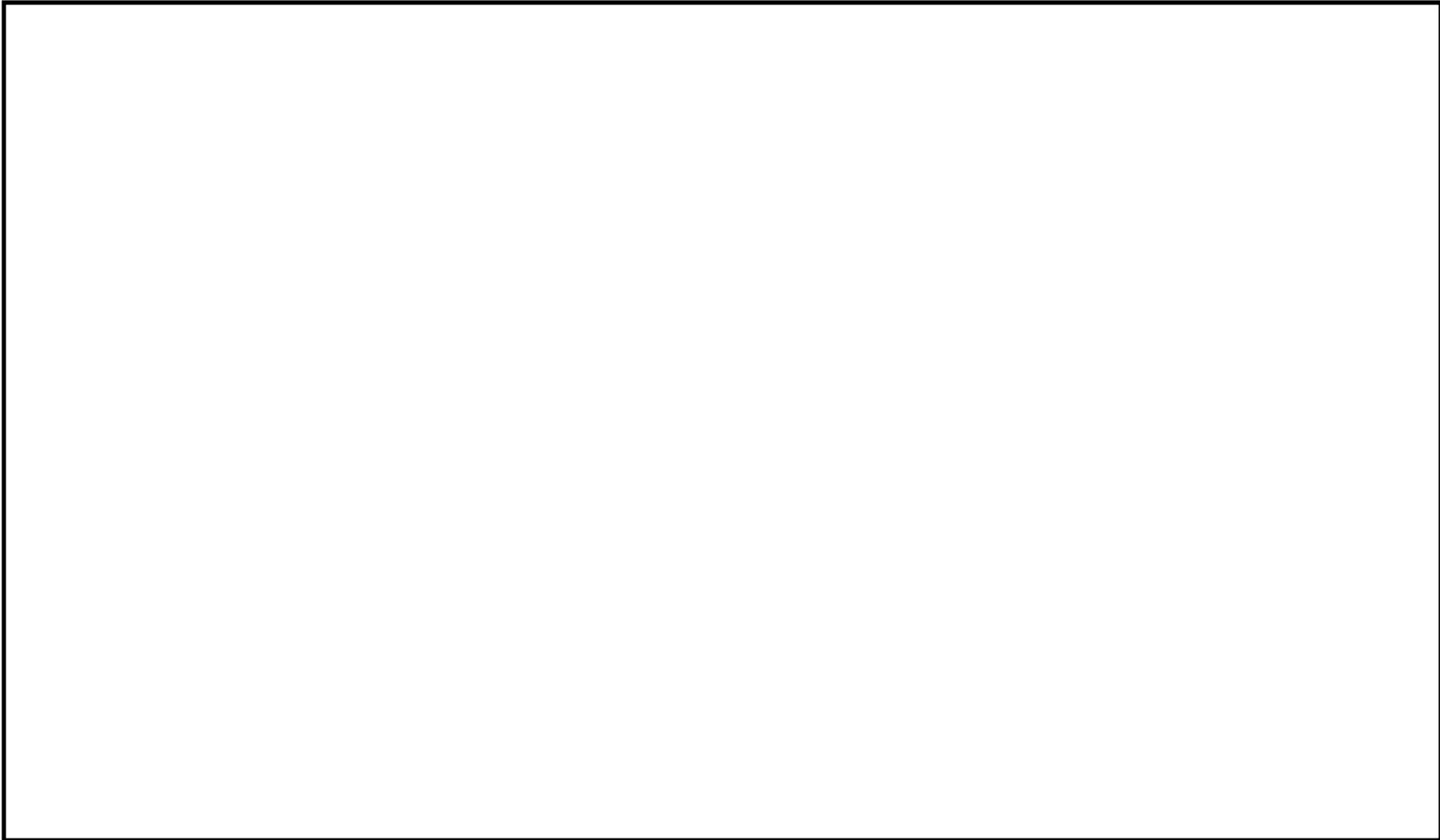
別第 8-1 図 原子炉建屋内ノード分割モデル



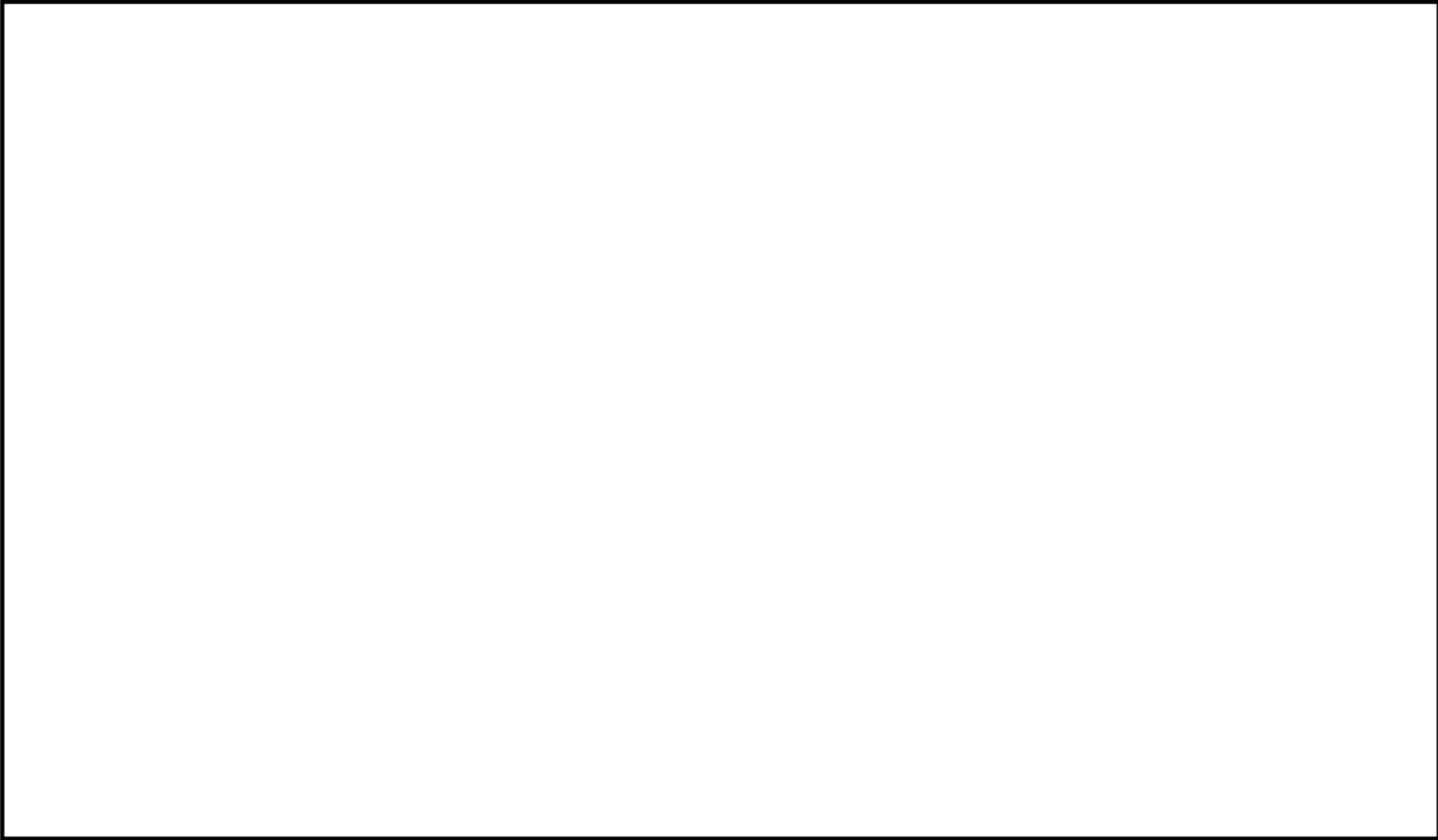
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図（地下 2 階）



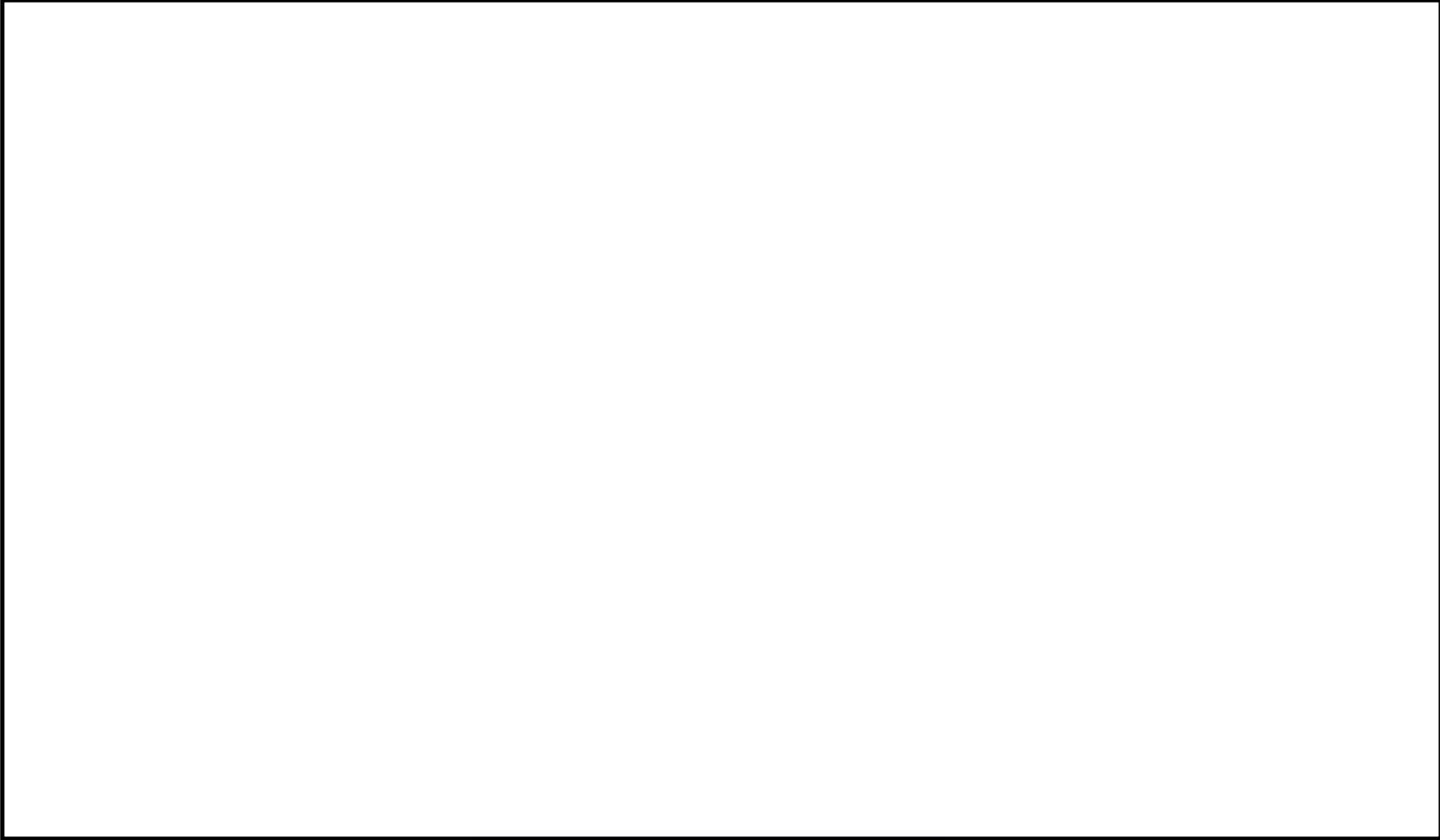
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図（地下 1 階）



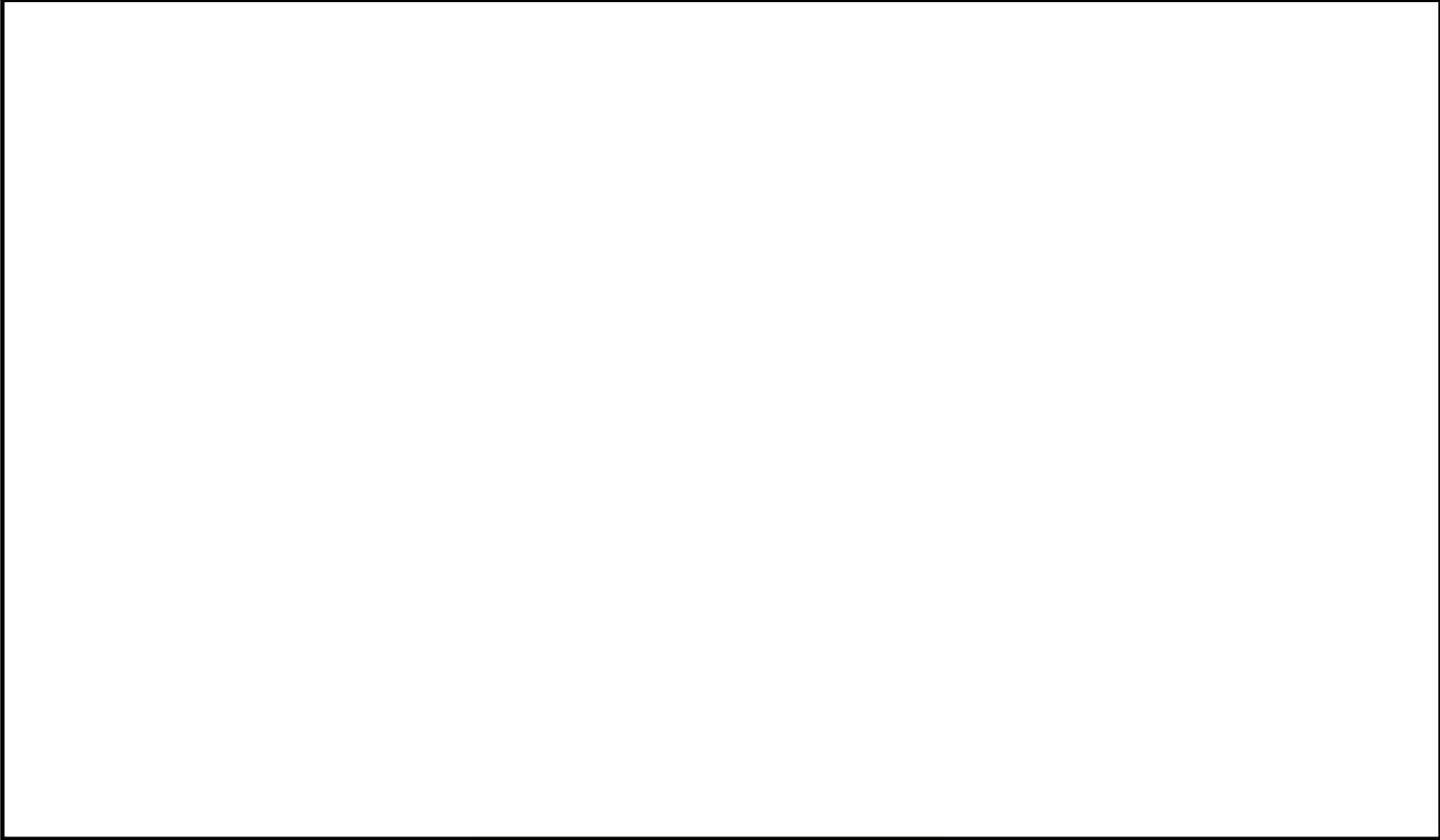
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (1 階)



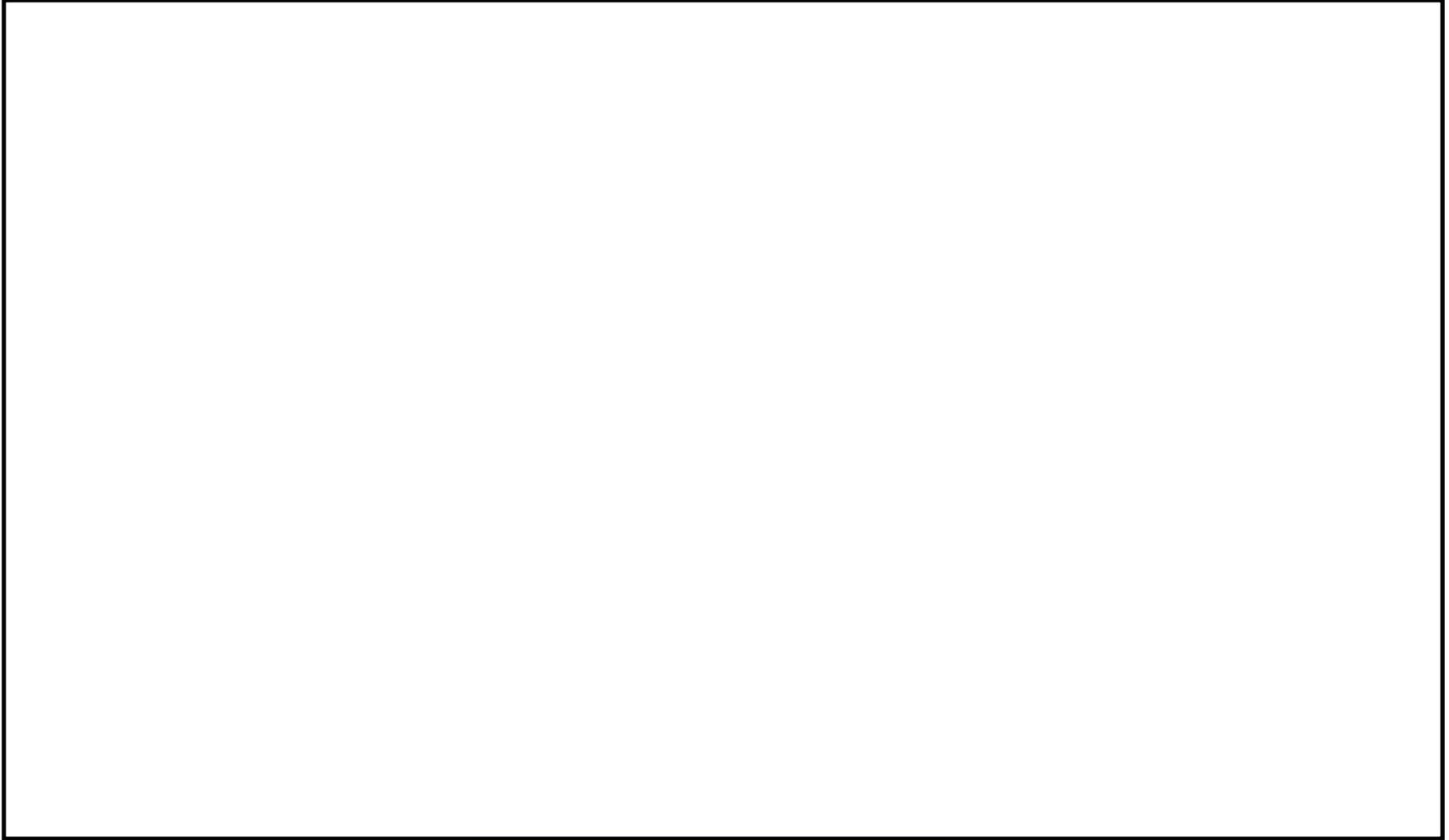
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (2 階)



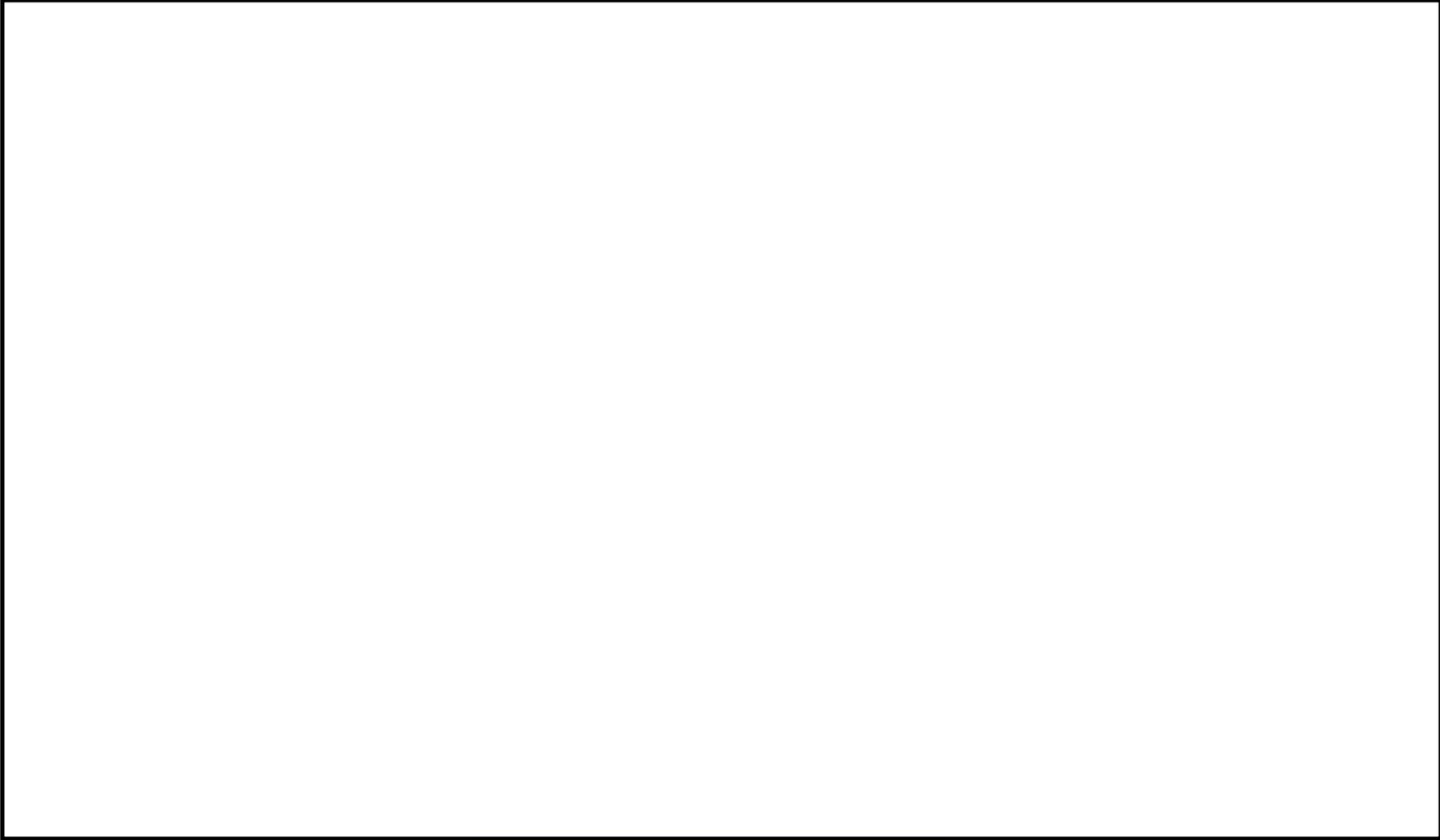
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (3 階)



別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (4 階)



別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (5 階)



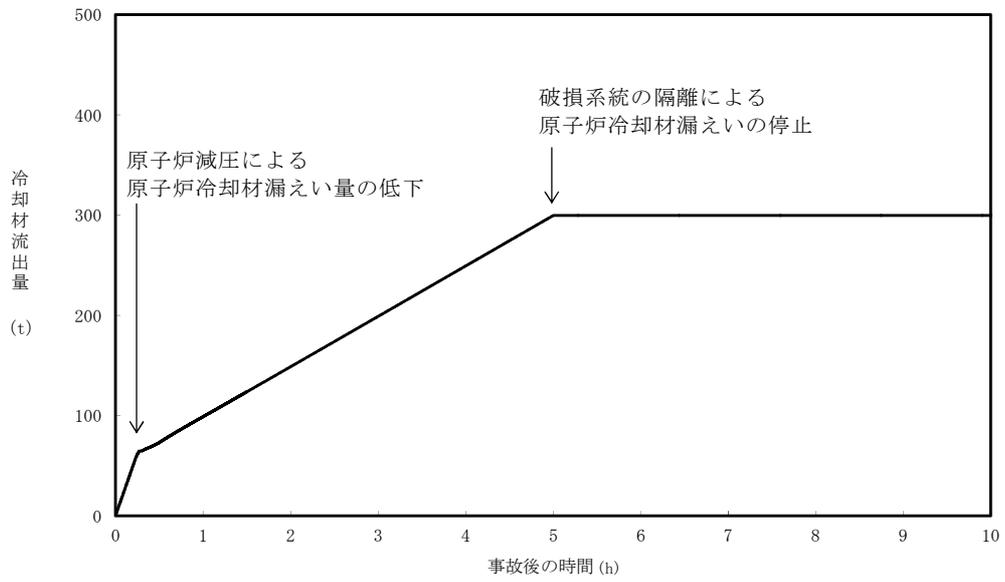
別第 8-2 図 原子炉建屋平面図 (6 階)

## 2. 評価結果

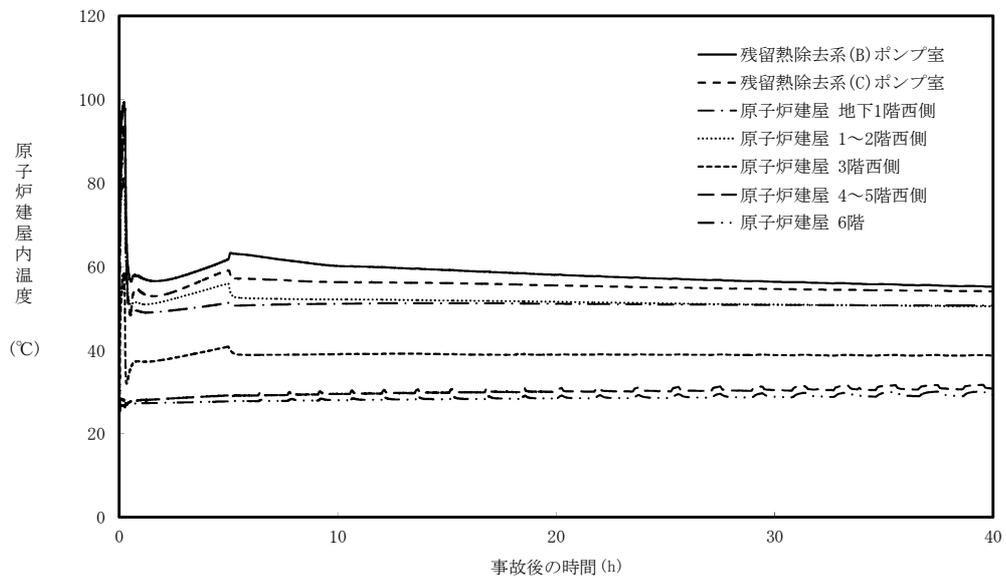
原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 8-3 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 8-4 図から別第 8-9 図に示す。

別第 8-3 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 8-4 図及び別第 8-5 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。

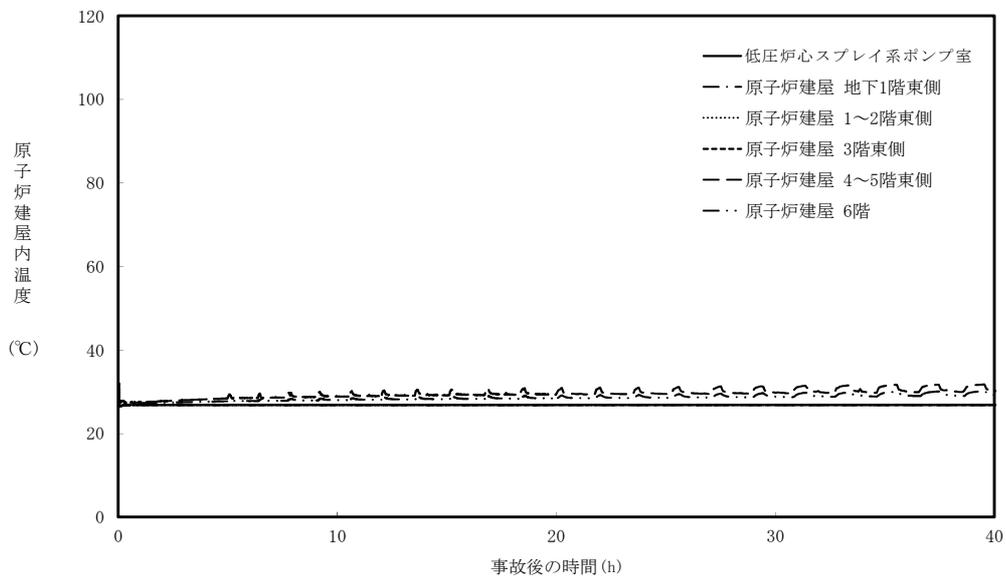
なお、ブローアウトパネルが設置されている 4～5 階西側区画、4～5 階東側区画及び 6 階全ての圧力はブローアウトパネルの設定圧力に到達し、ブローアウトパネルが開放している。



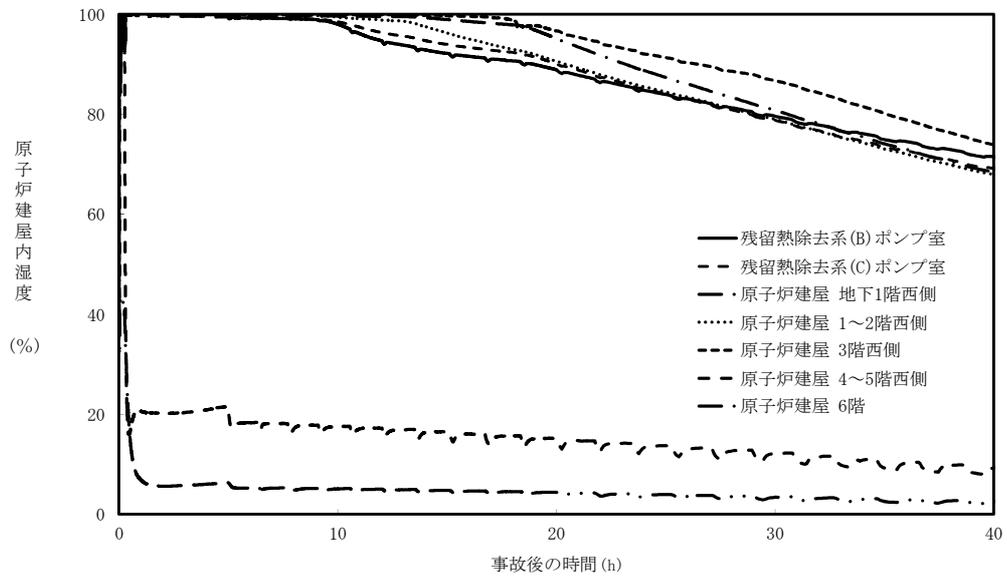
別第 8-3 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



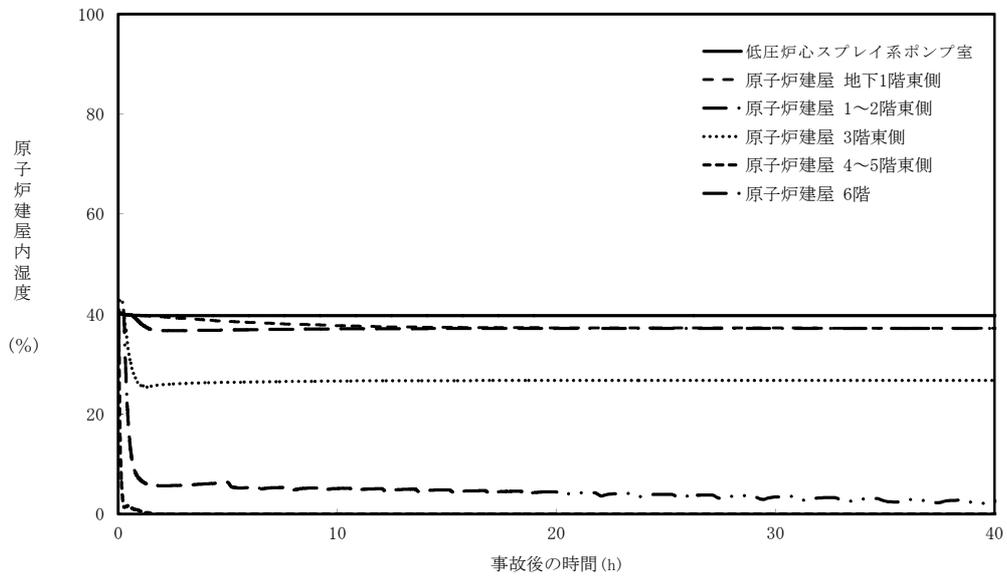
別第 8-4 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



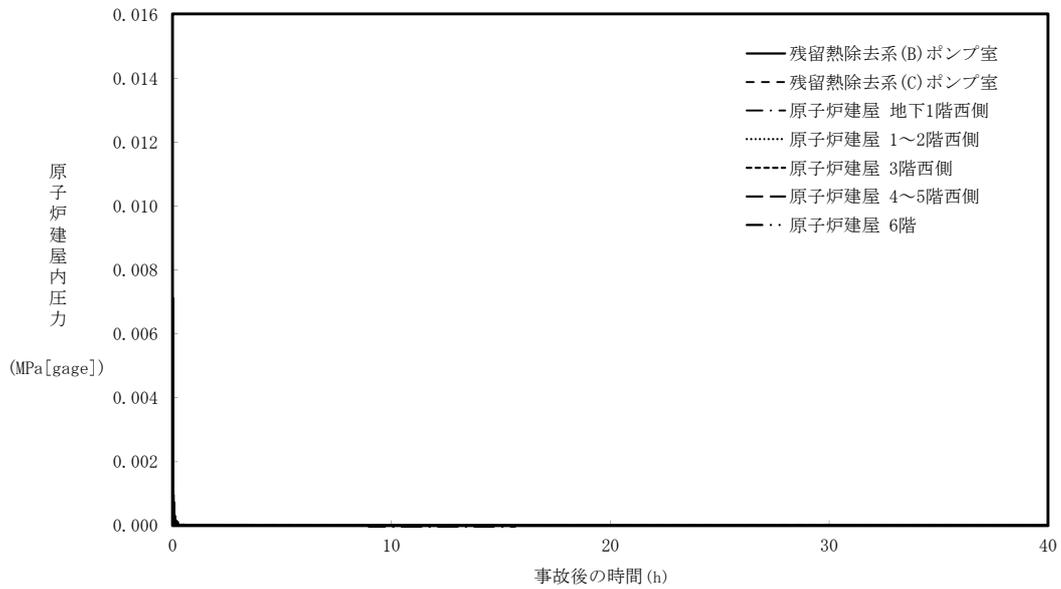
別第 8-5 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



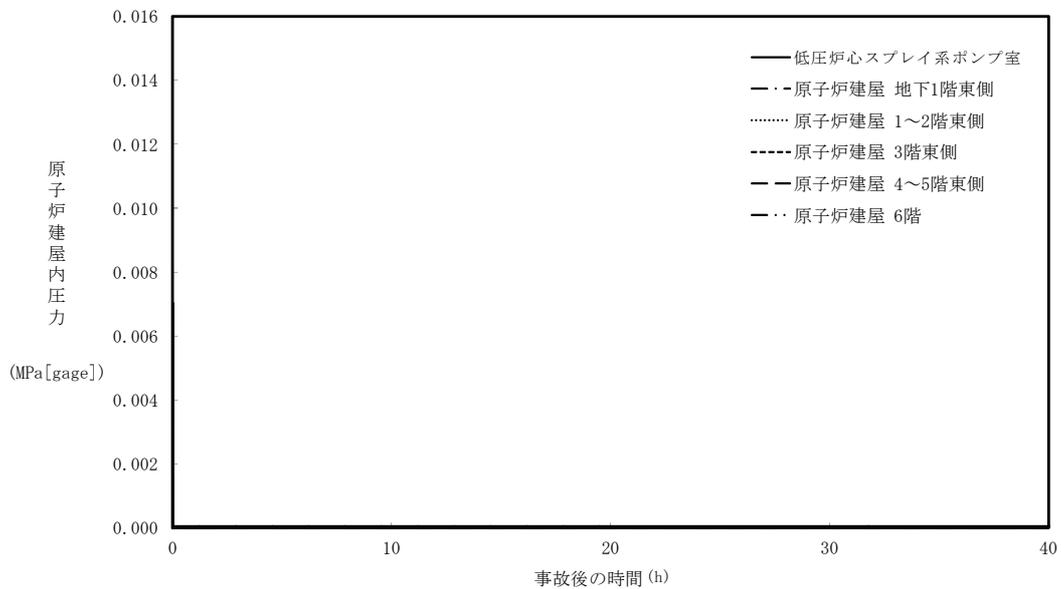
別第 8-6 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 8-7 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 8-8 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 8-9 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の  
I S L O C A発生時の原子炉冷却材漏えい量評価  
及び原子炉建屋内環境評価

1. 評価条件

別紙 8 の評価条件のうち、ブローアウトパネルが開かない場合の条件で評価を実施した。

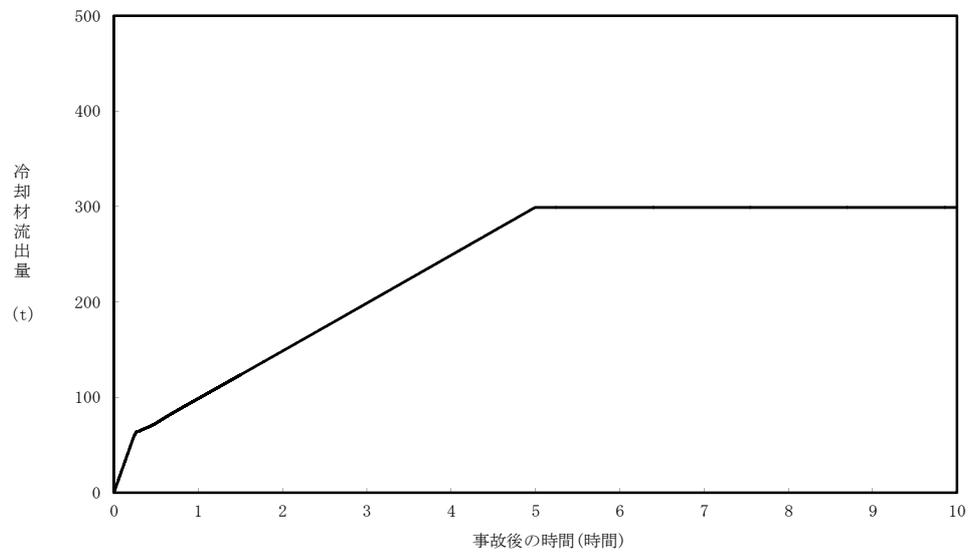
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 8-1 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 8-2 図から別第 8-7 図に示す。

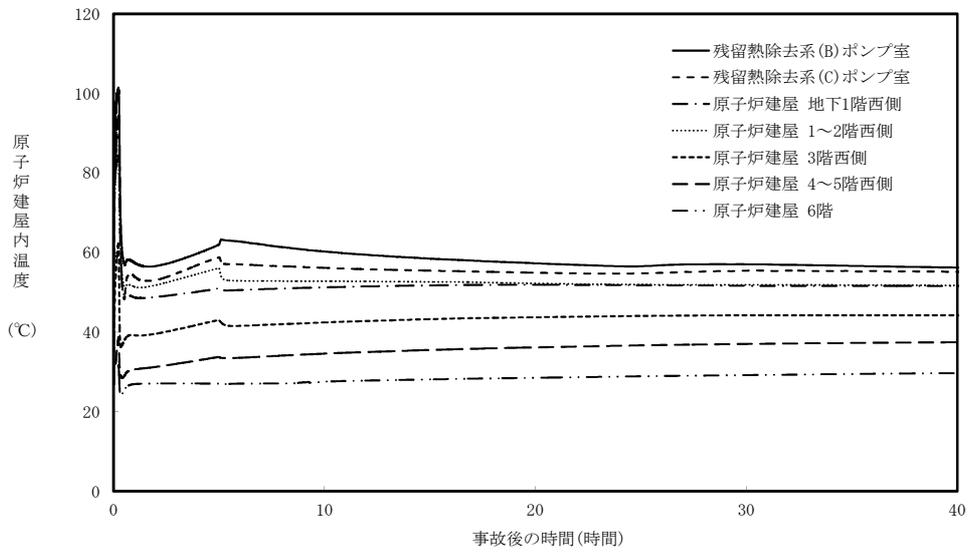
別第 9-1 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 9-2 図及び別第 9-3 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 9-1 表に示す。

第 9-1 表 ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の  
評価結果の比較

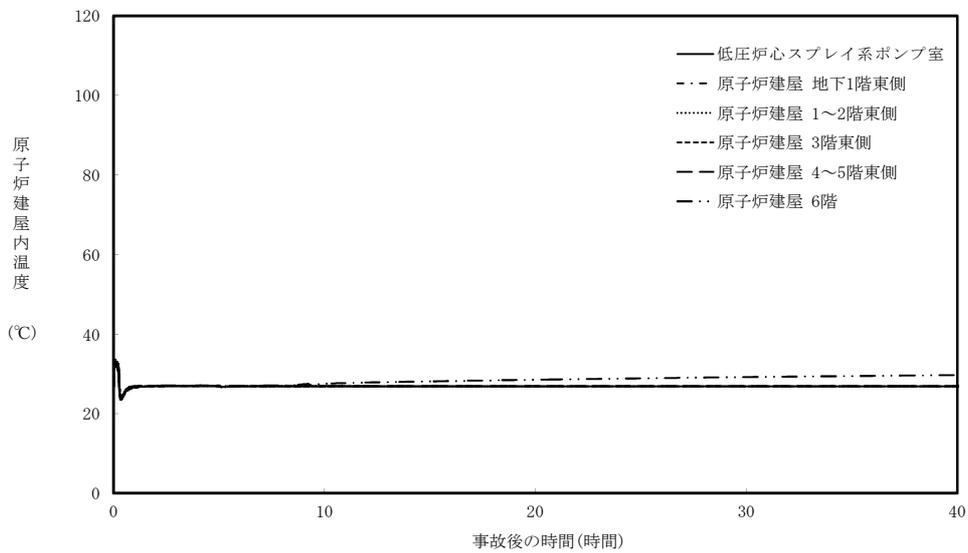
項目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



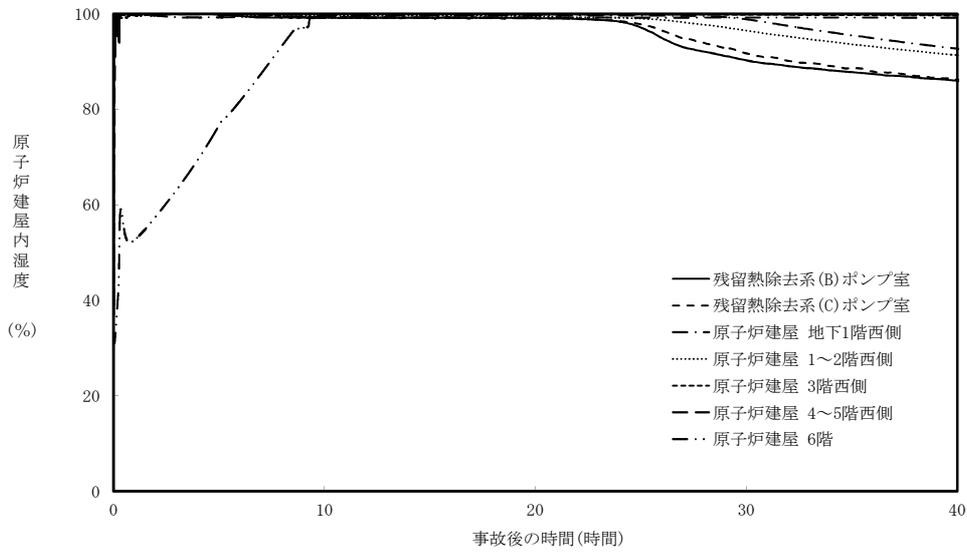
別第 9-1 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



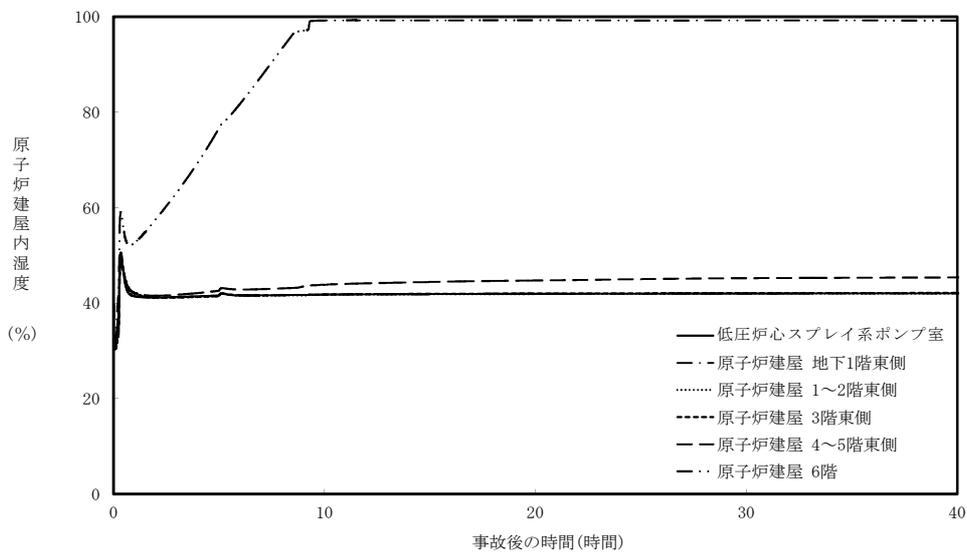
別第 9-2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



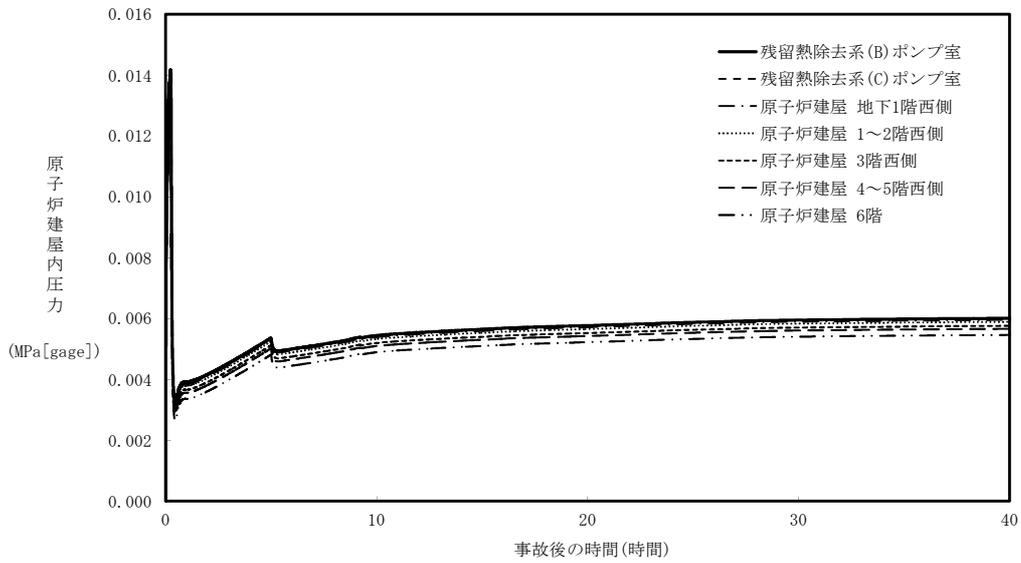
別第 9-3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



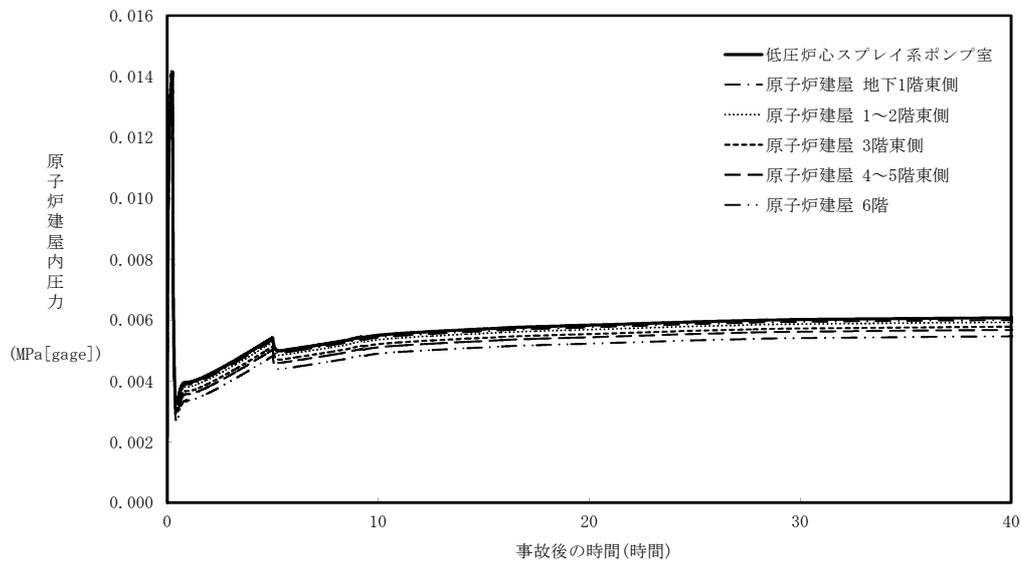
別第 9-4 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 9-5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 9-6 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 9-7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

I S L O C A発生時の原子炉建屋内線量率評価  
及び非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

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

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

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci (約  $1.5 \times 10^{12}$  Bq) [昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査)] であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci ( $3.7 \times 10^{12}$  Bq) と設定した。

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

原子炉建屋原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(自給式呼吸用保護具等)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別第 10-1 表 評価条件（追加放出量）

項 目	評価値	実績値（最大）
I-131 追加放出量 (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	$1.5 \times 10^{12}$ (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	$2.3 \times 10^{14}$	—

(2) 評価の方法

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

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

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

$6.2 \times 10^{-14}$  : サブマージョンモデルによる換算係数  $\left( \frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}} \right)$

$Q_{\gamma}$  : 原子炉建屋原子炉棟内放射性物質質量

(Bq :  $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$  : 原子炉建屋原子炉棟空間体積 (85,000m<sup>3</sup>)

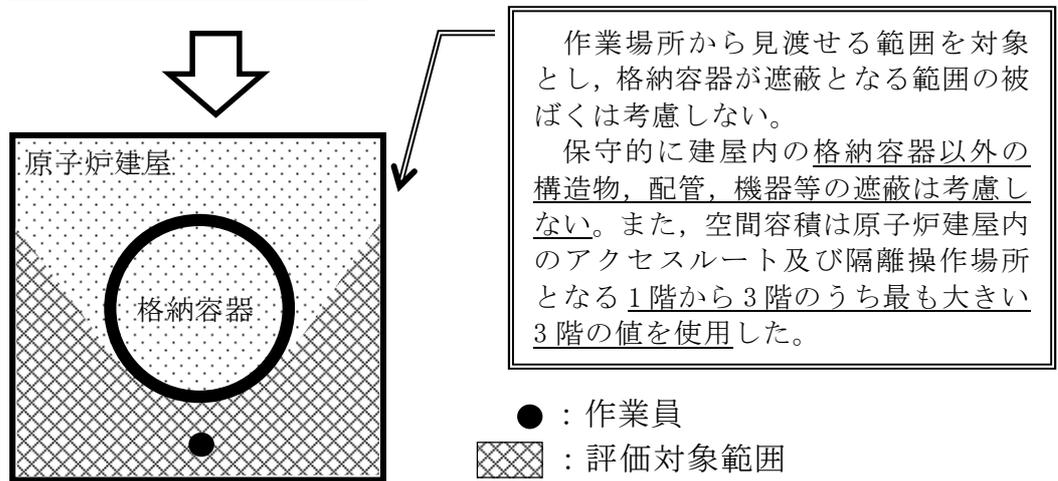
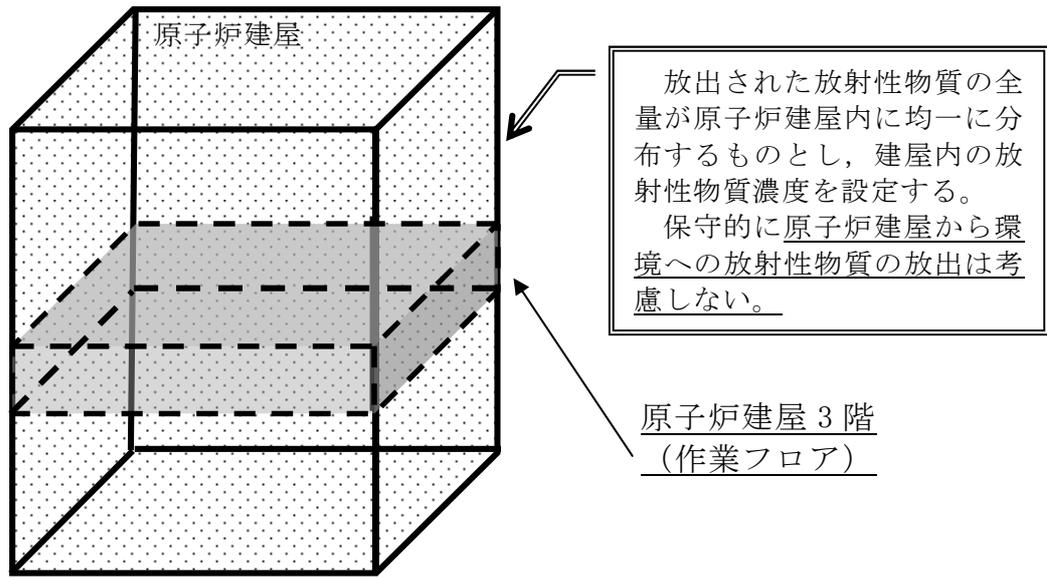
$E_{\gamma}$  :  $\gamma$ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$ 線のエネルギー吸収係数 ( $3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$ )

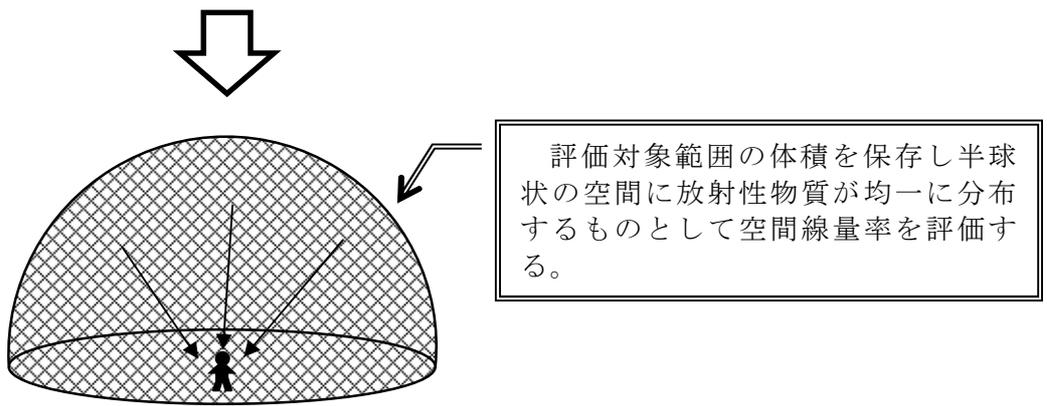
R : 評価対象エリア (原子炉建屋原子炉棟地上 3 階) の空間容積と等価な半球の半径 (m)

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

$V_{OF}$  : 評価対象エリア (原子炉建屋原子炉棟地上 3 階) の容積 (5,000m<sup>3</sup>)



原子炉建屋 3 階 (平面図)

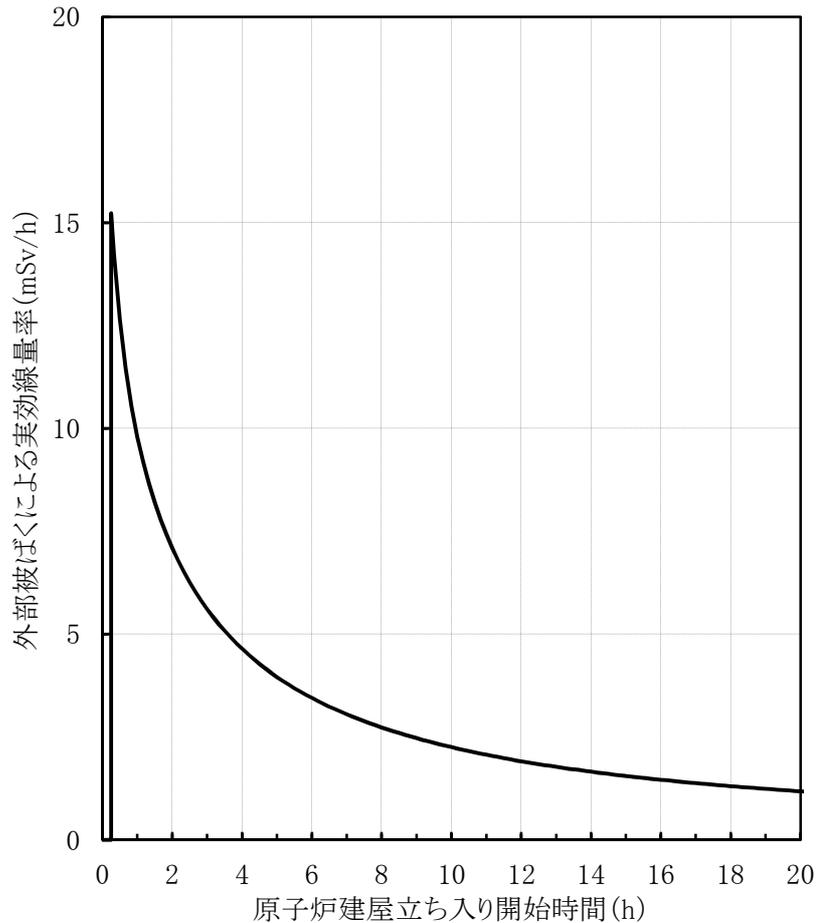


サブマージョンモデル概要図

別第 10-1 図 サブマージョンモデルの概要

(3) 評価の結果

評価結果を別第 10-2 図に示す。線量率の最大は約 15.2mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。



別第 10-2 図 原子炉建屋原子炉棟立ち入り開始時間と線量率の関係

なお、事故時には原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別第 10-2 表 I S L O C A 時の放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.4	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

## 2. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

### (1) 評価想定

非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉建屋原子炉棟内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 10-1 表から別第 10-5 表に従うものとする（別紙 11）。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。（別第 10-3 図及び別第 10-4 図参照）

その結果、放出量は別第 10-4 表に示すとおりとなった。

### (2) 評価結果

非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約  $1.2 \times 10^{-1}$  mSv、約  $3.3 \times 10^{-1}$  mSv となり、「L O C A 時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（非居住区域境界：約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv、敷地境界：約  $6.2 \times 10^{-1}$  mSv）及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお、評価上は考慮していないものの、原子炉建屋原子炉棟に放出され

た放射性物質は外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 10-3 表 放出評価条件

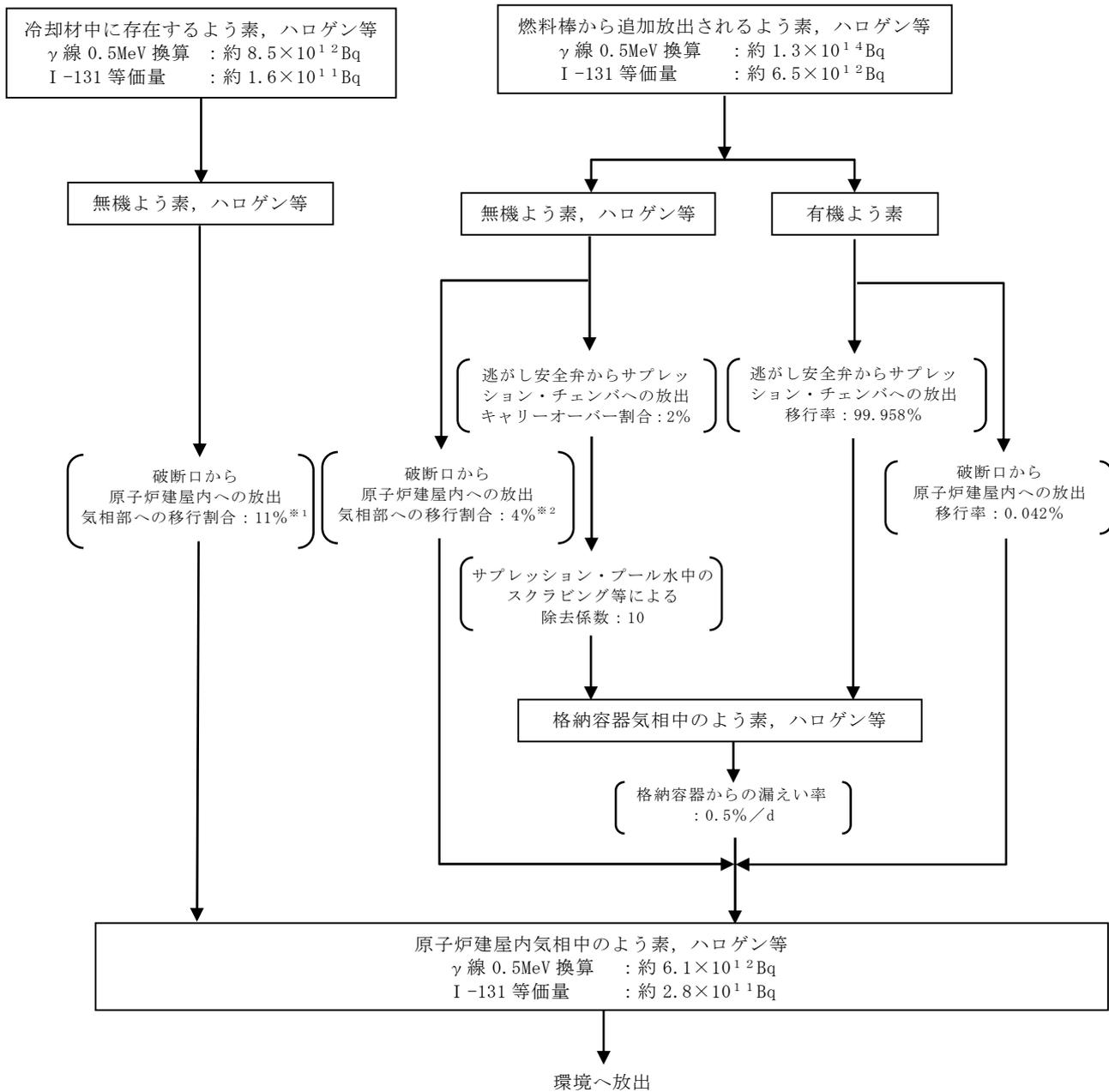
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$1.5 \times 10^2$	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 (運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 ( $5.6 \times 10^{-1}$ Bq/g) を十分に包絡する値である。)
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96 有機よう素 : 4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 99.958	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバ及び破断口から格納容器のそれぞれに移行するものとするものとして設定
破断口から格納容器への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.042	有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
サブプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	10	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 10-4 表 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	$9.5 \times 10^{12}$
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	$2.8 \times 10^{11}$

別第 10-5 表 大気拡散条件（地上放出）

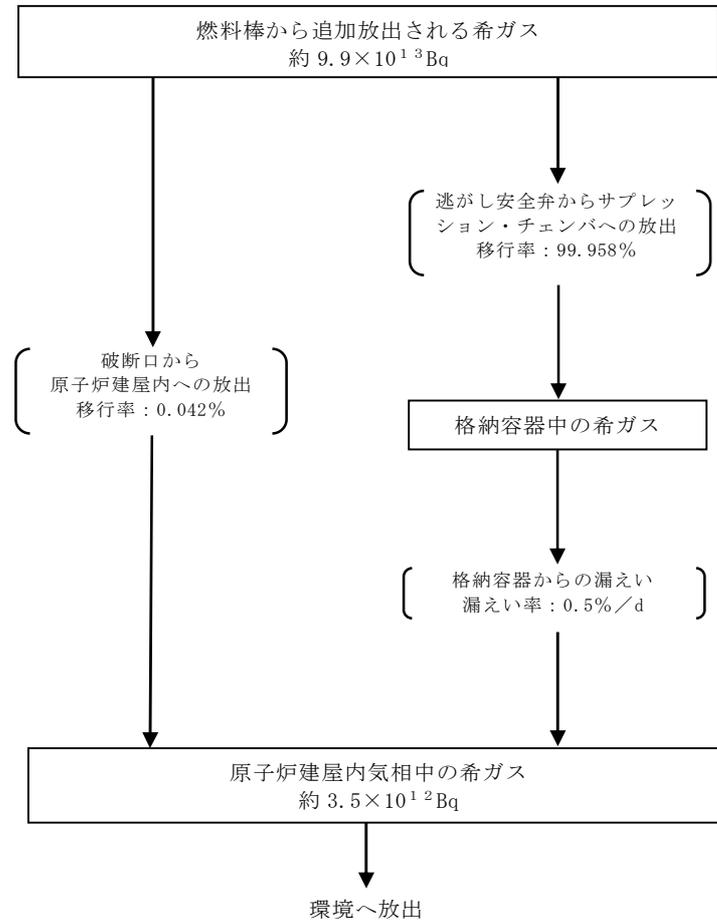
核 種	放出量 (Bq)
相対濃度 ( $\chi / Q$ ) (s/m <sup>3</sup> )	非居住区域境界 : $2.9 \times 10^{-5}$ 敷地境界 : $8.2 \times 10^{-5}$
相対線量 (D / Q) (Gy/Bq)	非居住区域境界 : $4.0 \times 10^{-19}$ 敷地境界 : $9.9 \times 10^{-19}$



※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

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

別第 10-3 図 よう素, ハロゲン等の環境への放出過程



別第 10-4 図 希ガスの環境への放出過程

(ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

I - 131 追加放出量の測定結果について

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

中間停止	(昭和 54 年 6 月 2 日)	0.0Ci
第 1 回定検	(昭和 54 年 9 月 7 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 55 年 4 月 29 日)	0.0Ci
第 2 回定検	(昭和 55 年 9 月 6 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 56 年 6 月 16 日)	0.0Ci
第 3 回定検	(昭和 56 年 9 月 12 日)	0.01Ci
第 4 回定検	(昭和 57 年 6 月 11 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 58 年 1 月 31 日)	0.01Ci
第 5 回定検	(昭和 58 年 9 月 17 日)	0.01Ci
第 6 回定検	(昭和 59 年 12 月 12 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 60 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 7 回定検	(昭和 61 年 1 月 20 日)	0.01Ci
第 8 回定検	(昭和 62 年 4 月 9 日)	40.9Ci
第 9 回定検	(昭和 63 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 10 回定検	(平成 元年 11 月 30 日)	$4.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 2 年 11 月 29 日)	$4.7 \times 10^8$ Bq
第 11 回定検	(平成 3 年 4 月 20 日)	$4.4 \times 10^8$ Bq
第 12 回定検	(平成 4 年 9 月 6 日)	$1.9 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 5 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 13 回定検	(平成 6 年 2 月 19 日)	$1.6 \times 10^8$ Bq
第 14 回定検	(平成 7 年 4 月 14 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 8 年 8 月 10 日)	$9.8 \times 10^7$ Bq
第 15 回定検	(平成 8 年 9 月 10 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 9 年 7 月 12 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
第 16 回定検	(平成 10 年 1 月 8 日)	$1.6 \times 10^8$ Bq
第 17 回定検	(平成 11 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 12 年 12 月 26 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 18 回定検	(平成 13 年 3 月 26 日)	$1.7 \times 10^8$ Bq
第 19 回定検	(平成 14 年 9 月 15 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 15 年 3 月 20 日)	$8.9 \times 10^7$ Bq
第 20 回定検	(平成 16 年 2 月 2 日)	$1.3 \times 10^8$ Bq
第 21 回定検	(平成 17 年 4 月 24 日)	$1.5 \times 10^8$ Bq
第 22 回定検	(平成 18 年 11 月 20 日)	$8.9 \times 10^7$ Bq
	(平成 19 年 3 月 17 日)	$1.1 \times 10^8$ Bq
第 23 回定検	(平成 20 年 3 月 19 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 21 年 7 月 21 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
第 24 回定検	(平成 21 年 9 月 9 日)	$1.2 \times 10^8$ Bq
中間停止	(平成 22 年 6 月 28 日)	$9.7 \times 10^7$ Bq
第 25 回定検	—	—

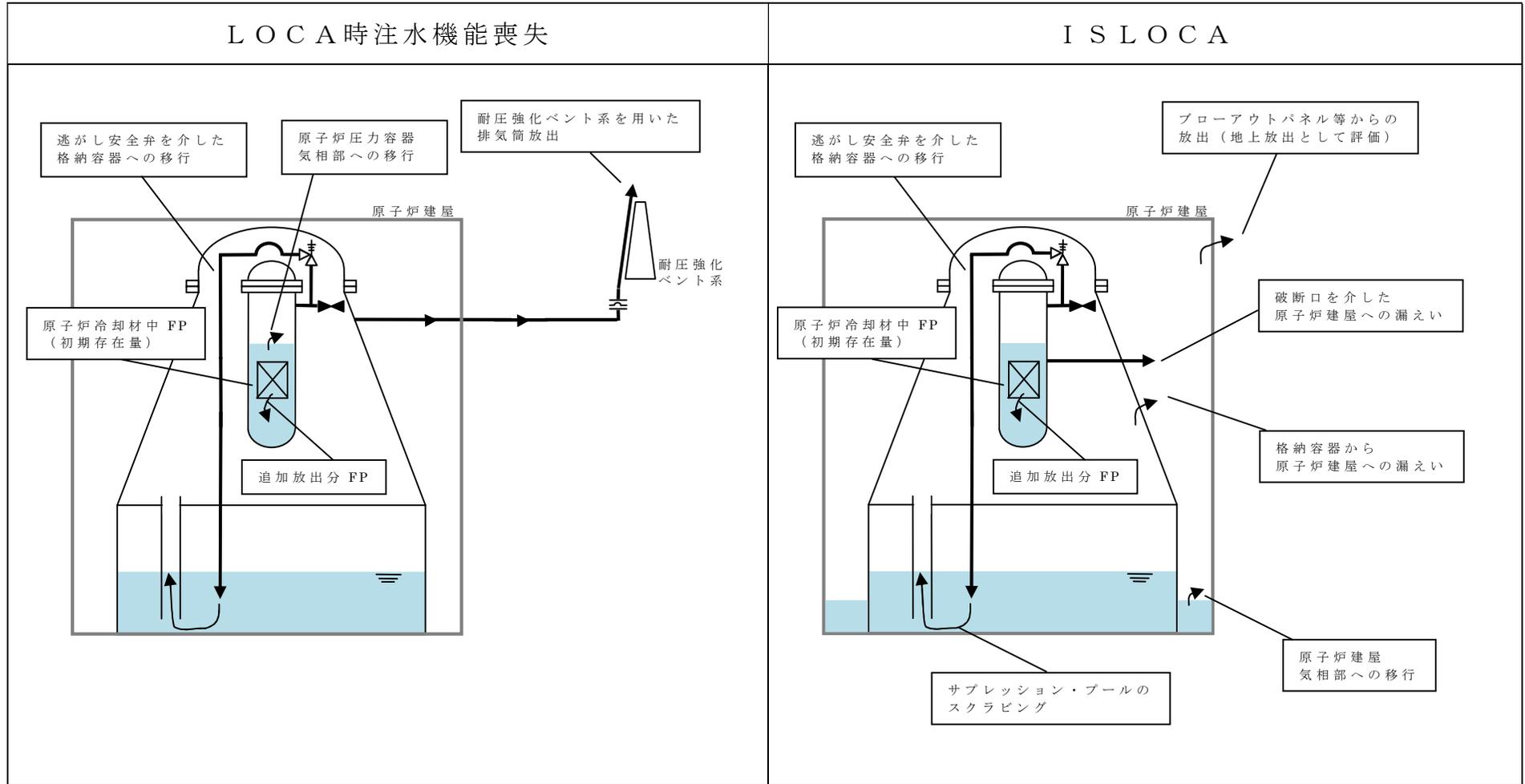
(※1Ci =  $3.7 \times 10^{10}$  Bq)

「LOCA時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムLOCA」の  
非居住区域境界及び敷地境界線量評価の条件の差について

「LOCA時注水機能喪失」では、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価しているのに対し、「インターフェイスシステムLOCA」（以下「ISLOCA」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋原子炉棟に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて別第 11-1 表に、評価条件の差異について別第 11-2 表に示す。

別第 11-1 表 放出経路の違いについて



別第 11-2 表 評価条件の差異について (1/2)

項目	主要解析条件		差異の理由
	LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
原子炉運転日数 (日)	2,000	2,000	—
追加放出量 (I-131) (Bq)	$2.2 \times 10^{14}$	$3.7 \times 10^{12}$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$4.6 \times 10^3$	$1.5 \times 10^2$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン) (%)	よう素: 2 よう素以外: —	2	LOCA時注水機能喪失では、よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン以外) (%)	—	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合 (%)	無期よう素: 96 有機よう素: 4	無期よう素: 96 有機よう素: 4	—
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	100	無期よう素, ハロゲン等: 100 有機よう素: 99.958	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋原子炉棟への放出経路を考慮しているため、逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋原子炉棟への移行率分だけ100%より小さくなる。
破断口から原子炉建屋原子炉棟への移行率 (%)	—	無期よう素, ハロゲン等: 100 有機よう素: 0.042	なお、無機よう素、ハロゲン等は保守的に原子炉建屋原子炉棟とサブプレッション・チェンバともに100%移行するものとしている。
サブプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	LOCA時注水機能喪失では、核分裂生成物がサブプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉圧力容器からドライウエルへ移行し、そのままドライウエルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して、保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	—
破断口から原子炉建屋原子炉棟へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合 (%)	—	11	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋原子炉棟への放出経路を考慮しており、原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋原子炉棟へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合 (%)	—	4	

別第 11-2 表 評価条件の差異について (2/2)

項 目		主要解析条件		差異の理由
		LOCA時 注水機能喪失	I S L O C A	
格納容器からの漏えい率 (%/d)		考慮しない	0.5	LOCA時注水機能喪失では、 格納容器から原子炉建屋原子炉 棟に移行した放射性物質による 実効線量の寄与割合が小さいた め、考慮していない。
大気拡散条件	$\chi / Q$ (s/m <sup>3</sup> )	$2.0 \times 10^{-6}$ (排気筒放出)	$2.9 \times 10^{-5}$ (地上放出)	放出経路を考慮して、LOCA 時注水機能喪失では、耐圧強化 ベント系による排気筒放出を考 慮している。
	$D / Q$ (Gy/Bq)	$8.1 \times 10^{-20}$ (排気筒放出)	$4.0 \times 10^{-19}$ (地上放出)	

インターフェイスシステム L O C A 時の  
格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する  
設計基準事故の代表性について

インターフェイスシステム L O C A (以下「I S L O C A」という。) 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」(以下「L O C A (D B A)」という。) の解析結果を参考に評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) 及び 200℃を下回るとしており、以下のとおり代表性を確認している。

(1) 格納容器内に蓄積する熱量について

格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_{PCV}$ ) は、崩壊熱 ( $Q_d$ )、格納容器内の液相部の初期熱量 ( $Q_w$ ) 及び格納容器気相部の初期熱量 ( $Q_g$ ) の合計の熱量から残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ ) 及び格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ ) を引いた熱量となる。熱移行の概要図を第 1 図に示す。

よって、I S L O C A 及び L O C A (D B A) における格納容器内に蓄積する熱量  $Q_{PCV}$  は、それぞれ以下のとおり表される。

- ・ I S L O C A :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR} - Q_e$
- ・ L O C A (D B A) :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR}$

(2) I S L O C A と L O C A (D B A) の熱量比較

I S L O C A と L O C A (D B A) の解析条件等を比較することで、(1)で設定した各熱量の大小関係を比較し、I S L O C A の

格納容器圧力及び雰囲気温度の評価が **LOCA (DBA)** の評価に包含されることを以下に示す。ISLOCAと **LOCA (DBA)** の解析条件を第1表に示す。

#### 【入熱量】

##### ① 崩壊熱 ( $Q_d$ )

**LOCA (DBA)** では、原子炉熱出力として105%出力を想定しており、また崩壊熱評価には保守的な *May-Witt* の式を使用していることから、 $Q_d$  は **LOCA (DBA)** の方が大きくなる。

##### ② 格納容器内の液相部及び気相部の初期熱量 ( $Q_w$ 及び $Q_g$ )

ドライウェル雰囲気温度の初期条件は ISLOCA 及び **LOCA (DBA)** で同じである。サプレッション・プール水温度は **LOCA (DBA)** の方が若干高めの設定となっている。よって、 $Q_w$  及び  $Q_g$  の合計値は **LOCA (DBA)** の方が若干大きくなる。

#### 【除熱量】

##### ③ 格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ )

ISLOCA時に格納容器外に流出する熱量は、原子炉減圧操作を実施する事象発生の15分後までに格納容器外へ流出する冷却材量 ( $50\text{m}^3$  : SAFER解析結果より) 及び冷却材温度 ( $288^\circ\text{C}$ ) から概算すると約60GJとなる。**LOCA (DBA)** は格納容器外に流出する熱量がないため、 $Q_e$  は ISLOCAの方が約60GJ大きくなる。

##### ④ 残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ )

**LOCA (DBA)** では、事象発生の15分後から残留熱除去系による格納容器除熱に期待している。仮に ISLOCA では格納

容器除熱の開始が L O C A よりも 10 分遅れたとしても、その間の除熱量の減少分は約 26GJ となる（保守的に除熱量が大きくなるように、サプレッション・プール水温度 100℃における残留熱除去系の除熱量 43MW を想定）。よって、I S L O C A における残留熱除去系による格納容器除熱操作の開始を事象発生後の 25 分後とした場合には、 $Q_{RHR}$  は L O C A ( D B A ) の方が約 26GJ 大きくなるが、有効性評価においては、事象発生後の 21 分後までに操作が開始できることを確認している。

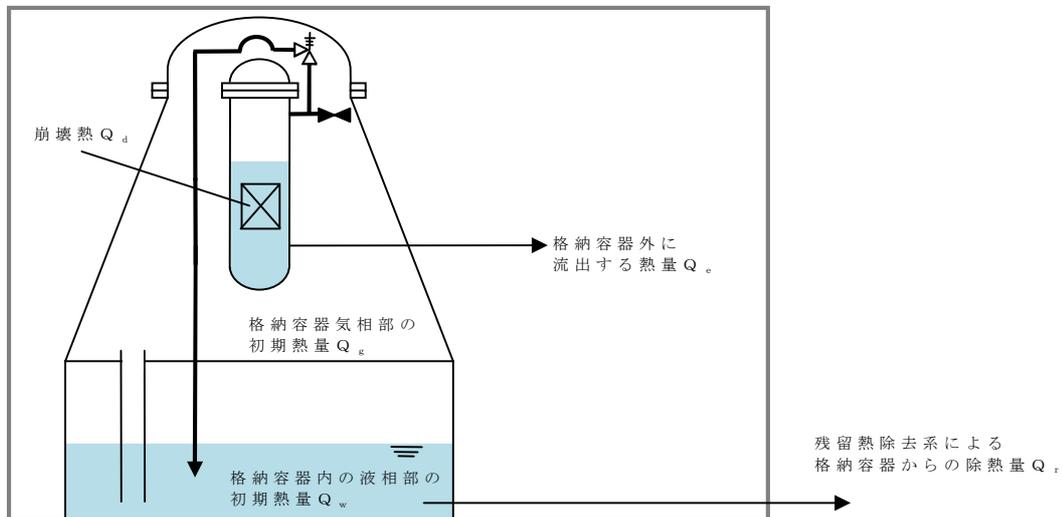
### (3) まとめ

L O C A ( D B A ) における格納容器への入熱量は I S L O C A と比較して大きく、また除熱量については、仮に I S L O C A における残留熱除去系による格納容器除熱操作の開始を事象発生後の 25 分後とした場合でも、I S L O C A 時の格納容器外に流出する熱量の方が大きくなる。

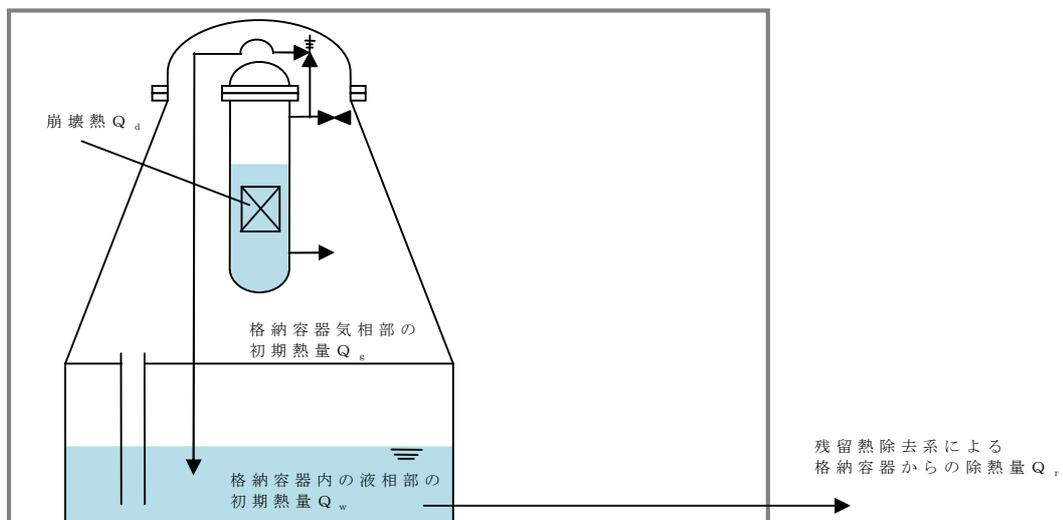
以上により、L O C A ( D B A ) における格納容器への熱負荷は I S L O C A より大きく、I S L O C A 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は L O C A ( D B A ) の評価結果に含まれるものと考えられる。

なお、L O C A ( D B A ) の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は破断流が液相流から二相流となるブローダウンエネルギーが減少した時点で発生する。

【 I S L O C A 】



【 L O C A ( D B A ) 】



第 1 図 熱移行の概要図

第 1 表 I S L O C A と L O C A ( D B A ) の解析条件の比較

項 目		I S L O C A	L O C A ( D B A )
初期条件	原子炉熱出力	3,293MWt (100%)	3,440MWt (約 105%)
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI-ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	May-Witt の式
	格納容器圧力	5kPa [gage]	約 5kPa [gage] (0.05kg/cm <sup>2</sup> g)
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	57℃
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup>
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>
	サブプレッション・プール 水位	6.983m (通常水位 - 4.7cm)	通常運転水位
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	35℃
条 操 件 作	格納容器除熱	—	事象発生 15 分後に 残留熱除去系 (格納容器スプレ イ冷却系) による 格納容器除熱開始

## 安定状態について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

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

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

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生後の5時間後に現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離することで漏えいが停止し，逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。  
また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.2 別紙 1)

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

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは+20℃～+40℃程度である。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは+20℃～+40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧炉心スプレイ系の注水開始タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心冷却が維持され、燃料被覆管が高温にならない事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析では低圧炉心スプレイ系等の注水に伴うボイド率上昇による一時的な原子炉水位の低下を除き炉心の冠水は維持されるため、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分や燃料被覆管が高温となり輻射等により構造材温度が上昇した場合に現れるLPCS注水に伴う原子炉圧力低下の鈍化を考慮する必要がないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 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 (圧力容器ドーム部)	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。
	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原子炉隔離時冷却系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	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。
	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、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時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	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(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定(通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd/t以下となるよう燃料を配置する。)	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33Gwd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33Gwd/t 未満の場合は、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.7.5-3

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 (2/4)

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m <sup>3</sup>	約 9,300m <sup>3</sup> 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。	—
事故条件	起回事象	残留熱除去系B系の熱交換器フランジ部に約21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	—	残留熱除去系の構造健全性評価の結果、I S L O C Aにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため、加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値(8.2MPa [gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続的に負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定	構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなるため、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含される。このため、運転員等操作に与える影響はない。	構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなるため、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含される。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。
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系B系の機能喪失	—	本重要事故シナリオの前提条件として設定	—	—
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系の機能喪失	—	残留熱除去系B系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定	—	—
外部電源	外部電源なし	—	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて発生するものとする	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	

添付 2.7.5-4

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
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。
重大事故等 対策に関連する 機器条件	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ～ 410.6t/h(1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり) ～ 410.6t/h(1個当たり) (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。  なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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個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個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。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.7.5-5

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 (4/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉水位異常低下 (レベル1)信号にて 自動起動 最小流量特性 ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1,561m <sup>3</sup> /h  ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.99MPa[dif]	原子炉水位異常低下 (レベル1)信号にて 自動起動  ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～1,561m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.99MPa[dif]	設計値を設定 原子炉水位の観点で厳しい設定と して、最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位 の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早く なるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継 続監視している期間の流量調整操作であることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の 回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項 目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉注水単独時 (2台) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h  ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	原子炉注水単独時 (2台) ・注水流量： 0m <sup>3</sup> /h～378m <sup>3</sup> /h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定と して、設備設計上の最低要求値であ る最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位 の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早く なるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継 続監視している期間の流量調整操作であることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の 回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項 目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/2）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作	事象発生から15分後	<p>【認知】 ISLOCAは定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり、隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため、ISLOCA発生の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるため、ISLOCA発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗）及び残留熱除去系レグシールポンプの停止操作として2分、低圧炉心スプレイ系の起動操作として2分並びに逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として5分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の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】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 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>	認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間が早まる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は、操作が遅れた場合でも、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては、起回事象のISLOCA及び給水流量の全喪失の発生から残留熱除去系の注入弁の閉止操作、残留熱除去系レグシールポンプの停止、低圧炉心スプレイ系の起動及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧操作まで15分としているところ、訓練実績は約12分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
操作条件	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から5時間後	<p>余裕時間を確認する観点で事象発生5時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定</p>	<p>【認知】 ISLOCAは定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり、隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため、ISLOCA発生の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるため、ISLOCA発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員（現場）を配置している。当直運転員（現場）は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場における破損系統の注入弁の閉止操作として移動及び余裕時間を含め115分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 当該操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人及び補助要員2人の4人で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まる可能性があるが、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって、炉心は冠水維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって、炉心は冠水維持されることから、操作時間余裕は十分に確保される。</p>	<p>現場における破損系統の注入弁の閉止操作は、移動も含め所要時間を115分想定としており、訓練実績等では約108分。想定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>

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 L O C A))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

・代替淡水貯槽 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 17 分後, 原子炉水位低 (レベル 3) 設定点を維持するよう代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

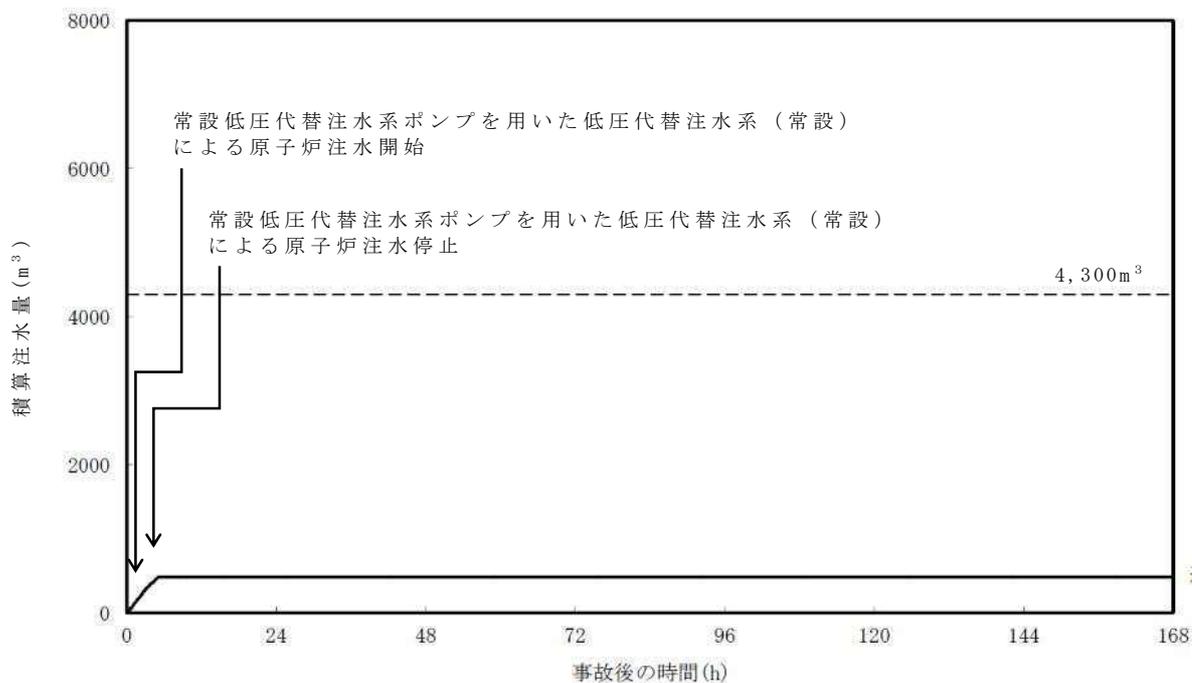
破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間 1 分後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって, 代替淡水貯槽の水量は減少する。

破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間から低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を実施し, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止するため, 代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 490m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量  
(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

#### 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 490m<sup>3</sup>の水が必要となるが、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。

## 7日間における燃料の対応について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 484.0kL	7日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、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。

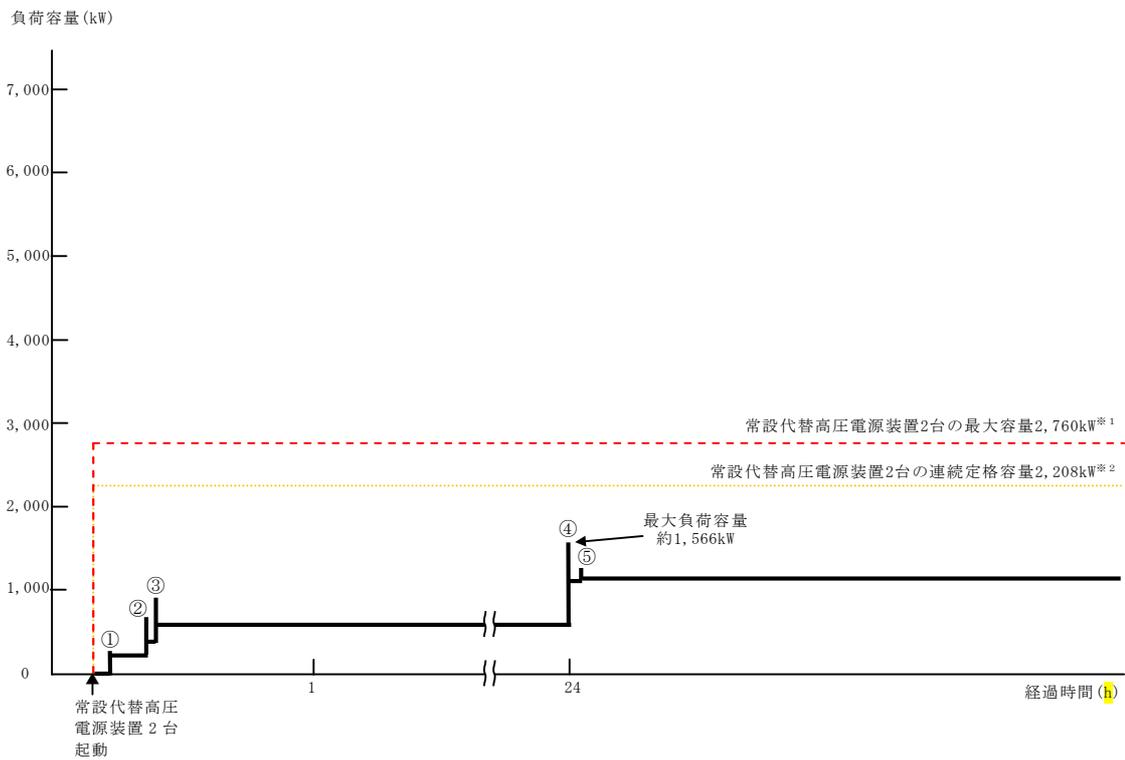
常設代替交流電源設備の負荷

(格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	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)

## 2.8 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が $4.0 \times 10^{-6}$ ／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

### 2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」、②「最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）」、③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により海水取水設備及び原子炉建屋内設備への浸水が発生し、取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、

炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対処設備の有効性評価としては、敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図る。また、敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて格納容器冷却を実施するとともに、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）、残留熱除去系、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）、緊急用海水系、常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

（添付資料 2.8.1, 2.8.2）

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）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、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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、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手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に、対策の概略系統図を第 2.8-2 図に、対応手順の概要を第 2.8-3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.8-1 表に示す。

（添付資料 2.8.1, 2.8.3）

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 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ための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名、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）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに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の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.8-4 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系ポンプが停止したことを確認する。

外部電源が喪失している場合は、津波による非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、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. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f．可搬型代替注水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**

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成**操作**を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

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し，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**が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し，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を継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

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

i. タンクローリによる燃料給油操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所においてタンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより24時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水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

津波により崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が279kPa [gage] に到達した場合

又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、現場操作にて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を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水操作を継続する。

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に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、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。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

o. 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

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、緊急用海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水中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及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を停止し、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を開始する。

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必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

### p. 使用済燃料プールの冷却操作

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操作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。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。

## 2.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループにおいては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して、「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、「最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）」については、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると、本重要事故シーケンスと同様になる。原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」については、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると、「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」となることから、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」における重大事故等対策である高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備についても津波防護対象とすることで対策の有効性が確認される。また、逃がし安全弁1個の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると、「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」となることから、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」

での操作所要時間内に完了することを確認することで対策の有効性が確認される。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.8-2 表に示す。

本重要事故シーケンスでは、敷地に遡上する津波が発生し取水機能喪失及び全交流動力電源喪失に至るものとしており、有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）」と同様である。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は、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。

b. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（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、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 25 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交

流動力電源喪失（長期TB）」と同様となる。「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」及び本重要事故シーケンスでは、非常用母線の受電が完了する24時間以降に残留熱除去系（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を実施するが、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最高となるのは24時間以前であることから、緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最高値は同じとなり、評価項目を満足する。また、緊急用海水系を用いた場合、残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが、同じく緊急用海水系を用いた残留熱除去系（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を実施する「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の13時間後において、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（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を実施した場合でも、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を有していることを確認していることから、緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さく、安定状態への移行が可能である。

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。

### 2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、残留熱除去

系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

緊急用海水系の機器条件の不確かさの影響については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

#### 2.8.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.8.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.8.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

###### a. 水 源

可搬型代替注水中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及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup> 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と見られ、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）による原子炉注水操作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操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することではなく、7日間の対応が可能である。

なお、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）による原子炉注水操作の開始時間が、評価時間の8時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（TBP）と同等の評価結果となるため、水源が枯渇することではなく、7日間の対応が可能である。

（添付資料 2.8.4）

## b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給について、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。

可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が

必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 2.8.5)

### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 2,823kW 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。

また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.8.6)

## 2.8.5 結 論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では、敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、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）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、常設

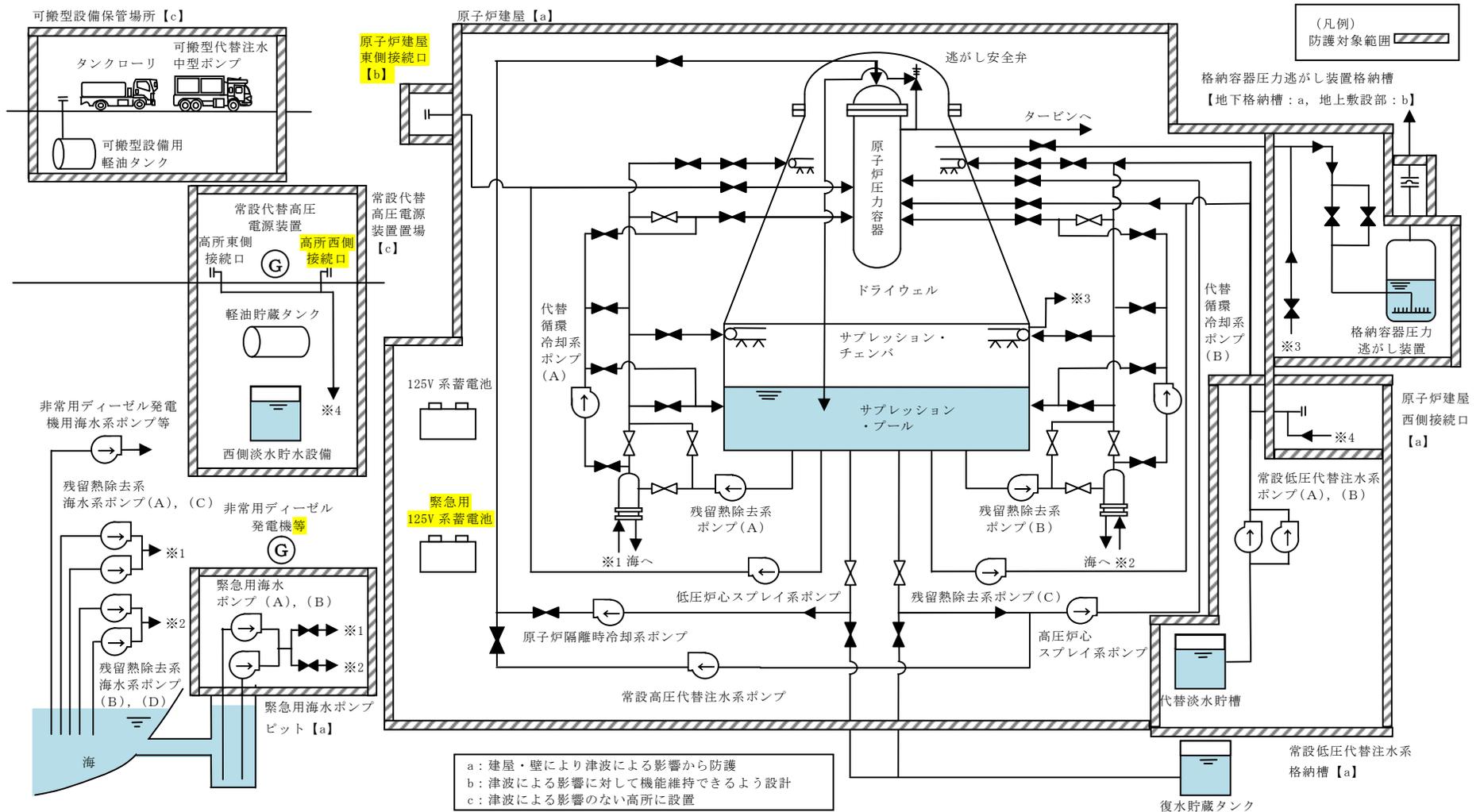
代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について、有効性評価を実施した。

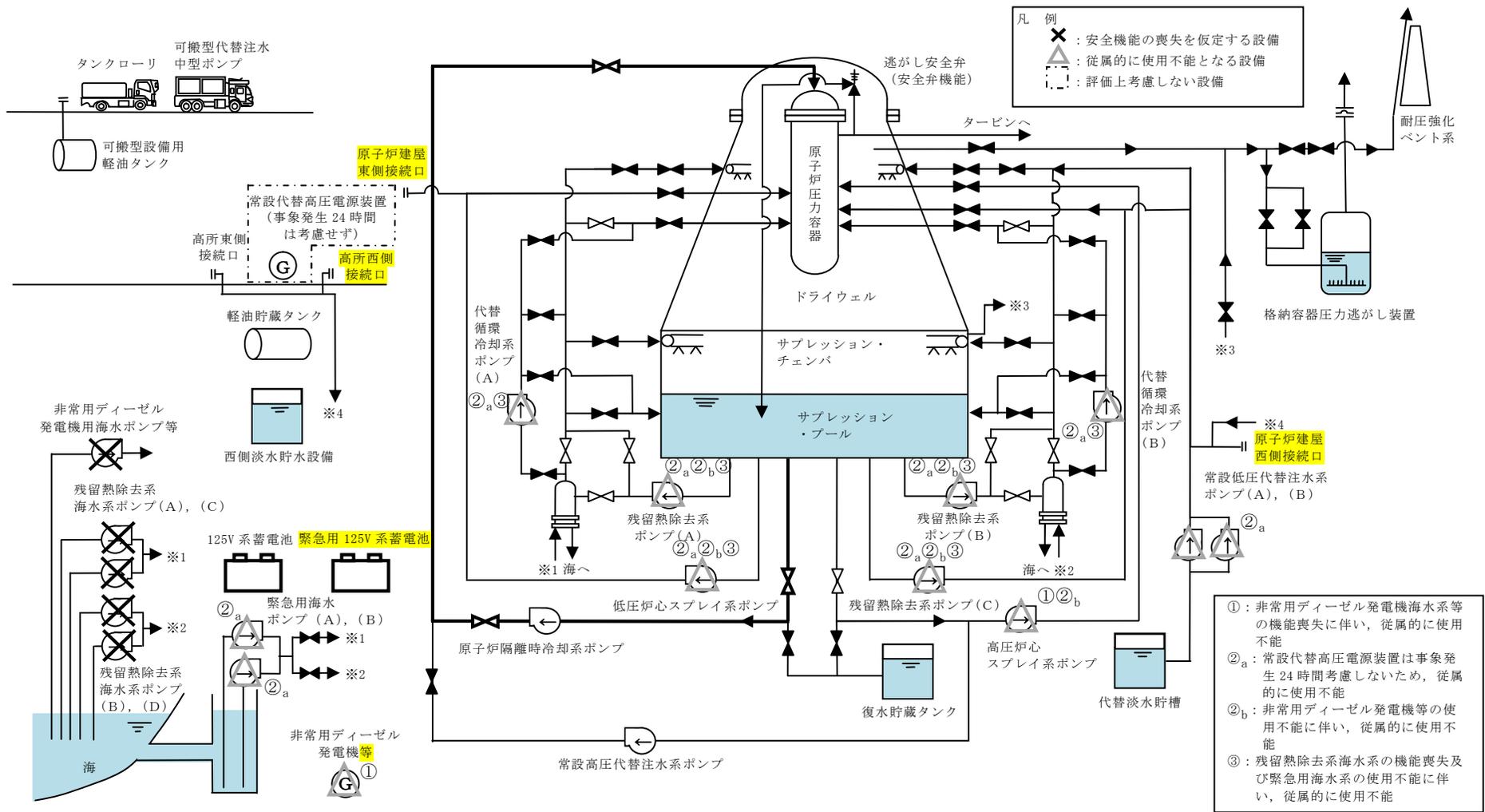
上記は「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

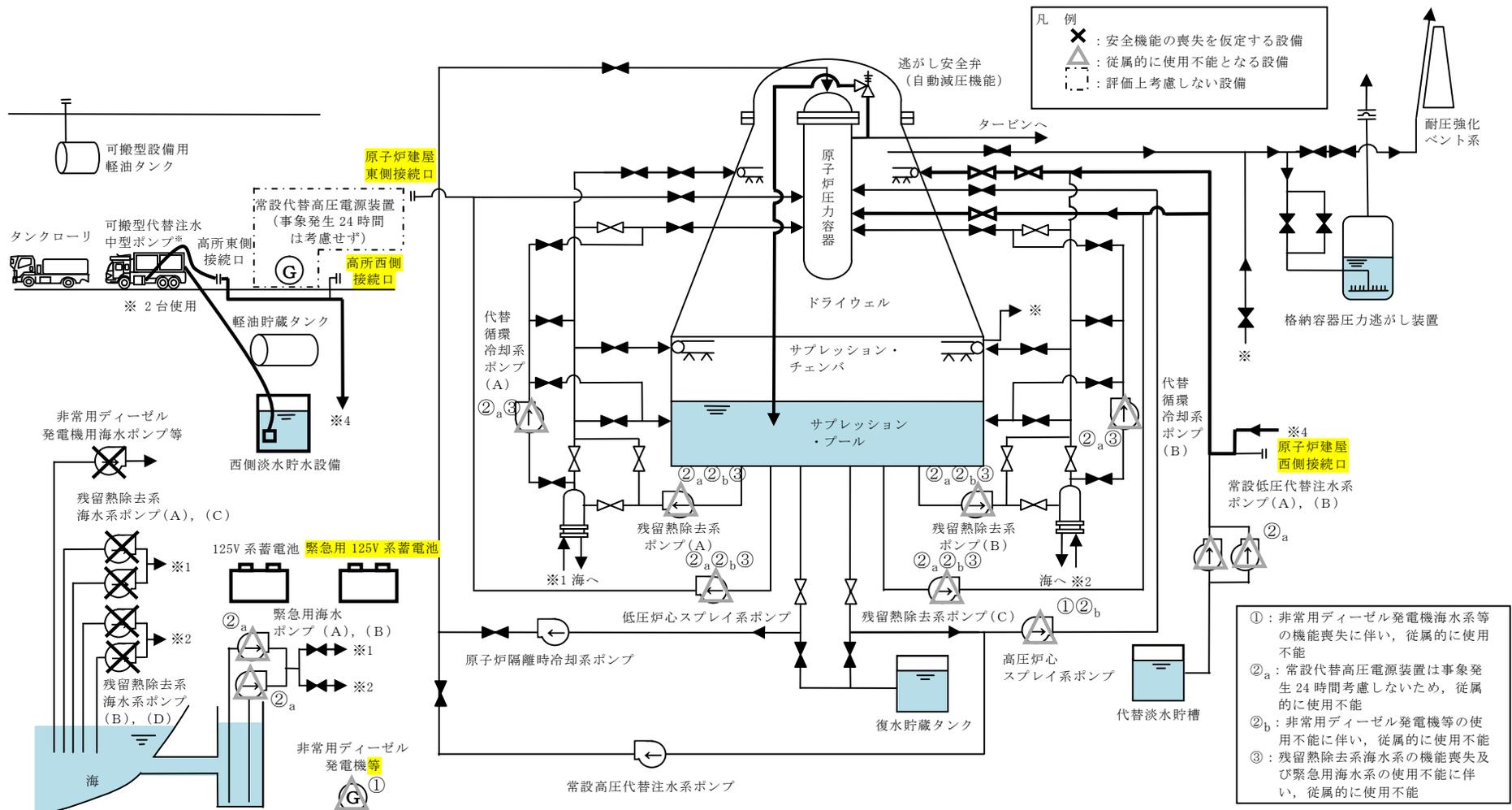
以上により，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対して有効である。



第 2.8-1 図 敷地に遡上する津波への防護対策概要

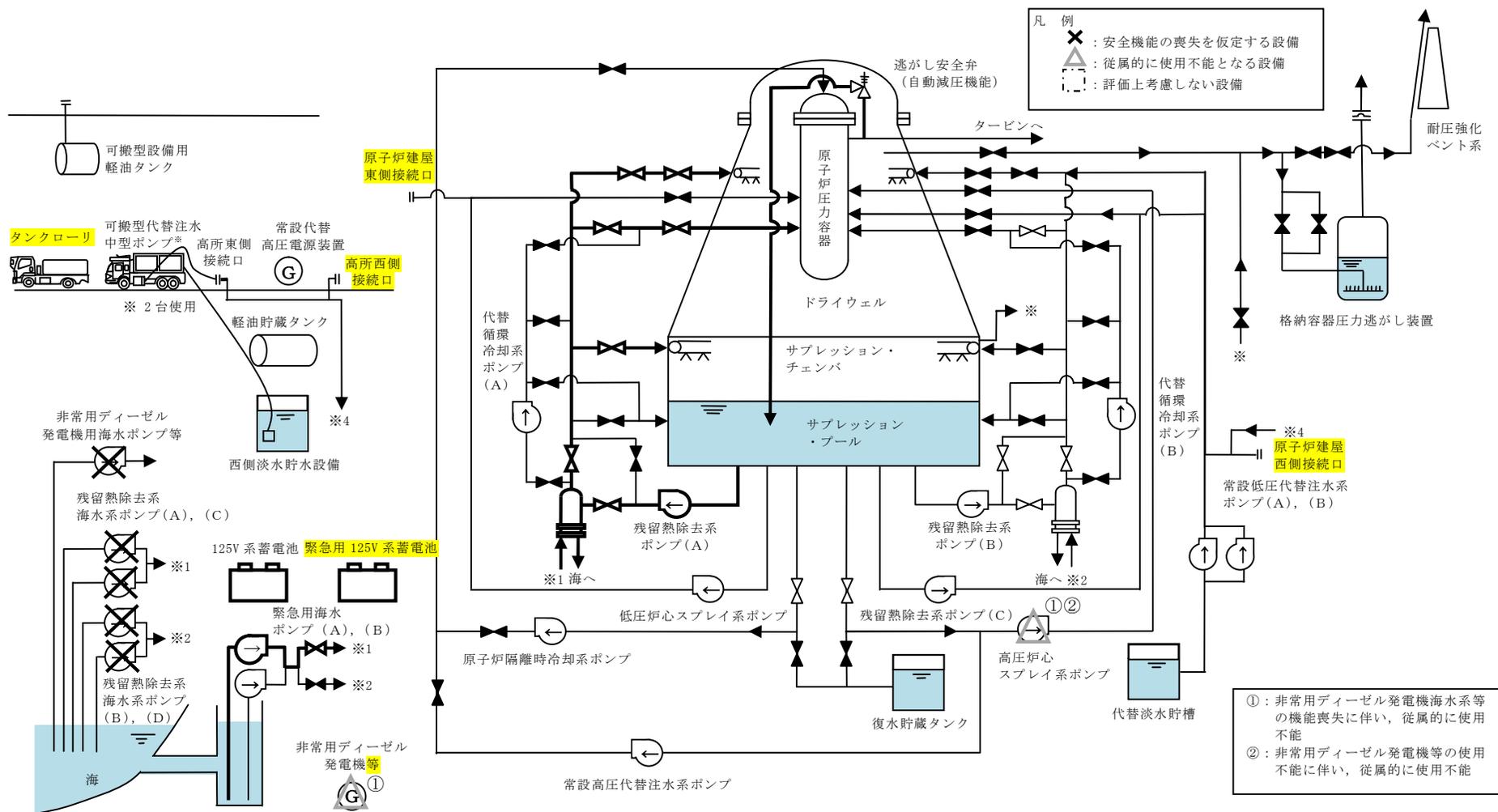


第2.8-2図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

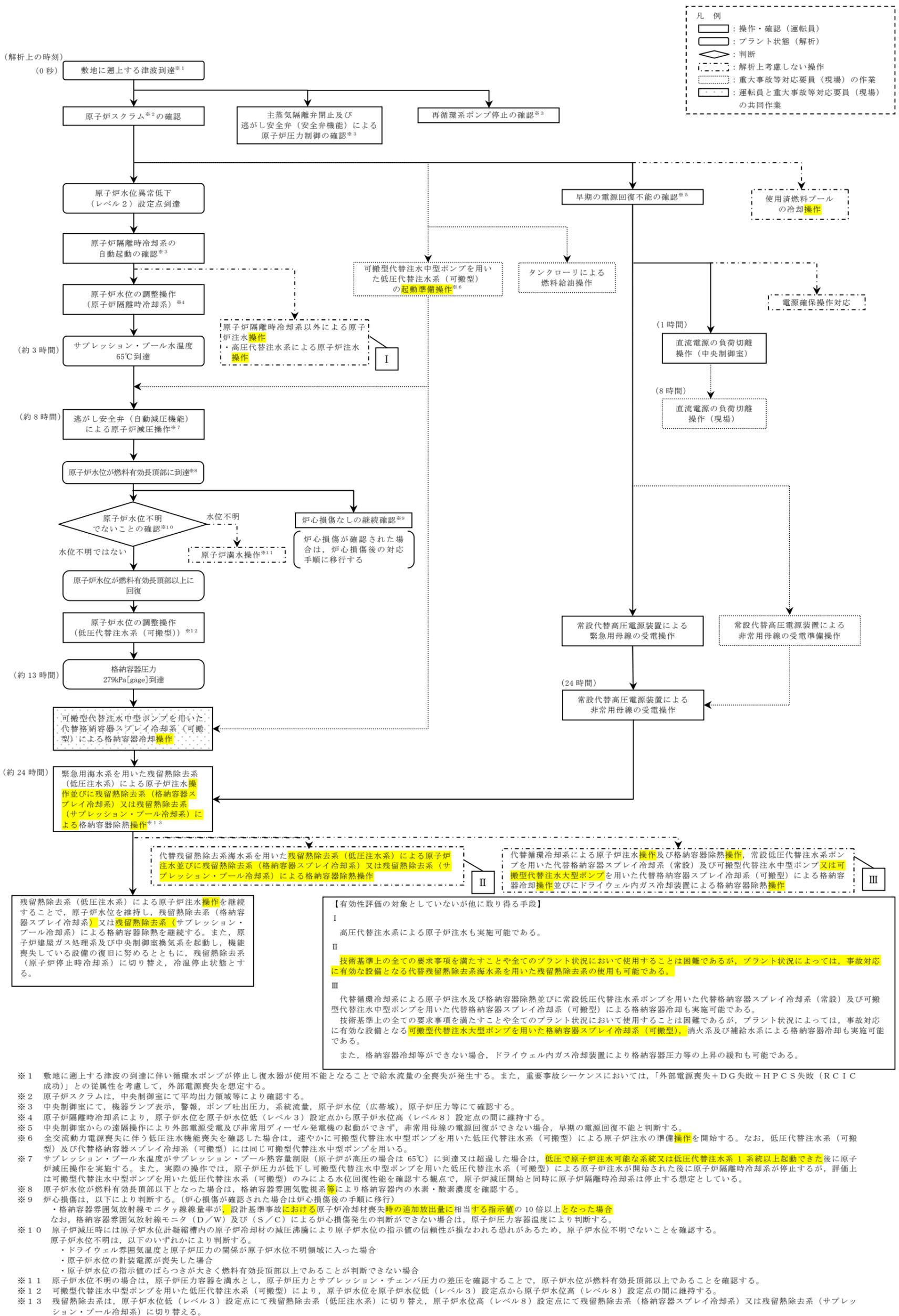


第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却段階)



第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階)



第 2.8-3 図 津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

津波浸水による注水機能喪失

				経過時間 (分)												備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
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 ▼ 敷地内への津波浸水発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ プラント状況判断 ▼ 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室)													
	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"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●給水流量の全喪失の確認</li> <li>●<b>再循環系ポンプ</b>停止の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の停止確認</li> <li>●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</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施する		
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持												
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分												外部電源がない場合に実施する	
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分													
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施												解析上考慮しない
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)											6分	外部電源がない場合に実施する		
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												
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) による原子炉注水の系統構成操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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) による原子炉注水の系統構成操作		125分												

第 2.8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

津波浸水による注水機能喪失

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
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		
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	8時間 直流電源の負荷切離操作 (現場) 8時間1分 原子炉減圧開始 約13時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達 24時間 非常用母線受電 24時間25分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱開始											
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	起動後、適宜監視										
タンクローリによる燃料給油操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●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) による原子炉注水の系統構成操作	125分											
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	-	-	●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	90分	適宜実施										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (参集)	●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) による原子炉注水の調整操作	1分	系統構成後、適宜流量調整										
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	-	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作 (現場)	50分											外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	35分											外部電源がない場合に実施する
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ィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m	●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ィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の系統構成操作	175分	系統構成後、適宜流量調整										
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●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ィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の調整操作	4分											外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	8分											外部電源がない場合に実施する
緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	5分											外部電源がない場合に実施する
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 (参集)	●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	20分											
				●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作	2分											
				●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 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作	原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレィ又はサブプレッション・プールの冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替操作を実施											
				●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分											解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人													

第 2.8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について (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"> <li>原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> <li>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。</li> <li>再循環系ポンプが停止したことを確認する。</li> <li>津波による非常用ディーゼル発電機用海水系ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。</li> </ul>	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V系蓄電池	—	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*
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"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V系蓄電池	—	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 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
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"> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。</li> </ul>	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"> <li>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。</li> <li>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）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> <li>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。</li> </ul>	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 125V 系蓄電池	可搬型代替注水中型ポンプ	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） ドライウエル雰囲気温度* 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）*

：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 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧により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）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。</li> <li>以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li> <li>原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 原子炉隔離時冷却系注水流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。</li> </ul>	125V系蓄電池	—	—
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 279kPa [gage] 又はドライウエル雰囲気温度が <b>ドライウエル設計温度である</b> 171℃に近接したことを確認する。</li> <li>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<b>操作</b>を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 サプレッション・プール水位*

\* 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 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について (4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用母線の受電後、緊急用海水系の起動操作を実施する。</li> <li>・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）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を停止する。</li> <li>・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を実施する。</li> </ul>	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 緊急用海水系 サプレッション・チェンバ* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 残留熱除去系系統流量* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*

\* 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 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*
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。	—	—	—

\* 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 2.8-2 表 主要解析条件 (津波浸水による注水機能喪失)

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	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℃，海水温度 32℃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
重大事故等対策に関連する 操作条件	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	事象発生から 24 時間 25 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が $4.0 \times 10^{-6}$ /炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

上記を踏まえ、東海第二発電所において想定する津波高さとして、それらで想定する事故等は、第1表のとおり整理している。

第1表 津波高さと事故等の関係

防潮堤前面での津波高さ	想定する事故等
～ T. P. +17.1m : 基準津波	・設計基準事象
～ T. P. +20.0m : 防潮堤高さ	－（設計基準事象と同様）
～ T. P. +24.0m : 防潮堤耐力	・重大事故等 （事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」）
T. P. +24.0m ～	・大規模損壊（防潮堤損傷）

以下に、第1表に示した想定する事故等のうち、事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、想定する津波高さ、敷地浸水状況及び対応する防護対策の概要について示す。

## 1. 津波P R Aの評価結果，事故シーケンス選定での取扱いについて

### (1) 津波P R A

津波P R Aの評価結果を第2表に示す。また，津波P R Aの評価に用いた津波ハザード曲線を第1図に示す。

津波P R Aでは，防潮堤高さ（T.P. +20m）を超える津波高さを評価対象としており，津波区分1（津波高さT.P. +20m～T.P. +22m）については，津波により非常用海水ポンプ\*が機能喪失するため，最終ヒートシンク喪失が発生する。なお，本津波区分では，起動変圧器及び予備変圧器は津波による影響を受けないため，津波により外部電源は喪失しない。

津波区分2（津波高さT.P. +22m～T.P. +24m）については，津波により非常用海水ポンプが機能喪失することに加え，敷地に遡上する津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL. +8.2mまで到達するため，原子炉建屋内への浸水が発生し，複数の緩和機能が喪失する。

津波区分3（津波高さT.P. +24m～）については，防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水するため，直接炉心損傷に至る事故シーケンスとして

いる。

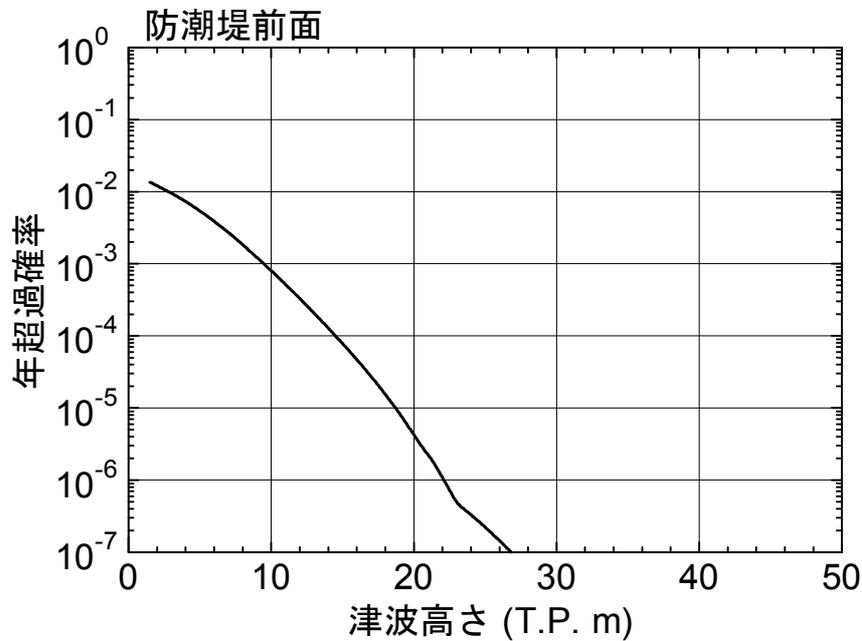
※：残留熱除去系海水系ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

第2表 津波PRAの評価結果

津波区分 (津波高さ)	事故シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合 <sup>※1</sup>	事故シーケンスの取扱い
津波区分1 (T.P. +20m～ T.P. +22m)	最終ヒートシンク喪失 (RCIC成功)	3.2E-06	4.2%	「事故シーケンスによる注水機能喪失」 「全交流動力電源喪失（長期TB）」との従属性を考慮 <sup>※2</sup> 「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」との従属性を考慮 <sup>※2</sup> 「全交流動力電源喪失（TBP）」との従属性を考慮 <sup>※2</sup> <b>重要事故シーケンス</b> 「全交流動力電源喪失（長期TB）」との従属性を考慮 <sup>※2</sup>
	最終ヒートシンク喪失 +高圧注水機能喪失	1.1E-08	<0.1%	
	最終ヒートシンク喪失 +逃がし安全弁再閉鎖 失敗	1.7E-08	<0.1%	
津波区分2 (T.P. +22m～ T.P. +24m)	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7.6E-07	1.0%	
津波区分3 (T.P. +24m ～)	防潮堤損傷	3.3E-07	0.4%	大規模損壊対策による対応に含まれる
合計		4.3E-06	5.7%	

※1：津波PRAの炉心損傷頻度（CDF）に加えて、内部事象PRAのCDF，地震PRAのCDFを含めた全CDF（7.5E-05/炉年）に対する寄与割合

※2：津波PRAより抽出される事故シーケンスに対して、「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し、外部電源喪失の重畳を想定



第1図 津波ハザード曲線(防潮堤前面)

## (2) 事故シーケンス選定での取扱い

津波 P R A より抽出される事故シーケンスのうち、津波区分 3 に分類される「防潮堤損傷」の事故シーケンスについては、内部事象 P R A 及び地震 P R A の評価結果を含めた全炉心損傷頻度 ( $7.5E-05$ /炉年) に対する寄与割合が 0.4% と小さいこと、及び防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することは困難であることから、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、大規模損壊対策による対応に含まれるものとして整理している。

津波区分 1 及び津波区分 2 に分類される「防潮堤損傷」以外の事故シーケンスについては、全炉心損傷頻度に対する寄与割合が 5.3% と有意であること、及び防潮堤の健全性が維持され津波による影響の程度が特定できることから、「津波浸水による注水機能喪失」を新たな事故シーケンスグループとして追加し、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定している。

## 2. 有効性評価において想定する津波高さ、敷地への浸水状況について

### (1) 敷地に遡上する津波高さの想定

有効性評価において想定する津波については、重要事故シーケンスとして選定した「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さである、防潮堤位置において T. P. +24m<sup>※1</sup><sup>※2</sup> の津波を想定する。

※1 T. P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示し、津波高さ（T. P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

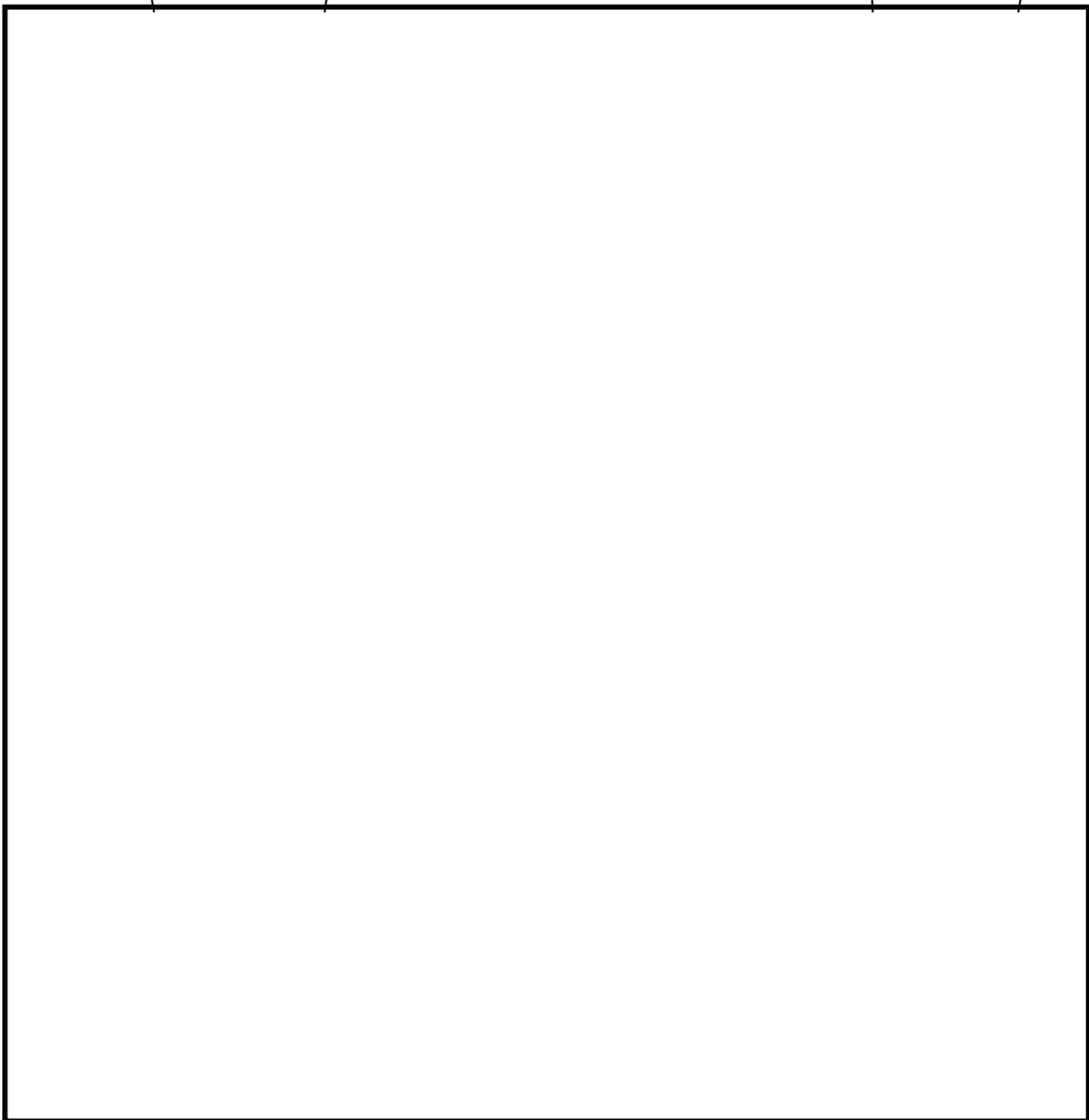
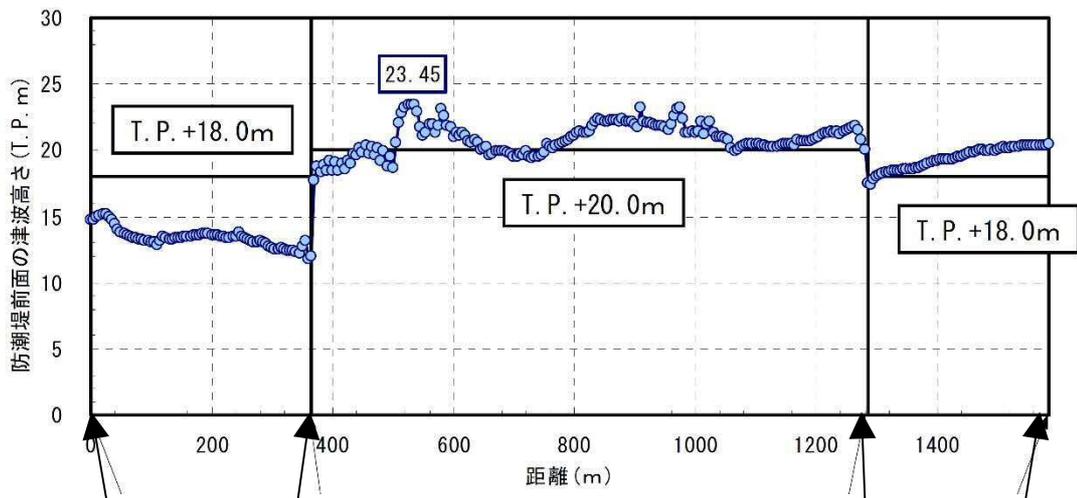
※2 防潮堤耐力である津波高さを設定しており、津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約  $3 \times 10^{-7}$  /炉年に相当する。

## (2) 敷地内浸水評価

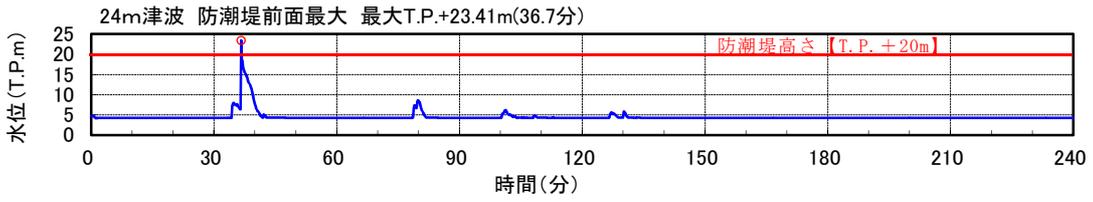
第2図に敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布，第3図に防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形，第4図に各施設の浸水深の時刻歴波形を示す。なお，津波高さの設定に当たっては，仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤前面の最高水位（駆け上がり高さ）が T.P. + 24m となるように，基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定している。

敷地内浸水評価の結果，敷地に遡上する津波時の影響としては，以下の特徴がある。

- ・ 敷地内への流入は防潮堤南側終端からの回り込みが支配的であり，T.P. + 8m の敷地は浸水するが，T.P. + 11m 以上の敷地への浸水は確認されない。（第2図）
- ・ 防潮堤の越流による敷地内への流入は限定的である。（第3図）
- ・ T.P. + 8m に位置する施設における最大浸水深は，防潮堤南側終端に近い使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「D/C」という。）前面を除き，0.5m～1.0m である。（第2図, 第4図）

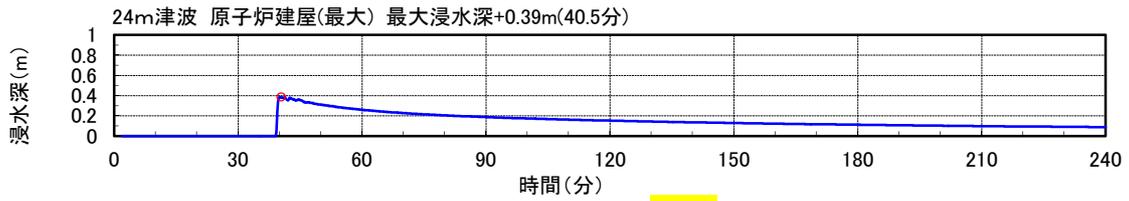


第 2 図 敷地に遡上する津波時の最大浸水深分布

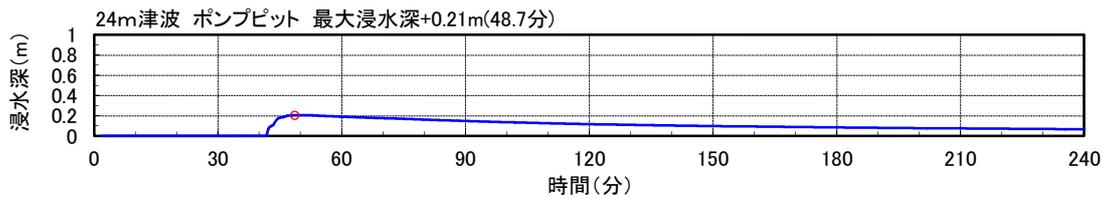


(防潮堤前面)

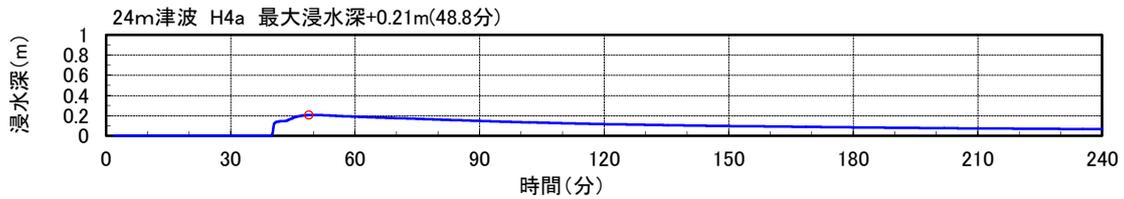
第3図 防潮堤前面における津波高さの時刻歴波形



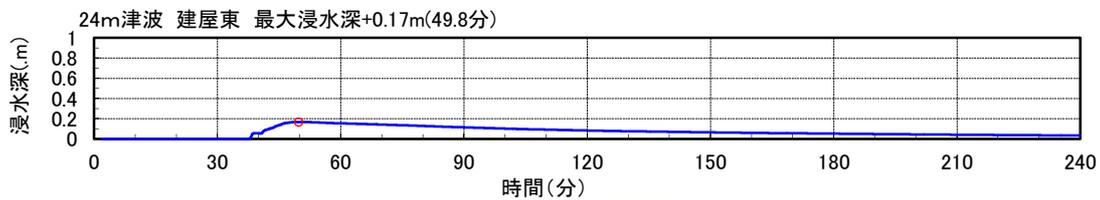
(①原子炉建屋南側)



(②緊急用海水ポンプピット上部)

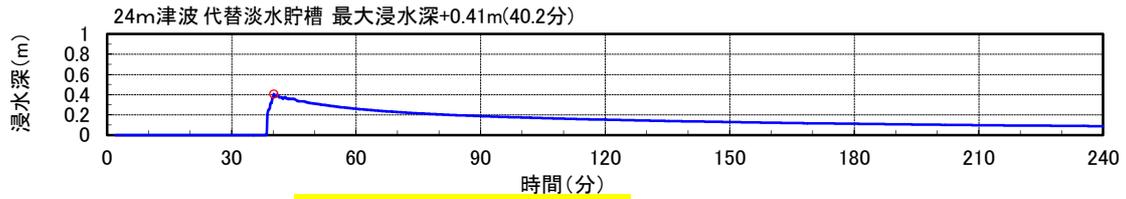


(③排気筒東側)

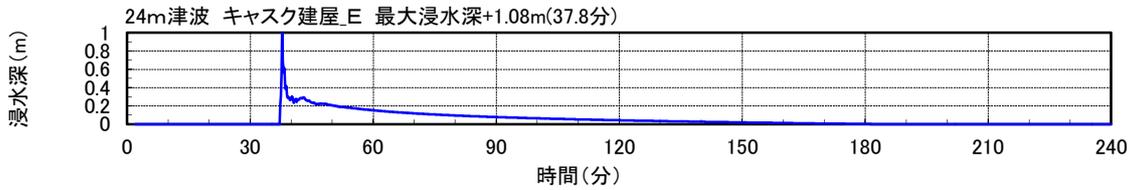


(④原子炉建屋東側)

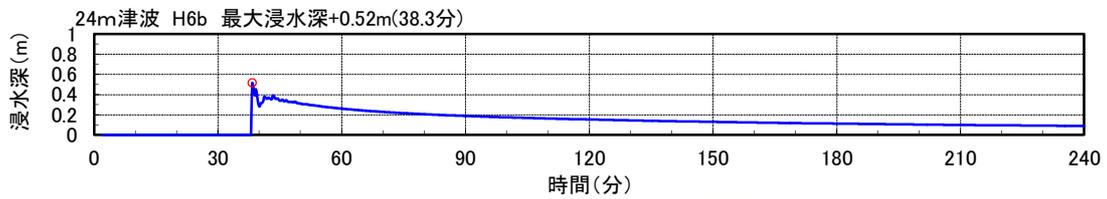
第4図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (1/2)



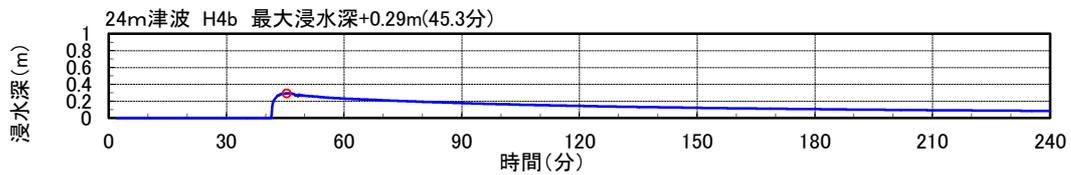
(⑤ 常設低圧代替注水系の代替淡水貯槽上部)



(⑥ D / C 前面)



(⑦ 緊急時対策室建屋西側)



(⑧ 原子炉建屋西側)

(参考：時刻歴は、防潮堤ルート変更前の解析結果による)

第 4 図 各施設の浸水深の時刻歴波形 (2/2)

### 3. 敷地に遡上する津波に対する防護対策について

#### (1) 敷地に遡上する津波に対する施設防護

敷地に遡上する津波への防護対策の概要を第5図に示す。

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては、防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で、以下の対策を実施する。

##### a. 建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては、これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉，貫通部等）を特定し，それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置，貫通部止水処置等）を講じること  
で，内包する津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また，津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

##### 【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット
- ③ 格納容器圧力逃がし装置格納槽
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽
- ⑤ 原子炉建屋西側接続口

##### b. 建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（S  
A用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

- ⑥ 緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）
- ⑦ 格納容器圧力逃がし装置地上敷設部（出口配管）
- ⑧ 原子炉建屋東側接続口
- ⑨ SA用海水ピット取水塔

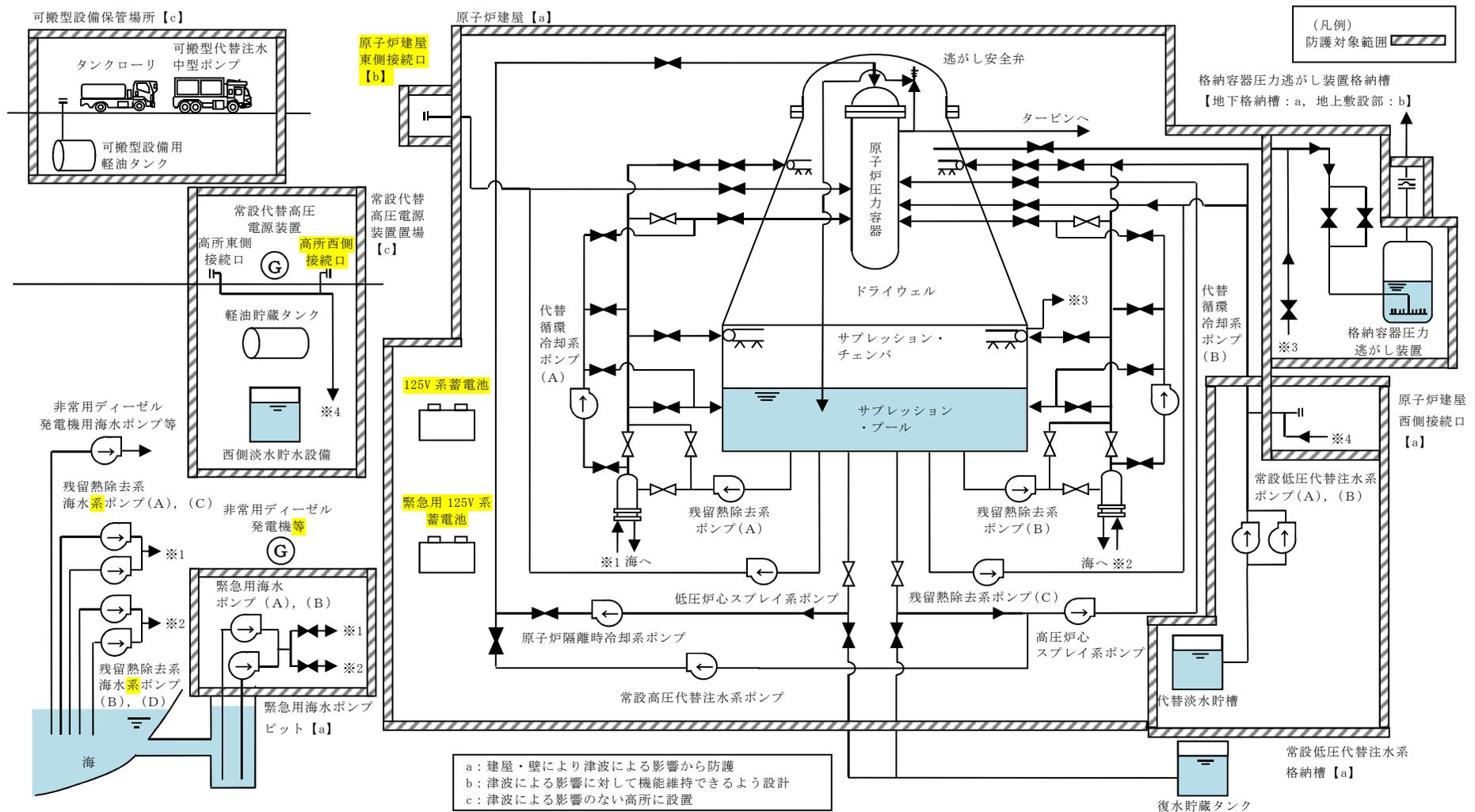
c. 高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては、敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し、最大津波高さが各施設・設備の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対象】

- ⑩ 緊急時対策所建屋
- ⑪ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑫ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑬ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ⑭ 高所東側接続口及び高所西側接続口

また、津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって、津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう、排気筒、屋外大型タンク等について、漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。



第5図 敷地に遡上する津波への防護対策概要

(2) 敷地に遡上する津波に対するアクセスルートの設定

2. の評価結果より、敷地に遡上する津波による敷地内浸水量は少ないことから、津波が引いた後に T.P. +8m 盤に位置する接続口（原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口）へのアクセスルートの復旧を行うことにより、事故対応が可能であると考えるが、津波の浸水範囲における復旧作業には不確かさがあることを考慮し、以下の対応策を講ずることにより、敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを設定する。

① 淡水源の高所設置

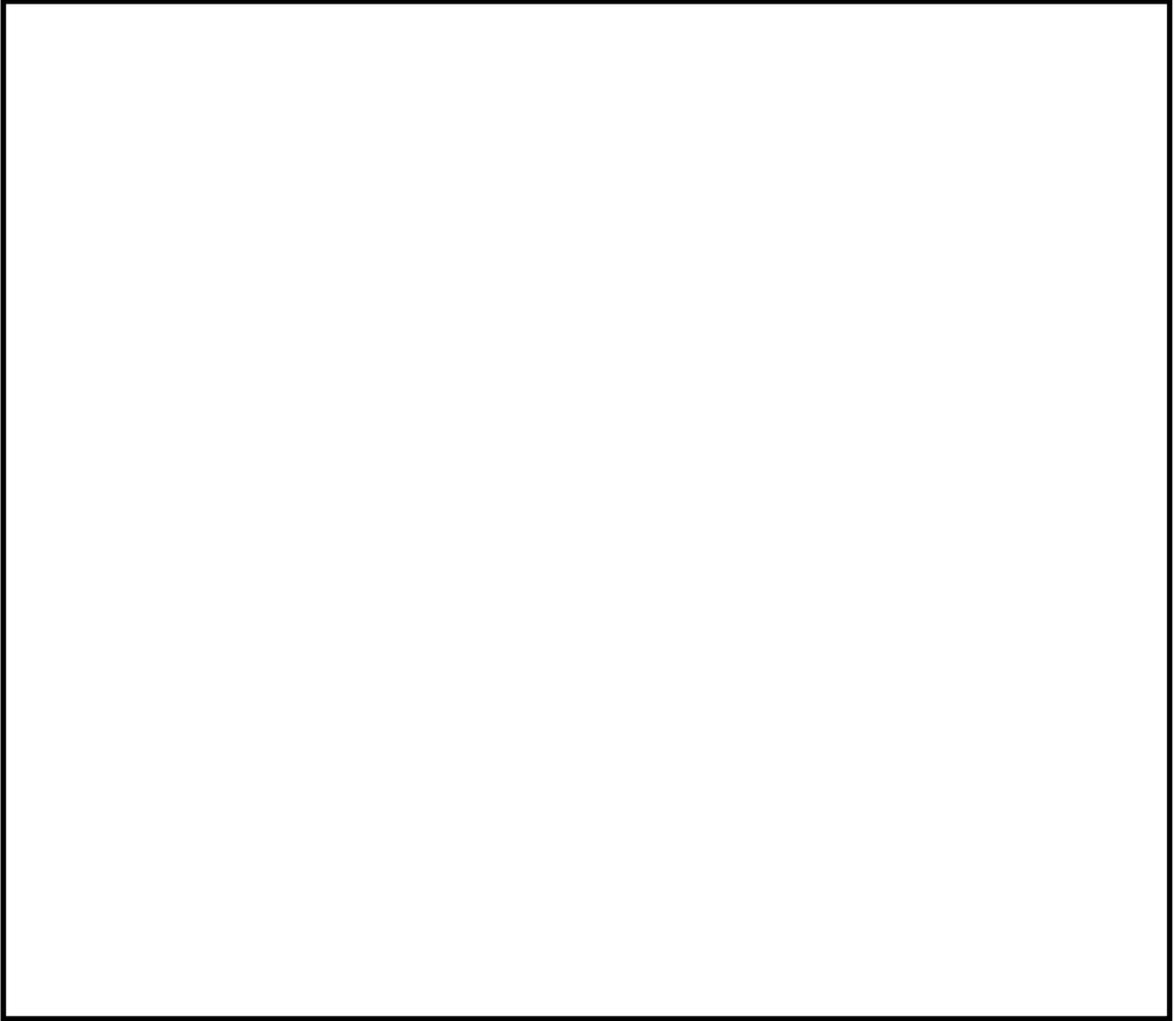
淡水源の 1 箇所を、敷地に遡上する津波の影響を受けない発電所西側造成エリアの高所（T.P. +11m）に設置。

② 淡水系接続口の高所設置

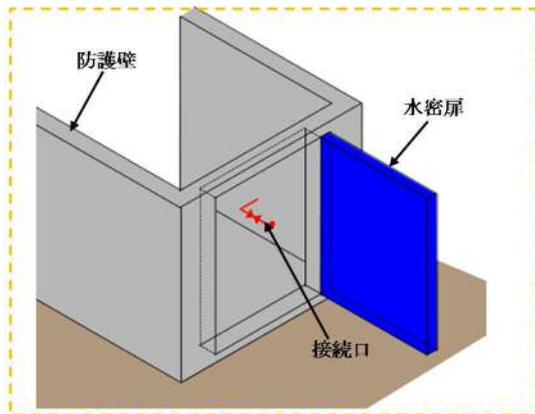
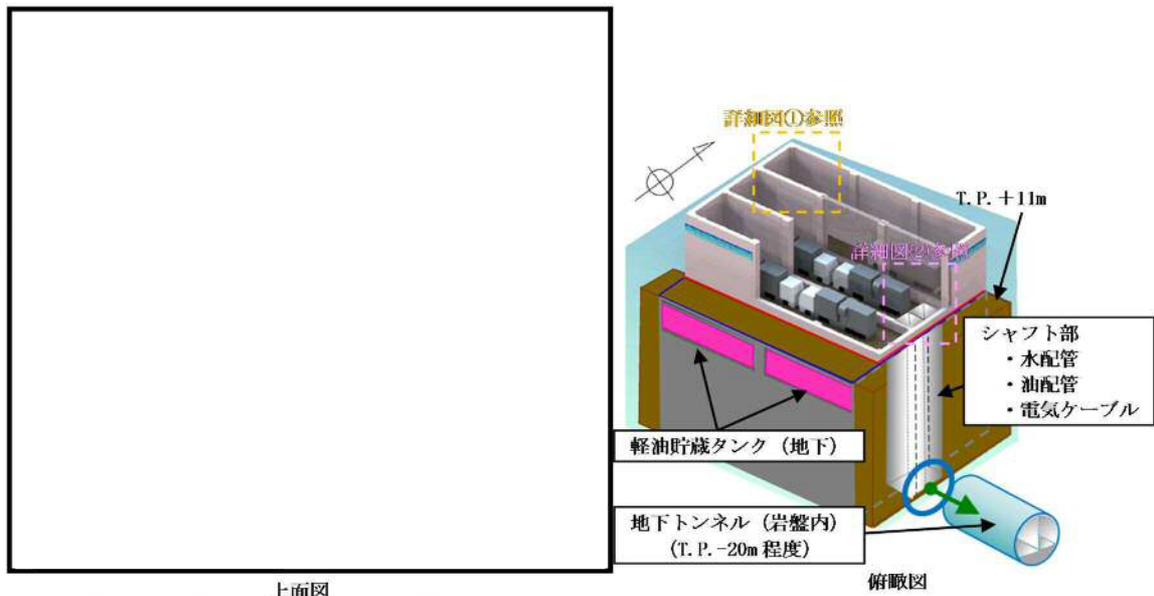
可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉等への注水用の接続口を、敷地に遡上する津波の影響を受けない常設代替高圧電源装置付近（T.P. +11m）に設置。

本接続口は、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に 2 箇所設置。

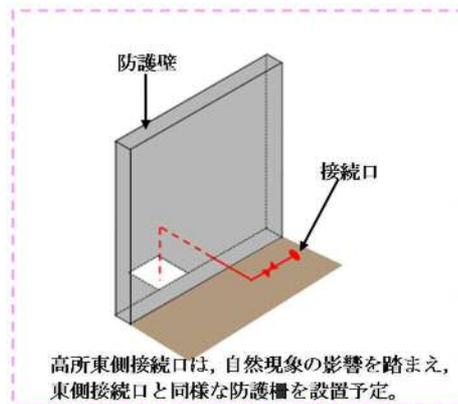
上記の処置について第 6 図及び第 7 図に示す。また、設定した敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートについて第 8 図に示す。



第 6 図 敷地に遡上する津波に対する対応策の概要図

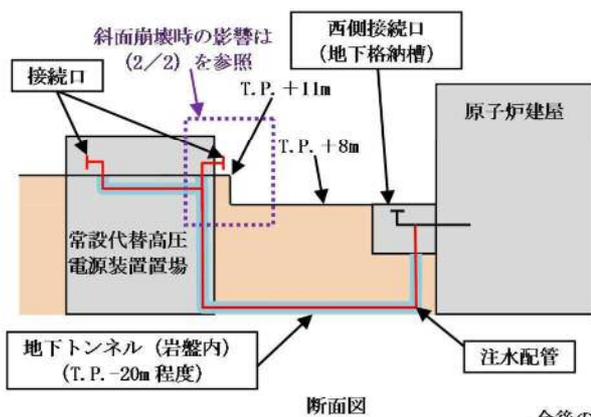


詳細図① (高所西側接続口)



高所東側接続口は、自然現象の影響を踏まえ、東側接続口と同様な防護柵を設置予定。

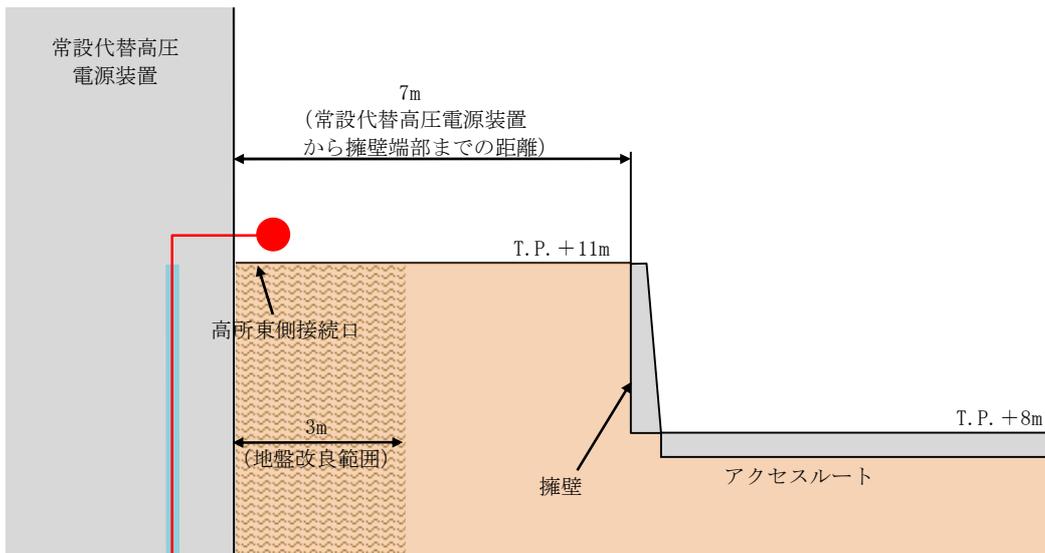
詳細図② (高所東側接続口)



- ・トンネル内にはケーブル接続部を設けない。
- ・軽油配管にはフランジ部を設けない。
- ・水配管、軽油配管はケーブル類より下位置に配置する。
- ・ケーブル敷設部と水配管敷設部の間には点検通路スペースを設ける。

今後の検討結果等により変更となる可能性がある

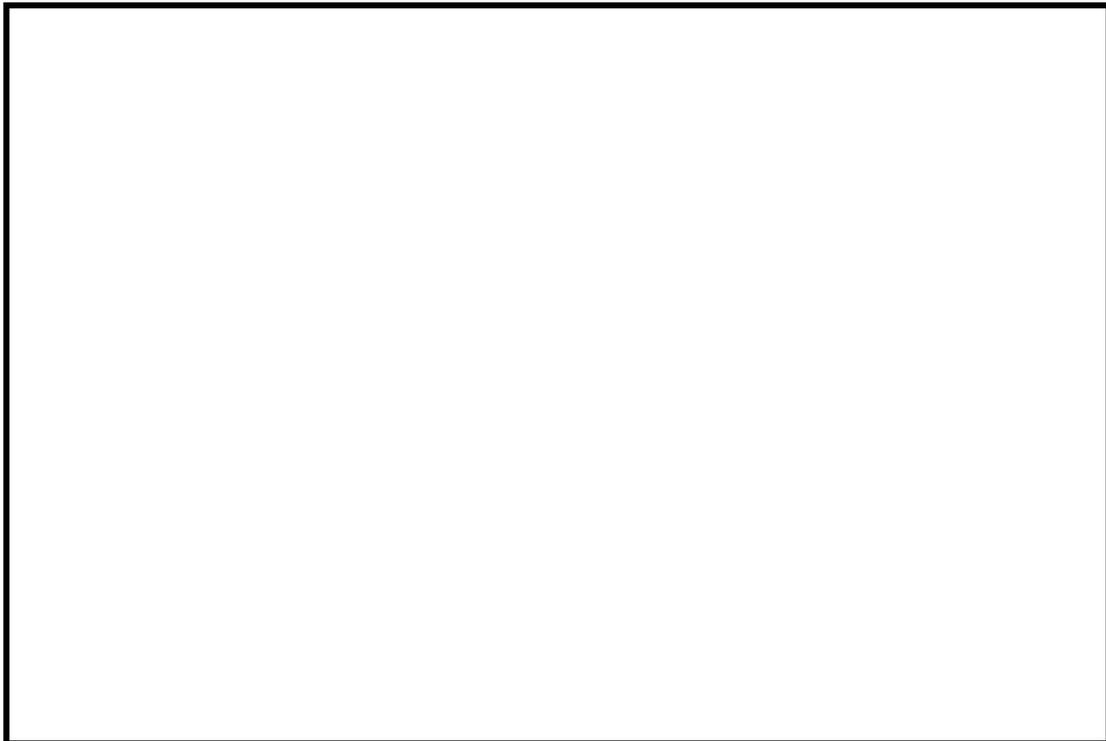
第7図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (1/2)



常設代替高压電源装置から約 3m の範囲は地盤改良を行うことから、高所東側接続口は斜面崩壊の影響を受けない。  
 また、高所東側接続口へのホース接続は、地盤改良範囲（約 3m）で作業が可能である。

地盤改良範囲等は今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 7 図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (2/2)



作業名	アクセスルート 復旧時間①	作業時間 ②	有効性評価 要求時間	評価結果	
				①+②	
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（南側保管場所～西側淡水貯水設備～高所西側接続口）	0分	160分 <sup>※1</sup>	3時間 <sup>※2</sup>	160分 <sup>※3</sup>	○

※1：評価ルートにおいて可搬型設備を使用する作業時間で考慮する項目は以下のとおり

- ・ 出動準備時間（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
- ・ 保管場所から水源までの移動時間（アクセスルート復旧と並行にて実施）
- ・ 水中ポンプ設置時間
- ・ ホース敷設及び接続時間
- ・ 事務本館又は緊急時対策室建屋から緊急時対策所までの徒歩時間及び状況把握時間

※2：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」における事故シーケンスのうち「最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗」について，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮し，「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」での操作所要時間内に完了することを確認する

※3：高所東側接続口を使用する場合の合計時間は170分

## 第8図 敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルート (評価用ルート)

防潮堤設置ルートの変更による敷地に遡上する津波への対応  
に対する影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートの変更（第9図）を踏まえ、敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析への影響について確認する。



第9図 敷地北側における防潮堤設置ルートの変更

## 2. 確認方法

防潮堤設置ルートの変更を踏まえた敷地に遡上する津波の敷地内浸水解析について、既往の基準津波の遡上解析（防潮堤設置ルート変更前）と既往の基準津波の遡上解析（暫定の防潮堤設置ルート変更後）（試解析）を比較することにより、敷地に遡上する津波に対する影響について確認を行った。

## 3. 既往の基準津波による防潮堤設置ルート変更の影響検討

既往の基準津波の遡上解析結果を第10図（防潮堤設置ルート変更前／暫定の防潮堤設置ルート変更後）に示す。遡上解析への影響を確認した結果は以下のとおり。

### (1) 既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位

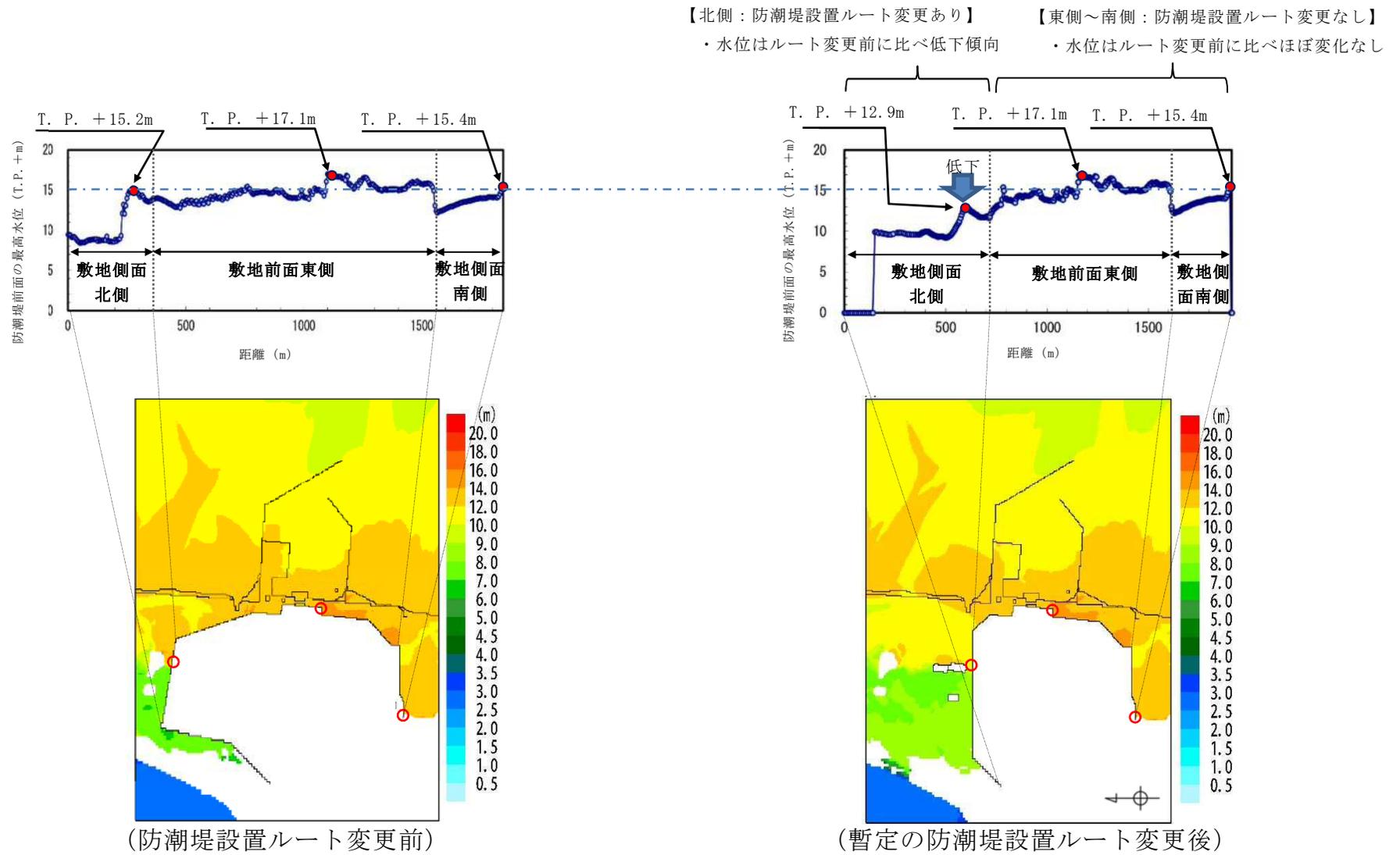
既往の基準津波による防潮堤前面の最高水位は、防潮堤設置ルートの変更前後において、いずれもT.P. +17.1mであり変化はなく、その最高水位を示す位置も同一である。

### (2) 既往の基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

第10図に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は、防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲を含んでいる。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前後でほぼ変化が見られない。

### (3) 既往の基準津波による敷地側面北側の水位

第10図に示す「敷地側面北側」は、防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前のT.P. +15.2mからルート変更後のT.P. +12.9mへ低下している。



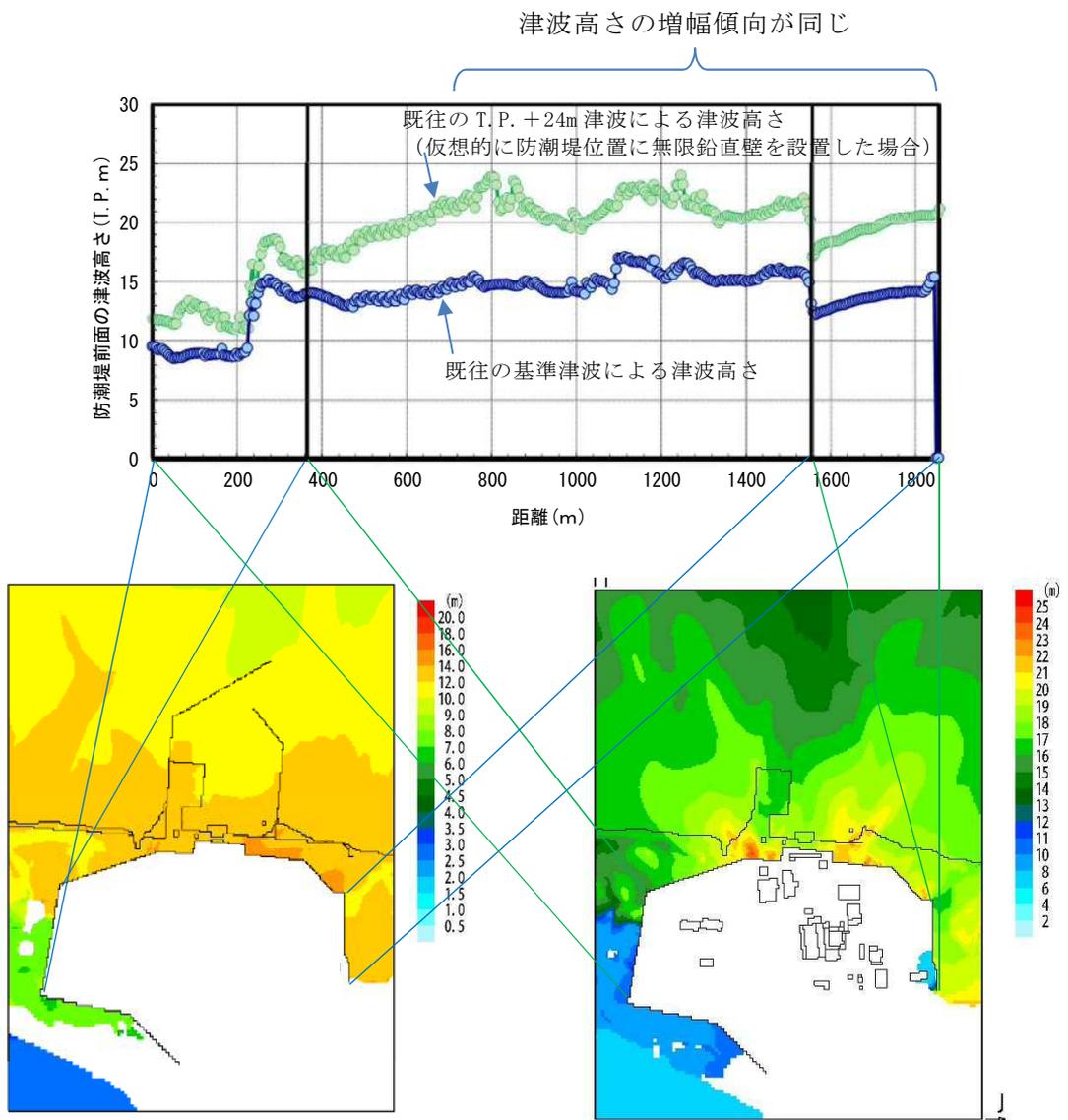
第 10 図 既往の基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

#### 4. 敷地に遡上する津波の防潮堤設置ルート変更の影響

前述したとおり、防潮堤設置ルートの変更前後において最高水位地点を含む敷地側面南側～敷地前面東側の水位分布についてはほぼ変化がないことを確認した。ここでは、防潮堤設置ルートの変更前後において既往の敷地に遡上する津波（T.P. +24m津波）による津波高さへの影響を検討した。なお、ここで、敷地に遡上する津波は、基準津波と同一の波源とし、防潮堤前面の最高水位がT.P. +24mとなるように、津波波源のパラメータであるすべり量を増大させたものである。

防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さの比較を第11図に示す。防潮堤前面における既往の基準津波による津波高さと既往のT.P. +24m津波による津波高さを比較した結果、T.P. +20mを上回る大きな水位を示す敷地前面東側から敷地側面南側にかけて、津波高さの増幅傾向はほぼ同じと考えられる。

以上のことから、防潮堤設置ルートの変更前後においてT.P. +24m津波による防潮堤前面での津波水位分布は大きく変わらないことが予想される。



第 11 図 既往の基準津波と既往の T.P. +24m 津波との比較

以下に、防潮堤ルート変更が敷地に遡上する津波に及ぼす影響として、「津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響」，「有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響」，「敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響」について検討した結果を示す。

(1) 津波 P R A の評価結果，事故シーケンス選定での取扱いに対する影響

防潮堤ルート変更に伴う津波ハザードの変更により，津波 P R A の炉心損傷頻度に対して若干の影響が生じる可能性が考えられるものの，事故シナリオの分析に対して防潮堤ルート変更の影響はないことから，津波 P R A から抽出される事故シーケンスについては同様となる。

また，防潮堤ルート変更後においても，防潮堤耐力を津波高さ T. P. + 24m とすることから，「防潮堤損傷」として大規模損壊での対応に含まれることとなる津波高さ（津波区分 3 : T. P. + 24m ~）及び事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」として有効性評価において取り扱うこととなる津波高さ（津波区分 1， 2 : T. P. + 20m ~ T. P. + 24m）についても同様となる。

(2) 有効性評価において想定する津波高さ，敷地への浸水状況への影響

a. 想定する津波高さ

(1) で述べたとおり，防潮堤ルート変更後においても，事故シーケンスでの取扱いが変わらないことから，有効性評価において想定する津波高さは，防潮堤ルート変更前と同様に重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」における最大の津波高さであり，防潮堤が健全な範囲において最大の津波高さとなる防潮堤位置において T. P.

+24mの津波となる。

b. 敷地への浸水状況

防潮堤設置ルート変更後の敷地への浸水状況を予想するに当たって、敷地側面南側、敷地前面東側、敷地側面北側の3つに分けて整理したものを第3表に示す。

敷地内への流入が支配的となる、ルートを変更していない敷地側面南側～敷地前面東側の水位、敷地への流入量（第2図参照）については、ほぼ変わらない結果となることが予想される。（第3表①）

また、防潮堤設置ルート変更前で敷地内への流入がほぼなかった敷地側面北側の水位、敷地への流入量（第2図参照）についても、大きく増加することはないことが予想される。（第3表②）

以上のことから、防潮堤設置ルート変更後における敷地内浸水評価については、ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。

第3表 既往の基準津波による敷地に遡上する津波の推定

防潮堤	南	東 (取水口側)	北
ルート変更有無	なし	一部あり	あり
既往の基準津波の最大水位上昇量分布	変化なし	同程度	低下
ルート変更前 T.P. +24m津波の 流入量	大 (終端からの回込みによる流入が支配的)	中 (越流による流入は限定的)	小 (終端からの回込みなし)
ルート変更後 T.P. +24m津波の 流入量変化 (推定)	ほぼ変わらない (①)	ほぼ変わらない (①)	大きく増加することはない (②)

(3) 敷地に遡上する津波に対する炉心損傷防止対策への影響

(2)で述べたとおり，敷地内浸水評価については，防潮堤ルート変更前の浸水評価結果から大きく変わるものではないことが予想される。そのため，防潮堤ルート変更前の敷地浸水評価を基に検討を行った敷地に遡上する津波に対する施設防護，及びアクセスルートの設定については，防潮堤ルート変更後においても有効に機能するものと考えられる。

なお，防潮堤ルート変更後の敷地に遡上する津波の遡上解析については，今後実施し影響を確認する予定である。

## 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針 及び施設の防護方針について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから、敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。なお、詳細は耐津波設計方針等において説明する。

### 1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については、事故シーケンス選定の評価結果に基づき、防潮堤位置において T.P. +24m<sup>※1※2</sup>の津波を想定する。なお、敷地に遡上する津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約  $3 \times 10^{-7}$  / 炉年に相当する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2 津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

### 2. 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針

敷地に遡上する津波襲来時については、敷地内への浸水により屋外作業が制限されることが考えられることから、重大事故等対処設備の有効性の確認においては、以下の対応を基本方針とする。

- 津波防護を考慮した常設設備による対応を基本とする
- ただし、可搬型設備による対応を行う場合は、津波影響のない高所に限定した対応とする

### 3. 敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については、敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において、事故対応を行うために必要な設備として、以下の設備を選定する。

- 敷地に遡上する津波に対する事故対応の基本方針に基づいた重大事故の防止及び緩和に必要な重大事故等対処設備<sup>※3</sup>
- 設備要求に係る設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備<sup>※3</sup>

※3 「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口、保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため、可搬型設備保管場所（西側及び南側）、東側接続口、西側接続口（地下格納槽）、高所接続口についても津波防護の対象とする。

なお、高所接続口については、事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において、期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を確保できる設計とする。

なお、ここで「設置許可基準規則第 44 条 発電用原子炉を未臨界にする設備」については、大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから、防護対象としていない。

また、以下設備については、機能を代替する重大事故等対処設備により設置許可基準規則に対する基準適合性を満たすため、防護対象としていない。

系統機能	除外理由
高圧炉心スプレイ系	津波により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系にて代替可能。
残留熱除去系海水系	津波により残留熱除去系海水系ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は、緊急用海水系にて代替可能。
非常用交流電源設備	津波により非常用ディーゼル発電機海水ポンプ等が損傷することで機能喪失が想定されるが、津波時に必要な容量は、常設代替交流電源設備にて代替可能。

選定した津波防護対象について、第1表に示す。

第1表 津波防護対象 (1/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第45条                      (原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧代替注水系</li> <li>・ ほう酸水注入系</li> <li>・ 原子炉隔離時冷却系</li> </ul>
<p>第46条                      (原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 逃がし安全弁</li> <li>・ 過渡時自動減圧機能</li> <li>・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池                      (逃がし安全弁機能回復 (可搬型代替直流電源供給))</li> <li>・ <b>非常用窒素供給系</b> 高圧窒素ガスポンペ                      (逃がし安全弁機能回復 (代替窒素供給))</li> </ul>
<p>第47条                      (原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧代替注水系 (可搬型)</li> <li>・ 低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・ 代替循環冷却系</li> <li>・ 残留熱除去系 (低圧注水系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</li> </ul>
<p>第48条                      (最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 緊急用海水系</li> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 耐圧強化ベント系</li> <li>・ 残留熱除去系</li> </ul>
<p>第49条                      (原子炉格納容器内の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</li> <li>・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)</li> <li>・ 代替循環冷却系</li> <li>・ 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)</li> <li>・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</li> </ul>
<p>第50条                      (原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 代替循環冷却系</li> <li>・ 可搬型窒素供給装置</li> </ul>
<p>第51条                      (原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉格納容器下部注水設備 (常設)</li> <li>・ 原子炉格納容器下部注水設備 (可搬型)</li> </ul>
<p>第52条                      (水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 水素濃度監視設備</li> </ul>
<p>第53条                      (水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 静的触媒式水素再結合器</li> <li>・ 水素濃度の監視設備</li> </ul>

第1表 津波防護対象 (2/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第54条 (使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン)</li> <li>・ 可搬型代替注水 <b>中型</b> 大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン)</li> <li>・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッダ)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (可搬型スプレイノズル)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッダ)</li> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への拡散抑制)</li> <li>・ 代替燃料プール冷却設備</li> </ul>
<p>第55条 (工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 及び放水砲 (大気への拡散抑制)</li> <li>・ 汚濁防止膜 (海洋への拡散抑制)</li> </ul>
<p>第56条 (重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等の収束に必要なとなる水源の確保 (代替淡水貯槽, <b>西側淡水貯水設備</b>, サプレッション・<b>チェンバ</b>, ほう酸水貯蔵タンク, 使用済燃料プール)</li> <li>・ 水の移送設備の確保 (可搬型代替注水 <b>中型</b> 大型ポンプ, ホース等)</li> </ul>
<p>第57条 (電源設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 可搬型代替交流電源設備</li> <li>・ 常設代替交流電源設備</li> <li>・ 非常用所内電気設備</li> <li>・ 所内常設直流電源設備</li> <li>・ 常設代替直流電源設備</li> <li>・ 可搬型代替直流電源設備</li> <li>・ 代替所内電気設備</li> <li>・ 燃料補給設備</li> </ul>
<p>第58条 (計装設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備</li> <li>・ 代替パラメータを計測する設備</li> <li>・ パラメータ記録時に使用する設備</li> </ul>
<p>第59条 (原子炉制御室)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備 (可搬型照明 (SA))</li> <li>・ 居住性を確保するための設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 遮蔽及び換気設備 (中央制御室換気系, 原子炉建屋ガス処理系, 中央制御室待避室, 中央制御室待避室ボンベユニット)</li> <li>－ 衛星電話設備 (可搬型) (待避室) 及びデータ表示装置 (待避室)</li> <li>－ 酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計</li> </ul> </li> </ul>
<p>第60条 (監視測定設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 可搬型モニタリング・ポスト</li> <li>－ 可搬型放射能測定装置</li> </ul> </li> <li>・ 風向, 風速その他の気象条件の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> <li>－ 可搬型気象観測設備</li> </ul> </li> </ul>

第 1 表 津波防護対象 (3/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第 6 1 条 (緊急時対策所)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 緊急時対策所</li> <li>• 必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－安全パラメータ表示システム</li> <li>－通信設備 (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型), 携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X), データ伝送設備)</li> </ul> </li> <li>• 代替電源設備 (緊急時対策所用発電機, 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク, 緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用M/C)</li> <li>• 居住性を確保するための設備 (緊急時対策所遮蔽, 緊急時対策所非常用送風機, 緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計, 可搬型モニタリング・ポスト, 緊急時対策所エリアモニタ)</li> </ul>
<p>第 6 2 条 (通信連絡を行うために必要な設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 発電所内の通信連絡を行うための設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－通信設備 (発電所内) (携行型有線通話装置, 衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び無線連絡設備 (携帯型))</li> <li>－安全パラメータ表示システム</li> </ul> </li> <li>• 発電所外との通信連絡を行うための設備               <ul style="list-style-type: none"> <li>－通信設備 (発電所外) (衛星電話設備 (固定型), 衛星電話設備 (携帯型) 及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 (テレビ会議システム, I P 電話, I P - F A X))</li> <li>－データ伝送設備</li> </ul> </li> </ul>

#### 4. 津波防護対象の基準適合内容

##### 【設置許可基準規則】

(重大事故等対処設備)

第四十三条 重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

- 一 想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮すること。
  - 二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。
  - 三 健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。
  - 四 本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。
  - 五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。
  - 六 想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。
- 2 重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。と接続するものにあつては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
  - 二 二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であつて、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。
  - 三 常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。
- 3 可搬型重大事故等対処設備に関しては、第一項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。
- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え、十分に余裕のある容量を有するものであること。
  - 二 常設設備（発電用原子炉施設と接続されている設備又は短時間に発電用原子炉施設と接続することができる常設の設備をいう。以下同じ。）と接続するものにあつては、当該常設設備と容易かつ確実に接続することができ、かつ、二以上の系統又は発電用原子炉施設が相互に使用することができるよう、接続部の規格の統一その他の適切な措置を講じたものであること。
  - 三 常設設備と接続するものにあつては、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続口をそれぞれ互いに異なる複数の場所に設けるものであること。

四 想定される重大事故等が発生した場合において可搬型重大事故等対処設備を設置場所に据え付け、及び常設設備と接続することができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

五 地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。

六 想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、適切な措置を講じたものであること。

七 重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

3. 項で選定した津波防護対象とする重大事故等対処設備に対する基準適合性を確認するに当たり、設置許可基準規則第 43 条により要求されている項目のうち、敷地に遡上する津波に関連する項目の基本設計方針について整理した。敷地に遡上する津波を考慮した基準適合のための基本設計方針を第 2 表に示す。

第 2 表に示すとおり、津波防護対象とする重大事故等対処設備に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することにより、基準に適合する設計とする。

また、敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所東側接続口及び高所西側接続口についても、設置許可基準規則第 43 条第 3 項第 3 号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に設置することにより、共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計とする。

第2表 基準適合のための基本設計方針 (1/2)

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に 遡上する 津波	第1項第1号 (重大事故等時の環境条件)	<p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない設計とする又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。</p>
	第2項第3号 (常設重大事故防止設備の共通要因故障)	<p><b>位置的分散</b></p> <p>設計基準事故対処設備等と同時にその機能が損なわれないよう、可能な限り多様性を有し、位置的分散を図ることを考慮する。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる又は津波影響の受けない敷地高さに設置することとする。</p>
	第3項第3号 (複数の接続箇所 の確保)	<p><b>複数箇所</b></p> <p>可搬型重大事故等対処設備のうち、原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と、常設設備との接続口は、共通要因によって接続できなくことを防止するため、それぞれ互いに異なる複数の場所に設置する設計とする。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、想定される津波に対して機能を喪失しない措置を講じる。</p> <p>敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要となる可搬型設備の接続口<sup>※4</sup>については、津波影響の受けない敷地高さに設置する設計とする。また、当該接続口は常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより、共通要因によって接続することができなくなることを防止する。</p>
	第3項第5号 (保管場所)	<p><b>位置的分散</b></p> <p>可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう、位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。</p> <p><b>敷地に遡上する津波に対する考慮</b></p> <p>敷地に遡上する津波に対しては、津波影響の受けない敷地高さに分散して保管する。</p>

※4：事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において、期待する機能（低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型））を有する高所接続口を指す。

第2表 基準適合のための基本設計方針 (2/2)

考慮事項	設置許可基準規則	津波防護対象とする重大事故等対処設備の基本設計方針
敷地に 遡上する 津波	第3項第6号 (アクセス ルート)	<p><b>【屋内アクセスルート】</b>  <u>アクセスルートの確保</u>                      迂回路も考慮したアクセスルートを確認する設計とする。  <u>敷地に遡上する津波の考慮</u>                      敷地に遡上する津波に対しては、敷地に遡上する津波による浸水の                      のないよう設計する施設内に確保する設計とする。</p> <p><b>【屋外アクセスルート】</b>  <u>アクセスルートの確保</u>                      複数のアクセスルートを確認する設計とする。  <u>敷地に遡上する津波の考慮</u>                      敷地に遡上する津波に対しては、ホイールローダによる漂流物撤                      去作業を行うことで、通行性を確保できるよう考慮する。                      また、敷地に遡上する津波を起因とした重大事故等時に必要とな                      る屋外アクセスルート<sup>*5</sup>については、津波影響の受けない敷地高さ                      に確保する設計とする。</p>
	第3項第7号 (可搬型重大事故 防止設備の 共通要因故障)	<p><u>位置的分散</u>                      可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備等及び常設                      重大事故等対処設備と同時に機能を損なうおそれがないよう、位置                      的分散を図り複数箇所に分散して保管する。  <u>敷地に遡上する津波に対する考慮</u>                      敷地に遡上する津波に対しては、津波影響の受けない敷地高さ                      に分散して保管する。</p>

※5：事故シナリオグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において、事故対応として実施する可搬型代替注水 **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（南側保管場所～**西側淡水貯水設備**～高所**東側**接続口）のためのアクセスルートを指す。

## 5. 敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象施設・設備（第1表）のうち、原子炉建屋に内包される津波防護対象施設・設備を津波対策の観点から「原子炉建屋」として整理した上で、以下の施設・設備を敷地に遡上する津波から防護する対象とする。

- ・ 原子炉建屋
- ・ 緊急用海水ポンプピット及び地上敷設部
- ・ S A用海水ピット取水塔
- ・ 格納容器圧力逃がし装置格納槽及び地上敷設部
- ・ 常設低圧代替注水系格納槽
- ・ 原子炉建屋東側接続口
- ・ 原子炉建屋西側接続口
- ・ 常設代替高圧電源装置置場
- ・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ・ 緊急時対策所建屋
- ・ 高所東側接続口及び高所西側接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては、防潮堤による敷地への浸水量抑制及び浸水防止設備による取水路・放水路等からの津波の流入防止を考慮した上で、以下の対策を実施する。

### (1) 建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包される津波防護対象施設・設備に対しては、これらを内包する建屋・壁の浸水経路（扉、貫通部等）を特定し、それらに対し浸水防止対策（水密扉の設置、貫通部止水処置等）を講じることで、内包する

津波防護対象施設・設備への浸水影響を防止する設計とする。また、津波荷重（静水頭，波力）及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット
- ③ 格納容器圧力逃がし装置格納槽
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽
- ⑤ 原子炉建屋西側接続口

(2) 建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備

建屋・壁に内包されない津波防護対象施設・設備に対しては，設備の地上敷設部等からの浸水経路（配管フランジ等）がないことを確認（S A用海水ピット取水塔を除く）するとともに，津波荷重（静水頭，波力）の影響評価及び建屋・壁への漂流物到達評価結果に応じ漂流物衝突荷重を考慮した設計とする。

【対象】

- ⑥ 緊急用海水ポンプピット地上敷設部（換気用配管）
- ⑦ 格納容器圧力逃がし装置地上敷設部（出口配管）
- ⑧ 原子炉建屋東側接続口
- ⑨ S A用海水ピット取水塔

(3) 高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備

高所に設置することで津波対策とする津波防護対象施設・設備に対しては，敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大津波高さと各施設・設備の設置高さを比較し，最大津波高さが各施設・設備

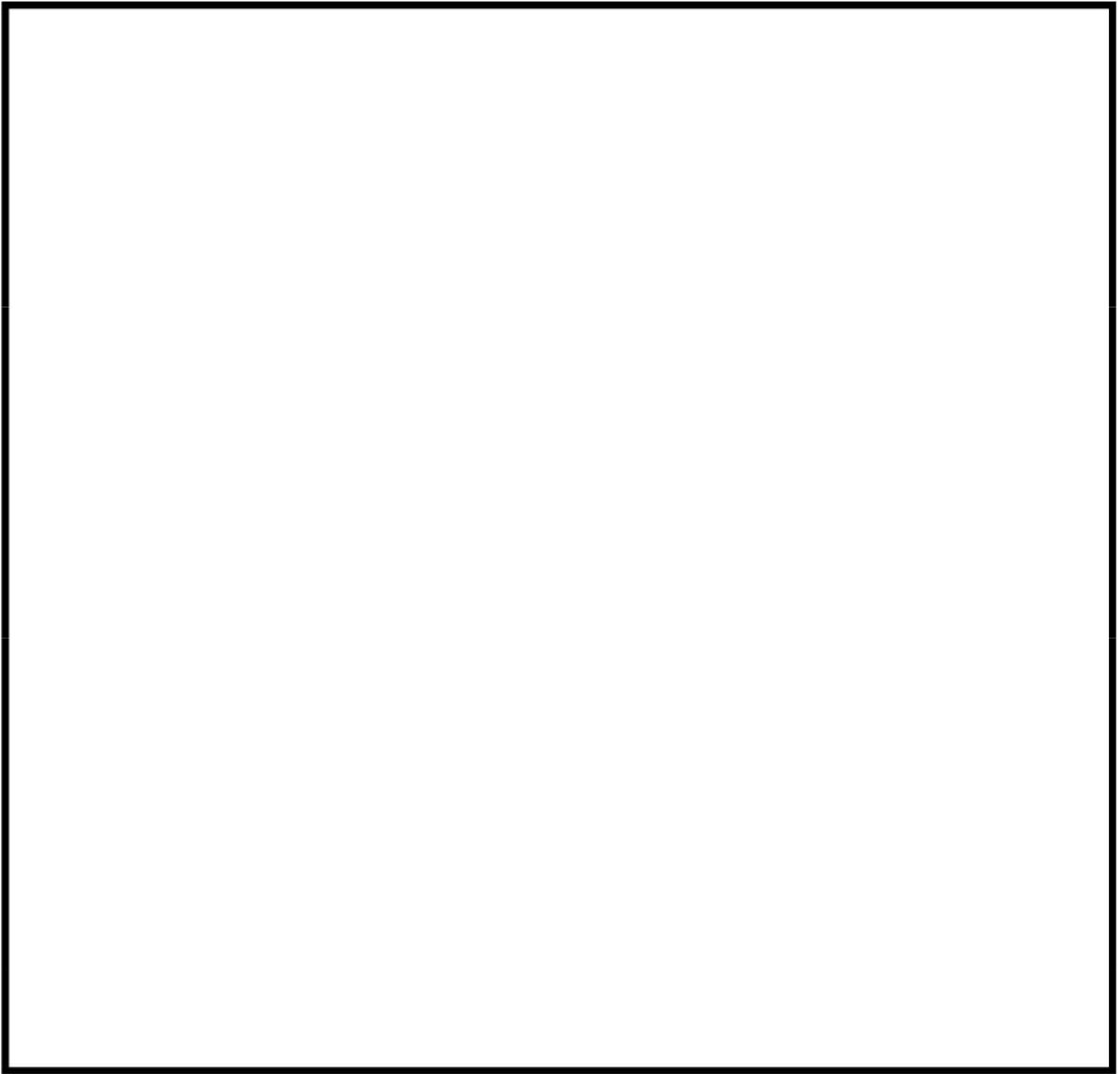
の設置高さを下回ること（津波が到達しないこと）を確認する。

【対 象】

- ⑩ 緊急時対策所建屋
- ⑪ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑫ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑬ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ⑭ 高所東側接続口及び高所西側接続口

また，津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって，津波防護対象施設・設備に対し波及的影響を与えないよう，排気筒，屋外大型タンク等について，漂流防止及び倒壊防止を考慮した設計とする。

敷地に遡上する津波から防護する⑩～⑭の施設等の配置を第1図に示す。



第 1 図 津波防護対象の配置図

## 高所接続口の複数箇所設置による共通要因故障の防止について

敷地に遡上する津波による事故対応時にのみ必要となる高所東側接続口及び高所西側接続口については、設置許可基準規則第43条第3項第3号（異なる複数の接続箇所の確保について）に対する基準適合のため、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより（第2図参照）、共通要因によって接続することができなくなることを防止する設計方針としている。

ここでは、敷地に遡上する津波時において考慮する必要がある共通要因を抽出し、抽出した共通要因により複数箇所設置した高所東側接続口及び高所西側接続口の機能が喪失しないことの確認を行った。

## (1) 共通要因の抽出及び共通要因を考慮した設計方針

敷地に遡上する津波時に考慮する必要がある共通要因、及び共通要因を考慮した高所東側接続口及び高所西側接続口の設計方針について、第3表に示す。

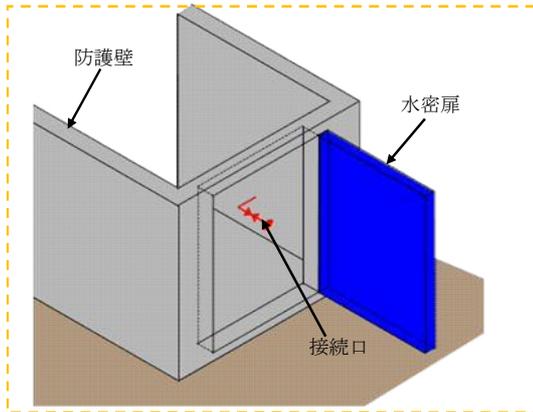
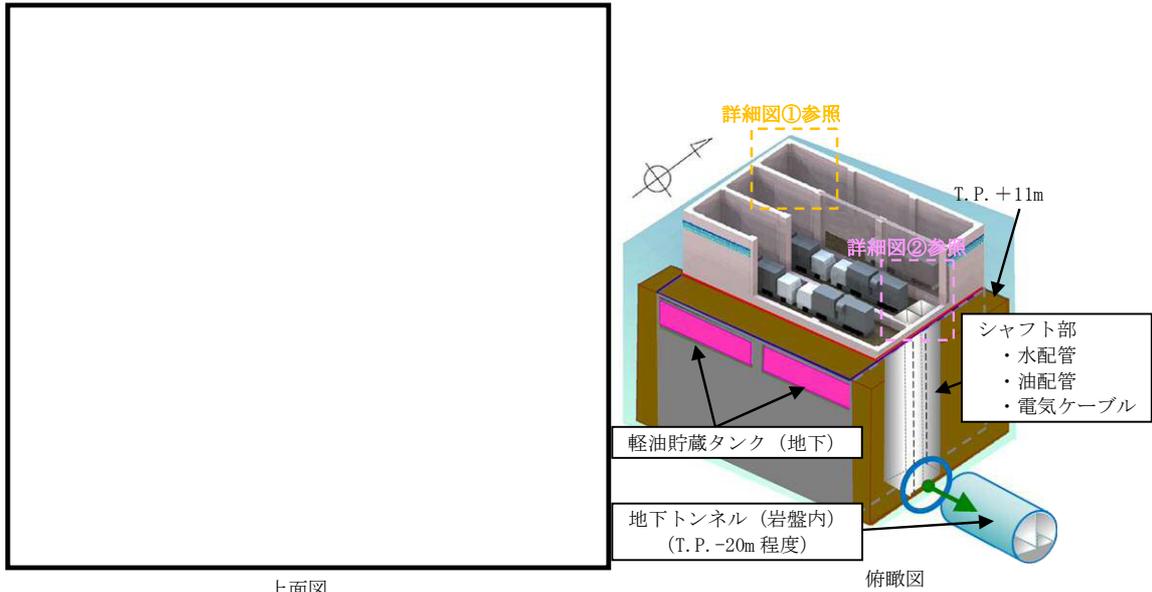
考慮する必要があるものとして整理した共通要因のうち、複数箇所の接続口設置による措置のみで機能喪失することを防止するものは、以下のものに整理される。

- ・風（台風）（飛来物）
- ・竜巻（飛来物）

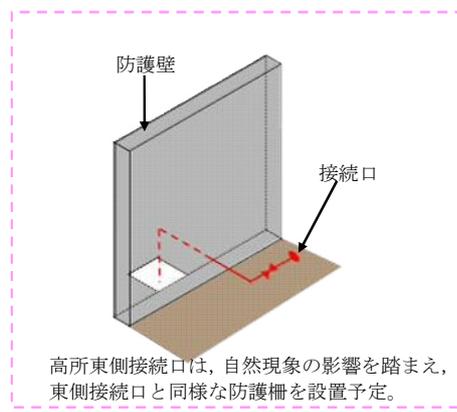
風（台風）及び竜巻による飛来物に対しては、常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することにより、複数の接

続口の同時損傷が発生する確率を低減させることで、必要な機能が喪失することを防止することが可能であると考えられる。

以上のことから、**高所東側接続口及び高所西側接続口**を常設代替高圧電源装置置場の異なる壁面の隣接しない位置に複数箇所に設置することで、敷地に遡上する津波時に考慮する必要のある共通要因により、複数の接続口が全て機能喪失することを防止することが可能であることを確認した。

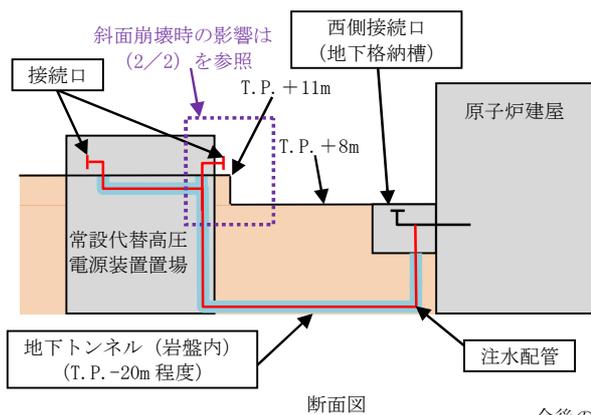


詳細図① (高所西側接続口)



高所東側接続口は、自然現象の影響を踏まえ、東側接続口と同様な防護柵を設置予定。

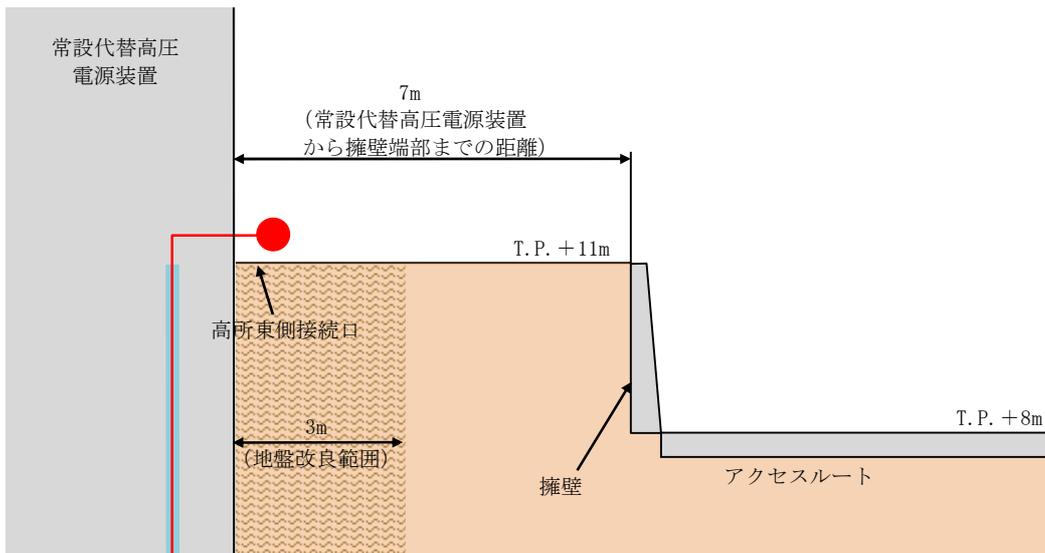
詳細図② (高所東側接続口)



- ・トンネル内にはケーブル接続部を設けない。
- ・軽油配管にはフランジ部を設けない。
- ・水配管、軽油配管はケーブル類より下位置に配置する。
- ・ケーブル敷設部と水配管敷設部の間には点検通路スペースを設ける。

今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第2図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (1/2)



常設代替高圧電源装置から約 3m の範囲は地盤改良を行うことから、高所東側接続口は斜面崩壊の影響を受けない。  
 また、高所東側接続口へのホース接続は、地盤改良範囲（約 3m）で作業が可能である。

地盤改良範囲等は今後の検討結果等により変更となる可能性がある

第 2 図 高所東側接続口及び高所西側接続口の構造 (2/2)

第3表 高所接続口に対して考慮する共通要因及び設計方針

共通要因		考慮の可否	共通要因を考慮した設計方針
環境条件（温度，放射線，荷重，その他使用条件）		○	・環境条件を考慮した設計 ・複数箇所
地盤		○	・第38条(重大事故等対処設備の地盤)に基づく地盤上に設置
自然災害	地震	○	・第39条(地震による損傷の防止)に基づく設計
	津波	○	・敷地に遡上する津波の影響を受けない敷地高さに設置
	洪水		(立地的要因により考慮不要)
	風（台風）	○	・風（台風）による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	竜巻	○	・竜巻による風荷重を環境条件にて考慮 ・複数箇所
	凍結	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	降水	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	積雪	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	落雷	○	・避雷設備を設置する常設代替高圧電源装置置場に設置 ・複数箇所
	地滑り		(立地的要因により考慮不要)
	火山の影響	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	生物学的事象	○	・ネズミ等の小動物に対して，開口部の閉止により必要な機能が損なわれるおそれのない設計 ・複数箇所
	森林火災	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	高潮	○	・高潮の影響を受けない敷地高さに設置
外部人為事象	航空機落下		(原子炉施設への航空機落下確率が，防護設計の基準である $10^{-7}$ 回/炉・年を超えないため考慮不要)
	ダムの崩壊		(立地的要因により考慮不要)
	爆発 近隣工場等の火災 有毒ガス	○	・防火帯の内側に設計 ・保管場所周辺の植生火災に対し，防火エリアを設定 ・複数箇所
	船舶の衝突	○	・船舶の衝突の影響を受けない敷地高さに設置
	電磁的障害	○	・環境条件にて考慮 ・複数箇所
	故意による大型航空機衝突その他テロリズム		(敷地に遡上する津波と重畳して発生することは考慮しない)
溢水		○	・想定される溢水水位に対して機能を喪失しない設計 ・複数箇所
火災		○	・第41条(火災による損傷の防止)に基づく設計 ・複数箇所

地震発生と同時に津波が到達するとした  
評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には、最初に地震が発生し、その後津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては、地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では、地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また、給復水系が停止した場合には、原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は、インターロックによる自動作動であるため、運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は、サプレッション・プール水温度等を確認し、必要に応じて残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。

## (2) 敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には、非常用ディーゼル発電機海水ポンプ、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため、高圧炉心スプレイ系は停止するが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また、外部電源が喪失している場合は、高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに、常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は、緊急用海水系及び残留熱除去系により確保する。これらの対応操作は、地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

## 2. 津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1. で述べたとおり、地震が発生してから津波到達までは、自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の状況を確認するとともに、サブプレッション・プール水温度が上昇した場合には、残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。ここで、原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達する直前に津波が到達し、高圧炉心スプレイ系が自動起動しなかった場合でも、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され、炉心冷却は維持される。また、解

析上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については，サプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し，残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも，格納容器雰囲気温度 200℃又は格納容器圧力 0.62MPa[gage] に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始すれば良く，十分な時間余裕が確保されている

### 3. まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合，地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて，敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため，運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また，津波到達の時間遅れを考慮した場合でも，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，格納容器除熱は事象後期に実施することから，評価項目に与える影響はない。以上により，評価上，地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考えられる。

7 日間における水源の対応について  
(津波浸水による注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 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)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 定格流量で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を用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

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

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水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

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 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を用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 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を

停止する。

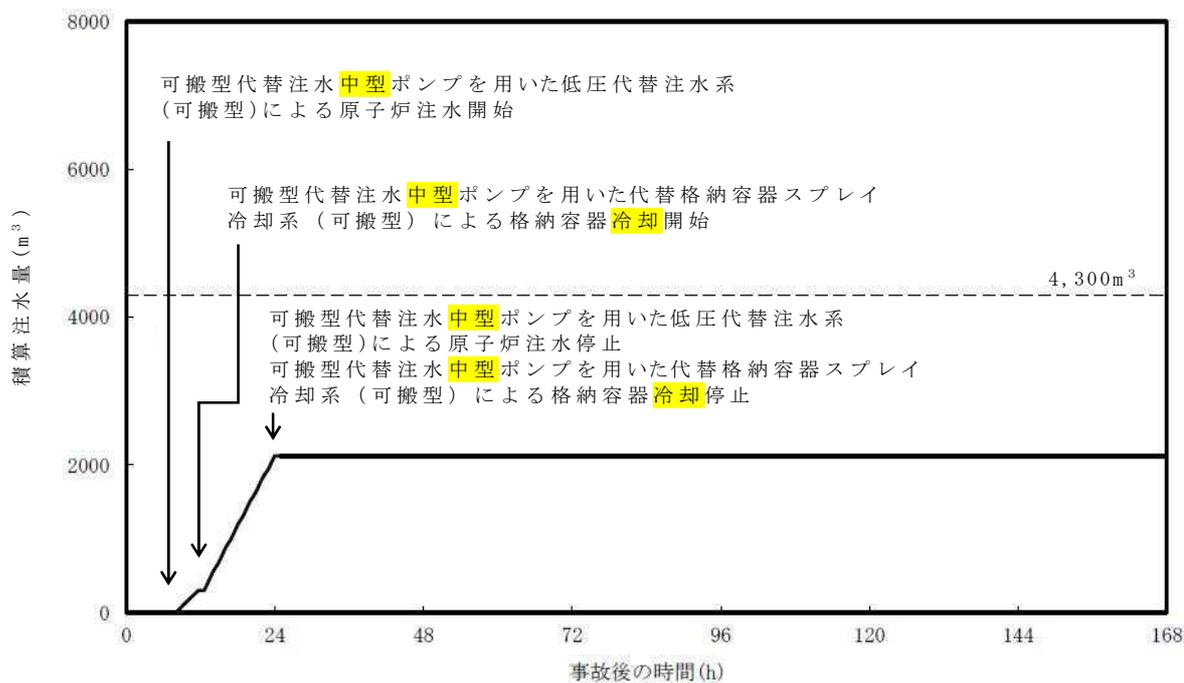
### 3. 時間評価

事象発生から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）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，西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m<sup>3</sup>である。



第 1 図 外部水源による積算注水量  
(津波浸水による注水機能喪失)

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,130m<sup>3</sup>の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について  
(津波浸水による注水機能喪失)

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。

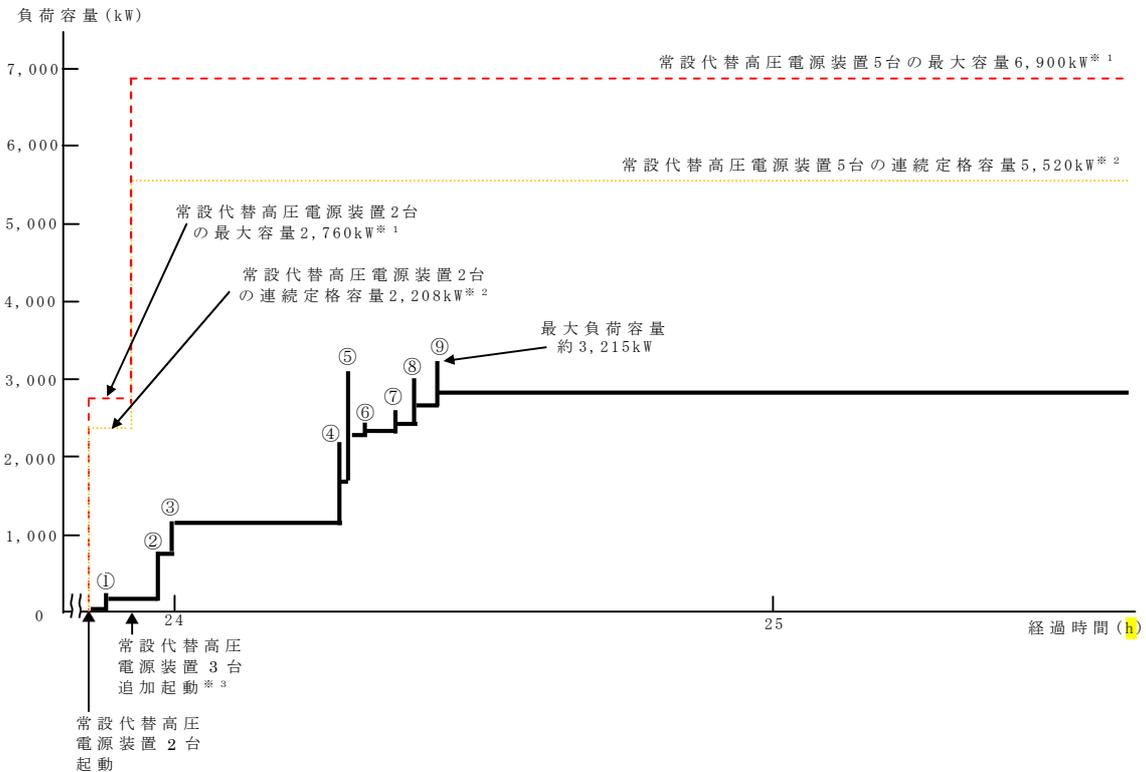
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

## 常設代替交流電源設備の負荷 (津波浸水による注水機能喪失)

### 主要負荷リスト

### 【電源設備：常設代替高压電源装置】

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 ・その他必要な負荷	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※4 ・120V/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234	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※4 ・120V/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※4	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約2,170	約1,702
⑤	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約3,127	約2,289
⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,398	約2,319
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約2,613	約2,425
⑧	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 その他不要な負荷	約45 約8 約183	約3,002	約2,661
⑨	蓄電池室排気ファン その他不要な負荷	約8 約154	約3,215	約2,823



※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)  
 ※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、常設代替高压電源装置を3台追加起動する  
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

全交流動力電源喪失（長期 T B）との事故対応の  
相違点について

「2.8 津波浸水による注水機能喪失」では、海水系として緊急用海水系を用いている点以外に、第 1 表に示すとおり敷地に遡上する津波の影響により有効性評価において期待しないが他に取り得る手段の一部が「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）」と相違がある。

第 1 表 事故対応の相違点

事故対応	相違理由
可搬型代替低圧電源車による受電操作	高所以外の可搬型設備を用いた事故対応には期待しないこととしている
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
消火系による原子炉注水及び格納容器冷却	消火系が設置されているタービン建屋への浸水による機能喪失の可能性を考慮し期待しない

## 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

#### 4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

##### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 1 として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

##### (2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置が取られない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等 **対処設備** の有効性評価 **としては**、使用済燃料プールの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。

以上により、想定事故 1 では、使用済燃料プールへの注水の確保を行うことによって、燃料損傷の防止を図るとともに、使用済燃料プール水位を維持する。

### (3) 燃料損傷防止対策

想定事故 1 における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、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手段、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段、及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水手段、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

本評価では、対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた手段を対象とすることとし、この中から、地震・津波の影響を受けず、手順上で優先順位の高い西側淡水貯水設備を水源とする、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を評価対象とすることとし、その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に、対応手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故 1 において必要な要員は、災害対策要員（初動）17 名及び参集要員 2 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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等） 4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

a. 使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系）

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能の喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）、残留熱除去系系統流量等である。

b. 使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系、残留熱除去系）

使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により、使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水※操作を行う。補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

※ 残留熱除去系（燃料プール冷却機能）と系統構成が異なるため、残留熱除去

系による使用済燃料プールへの注水が可能な場合がある。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、残留熱除去系系統流量等である。

c. 使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

(添付資料 4.1.1)

d. 使用済燃料プール冷却機能の回復操作

使用済燃料プール冷却機能（残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系）の回復操作を実施する。

e. 使用済燃料プール注水機能の回復操作

使用済燃料プール注水機能（補給水系，残留熱除去系）の回復操作を実施する。

f. 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

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を実施する。

なお，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は評価上考慮しない。

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に必要な計装設備は，使用済

燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

- g. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として、ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。本作業は、原子炉建屋原子炉棟内での作業を伴うことから、原子炉建屋原子炉棟内での作業環境が悪化する前に実施するため、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と同時並行で実施する。なお、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

- h. 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。

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し、必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。

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。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位を回復する。その後、蒸発量に応じた水量を注水すること

で、使用済燃料プール水位を、必要な遮蔽を確保できる最低水位（線量率が  $10\text{mSv/h}^*$  となる通常水位から約  $0.86\text{m}$  下の水位）より高く維持する。

※ 本想定事故における必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から  $10\text{mSv/h}$  に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、重大事故等対応要員による使用済燃料プールの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は  $2.2$  時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも  $22\text{mSv}$  であり、緊急作業時における被ばく限度の  $100\text{mSv}$  に対して余裕がある。

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

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）等である。

#### i. 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。

以降、使用済燃料プール水位の維持は、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により継続的に実施する。

#### 4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

想定事故 1 の評価においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」を想定する。

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが、使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量が  $10\text{mSv/h}$  となる通常水位から約  $0.86\text{m}$  下の水位）を確保できることを評価する。なお、放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで、燃料有効長頂部の冠水は維持される。また、未臨界が維持されることについては、使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 1 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.2, 4.1.3)

##### (2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 1 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では、崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件

である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの当直運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.1.2)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料のほかに，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定し，使用済燃料プールの崩壊熱として約 9.1MW を用いるものとする。

なお，このときの崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m<sup>3</sup>/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給），燃料プール冷却浄化系，補給水系の機能が喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同様となるが、資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

- (a) 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は、燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として、 $50\text{m}^3/\text{h}$ を設定する。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインズル設置）の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して、事象発生 8 時間後から注水を開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.1-4 図に、

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約  $6.9^{\circ}\text{C}/\text{h}$  で上昇し、事象発生から約 5.1 時間後に  $100^{\circ}\text{C}$  に到達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し、使用済燃料プール水位を維持しつつ、使用済燃料プールの冷却機能の回復に努める。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.1-4 図に示すとおり、通常水位から約  $0.38\text{m}$  下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。また、使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し、その後  $100^{\circ}\text{C}$  付近で維持される。

また、第 4.1-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約  $0.38\text{m}$  下の水位になった場合の線量率は、約  $1.1\text{mSv}/\text{h}$  であり、必要な遮蔽の目安と考える  $10\text{mSv}/\text{h}$  と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により、水密度によらず未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後、蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し、機能喪失している設備の回復に努める。回復後は残留熱除去系等による冷却を実施することで安定状態を維持できる。

以上により、本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.4, 4.1.5, 4.1.13)

#### 4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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。

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失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られられる操作として、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

###### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 4.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また、崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は、使用済燃料プール水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、その場合には、更に時間余裕が長くなるが、注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、その変動を考慮した場合、通常水位より低くなることも考えられ、その場合には、時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなるが、注水操作は燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく、

使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で 0.70m 程度の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位)に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は水温の状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は使

用済燃料プール水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 6 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、その変動を考慮した場合、通常水位より低くなることも考えられ、**その場合には、**より時間余裕が短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位**（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）**に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間、水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位**（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）**に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋**原子炉棟 6 階**の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。**また、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本スロッシングの評価には余震の影響を考慮していないが、余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ、本震**

時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため、プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

#### b. 操作条件

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

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等の操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが、本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置）の終了後から開始するものであり、可搬型代替注水大型

ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作の所要時間，及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の所要時間を考慮すると，実際には使用済燃料プールへの注水開始時間は早くなることが考えられるため，使用済燃料プール水位の回復は早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.1.9)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が  $10\text{mSv/h}$  となる通常水位から約  $0.86\text{m}$  下の水位）に到達するまでの時間が事象発生から 11 時間以上，燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から 2 日以上であり，これに対して，注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから，時間余裕がある。

(3) ま と め

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

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故1の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり17名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり2名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故1において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,120m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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。

(添付資料 4.1.10)

#### 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、合計で約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（2台）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については、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）による代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した7日間の使用済燃料プールへの注水の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の

継続が可能である。

(添付資料 4.1.11)

#### 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394kW 必要であるが、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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.1.12)

#### 4.1.5 結 論

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料集合体が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 1 に対する燃料損傷防止対策としては、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故 1 について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プー

ル注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。

また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

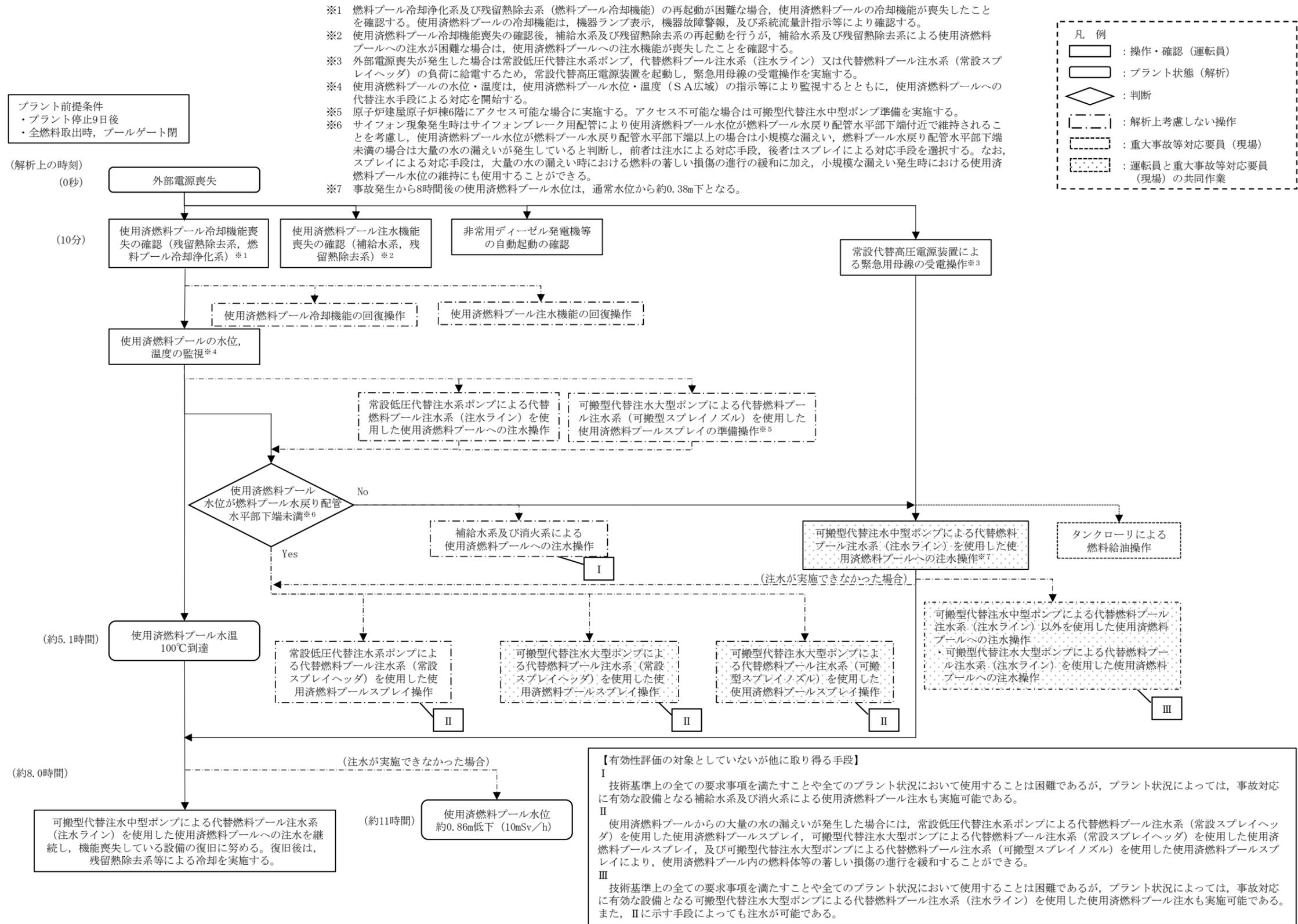
その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

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

以上のことから，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故 1 に対して有効である。

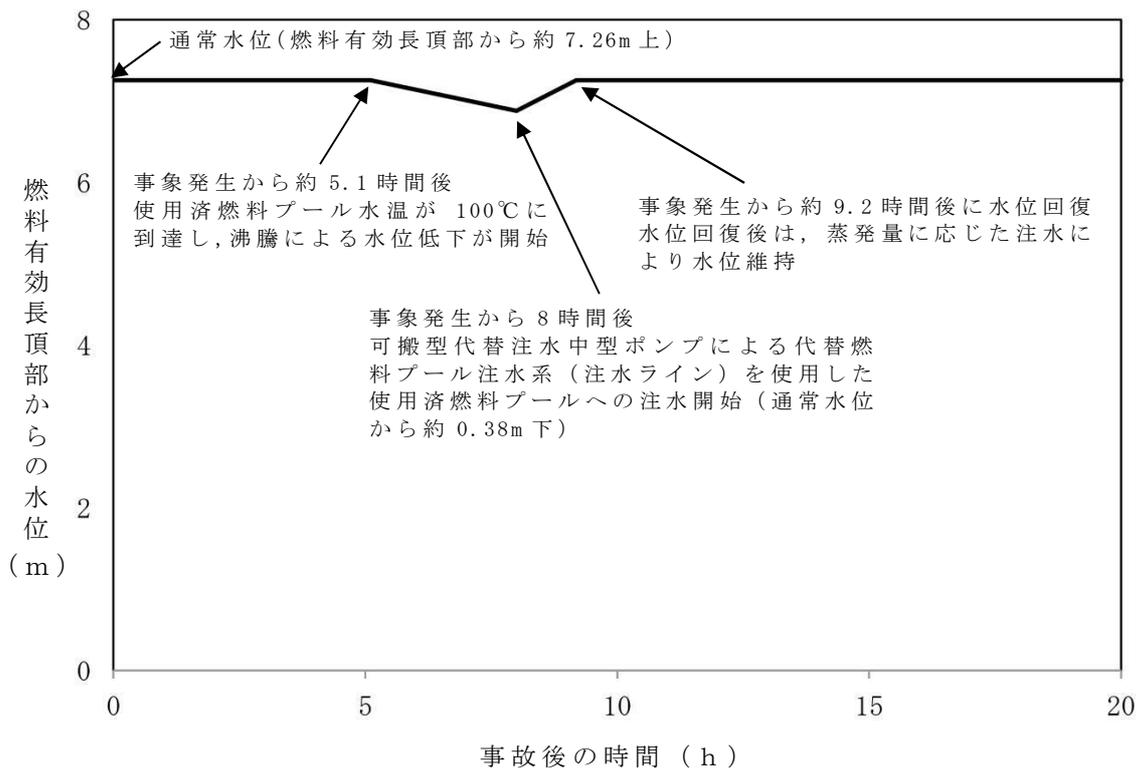




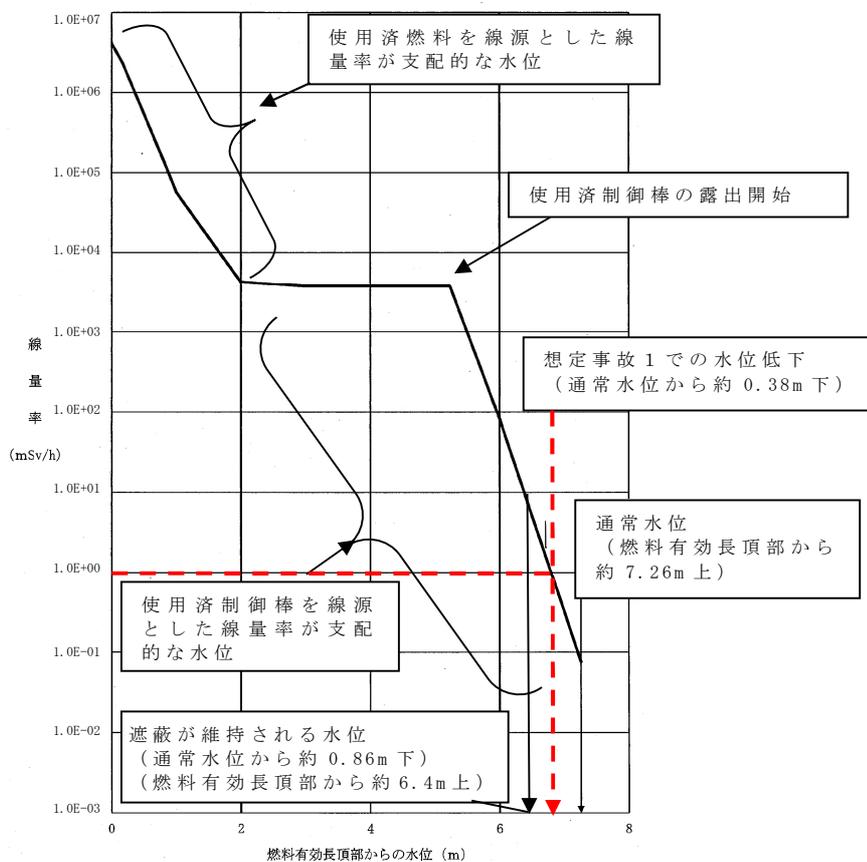
第 4.1-2 図 想定事故 1 の対応手順の概要

想定事故 1					経過時間 (時間)											備考	
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
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 ▼ プラント状況判断  ▼ 約 5.1 時間 使用済燃料プール 水温 100°C 到達 ▼ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水開始											
	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 (中央監視)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認 (残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系) ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系, 残留熱除去系)	10分												
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位, 温度監視	適宜実施												
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール冷却機能 (燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系) の回復操作, 失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
使用済燃料プール注水機能の回復操作	-	【2人】 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能 (補給水系, 残留熱除去系) の回復操作, 失敗原因調査	適宜実施												
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】 A	-	-	●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												
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	【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) の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15分											解析上考慮しない	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインノズル) を使用した使用済燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動	40分											解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6階での作業を含む	
	-	-		●ホース敷設, 可搬型スプレインノズル設置*	130分												
	-	-		●可搬型設備の保管場所への移動	30分												
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	-	【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						
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作 (電動弁の開操作)							4分						
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	起動後適宜状態監視												
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	90分											タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油	
	-	-		●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施												
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集2人														

第 4.1-3 図 想定事故 1 の作業と所要時間



第 4.1-4 図 使用済燃料プール水位の変化



第 4.1-5 図 線量評価点における線量率と水位の関係

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール冷却機能喪失の確認 (残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系)	・使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより, 使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 (燃料プール冷却機能) の再起動操作が困難な場合, 使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。	—	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系, 残留熱除去系)	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後, 使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により, 使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため, 補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。補給水系及び残留熱除去系による注水が困難な場合, 使用済燃料プール注水機能が喪失したことを確認する。	—	—	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール水位, 温度の監視	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後, 使用済燃料プールの水位, 温度を監視する。	—	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	・使用済燃料プールの冷却機能 (残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系) の回復操作を実施する。	—	—	—
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・使用済燃料プールの注水機能 (補給水系, 残留熱除去系等) の回復操作を実施する。	—	—	—

：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 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。</li> <li>その後、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。</li> </ul>	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	—	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作として、可搬型スプレインノズル等を設置する。</li> </ul>	—	可搬型スプレインノズル	—
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）への注水操作は、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。</li> <li>外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し、必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。</li> <li>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位を回復する。</li> <li>その後、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。</li> </ul>	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	可搬型代替注水中型ポンプ	緊急用M/C電圧 使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

：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 4.1-2 表 主要評価条件（想定事故 1）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m <sup>3</sup>	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため、プールゲート閉時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位（燃料有効長頂部から約 7.26m 上）を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として、保安規定の運転上の制限を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日） <sup>※1</sup> で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、崩壊熱はORIGEN2を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として、残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
関連する重大事故等機器対策条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
関連する重大事故等操作対策条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレインズの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインズル設置）の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

## 使用済燃料プールの監視について

### 1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/水位低時の警報発報時 (スキマサージタンク水位)	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位 ・使用済燃料プール水位・温度(SA広域) ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認  現場状態確認	1回/時間  現場巡視点検時	・水位高/低/低低の警報発報時 (使用済燃料プール水位計/ 使用済燃料プール水位・温度計(SA広域))	—
燃料プール水温	・使用済燃料プール温度 ・使用済燃料プール水位・温度計(SA広域) ・使用済燃料プール温度(SA)	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 (使用済燃料プール温度計/ 使用済燃料プール水位・温度計(SA広域))	—
燃料プール冷却系の運転状態	・燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	—
漏えいの有無	・フローグラス (使用済燃料プールライナードレン漏えい検知)	現場状態確認	現場巡視点検時	・使用済燃料プールライナードレン漏えい検知の警報発生時	—
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回/時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	—

## 2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

### (1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は各系統の故障警報の発生や，外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが，中央制御室内の警報の故障を想定した場合や，警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

### (2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生して使用済燃料プールの水位が低下する事象においては，第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報，並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により，中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 2 では，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており，**サイフォンブレイク用配管**の作動により燃料プールの水位は通常水位より約 0.23m 下までの低下にとどまるが，「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」，「燃料プール水位」，「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央

制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

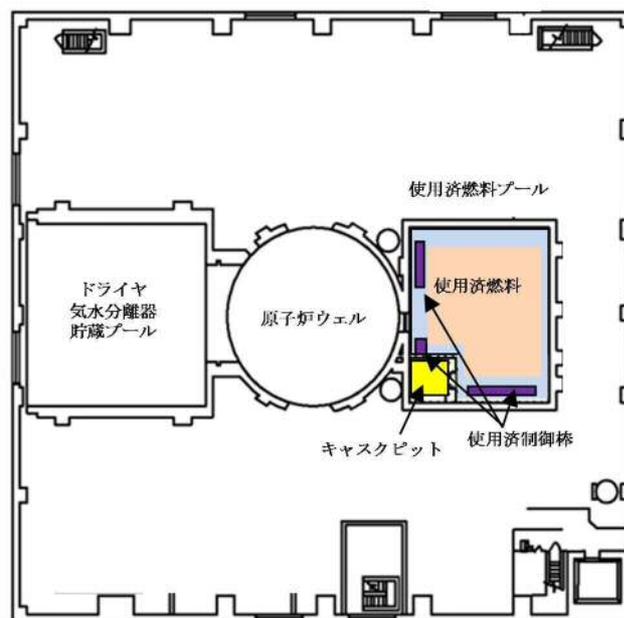
以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考ええる。

## 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

## 1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第1図に示す。

施設定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール、キャスクピットとつながっているが、有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



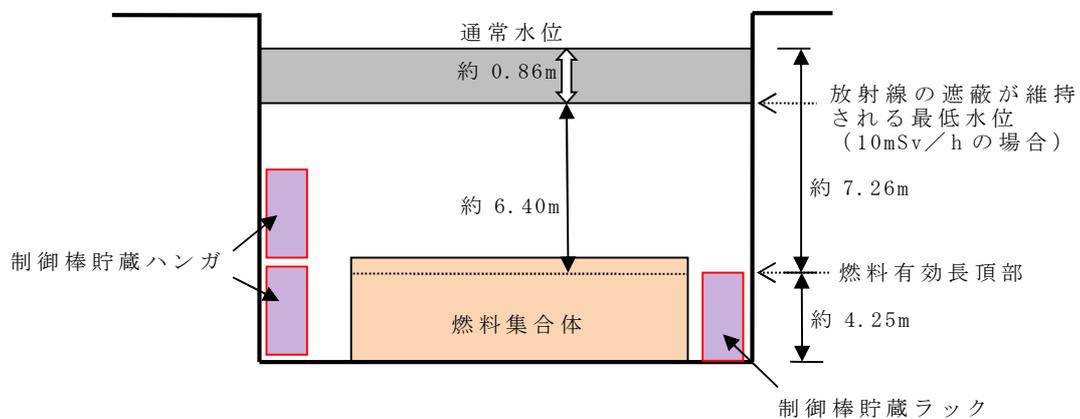
第1図 使用済燃料プール周辺の概要図

## 2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第2図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば原子炉建屋**原子炉棟 6 階**において  $10\text{mSv/h}$  の場合は、通常水位から約  $0.86\text{m}^*$  下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

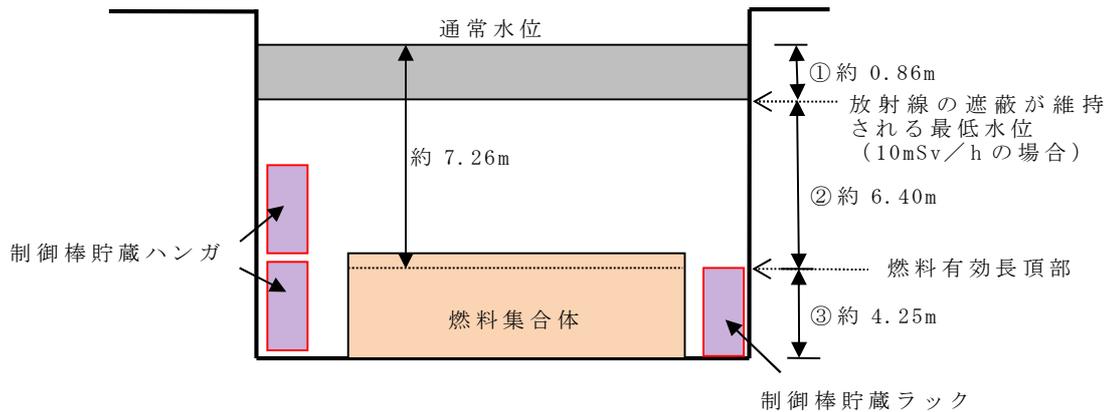
※ 放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

### 3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

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



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの構造高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積 (m <sup>2</sup> )	保有水の容積 (m <sup>3</sup> )
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

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

#### 4. 想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における，崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。事象を厳しく評価するため，使用済燃料プールの初期水温は，保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。

(1) 算定方法，算定条件

a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間}(h) = \frac{(100^{\circ}\text{C}) - 65^{\circ}\text{C}) \times \text{水の比熱}(kJ/kg/^{\circ}\text{C})^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$\text{1時間当たりの沸騰による蒸発量}(m^3/h) = \frac{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間}(h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

c. 沸騰による水位低下平均速度

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

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，3. のとおり，下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均

値を求め、一律適用する。これは、遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

水の比熱 <sup>※1</sup> (kJ/kg/°C)	使用済燃料プールの水量 (m <sup>3</sup> )	水の密度 <sup>※2</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	燃料の崩壊熱 (MW)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 <sup>※3</sup> (kJ/kg)	通常水位から燃料有効長頂部までの水量 (m <sup>3</sup> )	通常水位から燃料有効長頂部までの高低差 (m)	通常水位から約0.86m <sub>下</sub> までの水量 (m <sup>3</sup> )
2,256.47	837.6	7.26	100

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

※2 65°Cから100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる100°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※3 100°Cの飽和水の比エンタルピと100°C飽和蒸気の比エンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

なお、a.～c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ、保守的な評価になっていると考えられる。

#### 【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

#### 【非保守的な仮定】

- ・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、プール全体が100°Cに到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評

価の仮定による影響は無視できる程度である

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 15.1
必要注水流量 (m <sup>3</sup> /h) ※4	約 13.0
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 ※5 (h)	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 ※5 (h)	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※4 必要注水流量は次の式で求める

$$\text{必要注水流量} = (\text{崩壊熱} \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) 2,675.57

$h_f$  : 注水 (35℃飽和水) の比エンタルピ (kJ/kg) = 146.64

$\rho_f$  : 注水 (35℃飽和水) の密度 (kg/m<sup>3</sup>) = 994

※5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

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

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位 (通常水位より約 0.86m 下) まで低下する時間は約 11.7 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

< 参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り

出される想定であり，通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 37.8 時間後に沸騰開始となり，その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは，原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 (MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 <sup>※6</sup> (°C)	40
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (h)	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 <sup>※7</sup> (h)	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 <sup>※7</sup> (h)	約 277.8
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03

※6 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※7 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

## 5. 燃料取出スキーム

### (1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

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

### (2) 燃料取出スキーム

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

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料集合 体体数	取出平均燃 焼度 (GWd/t)	崩壊熱 (MW)
9 サイクル冷却燃 料	9 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	0.045
8 サイクル冷却燃 料	8 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.056
7 サイクル冷却燃 料	7 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.059
6 サイクル冷却燃 料	6 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.065
5 サイクル冷却燃 料	5 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.073
4 サイクル冷却燃 料	4 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.086
3 サイクル冷却燃 料	3 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.112
2 サイクル冷却燃 料	2 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.165
1 サイクル冷却燃 料	1 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.293
施設定検検査時 取出燃料	9 日	764 体	33	8.104
合計	—	2,250 体	—	9.058

注 1 使用済燃料プールの燃料保管容量 2,250 体の燃料集合体が貯蔵されているものとする。

注 2 炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

### 1. 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度  $\square$  g/cm<sup>3</sup>）

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、エネルギー4群とする。

○線源強度：文献<sup>※1</sup>に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

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

- ・燃料照射期間：10<sup>6</sup>時間
- ・原子炉停止後の期間<sup>※2</sup>：停止後9日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約7.2E+04cm<sup>3</sup>（9×9燃料（A型））

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

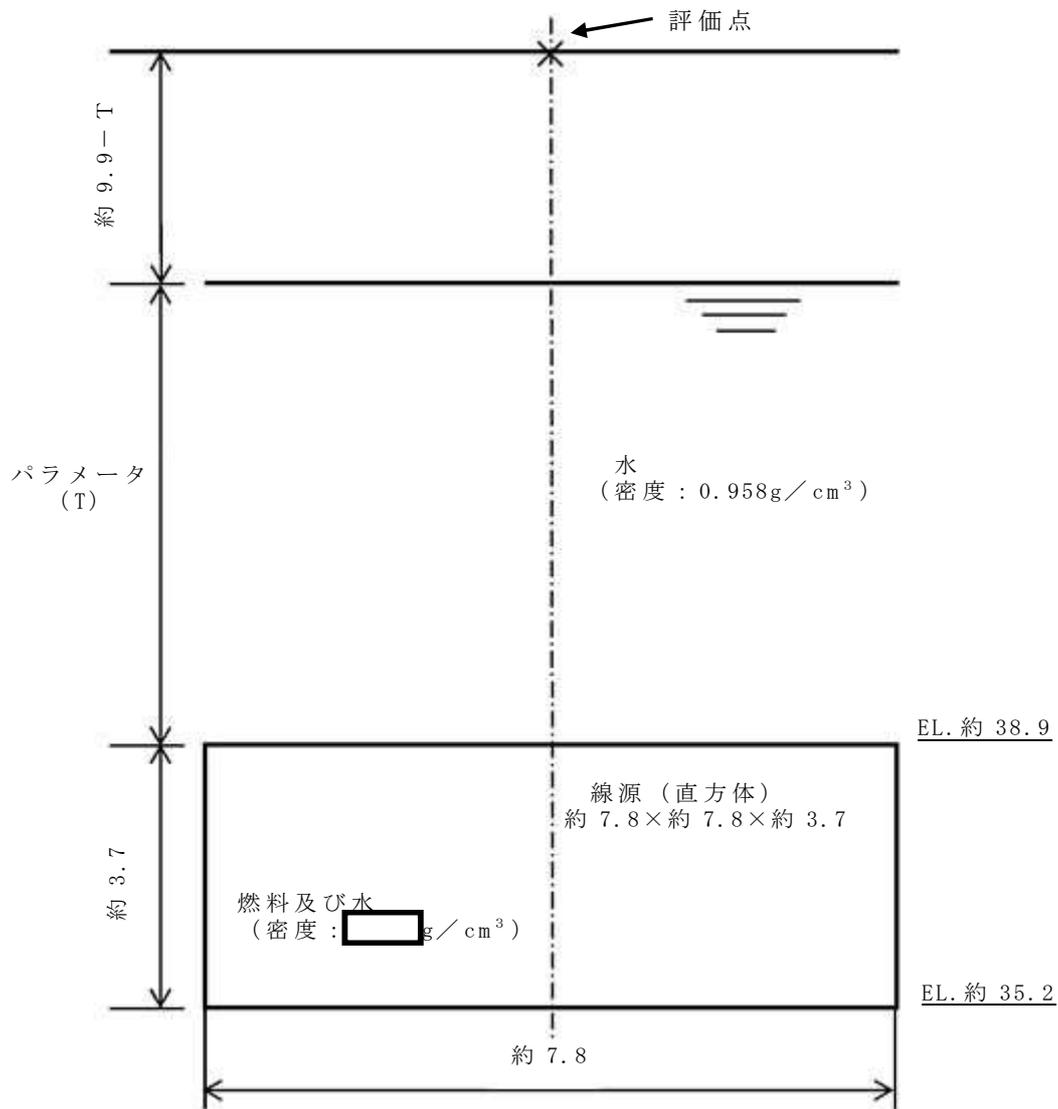
※2 原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下さ

せるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

#### ○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第1図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。なお、評価モデルにおいては、燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが、実際の使用済燃料では、燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても、放射化等により線源を有している。しかしながら、燃料有効長以外の構造体の線源強度は、 $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ<sup>※3</sup>、燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は、使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり、放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては、使用済燃料由来の線量率は小さく（第7図参照）、線量率全体の0.01%未満の寄与であるため、評価結果に対する燃料有効長以外の構造体の影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第2表参照）



※ T 遮蔽水位の高さを示す  
(単位：m)

第 1 図 使用済燃料の線量率計算モデル

第 1 表 使用済燃料の線源強度

群	$\gamma$ 線エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07
合計		5.2E+11

## 2. 使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を設定

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー18群（ORIGEN群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に3領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（B<sub>4</sub>C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

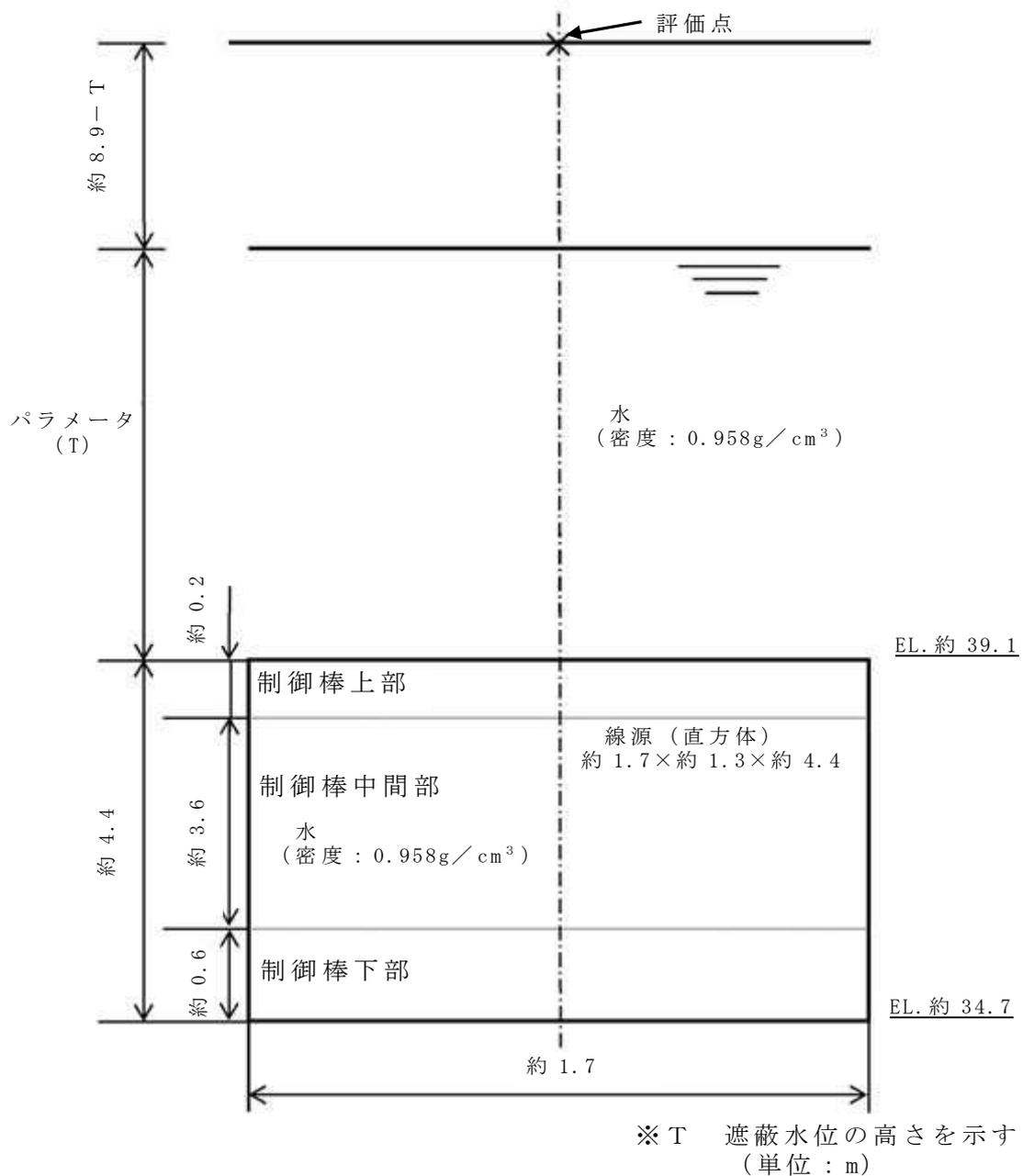
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した3領域毎に制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \text{②}$$

制御棒のタイプはB<sub>4</sub>C型の1タイプ、冷却期間は0～1サイクルの2種類、全貯蔵本数は24本とした。

○計算モデル：直方体線源

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



第2図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 2 表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

	$\gamma$ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒中間部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒下部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$3.6 \times 10^7$	$4.9 \times 10^8$	$1.3 \times 10^9$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^6$	$5.1 \times 10^6$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^5$	$8.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^7$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$1.5 \times 10^5$	$9.0 \times 10^5$	$8.9 \times 10^8$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$9.1 \times 10^4$	$5.1 \times 10^5$	$8.3 \times 10^7$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.7 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$1.8 \times 10^8$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$1.8 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$9.7 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$	$5.9 \times 10^8$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$3.4 \times 10^7$	$1.6 \times 10^8$	$2.7 \times 10^8$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^8$	$8.4 \times 10^8$	$1.6 \times 10^9$
11	$1.25 \times 10^0$	$7.9 \times 10^7$	$6.9 \times 10^8$	$5.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$6.3 \times 10^5$	$2.9 \times 10^6$	$5.0 \times 10^6$
13	$2.25 \times 10^0$	$4.2 \times 10^2$	$3.7 \times 10^3$	$2.4 \times 10^4$
14	$2.75 \times 10^0$	$9.9 \times 10^0$	$1.1 \times 10^1$	$7.5 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$5.9 \times 10^{-3}$	$2.1 \times 10^{-10}$	$1.0 \times 10^{-9}$
16	$5.00 \times 10^0$	$6.1 \times 10^{-5}$	$2.2 \times 10^{-12}$	$1.1 \times 10^{-11}$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$2.8 \times 10^8$	$2.4 \times 10^9$	$1.1 \times 10^{10}$

### 3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる  
100℃の値を設定

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（Hf 型：4snvt、B<sub>4</sub>C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Hf 型：1,160 日、B<sub>4</sub>C 型：435 日）。

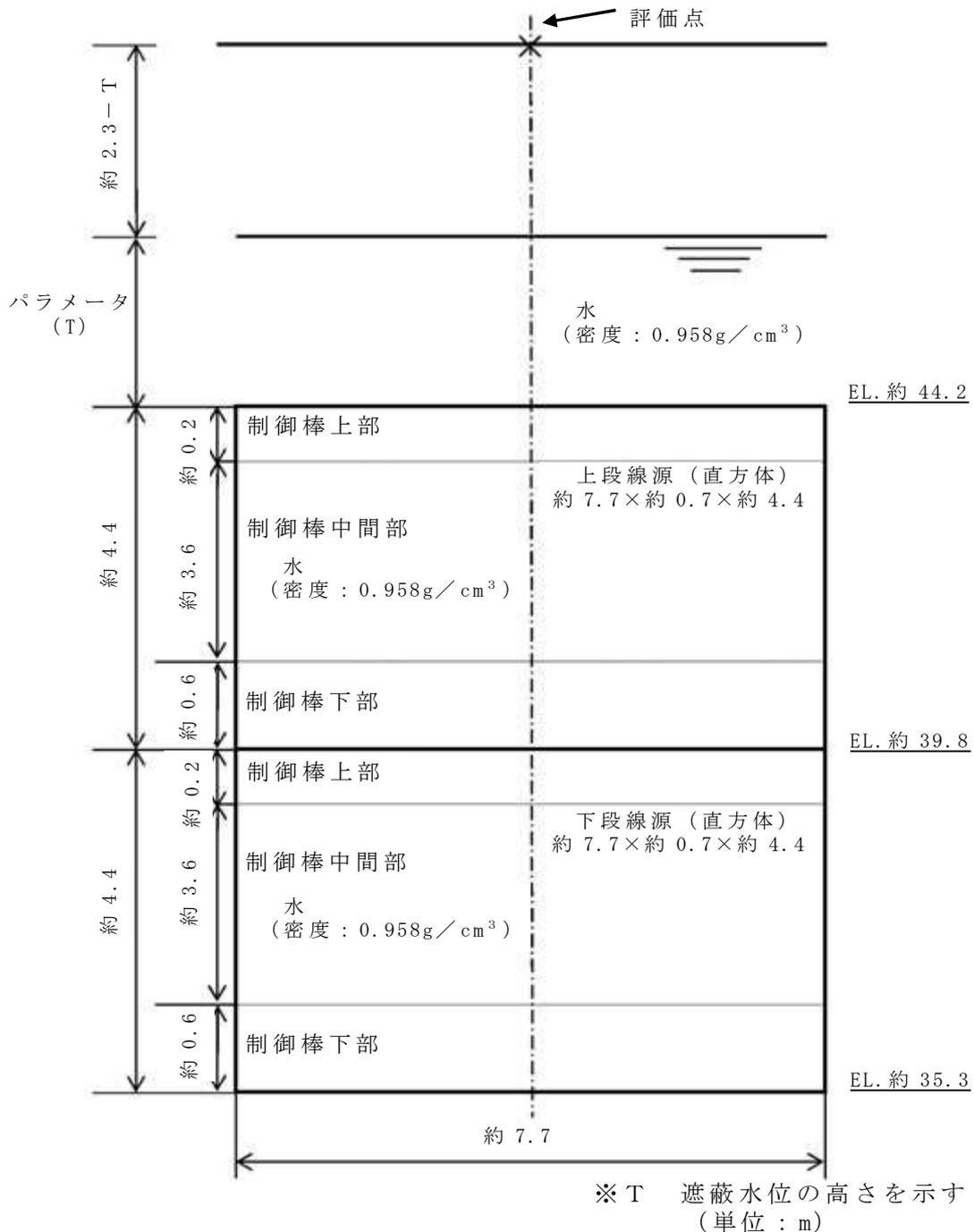
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは Hf、B<sub>4</sub>C の 2 タイプ、冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類、全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第3図に示す。また、計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第3図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 3 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

	$\gamma$ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒中間部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒下部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^4$	$1.5 \times 10^6$	$5.5 \times 10^6$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^4$	$8.7 \times 10^4$	$5.3 \times 10^5$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$7.1 \times 10^3$	$5.0 \times 10^4$	$3.1 \times 10^5$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^3$	$5.6 \times 10^4$	$1.7 \times 10^6$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$3.2 \times 10^3$	$2.2 \times 10^4$	$2.6 \times 10^5$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$3.3 \times 10^5$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$4.5 \times 10^2$	$3.1 \times 10^3$	$4.1 \times 10^5$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$5.3 \times 10^4$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$6.5 \times 10^3$	$3.0 \times 10^4$	$5.3 \times 10^4$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$2.5 \times 10^4$	$7.3 \times 10^6$	$1.5 \times 10^7$
11	$1.25 \times 10^0$	$3.5 \times 10^7$	$2.4 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$1.2 \times 10^2$	$5.5 \times 10^2$	$9.7 \times 10^2$
13	$2.25 \times 10^0$	$1.8 \times 10^2$	$1.3 \times 10^3$	$7.8 \times 10^3$
14	$2.75 \times 10^0$	$5.7 \times 10^{-1}$	$3.9 \times 10^0$	$2.4 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$4.1 \times 10^{-16}$	$1.9 \times 10^{-15}$	$2.7 \times 10^{-15}$
16	$5.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$3.5 \times 10^7$	$2.5 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$

## ○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

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

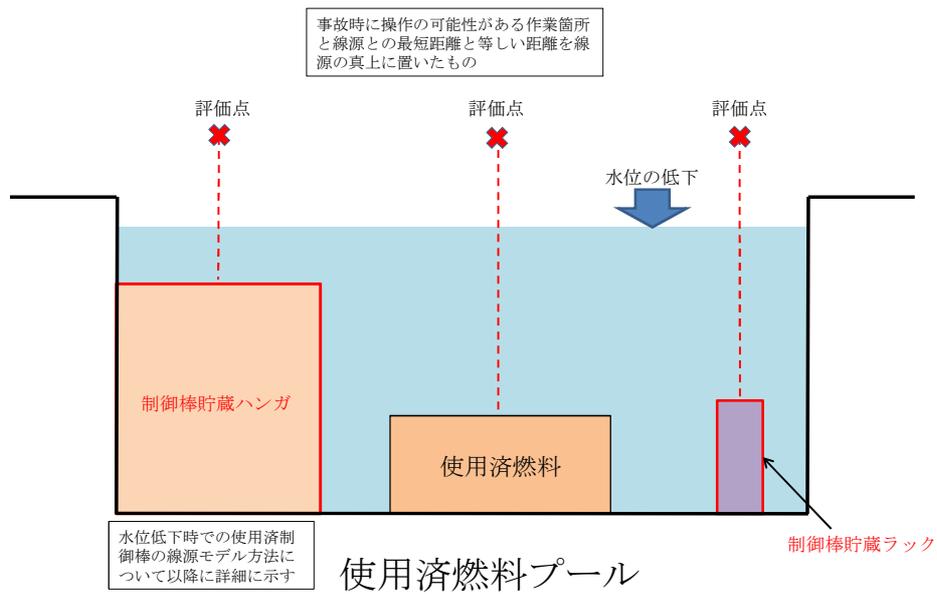
こちらは③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや $B_4C$ （又はHf）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

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

評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第5図）。

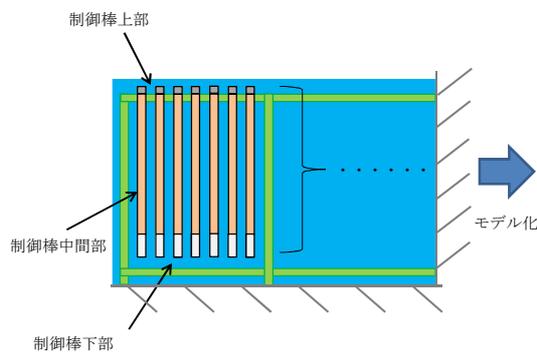
## < 参考 >

一例としてCo-60を線源としたときの1/10価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87\text{kg}/\text{cm}^3$ ）であると約7.4cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

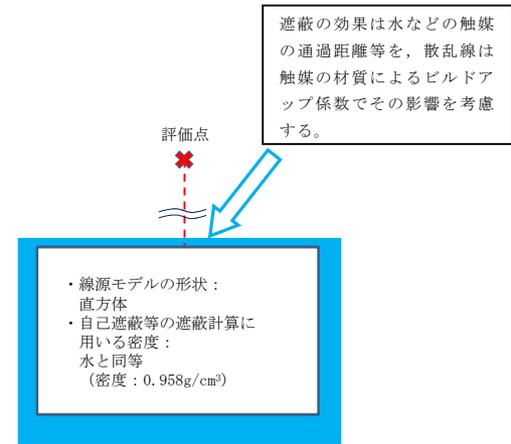


第 4 図 使用済燃料プール概要図

① 冠水時



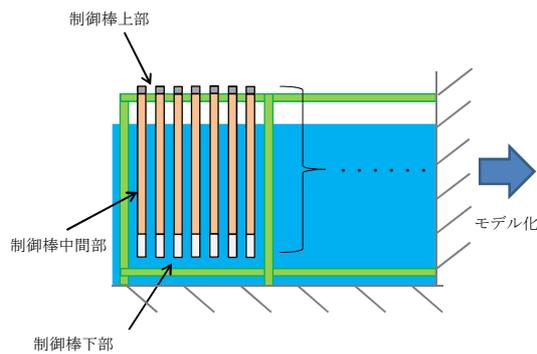
使用済制御棒の側面図



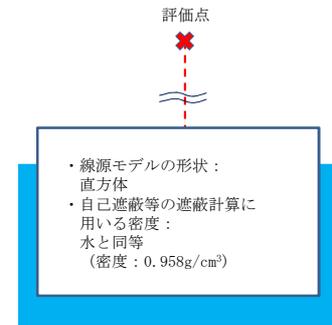
制御棒の線源モデル (冠水時)

遮蔽の効果は水などの触媒の通過距離等を, 散乱線は触媒の材質によるビルドアップ係数でその影響を考慮する。

② 一部露出時

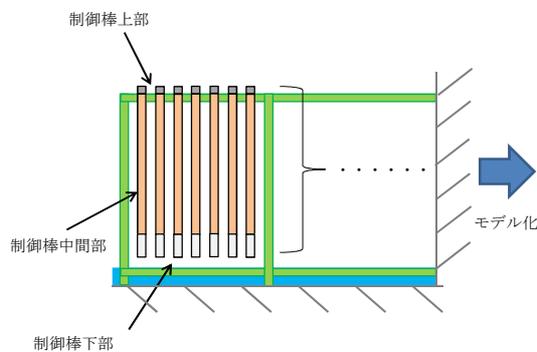


使用済制御棒の側面図

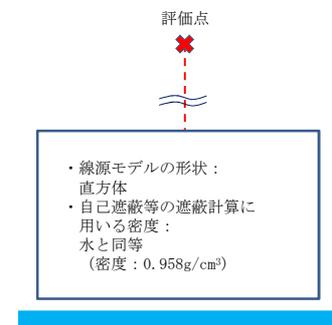


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③ 露出時



使用済制御棒の側面図



制御棒の線源モデル (露出時)

第 5 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデル

#### 4. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いて計算している。

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

QAD-CGGP2Rコードでは、式④を用い、線量率を計算している。第4図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

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

j : エネルギー群番号

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F<sub>j</sub> : 線量率換算係数

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

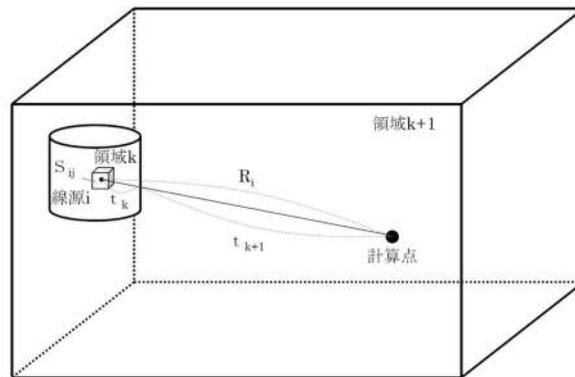
R<sub>i</sub> : i番目の線源点と計算点の距離

B<sub>ij</sub> : ビルドアップ係数

$\mu_{jk}$  : 領域kにおけるエネルギーj群の $\gamma$ 線に対する線吸収係数

t<sub>k</sub> : 領域kを $\gamma$ 線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第j群の線量率D<sub>j</sub>から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図 QAD-CGGP2R コードの計算

5. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、第 4 図に示すように制御棒貯蔵ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源，使用済燃料ラック線源の各線源毎に，それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

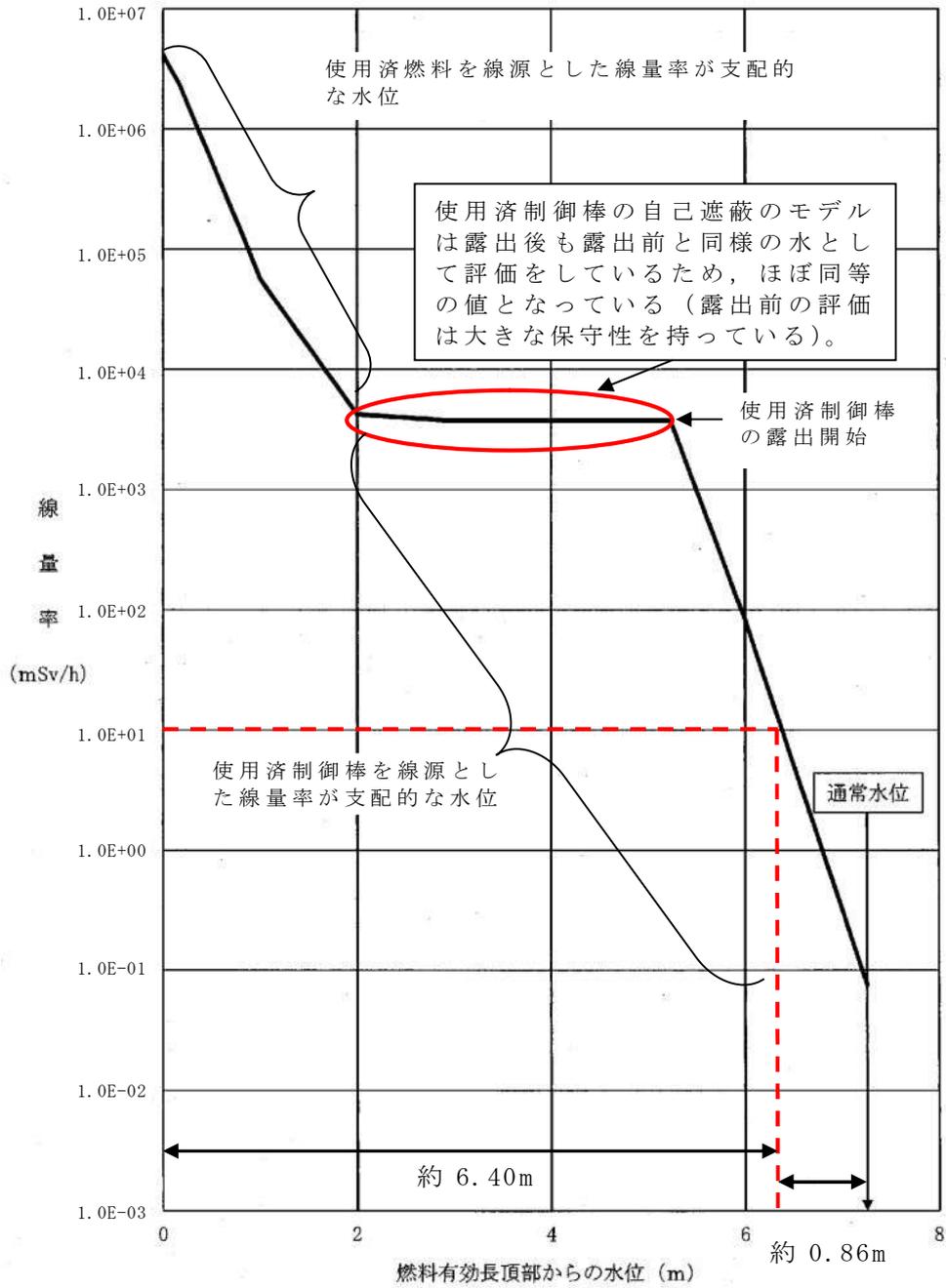
本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から  $10\text{mSv/h}$  に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要

員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬型スプレインゾルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

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

なお、必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率の実績値（約 3.5mSv/h）より高い線量率である。

必要な遮蔽水位は第 7 図より開始水位から約 0.86m 低下した水位である。なお、本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが、原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約 0.05mSv/h 未満と小さく、本評価の通常水位時の線量率を下回っており、バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡されている。



第 7 図 放射線の遮蔽が維持される水位

## 安定状態について

想定事故 1（使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のお知らせ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

## 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となった場合には、使用済燃料プールの水密度が減少することにより、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果が生じる。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組合せによっては通常の水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一樣に  $1.0 \sim 0.0 \text{ g/cm}^3$  と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制

されることから、第 2 図に示すとおり、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

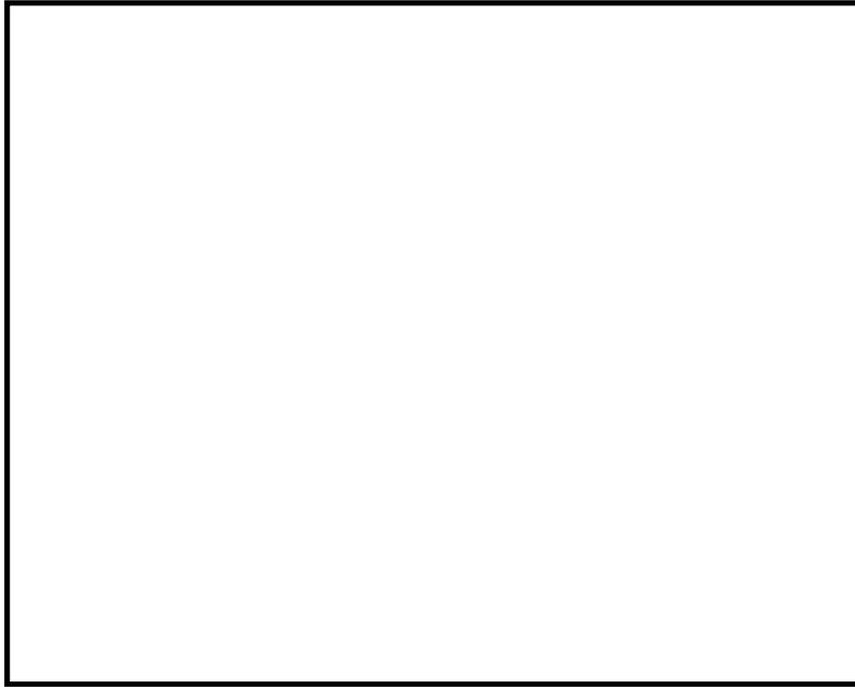
なお、解析には、米国オークリッジ国立研究所（ORNL）が米国原子力規制委員会（NRC）の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカルロ法に基づく 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

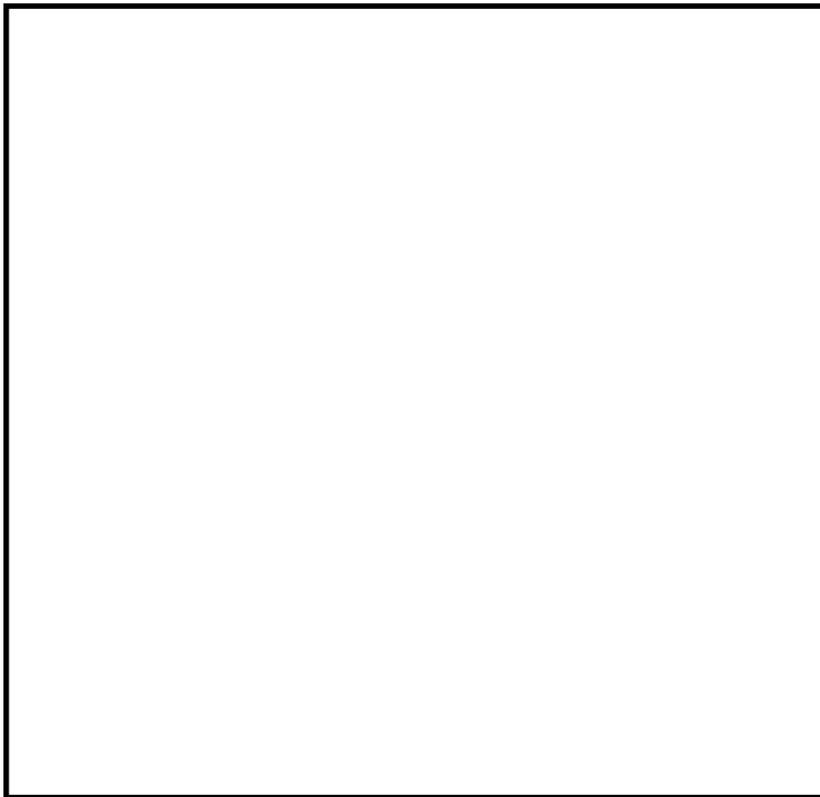
	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U <sup>235</sup> 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1 未臨界性評価用燃料集合体 ( $k_{\infty} = 1.3$  未燃焼組成, G d なし)

※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第 1 図 角管型ラックの計算体系



第 2 図 実効増倍率の水密度依存性

## 使用済燃料プール水温の管理について

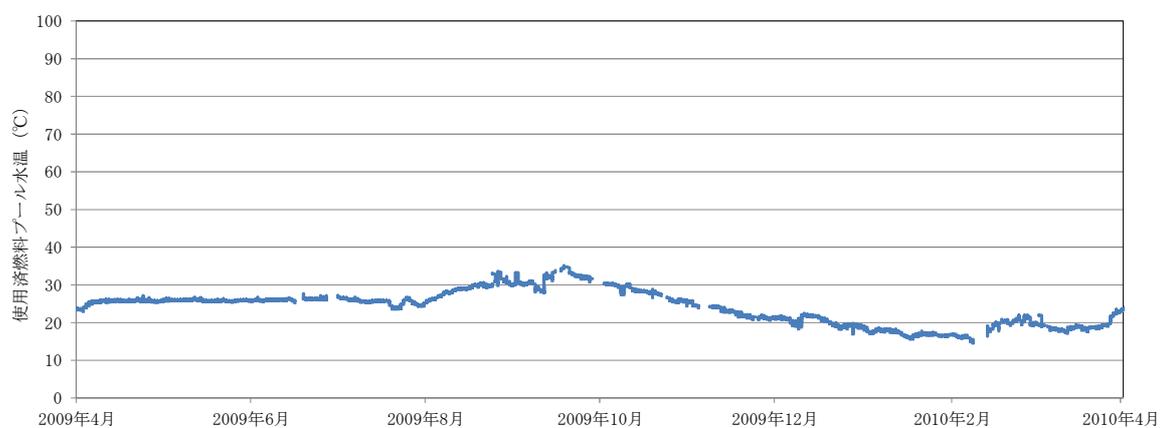
使用済燃料プールの水温は、海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また、使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が第1表のとおり定められており、発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は、使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く、評価項目に対して厳しい条件として、保安規定の運転上の制限である65℃を設定している。

第1図に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように、使用済燃料プールの水温は、保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており、10年程度の期間での最大値は約40℃、最小値は約12℃となっている。

第1表 使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



※図中の空白箇所は点検等により正常な測定結果が得られなかった期間

第1図 使用済燃料プール水温の推移の例

## 自然蒸発による水位低下速度について

## 1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果<sup>[1]</sup>

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{①}$$

ここで、 $w$  は単位時間を通して物質の質量、 $D$  は拡散係数、 $d\rho/dx$  は濃度勾配であり、この関係式はフィック (Fick) の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度  $\rho$  とその分圧  $e$  との関係から、 $\rho$  は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{②}$$

ここで、 $Mv$  は水蒸気のもル質量、 $R$  は気体定数、 $T$  は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配  $de/dx$  を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DMv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{③}$$

③式の比例定数  $DMv/RT$  を  $K$  と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{④}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{⑤}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left( \frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \text{⑥}$$

⑥式の  $Mv/RT$  は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量  $w$  と、水蒸気圧勾配  $de/dx$  との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15℃付近の温度で測定した  $w$  と  $de/dx$  との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数  $D$  は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left( \frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left( \frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 $t$  は温度、 $P_0$  は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 $P$  は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数  $K$  は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \quad \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ( $t=0\sim 50^\circ\text{C}$ ) と比例定数  $K$  の関係を図1に示す。なお、温度が  $95^\circ\text{C}$ 、空気の圧力が  $1\text{atm}$  の標準状態における比例定数  $K$  は  $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$  となり、1時間当たりの拡散による自然蒸発量は約  $6.64\text{kg}/\text{m}^2$  と評価される。

想定事故1における沸騰開始までの時間は5.1時間であるが、保守的にこの期間中に  $95^\circ\text{C}$  で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約  $4.1\text{m}^3$  となる。事象開始時に  $4.1\text{m}^3$  が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は、 $4.1\text{m}^3$  の蒸発を仮定しない場合と同じく約11.7時間であり有意な変化は生じない。

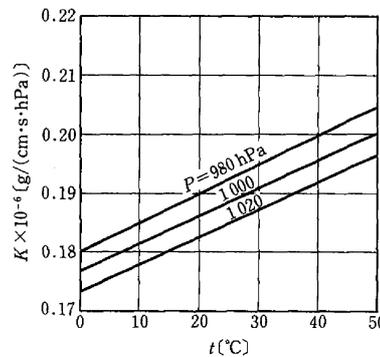


図1 温度と比例定数の関係図

【1】 「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」(コロナ社)

## 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

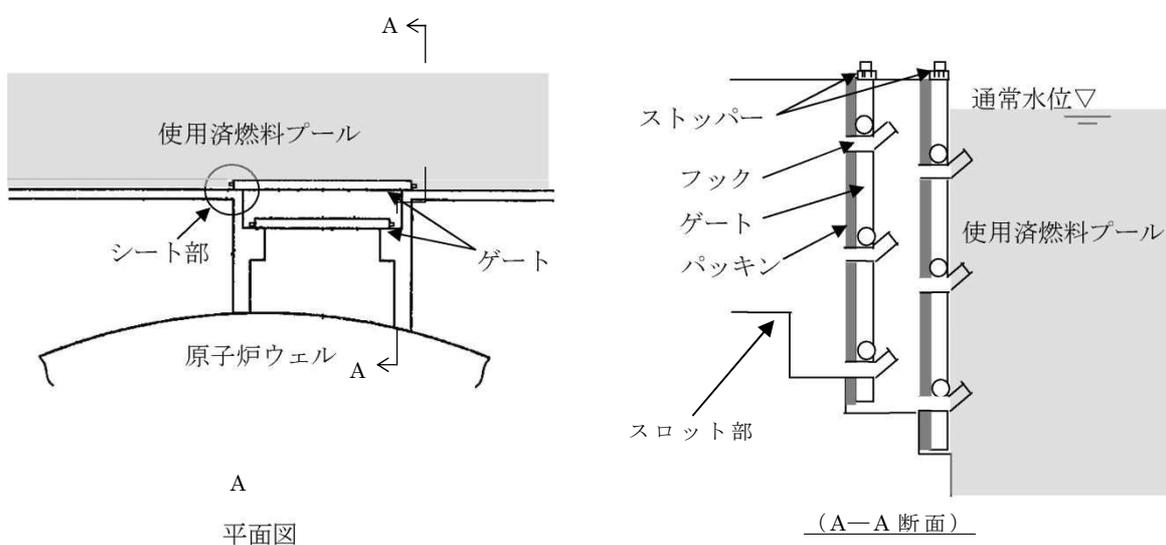
○SFPゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 $S_s$ による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 $S_s$ による地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃－70h，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－70h）により材料健全性を確認しており，SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。





シート部の詳細



第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) SFPゲートが外れた場合

SFPゲートが外れることによりSFP水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・SFPゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、SFPゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）までSFP水位が低下した場合を想定し、その後使

用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいはサイフォンブレイク用配管や現場の隔離操作により停止されるものとした。

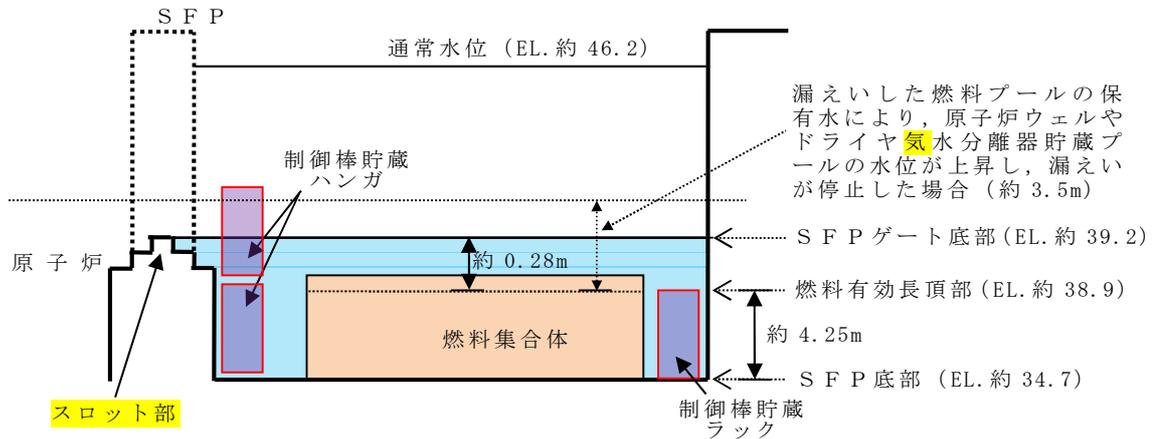
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m <sup>3</sup>
原子炉ウェル等への流出量	約 813m <sup>3</sup>
プール保有水量（流出後）	約 376m <sup>3</sup>
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

#### ○評価結果

事象発生から S F P 保有水の沸騰開始までの時間余裕は約 1.6 時間であった。また、沸騰により S F P 水位が低下し、S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 3.2 時間であった。

S F P 水位の低下により原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率は上昇するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部まで S F P 水位が低下する時間余裕は約 3.2 時間あるため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））により S F P における燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後，SFP水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約 3.2 時間



### ○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり，かつ万一SFPゲート部からリークがあった場合でも，SFP水位が約7.0m低下するが，燃料が露出することはなく，SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までに原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段(代替燃料プール注水系(注水ライン))により注水を開始することでSFP内燃料の損傷を防止することが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/4)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>評価条件では通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、それにより時間余裕及び水位低下による異常の認知の時間が短くなることが考えられるが、本事象における注水操作は、使用済燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約0.70m程度の水位の低下が発生し、この場合、事象発生から約5時間以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>評価条件では通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることが考えられ、それにより時間余裕が短くなることが考えられるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.14m低下した位置）とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約11時間、水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約0.70m程度の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお、本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが、余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ、本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m低下しているため、プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約12℃～40℃(実績値)	通常運転中の最大値として、保安規定の設定値である65℃を設定	<p>最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約6.6時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。</p>
	燃料の崩壊熱	約9.1MW(原子炉停止後9日)	9.1MW以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い9日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2を用いて評価	<p>最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約9.1MWの場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また、崩壊熱約9.1MW未満の場合は、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開放 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めめの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めめの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 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	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。	—

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4/4)

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等機器条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	50m <sup>3</sup> /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)で使用した注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量(約13m <sup>3</sup> /h)より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
<p>操作条件</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作</p>	<p>事象発生から8時間後</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水の操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知した時点での準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	<p>評価上の操作開始時間を事象発生8時間後として設定しているが、本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものであり、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作の所要時間、及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の所要時間を考慮すると、実際には使用済燃料プールへの注水開始時間は早くなることが考えられるため、使用済燃料プール水位の回復は早くなる。</p>	<p>評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール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。</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約11.7時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から2日以上あり、これに対して事故を認知して注水を開始するまでの時間は8時間であるため、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154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>

添付4.1.9-5

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	<p>事象発生から8時間後</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価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</p>	<p>【認知】 「可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する招集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。</p>	<p>各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。</p>

7日間における水源の対応について  
(想定事故1)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，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を実施する。

水位回復後は，蒸発量に相当する流量で注水する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m<sup>3</sup>である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約 2,120m<sup>3</sup>の水が必要となるが，西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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  
(想定事故 1)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系(注水ライン)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

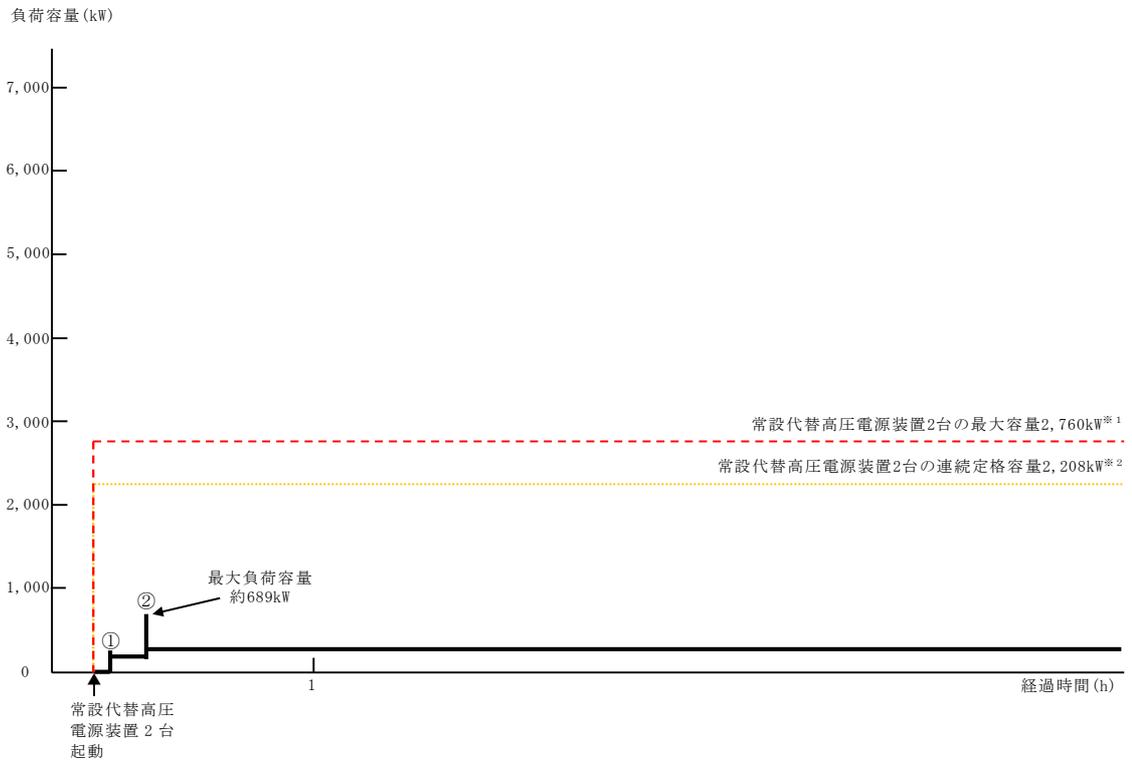
※3 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(想定事故 1)

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 ・その他必要な負荷	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



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)

## 使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の 鉄筋コンクリートへの熱影響について

### 1. はじめに

想定事故 1 及び想定事故 2 においては、事象発生後、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって、使用済燃料プールの水位は回復・維持される。

その後、残留熱除去系等の使用済燃料プールの冷却機能を復旧することにより、使用済燃料プール水温を低下させるが、それまでの間は、使用済燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが、使用済燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は、一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため、使用済燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

### 2. 使用済燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

使用済燃料プールは、ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており、重大事故等時に使用済燃料プール水が沸騰状態となった場合でも、代替注水設備により使用済燃料プールへの注水が行われるため、使用済燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。表 1 に示す文献によると、シール状態が維持されている場合は加熱温度 110℃で加熱期間 3.5 年間（又は 2 年間）の場合でも、圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また、加熱による剛性についても、シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また、鉄筋については、強度及び剛性はおおむね 200℃から 300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より、使用済燃料プール水の沸騰状態が 3.5 年間継続した場合にも、コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

第 1 表 高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

文献名（出典）	試験条件		結果
	温度	期間	
熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究 （第 48 回セメント技術大会講演集 1994）	110℃ 一定加熱※ <sup>1</sup>	1 日～ 3.5 年間※ <sup>1</sup>	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 1 実験計画と結果概要） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）	110℃ 一定加熱※ <sup>1</sup>	1 日～ 24 ヶ月※ <sup>1</sup>	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 2 普通コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			
長期間過熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 3 耐熱コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			

※<sup>1</sup> 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している

## 4.2 想定事故 2

### 4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 2 として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。

#### (2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 2 では、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、**重大事故等対処設備**の有効性評価としては、**使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの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。**

以上により、想定事故 2 では、使用済燃料プール水の漏えいの停止や、使用済燃料プールへの注水の確保を行うことによって、燃料損傷の防止を図るとともに、使用済燃料プール水位を維持する。

### (3) 燃料損傷防止対策

想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、サイフォンブレイク用配管による使用済燃料プール保有水のサイフォン現象による漏えいの防止手段、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手段及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段、及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水手段、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

本評価では、対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた手段を対象とすることとし、この中から、地震・津波の影響を受けず、手順上で優先順位の高い西側淡水貯水設備を水源とする、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を評価対象とすることとし、その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第4.2-1図に、対応手順の概要を第4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第4.2-1表に示す。

想定事故2において必要な要員は、災害対策要員（初動）17名及び参集

要員 2 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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 4.5.2-3 図に示す。

a. 使用済燃料プール水位低下の確認

燃料プール冷却浄化系配管の破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。

使用済燃料プール水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）である。

（添付資料 4.1.1）

b. 使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系、残留熱除去系）

喪失した使用済燃料プールの保有水を補給するため、残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水操作が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）、残留熱除去系系統流量等である。

c. 使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

d. 使用済燃料プール注水機能の回復操作

使用済燃料プール注水機能(残留熱除去系及び補給水系)の回復操作を実施する。

e. 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

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を実施する。

なお，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は評価上考慮しない。

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に必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

f. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。本作業は，原子炉建屋原子炉棟内での作業を伴うことから，原子炉建屋原子炉棟内の作業環境が悪化する前に実施するため，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と同時並行で実施する。なお、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

g. 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に開始する。

外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し、必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。

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。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位を回復する。その後、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を、必要な遮蔽を確保できる最低水位（線量率が  $10\text{mSv/h}^*$  となる通常水位から約  $0.86\text{m}$  下の水位）より高く維持する。

※ 本想定事故における必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間から  $10\text{mSv/h}$  に設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、重大事故等対応要員による可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プー

ルスプレイの準備操作（ホース及び可搬スプレイノズルの設置）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

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

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）等である。

#### i. 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。

以降、使用済燃料プール水位の維持は、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により継続的に実施する。

### 4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

想定事故 2 の評価においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料

プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け、サイフォン現象により、使用済燃料プール水が流出しない設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では閉固着を想定する。

想定事故2では、燃料プール冷却浄化系配管の破断の後、使用済燃料プール水の漏えいが発生するが、サイフォンブレイク用配管により使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され、使用済燃料プール水位の低下は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で停止する。その後、崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を用いた使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が $10\text{mSv/h}$ となる通常水位から約0.86m下の水位)を確保できることを評価する。なお、放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで、燃料有効長頂部の冠水は維持される。また、未臨界が維持されることについては、使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)

## (2) 有効性評価の条件

想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では、崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの当直運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.2.1)

#### a. 初期条件

##### (a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの上に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

##### (b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料のほか、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定し、使用済燃料プールの崩壊熱として約 9.1MW を用いるものとする。

なお、このときの崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m<sup>3</sup>/h である。

#### b. 事故条件

##### (a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄

化系、補給水系及び残留熱除去系の機能が喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する。

(c) 使用済燃料プール水位の低下

破断を想定している燃料プール冷却浄化系配管に設置されている 2 個の真空破壊弁については、閉固着を仮定する。サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下は、サイフォンブレイク用配管により、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することを想定する。なお、このときの水位低下は、保守的に瞬時に上記水位まで低下することを想定する。

(添付資料 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同様となるが、資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプを使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は、燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として、 $50\text{m}^3/\text{h}$ を設定する。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の間を考慮して、事象発生 8 時間後から注水を開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.2-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2-5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断により、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プール水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下していること等を確認し、使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレイク用配管によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。使用済燃料プールの注水機能喪失を確認し、補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行うが、補給水系が使用不可能な場合、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使

用済燃料プールへの注水操作を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで、使用済燃料プール水温は約  $7.0^{\circ}\text{C}/\text{h}$  で上昇し、事象発生から約 5.0 時間後に  $100^{\circ}\text{C}$  に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し、使用済燃料プール水位を維持しつつ、使用済燃料プールの冷却機能の回復に努める。

#### b. 評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化は第 4.2-4 図に示すとおり、通常水位から約  $0.62\text{m}$  下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。また、使用済燃料プール水温は事象発生後約 5.0 時間で沸騰し、その後  $100^{\circ}\text{C}$  付近で維持される。

また、第 4.2-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約  $0.62\text{m}$  下の水位になった場合の線量率は、約  $3.1\text{mSv}/\text{h}$  であり、必要な遮蔽の目安と考える  $10\text{mSv}/\text{h}$  と比べて低い値であることから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により、水密度によらず未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後、蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し、機能喪失している設備の回復に努める。回復後は補給水系によりスキマサージタンクへの注水を実施し、漏えい箇所を隔離した状態で残留熱除去系等により冷却を実施することで安定状態を維持できる。

以上により、本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.2, 4.2.4)

#### 4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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。

想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系配管の破断により使用済燃料プールの保有水の小規模な喪失が発生し、サイフォンブレイク用配管により使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下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られられる操作として、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作とする。

##### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約9.1MWの場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また、崩壊熱約9.1MW未満の場合は、使用済燃料プール水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約12℃～約40℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、その場合には、更に時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機

能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、その変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることも考えられ、その場合には、時間余裕が短くなるが、注水操作は燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知

を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.7, 4.1.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低

水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、その変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることも考えられるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても、漏えいによる水位低下は、サイフォンブレイク用配管により燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場

操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本スロッシングの評価には余震の影響を考慮していないが、余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ、本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m低下しているため、プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断箇所・状態及びサイフォン現象による水位低下量の想定は、評価条件では残留熱除去系に比べて耐震性が低い燃料プール冷却浄化系配管が破断し、燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を想定しているが、最確条件では事故毎に異なる。ただし、サイフォンブレイク用配管により燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）で漏えいが停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 4.2.5）

#### b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は,評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等の操作時間に与える影響として,評価上の操作開始時間を事象発生8時間後として設定しているが,本操作は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールの準備操作(ホース敷設,可搬型スプレイノズル設置)の終了後から開始するものであり,可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールの準備操作の所要時間,及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の所要時間を考慮すると,実際には使用済燃料プールへの注水開始時間は早くなることが考えられるため,使用済燃料プール水位の回復は早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水操作は,運転員等操作時間に与える影響として,評価上の操作開始時間に対して,実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ,この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.2.4)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については、放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間が事象発生から 9 時間以上、燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から 2 日以上であり、これに対して、注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.2.4)

(3) まとめ

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

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故 2 の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。「6.2 重大事

故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員(初動)の37名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり2名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

### a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プール注水操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,120m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に4,300m<sup>3</sup>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。

(添付資料4.2.6)

### 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、合計で約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（2台）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については、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）による代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した7日間の使用済燃料プールへの注水の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 4.2.7）

#### 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394kW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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

#### 4.2.5 結 論

想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系配管の破断により漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料集合体が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 2 に対する燃料損傷防止対策としては、サイフォンブレイク用配管による漏えい防止手段及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故 2 について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

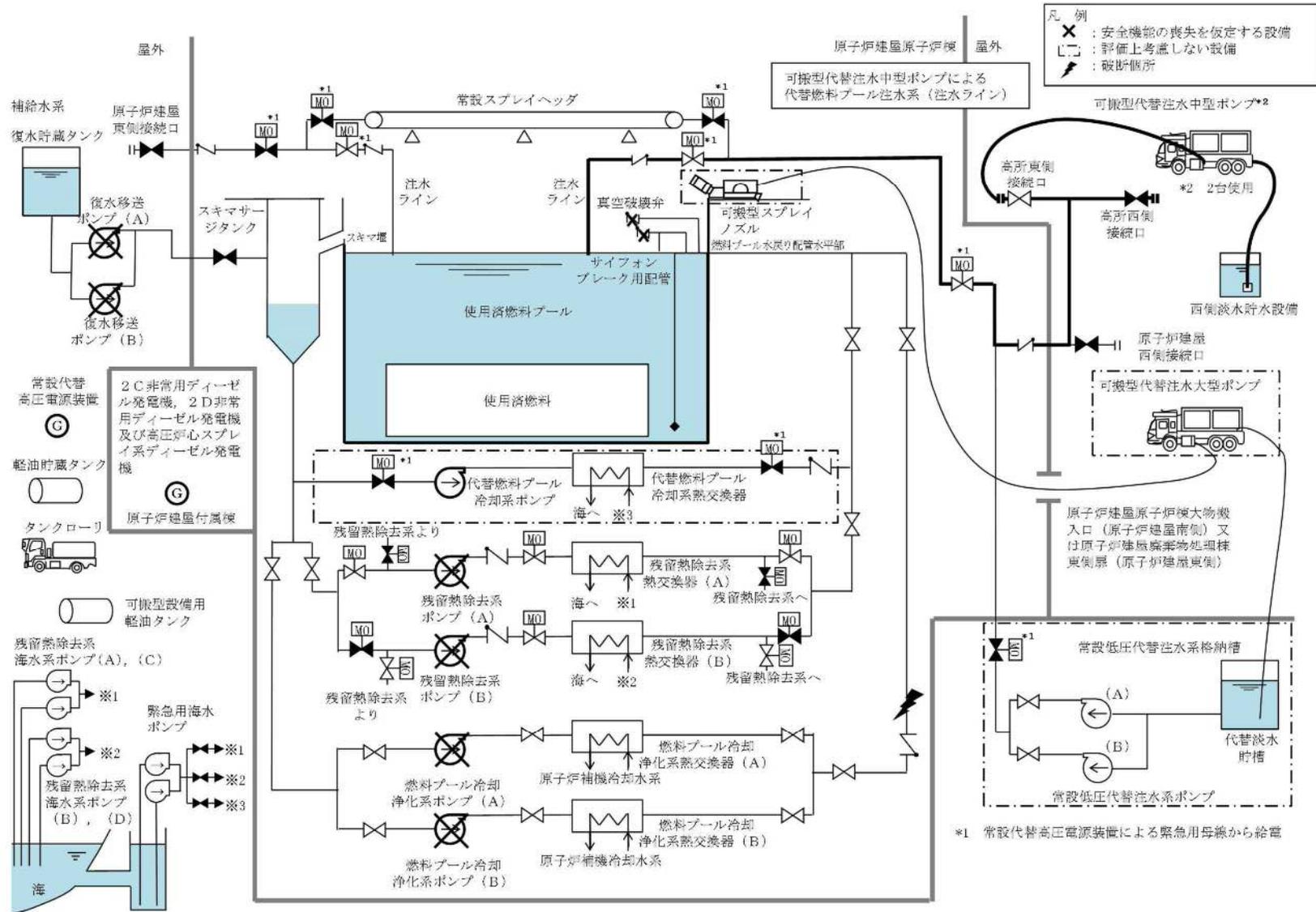
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作

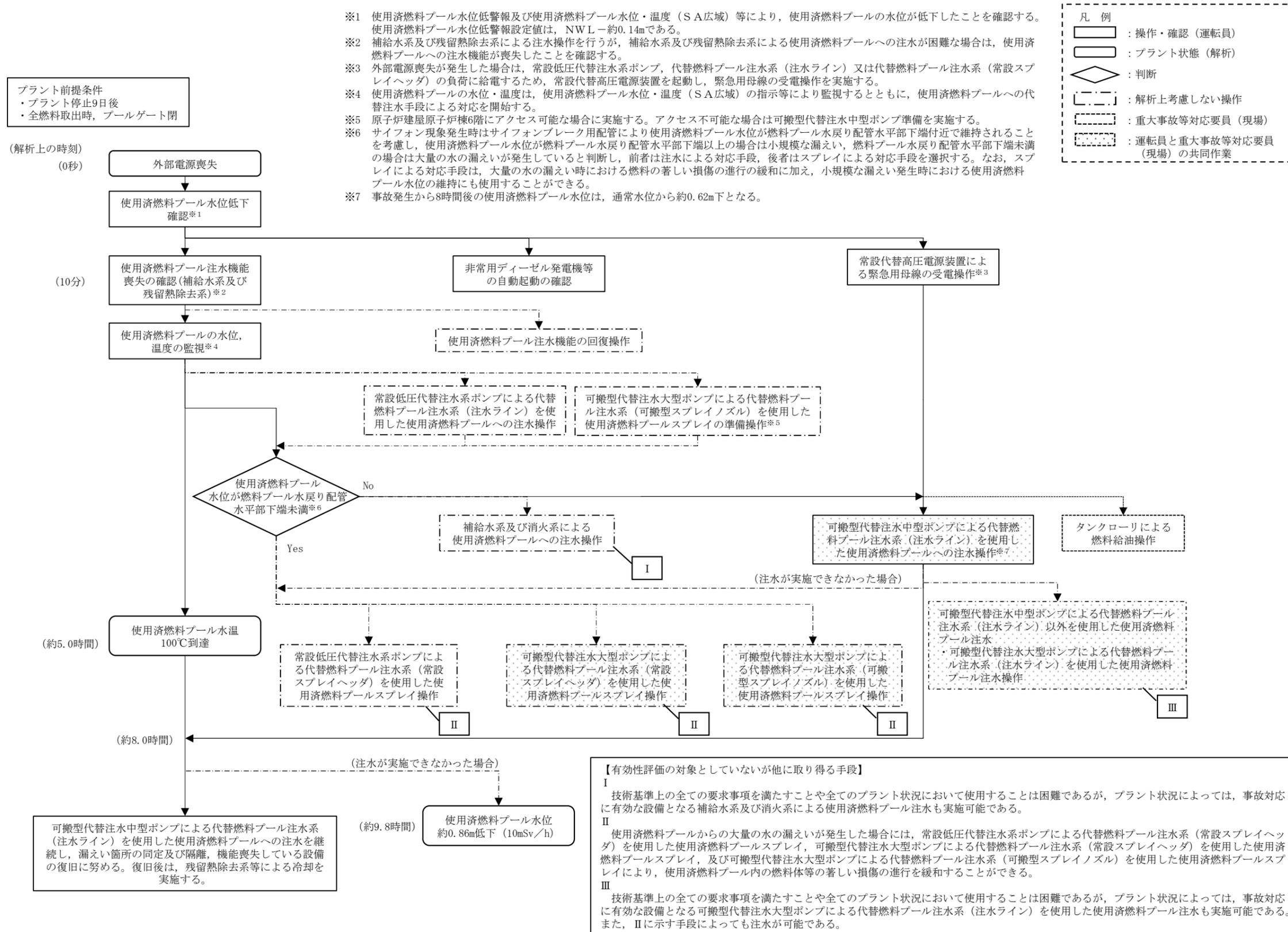
が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、サイフォンブレイク用配管による漏えいの防止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



第 4.2-1 図 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図

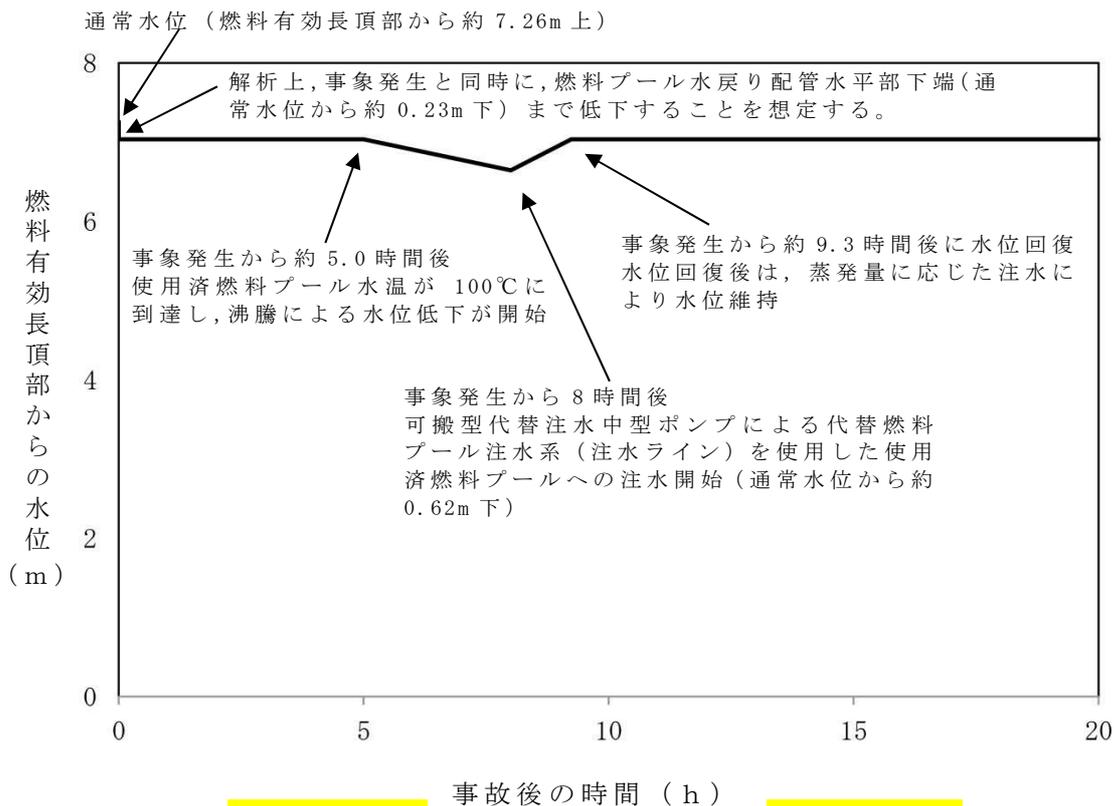


第4.2-2図 想定事故2の対応手順の概要

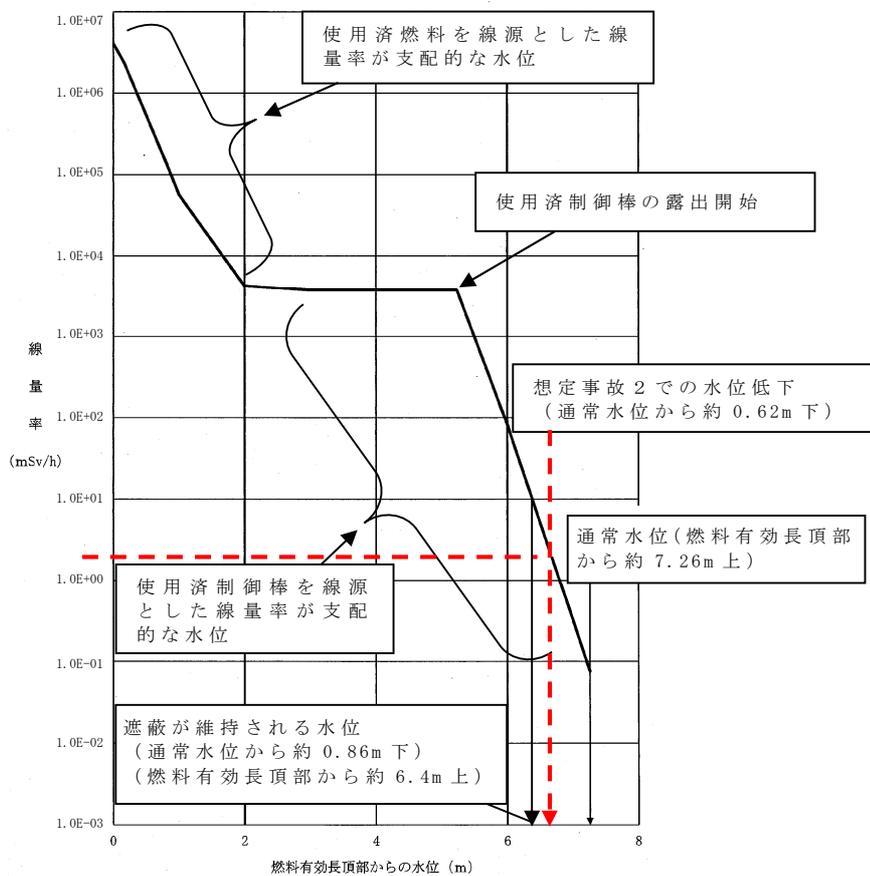
想定事故2

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	
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▼約5.0時間 使用済燃料プール 水温100℃到達  ▼8時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を使 用した使用済燃料プールへの注水開始												
	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 (中央監視)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●使用済燃料プール水位低下の確認</li> <li>●使用済燃料プール注水機能喪失の確認(補給水系、残留熱除去系)</li> </ul>	10分												
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施												
使用済燃料プール注水機能の回復 操作	-	2人 B,C	-	●使用済燃料プール注水機能(補給水系、残留熱除去系)の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
常設代替高圧電源装置による緊急 用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●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												
常設低圧代替注水ポンプによる 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	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の系統構成操作及び使 用済燃料プールへの注水操作	15分												解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる 代替燃料プール注水系(可搬型ス プレイノズル)を使用した使用済 燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動	40分												解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟6階 にアクセス可能な場合に 実施 ※原子炉建屋原子炉棟6 階での作業を含む
	-	-	-	●ホース敷設操作及び可搬型スプレイノズルの設置 <sup>※</sup>	130分												
	-	-	-	●可搬型設備の保管場所への移動	30分												
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系(注水ライ ン)を使用した使用済燃料プール への注水操作	-	-	【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												
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料 プール注水の系統構成操作(電動弁の開操作)	4分												
	-	-	【2人】 a,b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料 プールへの注水操作	起動後適宜状態監視												
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	90分											タンクローリの残量に応 じて適宜軽油タンクから 給油する	
	-	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施												
漏えい箇所の同定及び隔離操作	【1人】 A	-	-	●警報確認による原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
	-	【2人】 B,C	-	●現場での系統隔離操作	適宜実施												
必要員合計	1人 A	2人 B,C	8人 a~h 及び参集2人														

第4.2-3図 想定事故2の作業と所要時間



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の変化



第 4.2-5 図 線量評価点における線量率と水位の関係

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。</li> </ul>	—	—	使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域)
使用済燃料プール注水機能喪失の確認 (補給水系, 残留熱除去系)	<ul style="list-style-type: none"> <li>喪失した使用済燃料プールの保有水を補給するため、残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水が困難な場合、使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。</li> </ul>	—	—	使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール水位、温度監視	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後、使用済燃料プールの水位、温度を監視する。</li> </ul>	—	—	使用済燃料プール温度 (SA) 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プール注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料プール注水機能 (補給水系, 残留熱除去系) の回復操作は要員にて実施する。</li> </ul>	—	—	—
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>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を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。</li> <li>その後、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。</li> </ul>	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	—	使用済燃料プール温度 (SA) 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧

：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 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として、可搬型スプレインノズル等を設置する。</li> </ul>	—	可搬型スプレインノズル	—
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）への注水操作は、注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。</li> <li>外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し、必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。</li> <li>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位を回復する。</li> <li>その後、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を、必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。</li> </ul>	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	可搬型代替注水中型ポンプ	<b>緊急用M/C電圧</b> 使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニター（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

：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 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m <sup>3</sup>	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため、プールゲート閉鎖時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位（燃料有効長頂部から約 7.26m 上）を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として、保安規定の運転上の制限値を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45Gwd/t 炉心燃料：33Gwd/t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）* <sup>1</sup> で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、崩壊熱はORIGEN2を用いて算出
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定するとともに、破断を想定している燃料プール冷却浄化系配管に設置されている 2 個の真空破壊弁については、閉固着を仮定する。 サイフォンブレイク用配管により、サイフォン現象による流出が停止されるため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
策重大事事故等に対する機器関連条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
策重大事事故等に対する操作関連条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレインズの準備操作の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

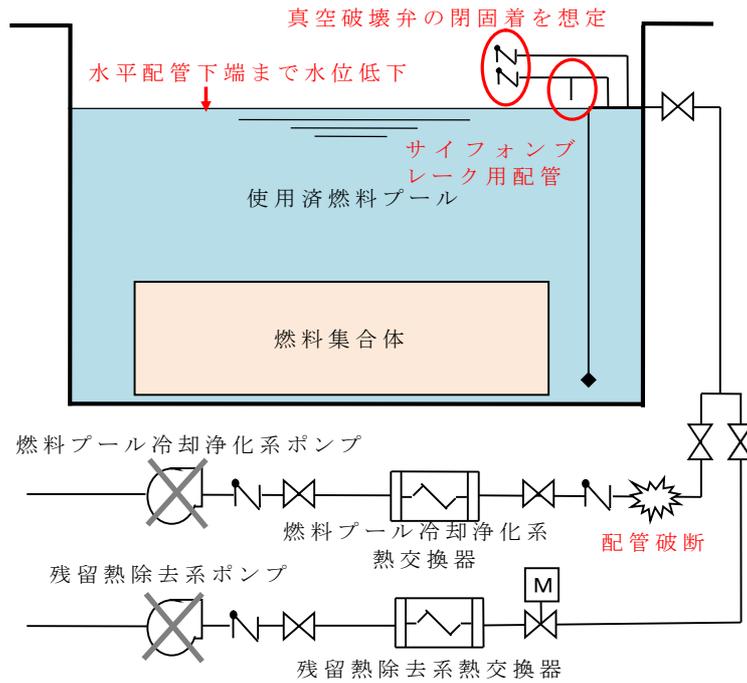
添付資料 4.1.2 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4.1.2 と同様である。

3. 想定事故 2 における時間余裕

第 1 図に示すように、想定事故 2 では燃料プール水戻り配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。サイフォンブレーク用配管により、サイフォン現象による流出を防止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。



第 1 図 想定事故 2 の想定

配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量 (m <sup>3</sup> /h)	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間* (h)	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (h)	約 58.7
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

## 想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について

## 1. はじめに

想定事故 2 においては、使用済燃料プール（以下「SFP」という。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故 2 の評価対象とした理由について示す。

## 2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

## 3. 各事象の整理

## ①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 $S_s$ を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、補給水系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に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）又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

## ② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 $S_s$ によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

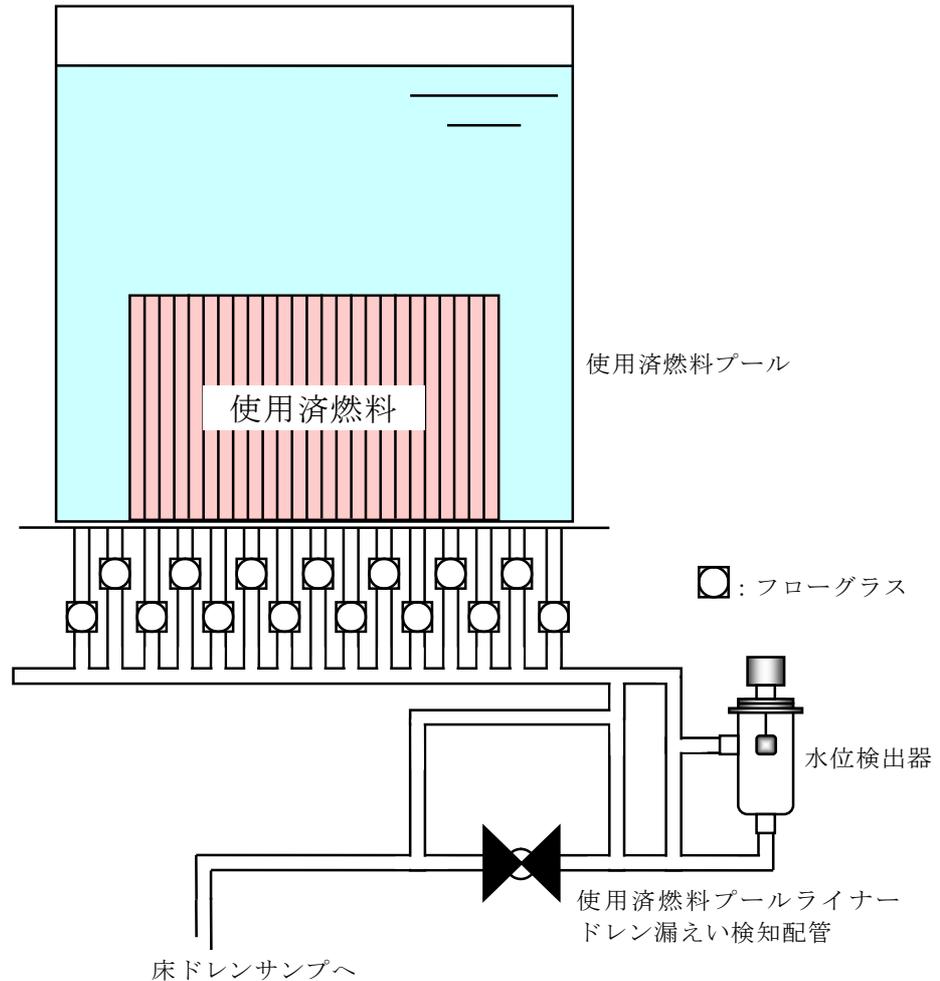
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水は使用済燃料プールライナードレン漏えい検知系配管内に流れ込み、水位検出器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー一部破損による漏えいが残留熱除去系や復水移送系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（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）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも  $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）程度となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

### ③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 $S_0$ に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下

等により事象を認知できるため、認知は容易である。

原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことで S F P 水位を回復させ、S F P 水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（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）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ④ S F P ゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

S F P ゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下には S F P 水位は低下せず、使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損による S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によって S F P 水位を回復させ、S F P 水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（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）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水

の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、この時、通常運転水位から 0.70m 程度まで S F P 水位が低下するが、使用済燃料の有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によりスプレイを行うことも可能である。また、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）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールスプレイを行うことで燃料の健全性は確保される。

### 3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② S F P ライナー部の損傷」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

#### 4. 結論

SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

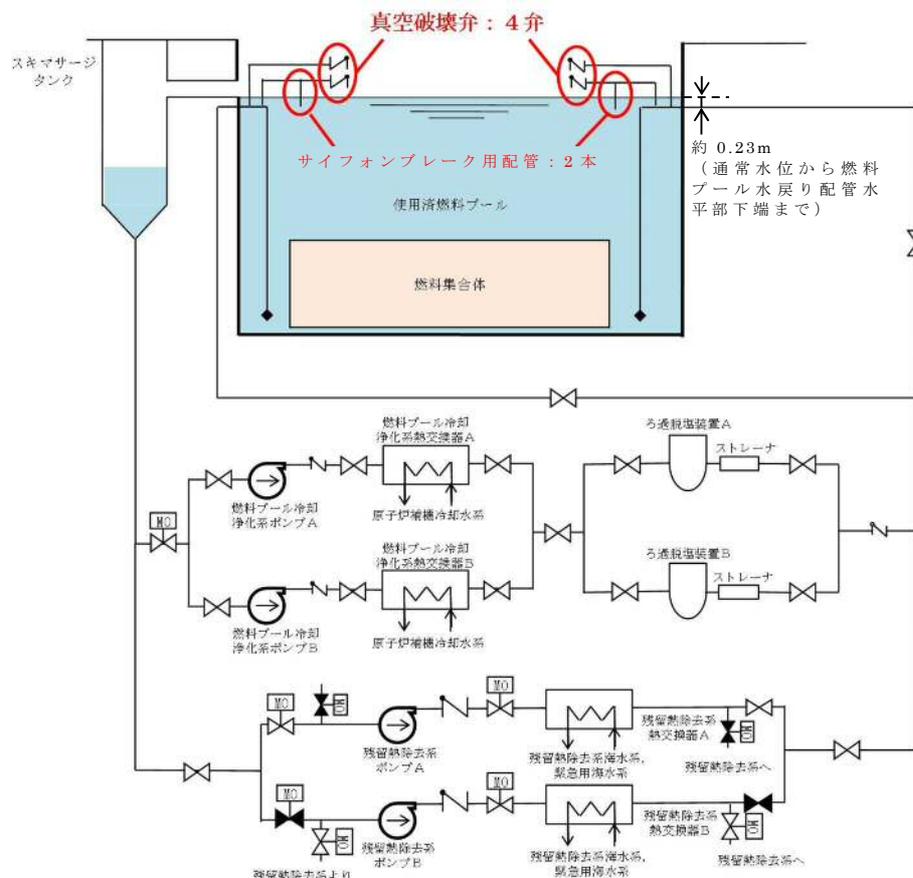
使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動 $S_0$ の地震の影響を考慮して発生のおそれ小さいものは②、③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は、真空破壊弁が機能しないことを想定すると、SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから、漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また、注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから、有効性評価において選定している。

使用済燃料プールのサイフォンブレーカについて

1. サイフォンブレーカの概要

使用済燃料プールは、第1図に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレークすることで、使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に真空破壊弁が閉固着した場合においても、サイフォンブレーク用配管から空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。



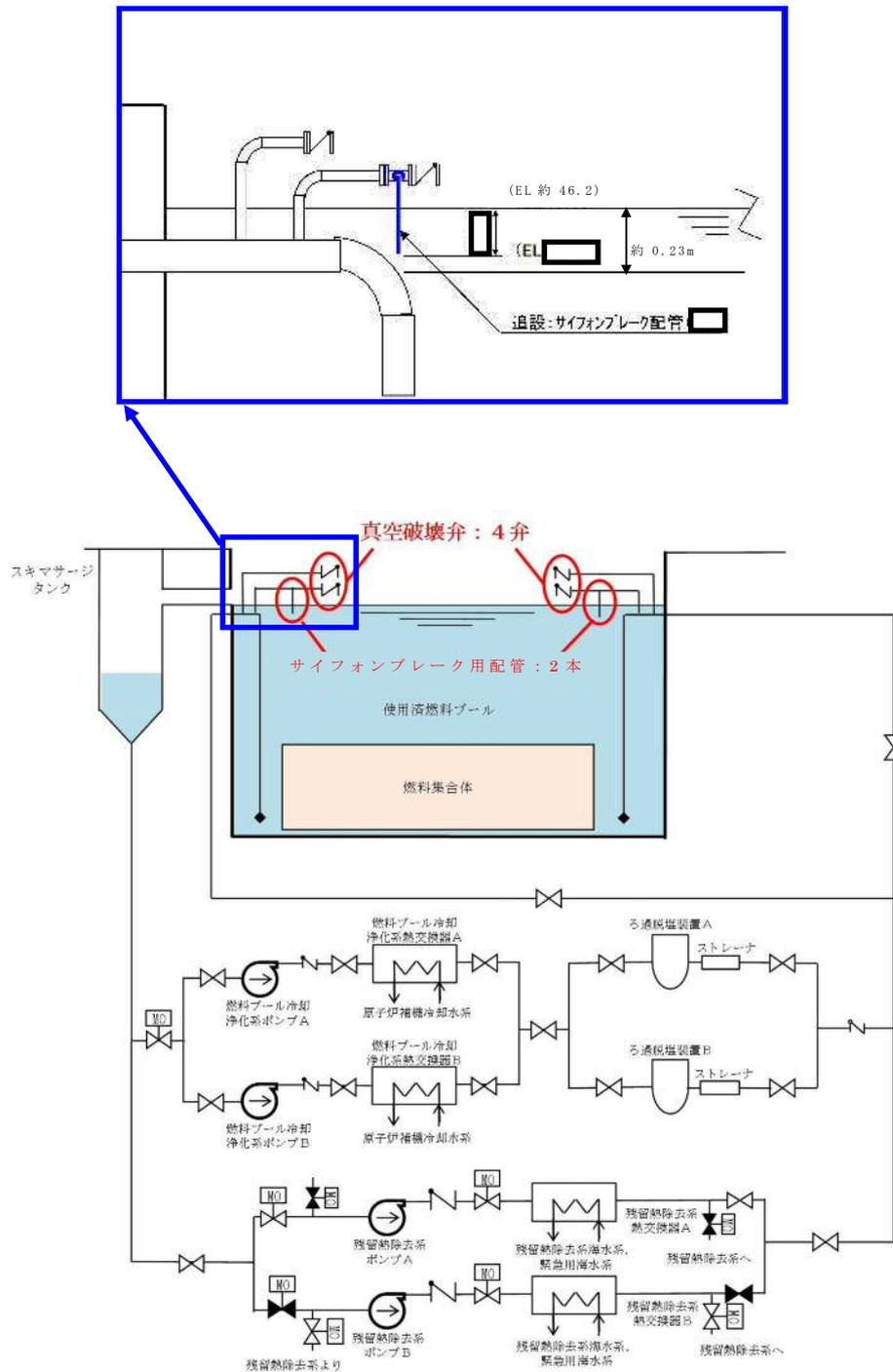
第1図 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 系統概略図

2. サイフォンブレーク用配管の機器仕様

(1) サイフォンブレイク用配管の寸法・設置箇所

サイフォンブレイク用配管は、2本のディフューザ配管にそれぞれ設置されており、弁等の機器がない口径□の配管である。

第2図に示すとおり、ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり、サイフォンブレイク用配管の下端が通常水位より約□mm下となるよう設置されている。



第2図 サイフォンブレイカ設置概要図

(2) サイフォン現象発生時の水位低下

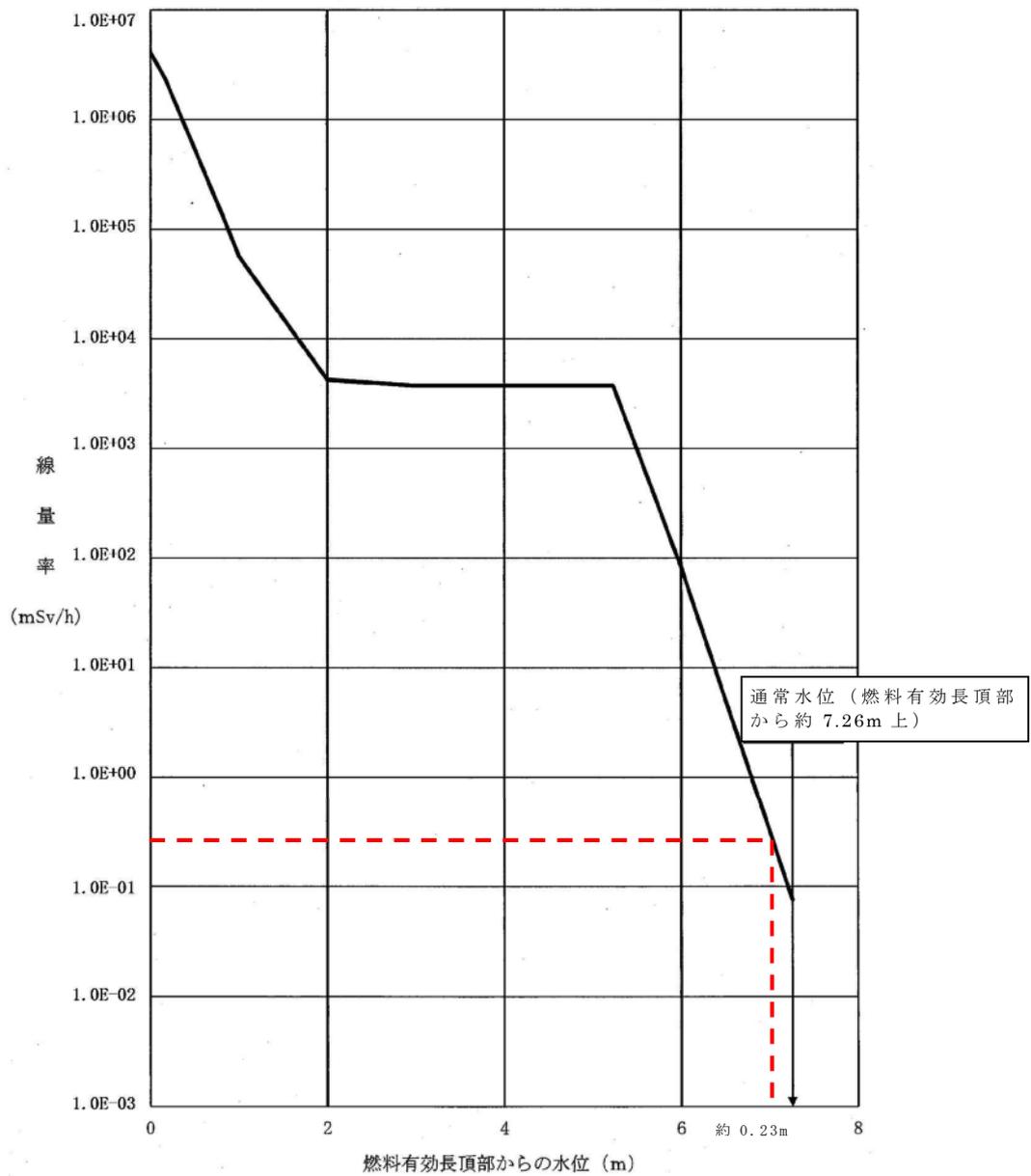
真空破壊弁の閉固着を想定した場合，サイフォン現象が発生し，通常水位より約  m 下まで水位が低下すると，サイフォンブレイ

ク用配管から空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり始め、配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 3 図に示す。第 3 図より、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した場合においても、原子炉建屋原子炉棟 6 階の雰囲気線量率は約 1.0mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第 3 図 使用済燃料プール水位と線量率

### 3. サイフオンブレイク用配管の健全性について

#### (1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震 S クラスで設計されており、その配管にサイフオンブレイク用配管を接続するため、耐震性については問題ない。

(2) 人的要因による機能阻害について

サイフォンブレイク用配管は操作や作動機構を有さない単管のみであることから、誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、サイフォンブレイク用配管開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。

(3) 異物による閉塞について

サイフォンブレイク用配管（内径φ  mm）は、燃料プール冷却浄化系出口配管より、燃料プール冷却浄化系ポンプ、燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して、使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており、ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約 1.016 mm×横約 0.23 mm）が設置されていることから、異物によるサイフォンブレイカの閉塞の懸念はない。

(4) 落下物干渉による変形について

サイフォンブレイク用配管の落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として、原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁、原子炉建屋クレーン、燃料取替機等の重量物があるが、これらは基準地震動S<sub>0</sub>に対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため、サイフォンブレイク用配管の落下物干渉による変形は考えられない。

その他手摺等の軽量物については、ボルト固定、固縛による運用としている。

よって、落下物としてサイフォンブレイク用配管に干渉すると考えられる設備は軽量物であり、仮にサイフォンブレイク用配管に変形が生じたとしても、本配管は剛性の高いステンレス鋼であり、完全閉塞に至る変形は考えにくいことから、サイフォン効果の除去機能は確保される。

#### 4. サイフォンブレイク用配管の健全性確認方法について

サイフォンブレイク用配管については、定期的な巡視点検（1回／週）を実施し、目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。

## 安定状態について

想定事故 2（サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

**【安定状態の確立について】**使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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】**

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/4)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>評価条件では通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることが考えられるが、注水操作は、燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく、水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で0.70m程度の水位の低下が発生し、この場合、事象発生から約5時間以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>評価条件では通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることが考えられるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.14m低下した位置）とした場合であっても、サイフォン現象により瞬時に燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）まで低下することを評価上想定しているため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は、最大で約0.70m程度の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお、本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが、余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ、本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m低下しているため、使用済燃料プール水温度の上昇による使用済燃料プール水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 12℃～40℃ (実績値)	保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃を設定	<p>最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.8 時間後となり、それ以降は原子炉建屋<b>原子炉棟 6 階</b>の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。</p>
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW (原子炉停止後 9 日)	9.1MW 以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 9 日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2 を用いて評価	<p>最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また、崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく、水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件) の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響		
	評価条件	最確条件					
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開放 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり、時間余裕が長くなるが、注水操作はこれらの状態に応じた対応をとるものではなく、水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高め水温として、年間の気象条件変化を包含する高め水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることから評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	外部水源の容量	8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 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	1,010kL	1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—	—
事故条件	破断箇所・状態の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断 真空破壊弁の閉固着	事故ごとに異なる	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断、及び真空破壊弁の閉固着を想定	注水操作は、破断箇所及び漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破断箇所・状態の想定によっては漏えい量が増えるが、サイフォンブレイク用配管により燃料プール燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で漏えいが停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
事故条件	サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から0.23m下まで低下	事象発生後, 通常水位から約0.23m下まで徐々に低下	サイフォンブレイク用配管により, サイフォン現象による流出が停止するため, 使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまり, 保守的にこの水位まで瞬時に低下することを想定	最確条件では水位の低下に時間を要するため, 時間余裕が長くなるが, 注水操作は使用済燃料プール水位の状態に応じた対応をとるものではなく, 使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし, 補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では水位の低下に時間を要するため, 時間余裕が長くなり, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール注水機能喪失として, 残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であるが, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等機器対策に関連する条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m <sup>3</sup> /h	50m <sup>3</sup> /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへ注水操作は, 注水流量を起点に開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量(約13m <sup>3</sup> /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 4.2.5-4

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
<p>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作</p> <p>操作条件</p>	<p>事象発生から8時間後</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの水位低下に伴う異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの水位低下による異常を認知し補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失を確認した時点での準備が可能である。なお、その場合、実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>評価上の操作開始時間を事象発生8時間後と設定しているが、本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置)の終了後から開始するものであり、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインノズル)を使用した使用済燃料プールの準備操作の所要時間、及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の所要時間を考慮すると、実際には使用済燃料プールへの注水開始時間は早くなることが考えられるため、使用済燃料プール水位の回復は早くなる。</p>	<p>評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール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。</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約9.8時間、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から2日以上あり、これに対して事故を認知して注水を開始するまでの時間は8時間であるため、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154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>

添付4.2.5-5

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油	事象発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価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	<p>【認知】 「可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約25分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7日間における水源の対応について  
(想定事故2)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，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を実施する。

水位回復後は，蒸発量に相当する流量で実施する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m<sup>3</sup>である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約 2,120m<sup>3</sup>の水が必要となるが，西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>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

## (想定事故 2)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =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 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系(注水ライン)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

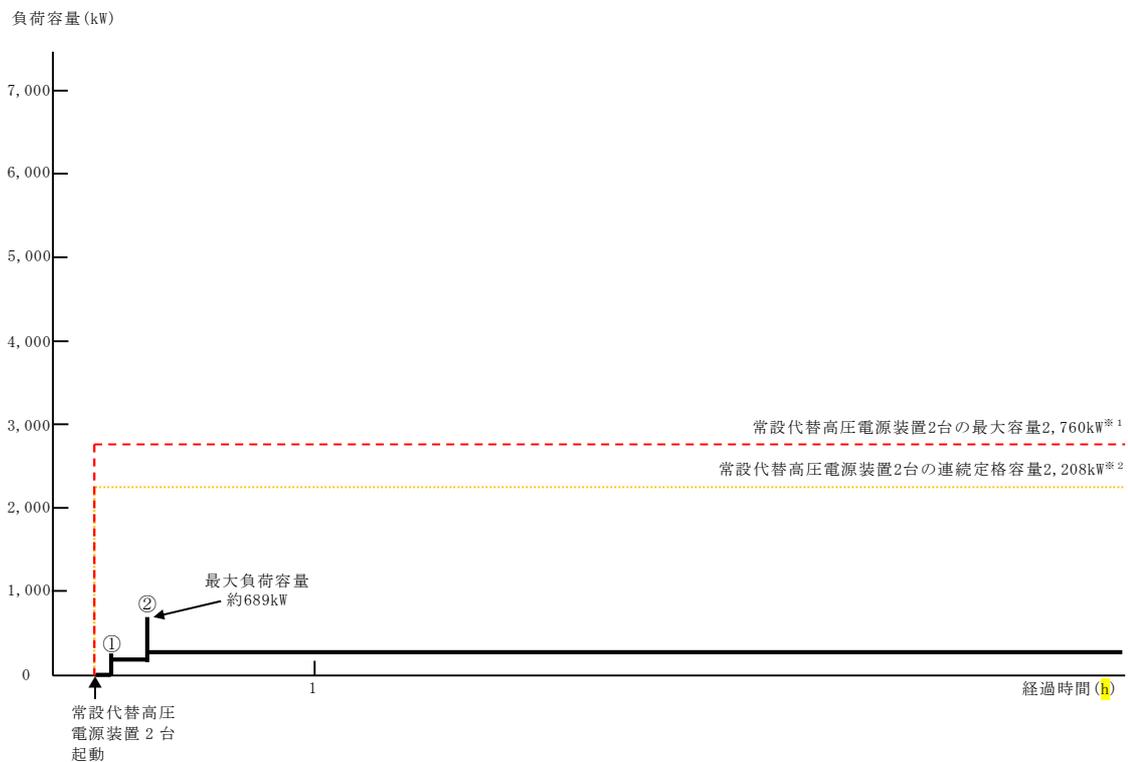
※3 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(想定事故2)

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 ・その他必要な負荷	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



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)

## 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）

#### 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスとしては、「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「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

##### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，**重大事故等**対処設備の有効性評価**としては**，崩壊熱除去機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については、「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。対策の概略系統図を第 5.1-1 図に、対応手順の概要を第 5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第 5.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）11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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.1-3 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）11名で対処可能である。

#### a. 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認

1 時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

（添付資料 5.1.1）

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、崩壊熱除去機能喪失を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。

（添付資料 5.1.2）

c. 崩壊熱除去機能の確保操作

崩壊熱除去機能の確保操作を実施する。

d. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合は、原子炉圧力が上昇する。原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

e. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

f. 原子炉保護系母線の受電操作

非常用ディーゼル発電機による非常用母線の受電操作の完了後、非常

用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。

g. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場<sup>\*</sup>にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

※ 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

h. 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、原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。

## 5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし、崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（以下「P O S」という。）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「P O S - A P C V / R P V 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のP O Sも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

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

（添付資料 5.1.3）

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

評価対象としたP O S - Aにおける原子炉圧力容器の状態は、未開放状態又は開放状態であるが、原子炉が通常運転水位であり、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。

#### (b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI / ANS - 5.1 - 1979の

式に基づくものとする。また、評価対象としたPOS-Aは原子炉停止1日後～2日後であるが、崩壊熱が高く、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお、このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（32℃）の注水量は約27m<sup>3</sup>/hである。

（添付資料 5.1.4, 5.1.5）

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）から原子炉ウェル満水（燃料有効長頂部から約16.7m上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、通常運転水位を評価条件とする。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃を評価条件とする。

(d) 原子炉初期圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする\*。

※ 実操作では待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

(e) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は、以下の状態とする。

- ・ 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・ 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- ・ 残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中

## b. 事故条件

### (a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

### (c) 外部電源

外部電源は事象発生 1 時間後に喪失するものと仮定する。

ここで、事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合、運転中の残留熱除去系ポンプが停止するとともに、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。その後、非常用ディーゼル発電機が起動し非常用母線の電源が回復した場合でも、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉の状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプを残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）として起動することはできないため、運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失を認知することができる。このため、本評価においては、運転員による対応操作を厳しく評価する観点から、事象発生 1 時間後（1 時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは、外部電

源がある場合を想定する。

事象発生 1 時間以降は、外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが、格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作、及び資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。

(添付資料 1.3.2, 5.1.8)

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は  $1,605\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量

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（原子炉冷却材温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$  において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 崩壊熱除去機能喪失は、事象発生から 1 時間後の中央制御室の巡視において認知するものとする。なお、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1 時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。

(b) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止の認知及び操作の時間を元に、更に時間余裕を考慮して、事象発生から2時間後に実施するものとする。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から4時間40分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.1-4図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.1-5図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1.1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し、事象発生から2時間後に、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を行う。

事象発生から4時間40分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復することによって、原子炉水温は低下する。

#### b. 評価項目等

原子炉水位は、第5.1-4図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するに留まり、燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、第5.1-5図に示すとおり、必要な遮

蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした  $10\text{mSv/h}^*$  が維持される水位）である燃料有効長頂部の約  $1.7\text{m}$  上まで低下することはないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されるため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

以上により、本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から  $10\text{mSv/h}$  と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料 **プールのスプレイ** の準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも  $22\text{mSv}$  であり、緊急作業時における被ばく限度の  $100\text{mSv}$  に対して余裕がある。

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

（添付資料 5.1.6, 5.1.7）

### 5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として **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、原子炉の運転停止中に、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

#### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

##### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが、原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものである。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は

約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未

開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失の認知により原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。また、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間40分後に

完了する。運転員等操作時間に与える影響として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、原子炉保護系母線の受電操作後に実施するため、受電操作の完了時刻の影響を受けるが、実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は、警報により事象発生を認知可能であり、待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが、本評価ではこれに期待しないこととする。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり、これに対して、事故を認知して注水を開

始するまでの時間は2時間であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

### (3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、評価条件等の不確かさ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。

(添付資料 5.1.8)

## 5.1.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は、「5.1.3(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

#### a. 水 源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

#### b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、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）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、高圧炉心スプレー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、合計で約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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 5.1.9）

#### 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938kW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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 5.1.10)

#### 5.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。また、安定状態の維持に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子

炉注水、及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

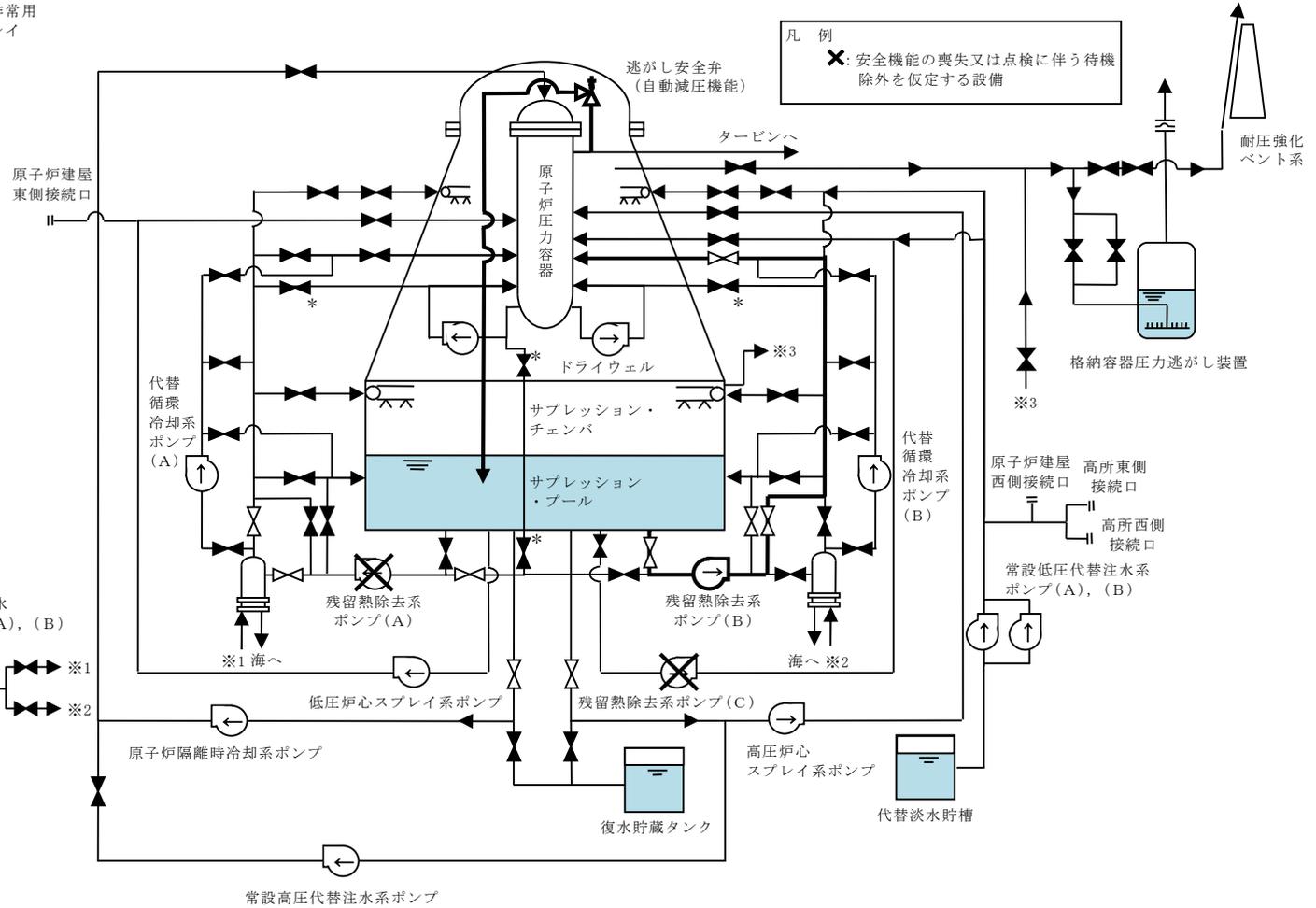
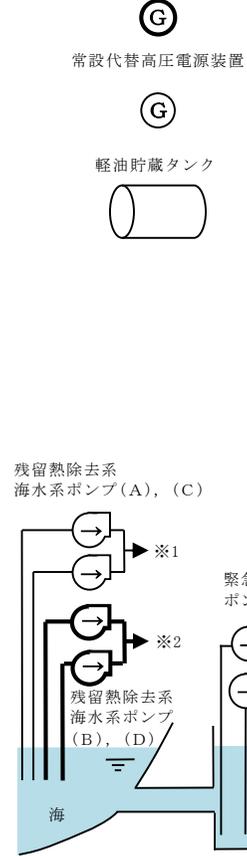
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

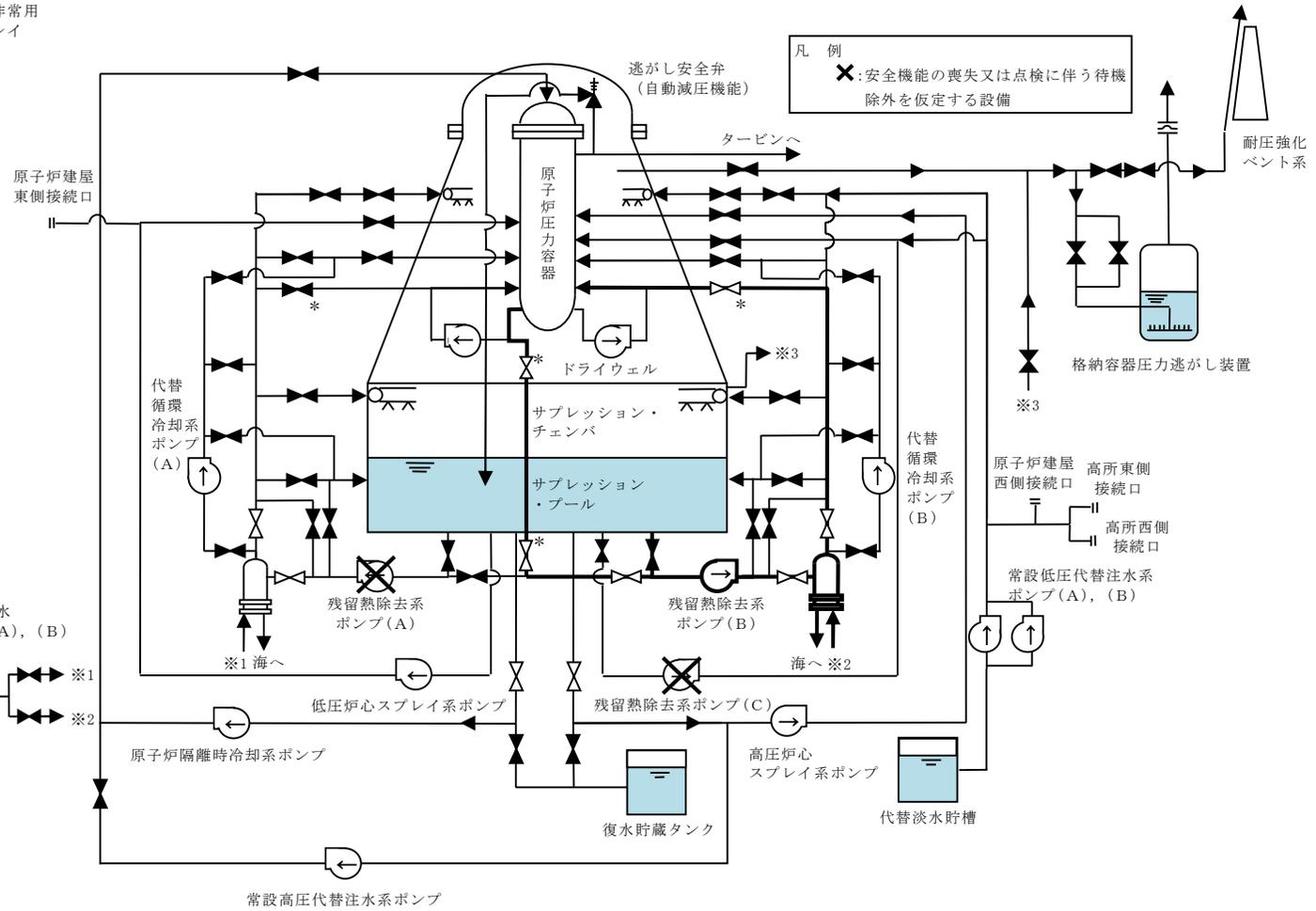
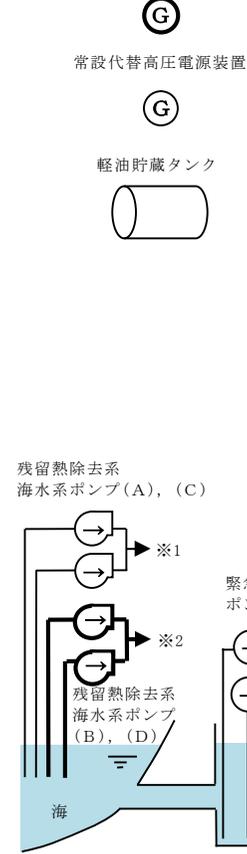
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用  
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ  
系ディーゼル発電機



\* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
(原子炉減圧及び残留熱除去系 (低压注水系))

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用  
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ  
系ディーゼル発電機

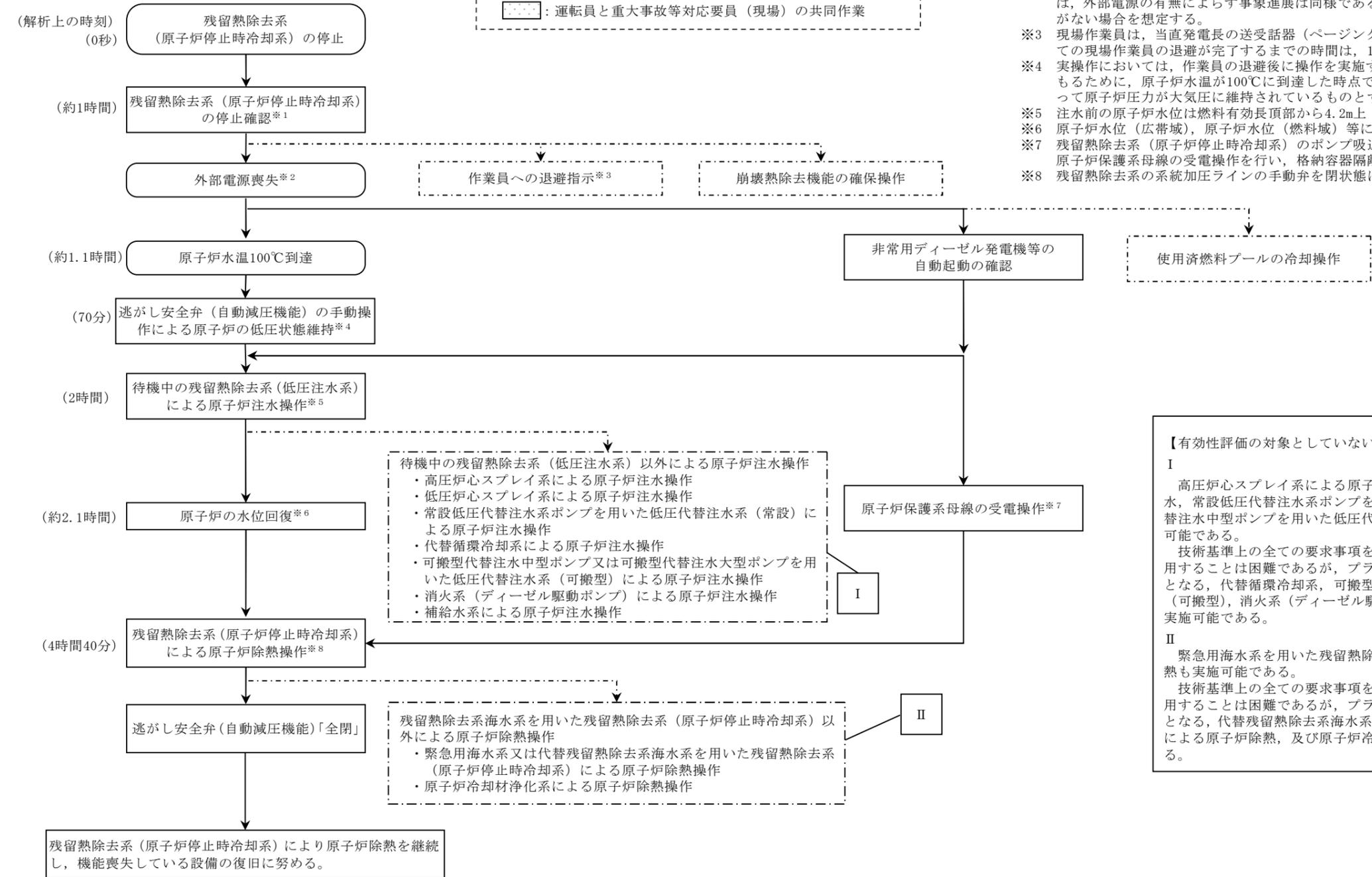
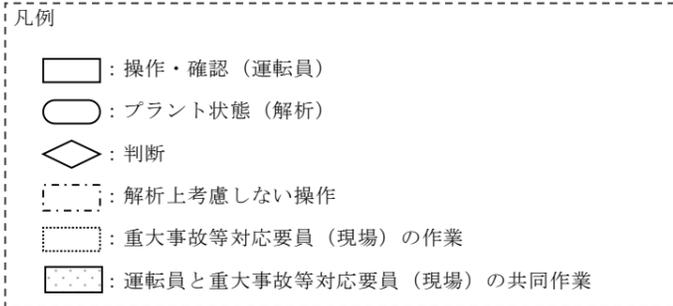


凡 例  
✕:安全機能の喪失又は点検に伴う待機  
除外を仮定する設備

\* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)  
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系))

- プラント前提条件
- 原子炉の運転停止 1 日後
  - 原子炉圧力容器未開放
  - 格納容器開放
  - 残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
  - 残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
  - 残留熱除去系 (C)：点検に伴い待機除外中
  - 全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
  - 原子炉水位は通常運転水位



- ※1 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。
- ※2 外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで、事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには、格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため、運転員は事後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため、本評価においては、運転員による対応操作を厳しく評価する観点から、事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが、資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※5 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から0.3m下）となる。
- ※6 原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
- ※7 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

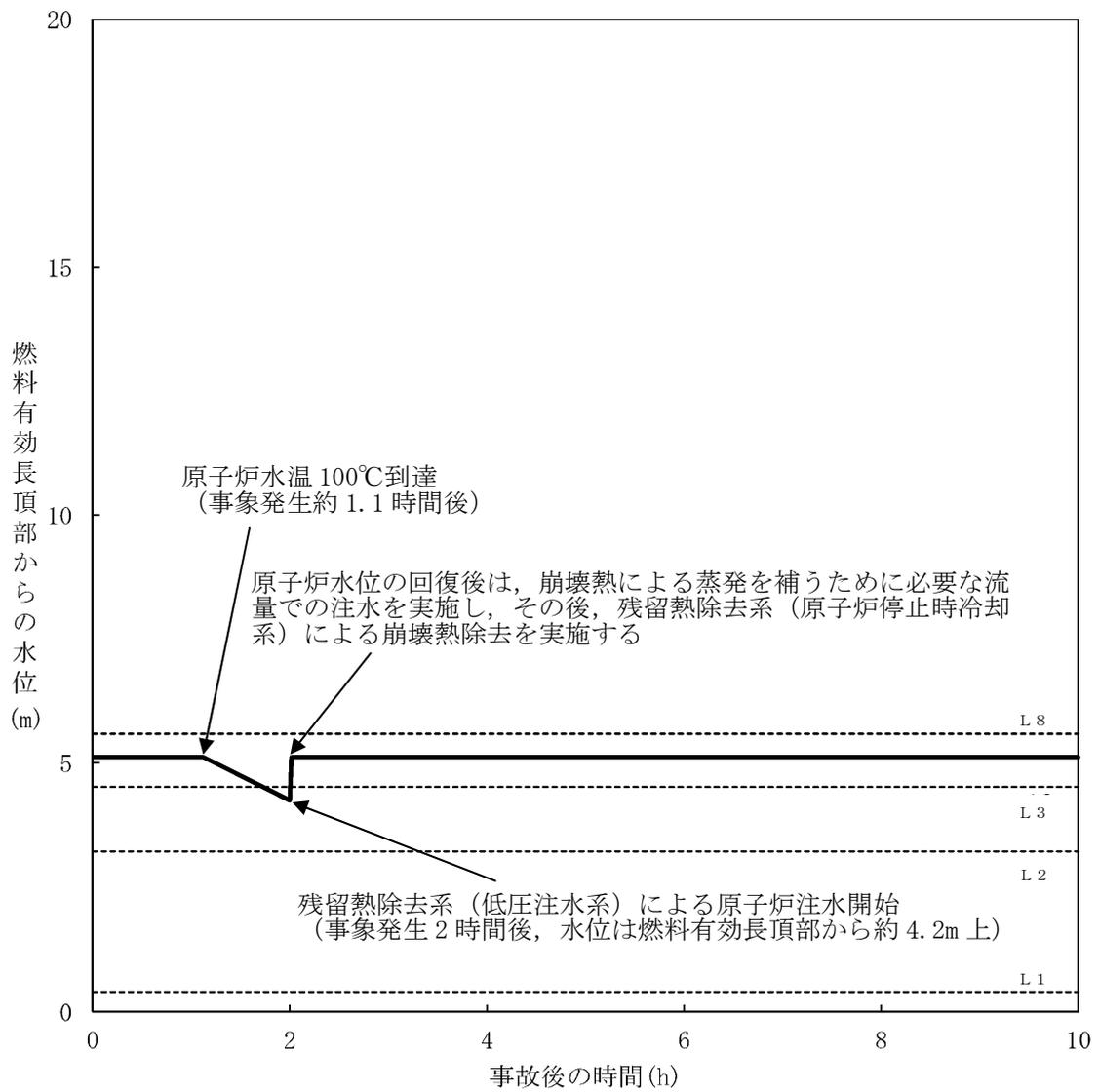
I  
 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。  
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II  
 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。  
 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、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

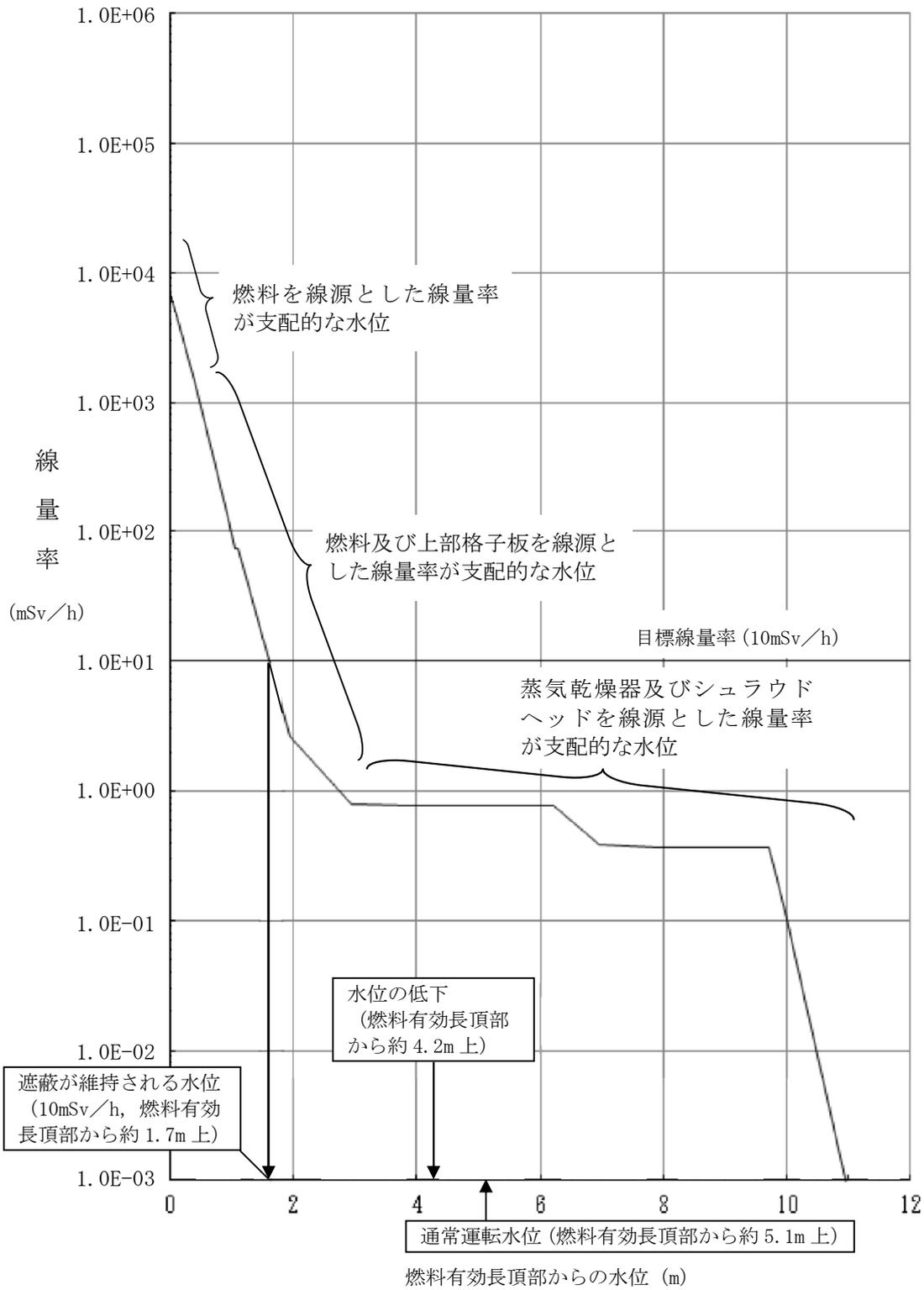
第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

運転停止中 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）																
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						
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4		5	55				
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生	約1時間	プラント状況判断	約1.1時間	原子炉水温100℃到達	2時間	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始	約2.1時間	原子炉水位回復	4時間40分	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 運転開始	
状況判断					●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認			10分								
					●外部電源喪失の確認											
					●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認											
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認											残留熱除去系（A）
作業員への退避指示				●当直発電長による作業員への退避指示			60分以内	に退避完了								解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の 手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A				●逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動開放操作			1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】 A				●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								
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A				●原子炉保護系母線の復旧準備操作			10分								
		【2人】 B, C			●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）				105分							
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作			5分								
崩壊熱除去機能の確保操作			2人 a, b		●崩壊熱除去機能の回復操作				適宜実施							解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A				●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）				40分							
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の停止操作				2分							
	【1人】 A				●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（中央制御室）					30分						
		【2人】 B, C			●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（現場）					45分						残留熱除去系（B）
	【1人】 A				●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作					1分						
使用済燃料プールの冷却操作					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視									適宜監視		
	【1人】 A				●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作									適宜実施		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作								20分			解析上考慮しない 約55時間までに実施する
					●代替燃料プール冷却系の起動操作								15分			
必要員合計	1人 A	2人 B, C	2人 a, b													

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図 原子炉水位の推移



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・ 1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。	—	—	残留熱除去系系統流量 <sup>※1, *</sup> 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 <sup>※1, *</sup> 残留熱除去系熱交換器入口温度 <sup>※2, *</sup> 残留熱除去系熱交換器出口温度 <sup>※3, *</sup> 残留熱除去系海水系系統流量 <sup>※4, *</sup>
作業員への退避指示	・ 当直発電長は，崩壊熱除去機能喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への避難指示を行う。	—	—	—
崩壊熱除去機能の確保操作	・ 崩壊熱除去機能の確保操作を実施する。	—	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	・ 崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	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	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

：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

※1 残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※2 残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器バイパス弁の誤閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※3 残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の誤閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※4 残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</li> </ul>	残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク サプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量*
原子炉保護系母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機による非常用母線の受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。</li> <li>原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。</li> </ul>	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。</li> <li>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</li> </ul>	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 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） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 残留熱除去系海水系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	—	—	—

：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 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW* ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9燃料(A型), 燃焼度 33GWd/t, 原子炉停止1日後)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため, 崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として, 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定(通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。)
	原子炉初期水位	通常運転水位(燃料有効長頂部から約5.1m上)	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい, 通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	サプレッション・プール水温	32℃	保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定

\* 原子炉停止から1日(24時間)後とは, 発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが, 崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動することができないため，運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失を認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作，及び資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。
重大事故等機器対策に関連する条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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
重大事故等操作対策に関連する条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から2時間後	事象発生の認知及び操作の時間を元に，更に時間余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間40分後	原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 運転停止中における通常時のプラント監視について

運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を第1表に示す。

- ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認
- ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける、原子炉冷却材の流出の確認

第1表 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要

項目	監視対象 <sup>※1</sup>	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 <sup>※2</sup> 確認
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転状態	・残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認	1回/時間	・系統故障警報（ポンプ過負荷/過電流、原子炉停止時冷却系運転時におけるミニフローライン弁開等）の発生時
原子炉水温	・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・再循環ポンプ入口温度 ・原子炉冷却材浄化系ポンプ入口温度 ・原子炉压力容器表面温度	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 （残留熱除去系熱交換器入口温度、残留熱除去系熱交換器出口温度）
原子炉水位	・原子炉水位（狭帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SHUT DOWN） ・原子炉水位（ウェル水位） ・原子炉水位（SA広帯域）	パラメータ確認  現場状態確認	1回/時間  現場巡視点検時	・水位低低/低の警報発報時 （原子炉水位（狭帯域）、原子炉水位（広帯域））
サプレッション・プール水位	・サプレッション・プール水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/低の警報発報時 （サプレッション・プール水位）

※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある

※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある

## 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

## 1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。

## 2. 作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

## &lt;教育内容&gt;

- ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について
- ・管理区域への入退域方法について

## &lt;教育の実施時期&gt;

- ・発電所への入所時

## 3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする）を行う。また、作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。

- ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全作業員が管理区域内から退

域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の作業員からの救助により退避可能である。

#### 4. 作業員の退避時間

作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるEPDゲートの通過が退避時間において律速となるが、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、作業員は1時間で退避完了すると見積もった。

◎EPDゲートの通過人数：26人/分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→1,020人 ÷ 26人/分 = 40分 → 1時間

第 1 表 作業員の退避時間内訳

	経過時間					
	10分	20分	30分	40分	50分	60分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動						
②管理区域からの退域						
③退避の確認						
退避時間	↑ 保守的に 1時間とする					

5. 作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

作業員の退避は1時間以内に完了するため、作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。

## 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

## 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、P R A から抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、審査ガイドに示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。

- ・ 残留熱除去系の故障（R H R 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

## 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。

このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し、

待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し，燃料損傷防止が可能であることを確認している。

### 3. プラント状態の選定

有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては，重要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが，プラント状態（以下「POS」という。）については，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては，代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため，POSを選定する上では，事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い，すなわち崩壊熱が高く，保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり，次にPOS-A，その次がPOS-Bという順となる。また，保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S，POS-A，POS-C及びPOS-Dが厳しい。

次に，崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の，事故時における使用可否について考えると，POS-S及びPOS-D，すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である\*。そのため，緩和設備についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOSである，POS-A～POS-Cが厳しい条件

となる。

なお、原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。

このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-D以外のPOSとして、POS-Aを選定している。なお、POS-Aは「PCV/RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点から厳しい、原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。

停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の未開放／開放状態を第1表に示す。

※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり、POS-S及びPOS-Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

#### 4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価では、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉

注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設），及び待機中のECCSによる原子炉注水が考えられる。ただし，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）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。また，待機中のECCSについては，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）に比べて注水流量が多いことから，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）の有効性評価に包絡される。

POS		S	A	B1				B2				B3								B4								B5								B6								C1								C2								D																									
定検日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82		
代表水位		通常水位								原子炉ウエル満水								通常水位																																																																			
CRD点検																																																																																					
LPRM点検																																																																																					
除熱系	RHR-A																																																																																				
	RHR-B																																																																																				
注水系	CST-A																																																																																				
	CST-B																																																																																				
	HPCS																																																																																				
	LPCS																																																																																				
	LPCI-A																																																																																				
	LPCI-B																																																																																				
	LPCI-C																																																																																				
補機冷却系	RHRS-A																																																																																				
	RHRS-B																																																																																				
電源系	DG-2C																																																																																				
	DG-2D																																																																																				
	HPCS-DG																																																																																				
日数		1	2	5				3				14								8								12								13								8								9								7																									
使用可能 緩和設備	除熱系	※1	RHR-A RHR-B	RHR-A				RHR-B				RHR-B								RHR-A								RHR-A RHR-B								RHR-A RHR-B								RHR-B								RHR-A RHR-B																																	
	注水系	※2	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A				LPCI-B CST-A				LPCI-B CST-B								HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B								HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B								HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B								HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B								HPCS LPCS LPCI-C CST-A CST-B																																	
		※1 RHR-A, RHR-B ※2 HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B □ : 運転    ◻ : 待機    ■ : 待機除外																																																																																			

第1図 停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉温度停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が高いため、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕 (約1.2時間) は短い、有効性評価で考慮している操作開始時間 (約2時間) で燃料損傷を防止できることから、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
A	PCV/RPV開放への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> </ul>	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の調整投入」に包絡。
B1	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの余裕時間は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、低圧代替注水系 (常設) 及び低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系 (常設) 及び代替燃料プール注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の調整投入」に包絡。
B2		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B3		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B4	原子炉ウエル満水状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系 (常設) 及び代替燃料プール注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の調整投入」に包絡。
B5	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系 (常設) 及び代替燃料プール注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の調整投入」に包絡。
B6	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」, 「全交流動力電源喪失 (POS-A)」, 及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系 (常設) 及び代替燃料プール注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の調整投入」に包絡。
C1	PCV/RPV閉鎖への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
C2	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 また、崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、POS-Aを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
D	起動準備状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)</li> <li>・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)</li> </ul>	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。

※ 重大事故等対処設備等のうち下線が引いてあるものは、津波襲来時にも使用可能な設備

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における  
基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 1.1\text{h}$$

$t_1$  : 100℃に至るまでの時間 (h)

$h_{100}$  : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 419.10

$h_{52}$  : 52℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 217.70

$V_c$  : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m<sup>3</sup>) = 382

$\rho_{52}$  : 52℃の水密度 (kg/m<sup>3</sup>) = 987

$Q$  : 崩壊熱 (MW) = 18.8

(2) 基準水位（燃料有効長頂部）又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間

崩壊熱（蒸発）によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3\text{h}$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 5.2\text{h}$$

$t$  : 基準水位に至るまでの時間 (h)

$t_2$  : 100°C到達から基準水位に至るまでの時間 (h)

$h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) = 2,675.57

$V_u$  : 基準水位までの水の体積 (m<sup>3</sup>) = 156

崩壊熱 (蒸発) によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$$

$$t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 3.4\text{h}$$

$t$  : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

$t_3$  : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

$V_u$  : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m<sup>3</sup>) = 104

### (3) 崩壊熱による蒸発量

崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

$$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32\text{m}^3/\text{h}$$

$V_h$  : 蒸発量 (m<sup>3</sup>/h)

$\rho_{100}$  : 100°Cの水密度 (kg/m<sup>3</sup>) = 958

### (4) 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$f$  : 必要な注水量 (m<sup>3</sup>/h)

$\rho_f$  : 注水（飽和水）の密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$h_f$  : 注水（飽和水）の比エンタルピー ( $\text{kJ}/\text{kg}$ )

水源がサプレッション・チェンバ（水温：32℃）の場合及び代替淡水貯槽（水温 35℃）の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピー及び必要注水量の評価結果は次のとおりである。

パラメータ	水源 サプレッション・ チェンバ	代替淡水 貯槽
飽和水の密度 ( $\rho_f$ ) ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )	995	994
飽和水の比エンタルピー ( $h_f$ ) ( $\text{kJ}/\text{kg}$ )	134.11	146.64
必要注水流量 ( $f$ ) ( $\text{m}^3/\text{h}$ )	約 26.7	約 26.9

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における  
崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉停止から1日後<sup>\*</sup>の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは、発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力電源喪失」における原子炉注水開始は事象発生から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は

維持される。

また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、P  
OS-Aに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮  
蔽に必要な水位は維持される。

(添付資料5.1.7)

このように、より厳しい崩壊熱を設定した場合においても、燃料  
有効長頂部の冠水は維持され、放射線の遮蔽に必要な水位は維持さ  
れることを確認した。

## 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

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

**【安定停止状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定停止状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

## 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時に おける放射線の遮蔽維持について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える $10\text{mSv/h}^*$ ）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から $10\text{mSv/h}$ と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも $22\text{mSv}$ であり、緊急作業時における被ばく限度の $100\text{mSv}$ に対して余裕がある。

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

なお、必要な遮蔽の目安とした線量率 $10\text{mSv/h}$ は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率の実績値（約 $3.5\text{mSv/h}$ ）よりも高い線量率である。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

### 1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

## ○原子炉圧力容器開放作業の流れ

- ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第1図中の1，2・3，4）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋の取外し作業を実施する。

- ②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋の取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約0.5m下）。

- ③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）

水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

- ④気水分離器取外し（第1図中の7）

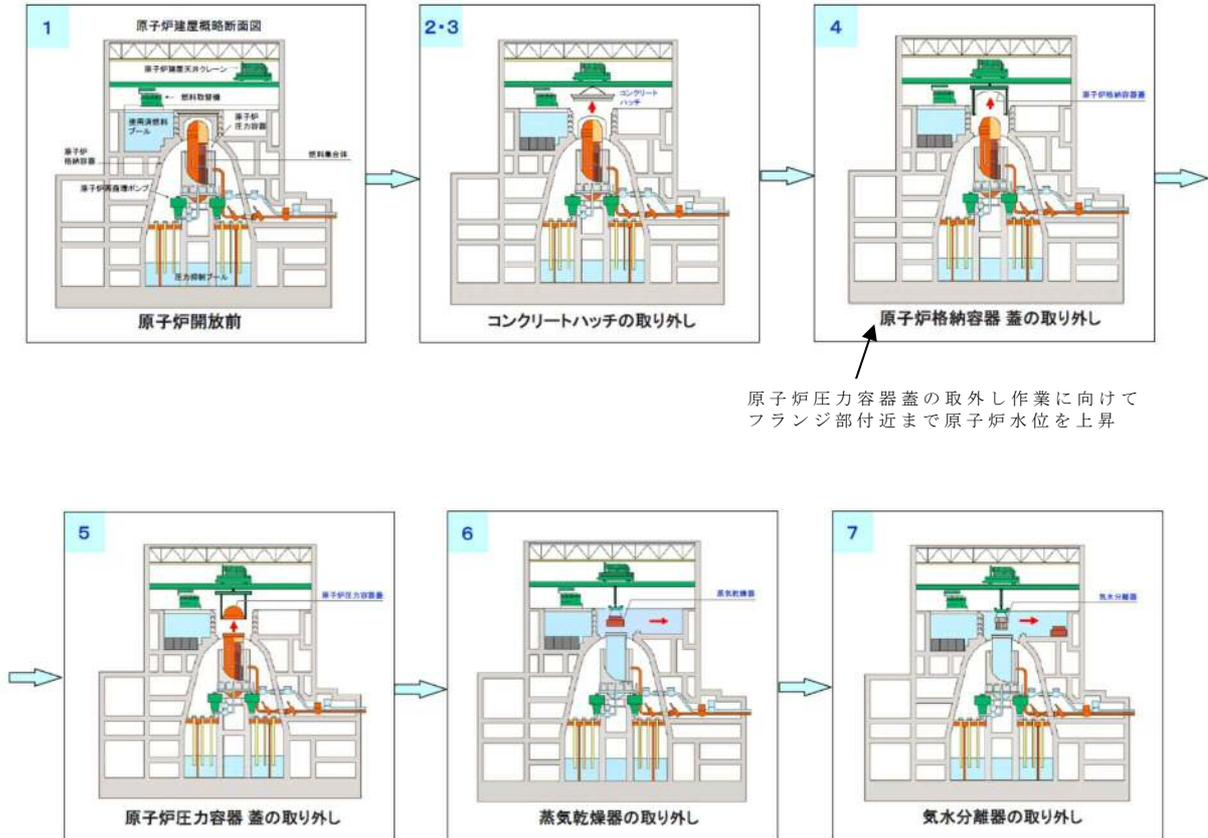
気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長

く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.3)

<参考> 原子炉開放の流れ※



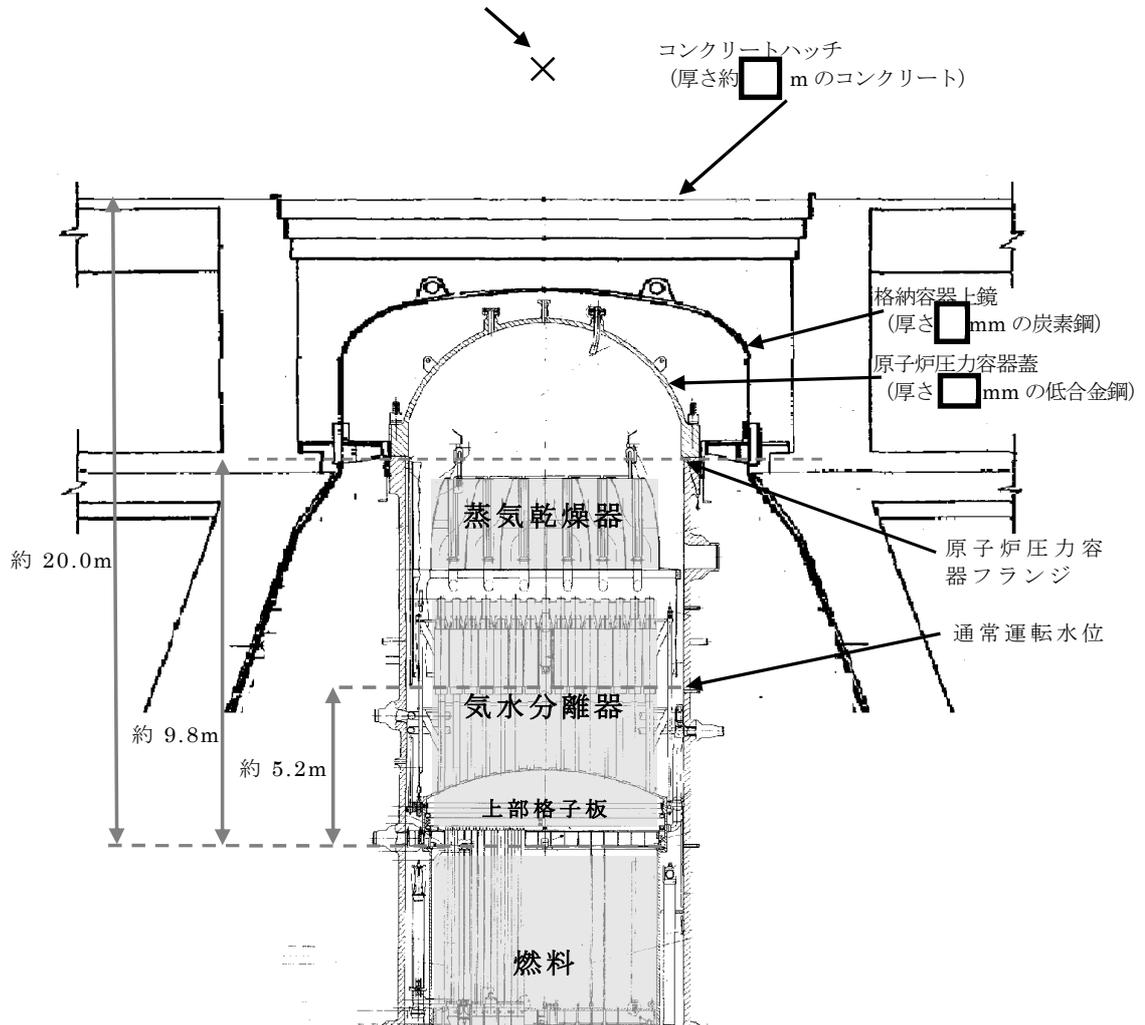
第 1 図 原子炉圧力容器開放作業の流れ

※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器の取外しが気中移動

## 2. 格納容器等構造物

評価点 (燃料取替機床上 (後述するコンクリートハッチを取り外した状態, 格納容器蓋を取り外した状態の現場操作を想定))



第 2 図 原子炉压力容器等構造物の概要

## 3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉压力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

### ①-1 原子炉压力容器開放作業開始前 (第 1 図中の 1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉压力容器蓋が未開放状態であり, 蒸気乾燥器, 気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ, 原子炉建屋

上階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人原子力安全技術センター)

#### ①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し(第1図中の2・3, 4)

コンクリートハッチ、格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなり、期待できる遮蔽効果は、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器となる。この状態における通常運転水位時が①-1及び後述する②、③を包含する最も厳しい状態であるため、この状態を線量率の評価対象とする。

#### ②原子炉圧力容器蓋取外し(第1図中の5)

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約0.5m下まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。この際、原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は①-2に比べて長くなる(約1.4時間程度)。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。

なお、原子炉圧力容器蓋の取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも、原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ

ば、原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。

また、原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も、原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があること、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については、線源強度が大きくないこと、原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）及び④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取外し、格納容器蓋取外し（第 1 図中の 2・3, 4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に Q A D - C G G P 2

Rコード (Ver1.04) を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料取替機床上とした。

- ※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。

#### (1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

##### a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長：3.7m
- $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は，エネルギー5群とする。
- 線源材質：燃料及び水（密度  g/cm<sup>3</sup>）
- 線源強度：文献値<sup>\*1</sup>に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に，9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間  $10^6$  時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。

- ・燃料照射期間： $10^6$  時間

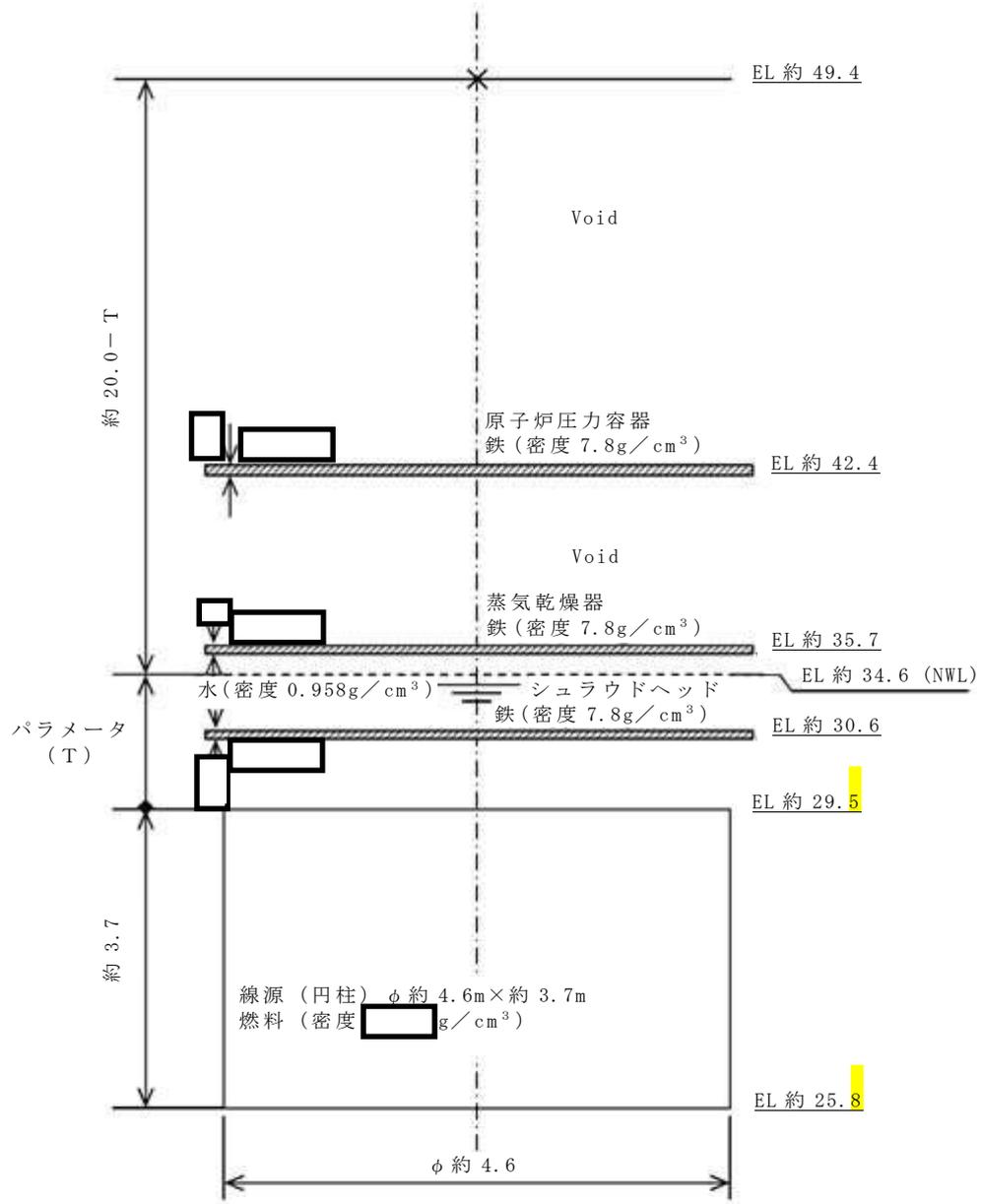
- ・ 運転停止後の期間：停止 12 時間<sup>※2</sup>（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）
- ・ 燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（9×9 燃料（A 型））
- ・ 燃料集合体体積：約 7.2E+04cm<sup>3</sup>（9×9 燃料（A 型））

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

※2 原子炉運転停止後の期間は発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのよ  
うな瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第 3 図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第 1 表に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：m

×：評価点（燃料取替機床上）

第3図 燃料の線量率計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.37m

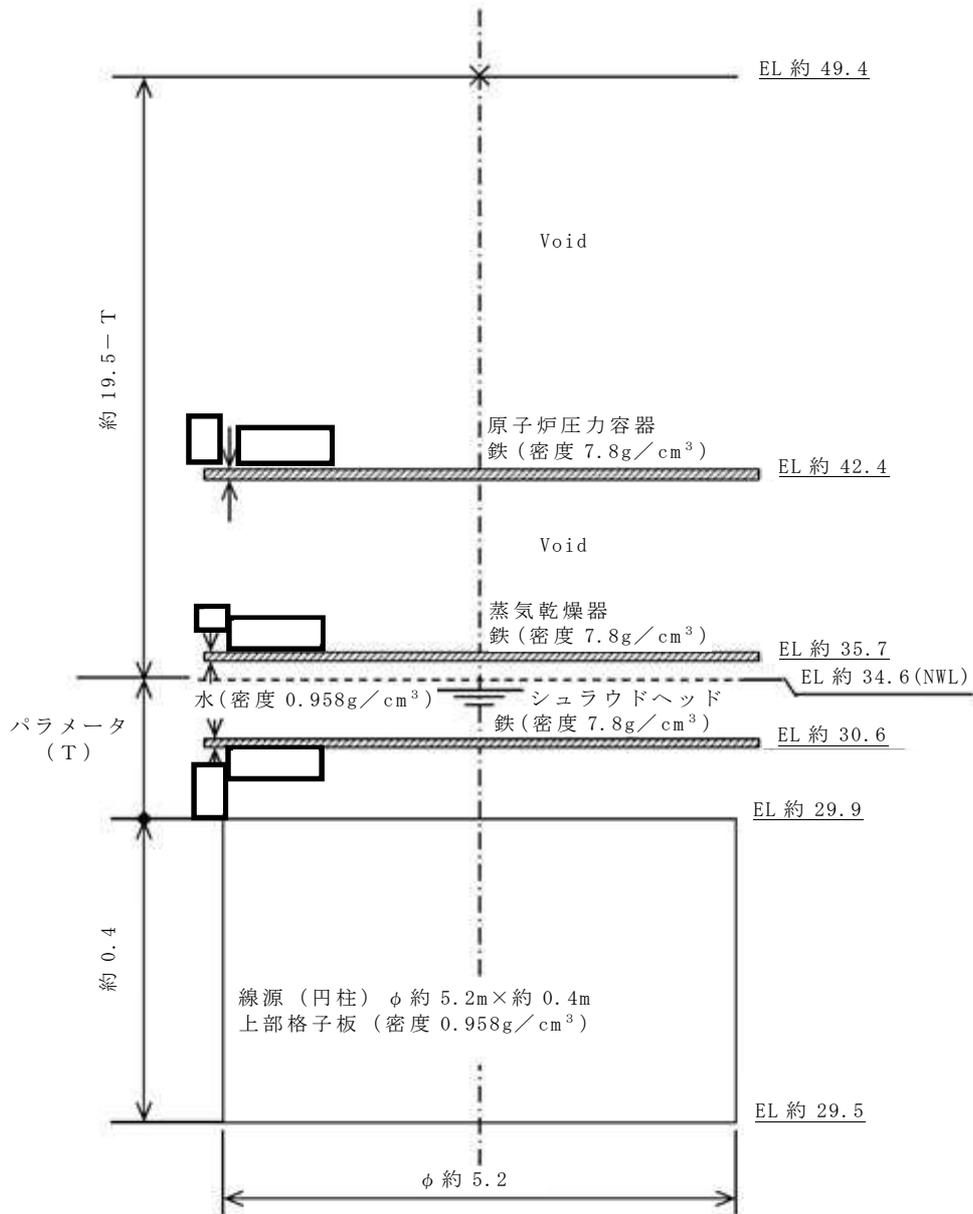
○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種 $\text{Co-60}$ を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（ Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位 : m

× : 評価点 (燃料取替機床上)

第 4 図 上部格子板の線量率計算モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.2m<sup>\*1</sup>

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種Co-60を想定して1.5MeVとする。

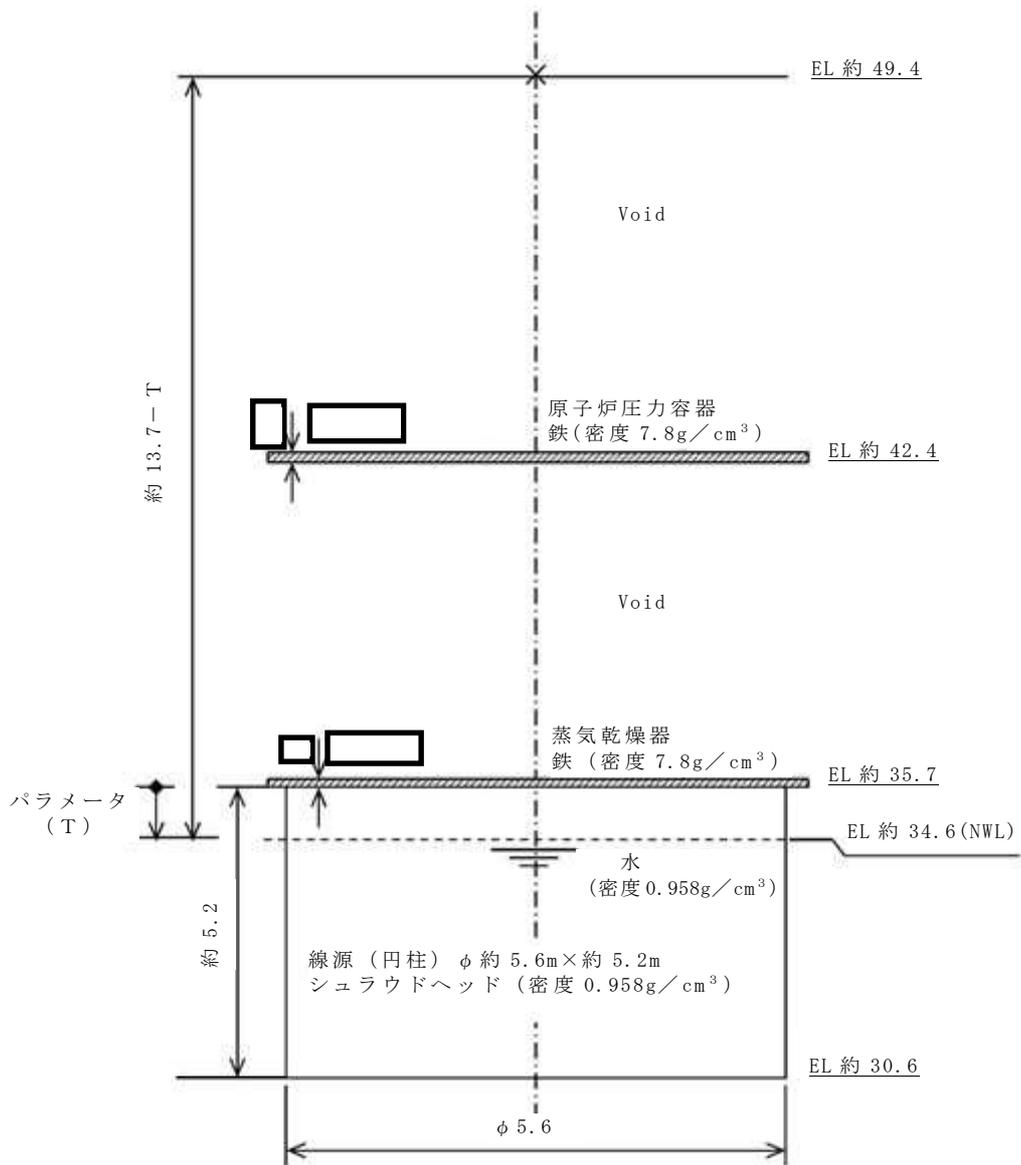
○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm<sup>3</sup>\*2）

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）<sup>\*1</sup>より6.7E+05Bq/cm<sup>3</sup>と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用



(寸法は公称値を示す)

単位：m

×：評価点（燃料取替機床上）

第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

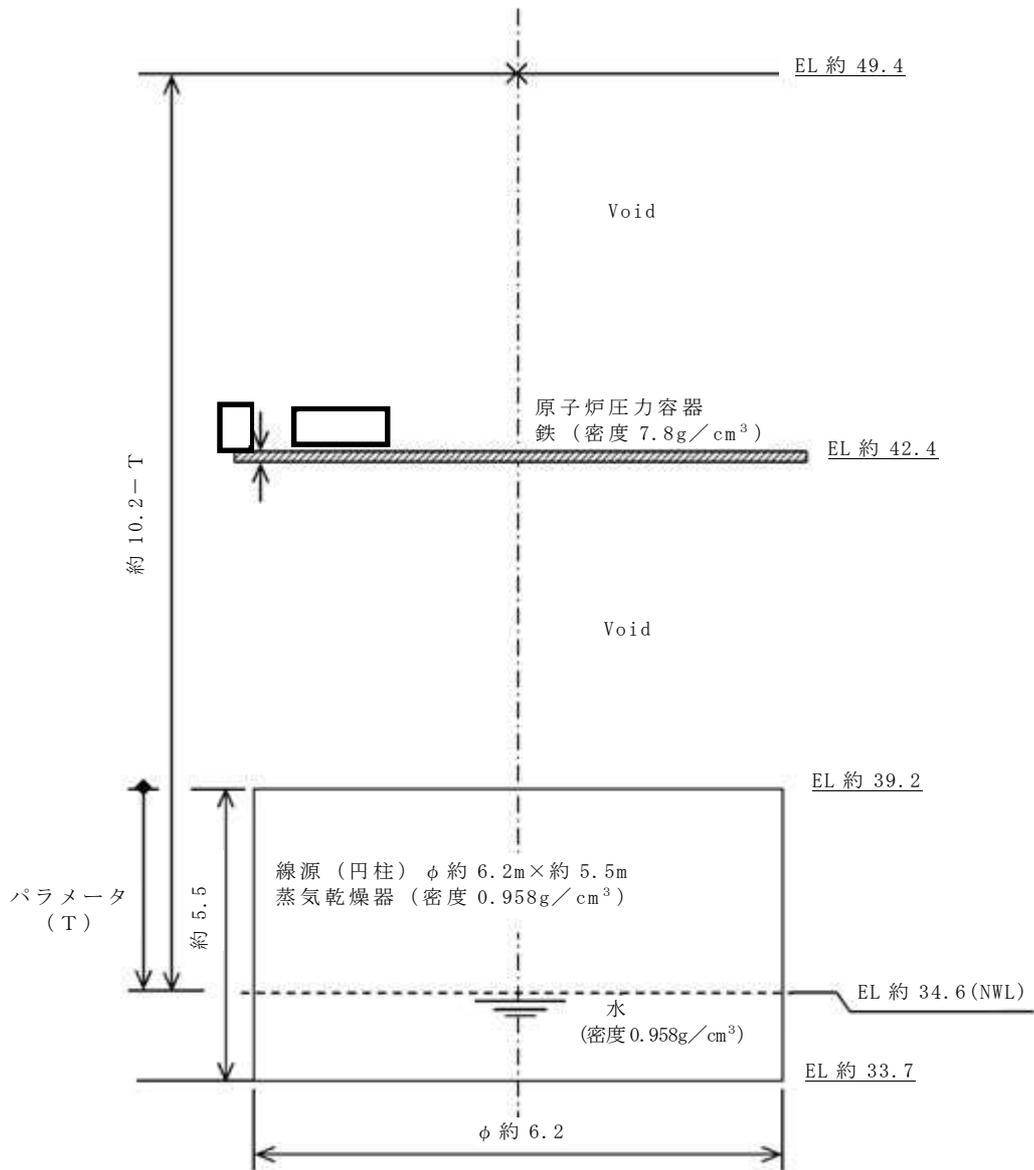
○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種 $\text{Co-60}$ を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05$  Bq/cm<sup>3</sup>と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：m

×：評価点（燃料取替機床上）

第 6 図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

## (2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

### a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ :  (圧力容器蓋の最薄部厚さ)

線源材料 :  平板 (密度  g/cm<sup>3</sup>) ※

※ 原子炉圧力容器鋼板  の密度は、同等である  で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第3～6図に示す。

### b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ :  (フード部の最薄部厚さ)

線源材料 :  平板 (密度  g/cm<sup>3</sup>) ※

※ 蒸気乾燥器の材質  の密度は、同等である  で代表した  
線量率計算モデル（遮蔽）を第3～5図に示す。

### c. シュラウドヘッド

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ :  mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワラによる遮蔽も考慮))

線源材質 :  平板 (密度  g/cm<sup>3</sup>) ※

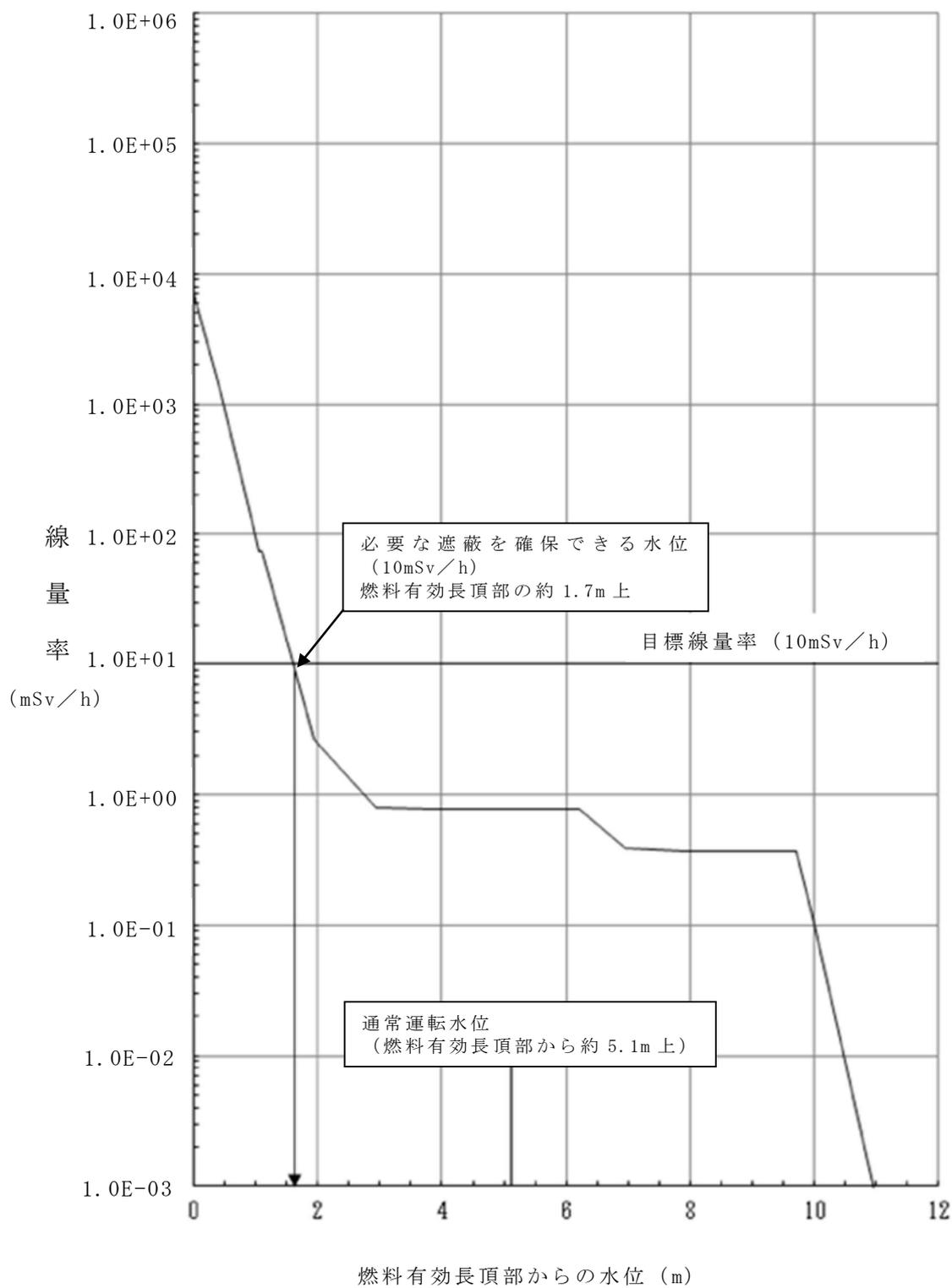
※ シュラウドヘッドの材質  の密度は、同等である  で代表した

線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。

### (3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は、「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



第 7 図 原子炉水位と線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

第 2 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約 22.4MW	約 2.8 時間*	約 4.2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

※ 格納容器蓋等による放射線の遮蔽には期待していない

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時、作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの

時間は、1 時間程度である。また、運転員は、作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。

一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

(添付資料 5.1.2)

#### 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）の設計として、作動には 1.04MPa [gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において R C I Cによる注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、R C I Cによる注水が可能となることが考えられる。なお、R C I Cの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時に R C I Cでの注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、R C I Cの使用の問題とならない。

#### 7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後、原子炉

初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，POS-Aに比べて 1.7  
時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9 燃料 (A 型), 燃 焼度 33GWd/t, 原子炉 停止 1 日後)	約 18.8MW 以下	停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように 1 日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。 また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52℃	約 47℃～約 58℃ <sup>※1</sup> (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から 約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位± 10cm 程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

※1 過去のプラント停止操作実施時の発電機解列から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作は不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作は不要となるが、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。
	サブプレッション・プール水温	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	最確条件とした場合には、評価条件で設定しているサブプレッション・プール水温と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、32℃未満の場合は、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが、原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定しているサブプレッション・プール水温と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、パラメータに与える影響はない。また、32℃未満の場合は、原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等により機能喪失するものとして設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定		

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	外部電源	事象認知まで :外部電源あり  事象認知後 :外部電源なし	事故事象毎	事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動することができないため、運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失を認知することができる。このため、本評価においては、運転員による対応操作を厳しく評価する観点から、事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが、格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作、及び資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため、運転員操作の開始時間は早くなる。</li> <li>事象認知後：外部電源がある場合は、必要な運転員操作が少なくなるため、運転員操作の完了時間が早くなる。</li> </ul>	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h	1,605m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃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、海水温度が評価条件と同等以上となる。43MWの場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、43MWを超える場合は除熱性能が向上するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱後に行う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 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から2時間後	<p>【認知】 評価では，1時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認すると想定している。原子炉水位低下を認知した後に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり，評価上の原子炉注水操作開始時間に対して，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室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，緩やかな原子炉水位低下に対して操作に要する時間は短く，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>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから，操作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容易な操作のため，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	原子炉水位低下を認知した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなることが考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，運転中の残留熱除去系の故障時には，警報により事象発生を検知可能であり，待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として，速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが，本評価ではこれに期待しないこととする。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して崩壊熱除去機能喪失を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を5分と想定しているところ，訓練実績では約4分である。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。

添付 5.1.8-4

第 2 表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から4時間40分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持操作，原子炉保護系電源の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を46分と想定しているところ，訓練実績では，約39分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について  
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※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 事故収束に必要なではないが、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。

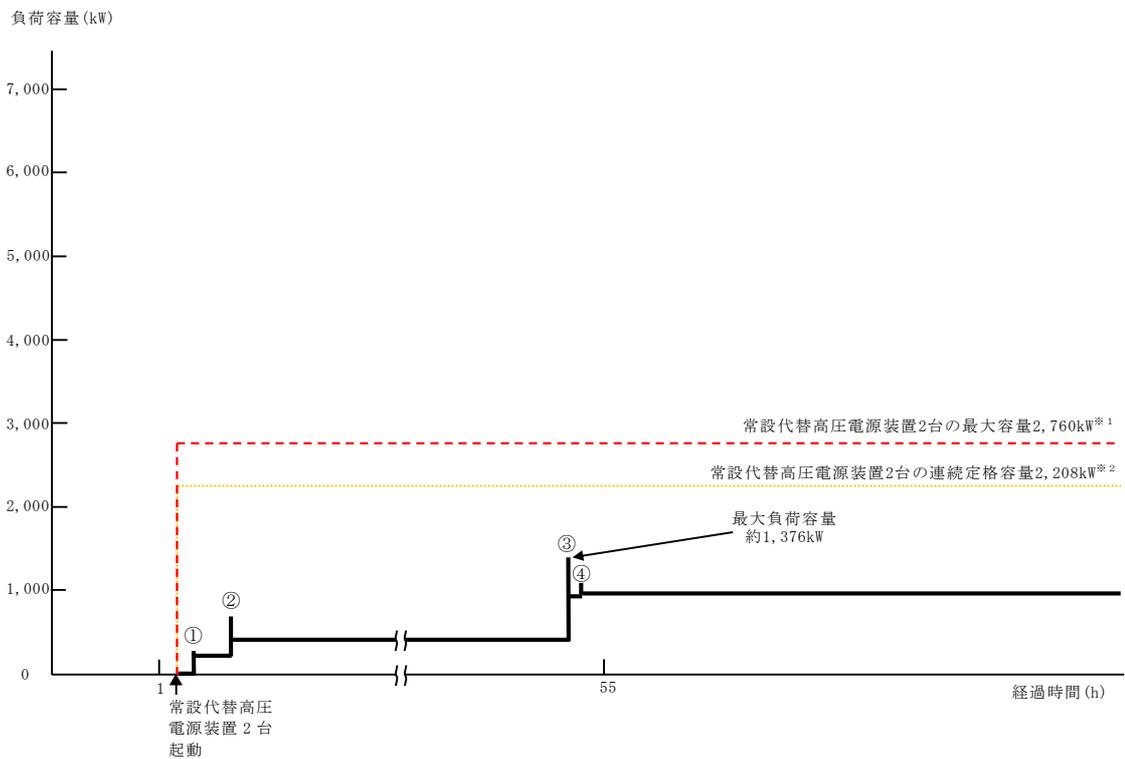
常設代替交流電源設備の負荷

(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,017	約938



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)

## 5.2 全交流動力電源喪失

### 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」は，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで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，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの受電により原子炉注水機能を確保し，原子炉へ注水することにより，燃料損傷の防止を図る。また，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。なお，残留熱除去系海水系が喪失している場合には，代替の手段により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除

熱を行う。

### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、常設代替高压電源装置による受電手段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する。また、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（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.2-1 図に、対応手順の概要を第 5.2-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故対策における手順と設備との関係を第 5.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）19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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための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 5.2-3 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名で対処可能である。

#### a. 全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。

（添付資料 5.1.2）

c. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置 2 台から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧等である。

d. 電源確保操作対応

全交流動力電源喪失の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e. 常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

緊急用母線の受電操作の完了後、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）による原子炉注水の系統構成を実施する。

f. 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

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。

**g.** 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

**h.** 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

**i.** 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材を原子炉へ注水し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

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），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

**j.** 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，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3台を追加起動し，常設代替高圧電源装置5台から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M/C 2C（2D）電圧である。

k. 原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線を受電後、格納容器隔離信号をリセットする。

l. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線を受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。なお、残留熱除去系ポンプの軸封部等は、緊急用海水系により冷却される。緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

m. 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、原子炉除熱は緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。

## 5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源

喪失を起因事象とし、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、本事故シーケンスにおいては、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を仮定する。

本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（以下「POS」という。）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS－A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のPOSも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

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

(添付資料 5.1.3)

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.2-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

評価対象としたPOS－Aにおける原子炉圧力容器の状態は、未開

放状態又は開放状態であるが、原子炉が通常運転水位であり、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとする。また、評価対象としたPOS-Aは原子炉停止1日後～2日後であるが、崩壊熱が高く、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお、このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（35℃）の注水量は約27m<sup>3</sup>/hである。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）から原子炉ウェル満水水位（燃料有効長頂部から約16.7m上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、通常運転水位を評価条件とする。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃を評価条件とする。

(d) 原子炉圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また、解析上、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする\*。

※ 実操作で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）の起動操作が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

(e) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は、以下の状態とする。

- ・ 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・ 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- ・ 残留熱除去系（C）：点検に伴う待機除外中

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（R H R S 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

- (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）による原子炉注水流量

常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は、崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な注水流量として、 $27\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

- (b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

残留熱除去系海水系への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  $24\text{MW}$ （原子炉冷却材温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$ において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 常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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後、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）の起動操作に要する時間を考慮して事象発生 25 分後に完了する。

また、事象発生約 1.1 時間後に原子炉水位の低下を確認し、注水を開始する。

- (b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は、非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 4 時間 55 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより、原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが、事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置による交流電源の供給を開始し、事象発生から 25 分経過した時点で常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）の起動操作を完了し、原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

#### b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした  $10\text{mSv/h}^*$  が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした  $10\text{mSv/h}$  を下回る）。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響につ

いては、現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することにより、長期的に安定状態を維持できる。

以上により、本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv/h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

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

（添付資料 5.1.7, 5.2.1）

### 5.2.3 不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失

し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能が喪失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、常設代替高圧電源装置による受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や受電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は

約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが、原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものである。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作や受電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や受電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未

開放に対して最確条件は事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉压力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉压力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして、最確条件とし

た場合は、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさと

して、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常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、評価上の操作開始時間として、事象発生から25分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は、常設代替交流電源装置の受電操作後に実施するため、受電操作の完了時刻の影響を受けるが、実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間55分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は、原子炉保護系母線の受電操作後に実施す

るため、受電操作の完了時刻の影響を受けるが、実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置からの受電操作、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）の起動操作は、運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の時間余裕については、原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり、事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため、十分な時間余裕を確保できる。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認

した。この結果、評価条件等の不確かさ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ない。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。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

#### 5.2.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

###### a. 水 源

常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については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 110m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>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と見られ、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 5.2.4)

###### 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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 5.2.5)

#### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 3,263kW 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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 5.2.6)

#### 5.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、常設代替高圧電源装置による受電手段、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

注水手段を整備している。また、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（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替高圧電源装置による受電、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）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

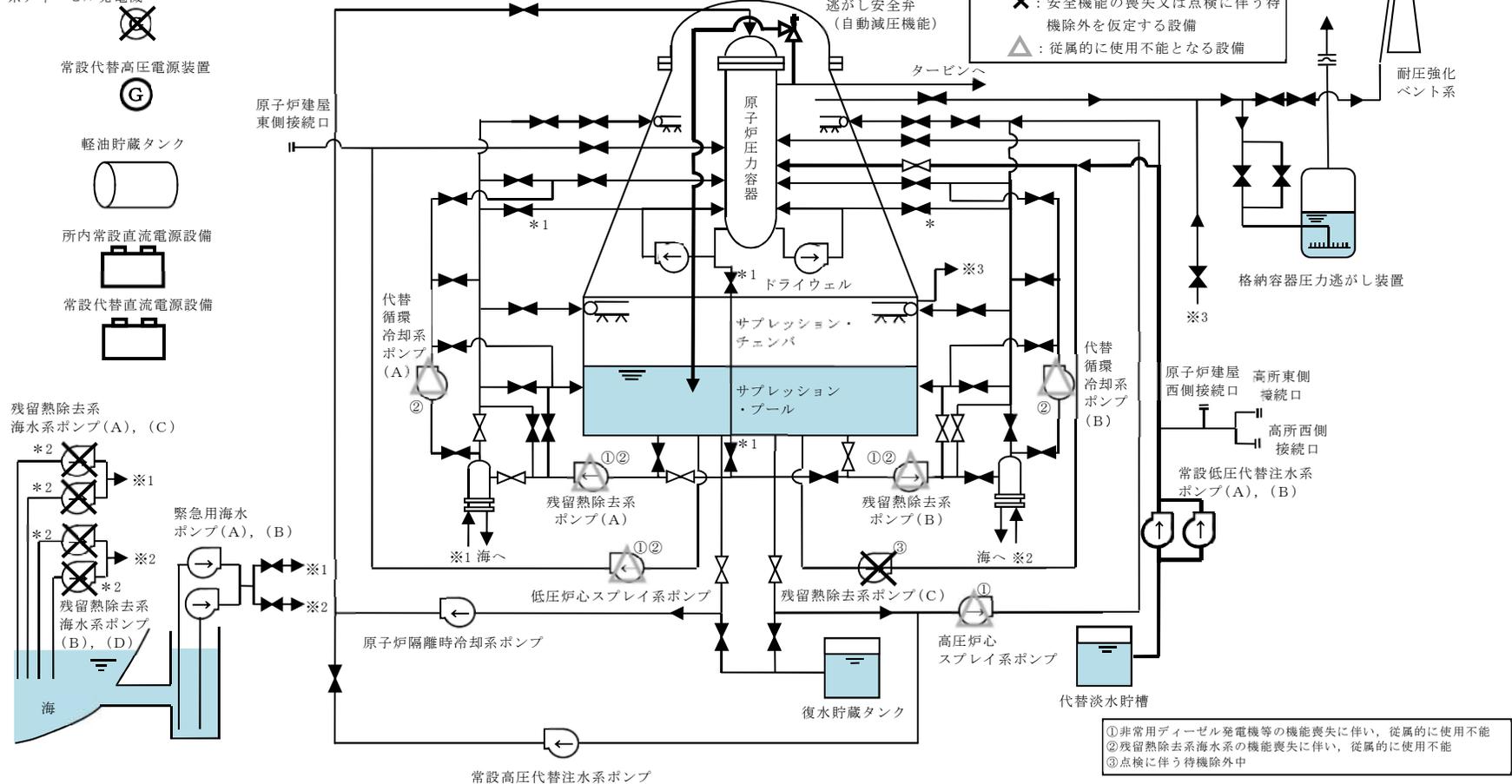
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、常設代替高圧電源装置からの受電によ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）による原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの受電による緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電

源喪失」に対して有効である。

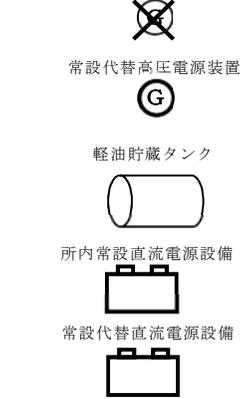
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機



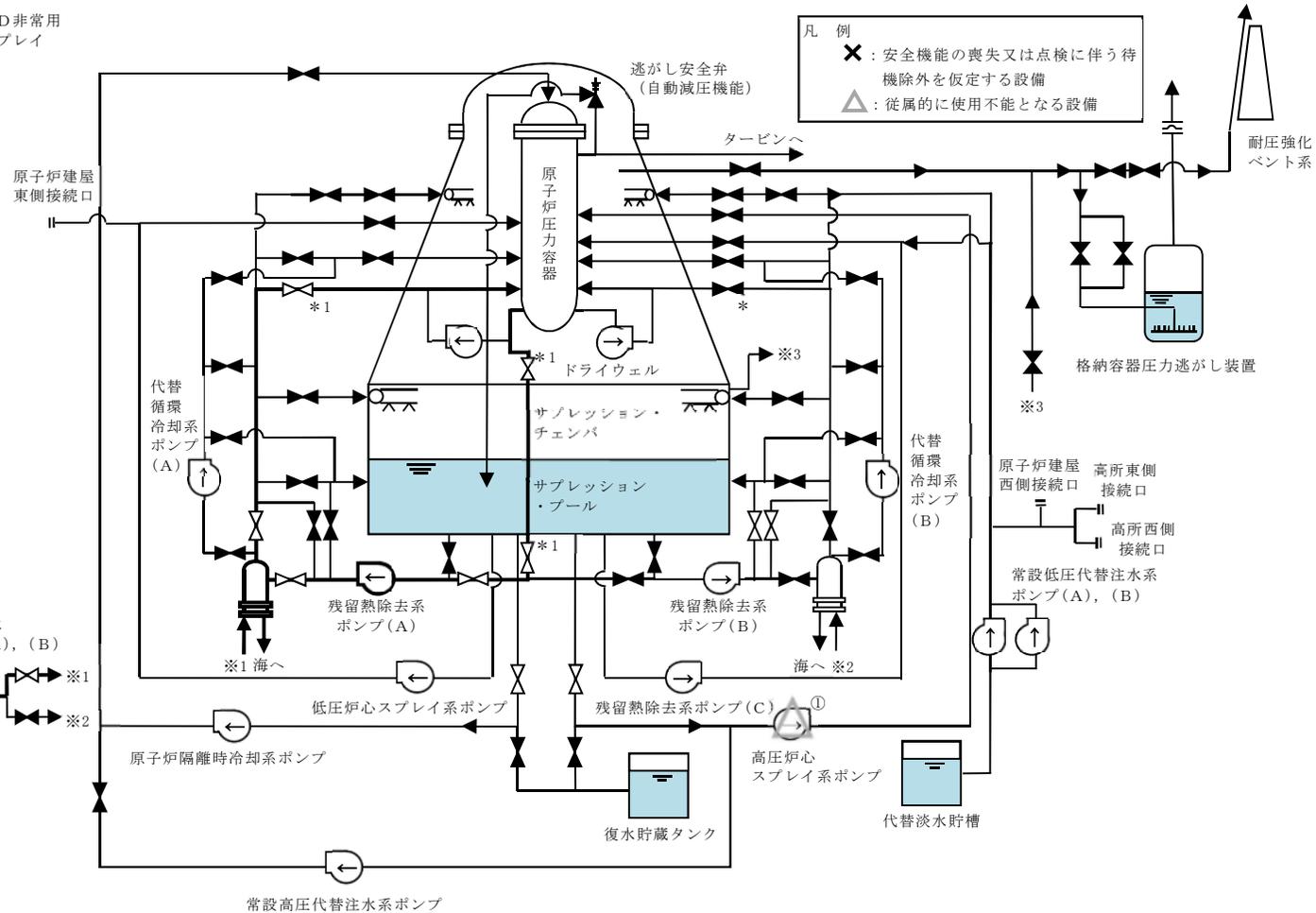
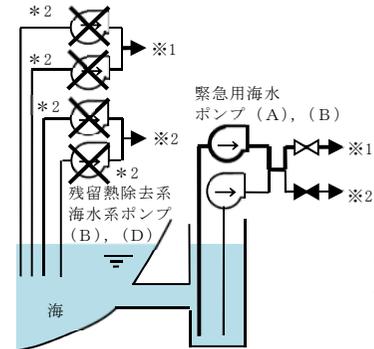
- \*1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- \*2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
 (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))

2C非常用ディーゼル発電機、2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機



残留熱除去系海水系ポンプ(A), (C)



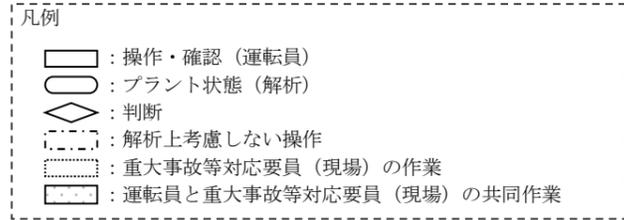
凡例  
 ✕: 安全機能の喪失又は点検に伴う待機除外を仮定する設備  
 △: 従属的に使用不能となる設備

- \*1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- \*2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障 (RHS 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能

第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)  
 (緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系))

- プラント前提条件
- 原子炉の運転停止 1 日後
  - 原子炉圧力容器未開放
  - 格納容器開放
  - 残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
  - 残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
  - 残留熱除去系 (C)：点検中
  - 非常用ディーゼル発電機等：待機中
  - 原子炉水位は通常運転水位

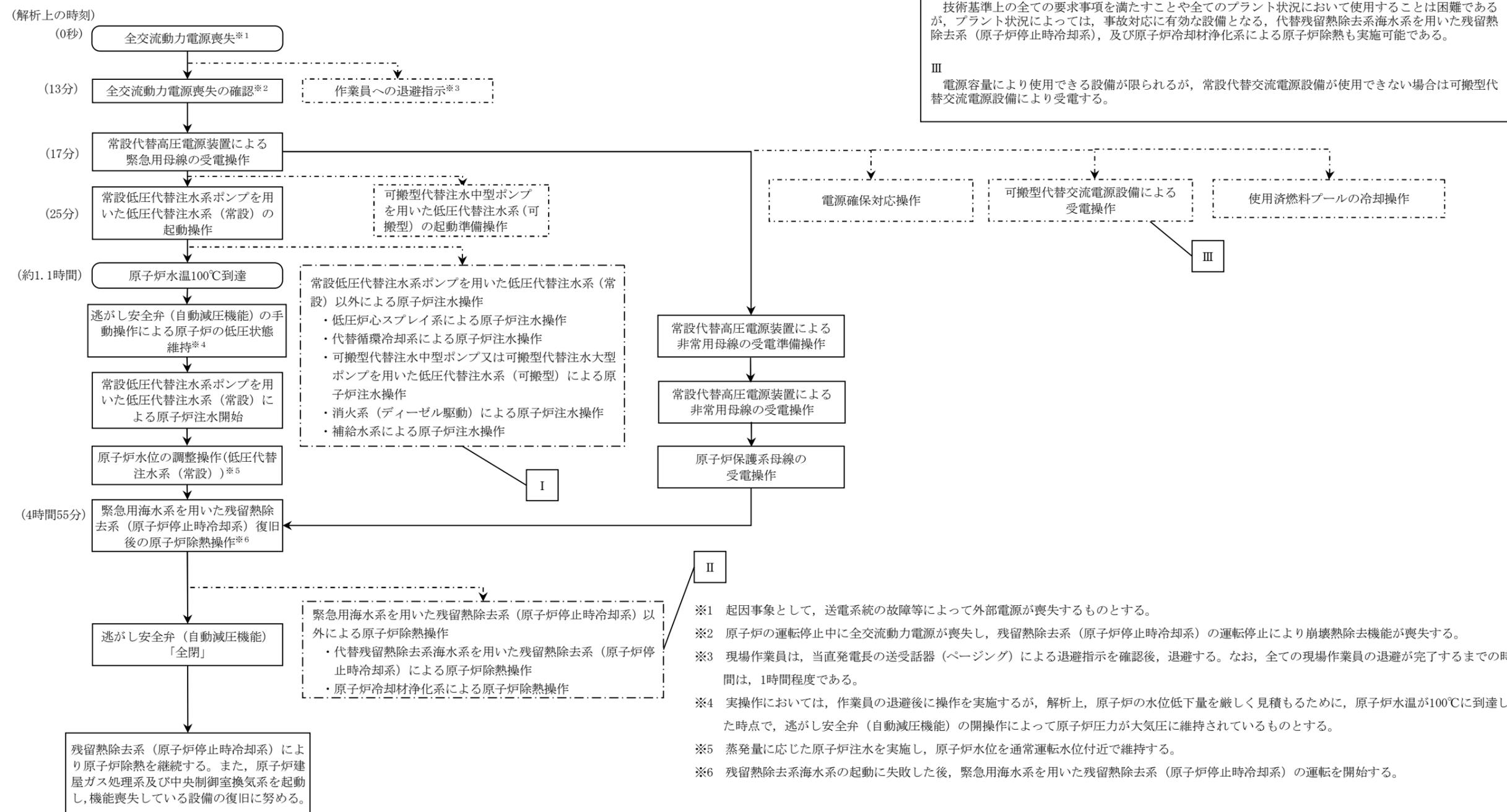


【有効性評価の対象としていないが、他に取り得る手段】

I  
 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び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) による原子炉注水も可能である。  
 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、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給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、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III  
 電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

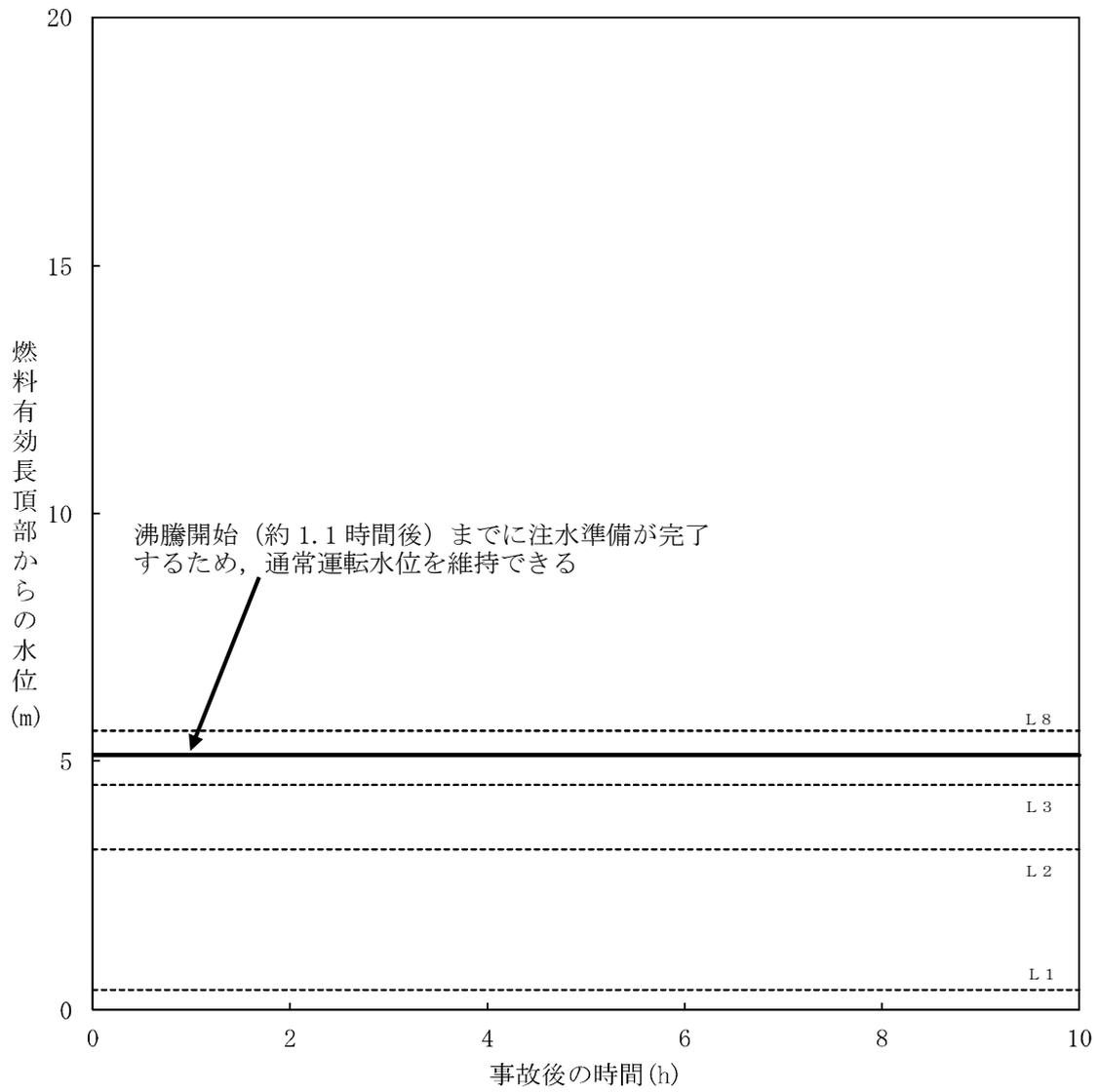


第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

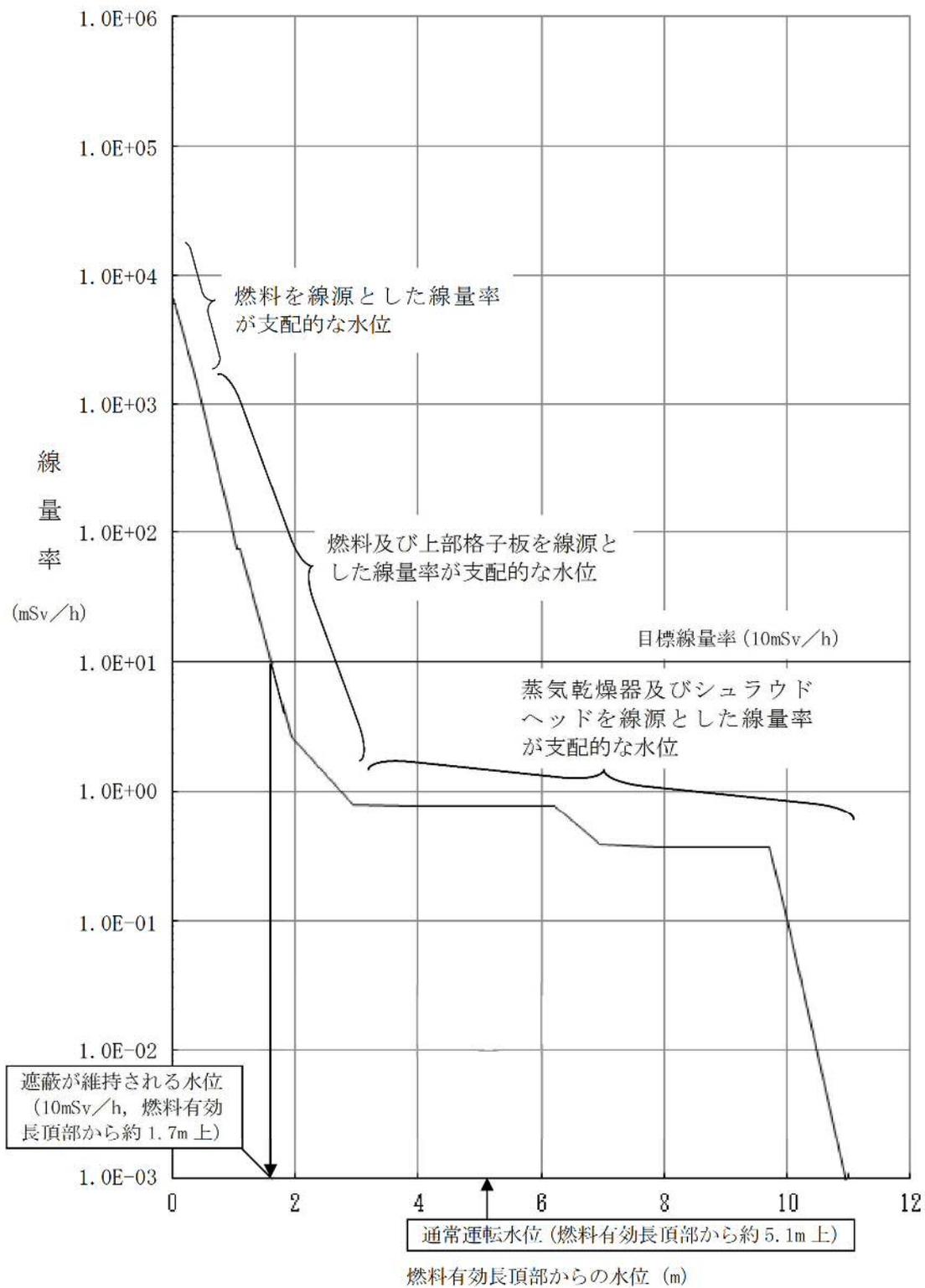
運転停止中 全交流動力電源喪失

				経過時間 (時間)					備考			
				0	1	2	3	4	5	55		
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	<p>▼ 事象発生</p> <p>▼ 約 10分 プラント状況判断</p> <p>▼ 約 13分 全交流動力電源喪失の確認</p> <p>▼ 25分 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)準備完了</p> <p>▼ 約 1.1時間 原子炉水温 100℃到達</p> <p>4時間 55分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転開始</p>							
	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	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10分							
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) ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)	1分 2分							
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示		60分以内に退避完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する	
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】 A	-	-	●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							
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	
常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)による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分 3分							
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)		35分						
	-	2人 B, C	-	●非常用母線の受電準備操作(現場)		75分						
逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)1個の手動開放操作		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				原子炉水位を通常運転水位付近に維持				
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】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作		8分 5分						
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作		10分						
	-	【2人】 B, C	-	●原子炉保護系母線の復旧操作(現場)			105分					
	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作(中央制御室)				40分				
緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱の起動準備操作				6分			残留熱除去系(A)	
				●残留熱除去系海水系の手動起動操作(失敗)				4分				
				●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					20分			
				●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱の起動操作					1分			残留熱除去系(A)
				●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱状態の監視						適宜実施		
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		15分	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	1人 A	2人 B, C	10人 a~j									

第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図 全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉の運転停止中に、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失することを確認する。</li> </ul>	—	—	—
作業員への退避指示	<ul style="list-style-type: none"> <li>当直発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。</li> </ul>	—	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>以上により、早期の電源回復不能と判断し、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—

：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 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
常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"> <li>緊急用母線の受電操作の完了後、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）による原子炉注水の系統構成を実施する。</li> </ul>	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） 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
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"> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により、原子炉水温が100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 直流125V蓄電池 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材を原子炉へ注水し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	—	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） 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 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 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*
原子炉保護系母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。</li> <li>原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。</li> <li>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</li> </ul>	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 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（燃料域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 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）
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—

：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 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW* ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9燃料(A型), 燃焼度 33GWd/t, 原子炉停止1日後)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため, 崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として, 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定(通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。)
	原子炉初期水位	通常運転水位(燃料有効長頂部から約5.1m上)	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい, 通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持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	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による, 外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

\* 原子炉停止から1日(24時間)後とは, 発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが, 崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事 故等 機 器 対 策 に 関 連 す る 機 器 条 件	常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	27m <sup>3</sup> /h	崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃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
重大事 故等 操 作 条 件 に 関 連 す る 操 作 条 件	常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	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，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）の起動操作に要する時間を考慮して設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 55 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

## 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

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

**【安定停止状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。

その後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定停止状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料2.1.1 別紙1参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (9×9 燃料 (A 型), 燃 焼度 33GWd/t, 原子炉 停止後 1 日)	約 18.8MW 以下	停止後の時間について は、停止後の時間が短 くなるように 1 日後の 状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温の上昇は緩やかになるが、注水操作や受電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52℃	約 47℃～約 58℃*1 (実績値)	残留熱除去系（原子炉 停止時冷却系）の設計 値及び運転停止 1 日後 の原子炉水温の実績値 (47℃～58℃) を踏ま えて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から 約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位±10cm 程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常 水位付近にある状態を 想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの、注水操作や受電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1 過去のプラント停止操作実施時の発電機解列から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や受電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価条件となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持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、評価条件で設定している外部水源の温度と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、35℃未満の場合は、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが、常設代替高圧電源装置からの受電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している外部水源の温度と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、パラメータに与える影響はない。また、35℃未満の場合は、原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	4,300m <sup>3</sup>	4,300m <sup>3</sup> 以上 (代替淡水貯槽)	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800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する事故条件	起回事象	外部電源喪失	-	起回事象として、送電系統の故障等によって、外部電源喪失が発生することを想定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	-	全ての非常用ディーゼル等の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源なし	-	起回事象として、外部電源が喪失することを想定	
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水流量	27m <sup>3</sup> /h	27m <sup>3</sup> /h	崩壊熱量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW （原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約24MW以上 （原子炉冷却材温度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、海水温度が評価条件と同等以上となる。43MWの場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、43MWを超える場合は除熱性能が向上するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱後に行う運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付5.2.2-3

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
<p>操作条件</p> <p>常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</p>	<p>常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：事象発生から25分後</p>	<p>状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高圧電源装置からの受電操作，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）の起動操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，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，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室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】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。</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単な操作であり，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>常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，常設代替高圧電源装置からの受電操作後に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>実際の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は4.5時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は25分であることから，時間余裕がある。</p>	<p>常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，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。</p>

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	緊急用海水た 系を留熱除去 系（原子炉停 止時冷却系） 復旧後の原 子炉除熱操 作	事象発生 から4時間 55分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）により，原子炉への注水を実施していることから，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作には時間余裕がある。	所要時間を31分で想定しているところ，訓練では約23分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

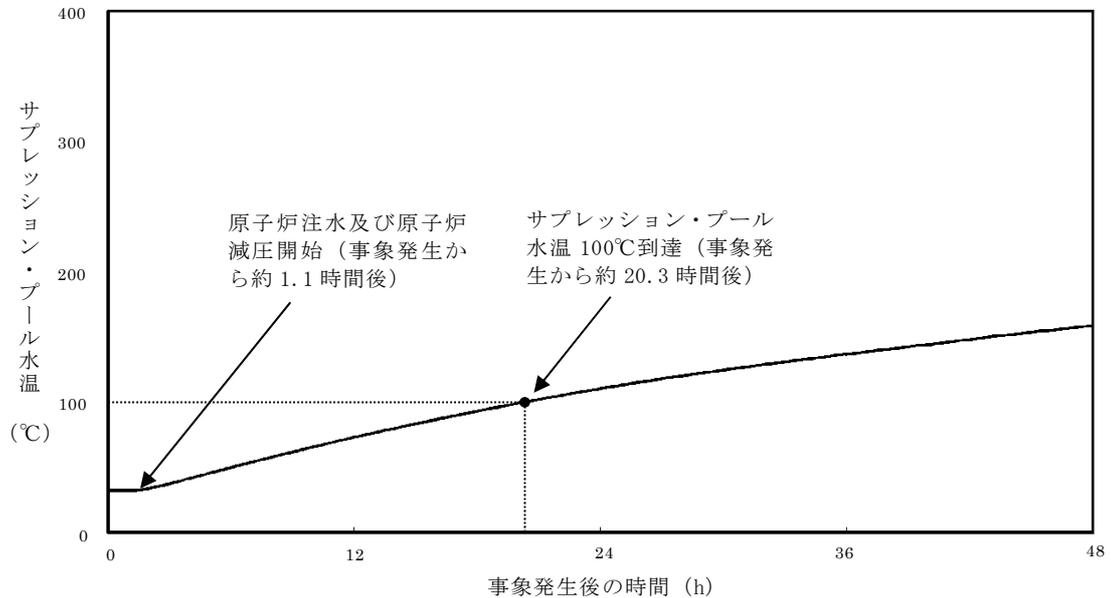
## 運転停止中の全交流動力電源喪失時における サブプレッション・プール水への影響について

運転停止中において全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失した場合は、崩壊熱除去機能を回復するまでの間、原子炉注水及び原子炉減圧により原子炉水位を維持する。原子炉減圧の実施の際は、原子炉内の熱量がサブプレッション・プールへと移行するため、サブプレッション・プール水の温度が上昇する。

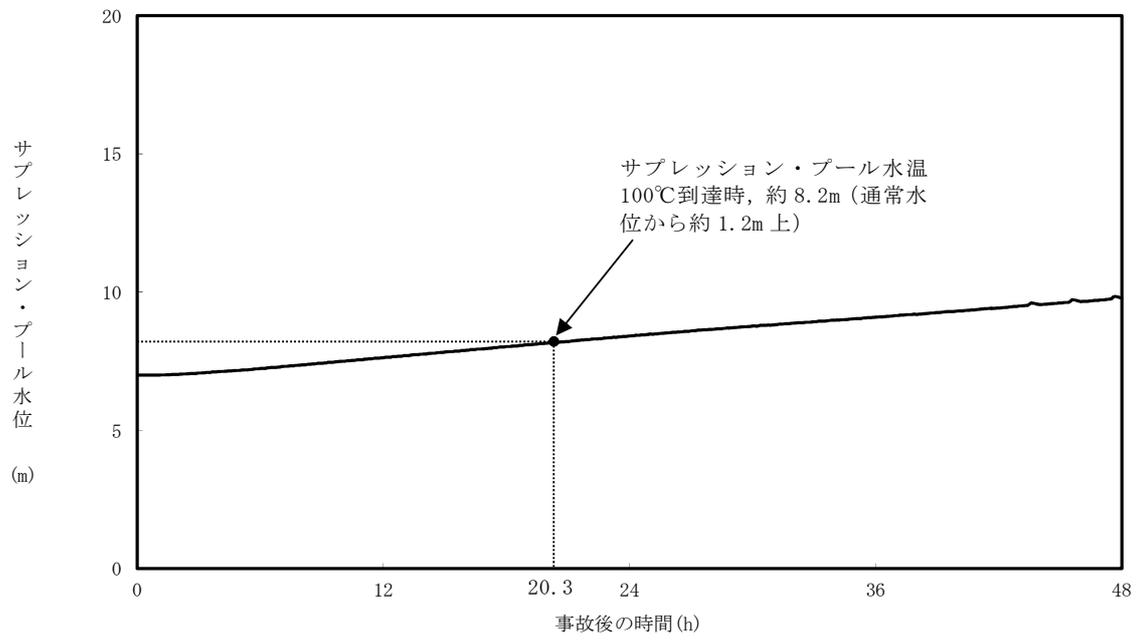
運転停止中において全交流動力電源喪失が喪失した際の評価として、原子炉水温が 100℃に到達した時点（事象発生から約 1.1 時間後）から、常設代替高圧電源装置による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水で原子炉水位を維持した場合のサブプレッション・プール水温の変化を、MAAP を用いて評価した。主要解析条件は第 1 表のとおりである。事象発生後の時間に対するサブプレッション・プールの水温及び水位の推移を第 1 図及び第 2 図に示す。サブプレッション・プール水温が 100℃となる時間は事象発生から約 20.3 時間後であり、そのときのサブプレッション・プール水位は、約 8.2m（通常水位から約 1.2m 上）にとどまる。

第 1 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）

分類	項目	解析条件	備考
事象発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後	—
	原子炉初期水温	57℃	—
	原子炉初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期温度	液相部：32℃ 気相部：67℃	—
	水源の温度	35℃	—
事象進展	事象発生	全交流動力電源喪失の発生	—
	事象発生約 21 分後	常設代替高圧電源装置によ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）への給電完了	—
	事象発生約 1.1 時間後	逃がし安全弁 1 個による減圧操作 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）による原子炉注水開始（原子炉水位をレベル 3～レベル 8 に維持）	原子炉水温 100℃到達 原子炉注水流量 378m <sup>3</sup> /h



第 1 図 事象発生後のサプレッション・プール水温の推移



第 2 図 事象発生後のサプレッション・プール水位の推移

7日間における水源の対応について  
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・代替淡水貯槽：4,300m<sup>3</sup>

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 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量で，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）による原子炉注水操作を実施する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉注水が始まる事象発生後約 4 時間 55 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 55 分までに残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開し，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 110m<sup>3</sup>である。

#### 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 110m<sup>3</sup>の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計 4,300m<sup>3</sup>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  
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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。

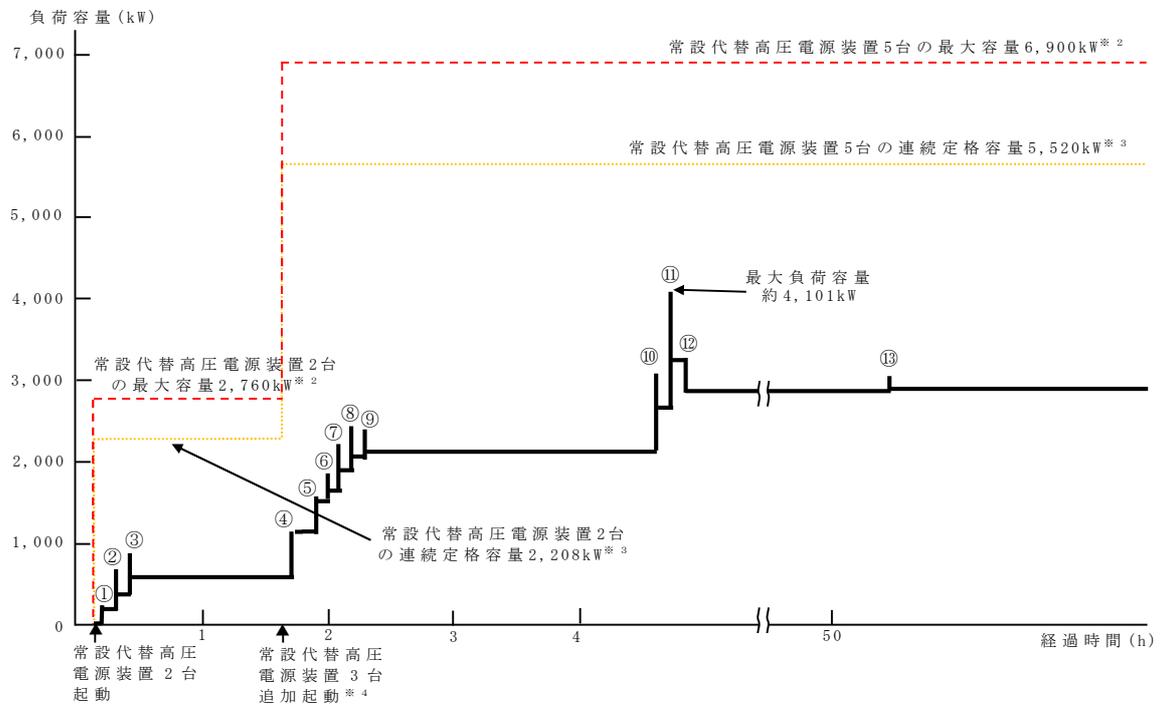
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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 <b>必要な</b> 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 <sup>※1</sup>	約190	約879	約584
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 <sup>※5</sup> ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他 <b>必要な</b> 負荷 ・その他 <b>不要な</b> 負荷 <sup>※5</sup>	約79 約108 約134 約14 約234	約1,166	約1,153
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 <sup>※5</sup> ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他 <b>不要な</b> 負荷 <sup>※5</sup>	約60 約86 約134 約135	約1,573	約1,568
⑥	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 <b>必要な</b> 負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,862	約1,674
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他 <b>必要な</b> 負荷	約45 約8 約183	約2,251	約1,910
⑧	蓄電池室排気ファン その他 <b>必要な</b> 負荷	約8 約154	約2,464	約2,072
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,396	約2,162
⑩	緊急用海水ポンプ その他 <b>必要な</b> 負荷	約510 約4	約3,144	約2,676
⑪	残留熱除去系ポンプ その他 <b>必要な</b> 負荷	約584 約3	約4,101	約3,263
⑫	停止負荷	約-380	—	約2,883
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,992	約2,913



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

- ※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
- ※2 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)
- ※3 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)
- ※4 非常用母線の負荷に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する
- ※5 有効性評価で期待していないが電源供給される**不要な負荷**

## 5.3 原子炉冷却材の流出

### 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」は，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.3-1 図に、対応手順の概要を第 5.3-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）9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ための当直運転員 3 名及び指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員を確認した結果、災害対策要員（初動）9名で対処可能である。

#### a. 原子炉冷却材流出の確認

原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。

(添付資料 5.1.1)

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、原子炉冷却材流出を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。

（添付資料 5.1.2）

c. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作

原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材流出箇所の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（燃料域）等である。

e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場<sup>\*</sup>にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

※ 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

以降、原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的

に実施する。

### 5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材の流出を起因事象とする「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である\*。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、プラント状態（以下「POS」という。）－AからPOS－Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉水位が通常運転水位であるPOSを想定することにより、時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のPOSにおいても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持され

る水位を確保できることを評価する。

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

※ RHR切替時のLOCAによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.3-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

運転停止中における原子炉圧力容器の状態は、未開放状態又は開放状態であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。なお、原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。

#### (b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

運転停止中における原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）から原子炉ウェル満水（燃料有効長頂部から約 16.7m 上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で

厳しい通常運転水位を評価条件とする。なお、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水の場合は、原子炉圧力容器蓋による遮蔽に期待できなくなるものの、保有水量が多く、遮蔽維持水位到達までの余裕時間は通常運転水位の場合よりも長くなることから、通常運転水位の場合に評価項目を満足することを確認することにより、原子炉ウェル満水の場合においても評価項目を満足できることを確認できる。

また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃を評価条件とする。

(c) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は以下の状態とし、残留熱除去系の運転号機を残留熱除去系（A）から残留熱除去系（B）へ切り替えるものとする。

- ・ 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・ 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- ・ 残留熱除去系（C）：点検に伴う待機除外中

b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出流量

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。具体的には、切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによって原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバへ流出することを想定し、流出流量は 45m<sup>3</sup>/h とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており、崩壊熱除去機能は維持されていることから、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量を踏まえても崩壊熱除去機能は維持される。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は  $1,605\text{m}^3/\text{h}$  を設定するものとする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量

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（原子炉冷却材温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$  において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対

する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 原子炉冷却材の流出は、事象発生から1時間後の中央制御室の巡視において認知するものとする。なお、原子炉未開放時には原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。
- (b) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、原子炉水位低下確認後、事象発生から2時間後に実施するものとする。また、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施するものとする。
- (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、原子炉冷却材流出箇所の隔離操作後に実施するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.3-4図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.3-5図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の流出箇所を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により原子炉除熱を行う。

## b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 2.1m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした  $10\text{mSv/h}^*$  が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

以上により、本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から  $10\text{mSv/h}$  と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも  $22\text{mSv}$  であり、緊急作業時における被ばく限度の  $100\text{mSv}$  に対して余裕がある。

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

(添付資料 5.1.7, 5.3.3)

### 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水で、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

#### (1) 評価条件の不確かさの影響評価

##### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目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、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水位及び原子炉压力容器の状態、並びに原子炉初期圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

##### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉压力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉压力容器が閉鎖状態に対し、最確条件は事象毎に異なる。原子炉压力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつ

プールゲートが閉状態の場合については、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び原子炉冷却材流出箇所<sup>1</sup>の隔離<sup>2</sup>操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合においては、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、RHR切替時のLOCAにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり、評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、

評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

## 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、これらの要員が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。評価結果を以下に示す。

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始条件として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時刻は早くなると考えられる。また、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所<sup>1)</sup>の隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり、これに対して、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作について、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため、十分な時間余裕がある。

### (3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、評価条件等の不確かさ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。

(添付資料 5.3.4)

## 5.3.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

#### a. 水 源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について

は、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバ水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。

#### b. 燃 料

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

#### c. 電 源

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 5.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員に

よる原子炉冷却材流出の停止手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について、有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水、運転員による原子炉冷却材流出の停止手段、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

2C 非常用ディーゼル発電機, 2D 非常用  
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレ  
イ系ディーゼル発電機



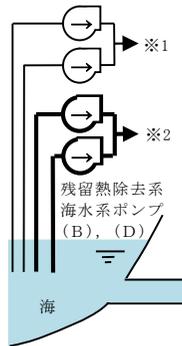
常設代替高圧電源装置



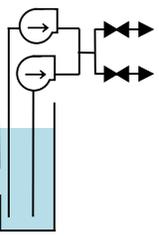
軽油貯蔵タンク



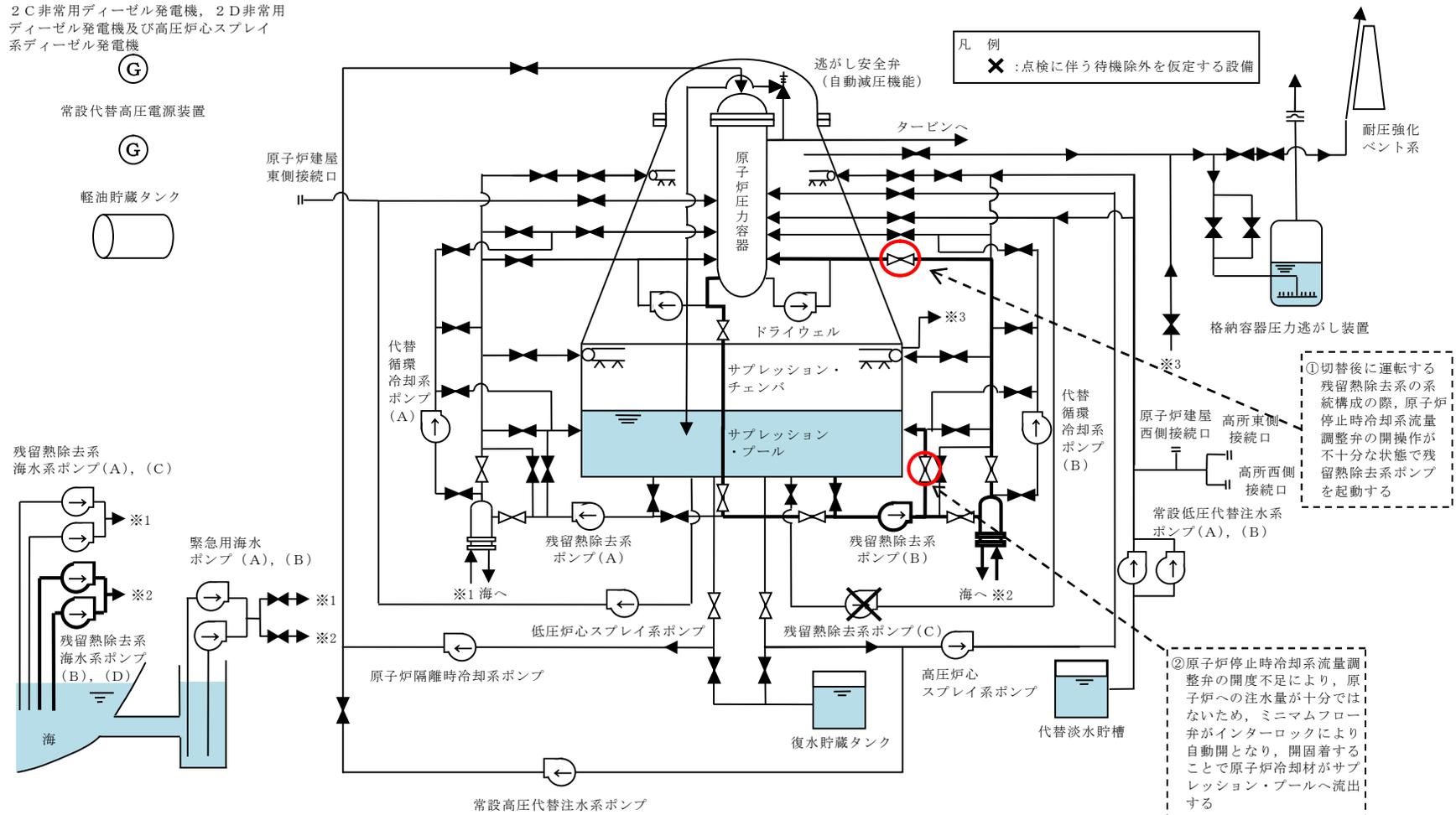
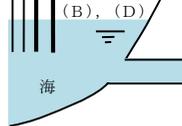
残留熱除去系  
海水系ポンプ(A), (C)



緊急用海水  
ポンプ(A), (B)



残留熱除去系  
海水系ポンプ  
(B), (D)



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉冷却材の流出)

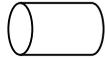
2C 非常用ディーゼル発電機, 2D 非常用  
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ  
系ディーゼル発電機



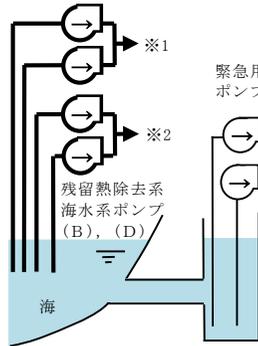
常設代替高圧電源装置



軽油貯蔵タンク



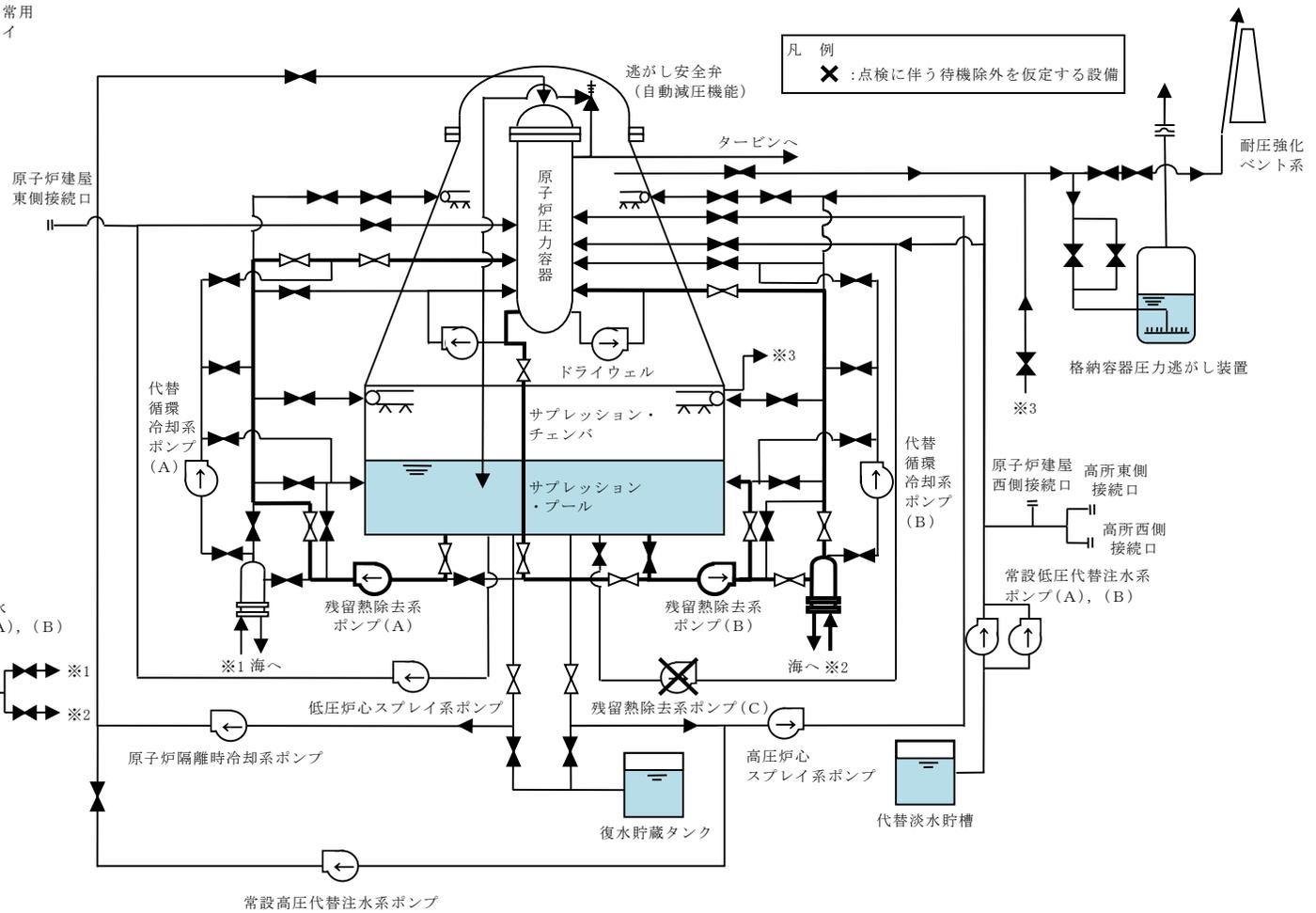
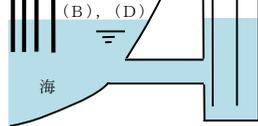
残留熱除去系  
海水系ポンプ(A), (C)



緊急用海水  
ポンプ(A), (B)



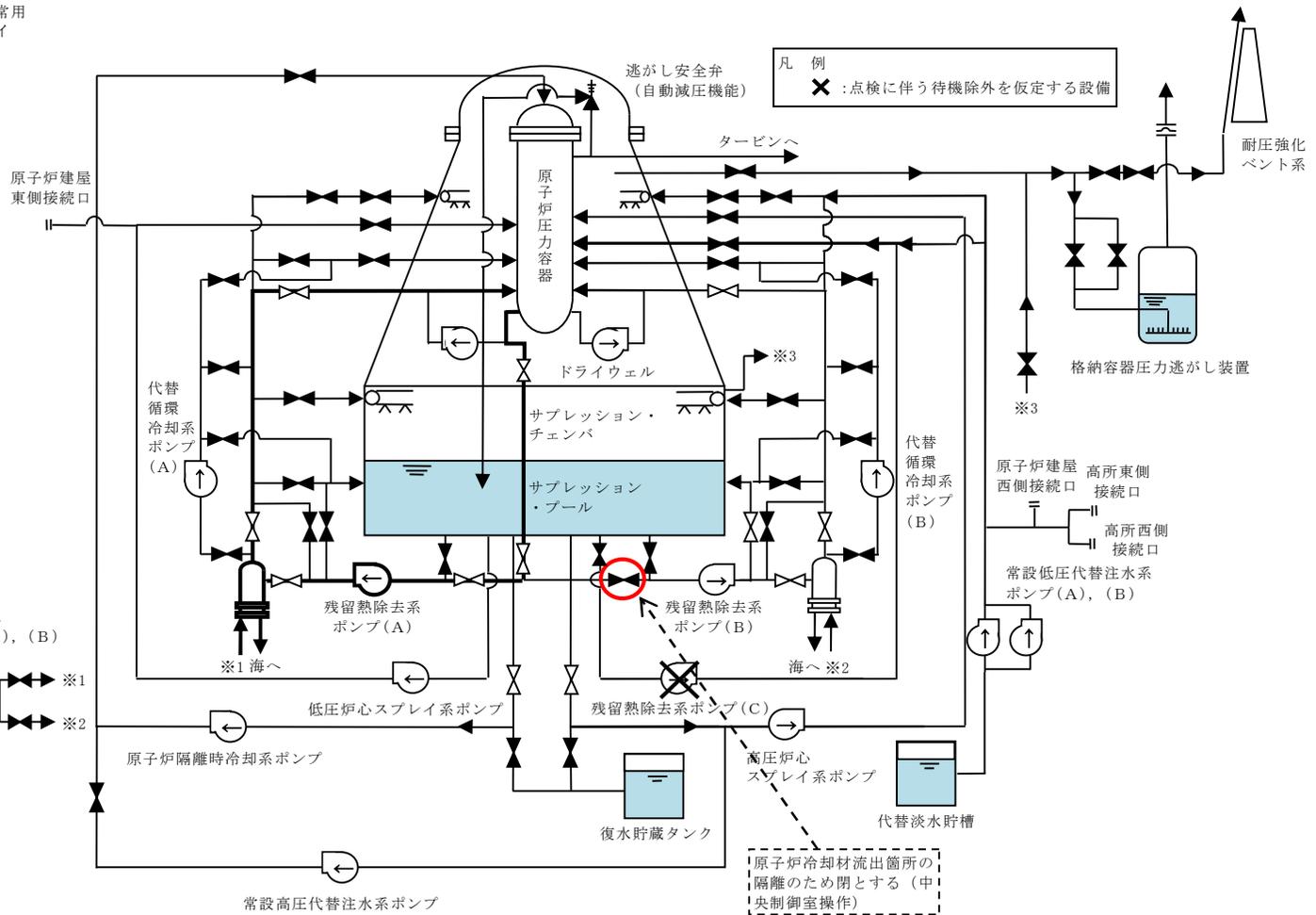
残留熱除去系  
海水系ポンプ  
(B), (D)



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(残留熱除去系 (低圧注水系))

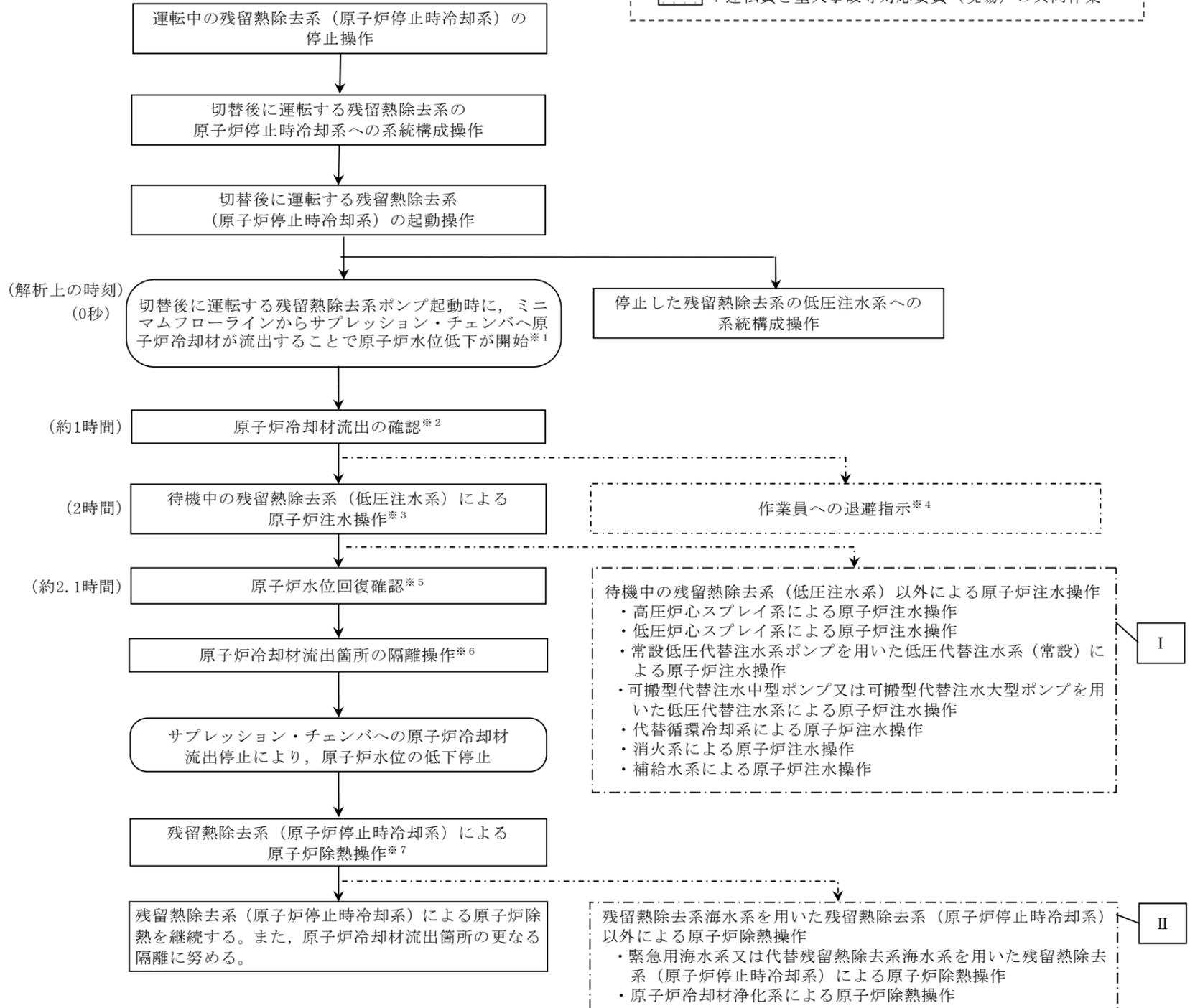
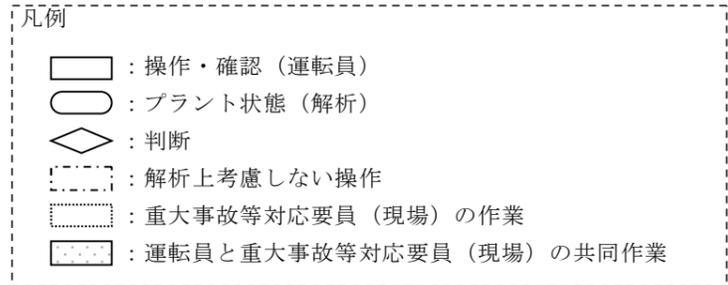
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用  
ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ  
系ディーゼル発電機



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(原子炉冷却材流出箇所の隔離及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系))

プラント前提条件

- 原子炉の運転停止 1 日後
- 原子炉圧力容器未開放
- 格納容器開放
- 残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- 残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
- 残留熱除去系 (C) : 点検中
- 原子炉水位は通常運転水位



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) 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、代替循環冷却系、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、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱も実施可能である。

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、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

※1 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転号機の切替時、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバへ流出することを想定する (原子炉冷却材の流出量は45m<sup>3</sup>/h、原子炉水位の低下速度は約1.5m/h)。

※2 原子炉冷却材の流出が発生した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。

※3 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約2.1m上 (原子炉水位低 (レベル3) -約2.4m) となる。

※4 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。

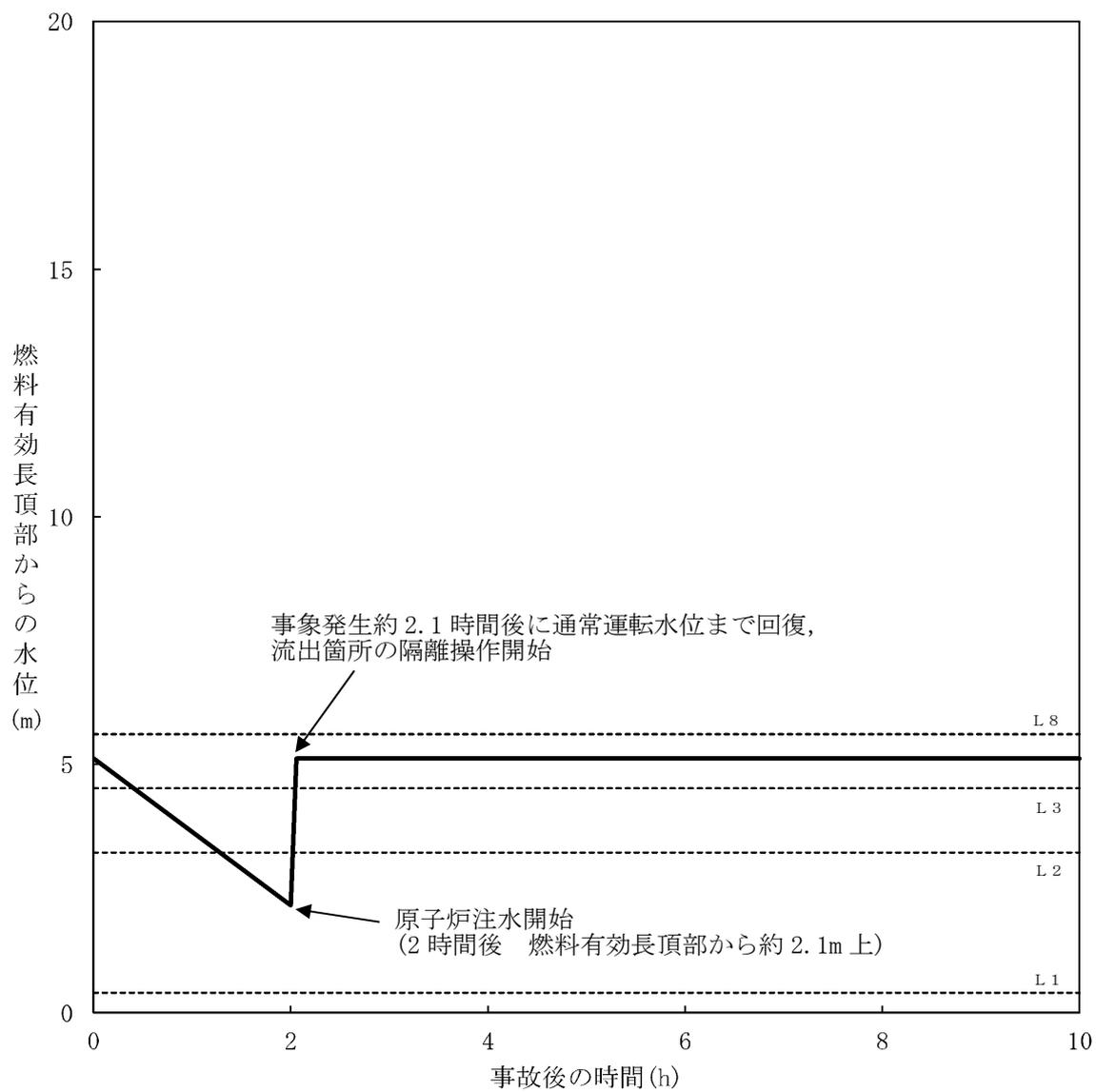
※5 中央制御室において、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域) 等により原子炉水位の回復を確認する。

※6 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

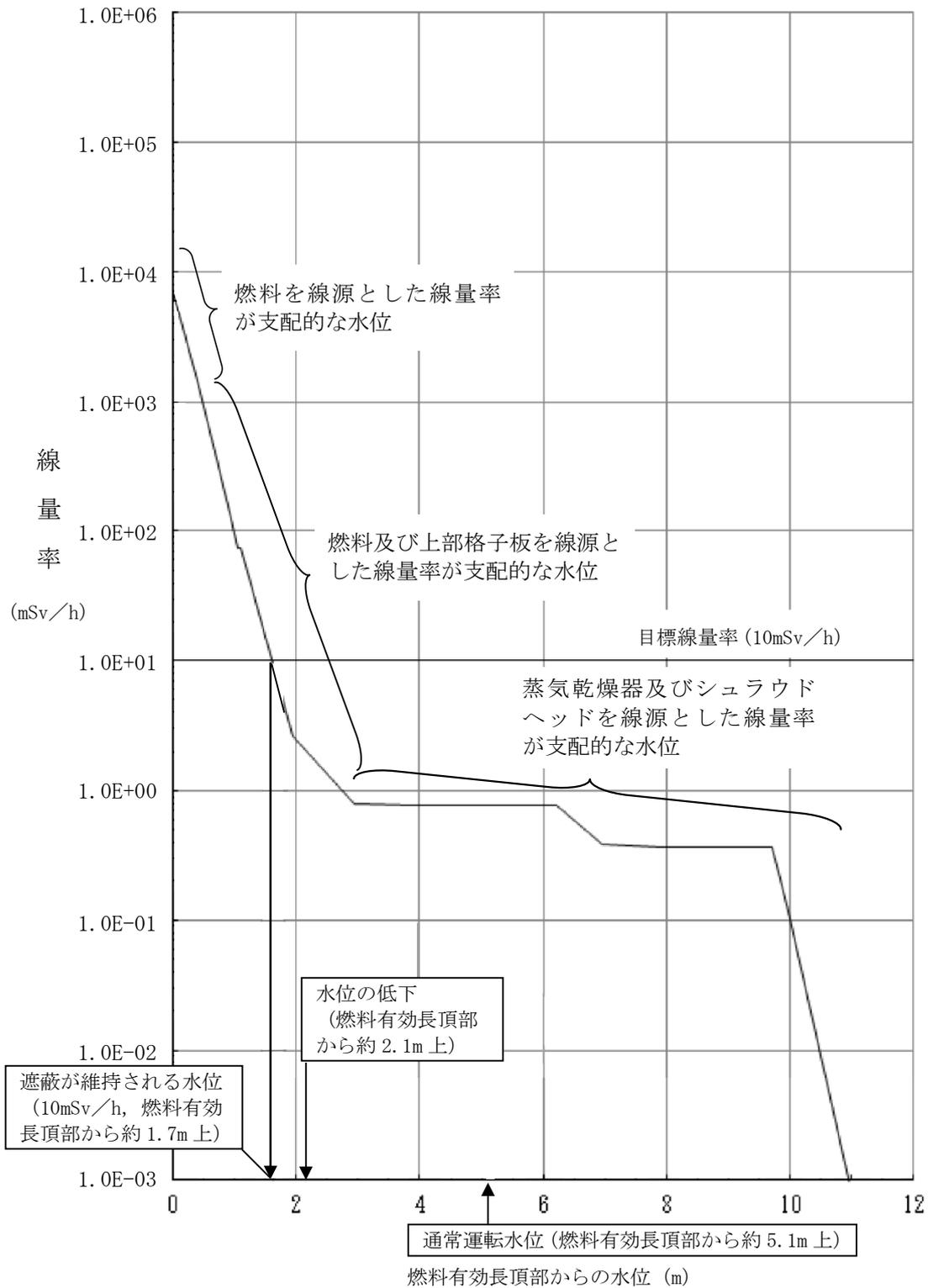
※7 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-2 図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要





第 5.3-4 図 原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化  
(燃料有効長頂部からの水位)



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

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
原子炉冷却材の流出の確認	・1 時間毎の中央制御室の巡視により、原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） サプレッション・プール水位*
作業員への退避指示	・当直発電長は、原子炉冷却材の流出を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。	—	—	—
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	・原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 残留熱除去系系統流量*
原子炉冷却材流出箇所への隔離操作	・原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	・待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）*	—	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） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 残留熱除去系海水系系統流量*

：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 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器が未開放、かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m上)	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	45m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 43MW （原子炉冷却材温度 100℃、 海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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 関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	—	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であり、十分な時間余裕がある。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱		

## 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

## 1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失，全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出においては，原子炉圧力容器未開放時を想定しており，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は，注水開始までの時間に対して十分な余裕があることを確認している。

(添付資料5.1.7)

運転停止中の原子炉冷却材の流出の事故シナリオでは，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく，点検などに係る原子炉冷却材の流出は原子炉圧力容器開放状態にて発生することも考えられるため，ここでは，原子炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。なお，本評価においては，線量率を厳しく評価するため，上部格子板，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器を放射線源として考慮しているが，これらの構造物による遮蔽には期待しない保守的な評価条件とした。

## 2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子板，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

## (1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約3.7m

- $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する  $\gamma$ 線は、エネルギー5群とする。
- 線源材質：燃料及び水（密度  g/cm<sup>3</sup>）
- 線源条件：文献値<sup>\*1</sup>に記載のエネルギー当たりの線源強度を  
基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で  
算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間10<sup>6</sup>時間（約114年）と、東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。

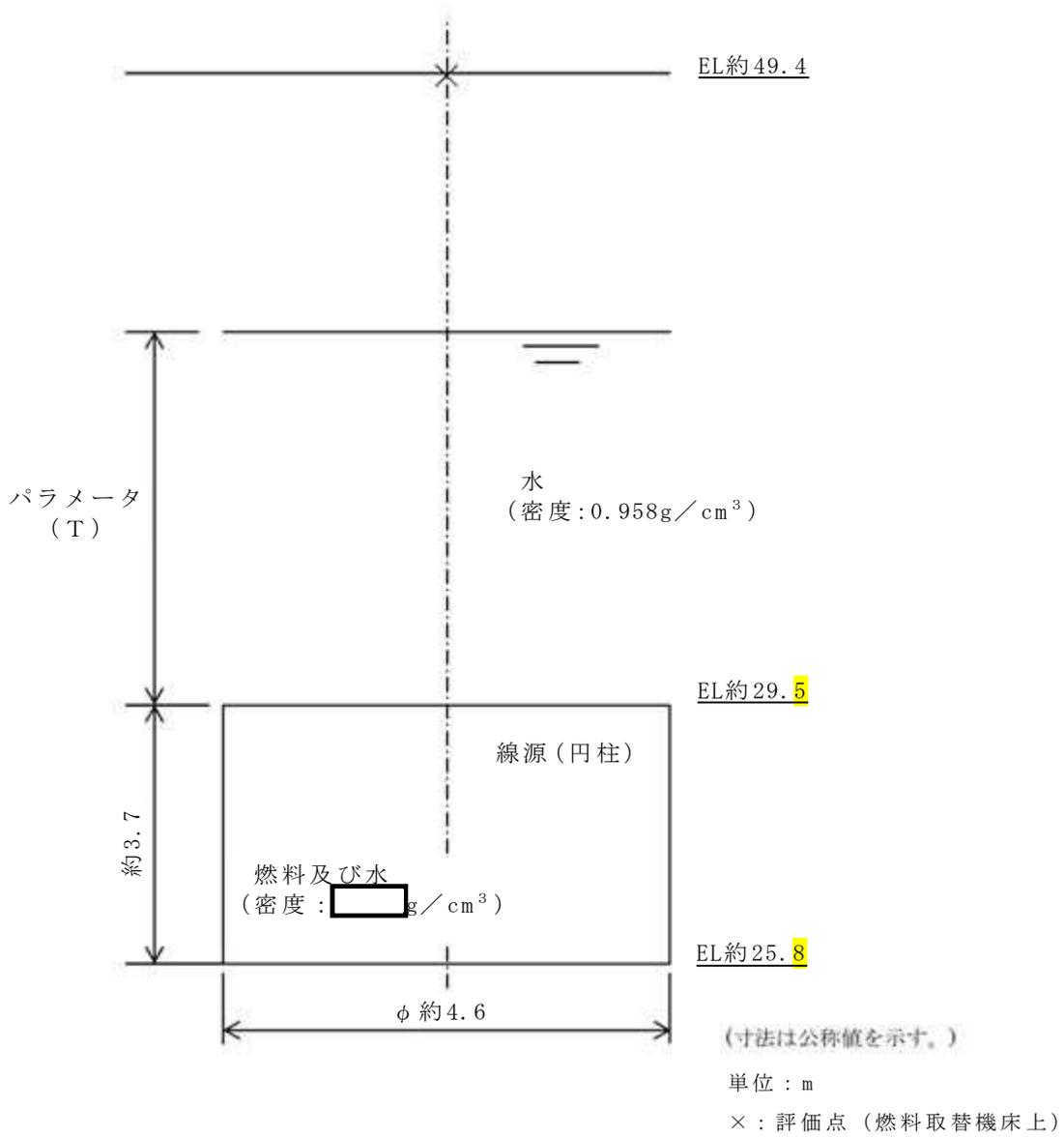
- ・燃料照射期間：10<sup>6</sup>時間
- ・運転停止後の期間：運転停止後3日<sup>\*2</sup>（実績を考慮して設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：7.2E+04cm<sup>3</sup>（9×9燃料（A型））

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

※2 運転停止後の期間は発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

- 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また、計算により求めた線源強度を第1表に示す。



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

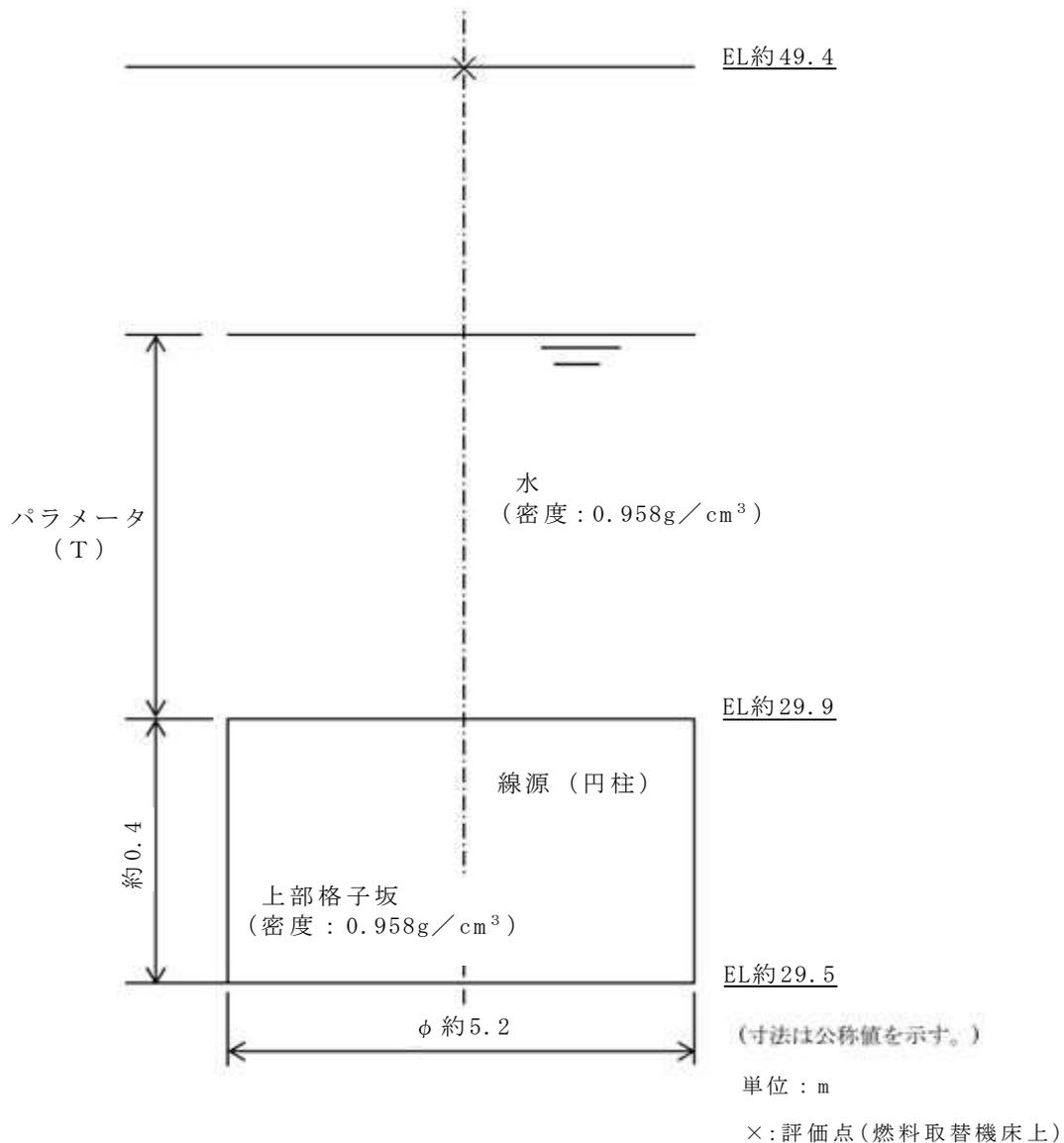
○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種 $\text{Co-60}$ を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用。

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

(3) シュラウドヘッド<sup>※1</sup>

計算条件を以下に示す。

○線源形状: 円柱線源としてモデル化

○線源の高さ: 約5.2m

○ $\gamma$ 線エネルギー: 計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種 $\text{Co-60}$ を想定して1.5MeVとする。

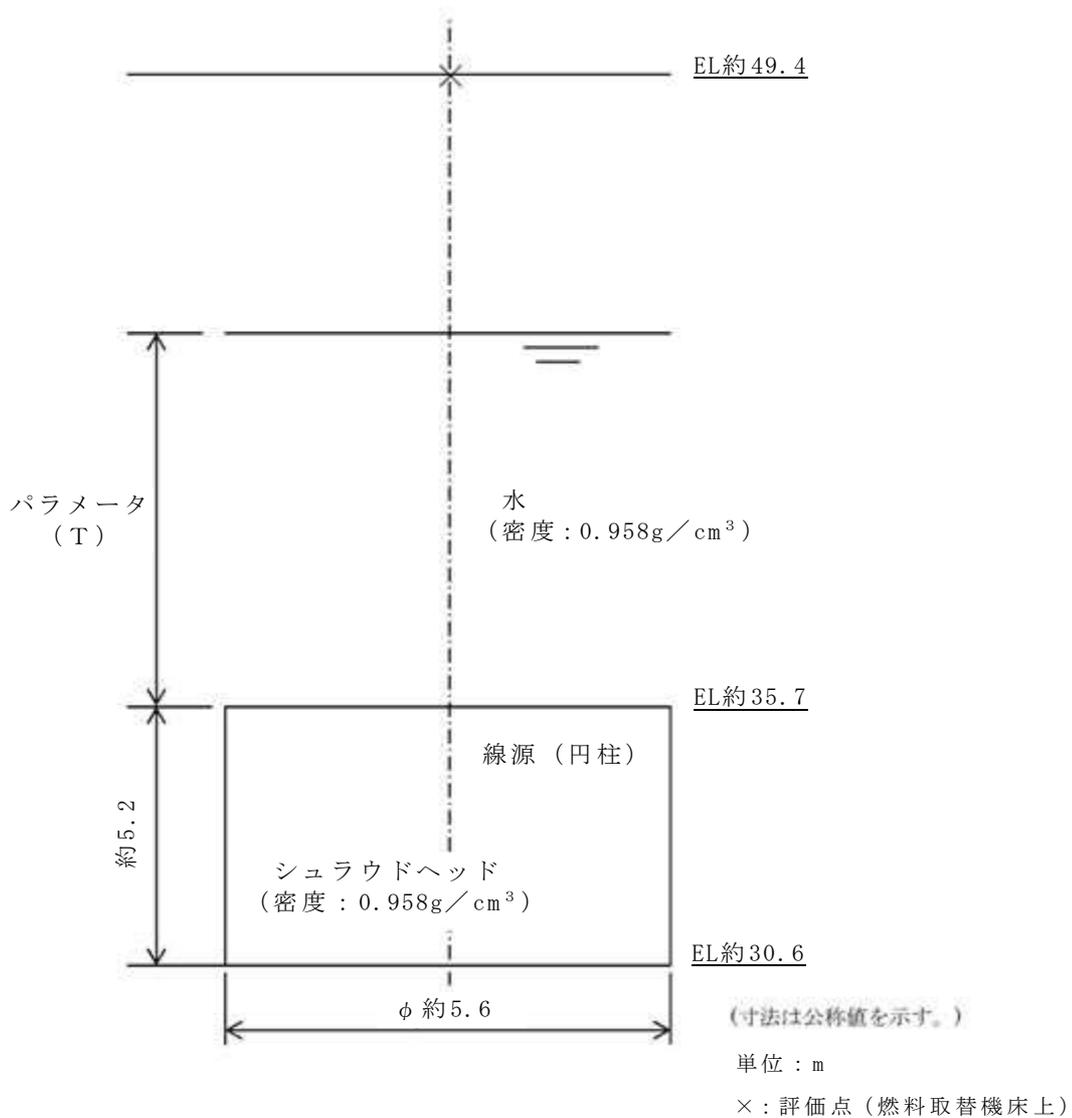
○線源材質: 水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ <sup>※2</sup>)

○線源強度：機器表面の実測値（ $\square$  Sv/h）より  $6.7E+05Bq/cm^3$  と算出した。

線量率計算モデルを第3図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用。



第3図 シュラウドヘッドの水深と線量率の計算モデル

(4) 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円筒線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

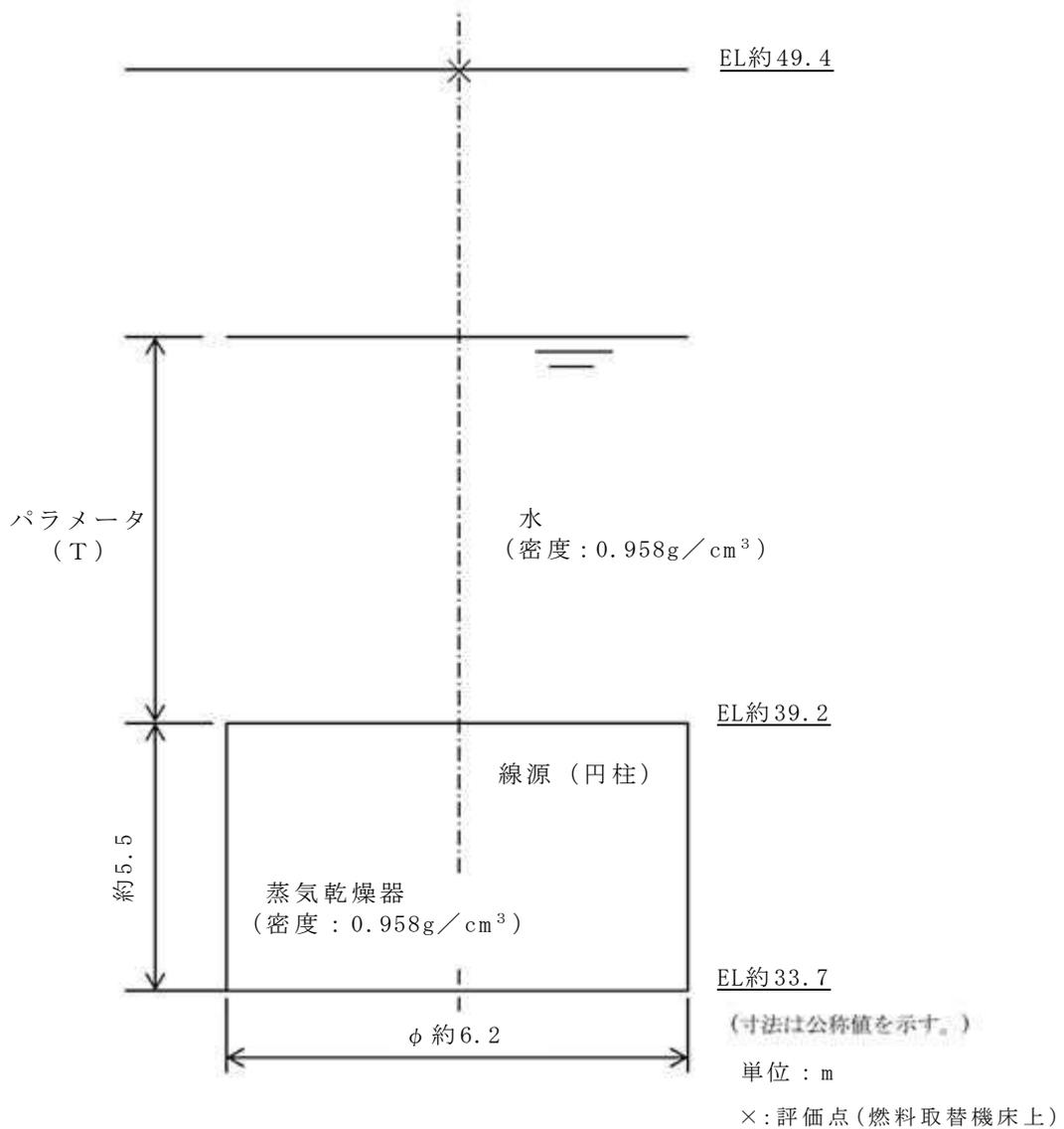
○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、主要核種 $\text{Co-60}$ を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ）

※ 52°Cから100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる100°Cの値を使用。

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量率計算モデルを第4図に示す。



第4図 蒸気乾燥器の水深と線量率の計算モデル

### 3. 線量率

線量率は、「添付資料4.1.2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード(Ver1.04)を用いて計算している。

### 4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

#### (1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、保守的に燃料取替機床上とした。なお、評価では第1図～第4図の線量率計算モデルに示すように原子炉ウェル筐体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

## (2) 放射線の遮蔽が維持される水位

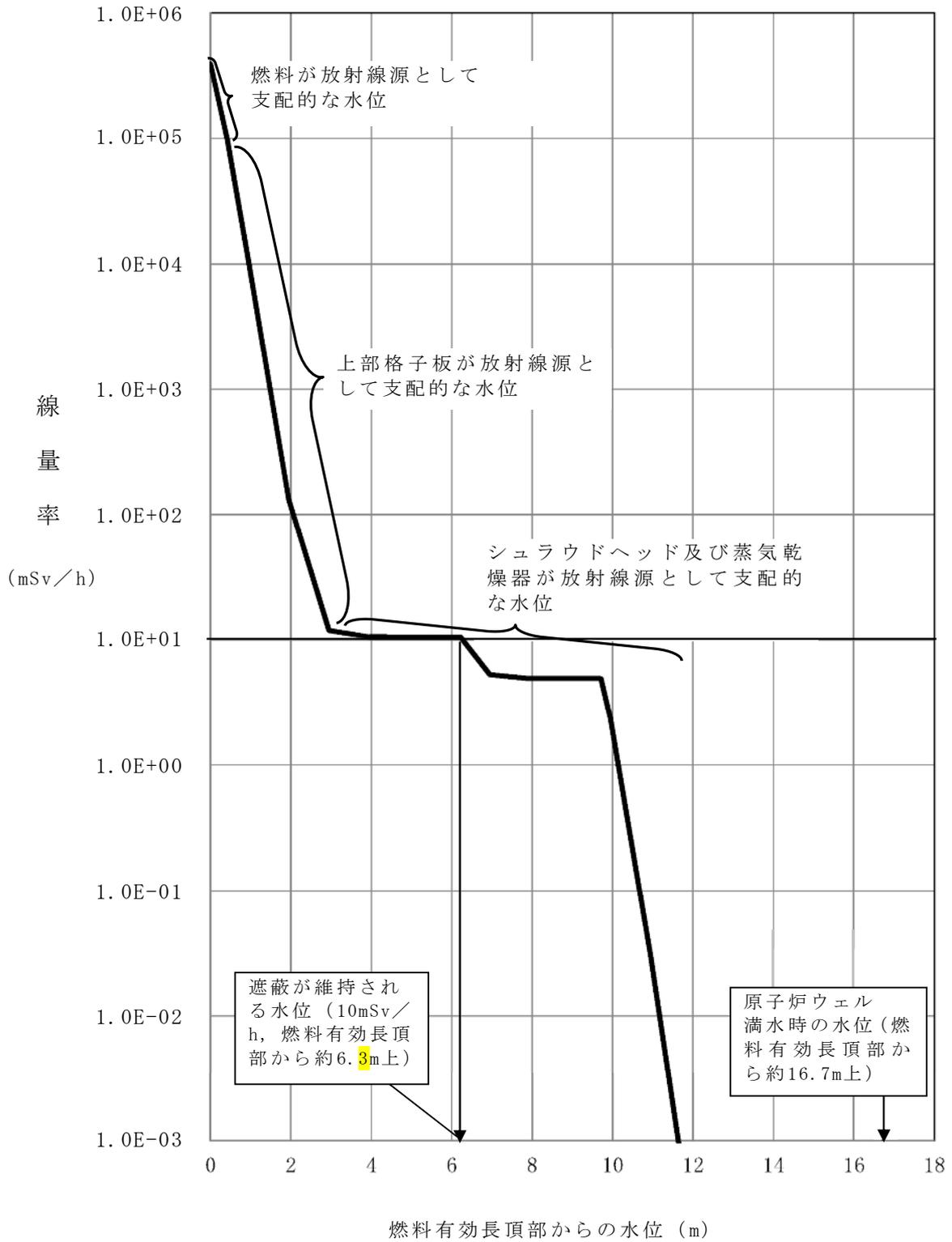
運転停止中の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出では、評価点とした燃料取替機床上がある原子炉建屋6階での操作は不要であり、仮に事象発生時に作業員が原子炉建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であっても、退避警報による事象認知後に速やかに退避するため、水位低下後に長時間作業することはない。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位<sup>\*</sup>は第5図より、燃料有効長頂部から約6.3m上となり、原子炉ウェル満水時の水位から約10.4m低下した水位である。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟6階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は2.2時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSvであり、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

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

なお、必要な遮蔽の目安とした線量率 $10\text{mSv/h}$ は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率の実績値（約 $3.5\text{mSv/h}$ ）よりも高い線量率である。



第5図 原子炉水位と線量率

## 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

## 1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とするPOSを、選びうるPOSの比較により選定した。

## 2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価ではRHR切替を選定した。選定の理由は、燃料損傷までの時間余裕が短いこと※、及び停止時PRAの結果から炉心損傷頻度が最も高く、代表性が高いことによるものである。

- ・ RHR切替
- ・ CUWブロー
- ・ CRD点検
- ・ LPRM点検

※ RHR切替時のLOCAによる流出は他の冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

< RHR切替時のLOCA発生時の流出量の算出 >

(1) 評価条件

- a. ミニмумフローラインオリフィス仕様
  - ・オリフィス設計流量 56.8m<sup>3</sup>/h
  - ・オリフィス設計差圧 198.1m
- b. 原子炉圧力 大気圧状態
- c. RHRポンプと原子炉水との水頭差 (RHRポンプレベル: E.L 約-3.4m)
  - ・通常水位 38.1m (E.L. 約 34.6m~E.L. 約-3.4m)
  - ・原子炉ウェル満水 49.6m (E.L. 約 46.2m~E.L. 約-3.4m)
- d. 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニмумフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧=ポンプ出口圧力=ポンプ揚程 (85.3m) +水頭差
  - ・通常水位 123.4m (E.L. 約 34.6m~E.L. 約-3.4m)
  - ・原子炉ウェル満水 134.9m (E.L. 約 46.1m~E.L. 約-3.4m)

(2) 評価式

オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

$$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$$

$$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$$

$\Delta P$  : オリフィス差圧

$Q$  : オリフィス差圧が  $\Delta P$  の際の流量 (m<sup>3</sup>/h)

(3) 評価結果

- ・通常水位 : 45m<sup>3</sup>/h
- ・ウェル満水 : 47m<sup>3</sup>/h

### 3. POSを選定する上で考慮した点

残留熱除去系は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-AからPOS-Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。これらのPOSより、以下の点を考慮してPOSの選定を行った。

#### (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし、本重要事故シナリオでは崩壊熱除去機能が喪失しないため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しないことから、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

#### (2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約18.4時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約2.3時間である。

#### (3) 事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では、時間余裕が短い、すなわち保有水量が少ないPOSの方が適切である。なお、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、有効性評価ではこれらに期待しないことで認知性をより厳しく扱った。

#### (4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 6.3m 上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。

#### 4. POS の選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定した RHR 切替時の LOCA のプラント状態は、RHR 切替を実施する可能性がある POS-A から POS-D のうち、時間余裕の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位である POS-A, C, D を選定した。また、他の POS の評価が、POS-A, C, D の RHR 切替時の LOCA の評価に包絡されることを第 2 表で確認した。

第1表 燃料損傷までの余裕時間

事故シーケンス	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまでの保有水量 (m <sup>3</sup> ) ※1	冷却材流出流量 (m <sup>3</sup> /h)	燃料損傷までの余裕時間 (h)
RHR切替時のLOCA	B	原子炉ウェル満水	1,055	47	22.7
	A, C, D	通常水位	156	45	3.5
CUWブロー時のLOCA	C, D	通常水位※2	156	45	3.5
CRD点検時のLOCA	B	原子炉ウェル満水	1,055	204	5.5
LPRM点検時のLOCA	B	原子炉ウェル満水	1,055	93	12.1

※1 原子炉ウェル満水状態における保有水量は、原子炉側のみの水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。）。

※2 CUWブローは原子炉水位が通常水位より高い状態において、原子炉冷却材を放射性廃棄物処理施設等へブローすることにより、原子炉水位を通常水位とするための操作である。CUWブロー時のLOCAは、原子炉水位が通常水位に到達した際にCUWブローの停止操作に失敗することにより原子炉冷却材の流出が継続し、燃料損傷に至る事故シーケンスであるため、燃料損傷に至るまでの余裕時間は原子炉水位が通常水位の場合の保有水量を用いて評価している。

第2表 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の閉鎖状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> </ul>	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	未開放	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPV開放への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> </ul>	有効性評価にて評価項目を満足している	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している（原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シェラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される）（添付資料5.1.7）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>	有効性評価で評価対象とする通常運転水位のPOS（POS-A, C, D）の想定に比べて、原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く、燃料損傷に至るまでの時間が長いため、「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさについて」に包絡される	開放	放射線の遮蔽を維持するために必要な水位は原子炉未開放時に比べて高くなるが、有効性評価で評価対象とする通常運転水位のPOS（POS-A, C, D）の想定に比べ原子炉水位が高く、遮蔽が維持される水位を下回るまでの時間が長いため、「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラントPOS-Aに同じ有効性評価において評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B3		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B4		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B5		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
B6		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> <li>・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系</li> </ul>				
C1	PCV/RPVの閉鎖への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> </ul>	有効性評価にて評価項目を満足している	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している（原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シェラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される）（添付資料5.1.7）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
C2		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> </ul>				
D		<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系-A, B, C</li> <li>・高圧炉心スプレイ系</li> <li>・低圧炉心スプレイ系</li> <li>・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</li> <li>・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）</li> </ul>				

添付5.3.2-6

安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。

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

**【安定停止状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定停止状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。  
また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉の初期水位及び原子炉圧力容器の状態	通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	評価項目となるパラメータに対して時間余裕が厳しくなる、通常水位を想定	原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため遮蔽水位到達までの時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉ウェル満水時においてプールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、遮蔽水位到達までの時間余裕は約18.4時間と、評価条件に比べて長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉停止から1日後の状態を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	起回事象	RHR切替時の冷却材流出	RHR切替時の冷却材流出	燃料損傷までの時間余裕が厳しい事象を仮定		
	冷却材流出流量	45m <sup>3</sup> /h	約 45m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h	1,605m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度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、海水温度が評価条件と同等以上となる。43MWの場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、43MWを超える場合は除熱性能が向上するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱後に行う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 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から2時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】 評価では、原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作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】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作盤でのスイッチによる操作であるため、容易な操作である。操作時間は5分を想定しており、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤のスイッチによる簡単な操作であり、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>	原子炉水位低下時に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認（原子炉水位等）による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなると考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。また、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約2.3時間、燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約3.5時間であり、これに対して、原子炉冷却材の流出を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。	所要時間を5分で想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	—	<p>【認知】 評価では，中央制御室の巡視により，原子炉水位低下を認知すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 運転員による操作のみであり，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】 残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作となるため，十分な時間余裕がある。</p> <p>【他の並列操作の有無】 原子炉水位の維持のための操作と並列した操作となるが，中央制御室での簡単な操作であるため，操作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単な操作であり，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>運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認（原子炉水位等）による早期の認知に期待でき，原子炉注水操作開始時間が想定より早くなり，それに伴い実際の原子炉冷却材流出の停止操作の開始時間が早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>原子炉冷却材流出の停止操作の開始が早くなる可能性があるが，残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕があるため，評価項目となるパラメータに対する影響はない。</p>	<p>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。</p>	<p>訓練では，原子炉冷却材流出停止の操作時間（原因調査を除く）は約11分であることを確認した。</p>
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	—	<p>運転操作手順等を踏まえて設定</p>	—	—	—	<p>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。</p>

## 5.4 反応度の誤投入

### 5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」は，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，**臨界又は臨界近傍の炉心において**反応度の誤投入により，原子炉**出力が上昇する**ことによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，**重大事故等対処**設備の有効性評価**としては**，原子炉停止機能に対する**重大事故等対処**設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

#### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を第 5.4-1

図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 5.4-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は全て自動で作動するため、中央制御室の当直運転員による確認のみであり、対応操作に係る要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。

#### a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に、制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

#### b. 反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認

制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし、制御棒が全挿入となり、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

### 5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った

操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。

なお、事故の発生を想定した検査は、原子炉压力容器蓋が未開放状態であり、原子炉水位が通常運転水位のプラント状態で実施される。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い、原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則として1ノッチずつ操作を行い、起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX及び単チャンネル熱水力解析コードSCAT(RIA用)により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、9×9燃料（A型）平衡炉心のサイクル初期とする。

#### (b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

#### (c) 原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉初期出力は定格値の $10^{-8}$ ，原子炉初期圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO<sub>2</sub>とする。

### b. 事故条件

#### (a) 起因事象

運転停止中の原子炉において、**最大反応度値を有する**制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、運転停止中に実施する複数の制御棒を引き抜く検査において引き抜きの対象となる制御棒であり、投入される反応度を厳しく評価する観点で、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度値を有する制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は約  $1.71\% \Delta k$  である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、停止余裕検査時において、連続的に制御棒を引き抜くことはないため、上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近傍におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが、冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度値を  $1.0\% \Delta k$  以下となるよう管理しており、臨界状態からの誤引き抜きにより反応度値約  $1.71\% \Delta k$  が加わる上記の評価に包含される。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値  $9.1\text{cm/s}$  にて連続で引き抜かれるものとする<sup>\*</sup>。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※ あらかじめ停止余裕が確認されている場合、一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作、及び反応度値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引き抜き操作については、連続引き抜きが実施可能な手順とし

ている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短(10秒)信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第5.4-3図に示す。なお、スクラム信号の発生時の起動領域計装は、A、Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第5.4-1図に、炉心平均中性子束の推移を第5.4-4図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約10秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短(10秒)信号が発生し、原子炉はスクラムする。このとき、投入される反応度は約1.13ドル<sup>※</sup>(投入反応度最大値:0.68% $\Delta k$ <sup>※</sup>)であるが、原子炉出力は定格出力の約15%まで上昇するにとどまる。また、燃料エンタルピは最大で約85kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO<sub>2</sub>(65cal/gUO<sub>2</sub>)を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約77kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」

に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO<sub>2</sub> (40cal/gUO<sub>2</sub>) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※ ドップラ反応度フィードバックを考慮しない投入反応度の最大値

#### b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

以上により、本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.1)

#### 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、自動作動する原子炉緊急停止系により、自動的に原子炉をスクラムさせることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等はない。

##### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価を行う重要現象は、「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は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、実験結果と解析コードの評価結果との比較から7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較から約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは、実験結果と解析コードの評価結果との比較から約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、実効遅発中性子割合の不確かさは臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.2)

(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 5.4-2 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

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなる場合があるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について、実際の炉心設計では、設計上の余裕を見込み、最大反応度価値を持つ制御棒 1 本が完全に引き抜かれた状態でも、炉心の実効増倍率の計算値は、常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も 0.96 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 10kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約 1kJ/kgUO<sub>2</sub>）と小さくなり、即発臨界に至らないこととなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し、事象が収束するため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

#### b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.2)

#### (3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響

を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度フィードバック効果を+10%とした場合の燃料エンタルピー最大値は約 80kJ/kgUO<sub>2</sub> (増分の最大値: 約 72kJ/kgUO<sub>2</sub>)、-10%とした場合の燃料エンタルピー最大値は約 92kJ/kgUO<sub>2</sub> (増分の最大値: 約 83kJ/kgUO<sub>2</sub>)、スクラム反応度を+10%とした場合に投入される反応度は 1.13 ドル、-10%とした場合に投入される反応度は 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 89kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 81kJ/kgUO<sub>2</sub>)、引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は 1.15 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 102kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 94kJ/kgUO<sub>2</sub>)、-10%とした場合に投入される反応度は 1.12 ドル、実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は 1.11 ドル、-10%とした場合に投入される反応度は 1.16 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 90kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 82kJ/kgUO<sub>2</sub>) となる。以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピー増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。

(添付資料 5.4.2)

#### (4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、操作時間余裕に関する影響はない。

#### (5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率

を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた評価においても、投入される反応度は1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：約80kJ/kgUO<sub>2</sub>，燃料エンタルピーの増分の最大値：約72kJ/kgUO<sub>2</sub>）に留まることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の10<sup>-8</sup>の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（1.13ドル）と大きく差異がない、1.09ドル（10倍）及び1.17ドル（燃料エンタルピー最大値：約124kJ/kgUO<sub>2</sub>，増分の最大値：約115kJ/kgUO<sub>2</sub>）（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさ\*が与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して60℃とした場合の感度解析を実施し、1.13ドル（燃料エンタルピー最大値：約96kJ/kgUO<sub>2</sub>，増分の最大値：約80kJ/kgUO<sub>2</sub>）であった。有効性評価での結果（1.13ドル，燃料エンタルピー最大値：約85kJ/kgUO<sub>2</sub>，増分の最大値：約77kJ/kgUO<sub>2</sub>）と大きな差異がないことから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では、初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に、Gdの燃焼やPuの蓄積により、結果が厳しくなる場合がある。

（添付資料 5.4.2, 5.4.4, 5.4.5）

## (6) ま と め

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

#### 5.4.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に係る要員の確保は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認における必要な中央制御室の当直運転員は1名であり、災害対策要員（初動）の当直要員5名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

###### a. 水 源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

###### b. 燃 料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

###### c. 電 源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

#### 5.4.5 結 論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することができる。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

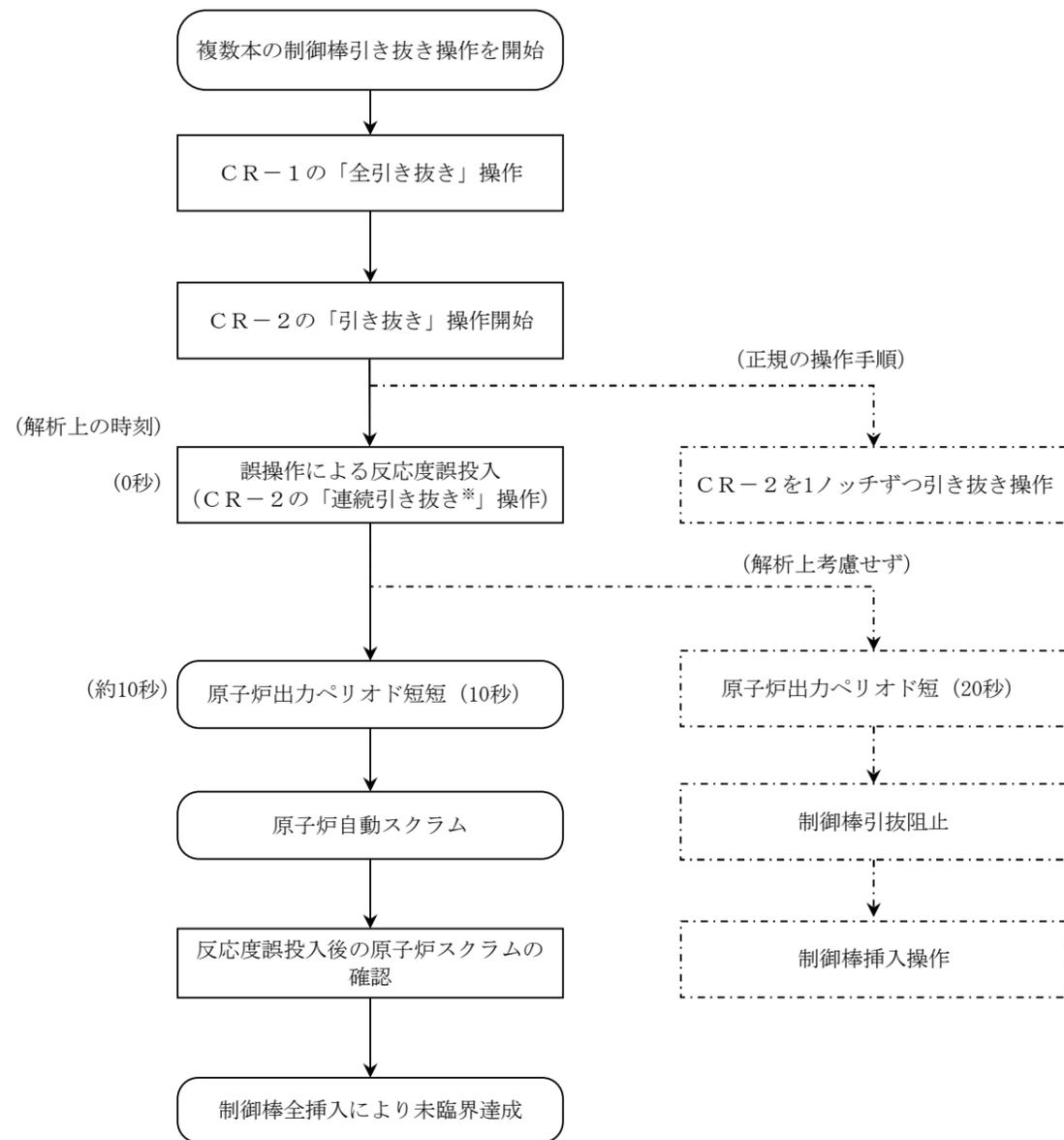
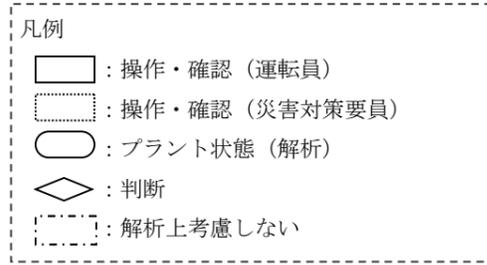
本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に係る要員の確保は不要である。また、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の当直運転員1名で実施可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」

に対して有効である。

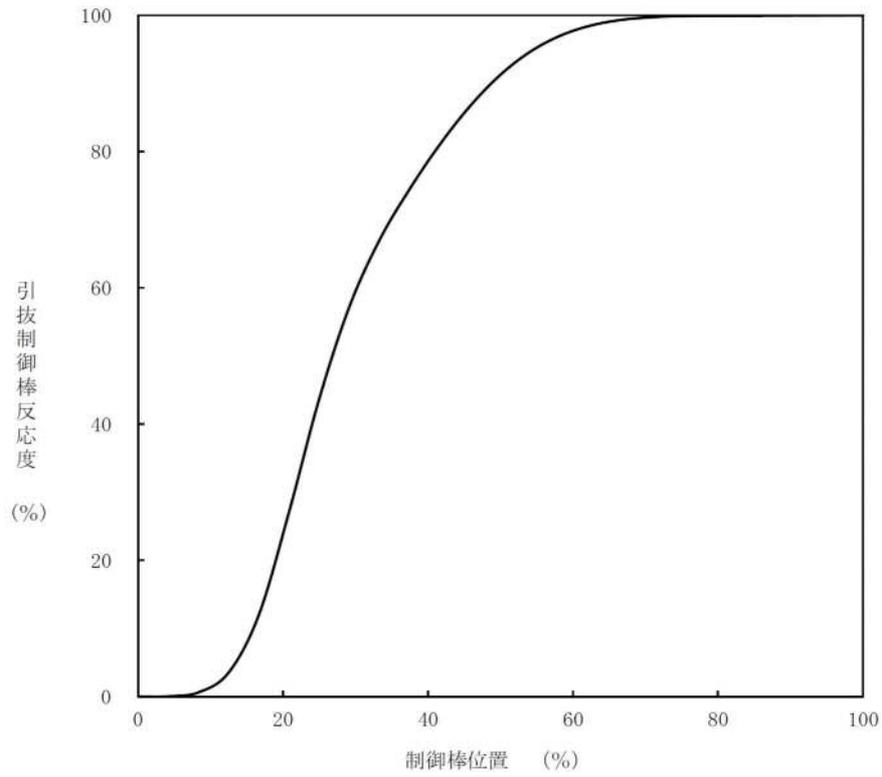
プラント前提条件  
 ・複数本の制御棒引き抜き操作（停止余裕検査及び冷温臨界検査を考慮した想定）  
 ・原子炉モード・スイッチ「起動」位置  
 ・原子炉圧力容器未開放

引抜制御棒  
 CR-1：最大反応度値制御棒  
 CR-2：CR-1の対角隣接の制御棒

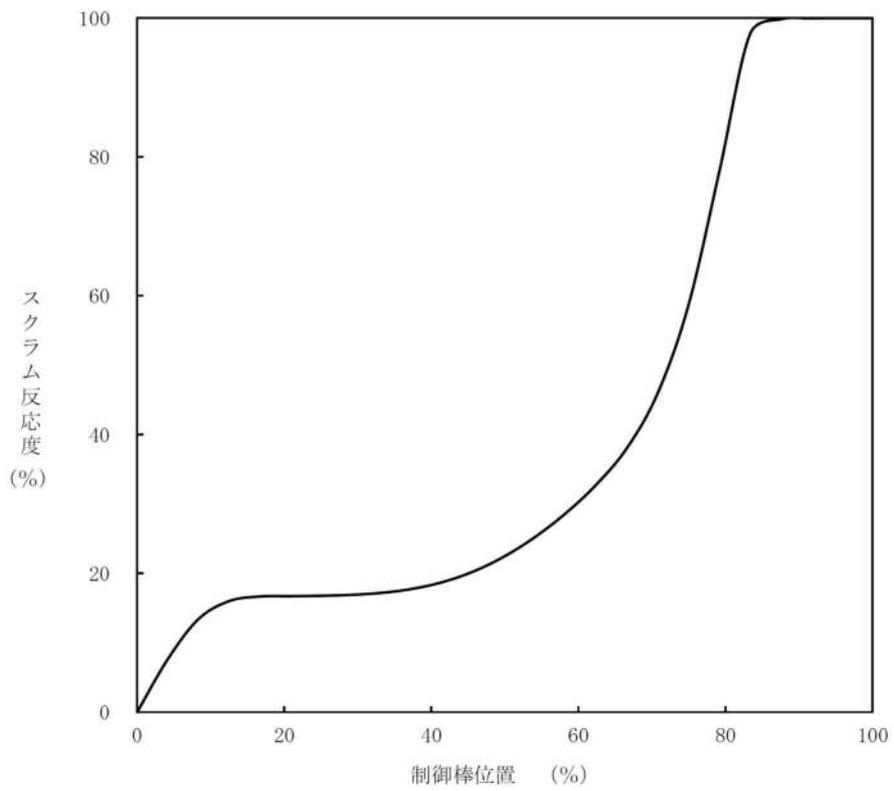


※ 人的過誤としてCR-2の連続引き抜きを想定する。

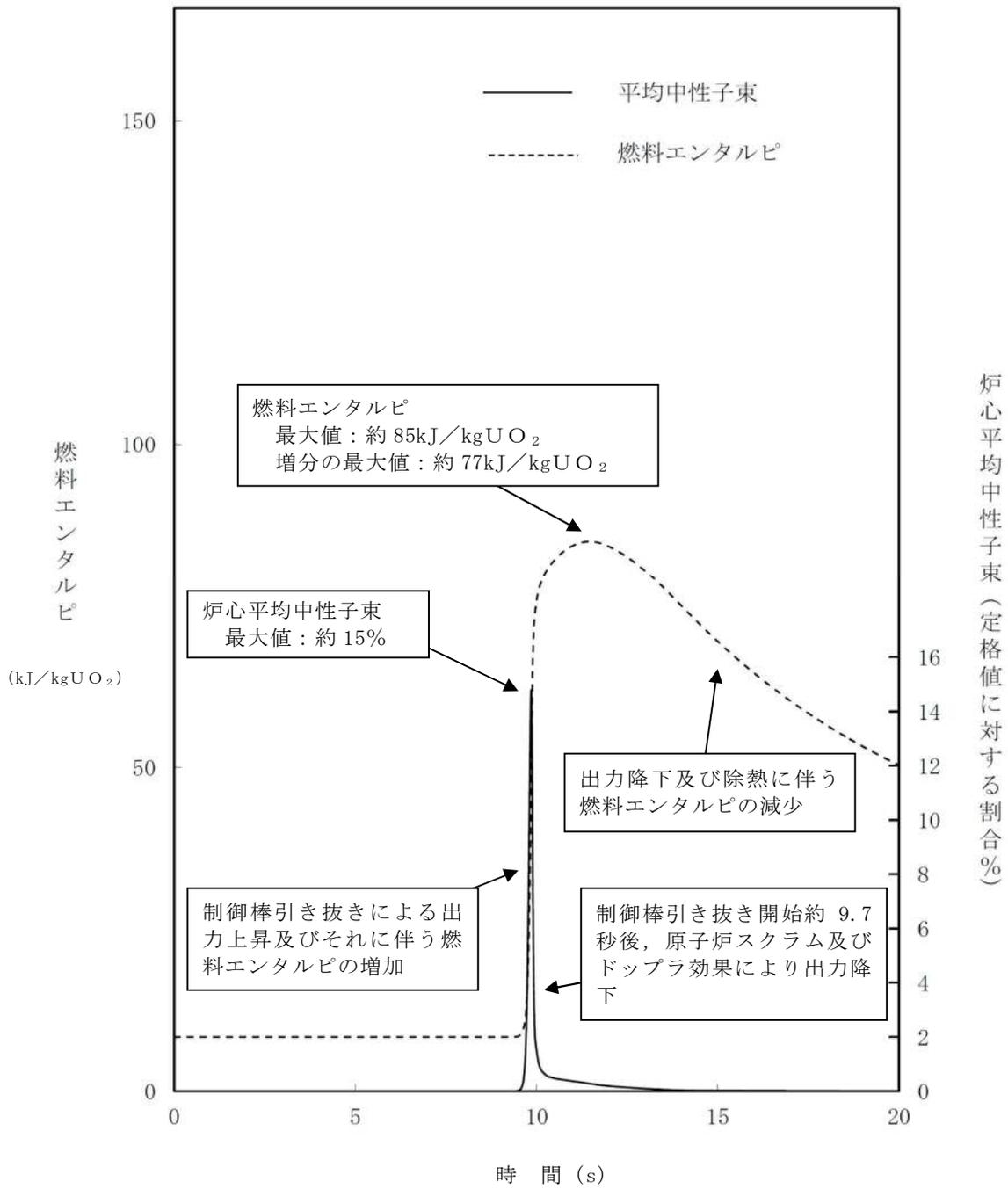
第 5.4-1 図 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4-2 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図 スクラム反応度曲線



第 5.4-4 図 反応度の誤投入における事象変化

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

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
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に，制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*

\* 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5.4-2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX/ SCAT (RIA用)	—
初期条件	炉心状態	9×9燃料 (A型) 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の $10^{-8}$	原子炉が低温状態であることを想定して設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	停止余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び 原子炉冷却材温度	20℃	冷却材温度が低い場合、水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため、冷却材温度の運用の下限値を設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起回事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、最大反応度値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、停止余裕検査時において、連続的に制御棒を引き抜くことはないため、上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近傍におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが、冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度値を1.0%Δk以下となるよう管理しており、臨界状態からの誤引き抜きにより反応度値約1.71%Δkが加わる上記の評価に包含される。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する 制御棒の対角隣接の制御 棒のうち、最大反応度値 を有する制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒を引き抜く検査において引き抜きの対象となる制御棒であり、投入される反応度を厳しく評価する観点で、左記の制御棒を設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δk）（添付資料5.4.3）。引抜制御棒反応度曲線は、第5.4-2図のとおり。
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源があるものとして想定

第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる。
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の誤操作の量が増加し、厳しい評価となる
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短短信号（10秒）	起動領域計装のスクラム機能を設定*

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際に、発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。  
そのため、本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

## 安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。

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

**【安定停止状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短短（10秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員の確保は不要である。

**【安定停止状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

## 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> <li>一点近似動特性モデル（炉出力）</li> <li>出力分布は二次元拡散モデル</li> <li>核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約</li> </ul>	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10秒）信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。 したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>二次元（RZ）拡散モデル</li> <li>エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮</li> </ul>	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 $0GwD/t$ での値）を用いるといった保守的なモデルを適用していることから、出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮</li> <li>熱的現象は断熱、ポイド反応度フィードバック効果は考慮しない※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果：7～9%</li> <li>実効遅発中性子割合：4%</li> </ul>		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、ドップラ反応度フィードバックの不確かさは7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次元拡散モデル</li> <li>動特性計算では外部入力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>制御棒反応度：9%</li> <li>実効遅発中性子割合：4%</li> </ul>		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱伝導モデル</li> <li>燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル</li> </ul>	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、影響はほとんど生じない。	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> <li>単相強制対流：Dittus-Boelterの式</li> <li>核沸騰状態：Jens-Lottesの式</li> <li>膜沸騰状態（低温時）：NSRRの実測データに基づいて導出された熱伝達相関式</li> </ul>	考慮しない	本事象では即発臨界となり、急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。	
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffithの式及び Kutateladzeの式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどない。	

※ A P E Xは断熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材ポイドフィードバックは考慮しない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（1/2）

項目	解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	平衡炉心サイクル初期	装荷炉心毎, 燃焼度毎に変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>装荷炉心については9×9燃料(A型)の平衡炉心を代表として設定</li> <li>燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心としてサイクル初期を想定</li> </ul>	<p>実炉心においては装荷炉心毎, 燃焼度毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても, 投入される反応度は約1.16ドル(燃料エンタルピー最大値:80kJ/kgUO<sub>2</sub>, 燃料エンタルピー増分の最大値:72kJ/kgUO<sub>2</sub>)にとどまることから, 不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合(添付資料5.4.5)</li> </ul>
	実効増倍率	1.0	0.99未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	<p>停止時の制御棒の誤引き抜きは, 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短(10秒)信号の発生により, 自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり, 事象は収束することから, 運転員等の操作を必要としない。したがって, 初期条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。</p>
	原子炉初期出力	定格出力の10 <sup>-8</sup>	定格出力の10 <sup>-8</sup> 程度	原子炉が低温状態であることを想定して設定	<p>実効増倍率について, 実際の設計では, 設計上の余裕を見込み, 最大反応度価値を持つ制御棒1本が完全に引き抜かれた状態でも, 炉心の実効増倍率の計算値は, 常に0.99未満となるよう設計する。実効増倍率が0.99の場合は, 臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり, また投入される反応度も0.96ドル(燃料エンタルピー最大値:約10kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値:約1kJ/kgUO<sub>2</sub>)と小さくなり, 即発臨界に至らないこととなるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎20℃以上	冷却材温度が低い場合, 水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため, 冷却材温度の運用の下限値を設定	<p>初期出力は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の10<sup>-8</sup>の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い, 結果は以下のとおりとなった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>定格出力の10<sup>-7</sup>:1.09ドル</li> <li>定格出力の10<sup>-9</sup>:1.17ドル(燃料エンタルピー最大値:約124kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値:約115kJ/kgUO<sub>2</sub>)</li> </ul> <p>有効性評価での結果(1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値:約85kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値:約77kJ/kgUO<sub>2</sub>)と大きく差異がないことから, 初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p>
	燃料初期エンタルピー	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	事故事象毎	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	<p>初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し, 結果は以下のとおりとなった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>初期燃料温度60℃:1.13ドル(燃料エンタルピー最大値:約96kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値:約80kJ/kgUO<sub>2</sub>)</li> </ul> <p>有効性評価での結果(1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値:約85kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値:約77kJ/kgUO<sub>2</sub>)と大きな差異がないことから, 初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p>

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では, 初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に, G dの燃焼やP uの蓄積により, 結果が厳しくなる場合がある。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（2/2）

項目		解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち, 最大反応度値を有する制御棒	解析条件と同様	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δk）。（添付資料5.4.3）	停止時の制御棒の誤引き抜きは, 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により, 自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり, 事象は収束することから, 運転員等の操作を必要としない。したがって, 事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析条件と同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは, 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により, 自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり, 事象は収束することから, 運転員等の操作を必要としない。したがって, 機器条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが, 最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり, 投入反応度が小さくなるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	バイパスなし	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより, 厳しい評価となる		バイパス状態がない場合は制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号の応答が早くなり, 投入反応度が小さくなるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	制御棒引抜阻止	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	期待する（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより, 制御棒の誤操作の量が増加し, 厳しい評価となる		制御棒引抜阻止に期待した場合, 運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し, 事象が収束するため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短（10秒）信号	解析条件と同様	設計値を設定		解析条件と同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

## 反応度誤投入事象の代表性について

## 1. はじめに

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。

## 2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査

運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え、原子炉モード・スイッチを「燃料取替」位置にすることで、1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。

しかしながら、停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

## (1) 冷温臨界検査

検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。

検査方法 : あらかじめ作成した検査用の引き抜きシーケンスに従って

順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視、又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。

## (2) 停止余裕検査

検査の目的：停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒1本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。

検査方法：①最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を全引き抜き位置まで引き抜く。

②最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を位置N※まで挿入する。

※ 最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置

③最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）を位置Nまで引き抜く。

④最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を再度1ノッチずつ引き抜きして、全引き抜きとし、この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引

き抜きに際しては、各 1 ノッチ引き抜き前に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度値を有する制御棒 1 本及び最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒 1 本。

引き抜かれる制御棒は、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度値を有するものを選択。

事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監視。

### 3. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

#### 3.1 単一の人的過誤

##### (1) 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は、燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を装荷する際は、燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。

##### (2) 制御棒の選択誤り

操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度値が変化する。冷温臨界検査及び停止余裕検査では、事前に対象となる制御棒の値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒値ミニマイザ<sup>※</sup>や運転員等により監視されているため、操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えにくい。

※ 停止余裕検査では使用していない。

### (3) 制御棒の連続引き抜き

運転員、及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

## 3.2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由<sup>※</sup>から、検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

※ 「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には、制御棒が1ノッチずつ引き抜かれるため、投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また、「燃料の誤装荷」については、燃料取替機

により自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違っただけの配置に装荷されることは考えにくく、燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。

- (1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率
- 人的過誤の重畳を考慮すべき試験は、「2. 停止時において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし、これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては、制御棒を操作する運転員以外の運転員が1名以上監視に当たることによって制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

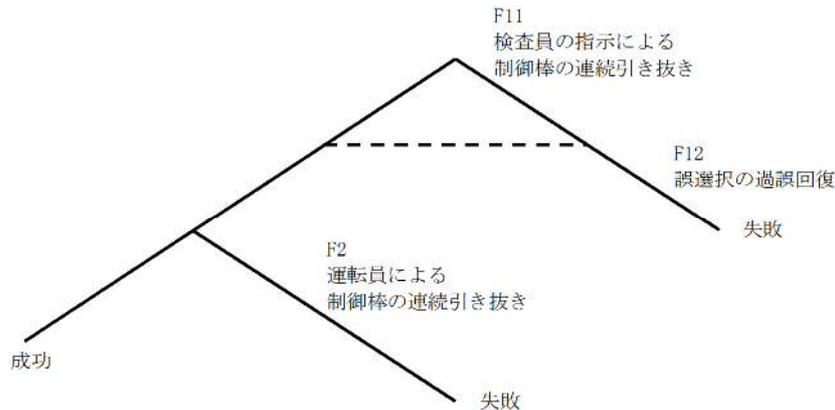
第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（HRA）ツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることがわかる。なお、この評価における、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における

従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異やステップ毎に実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても評価した（第3図）。

以上のように人的過誤確率が発生する確率は低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

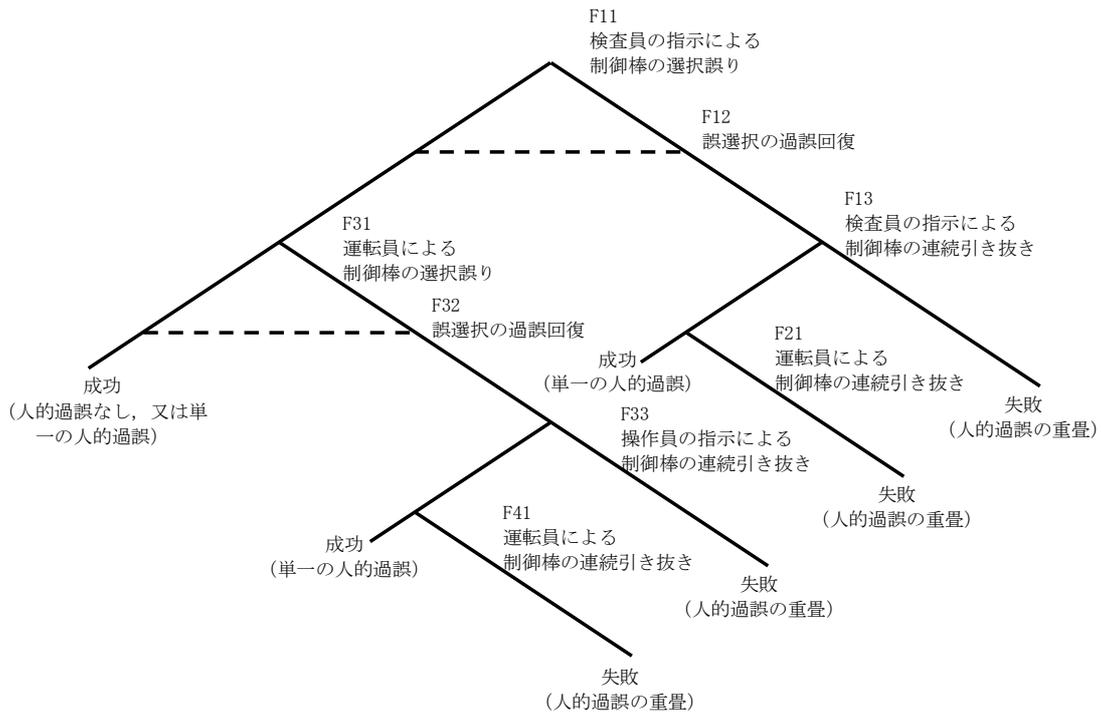


人的過誤の内容	過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11 操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤（平均値）	EF
4.0E-03	2.8

第1図 「制御棒の連続引き抜き」のHR Aツリー及び人的過誤確率

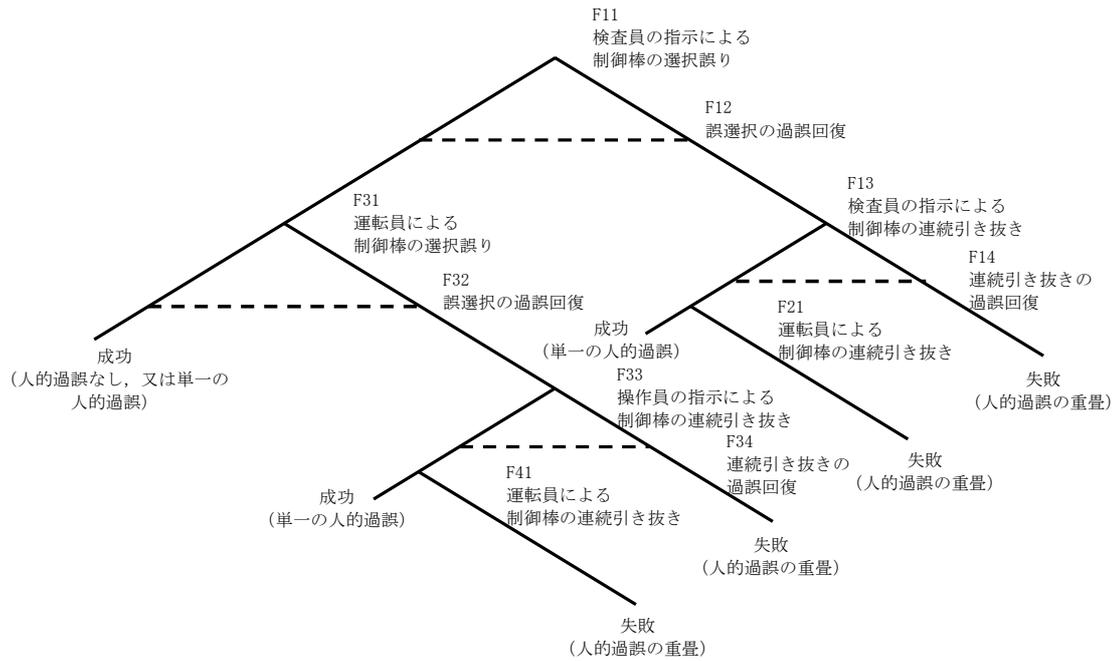


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F31の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。  
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
3.1E-04	3.6

第2図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の  
HRAツリー (従属性を考慮する場合)



人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。  
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の  
HRAツリー (独立事象の場合)

第1表 SPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why? _____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 <sup>nd</sup> , 3 <sup>rd</sup> , or 4 <sup>th</sup> checker  If this error is the 3 <sup>rd</sup> error in the sequence, then the dependency is at least moderate.  If this error is the 4 <sup>th</sup> error in the sequence, then the dependency is at least high.
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5	nc	s	na	high		
6			a	moderate		
7		d	na	moderate		
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12				a	moderate	
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16				a	low	
17					zero	

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所1号炉における制御棒引き抜け事象

平成11年6月、志賀原子力発電所1号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約15分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系（以下「CRD」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにCRD挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下「HCU」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

上記の事象を踏まえ、東海第二発電所では、次の対策を講じている。

- a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置

これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、 $4.5E-10$ /施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所1号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。

## (2) 東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象

東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成20年4月、施設定期検査中(全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット(以下「HCU」という。)隔離)のところ、1本の制御棒が44ポジション(全引き抜き位置(48ポジション)から4ポジション挿入)に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。

この事象は、動作した制御棒のHCUの制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該HCU周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。

ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。

なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。

- ・当該HCU弁の弁体取り替え
- ・HCUリークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する
- ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要

因として加えることで、当該警報発報時にHCUリークテストも要因の調査対象とする。

#### 5. 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では上記 2.～4.を踏まえ、停止余裕検査や冷温臨界検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

このとき、臨界近傍での引抜制御棒の反応度価値が冷温臨界検査に比べて大きい停止余裕検査においては、最大反応度価値を有する対角隣接の制御棒1本を引き抜くことを考慮して、「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接制御棒1本」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※ 冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度価値は 1.0%  $\Delta k$  以下となるよう管理

## 原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

## 1. はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について、ノミナル値を定格出力の  $10^{-8}$  とし、また、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが、妥当であることを以下に示す。

## 2. 長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は、一般に中性子源の強さに比例し、未臨界度に反比例する。長期停止に伴い、主に  $\text{Am}-241$  の蓄積によって未臨界度は深くなるが、長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより、その影響は緩和される。一方、中性子源の強さについては、停止後 30 日程度には起動領域計装（SRNM）のカウント数として 8 割以上を占め、停止中の原子炉における主要な中性子源となる  $\text{Cm}-242$ （半減期 163 日）及び  $\text{Cm}-244$ （半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると、10 年程度の停止期間の場合、停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また、停止期間が相当期間に渡っても、 $\text{Cm}$  の減衰について第 1 図に示すとおり、感度解析の範囲内である。

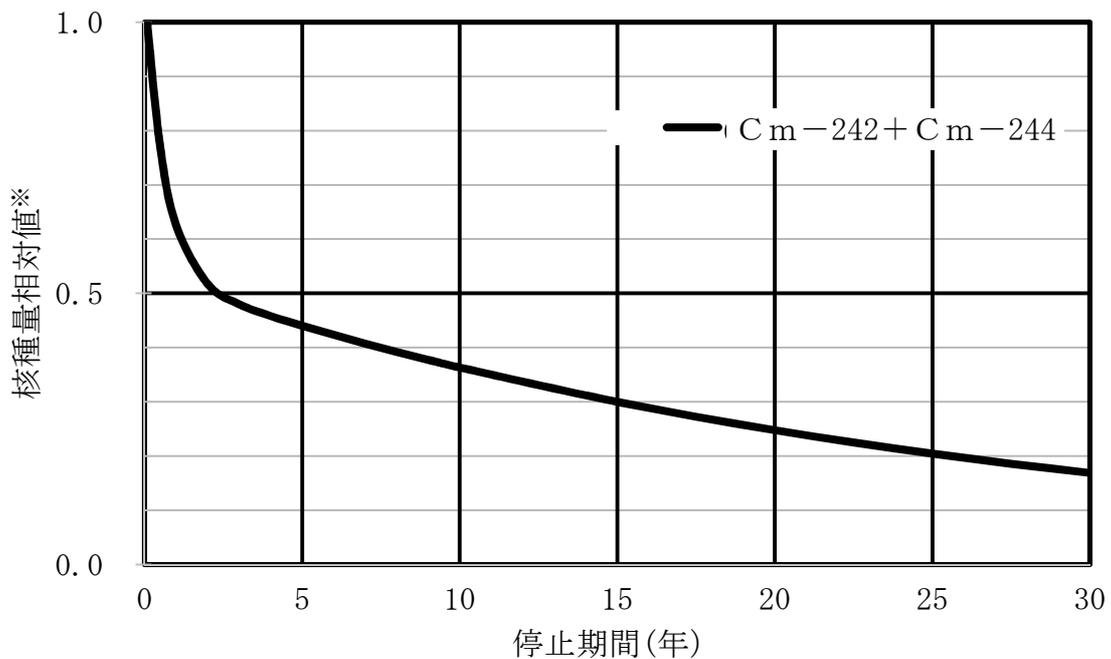
## 3. 感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入解析における初期出力は、低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は、約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の  $10^{-8} \sim 10^{-5}$  であることから、なるべく低出力側をノミナル値とし、定格出力の  $10^{-8}$  としている。低出力側の下限値としては、保守的に更に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の  $10^{-9}$  としている。これ

は、第 1 図より核種量相対値が 0.1 となる（1 桁下がる）までの停止期間を参照すると、十分な範囲と言える。高出力側の上限値としては、低出力側と同様に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の  $10^{-7}$  としている。

#### 4. まとめ

長期停止の影響を含め、初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから、ノミナル値である定格出力の  $10^{-8}$  を初期出力とし、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることは妥当である。



※ 停止後 30 日の核種量を 1.0 としてプロット

第 1 図 Cm-242 + Cm-244 の減衰

## 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

## 1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「 $9 \times 9$  燃料 (A 型) 平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、装荷燃料には  $9 \times 9$  燃料 (B 型) が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

## 2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードの A P E X」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の 4 つについて第 1 表に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

## (1) 引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している

値（臨界近傍時においては最大反応度値を  $1.0\% \Delta k$  以下とすること）を超える制御棒値として最大反応度値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の  $1.71\% \Delta k$  を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の  $1.0\% \Delta k$  を設定した。

## (2) 引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を  $1.0\% \Delta k$  に規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

## (3) スクラム反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

## (4) 実効遅発中性子割合

有効性評価において第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価

を実施しており，感度解析においては，サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

### 3. 感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても，最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期，B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：80kJ/kgUO<sub>2</sub>，燃料エンタルピーの増分の最大値※：72kJ/kgUO<sub>2</sub>）であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO<sub>2</sub>を超えることはない。また，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で167kJ/kgUO<sub>2</sub>を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※ 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8kJ/kgUO<sub>2</sub>）を引いた値。

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0% Δk に規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 <sup>※1</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒価値1.0% Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 <sup>※2</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 <sup>※3</sup>	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 <sup>※3</sup>

※1 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※2 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※3 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期:0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期:0.0053)より算出

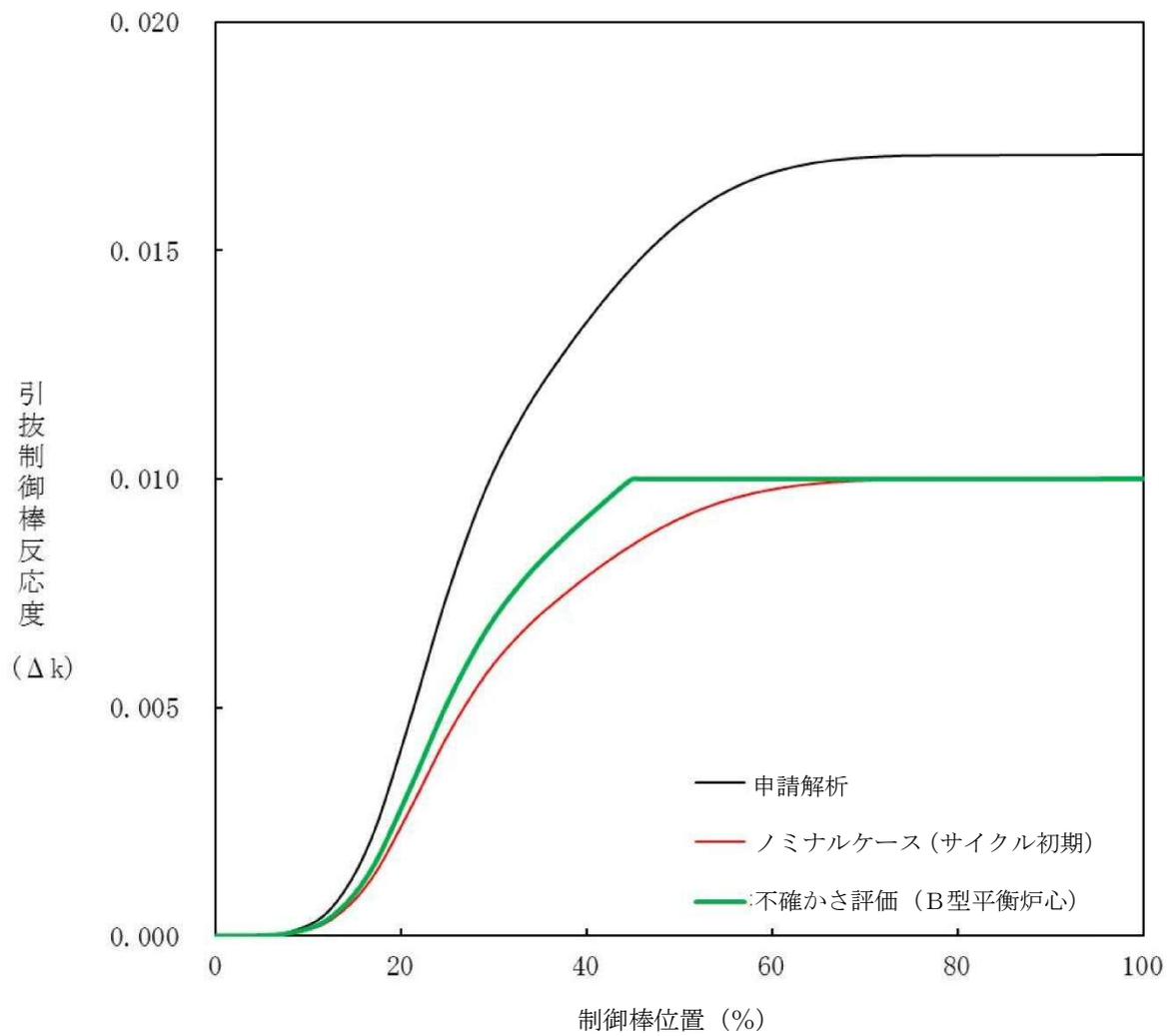
第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	% Δk	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn <sup>※1</sup>	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	% Δk	0.68	0.61	0.63	0.59	0.61
	ドル	1.13	1.01	1.05	1.12	1.16
燃料エンタルピーの 最大値	kJ/kgUO <sub>2</sub>	85	11	18	46	80
燃料エンタルピーの 増分の最大値 <sup>※3</sup>	kJ/kgUO <sub>2</sub>	77	3	9	38	72
ピーク出力部燃料 エンタルピー (絶対値)	kJ/kgUO <sub>2</sub>	74	8	12	37	70

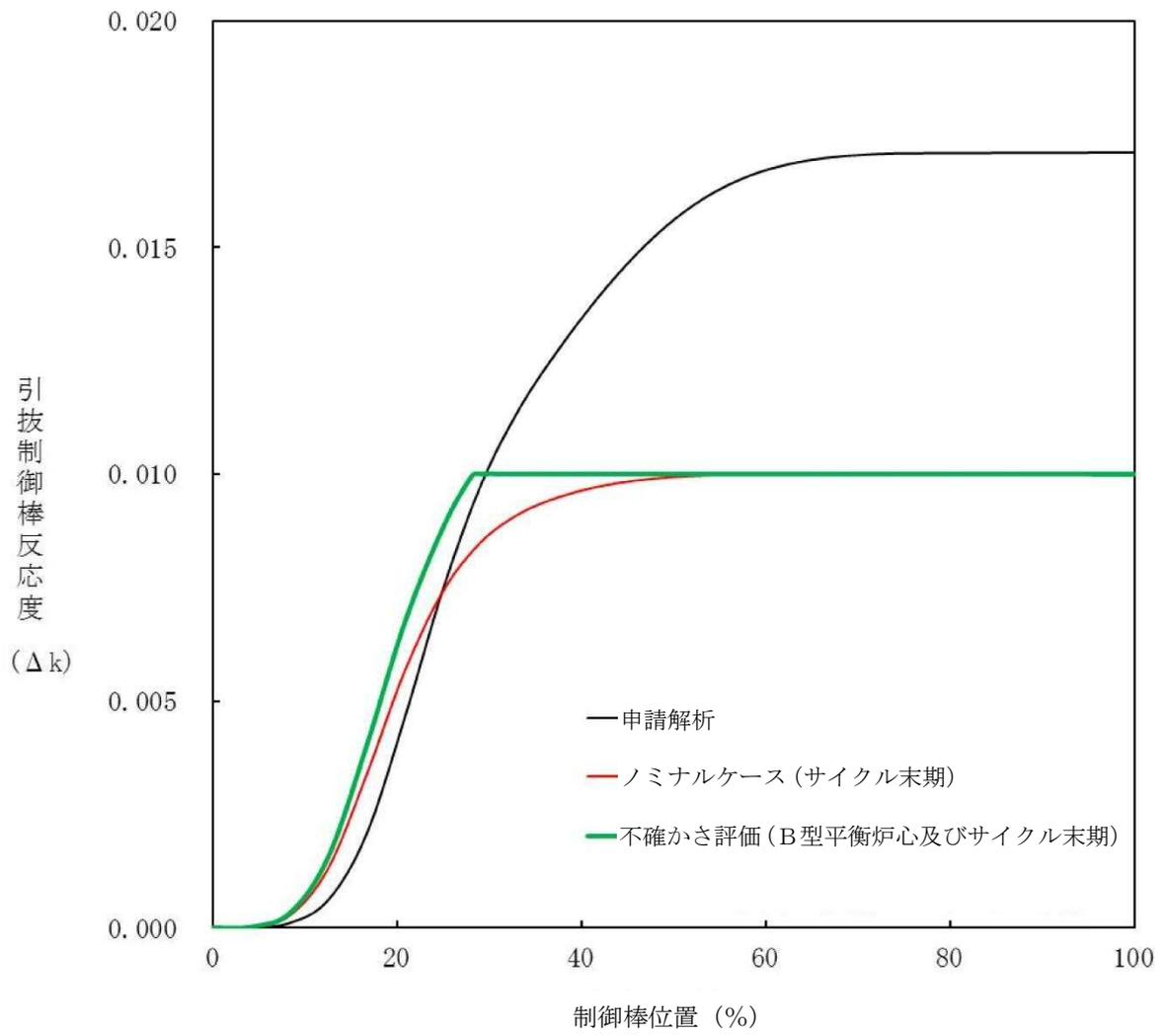
※1 制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2 APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー (約8kJ/kgUO<sub>2</sub>) を引いた値



第1図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第2図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)