

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 5 月
日本原子力発電株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

1.1 概 要

1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定

1.3 評価にあ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方針

1.6 解析の実施方針

1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について

付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力

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

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D，T B P，T B U）

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 L O C A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 L O C A）
 - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
- 3. 重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合
 - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失
 - 5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.3.2 運転員等の操作時間に対する仮定
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における L O C A 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済み燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

- 添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.4 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料 2.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高
圧注水・減圧機能喪失）

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

添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪
失）

添付資料 2.3.1.1 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 8 時
間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料 2.3.1.2 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 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 2.3.1.4 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（長期 T B））

添付資料 2.3.1.5 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

添付資料 2.3.1.6 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 2.3.2.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（T B D， T B U，
T B P））

添付資料 2.3.2.2 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（全交流動力電源喪失（T B D， T B P， T B U））

添付資料 2.3.2.3 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（T B D， T B P， T B U））

添付資料 2.3.2.4 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 D， T B P， T B U））

添付資料 2.3.2.5 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 P， T B U））

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 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

添付資料 2.4.1.4 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

添付資料 2.4.2.1 安定状態について（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 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に
関する水源温度の影響

添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響

添付資料 2.5.9 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 2.6.1 「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 敷地境界外での実効線量評価について

添付資料 2.6.3 安定状態について（L O C A 時注水機能喪失）

添付資料 2.6.4 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について
（L O C A 時注水機能喪失）

添付資料 2.6.5 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

添付資料 2.6.6 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）

添付資料 2.6.7 7 日間における燃料の対応について（L O C A 時注水機能喪失）

添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷（L O C A 時注水機能喪失）

添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境等について

添付資料 2.7.2 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））

添付資料 2.7.3 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 L O C A））

添付資料 2.7.4 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））

添付資料 2.7.5 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））

添付資料 2.7.6 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 L O C A））

添付資料 2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について

添付資料 2.8.2 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定 of 妥当性について

添付資料 2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（津波浸水による注水機能喪失）

添付資料 3.1.2.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差

異について

添付資料 3.1.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

添付資料 3.1.2.4 安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.5 格納容器内に存在するアルミニウム／亜鉛の反応により発生する水素の影響について

添付資料 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について

添付資料 3.1.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料 3.1.2.8 注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料 3.1.2.9 7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料 3.1.2.10 7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））

添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）における Cs-137 放出量評価について

添付資料 3.1.3.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.3.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料 3.1.3.5 7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度に

よる静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料 3.1.3.6 7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度に

よる静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料 3.1.3.7 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静

的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合））

添付資料 3.2.1 原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量について

添付資料 3.2.2 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

添付資料 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価

事故シーケンスの位置付け

添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高

圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.5 7 日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納

容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.6 7 日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納

容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰
囲気直接接触）

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 F C I）
に関する知見の整理について

添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性
への影響評価

添付資料 3.3.3 ペデスタル（ドライウェル部）への水張りの適切性

添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原
子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響

添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を L O C A とした場合の圧力スパイクへの
影響

添付資料 3.4.1 G 値の不確かさによる評価結果への影響

添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について

添付資料 3.4.3 安定状態について

添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水
素燃焼）

添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

添付資料 3.5.1 安定状態について

添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶
融燃料・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合のペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

添付資料 3.5.4 ペデスタル（ドライウェル部）床部の構造について

添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料 4.1.2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

添付資料 4.1.3 安定状態について

添付資料 4.1.4 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故 1）

添付資料 4.1.6 7 日間における水源の対応について（想定事故 1）

添付資料 4.1.7 7 日間における燃料の対応について（想定事故 1）

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

添付資料 4.2.2 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 4.2.3 安定状態について

添付資料 4.2.4 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 4.2.5 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 4.2.6 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 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失に

おける基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量の計算
方法について

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

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

添付資料 5.1.4 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 5.1.5 運転停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源
喪失時における放射線の遮蔽維持について

添付資料 5.1.6 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 5.1.7 7 日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除
去機能喪失）

添付資料 5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

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

添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動
力電源喪失）

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

添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源
喪失）

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

て

添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

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

添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について（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 評価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 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

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＋手動減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗」である。

コメント No. 148-12, 158-08, 49, 50 に対する回答！

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

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

ことで評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサブプレッション・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、代表として減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、代替の原子炉減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、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、初期の対策として過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段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）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、残留熱除去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、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、必要な要員は運転員及び災害対策要員で構成される初動対応要員 6 名である。内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 2 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、6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. 高圧注水機能喪失の確認

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

高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は、各系統の流量計等である。

c. 高圧代替注水系による原子炉注水操作

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

高圧代替注水系による原子炉注水操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量計等である。

d. 高圧注水機能の回復操作

対応可能な要員にて高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回

復操作を実施する。

e. 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認

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

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

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，非常用母線に電源を供給する。

f. 原子炉自動減圧の確認

原子炉水位異常低下（レベル 1）信号発信の 10 分後，かつ低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が吐出圧が確保されている場合，過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放することで原子炉が減圧される。

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

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作

過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の吐出圧を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。

原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，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。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位計（広帯域，

燃料域), 原子炉圧力計等である。

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

低圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持を確認後, 低圧注水運転をしていた残留熱除去系をサブプレッション・プール冷却運転に切換えることでサブプレッション・プール冷却を開始する。

残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) によるサブプレッション・プール冷却に必要な計装設備は, サブプレッション・プール水温度計等である。

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行い, 格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。

- i. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

- j. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

- k. タンクローリによる燃料補給操作

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

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＋手動減圧失敗」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・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード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の評価結果がS A F E Rコードより低くなる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) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
る。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

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

(c) 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、過渡時自動減圧回路を用
いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧は、原子

炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達から 10 分後に開始し、逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁により原子炉を自動開放するものとし、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。

(d) 低圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し、逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最小流量特性（0～1,561m³/h, 注水圧力 0～1.99MPa[dif]*において）で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。（以下同様）

(e) 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、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1 台あたり最小流量特性（0～1,676m³/h, 注水圧力 0～1.55MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。

(f) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）

低圧注水運転にて自動起動した残留熱除去系のうち、1 系統をサブプレッション・プール冷却運転に切り替えるものとし、伝熱容量は、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）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) 残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作は、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、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二相水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

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

事象発生約21分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達すると、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに、過渡時自動減圧回路の作動タイマーが動作し、この10分後、事象発生約31分後に過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁が自動開放する。原子炉減圧が開始されると、逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

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

また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系による格納容器除熱を

実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.2-9 図に示すとおり、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な

炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の約 41 分後に最高温度の約 711℃に
コメント No.181-18 に対する回答

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 8.09[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、事象発生後に上昇傾向が継続するが、事象発生の約 41 分後にサプレッション・プール冷却を実施することにより上昇が抑制され、崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は、約 0.04MPa[gage]となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。

格納容器雰囲気温度は、第 2.2-16 図に示すとおり、事象発生の約 128 時間後に最高値の約 90℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉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、原子炉の冠水状態を維持し、高温停止状態での炉心冷却が確保されている。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、安定状態が確立し、またその状態を維持することが可能である。

(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、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、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は、高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系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とされる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による

サプレッション・プール冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示しておりであり、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+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、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、不確

かさは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る。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、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。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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.2.2)

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発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、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、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る。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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器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。

(添付資料 2.2.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.2-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW/m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転

員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、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。また、格納容器圧力、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、これらのパラメータ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。

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

事故条件の外部電源の有無については、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実際の注水流量が解析よりも大きくなるため、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冷却達成後（炉心冠水後）に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操

作の開始は早くなる。

(添付資料 2.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ 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 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等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。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展の観点では、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定する。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。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が確保される。

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、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性の保守性)、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。

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・プール水冷却系）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、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。

(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・プール水冷却系）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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）のサプレッション・プール冷却操作は、サプレッション・プール冷却の開始は事象発生から約 41 分後であり、運転操作が遅れる場合においても、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の実施基準である 279kPa [gage] に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり、準備時間が確保できるため、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。

2.2.4 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要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水 源

低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の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の対応である。

b. 燃 料

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発

電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 2. 2. 4)

c. 電 源

外部電源喪失を想定していない。

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

2. 2. 5 結 論

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

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

上記の場合においても、過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系等による原子

炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効性であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	【主蒸気隔離弁】 A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 【高圧炉心スプレイ系系統流量計】 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水操作	・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	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量計
高圧注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。	—	—	—
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系が自動起動したことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。	【低圧炉心スプレイ系】 【残留熱除去系（低圧注水系）】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク		原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉自動減圧の確認	原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達の 10 分後に過渡時原子炉自動減圧回路が作動することにより逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放したことを確認する。	過渡時自動減圧回路 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
原子炉水位の調整操作	- 原子炉減圧に伴い低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系による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。 - 以降，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位は，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。	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能） 【低圧炉心スプレイ系】 【残留熱除去系（低圧注水系）】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	・低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位を維持可能であることを確認後，残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によりサブプレッション・プール冷却を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）】	－	サブプレッション・プール水温度計 【残留熱除去系系統流量計】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。	－	－	－
タンクローリによる燃料補給操作	・対応可能な要員にてタンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	－	－	－

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

コメント No. 163-46 に対する回答

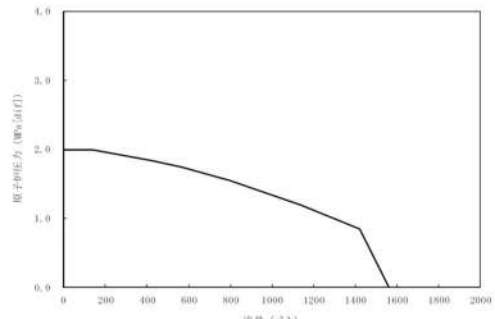
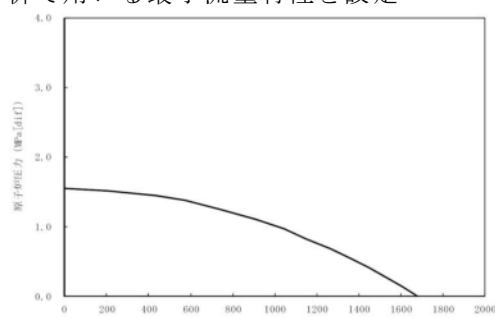
第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1／5）

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

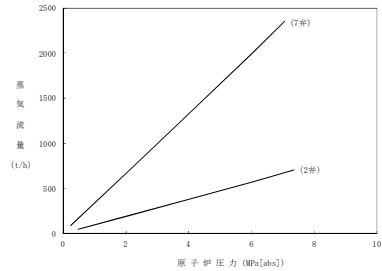
第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2／5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは、それぞれ原子炉水位低（レベル 3）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 2）信号となり、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる
重大事故等対策に 関する機器条件	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）	事象進展の観点で、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、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定
	A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台停止	事象進展の観点で、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、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル 2）信号による再循環ポンプトリップを設定

第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（3／5）

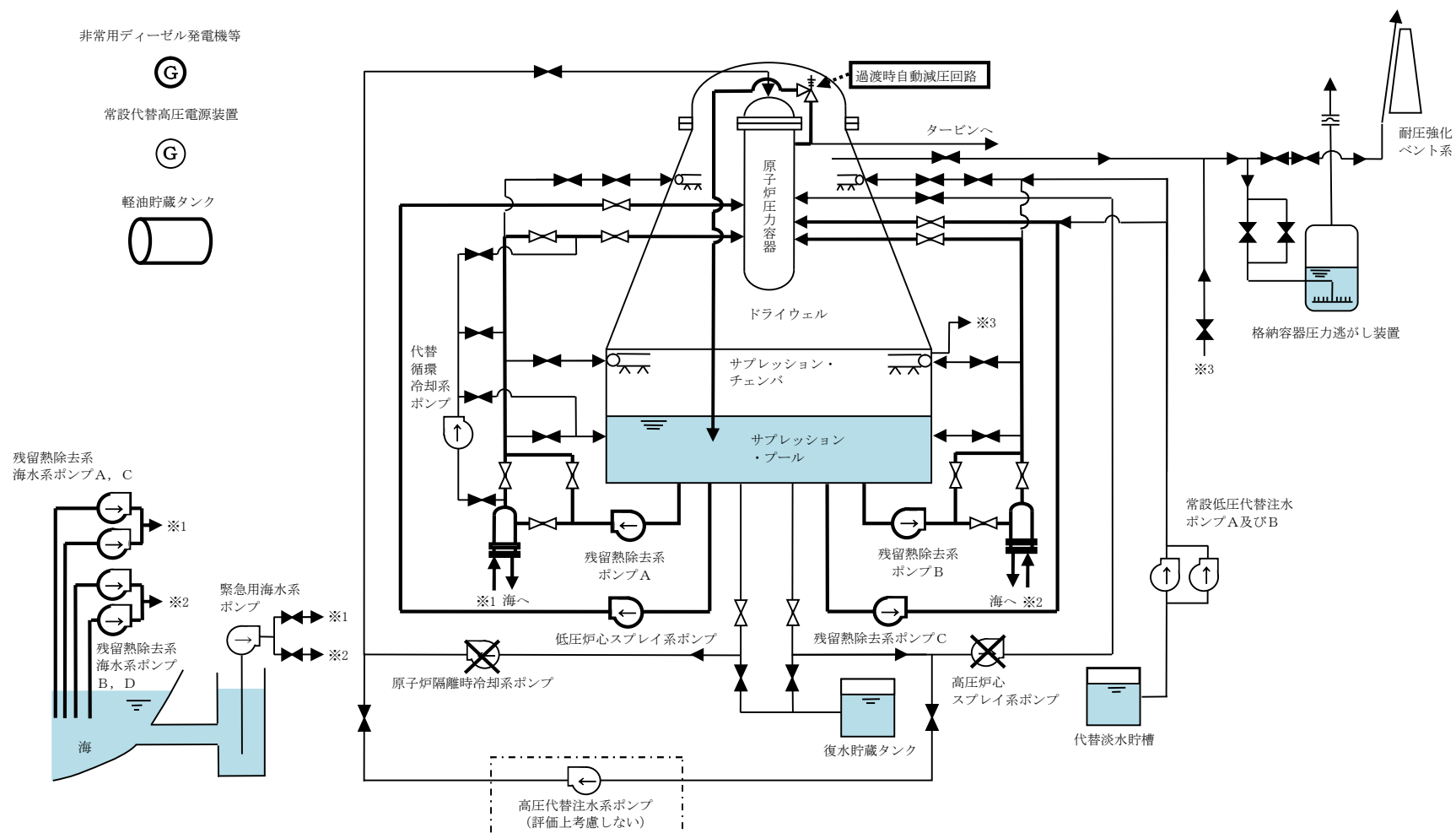
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0～1,561m³/h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し 3 台で注水 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性（1 台あたり） ・注水流量：0～1,676m³/h ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4／5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	約 43MW（サプレッション・プール水温 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	原子炉減圧機能	（原子炉圧力制御） 安全弁機能 7.79MPa[gage]×2 個，385.2t/h/個 8.10MPa[gage]×4 個，400.5t/h/個 8.17MPa[gage]×4 個，403.9t/h/個 8.24MPa[gage]×4 個，407.2t/h/個 8.31MPa[gage]×4 個，410.6t/h/個	設計値を設定
		過渡時自動減圧回路による逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を開放することによる原子炉減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達から 10 分後 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定

第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5）

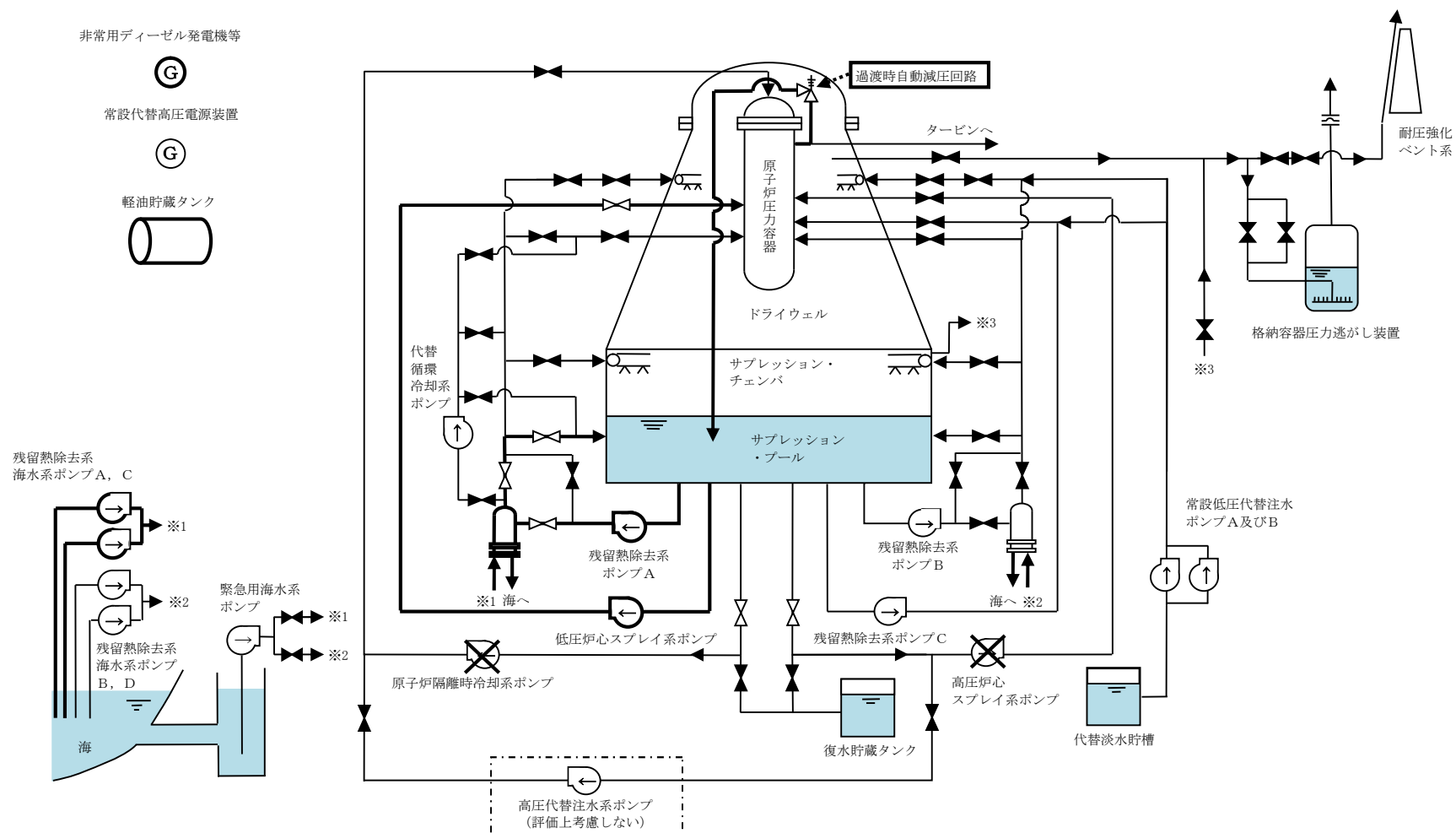
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する重大事故等対策に 関係する操作条件	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	原子炉水位高（レベル 8）設定点到達から 5 分後	運転手順に基づき、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点）を踏まえ、原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として、運転モードの切替えに要する時間を考慮して設定



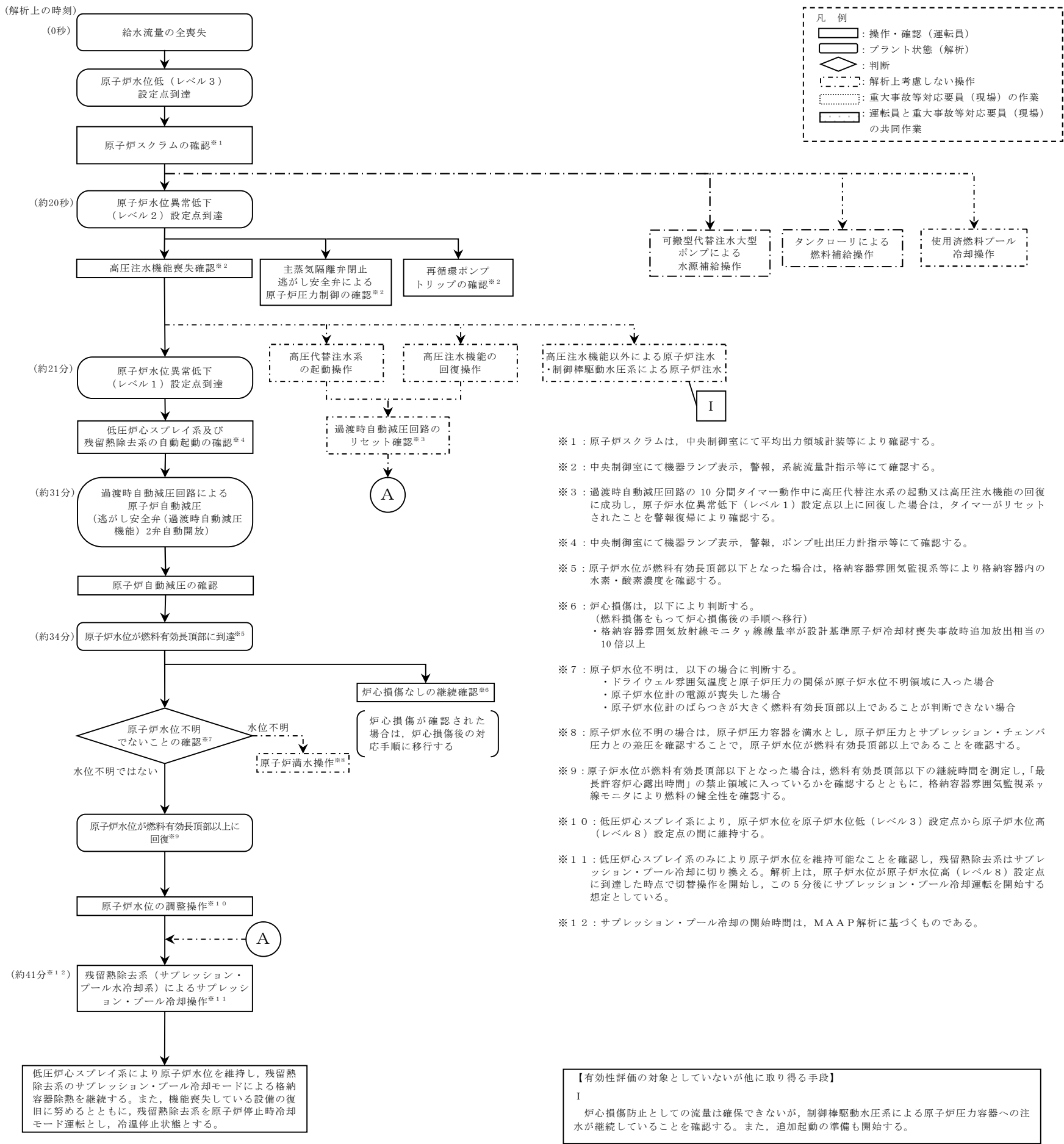
第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)

(低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)

コメント No. 182-15 に対する回答



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)



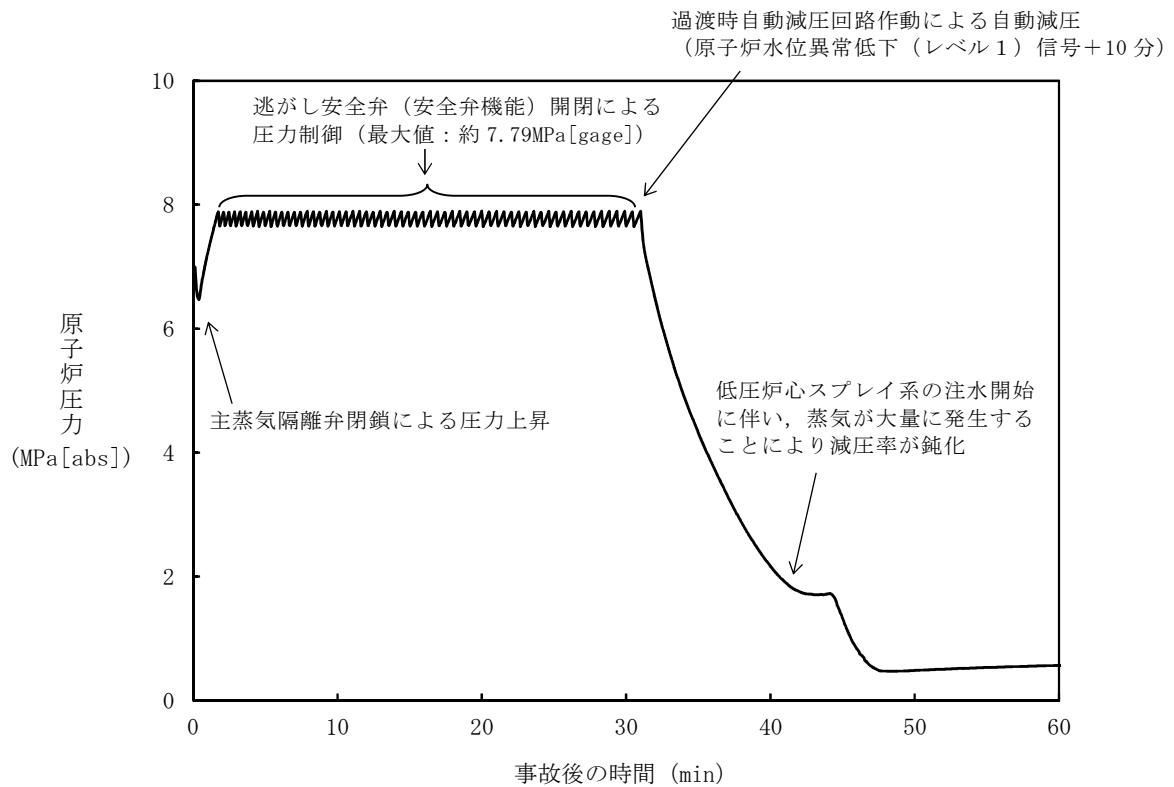
第 2. 2-2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17, 150-28 に対する回答

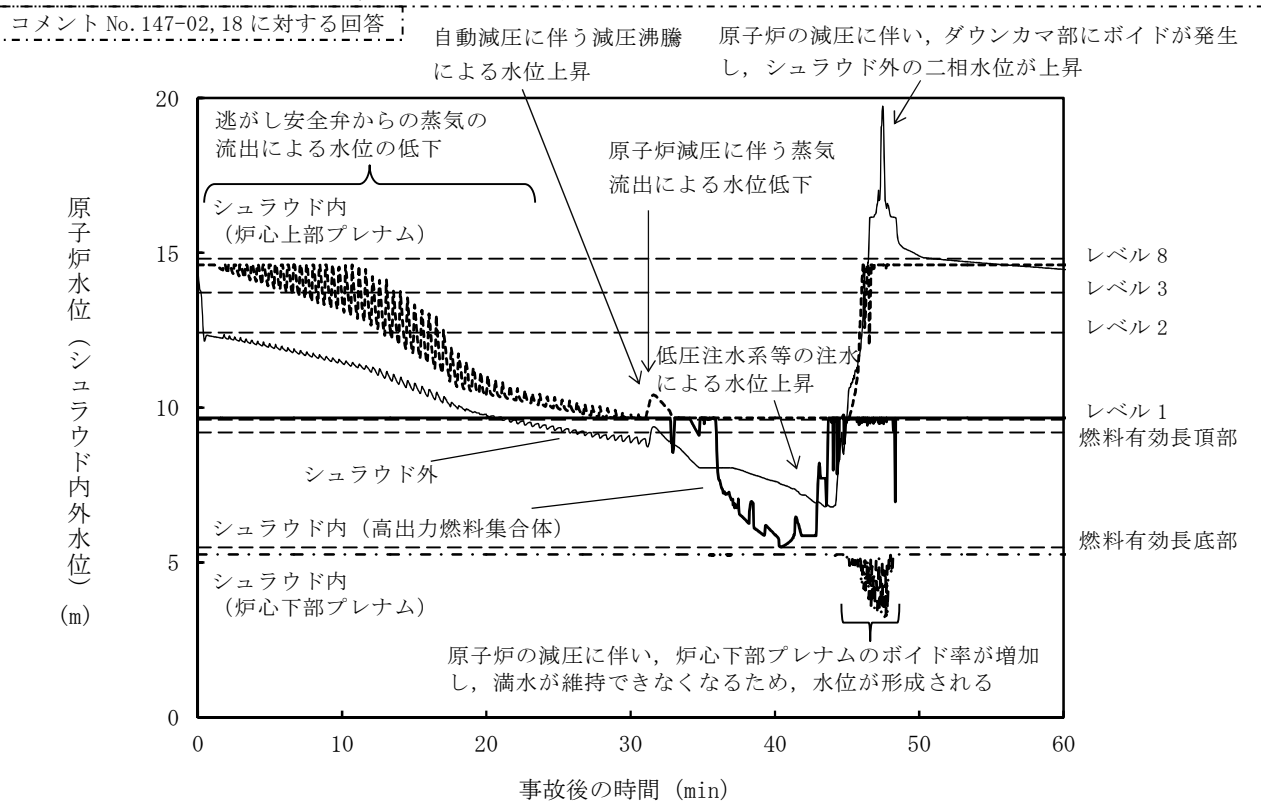
高圧注水・減圧機能喪失																		
					経過時間（分）											備 考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	
操作項目	実施箇所・必要要員数				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽ 約31分 過渡時自動減圧回路自動作動 ▽ 約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽ 約41分 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）への移行												
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	—	—	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラム確認 ●タービン手動停止操作 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10 分													
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分													
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系の手動起動操作			4分										解析上考慮しない	
高圧注水機能の回復操作	—	—	—	●高圧炉心スプレイ系の回復操作												対応可能な要員にて実施		
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	—	—	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認		適宜確認												
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A			●逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁 自動開放確認		適宜確認												
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	—	—	●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作			原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持											
残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	—	—	●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（1系列）			4 分										手順上は原子炉水位燃料有効長頂部回復で実施するが、解析上は原子炉水位高到達から5分後に開始	
				●サブプレッション・プール冷却運転の状態監視		適宜確認												
使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—	●使用済燃料プールの冷却操作													使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80℃に到達するまでには1日程度の時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。	
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	—	—	—	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等													対応可能な要員にて実施する	
				●ポンプ起動及び水源補給操作														
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	—	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給													対応可能な要員にて実施する	
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油														
必要要員合計	2人 A, B	0人	0人															

コメント No. 147-27 に対する回答

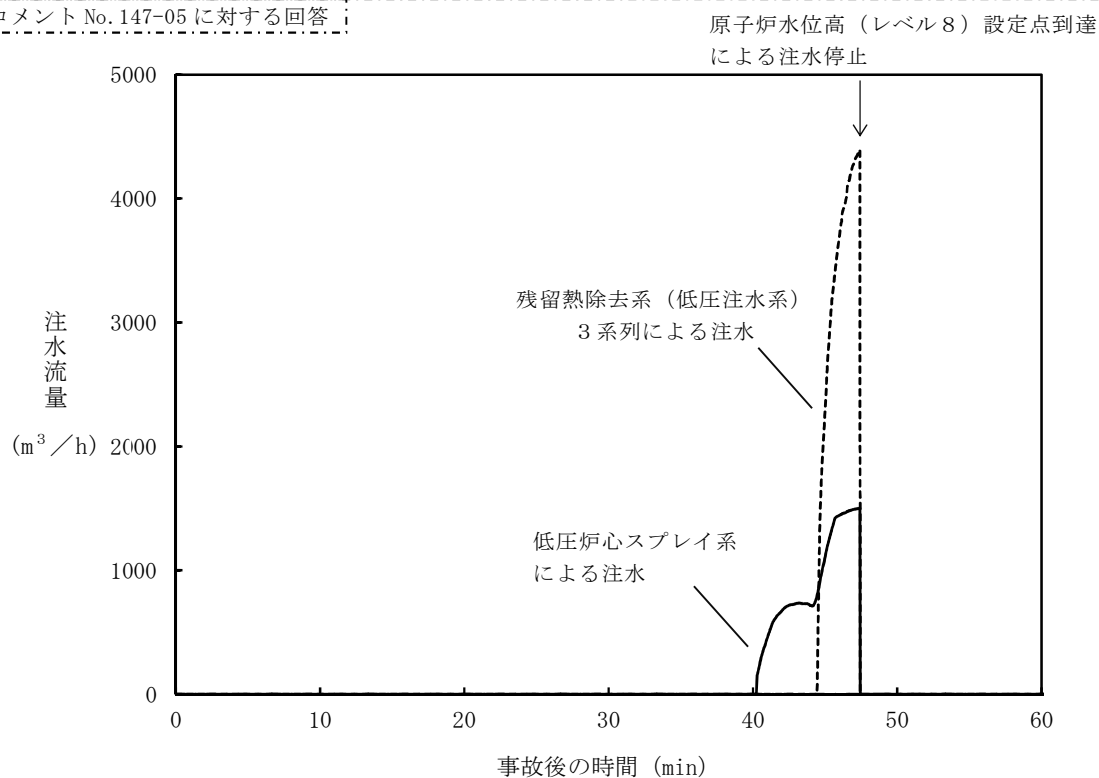
第 2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間



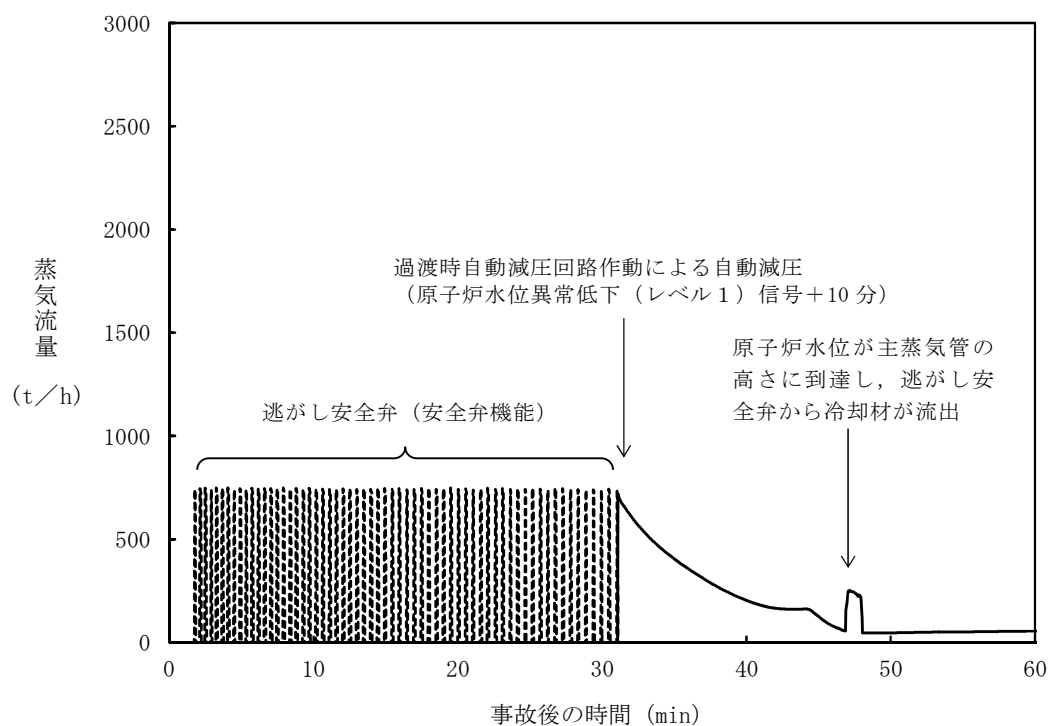
第 2.2-4 図 原子炉圧力の推移



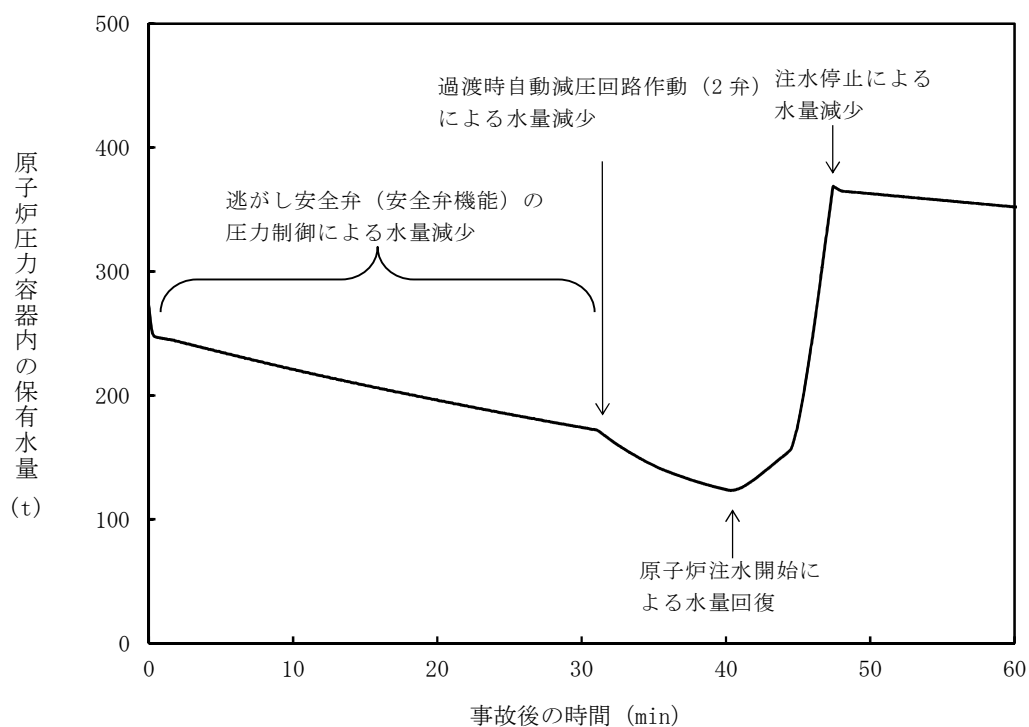
第 2.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



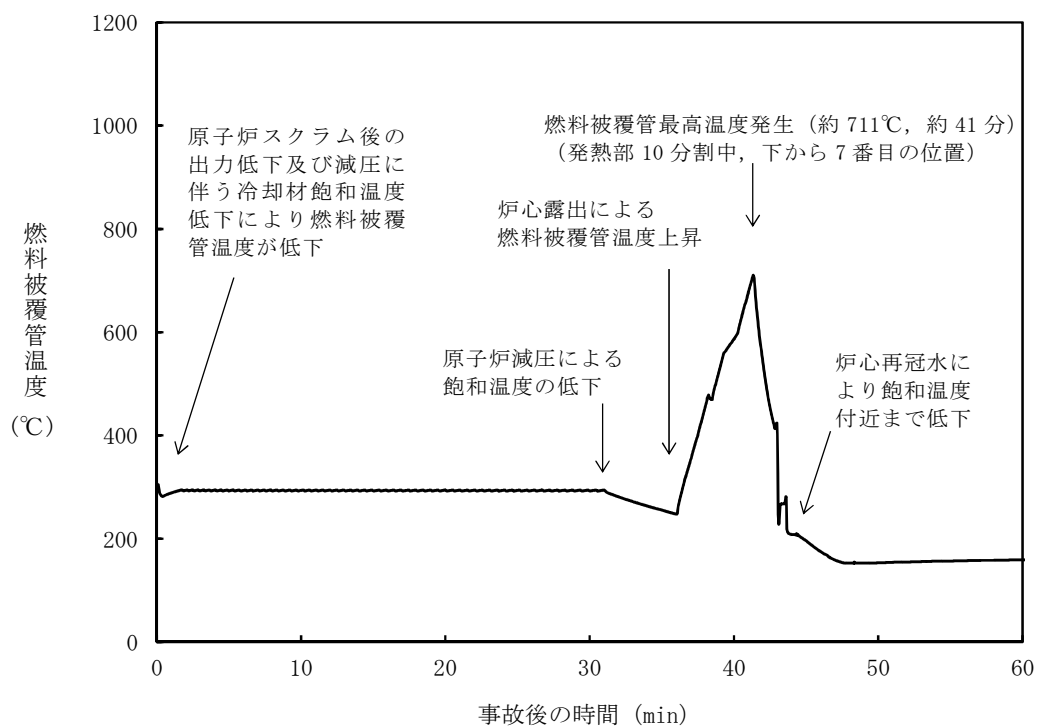
第 2.2-6 図 注水流量の推移



第 2.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

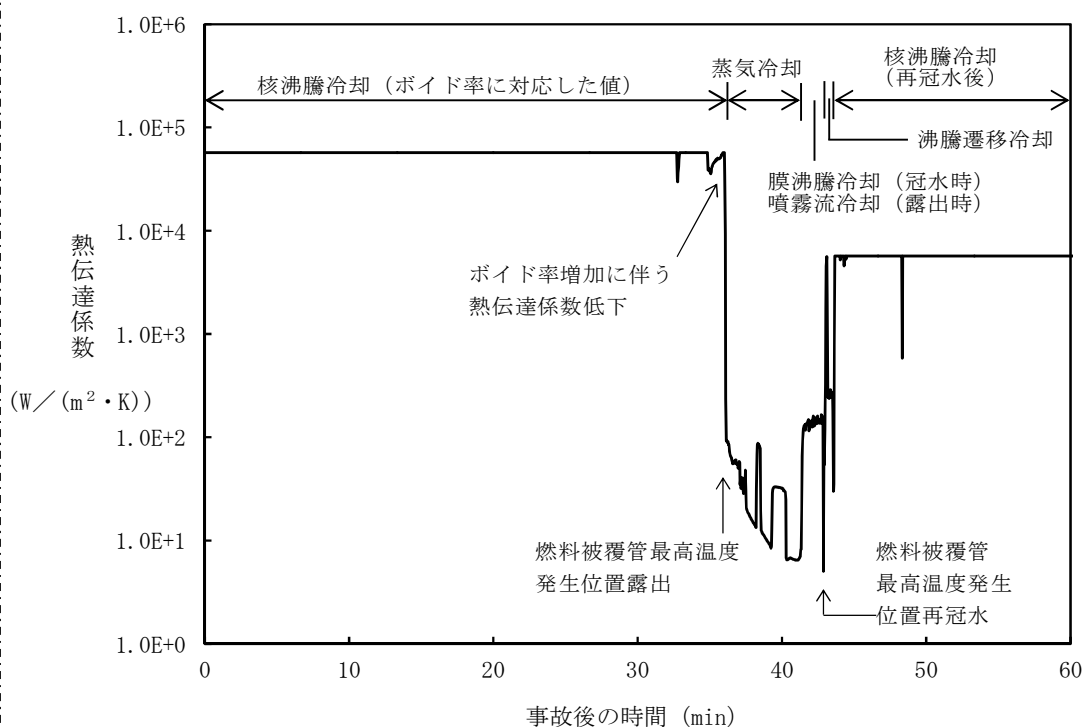


第 2. 2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



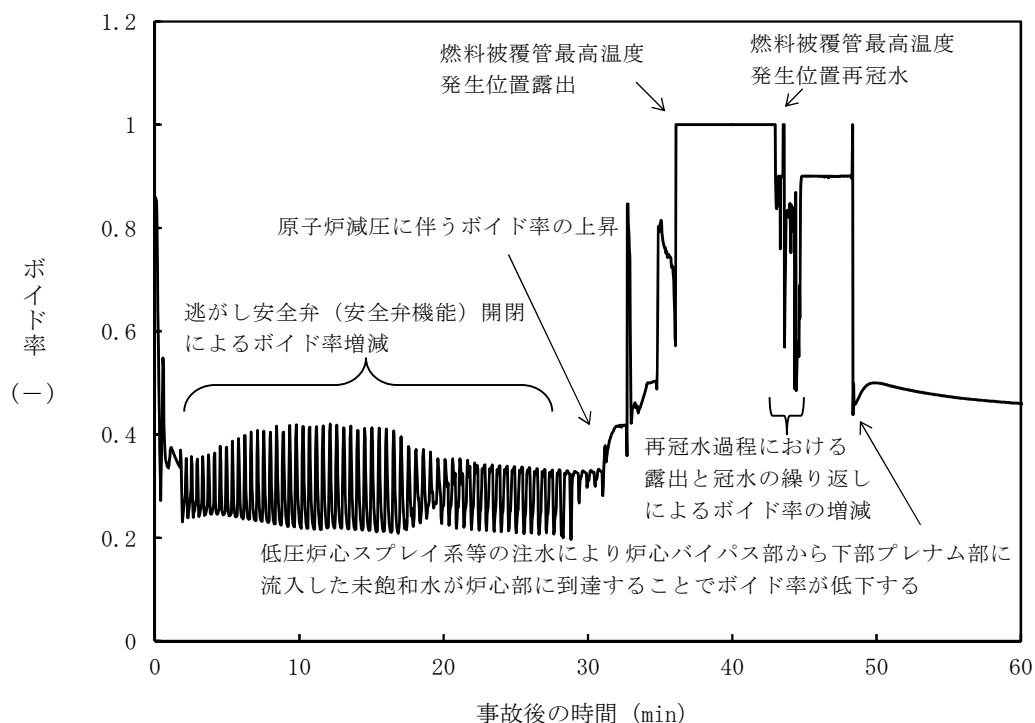
第 2. 2-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

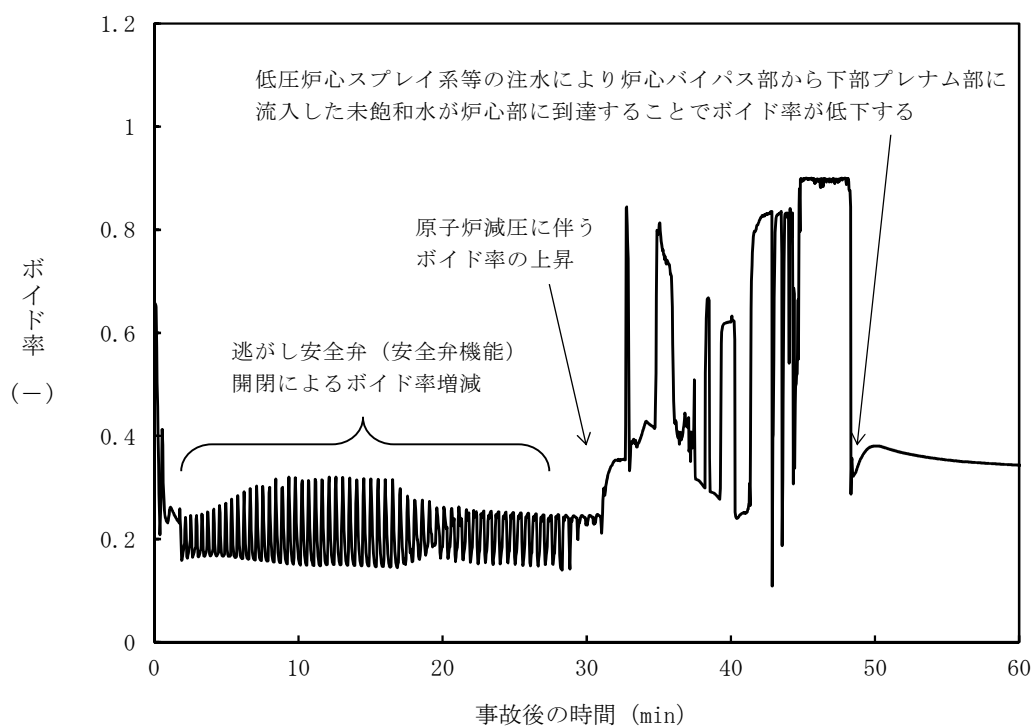


第 2.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

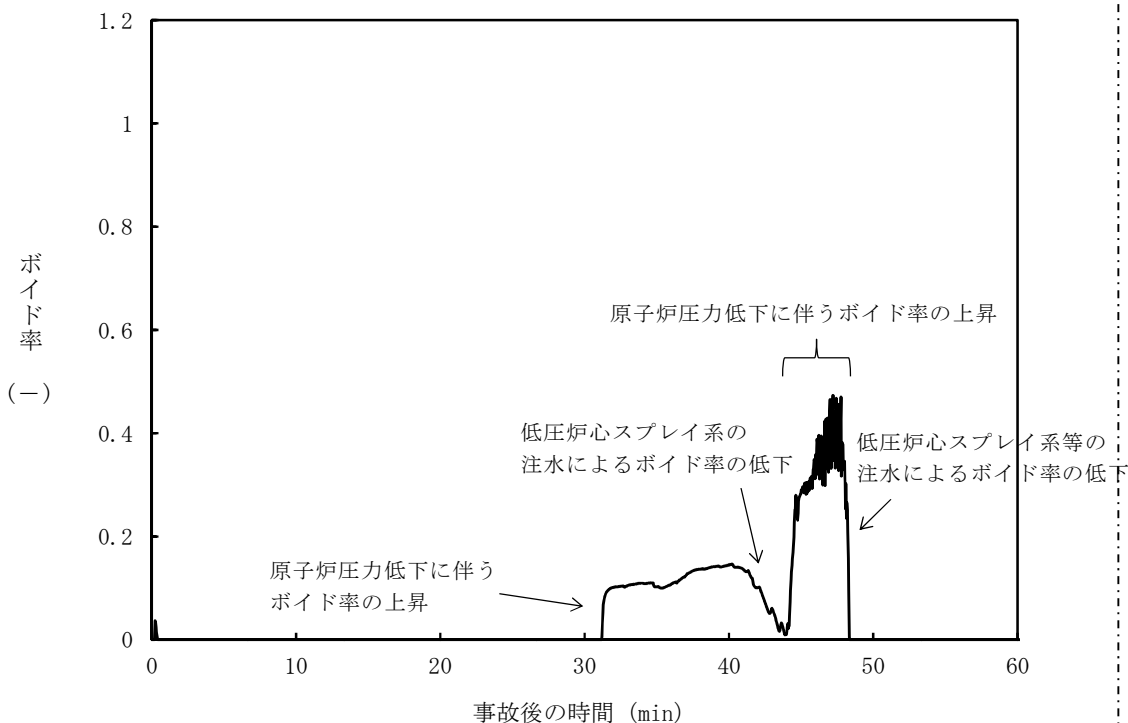
コメント No. 147-02, 05 に対する回答



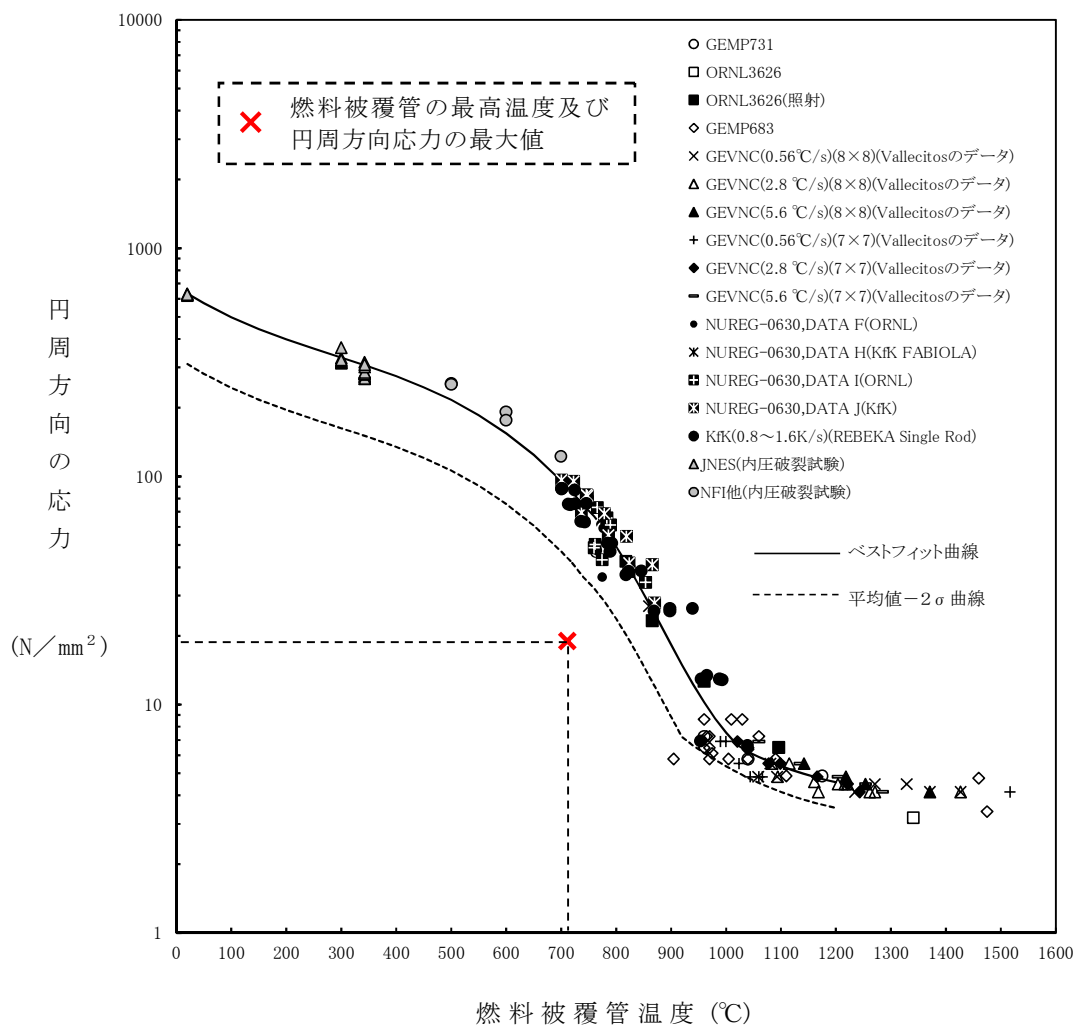
第 2.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるブイド率の推移



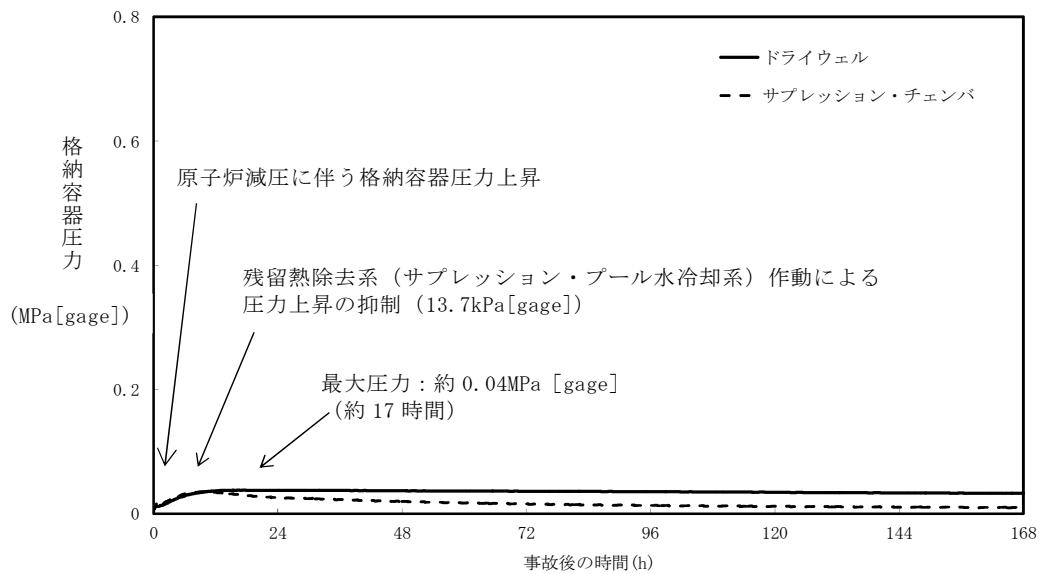
第 2.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



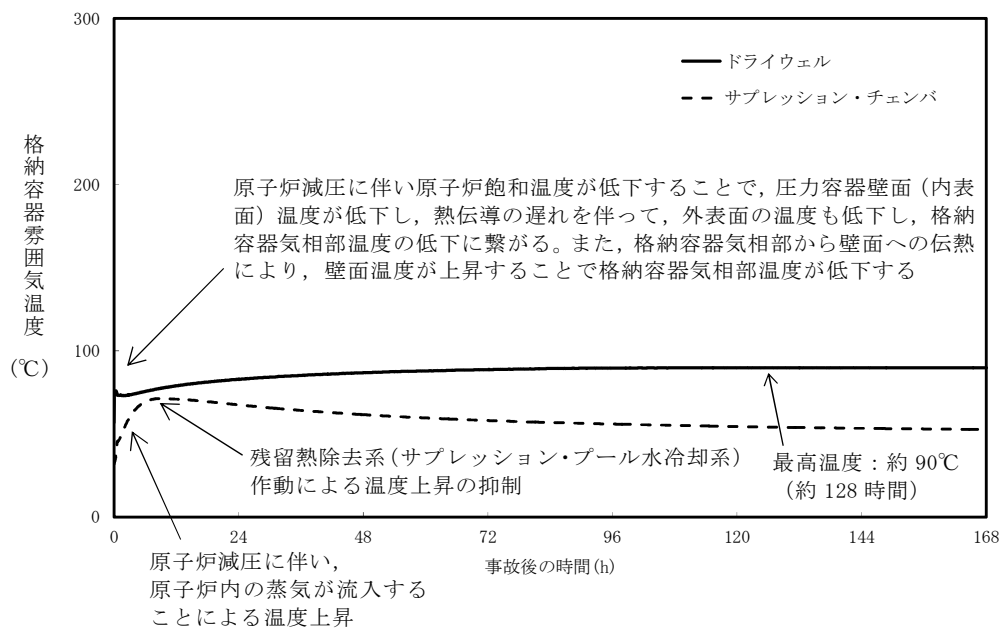
第 2.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



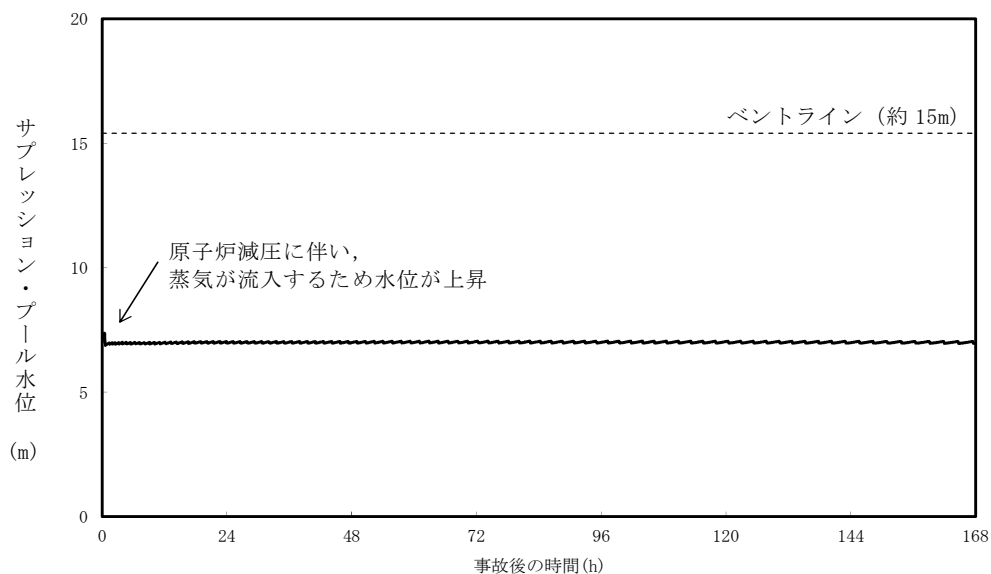
第 2.2-14 図 燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の
円周方向の応力の関係



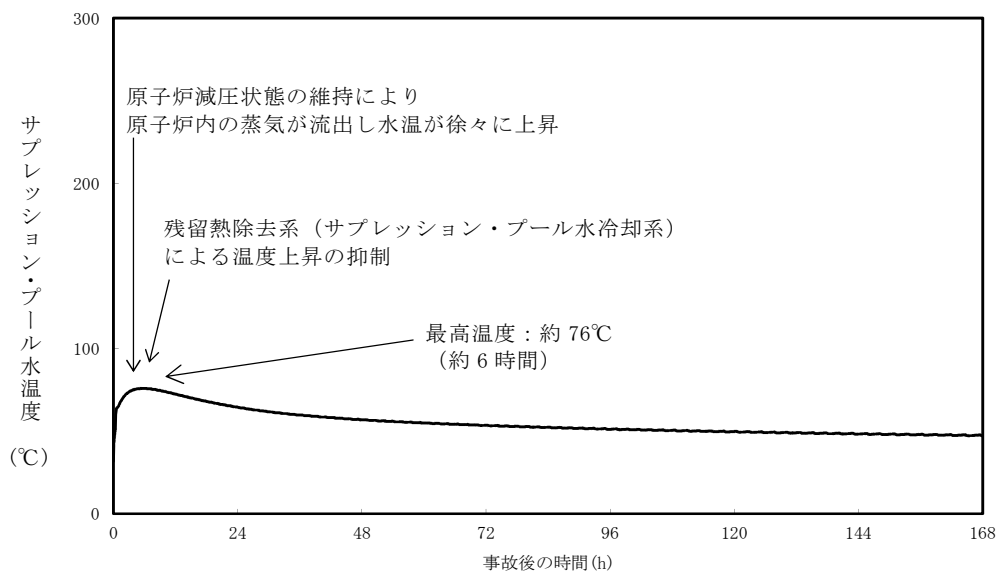
第 2.2-15 図 格納容器圧力の推移



第 2.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

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

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生の約 1 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることとはなく，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 2.1.1 別紙 1）

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答

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+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系（常設）による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を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、酸化量及び発熱熱の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高く評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を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、酸化量及び発熱熱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 180℃程度の余裕があり、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 711℃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 180℃程度の余裕があり、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。また、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点については、LPCS スプレイによるものであり、「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」の残留熱除去系（低圧注水系）にて LPCI1 台でも評価項目を満足することを確認している。

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（蒸気单相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 711℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。また、低圧炉心スプレイ系に期待する場合、原子炉圧力の評価において、解析コードは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉圧力容器	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。
	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	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。
	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 (M A A P)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力 及び崩壊熱)	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉 圧力容器	ECCS 注水 (給水系・代替注 水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心 冷却系)	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器 各領域間の 流動	格納容器モデル (格納容器 の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造物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、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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造物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ため、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、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温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造物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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液界面 の熱伝達				
	構造物との熱伝達 及び内部熱伝導				
	サブプレッ ション・プ ール冷却	安全系モデル (非常用炉心 冷却系)	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279～約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91～約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、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、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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され、燃料被覆管温度を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よりも小さくなる傾向となるため、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、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2～ 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移するが、これらのパラメータ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。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	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、格納容器圧力が上昇し格納容器スプレイを実施した場合、ドライウエル雰囲気温度は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、格納容器圧力が上昇し格納容器スプレイを実施した場合、ドライウエル雰囲気温度は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 ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～約 3,342m ³ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m～7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和されるが、格納容器圧力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。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	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、減圧機能喪失として自動減圧系の機能が喪失するものとする。		
	外部電源	外部電源あり	—	外部電源がある場合、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは、それぞれ原子炉水位低（レベル 3）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 2）信号となり、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され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。	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）	事象進展の観点で、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ATWS 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）	原子炉水位異常低下（レベル 2）	事象進展の観点で、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル 2）信号による再循環ポンプトリップを設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 最小流量特性 ・注水流量：0～1,561m ³ /h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 ・注水流量：0～1,561m ³ /h 以上 ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、実際の注水流量が解析よりも大きくなるため、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冷却達成後（炉心冠水後）に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、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が大きくなる。
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 3 台注水 最小流量特性 ・注水流量：0～1,676m ³ /h ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 3 台注水 ・注水流量：0～1,676m ³ /h 以上 ・注水圧力：0～1.55MPa[dif]			
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個 （設計値）	設計値を設定	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を自動開放することで原子炉を減圧	（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を自動開放することで原子炉を減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ベント管真空破壊装置作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）	熱交換器 1 基あたり 約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基あたり 約 43MW 以上 （サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、これらのパラメータを起点とする運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度が低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	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 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点到達から 5 分後	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	【認知】 事故時には重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉水位の上昇に伴い複数の警報が消灯又は点灯することから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系の低圧注水モードからサブプレッション・プール冷却モードへの切換え操作として余裕時間を含めて 4 分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、異なる運転員が実施することから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。	残留熱除去系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、格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa [gage] に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり、十分な時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。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換え操作は所要時間を 4 分想定しているところ、訓練実績では約 4 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

高圧注水・減圧機能喪失時における
低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方

1. はじめに

高圧注水・減圧機能喪失は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失する事故シーケンスである。本事故シーケンスにおいては、低圧非常用炉心冷却系（以下「低圧 ECCS」という。）は健全であり、自動起動することを想定していることから、実機挙動を考慮し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系列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系列による原子炉注水を想定した場合でも、過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁による原子炉減圧により評価項目を満足することを以下のとおり確認している。

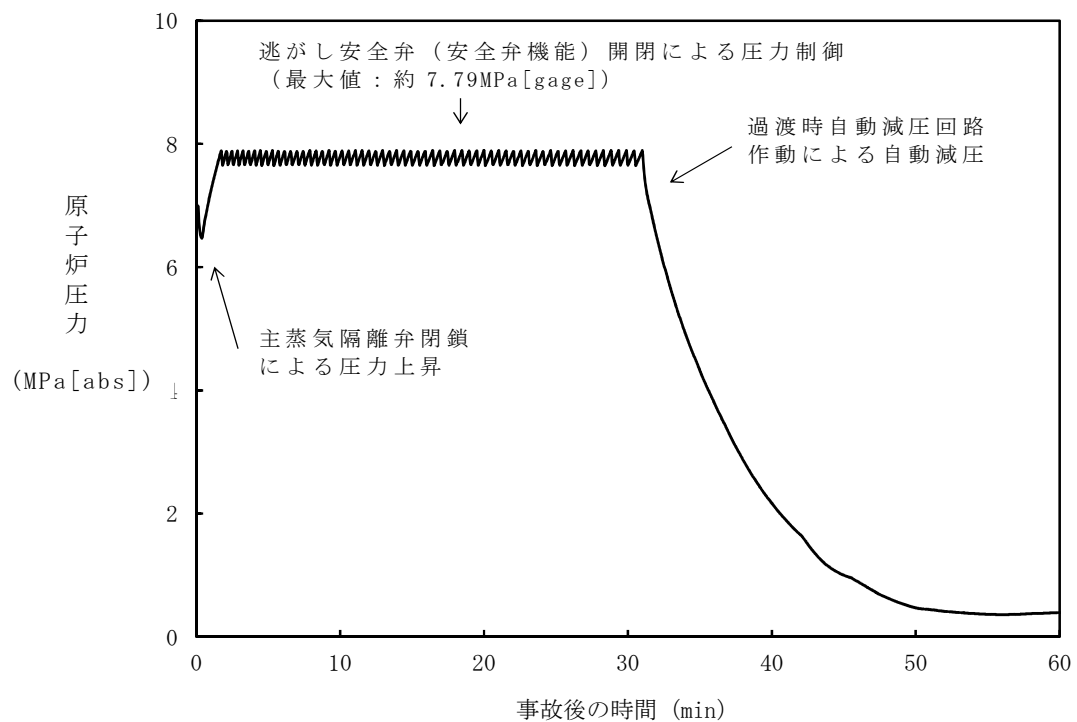
2. 残留熱除去系（低圧注水系）1系列に期待した場合の解析結果

残留熱除去系（低圧注水系）1系列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。

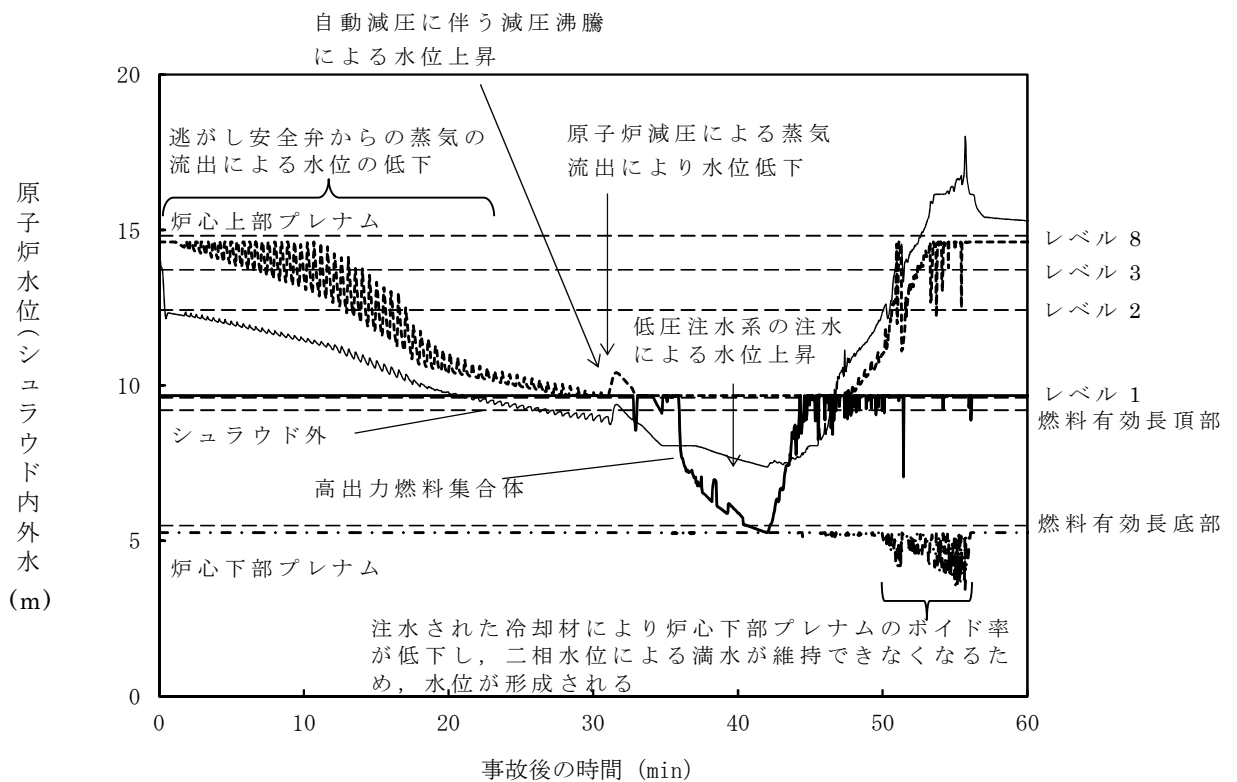
残留熱除去系（低圧注水系）は、低圧炉心スプレイ系と比較して吐出圧力が低く、原子炉減圧後の注水開始タイミングが遅くなることにより、燃料被覆管の最高温度は約 821℃となるが、この場合でも判断基準を満足することを確認した。

第 1 表 解析結果

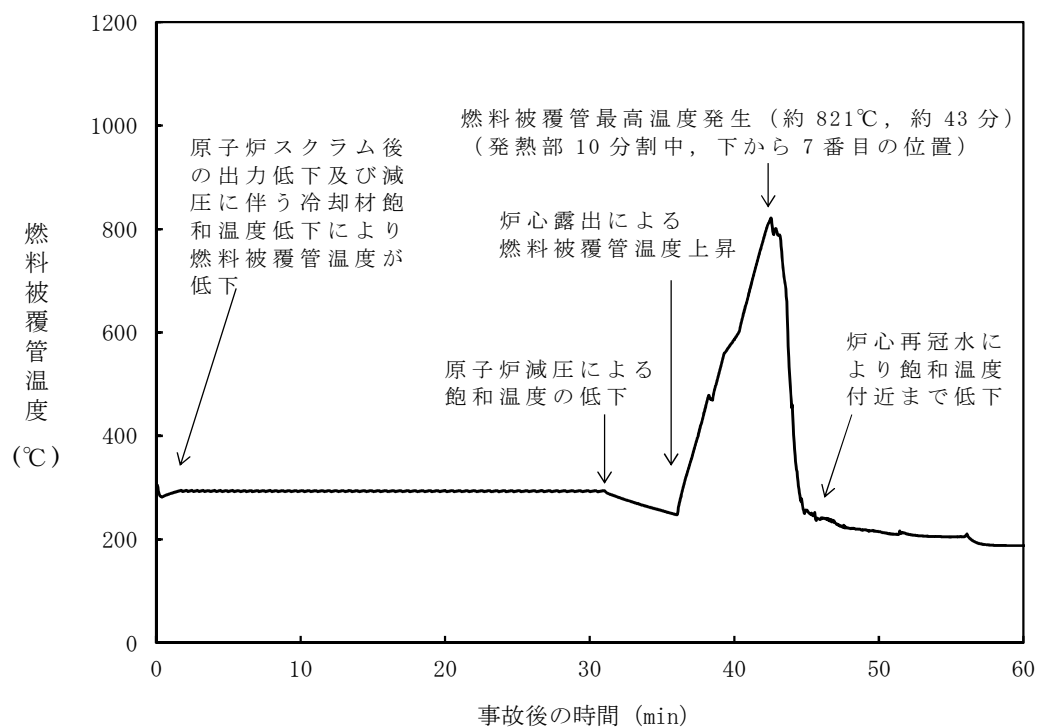
解析ケース		感度解析ケース	ベースケース
低圧 E C C S 作動数		残留熱除去系（低圧注水系）×1	残留熱除去系（低圧注水系）×3 低圧炉心スプレイ系×1
解析結果	燃料被覆管温度	約 821℃ （燃料被覆管の破裂なし）	約 711℃ （燃料被覆管の破裂なし）



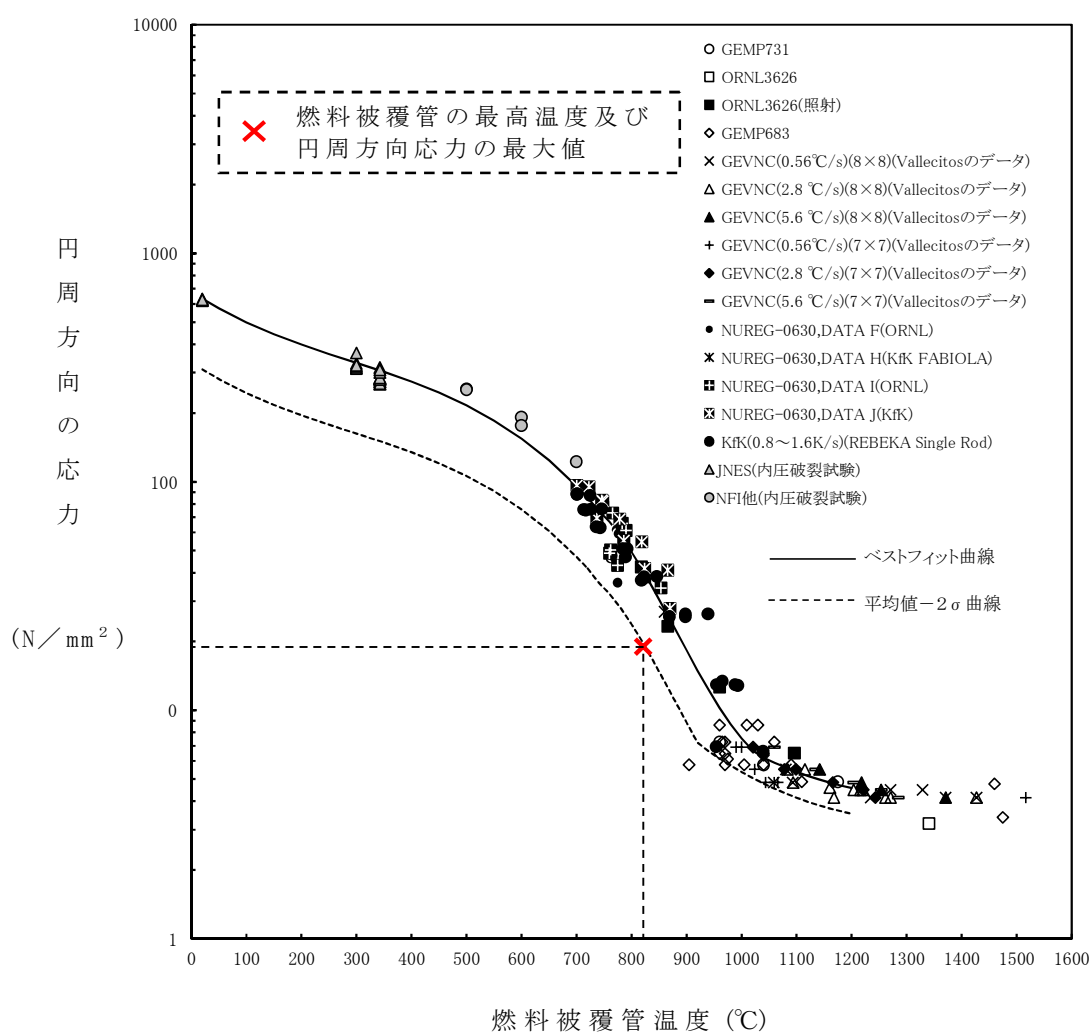
第 1 図 原子炉圧力の推移（感度解析ケース）



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

7 日間における燃料の対応について
(高圧注水・減圧機能喪失)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2 台(運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1 台(運転台数) = 約 130.3kL		

- ※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが, 保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
- ※2 事故収束に必要なではないが, 保守的に起動を仮定した。

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

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 L O C A）」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 L O C A（以下「I S L O C A」という。）」のみである。

コメント No. 148-12 に対する回答

(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（I S L O C A）」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，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，I S L O C A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，I S L O C Aに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉を減圧することにより原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏えい箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格

納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム 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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系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、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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う災害対策要員は 2 名、重大事故等対応要員（現場）は 1 名である。この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低（レベル2）設定点に到達し、原子炉隔離時冷却系が自動起動することにより、原子炉への注水が開始されたことを確認する。

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、原子炉水位計（広帯域、燃料域）原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

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、原子炉水位計（広帯域、燃料域）、残留熱除去系ポンプ吐出圧力計等である。

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。

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、原子炉水位計（広帯域、燃料域）等である。

f. 低圧炉心スプレイ系の起動操作

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計である。

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，非常用母線に電源を供給する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

低圧炉心スプレイ系の起動後，破断箇所からの漏えい抑制のため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

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

h. 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

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低圧代替注水系（常設）を起動する。

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

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

i. 原子炉水位の調整操作

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後は，破断口からの漏えい抑制のため，低圧代替注水系（常設）により原子炉水位を，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。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（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、対応可能な要員にて中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域，燃料域），原子炉圧力計等である。

k. 残留熱除去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ブプレッション・プール冷却操作を実施する。

残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度計等である。

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、原子炉水位計（広帯域，燃料域）等である。

m. 原子炉水位の調整操作

残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域，燃料域）等である。

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、格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。

n. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

o. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

p. タンクローリによる燃料補給操作

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

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「I S L O C A」である。また、原子炉水位の低下を厳しくする観点で、評価上は給水流量の全喪失を想定する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果及び気液熱非平衡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E C C S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 S A F E R 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，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の評価結果が S A F E R コードより低くなる 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おける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系 B 系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により，残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部に破断面積約 21cm^2 相当の漏えいが発生するものとする。

破断面積は，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構造健全性評価^{*}の結果，系統に破損が発生しないことを確認したことから，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して，保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定した。

※；保守的に圧力 8.2MPa[gage]及び温度 288℃が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施

(添付資料 2.7.1)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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イ系及び残留熱除去系 C 系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。

(b) A T W S 緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）

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

(c) 逃がし安全弁

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

(d) 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 $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]^*$ において）の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。（以下同様）

(e) 低圧炉心スプレイ系

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に、最小流量特性（ $0\sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力 $0\sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]^*$ において）で原子炉へ注水するものとする。また、ISLOCA発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に低圧代替注水系（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ものとする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水ポンプを2台使用するものとし、原子炉注水のみ

を実施する場合は、炉心冷却を厳しく評価する観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m³/h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。また、運転手順に従い、I S L O C A発生時は隔離成功までの期間において、漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持することから、評価上は、漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点以上に維持するものとする。また、隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから、残留熱除去系の隔離に成功した1分後に注水を停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作は、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生15分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。
- (b) 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、状況判断、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受及び低圧代替注水系（常設）の起動準備に要する時間を考慮して、事象発生17分後に完了するものとする。

- (c) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、I S L O C A 発生時の現場環境並びに現場移動及び操作に要する時間を考慮して、事象発生 5 時間後に完了するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7-9 図から第 2.7-15 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相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が全喪失することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。この後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去

系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、低圧代替注水系（常設）を起動し、隔離に成功するまでの期間は、外部水源による原子炉注水を実施する。

事象発生の5時間後に、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧や原子炉注水により増減するが、炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第2.7-9図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、

初期値（約309℃）以下にとどまることから、評価項目である1,200℃を
コメント No. 181-18 に対する回答

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すべて格納容器内に流入し続けることを想定し解析しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、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、高温停止状態での炉心の冷却が確保されている。残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を実施することで、安定状態が確立し、またその状態を長期的に維持することが可能である。

（添付資料 2.7.2）

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、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、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」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は、給水流量の全喪失及び I S L O C A の発生に伴い原子炉水位が低下するため、原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えい量を抑制すること及び漏えい箇所の隔離操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）、低圧代替注水系（常設）の起動準備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」に示しておりであり、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 +50℃ 高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、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発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、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 2.7.3)

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。

(添付資料 2.7.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を

用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW/m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保され、また、低圧代替注水系（常

設)の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなる傾向となるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等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。

事故条件の外部電源の有無については、事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和さ

れるが、この場合でも初期の原子炉注水は原子炉水位異常低下（レベル2）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動することで確保されることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.7.3）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）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。

操作条件の低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、解析上の操作開始時間として事象発生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、認知時間及び操作所要時間は、外部電源がない場合も考慮し、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作

開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.7.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低压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、減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低压炉心スプレイ系及び低压代替注水系（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。

操作条件の低压代替注水系（常設）の起動準備操作は、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、低压代替注水系（常設）による外部水源注水への切換えは、低压炉心スプレイ系により炉心の冠水状態が維持されていることを確認した後に実施することから、この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。

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、低压代替注水系（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 2.7.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、減圧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。

操作条件の低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は、操作が遅れた場合でも低圧炉心スプレイ系により炉心の冠水状態が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、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 2.7.3)

(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。

2.7.4 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)」において、重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「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

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 490m³ 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³ の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく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の対応である。

(添付資料 2.7.4)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定していない。

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

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

(添付資料 2.7.5)

c. 電 源

外部電源喪失を想定していない。

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

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

(添付資料 2.7.6)

2.7.5 結 論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」では、ISLOCA の発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、

炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに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「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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

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

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

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（I S L O C A）」において、原子炉隔離時冷却系、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、逃がし安全弁（自動減圧機能）を用いた原子炉減圧による漏えい抑制、残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認で

き，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」に対して有効である。

第 2.7-1 表 格納容器バイパス（I S L O C A）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
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。	—	—	—
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	【原子炉隔離時冷却系】 【主蒸気隔離弁】 A T W S 緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能）	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA）
I S L O C A 発生の確認	・隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等により I S L O C A が発生したことを確認する。	—	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力計
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。 ・残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、レグシールポンプを停止する。	—	—	原子炉水位計（広帯域） 原子炉水位計（SA 広帯域）

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.7-1 表 格納容器バイパス（I S L O C A）における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系の起動操作	- 中央制御室からの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。 - 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。	【低圧炉心スプレイ系】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計】
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	- 低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 - 原子炉減圧に伴い、低圧炉心スプレイ系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。 - 炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 【低圧炉心スプレイ系流量計】 格納容器雰囲気放射線モニタ
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	- 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低圧代替注水系（常設）を起動する。 - 外部電源喪失が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力計
原子炉水位の維持操作	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後に、低圧代替注水系（常設）により、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.7-1 表 格納容器バイパス（I S L O C A）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
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	・原子炉圧力が 3MPa [gage] 到達後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。	—	—	原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域）
残留熱除去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℃に到達したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を開始する。	【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・プール水温度計 【残留熱除去系系統流量計】
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離する。	【残留熱除去系注入弁】	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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
原子炉水位の調整操作	・ 残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。	【低圧炉心スプレイ系】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 【低圧炉心スプレイ系流量計】
使用済燃料プールの冷却操作	・ 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・ 対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。	—	—	—
タンクローリによる燃料補給操作	・ 対応可能な要員にてタンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

コメント No. 163-46 に対する回答

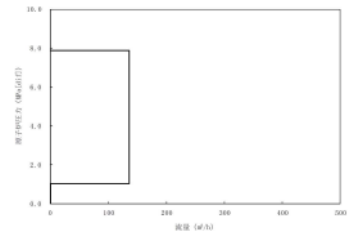
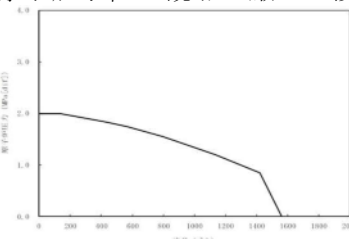
第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（ISLOCA））（1/6）

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）	通常水位を設定
	炉心流量	48, 300t/h（100%流量）	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。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 か月）に調整運転期間（約 1 か月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定

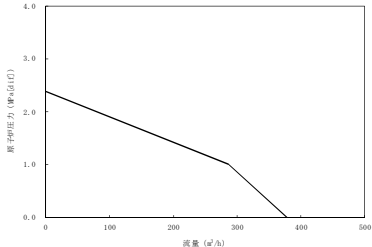
第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（2／6）

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 ² の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果、I S L O C A による加圧事象発生時（圧力 8.2MPa[gage]，温度 288℃）においても破損が発生することはないため、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、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 (添付資料 2.7.1)
	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 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統の機能喪失を想定
		原子炉建屋西側に設置されている 高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる

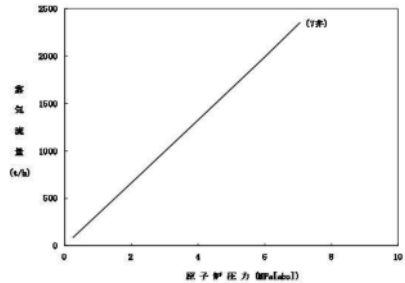
第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（3／6）

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）	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、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定
	A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台停止	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、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル 2）信号による再循環ポンプトリップを設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性： ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif] MPa[dif]：原子炉圧力容器と水源との差圧	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧炉心スプレイ系	原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点まで回復した 1 分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0～1,561m ³ /h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	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 

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））（4／6）

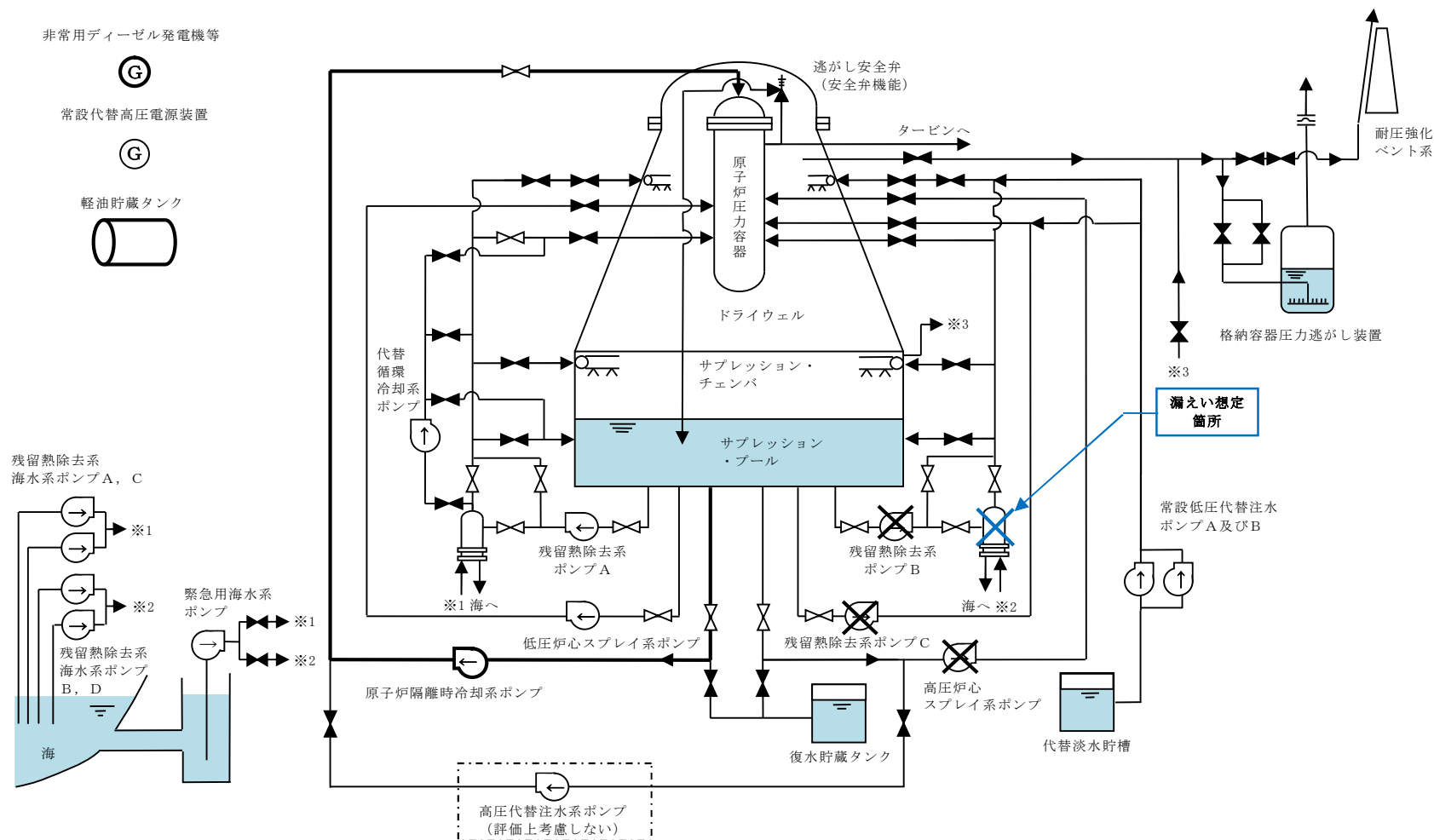
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点まで回復した以降に，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上に維持 残留熱除去系の隔離成功の 1 分後に注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0～378m³／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水ポンプ 2 台による注水特性＞ 

第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（ISLOCA））（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	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

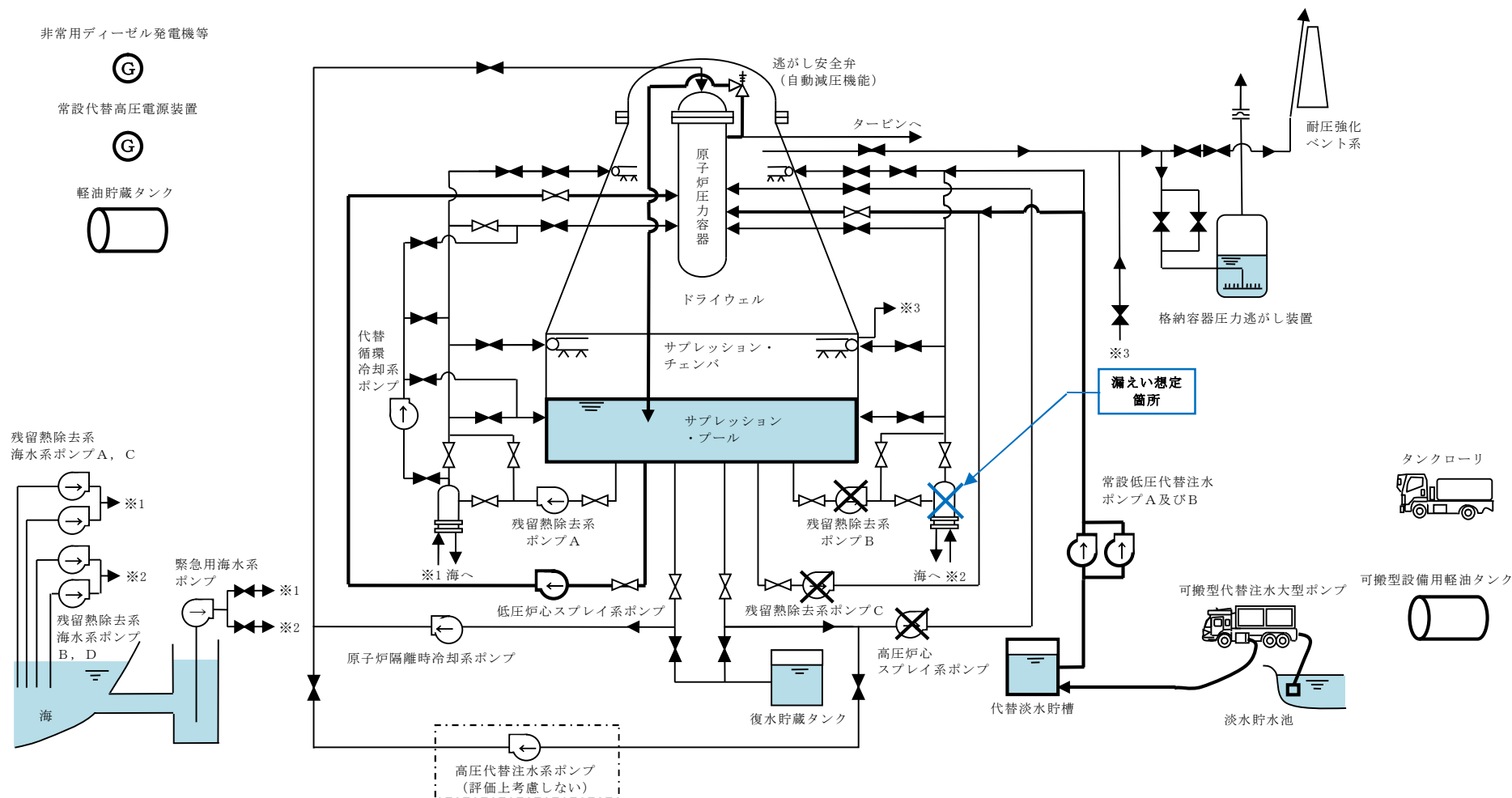
第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（6／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき I S L O C A が発生し、中央制御室からの遠隔隔離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、中央制御室からの遠隔隔離操作及び減圧操作に要する時間を考慮して設定。
	低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認した場合に実施することから、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電及び低圧代替注水系（常設）の起動準備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	I S L O C A 発生時の現場環境並びに現場移動及び操作に要する時間を考慮して、事象発生 5 時間後に隔離が完了するものとして設定

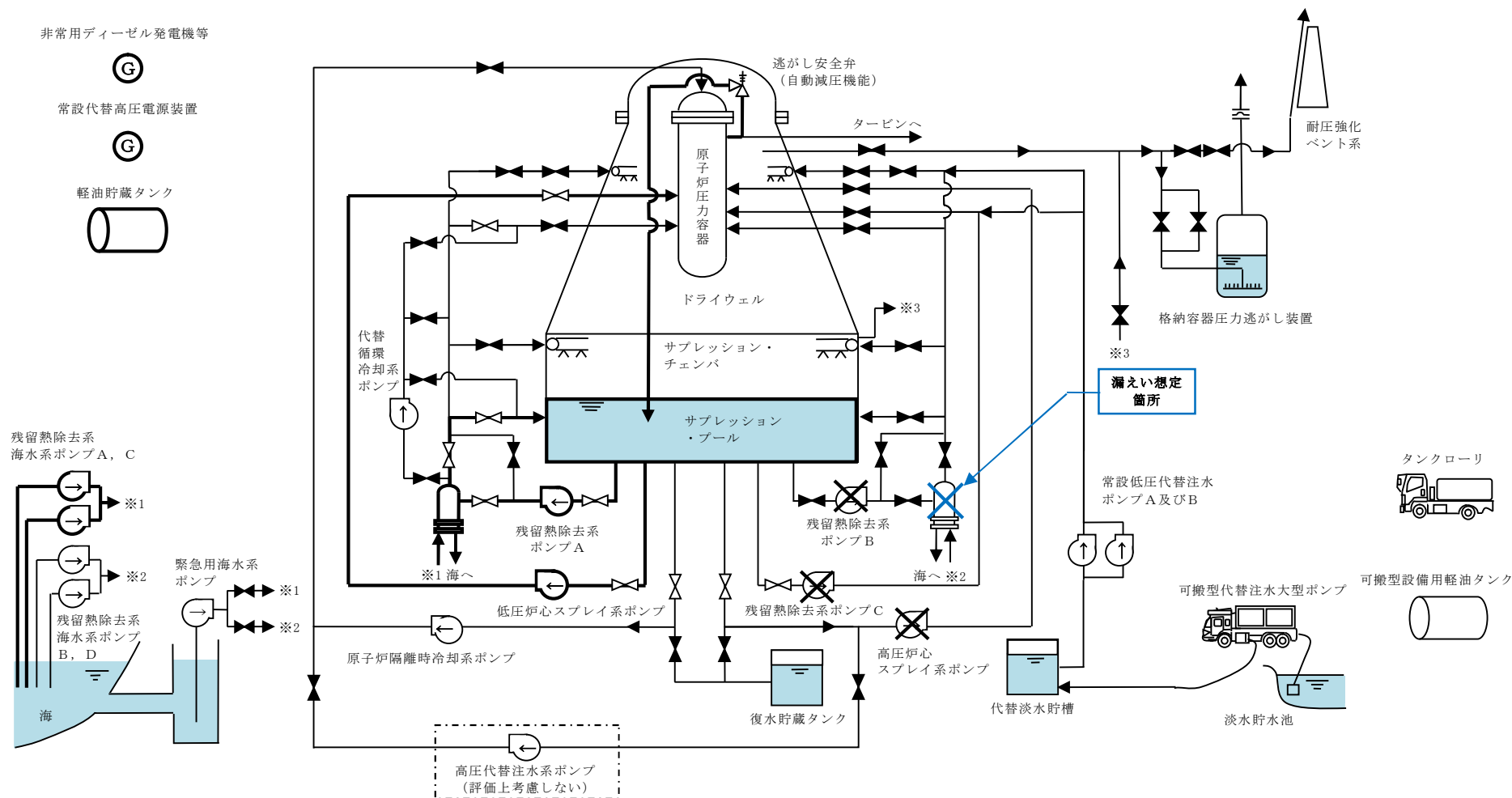


第 2.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

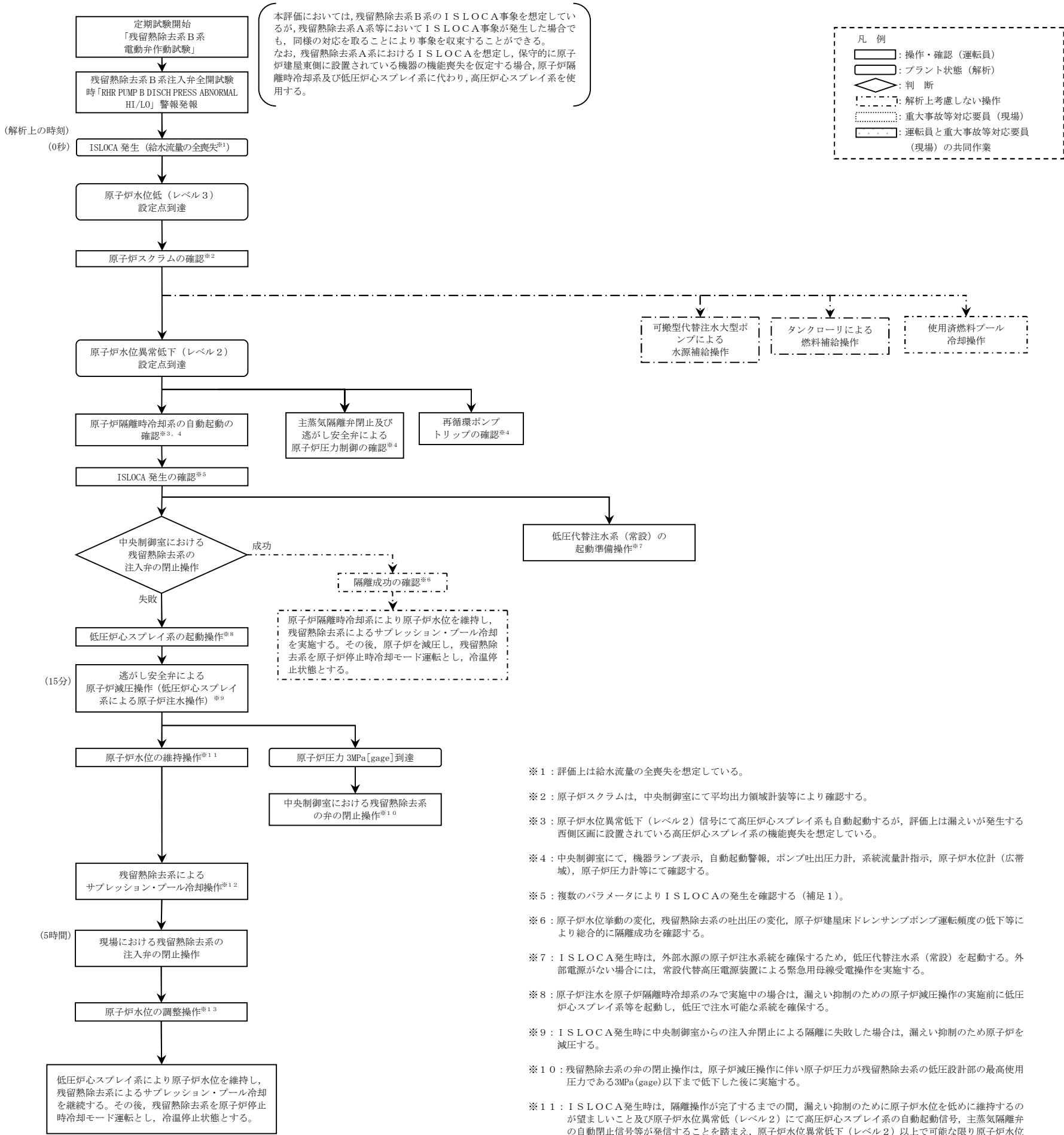
コメント No.182-15 に対する回答



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 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 (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)



- ※1：評価上は給水流量の全喪失を想定している。
- ※2：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※3：原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが、評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。
- ※4：中央制御室にて、機器ランプ表示、自動起動警報、ポンプ吐出圧力計、系統流量計指示、原子炉水位計 (広帯域)、原子炉圧力計等にて確認する。
- ※5：複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する (補足1)。
- ※6：原子炉水位挙動の変化、残留熱除去系の吐出圧の変化、原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。
- ※7：ISLOCA発生時は、外部水源の原子炉注水系統を確保するため、低圧代替注水系 (常設) を起動する。外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※8：原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は、漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し、低圧で注水可能な系統を確保する。
- ※9：ISLOCA発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は、漏えい抑制のため原子炉を減圧する。
- ※10：残留熱除去系の弁の閉止操作は、原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa (gage) 以下まで低下した後に実施する。
- ※11：ISLOCA発生時は、隔離操作が完了するまでの間、漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低 (レベル2) にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号、主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。(補足2)
- ※12：格納容器バイパス事象であるが、漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサブプレッション・プール水温度が32℃を超える場合は、残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を実施する。
- ※13：残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は、原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切替え、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。

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計)
- ・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 (原子炉水位計 (広帯域、SA広帯域)、原子炉隔離時冷却系系統流量計)

監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にISLOCA発生を確認する。

- ・系統異常過圧警報 (RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等) 発報
- ・区画浸水警報 (RHR Hx AREA FLOODING 等) 発報
- ・区画温度上昇警報 (RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等) 発報
- ・火災警報発報
- ・原子炉建屋内空間線量率上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報
- ・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報
- ・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
- ・原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等) 発報
- ・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報
- ・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

補足2

ISLOCAの発生時は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上を維持しつつ、漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。

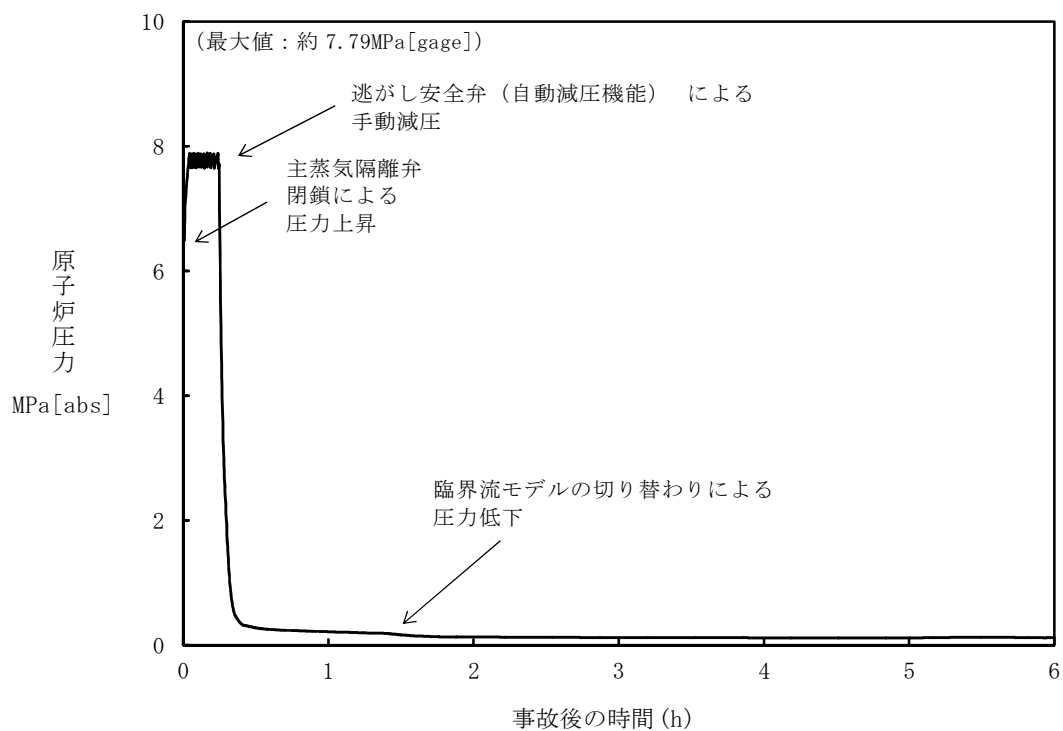
- ・原子炉水位低 (レベル3) ・ ・ ・ ・ ・ 300mm
- ・原子炉水位異常低下 (レベル2) ・ ・ ・ ・ ・ 950mm
- ・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ・ ・ ・ ・ ・ 1,227mm
- ・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ・ ・ ・ ・ ・ 1,227mm
- ・原子炉水位異常低下 (レベル1) ・ ・ ・ ・ ・ 3,800mm
- ・残留熱除去系注水ノズル ・ ・ ・ ・ ・ 3,983mm
- ・燃料有効長頂部 ・ ・ ・ ・ ・ 4,248mm

第2.7-2 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17, 205-08 に対する回答

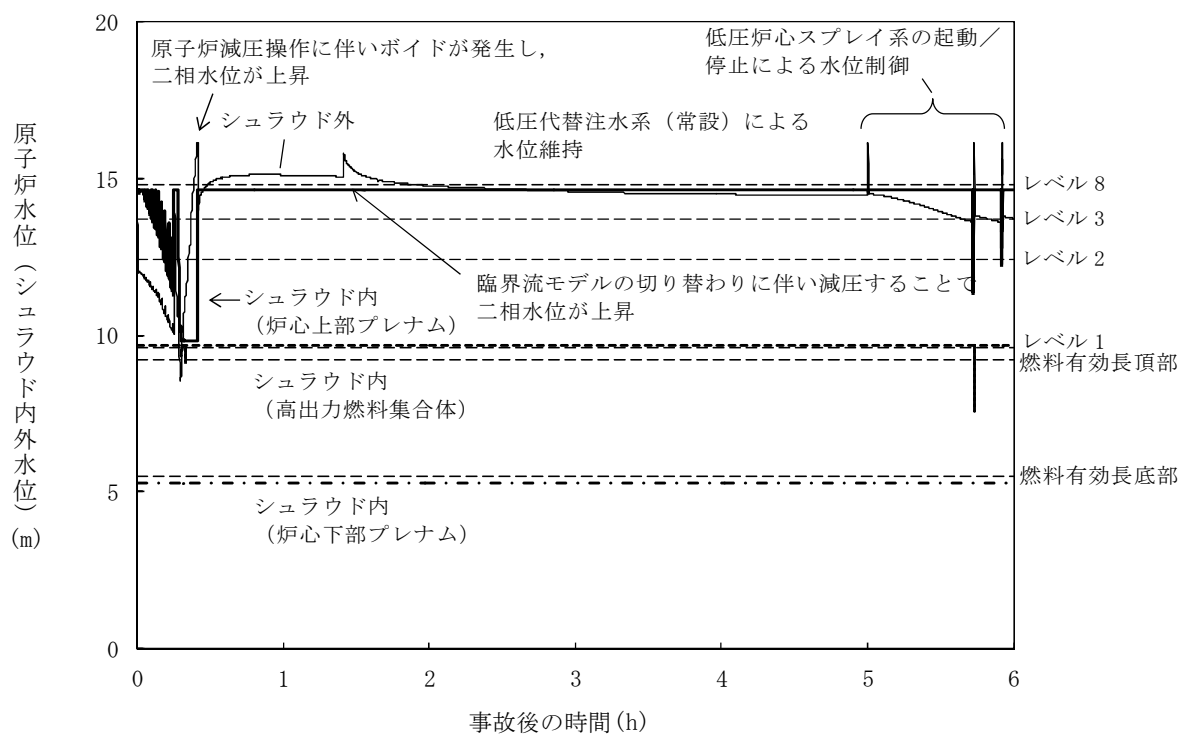
格納容器バイパス（I S L O C A）																	
					経過時間											備 考	
					0	10	20	30	40	50	60分	2	3	4	5		6時間
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ ブラント状況判断 ▽ 約15分 原子炉減圧開始 ▽ 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達								▽ 約5時間 残留除去系からの漏えい停止			
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮													
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐													
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡													
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況確認	2人 A, B	—	—	—	●I S L O C A発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10分										外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	—	—	—	●残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ●残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	2分											
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	—	—	—	●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分											
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 A	—	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分											
残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 A	—	—	—	●残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作			6分									
常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	—	●常設代替高压電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	—	—	—	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 系統構成	3分											
原子炉水位の維持操作	【1人】 B	—	—	—	●低圧代替注水系（常設）による原子炉水位調整操作				漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持								
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	—	—	—	—	●熱交換器出入口弁等の閉止操作												対応可能な要員にて実施する
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	—	3人 C, D, E	1人 a	—	●保護具装備/装備補助 ●現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作									115分			
原子炉水位の維持操作	【1人】 B	—	—	—	●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作											原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持	
使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—	—	●使用済燃料プールの冷却操作												使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80℃に到達するまでには1日程度の時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	—	—	—	—	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作												対応可能な要員にて実施する
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	—	—	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油												対応可能な要員にて実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a														

第 2.7-3 図 格納容器バイパス（I S L O C A）の作業と所要時間

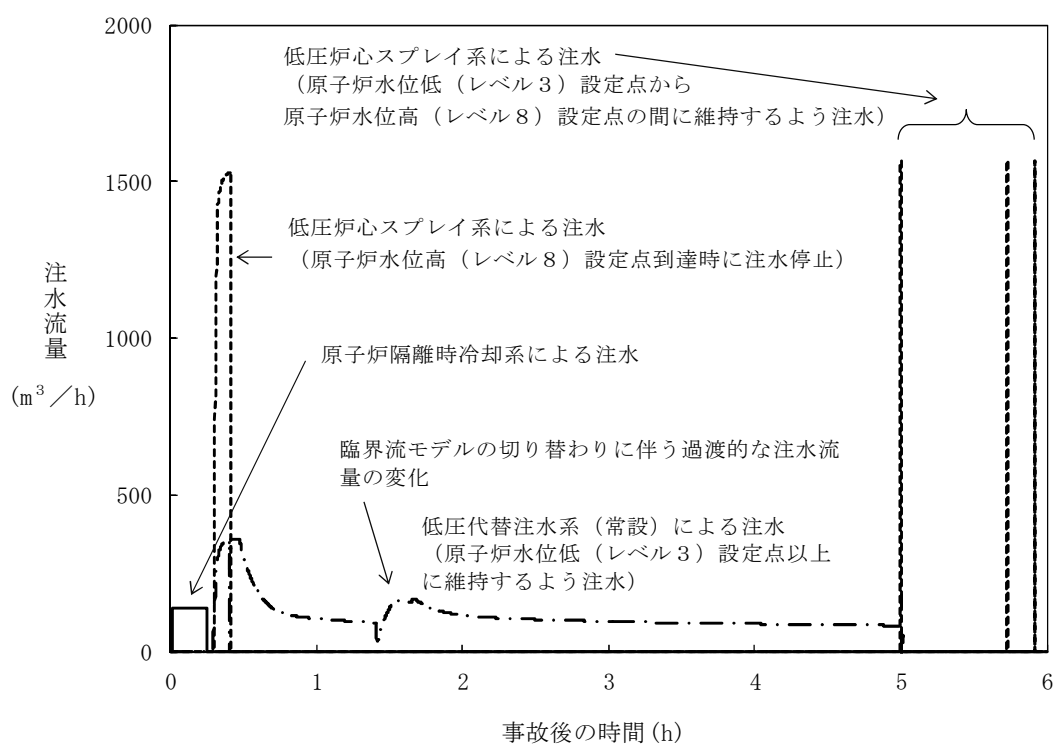


第2.7-4図 原子炉圧力の推移

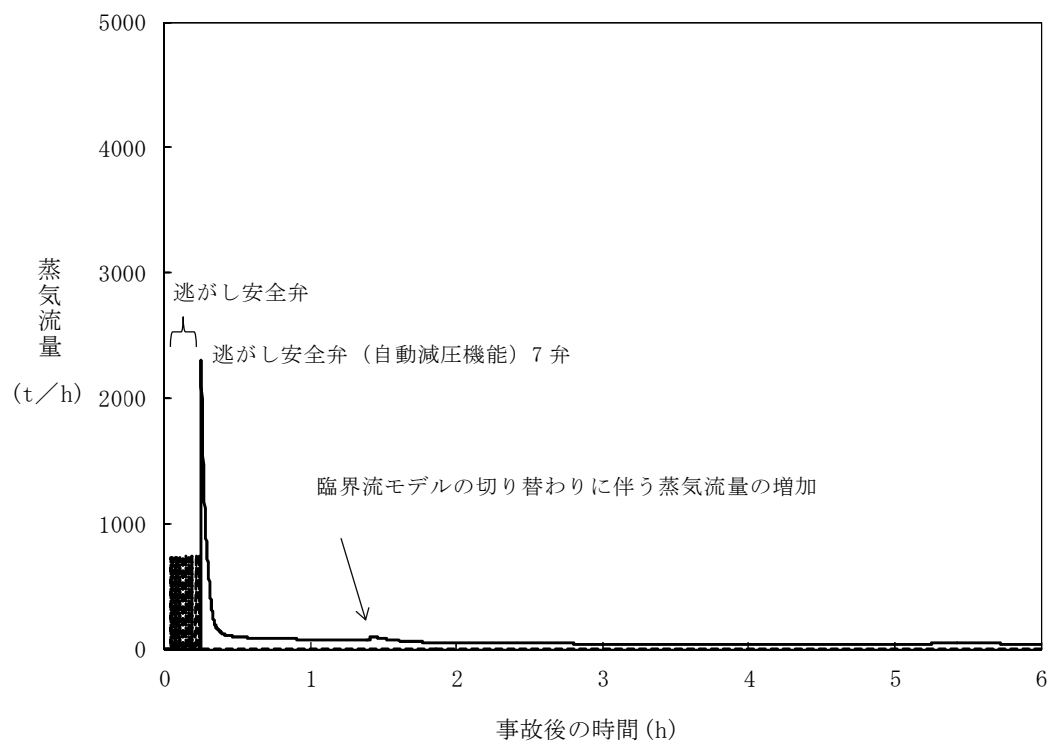
コメント No. 147-02, 18 に対する回答



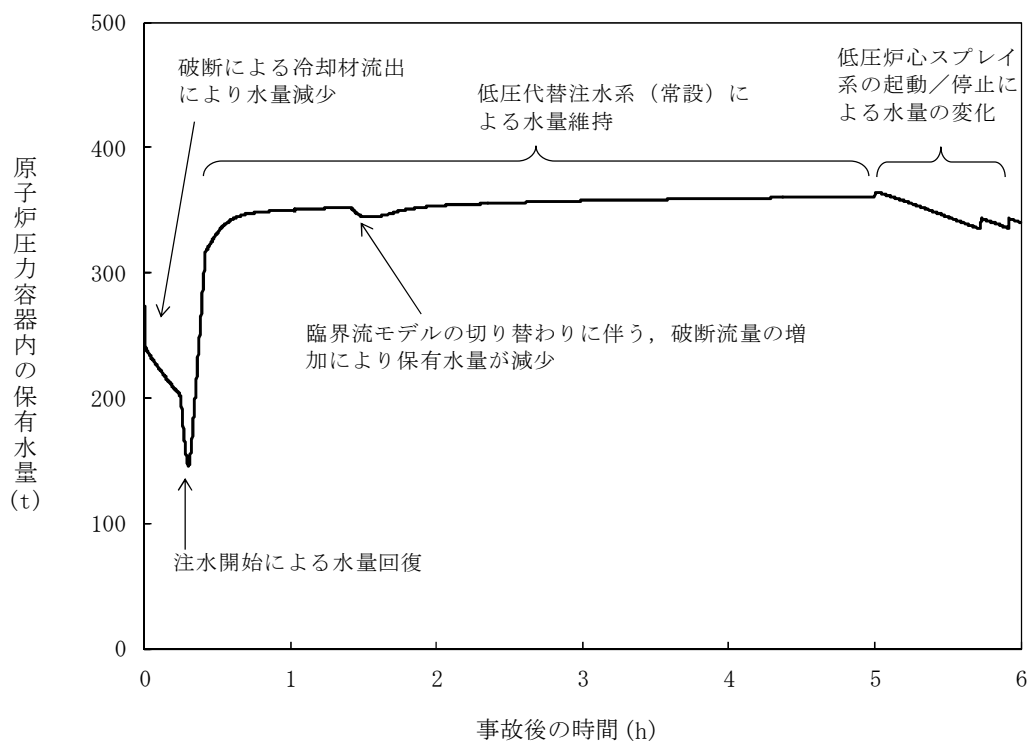
第2.7-5図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



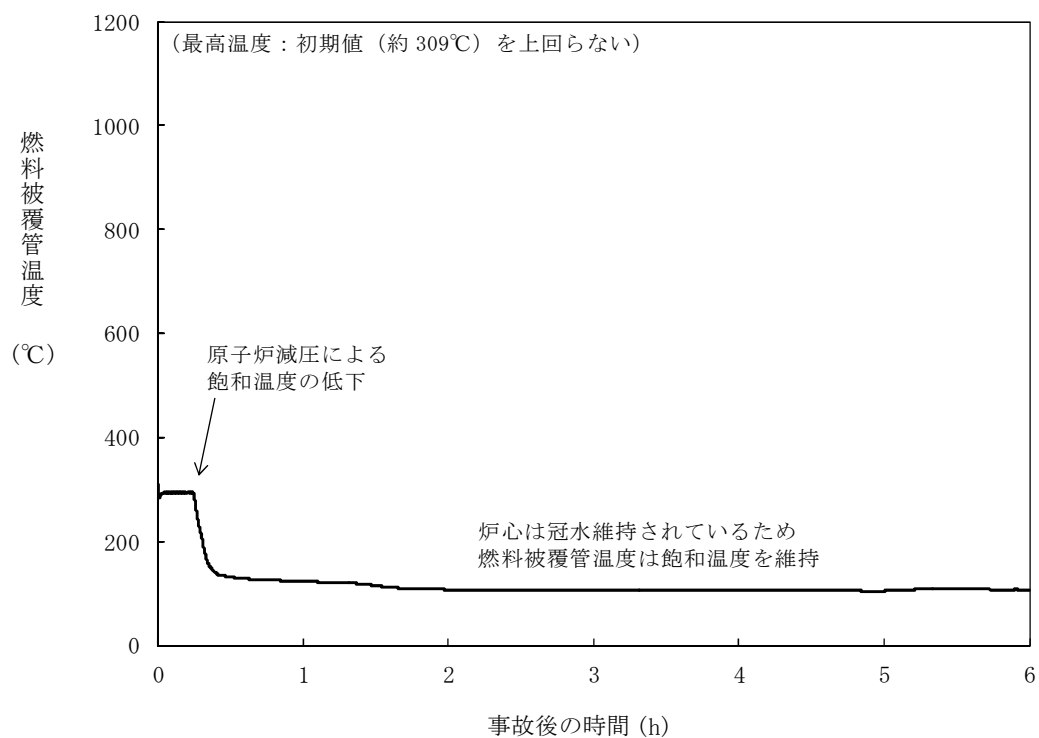
第2. 7-6図 注水流量の推移



第2. 7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

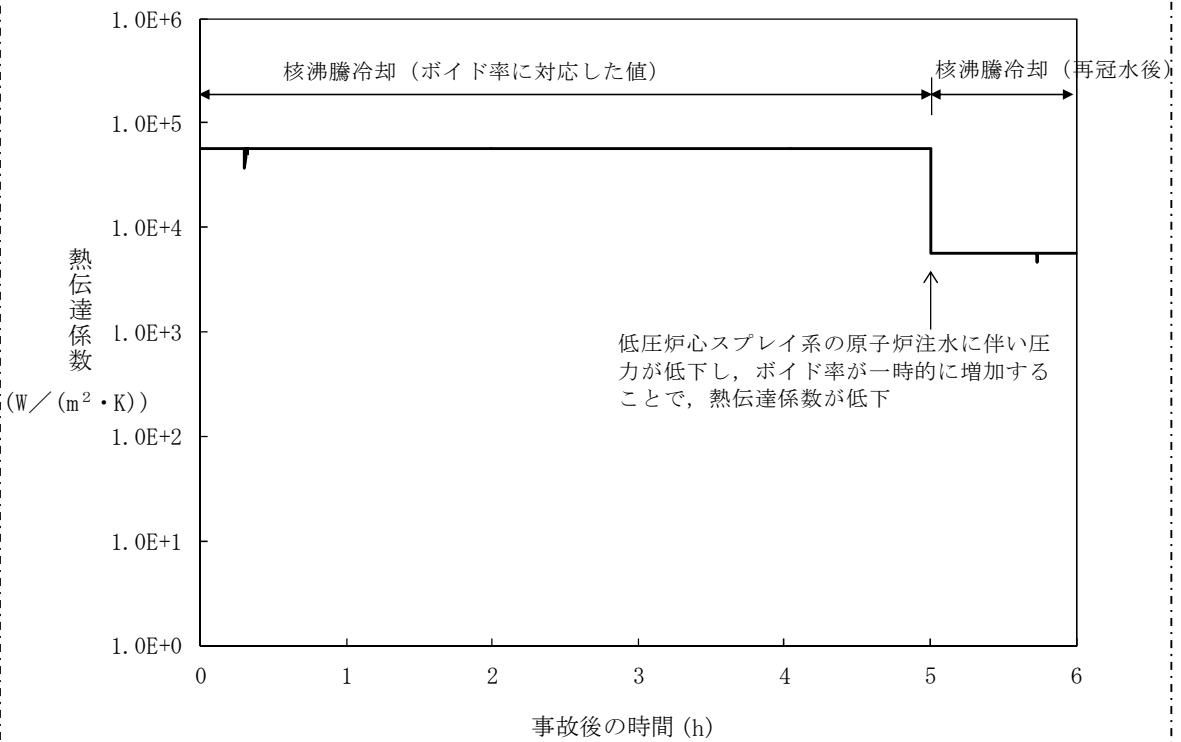


第2. 7-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



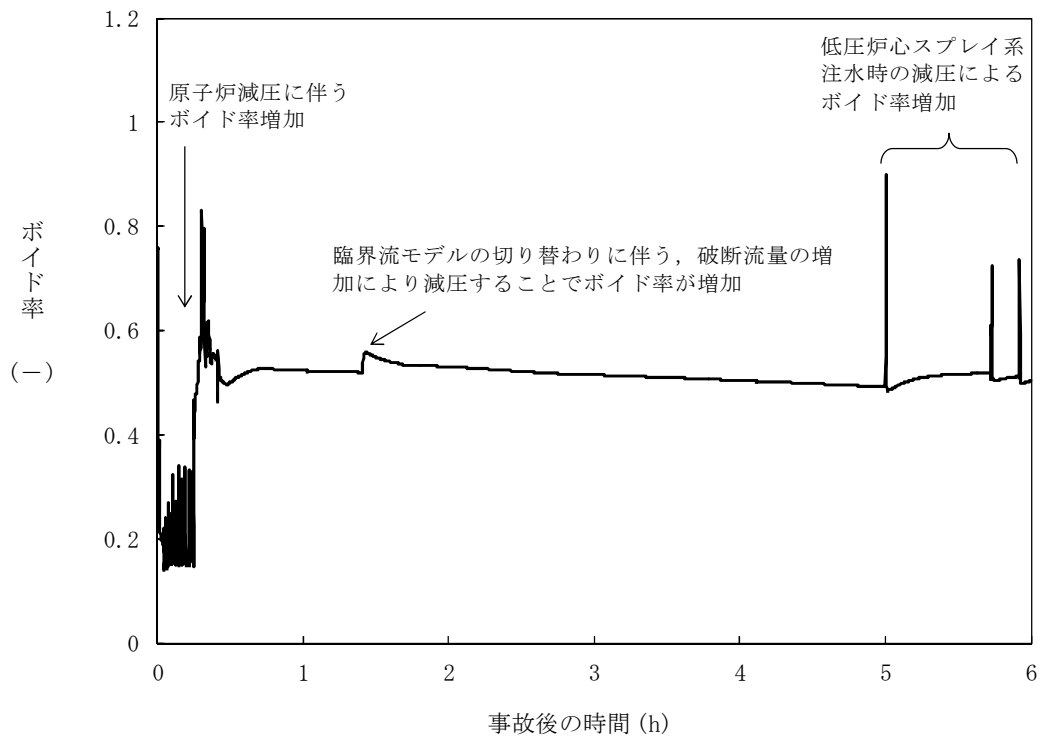
第 2. 7-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答

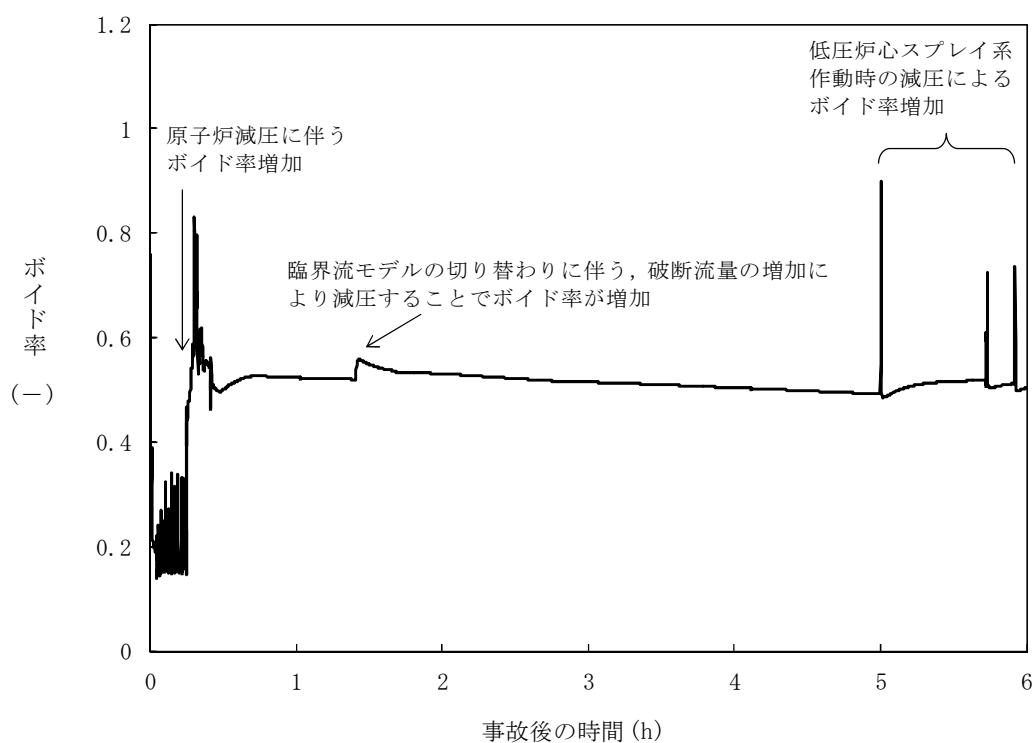


第2.7-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

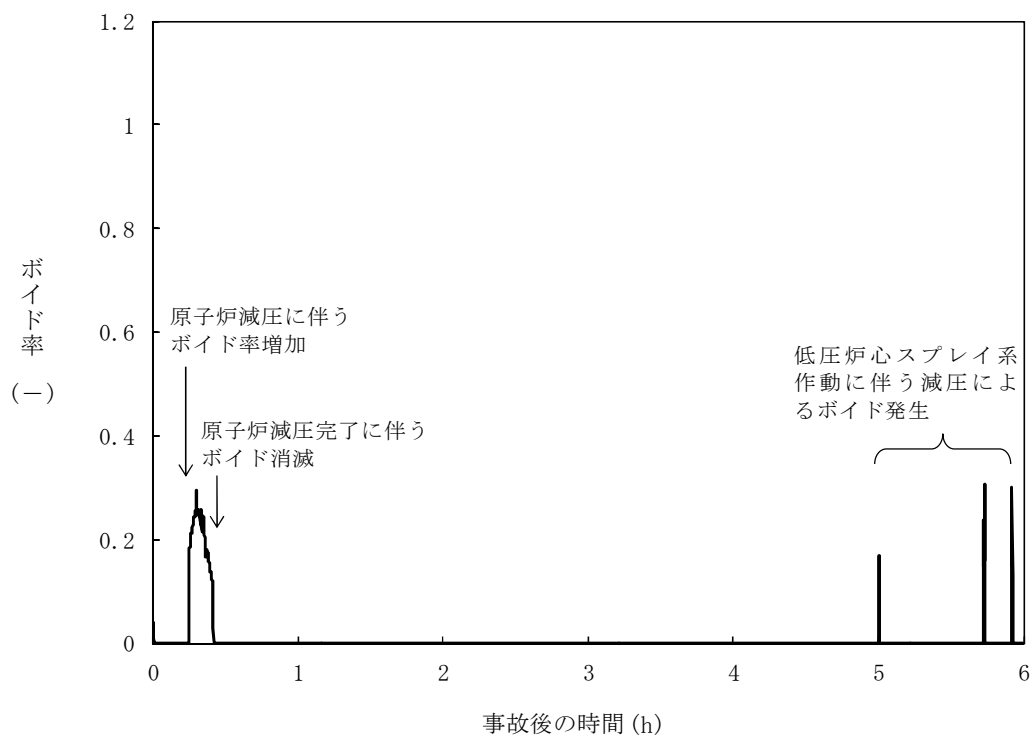
コメント No. 147-02, 05 に対する回答



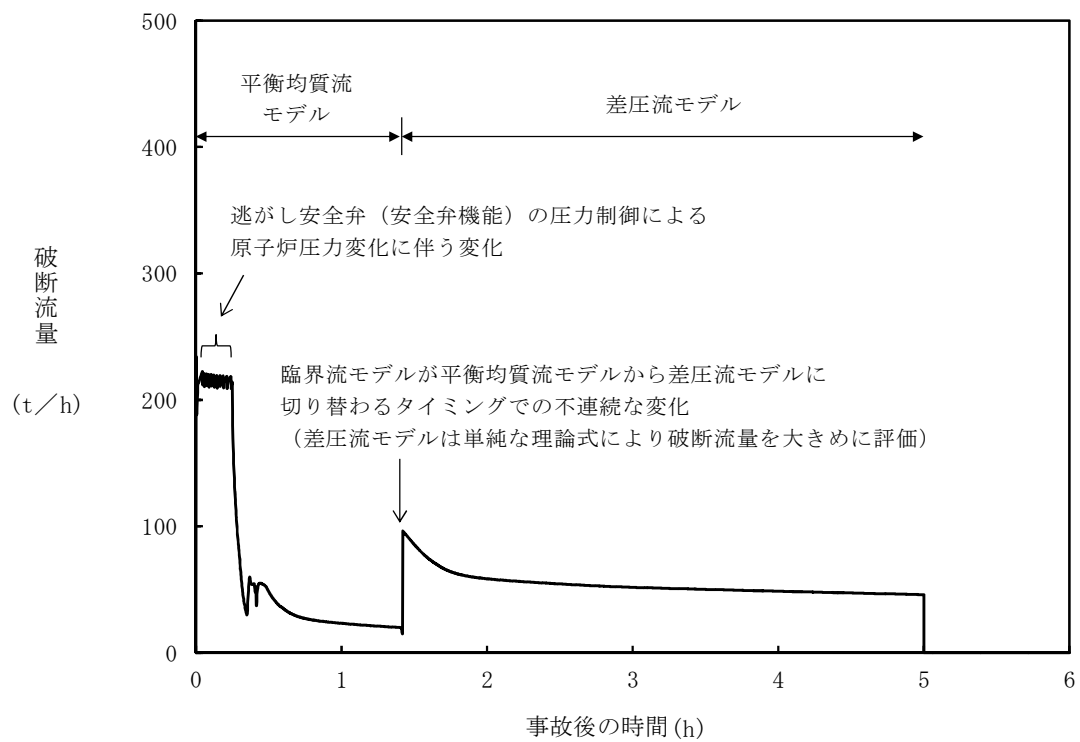
第2.7-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



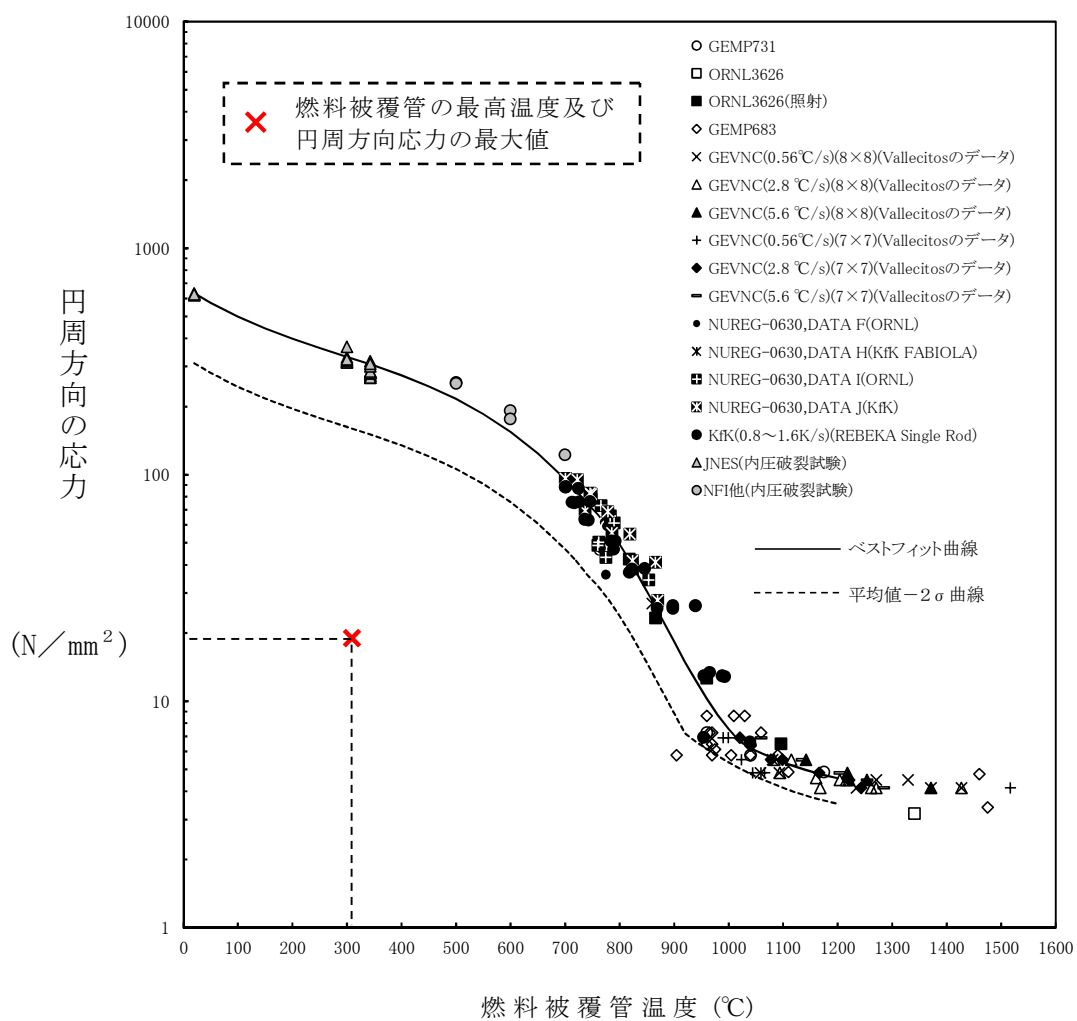
第2.7-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



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

コメント No. 182-10, 11, 13, 19, 20, 205-09, 11 に対する回答

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。

I S L O C A の評価対象となる系統は、確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）での対象系統の選定の考え方に従い以下の条件を基に選定している。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、P R A での選定結果を第 1 表に示す。

- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生のある可能性がある系統を選定
- ②閉状態の弁が直列に 4 弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

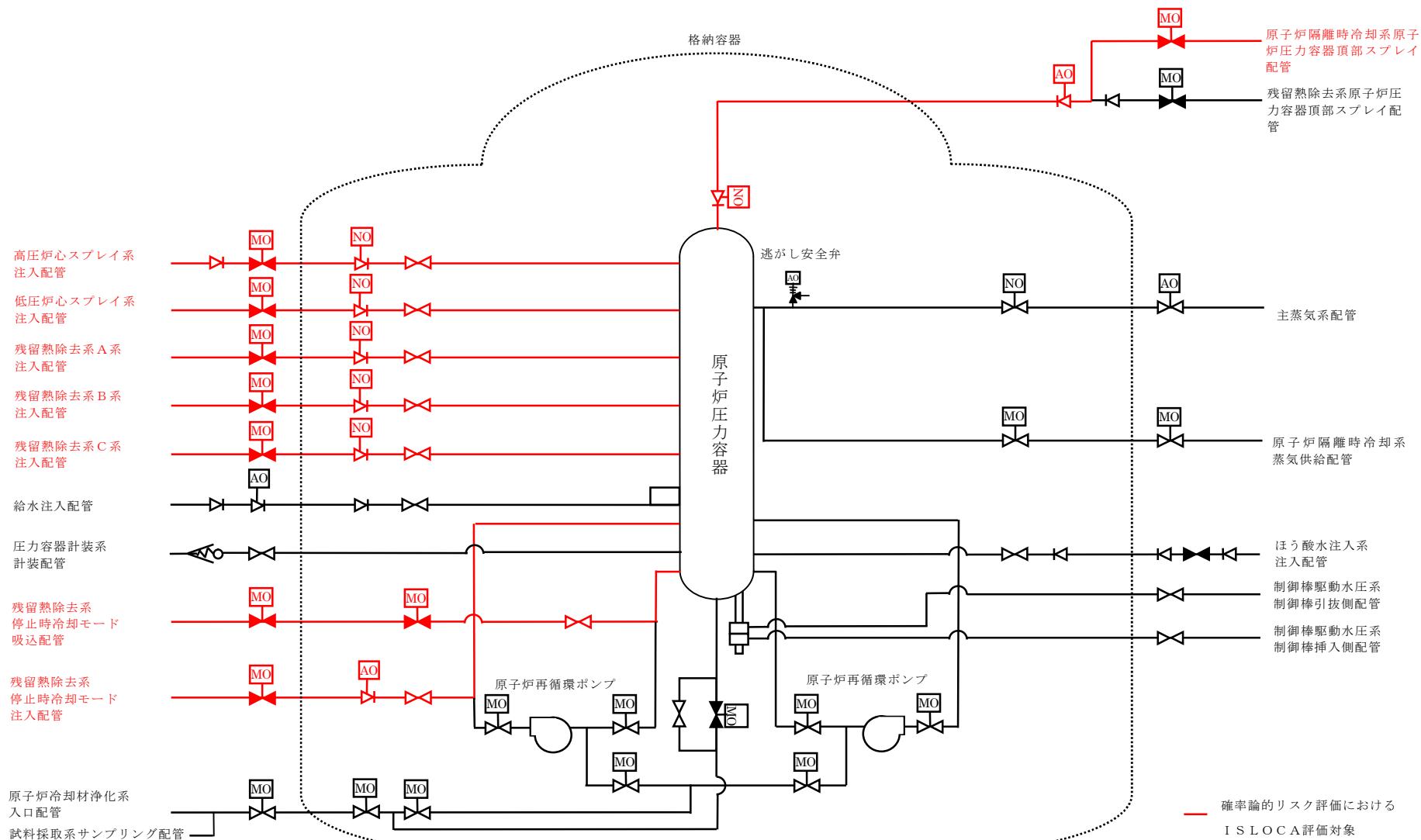
P R A において選定された対象系統のうち、残留熱除去系停止時冷却モード配管については、通常運転中に隔離弁の開閉試験を実施しない系統であるため、対象外とした。なお、仮に残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管にて I S L O C A が発生した場合は、原子炉圧力はサブプレッション・プールに放出されるため系統が加圧されることはなく、残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管にて I S L O C A が発生した場合は、系統加圧状態が注入配管にて発生した場合と同じとなることから、注入配管にて I S L O C A 発生を想定

した場合の構造健全性評価に包含される。

以上により， I S L O C A の評価対象としては，以下が選定された。

- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 低圧炉心スプレイ系
- ・ 残留熱除去系（A系，B系）
- ・ 残留熱除去系（C系）

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し，この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。



第 1 図 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

第 1 表 P R Aでの I S L O C Aの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備 考
給水系	給水系注入配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	—
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	—
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	—
残留熱除去系（A，B，C）	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	—
残留熱除去系（A，B）	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	—
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	—
残留熱除去系（A）	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外 ^{※2}	閉状態の弁が直列に4弁設置されており I S L O C Aの発生頻度が十分低いため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外 ^{※1}	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外 ^{※2}	閉状態の弁が直列に4弁設置されており ISLOCA の発生頻度が十分低いため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外 ^{※1}	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外 ^{※1}	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外 ^{※1}	

※ 1：出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A発生の可能性のある系統ではないため除外。

※ 2：閉状態の弁が直列に4弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外。

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の評価対象については、低圧設計部の機器設計は同等であるため、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弁により隔離している。外側隔離弁には、弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており、開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また、これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは、内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し、この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また、評価上は、保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部と低圧設計部が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部から低圧設計部に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大き

な水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため機械的要因では急激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また、電動での開放時間は約 10.6 秒であり、電気的要因でも急開とならないことから、誤開放を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

文献^{*1}によると、配管端に設置された弁の急開により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間（T）が圧力波の管路内往復時間（ μ ）より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

T：弁の開放時間（s）

μ ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

α ：圧力波の伝搬速度（m/s）

ここで、 α は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（ α ）を 1,400m/s^{*2}とし、実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると、圧力波の管路内往復時間（ μ ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放

時間（T）は約 10.6 秒であることから、水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく、低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※1：水撃作用と圧力脈動[改定版]第2編「水撃作用」（（財）電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三）

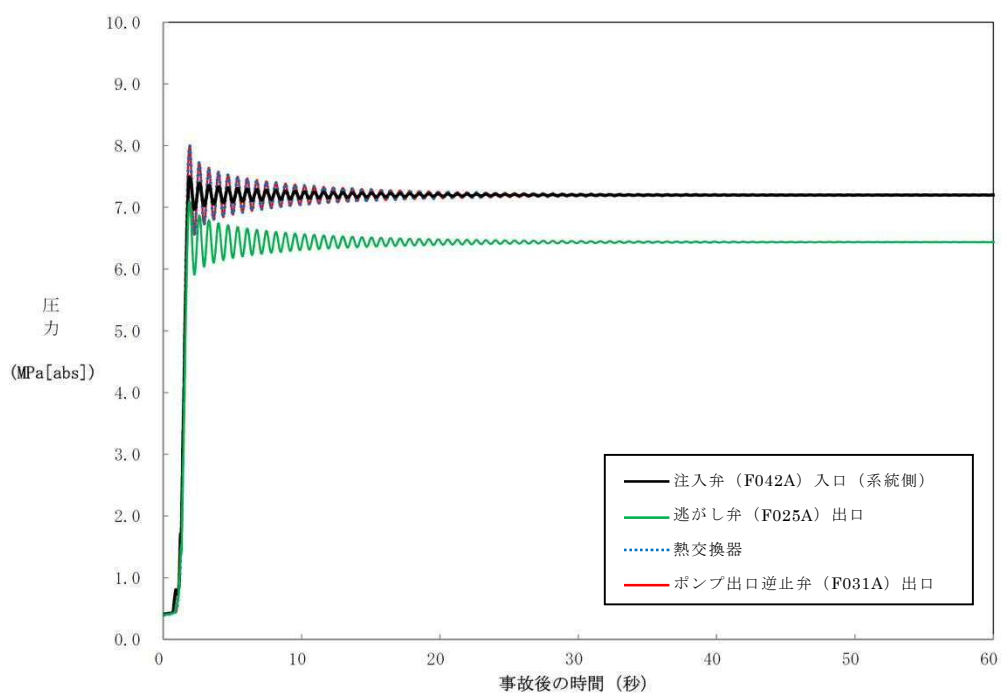
※2：圧力 0.01MPa[abs]，水温 0℃の場合，水の音速は約 1,412.3m/s となる。なお，液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが，圧力については小さいほど，温度については約 70℃までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より，残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても，原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが，残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移を T R A C G 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あたっては、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa [abs] に、加圧される範囲の最下端の水頭圧(0.24MPa)を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

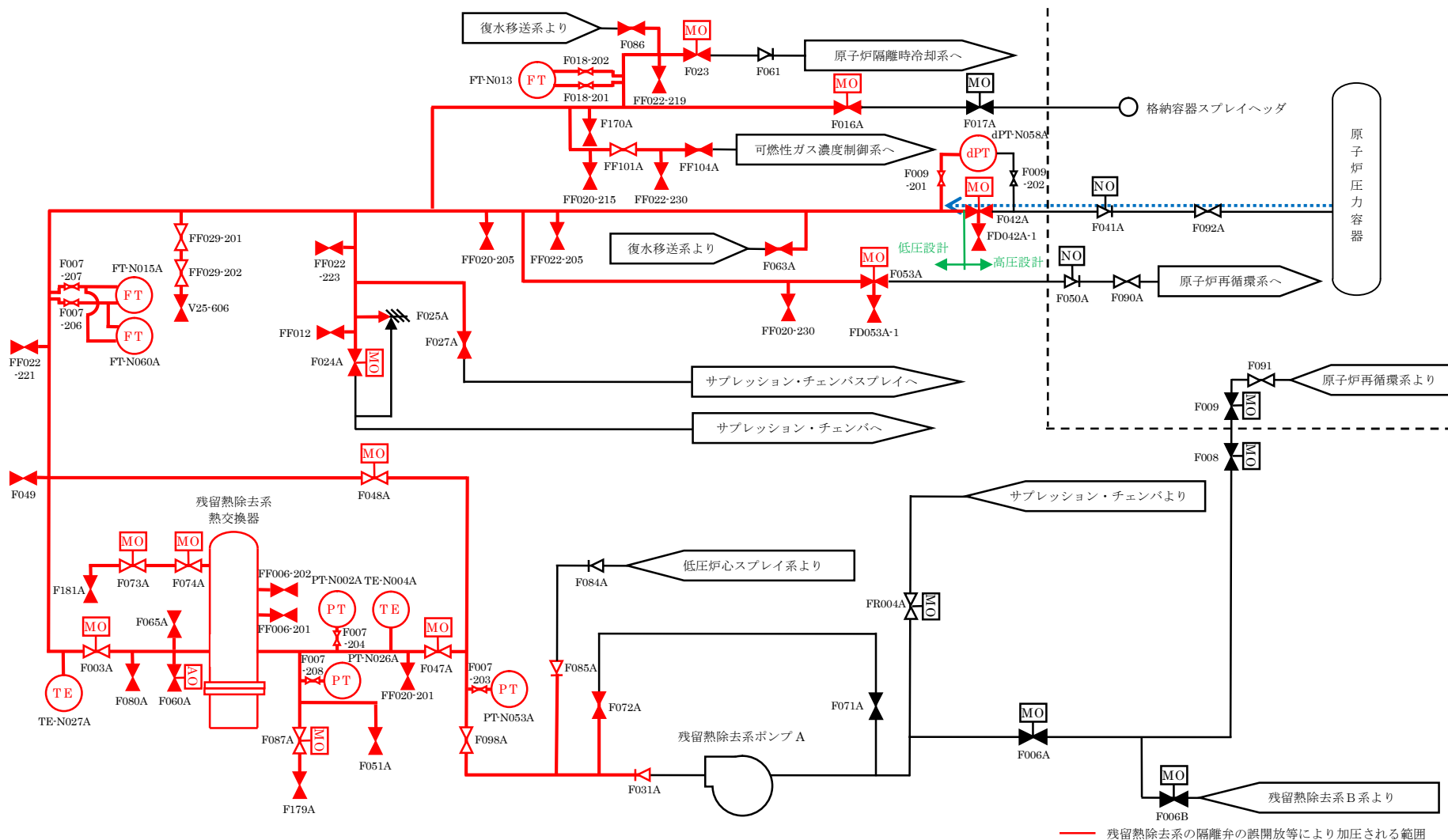
3. 構造健全性評価

3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計 器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。



第 3 図 残留熱除去系 A 系の評価対象範囲

第 3 表 評価対象範囲に設置された機器

機 器			弁番号, 個数等
① 熱交換器			1 個
② 逃がし弁			1 台 F025A
③ 弁	プロセス弁		20 台 F003A, F016A, F023, F024A, F027A, F031A, F047A, F048A, F049, F051A, F053A, F063A, F085A, F086, F087A, F098A, F170A, FF012, FF101A, FF104A
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	17 台 F065A, F072A, F073A, F074A, F080A, F171 , F179A , F181 , FF020-201 , FF020-206 , FF020-215 , FF020-230 , FF022-205 , FF022-219 , FF022-221 , FF022-223, FF022-230
		計器 隔離弁	10 台 FF006-201 , FF006-202 , FF007-203 , FF007-204 , FF007-206 , FF007-207 , FF007-208 , FF009-201 , FF018-201 , FF018-202
		サンプル弁	4 台 F060A, FF029-201, FF029-202, V25-606
④ 計 器			10 個 TE-N004A , TE-N027A , PT-N002A , PT-N026A , PT-N053A , dPT-N058A , FT-N013, FT-N015A, FT-N060A, FT-N060A
⑤ 配 管			1 式

3.2 構造健全性評価の結果

(1) 熱交換器

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「東海第二発電所 工事計画認可申請書」（以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し、裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である2.4より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板、胴側入り口・出口管台及びフランジ部について評価した。

a. 胴側胴板（厚肉部、薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む））＜第Ⅰ編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し、胴板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、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 (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※1：1次一般膜応力0.6Su適用値。設計引張強さ（ S_u ）までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることになる。

※2：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最小厚さ以上であり、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 (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※ 1 : 1 次一般膜応力 0.6Su 適用値

※ 2 : 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最小厚さ以上であり、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 (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※ 1 : 1 次一般膜応力 0.6Su 適用値

※ 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. 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り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm ²)	ボルトの 必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
フランジ部	106,961	74,184	246	262	○

※ : 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であること

(2) 逃がし弁

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最小厚さ以上であり、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※ ¹ (mm)	判定※ ²
弁 座	2.8	0.7	○

※¹：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※²：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、許容せん断応力は発生せん断応力以上であり、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	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※ ¹ (mm)	判定※ ²
弁本体の耐圧部	9.0	4.8	○

※¹：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※²：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm ²)	ボルトの 必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142	—

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、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、許容応力が発生応力以上であり、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	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
弁耐圧部の接合部	17	152	○

※：発生応力が許容応力以下であること

(3) 弁

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※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
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	11.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※ 2 : 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、F024A, F086, F065A, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm ²)	ボルトの必要な断面積 (mm ²)	発生 応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)	判定※
F003A	13,672	18,675	253	177	—
F016A	11,033	14,289	237	168	—
F024A	16,406	15,451	167	168	○
F027A	1,758	2,919	197	177	—
F031A	13,400	11,608	305	177	—
F047A	13,672	18,675	253	177	—
F048A	11,033	24,157	153	177	—
F049	2,770	3,818	181	177	—
F063A	1,803	2,060	206	177	—
F086	901	693	127	177	○
F098A	11,241	13,372	315	177	—
F170A	5,411	5,821	242	168	—
F065A	1,204	1,192	124	165	○
F072A	1,803	2,060	206	177	—
F080A	901	833	118	177	○
F060A	321	261	86	177	○
FF029-201	601	318	47	165	○
FF029-202	601	318	47	165	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

また、上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以

上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力以下であり，評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

弁番号	伸び量 (mm)	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	—	—	○
F027A	0.015	0.1	—	—	○
F031A	－0.029	—	45	596	○
F047A	0.008	0.1	—	—	○
F048A	0.063	0.1	—	—	○
F049	0.001	0.1	—	—	○
F063A	0.001	0.2	—	—	○
F098A	0.002	0.2	—	—	○
F170A	0.001	0.2	—	—	○
F072A	0.001	0.2	—	—	○

※：伸び量がプラスの場合は，伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は，発生応力が許容応力以下であること。

なお，以下の弁は加圧時の温度，圧力以上で設計していることから，破損は発生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，破損は発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F087A, FF104A	14.97MPa
		FF012	13.30MPa
		F053A	10.58MPa
		F085A, FF101A	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
		F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-206, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
		FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁	V25-606	25.9MPa

(4) 計 器

a. 圧力計，差圧計

以下の圧力計及び差圧計は，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから，破損は発生しないことを確認した。

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判定
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm ²)	○
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm ²)	○
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm ²)	○
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm ²)	○
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm ²)	○

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し，同期振動発生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，許容値が組み合わせ応力を上回り，かつ，設計疲労限 σ_F が応力振幅を上回ることから，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)

※： $V_y < 1$ ， $C_n > 64$ ， $V_y < 3.3$ 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

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※ ¹ (mm)	判定※ ²
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	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：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、発生応力が許容応力以下であること。

4. 破断面積の設定について

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圧力ピーク値（8.2MPa [gage]）、原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm ²)
			+ △L1	+ △L2	- △L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

その結果、破断面積は約 21cm²となり、有効性評価の I S L O C A では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm²の漏えいが発生することを想定する。

なお、他の系統において加圧事象が発生したとしても、低圧設計部の機器設計は同等であり、本構造健全性評価の結果から破損が発生することはないと考えられる。また、残留熱除去系 A 系及び B 系以外の系統は、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。

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操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を実施する。また、漏えい箇所との隔離は、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は、破断面積（21 cm²）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はB系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系における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

東海第二発電所の原子炉建屋は、地下2階から5階まで耐火壁を設置し東側区分と西側区分に区画化することで、非常用炉心冷却系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から物理的に分離された区画に設置されているため、溢水の影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋内に設置されるものは原子炉建屋3階以上に位置しており、事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミング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。

b. 雰囲気温度・湿度による影響

別紙7に示すとおり、東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系A系への影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋内の電動弁は、西側区画に位置するものが2弁あるが、これらはI S L O C A発生時の原子炉建屋内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、別紙6に示す温度・湿度条件において機能喪失することはない。

(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。また、I S L O C A 発生時のアクセスルートは、原子炉建屋内の環境を考慮して、残留熱除去系 B 系における I S L O C A 発生時には漏えいが発生している原子炉建屋西側とは逆の原子炉建屋東側区画から入域し、東側区画の 3 階まで昇った後に注入弁の閉止操作場所である西側区画 3 階に移動して作業を実施する。残留熱除去系 B 系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを第 4 図に示す。

I S L O C A 発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響

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、別紙 7 に示すとおり、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、事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミング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 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、別紙 8 に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響

別紙 7 に示すとおり，東側区画における温度・湿度については，初期値から有意な上昇がなく，アクセス性への影響はない。また，西側区画のうちアクセスルート及び操作場所である 3 階においては，原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している 5 時間までの雰囲気温度の最大値は約 41℃程度であり，操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。

なお，別紙 8 に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも，同様に操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

※：想定している作業環境（最大約 41℃）においては，主に低温やけどが懸念されるが，一般的に，接触温度と低温やけどになるまでのおよその時間の関係は，44℃で 3～4 時間として知られている。

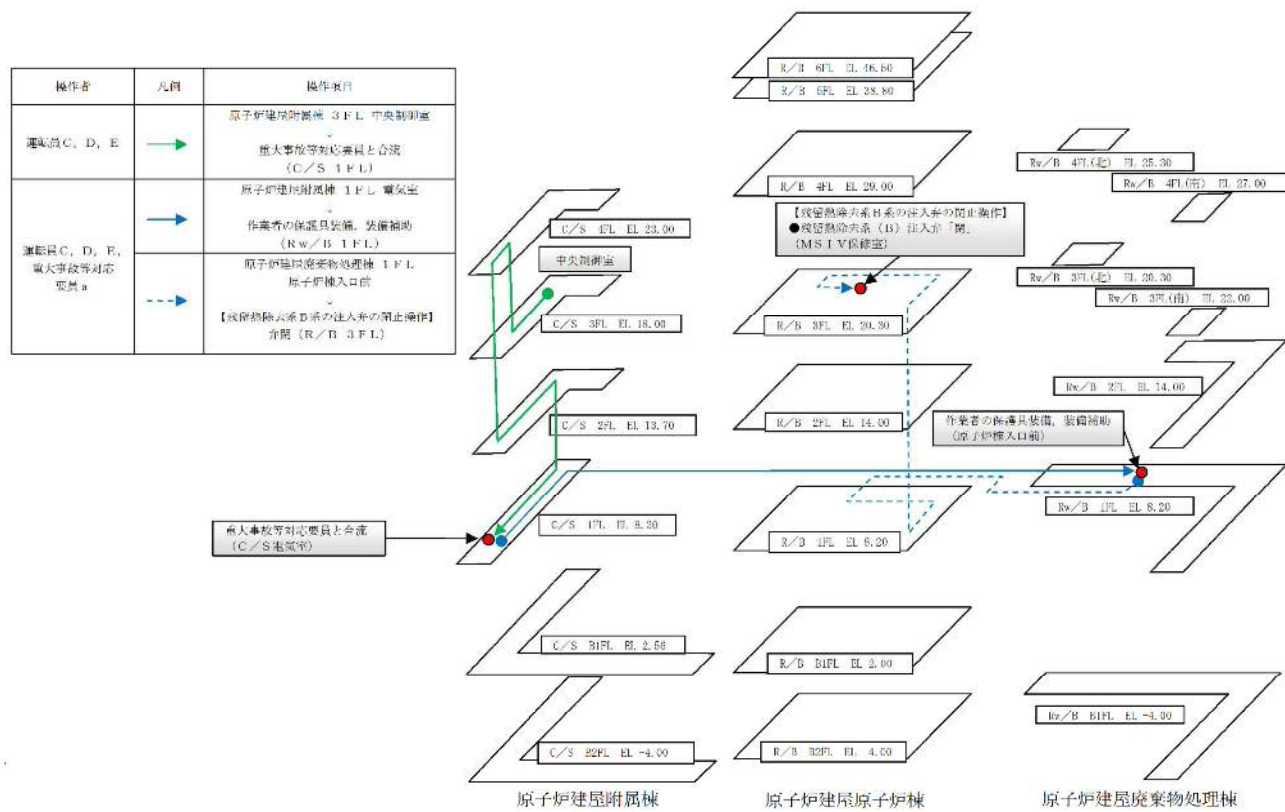
（出典：消費者庁 News Release（平成 25 年 2 月 27 日））

c. 放射線による影響

別紙 9 に示すとおり，原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が，原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果，線量率は最大でも約 15.2mSv/h 程度である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制で交代で実施し，1 チーム当たりの原子炉建屋内の滞在時間は約 36 分であるため，作業時間を 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は約 15.2mSv である。

また，時間減衰によってその線量率も低下するため，線量率の上昇が期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



第 4 図 操作場所へのアクセスルート

(3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉建屋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. 敷地境界外の実効線量評価について

I S L O C Aが発生後，原子炉建屋が加圧されブローアウトパネルが開放された場合，原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため，この場合における敷地境界外の実効線量を評価した。

その結果，敷地境界外における実効線量は約 $1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ 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（約 $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ ）及び事故時線量限度の 5mSv を下回ることを確認した。

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について, 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (8.2MPa[gage]), 温度 (288℃) の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圧力 8.2MPa[gage]と最高使用圧力 3.45MPa[gage]の比) より大きい部位を除く胴板 (厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板, 胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

別第 1-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。

別第 1-1 表 既工認強度計算結果の設計裕度 (3.45MPa, 249℃)

評価部位	実機の値	判定基準	裕 度
胴板 (厚肉部)	53.32mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<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圧力 (=8.2MPa)

D_i : 胴の内径 (=2,000mm)

S : 胴板の設計引張強さ (Su=391MPa, at 288℃ SB410)

η : 継手効率 (=1.0)

(2) 胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_i K}{2S\eta - 0.2P}$$

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)

η : 継手効率 (=1.0)

(3) 胴側入口，出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_o}{2S\eta + 0.8P}$$

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)

η : 継手効率 (=1.0)

(4) フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容応力以下であることを確認した。

1.3 評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果、別第 1-2 表及び別第 1-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 1-2 表 フランジ部以外の評価結果

評価部位	実機の値	判定基準
胴側胴板 (厚肉部)	53.32mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側胴板 (薄肉部)	37.05mm (実機の最小厚さ)	35.71mm (計算上必要な厚さ)
胴側鏡板	56.95mm (実機の最小厚さ)	35.08mm (計算上必要な厚さ)
胴側入口・出口管台	14.55mm (実機の最小厚さ)	8.62mm (計算上必要な厚さ)

別第 1-3 表 フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm ²)	ボルトの必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
フランジ部	106,961	74,184	246	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、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の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圧力（＝8.2MPa）

D₀：管台の外径（mm）

S：使用温度における許容引張応力（MPa）

η：継手効率※

※：弁座は溶接を実施していないため、1.0を使用

(2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており，外周付近は構造上拘束されていることから，弁体下面にかかる圧力（8.2MPa[gage]）がすべての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し，許容せん断応力以下であることを確認する。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^4 \times P$$

σ：せん断応力（MPa）

F：せん断力（N）

A：弁体最小断面積（mm²）

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圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点

(4) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容応力以下であることを確認した。

別第 2-1 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm ²)	ボルトの必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142

上記を満たさない場合は、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量*以下であることを確認した。

※：ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ，更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合，弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため，ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており，締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ，復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は，メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は，弁耐圧部の接合部は増し締めされることになる。弁耐圧部の接合部については，ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており，それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから，ボンネットナット座面の面圧並びにボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力を以下であることを確認した。

a．伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

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asket反力円の直径 (mm)
- ⑥' : ガasket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 本あたりに発生する荷重 (N)
- ⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm^2)
- ⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

- 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

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

- 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 ($\text{mm}/\text{mm}^\circ\text{C}$ 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

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}^{*})$$

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

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

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 (mm²)

- ・ 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 (mm²)

- ・ 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 (mm²)

- ・ 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 (mm²)

1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果，別第 2-2 表から別第 2-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

別第 2-2 表 評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	D ₀ ：外径 (mm)	S：使用温度におけ る許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁座	SUS304	8.2	19	110	2.8	0.7

別第 2-3 表 評価結果（弁体）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	A：弁体最小断面積 (mm ²)	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力※ (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※：ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 2-4 表 評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ (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	4.8

別第 2-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価 部位	①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℃)	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℃)	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℃)	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	183960	1.29E-05	S45C	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.003	0.111	0.111	-0.003

別第 2-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

評価 部位	①' 締付 トルク値 (N・m)	②' 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' ガスケット 反力円の 直径 (mm)	⑥' ガスケットの 有効幅 (mm)	⑦' ガスケット 係数	⑧' 8.2MPa の 加圧に 必要な 最小荷重 (N)	⑨' 不足する 荷重 (N)	⑩' ボンネットボルト 1 本当たり に発生する 荷重 (N)	⑪' ボンネット ボルト 径面積 (mm ²)	⑫' ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)
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、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]）、温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

ここで、以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別第 3-1 表 弁の設計圧力・温度

機器等	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

別第 3-2 表 弁の許容圧力

機器等	弁番号	許容圧力
プロセス弁	F087A, FF104A	14.97MPa
	FF012	13.30MPa
	F053A	10.58MPa
	F085A, FF101A	9.97MPa
ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
	F171, F179A, F181, FF020-201, FF020-206, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
	FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
サンプル弁	V25-606	25.9MPa

1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

(1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t：弁箱の必要な厚さ

P：I S L O C A発生時の圧力（＝8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点

(2) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り、かつ、発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

別第 3-3 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm ²)	ボルトの必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F024A	16,406	15,451	167	168
F086	901	693	127	177
F065A	1,204	1,192	124	165
F080A	901	833	118	177
F060A	321	261	86	177
FF029-201	601	318	47	165
FF029-202	601	318	47	165

上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

- ・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量^{※3}を下回ることを確認した。

※3：ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

- ・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧並びにボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

- ・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1,000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 8.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

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asket反力円の直径 (mm)

⑥' : ガasket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本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm²)

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℃)

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

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

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℃ at 288℃)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※：伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象
発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm℃ at 288℃)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm℃ at 288℃)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量
(mm)

※：伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象
発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \text{⑦} + \text{⑧} - \text{⑨}$$

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 (mm²)

- ・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 (mm²)

- ・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 (mm²)

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = ⑧' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm²)

1.3 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第 3-3 表から別第 3-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]）、温度（288℃）の条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 3-3 表 弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	11.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5

別第 3-4 表 弁耐圧部の接合部評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

弁番号	①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℃)	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℃)	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℃)	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
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	-0.029	0.422	0.422	-0.029	-
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2
F098A	60	54	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.002	0.394	0.394	0.002	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.001	0.346	0.346	0.001	0.2
F072A	11	26	186,960	1.29E-05	SCM3	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.001	0.128	0.128	0.001	0.2

別第 3-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの発生応力）

弁番号	①' 締付トルク値 (N・m)	②' 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' カスケッ ト反力円の 直径 (mm)	⑥' カスケッ トの有効幅 (mm)	⑦' カスケッ ト係数	⑧' 8.2MPa の 加圧に必要な 最小荷重 (N)	⑨' 不足する 荷重 (N)	⑩' ボンネットボルト 1 本当たり に発生する 荷重 (N)	⑪' ボンネット ボルト 径面積 (mm ²)	⑫' ボンネ ットボルトの 発生応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)
F031A	911	20	33	2,760,606	498.2	10.9	2	2,158,064	602,542	-30,127	670.2	45	596

計器からの漏えいの可能性について

計器について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]），温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 圧力計，差圧系計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の全ての計器について，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30℃～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから破損が発生しないことを確認した。

別第 4-1 表 圧力計，差圧計の設計圧力

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm ²)
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm ²)
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm ²)
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm ²)
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm ²)
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm ²)
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm ²)
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm ²)

2. 温度計

2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について，耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として，日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）に従い，同期振動発

生の回避又は抑制評価，一次応力評価並びに疲労評価を実施し，破損の有無を確認した。評価条件を別第 4-2 表に示す。

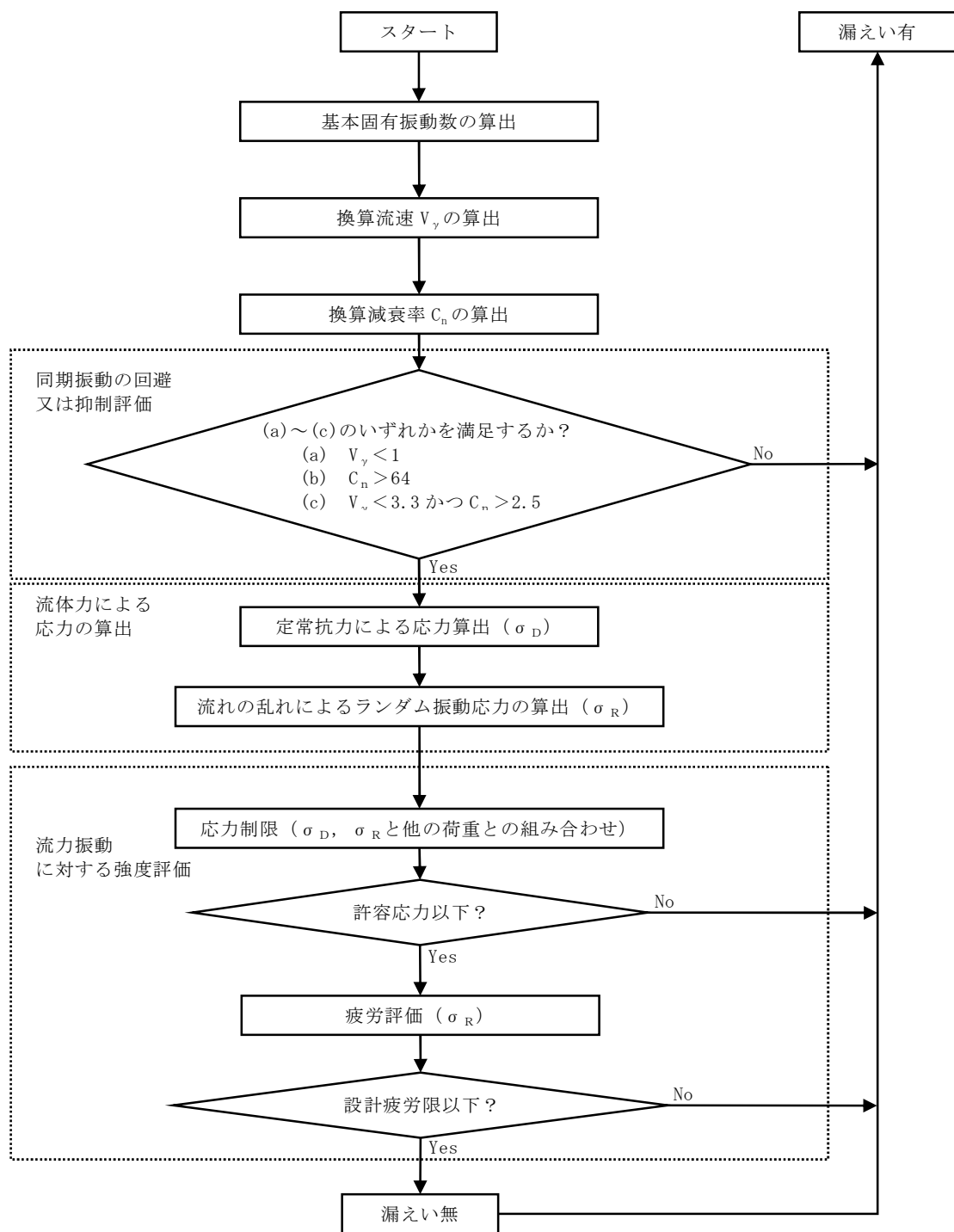
別第 4-2 表 評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288℃	200m ³ /h	736kg/m ³	1.25×10 ⁻⁷ m ² /s

2.2 評価方法

(1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 4-1 図に示す。



別第 4-1 図 配管内円柱状構造物の流力振動フロー

(2) 評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別第 4-3 表に示す。

別第 4-3 表 評価式（その 1）

項 目	評価式							
1. 各種パラメータの算定	・ 基本固有振動数 f_0 $f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}$ $I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_0^4 - d_i^4)$ $\lambda_0 = 1.875$ $m = \frac{\pi}{4} \{ \rho_s \cdot (d_0^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_0^2 \}$ ・ 換算流速 V_γ $V_\gamma = \frac{V}{f_0 \cdot d_0}$ 流速 V には流速分布が非一様（通常，管中心部で管壁部よりも流速は大きい。）の場合は，構造物周辺平均流速 $\bar{V}$ を用いる。 $\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right) - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n+2}} \right\} \cdot (n+1)(2 \cdot n+1) \cdot V_m}{1 - \left\{ 1 - \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^2 \right\}} \cdot \frac{1}{2 \cdot n^2}$ また，流速 V はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 $\bar{V}$ に以下の割増係数を乗じた値とするが，今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。 <table><tr><td>割増係数</td><td>—</td><td rowspan="3">x：偏流発生源から構造物までの距離 D：配管内径</td></tr><tr><td>1.5</td><td>$x/D \leq 3$</td></tr><tr><td>1.25</td><td>$3 < x/D \leq 5$</td></tr></table> ・ 換算減衰率 C_n $C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \sigma}{f_0 \cdot d_0}$ $\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi$ $\xi = 0.002 \text{（ねじ接合）}, 0.0005 \text{（溶接接合）}$	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 4-3 表 評価式 (その 2)

項 目	評価式
2. 流体力による応力の算出	・ 定常抗力による応力 σ_D $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_o^4 - d_i^4)}{d_o}$ ・ ランダム振動応力振幅 σ_R $\rho_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_o^2}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_o^2 \cdot G(f_o)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_o^3 \cdot (\xi + \xi_f)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_o = \eta_o / \lambda_o$ $\eta_o = -\{\sinh(\kappa_o) - \sin(\kappa_o)\} + \tau_o \cdot \{\cosh(\kappa_o) + \cos(\kappa_o)\}$ $\kappa_o = \lambda_o \cdot (1 - \frac{L_e}{L})$ $\tau_o = 0.734$ $G(f_o) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o)^2 \Phi(\overline{f_o}) \cdot \frac{d_o}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\overline{f_o}) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \overline{f_o}}$ $\overline{f_o} = \frac{f_o \cdot d_o}{V}$ ・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 ρ_G 厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。 $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_o^2}{d_o^2 - d_i^2}$

(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)
β_0	基本振動モードの刺激係数 (－)
δ	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
ξ_f	流体減衰 (－)
ρ	流体の密度 (kg/m^3)
ρ_s	構造物の密度 (kg/m^3)
σ_D	定常抗力による応力 (MPa)
σ_F	設計疲労限 (MPa)
σ_R	ランダム振動応力振幅 (MPa)
σ_G	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
Φ	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)

(4) 判定基準

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別第 4-4 表に示す。

別第 4-4 表 判定基準

項 目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	下記のいずれかを満足すること。 (a) $V_y < 1$ (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	・ 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。 $(\text{クラス 1}) \cdots \cdots B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)$ $B_1 = 1.0$ （ねじ接合）， 0.75 （溶接接合） $B_2 = 4.0$ （ねじ接合）， 1.5 （溶接接合） ・ 疲労評価 応力集中係数 K を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。 $K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F$ $K = 4.0$ （ねじ接合）， 4.2 （溶接接合）

2.3 評価結果

計器について評価した結果、別第 4-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa[gage]）、温度（288℃）の条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別第 4-5 表 評価結果

構造物	計器 番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体 種別	V (m/s)	ρ (kg/m ³)	クラス	P (MPa)	最高 使用 温度 (℃)	タイプ	材料	d_o ($\times 10^{-3}$ m)	d_i ($\times 10^{-3}$ m)	L ($\times 10^{-3}$ m)	L_e ($\times 10^{-3}$ m)	ρ_s ($\times 10^3$ kg/m ³)	I ($\times 10^{-8}$ m ⁴)	m (kg/m)	E^{*1} ($\times 10^{11}$ Pa)	f_o (Hz)
温度 計ウ ェル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接 接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接 接合	ASTM-A 105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器 番号	同期振動評価					構造物仕様								同期振動評価	
		V_γ	C_n	(a) $V_\gamma < 1$	(b) $C_n > 64$	(c) $V_\gamma < 3.3$ $C_n > 2.5$	F_D (N/㎡)	Z ($\times 10^{-6}$ ㎡)	σ_D (MPa)	$y_R(L)$ ($\times 10^{-8}$ ㎡)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ 応力 (MPa)	$1.5 \cdot S^{※2}$ (MPa)	応力 振幅 (MPa)	σ_F (MPa)
温度 計 ウ ェ ル	TE-N004A	0.08	0.05	○	—	—	6.24	1.30	0.10	54.8	0.10	19.2	14.7	184	0.43	76
	TE-N027A	0.08	0.05	○	—	—	6.08	1.30	0.09	52.1	0.10	19.2	14.7	184	0.41	76

※ 1 : 設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 における炭素量が 0.3%を超える炭素鋼の 288℃の値

※ 2 : S_m は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における ASTM-A105 (SF490A) の 288℃の値※ 3 : 設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 1 における $S_u \leq 550$ MPa 線図の繰返しピーク応力強さを 288℃の縦弾性係数で補正した値

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa）、温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管を繋ぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。評価対象配管を別第 5-1 図に示す。

1.2 評価方法

(1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P}$$

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）

D₀：管の外径（mm）

Su：管の設計引張強さ（MPa）

η：長手継手効率

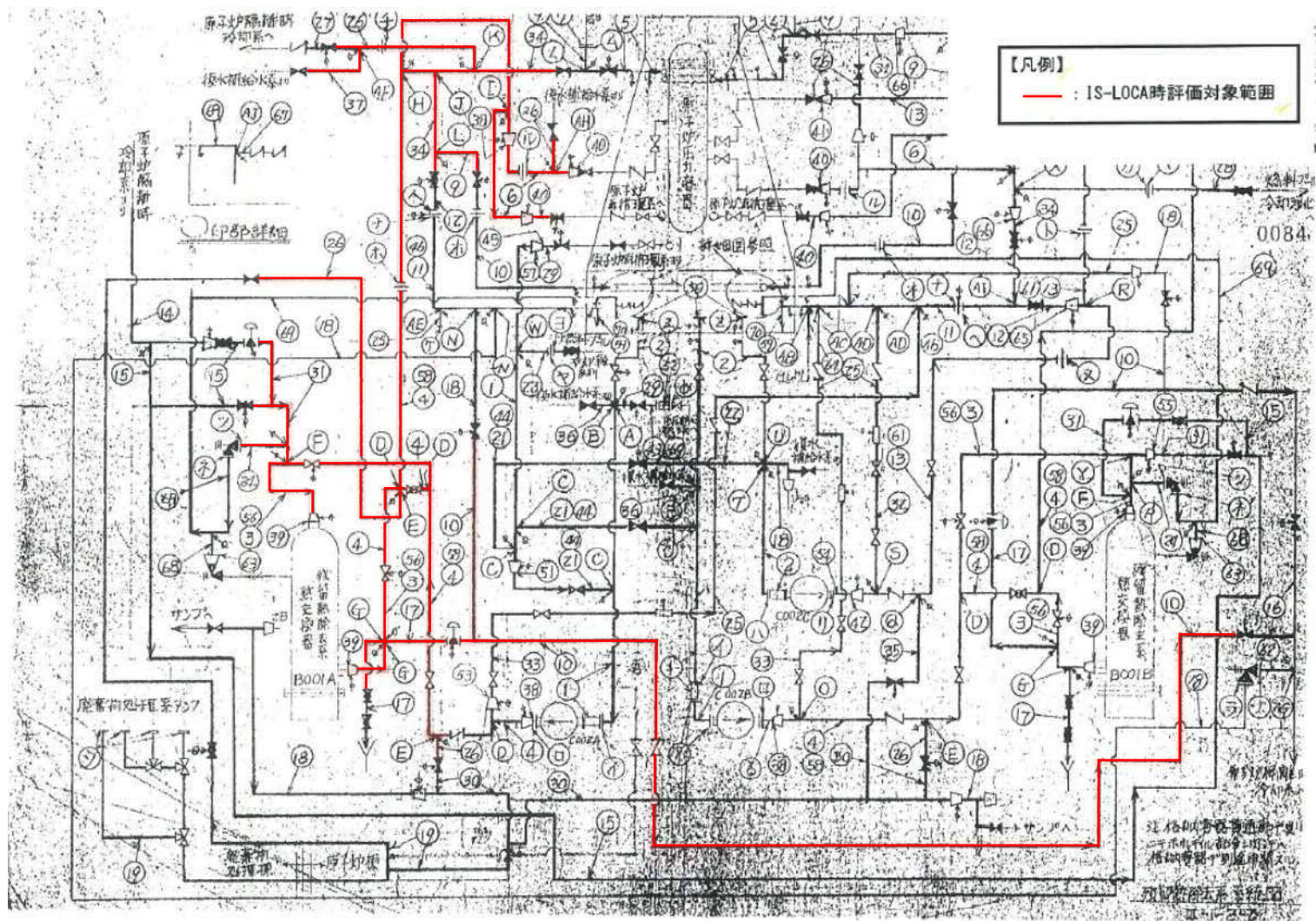
(2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3411 フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。配管フランジ部の構造を別第 5-2 図に示す。

また、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている (PPC-1.7) 式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別第 5-1 表及び別第 5-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (8.2MPa[gage])、温度 (288℃) の条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 5-1 図 残熱除去系 A 系 必要板厚評価対象配管 (既工認系統図)

別第 5-1 表 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス 区分	外径 D _o (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η	公差 (%)	最小厚さ (mm)	0.6Su (MPa)	必要厚さ t (mm)
3	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
4	2	457.20	14.30	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	12.80	223.80	8.26
6	2	355.60	11.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.71	242.40	5.94
9	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
10	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
17	2	114.30	6.00	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	5.25	242.40	1.91
26	2	165.20	7.10	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	6.21	242.40	2.76
31	2	216.30	8.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	7.17	242.40	3.61
34	2	406.40	12.70	SM50B (SM490B)	8.20	288	1.00	1.5	11.20	264.60	6.23
37	2	76.30	5.20	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	4.55	242.40	1.28
39	2	558.80	15.90	SM41B (SM400B)	8.20	288	1.00	1.5	14.40	223.80	10.09
40	2	318.50	10.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	9.01	242.40	5.32
56	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63
58	2	457.20	14.30	STPT42 (STPT410)	8.20	288	1.00	12.5	12.51	242.40	7.63

別第 5-2 表 フランジ部評価結果 (1/2)

フランジ用途		F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
フランジ口径		150A	450A	350A	25A	40A
評価温度 (℃)		288	288	288	288	288
常温 (℃)		20	20	20	20	20
評価温度 Δt (℃) = ISLOCA 発生時温度 - 常温		268	268	268	268	268
評価圧力 (MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
ガスケット仕様		SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×2	SUS304 4.5t×1	SUS304 4.5t×1
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435
	ボルトサイズ	20	30	30	16	20
	本数	12	24	20	4	4
	縦弾性係数 E (MPa)	186,960	186,960	186,960	186,960	186,960
内圧 (MPa)		8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
フランジに作用する自重曲げモーメント※ ¹ 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※ ¹ 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※ ² 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 ²) A = $\pi / 4 G^2$		3.03E+04	2.03E+05	1.20E+05	1.24E+03	3.58E+03
発生荷重 F (N) = (P + Peq) × A		3.25E+05	2.08E+06	1.28E+06	2.33E+04	4.42E+04
ボルト 1 本当たりの荷重 F / n (N)		2.71E+04	8.68E+04	6.42E+04	5.82E+03	1.10E+04
ボルト断面積 A2 (mm ²)		234.9	562.09	562.09	150.33	234.9
ボルト歪み ϵ		6.17E-04	8.26E-04	6.11E-04	2.07E-04	2.51E-04
ボルト長さ L1 (mm)		85.2	131.8	130	50	31
荷重によるボルト伸び量 $\Delta L1$ (mm)		0.05	0.11	0.08	0.01	0.01
初期締付荷重 (N)		43,691	83,464	49,450	11,960	25,062
初期締付による応力 (MPa)		186.0	148.5	88.0	79.6	106.7
ボルト歪み ϵ_0		9.95E-04	7.94E-04	4.71E-04	4.26E-04	5.71E-04
初期締付によるボルト伸び量 $\Delta L0$ (mm)		0.08	0.10	0.06	0.02	0.02
ボルト熱膨張係数 $\alpha 1$ (mm / mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 $\alpha 2$ (mm / mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
オリフィス熱膨張係数 $\alpha 3$ (mm / mm℃)		1.71E-05	1.71E-05	1.70E-05	—	—
ガスケット内外輪熱膨張係数 $\alpha 4$ (mm / mm℃)		1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05

※ 1 : 該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し、算出した値にて評価。
※ 2 : 設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式 $Peq = 16M / (\pi G^3)$ 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。

別第 5-2 表 フランジ部評価結果 (2/2)

フランジ用途	F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
ボルト熱伸び対象長さ L2 (mm)	85.2	131.8	130.0	50.0	31.0
フランジ熱伸び対象長さ L3 (mm)	76.2	120.8	108.8	47.0	28.0
オリフィス熱伸び対象長さ L4 (mm)	3.0	5.0	16.0	—	—
ガスケット内外輪熱伸び対象長さ L5 (mm)	6.0	6.0	6.0	3.0	3.0
ボルト熱伸び $\angle L2 = \alpha 1 \cdot L2 \cdot \angle T$ (mm)	0.29	0.46	0.45	0.17	0.11
フランジ熱伸び $\angle L3 = \alpha 2 \cdot L3 \cdot \angle T$ (mm)	0.26	0.42	0.38	0.16	0.10
オリフィス熱伸び $\angle L4 = \alpha 3 \cdot L4 \cdot \angle T$ (mm)	0.01	0.02	0.07	—	—
ガスケット内外輪熱伸び $\angle L5 = \alpha 4 \cdot L5 \cdot \angle T$ (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01
伸び量 $\angle L1 - \angle L0 + \angle L2 - \angle L3 - \angle L4 - \angle L5$ (mm)	-0.04	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
ガスケットの初期圧縮量：最大 (mm)	2.40	2.40	2.40	1.20	1.20
ガスケットの合計圧縮量 (mm)	2.44	2.41	2.41	1.21	1.21
ガスケットの許容圧縮量 (mm)	2.60	2.60	2.60	1.30	1.30

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 1～5 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても、破損が発生しないことを確認した。

そこで、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage])、原子炉冷却材温度 (288℃) に晒され続け、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 ΔW

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \cdot (P_2 - P_1)$$

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 ΔL_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 ($= 187,000\text{N/mm}^2$ at 288°C [SNCM8])

b. 熱による伸び量

- ・ ボルトの熱による伸び量 $\Delta L2$

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_1 : ボルトの熱膨張係数 ($= 13.98 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°C [SNCM8])

N_b : ボルト長さ (=349.5mm)

- ・ 管板及びフランジの熱による伸び量 $\Delta L3$

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h_1 + h_2) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_2 : 管板及び胴側フランジの熱膨張係数 ($= 12.91 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°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 6-1 表に示すとおり破断面積は約 21cm^2 となり、有効性評価の I S L O C A では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm^2 の漏えいが発生することを想定する。

別第 6-1 表 破断面積評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm ²)
			＋ △L1	＋ △L2	－ △L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

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

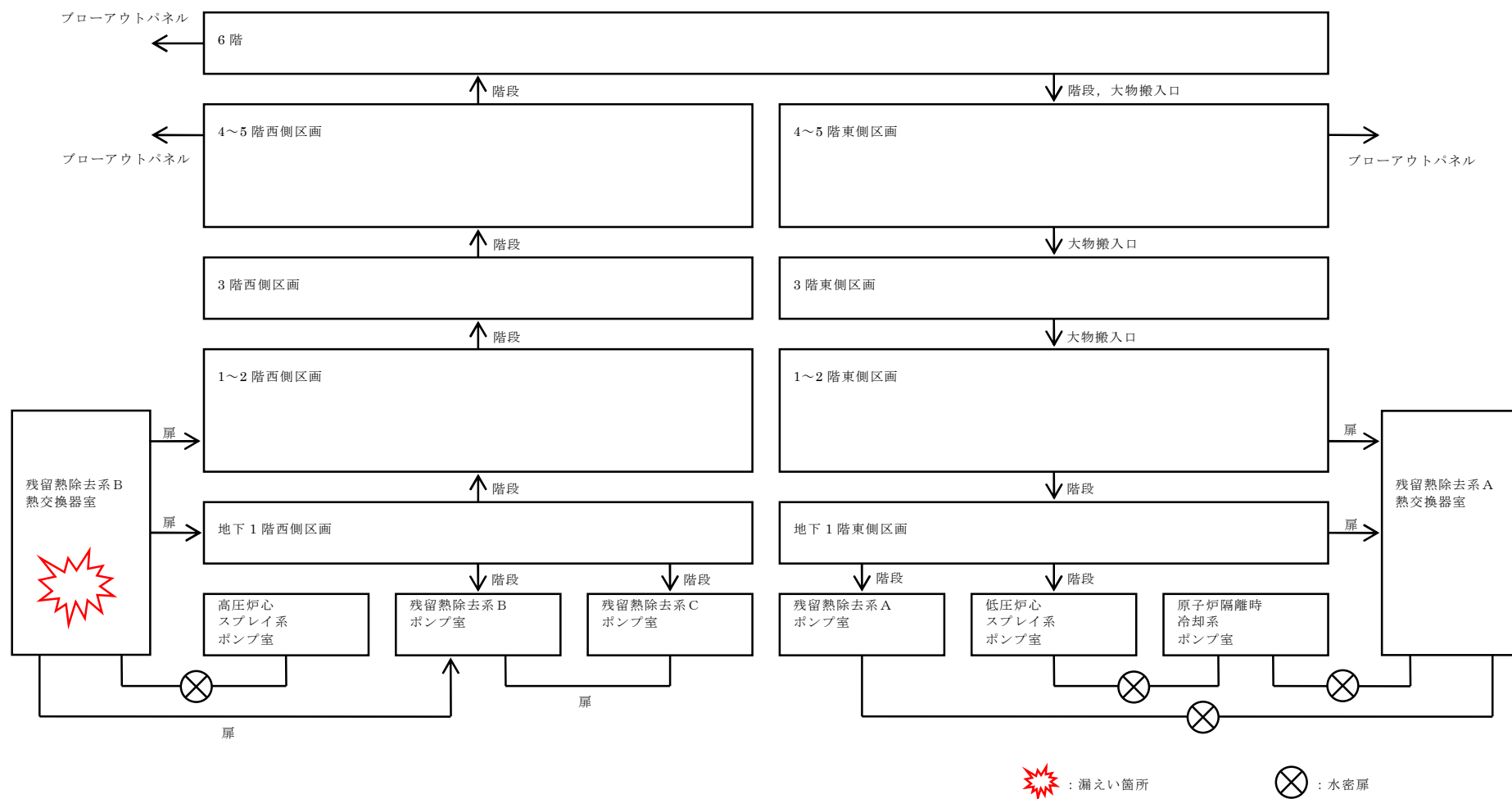
1. 評価条件

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内の環境（雰囲気温度，湿度及び圧力）を評価した。

原子炉建屋内の環境評価特有の評価条件を別第 7-1 表に，原子炉建屋のノード分割図を別第 7-1 図に示す。

別第 7-1 表 原子炉建屋内の環境評価条件

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	—
漏えい箇所	残留熱除去系 B 系 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm ²	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	・原子炉水位低下（レベル 2）設定点到達時に、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ・低圧炉心スプレイ系を起動し、事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧 ・事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動 ・原子炉水位回復後、低圧炉心スプレイ系を停止し、原子炉水位を原子炉水位（レベル 3）設定点以上に維持 ・事象発生 25 分後、サブプレッション・プール冷却開始 ・事象発生 5 時間後、残留熱除去系隔離完了	有効性評価の解析と同様
原子炉建屋モデル	別第 6-1 図参照	原子炉建屋東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量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]	ブローアウトパネル設定値を設定

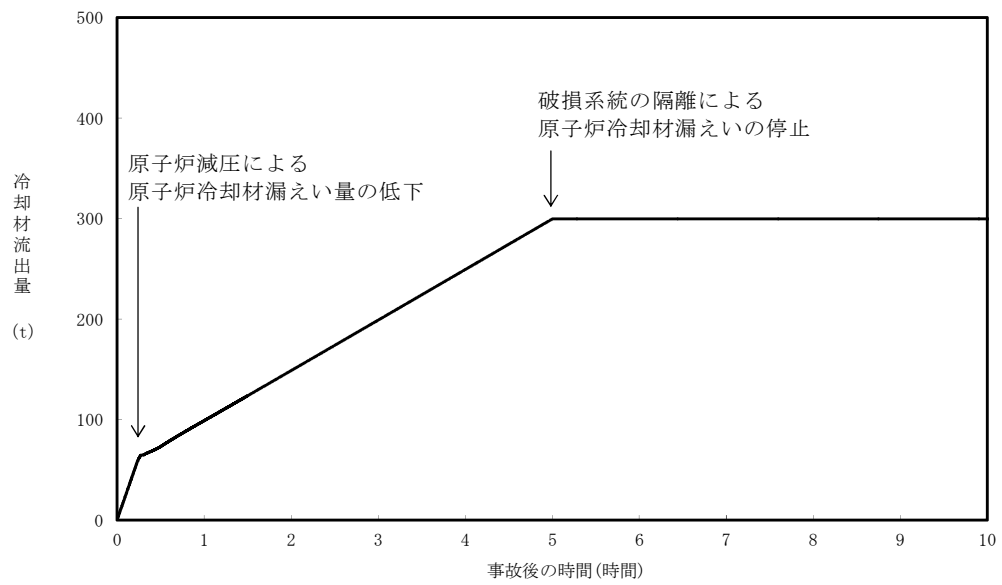


別第 7-1 図 原子炉建屋内ノード分割モデル

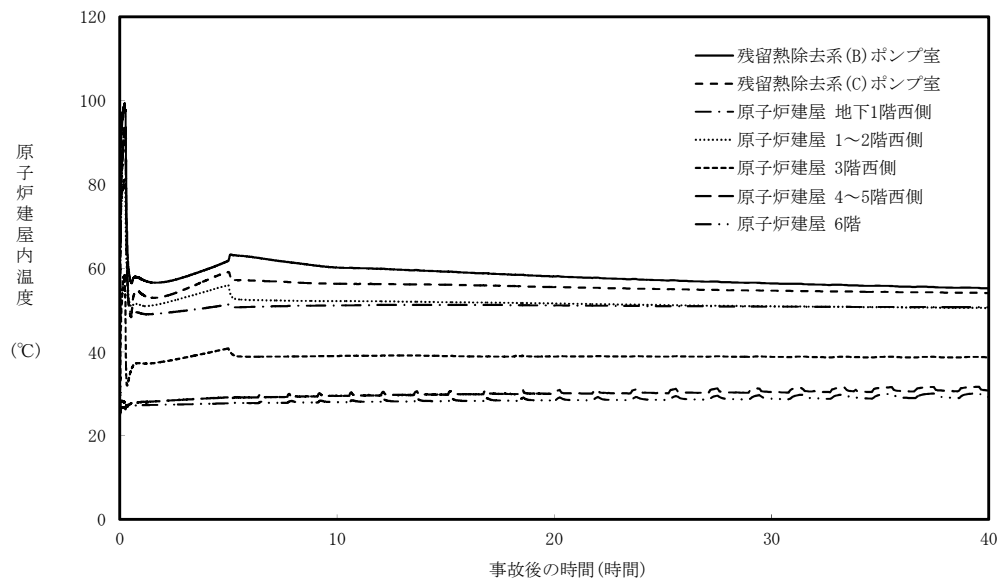
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 7-2 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 7-3 図から別第 7-8 図に示す。

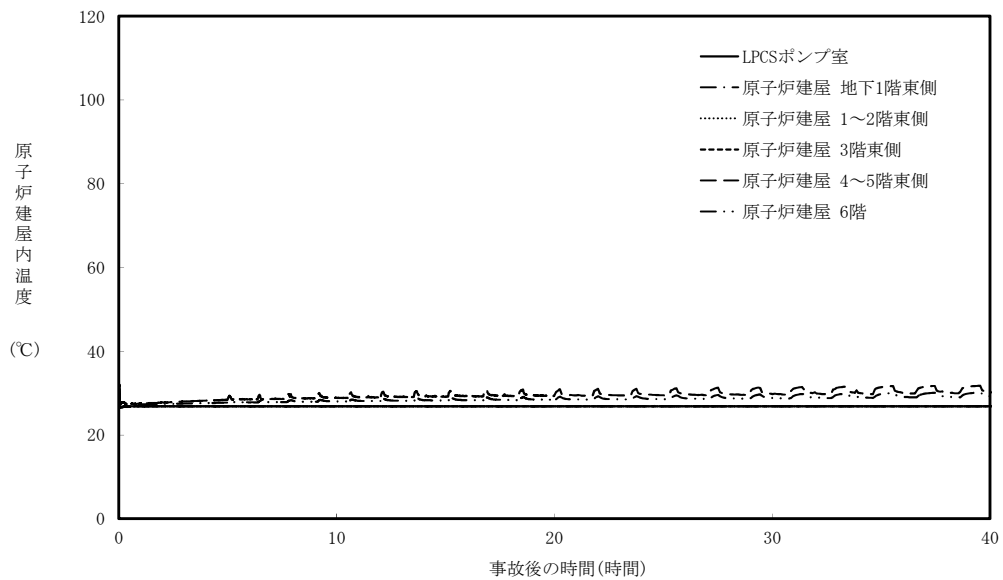
別第 7-2 図に示すとおり、現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また、別第 7-3 図及び別第 7-4 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。



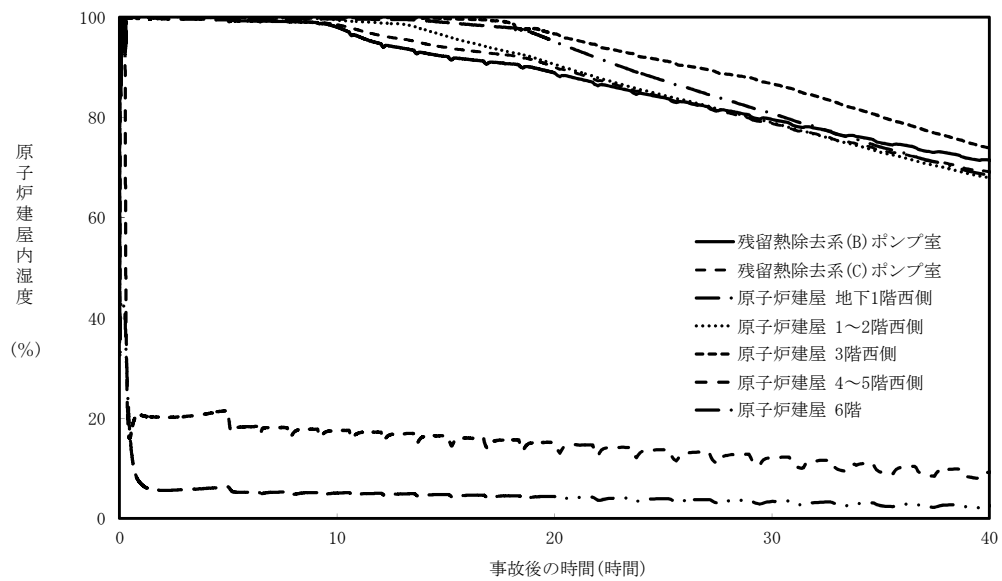
別第 7-2 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



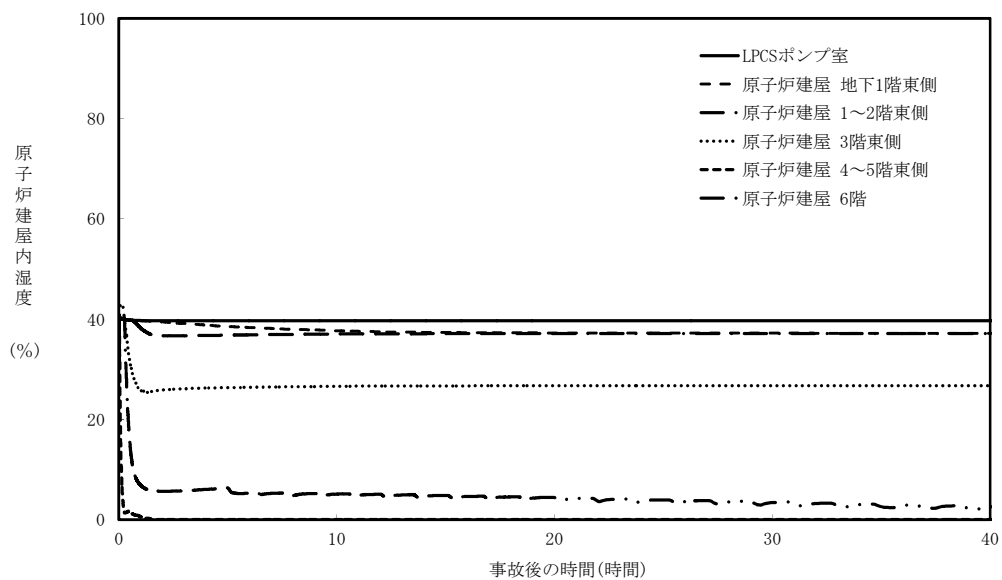
別第 7-3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



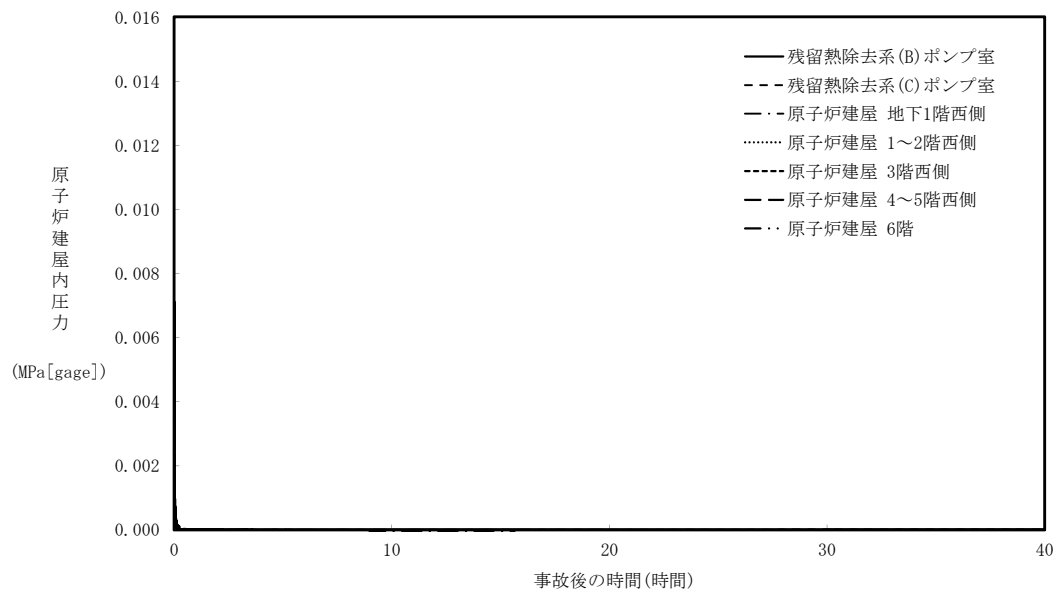
別第 7-4 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



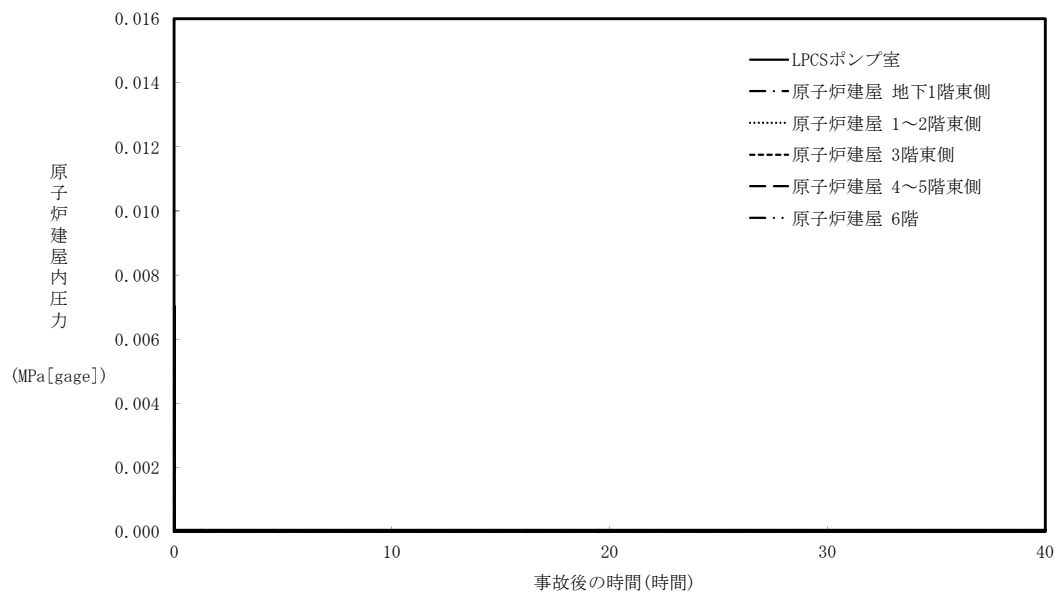
別第 7-5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 7-6 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 7-7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 7-8 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の

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 7 の評価条件のうち、ブローアウトパネルのみが開かない場合の条件で評価を実施した。

2. 評価結果

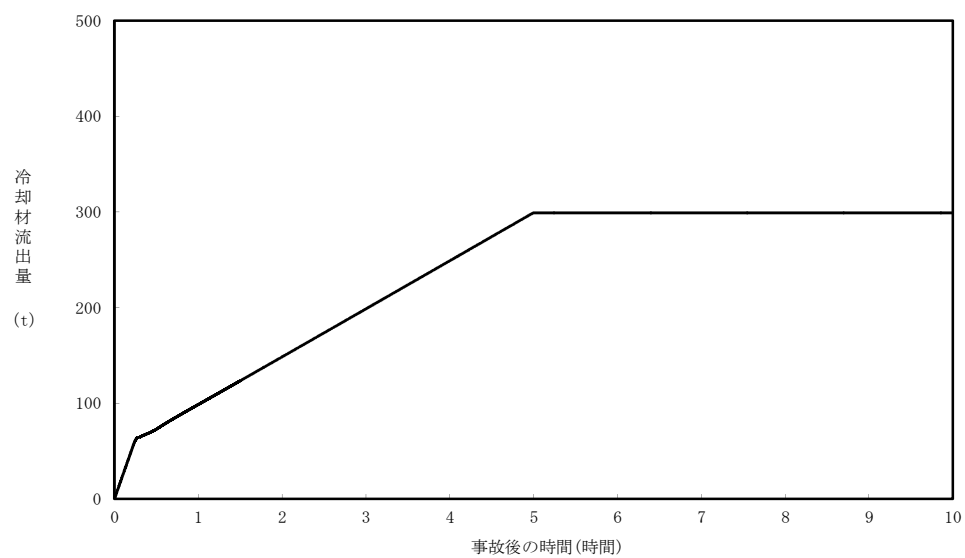
原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 8-1 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（西側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 8-2 図から別第 8-7 図に示す。

別第 8-1 図に示すとおり、現場隔離操作の完了タイミングとして設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は 300t である。また、別第 8-2 図及び別第 8-3 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が安定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 8-1 表に示す。

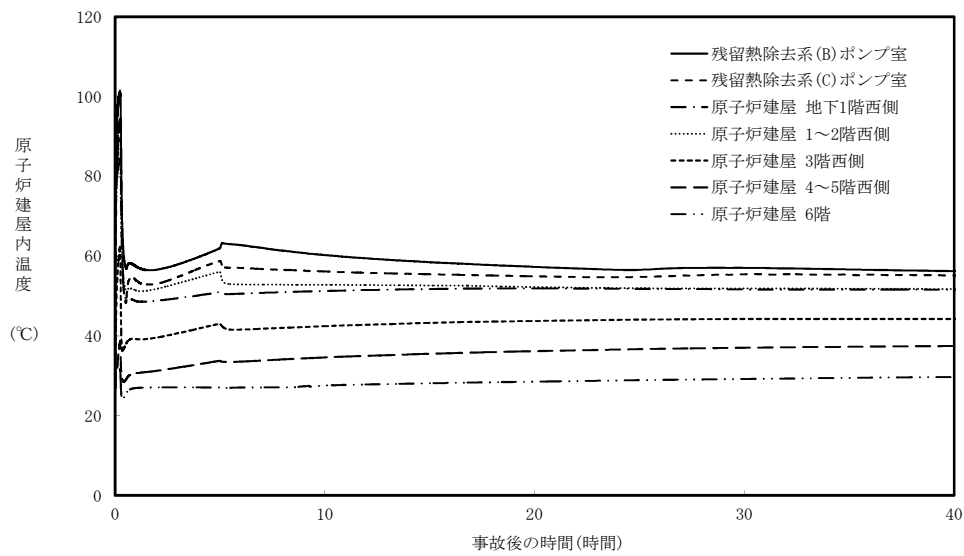
第 8-1 表 ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の

評価結果の比較

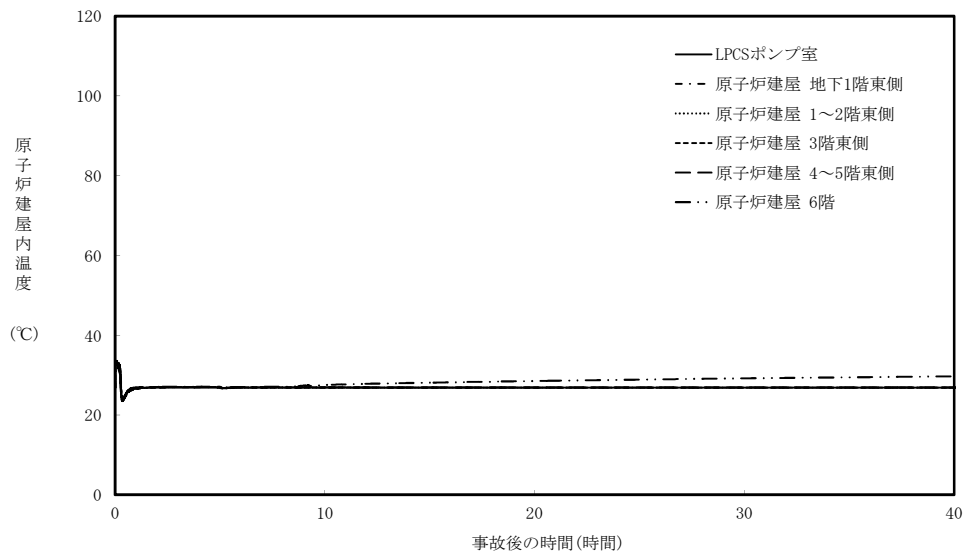
項 目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



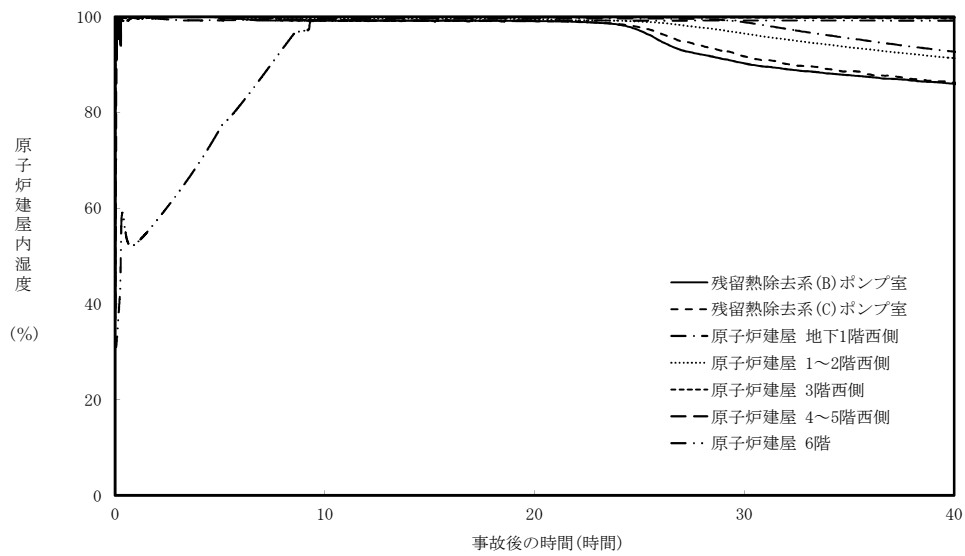
別第 8-1 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



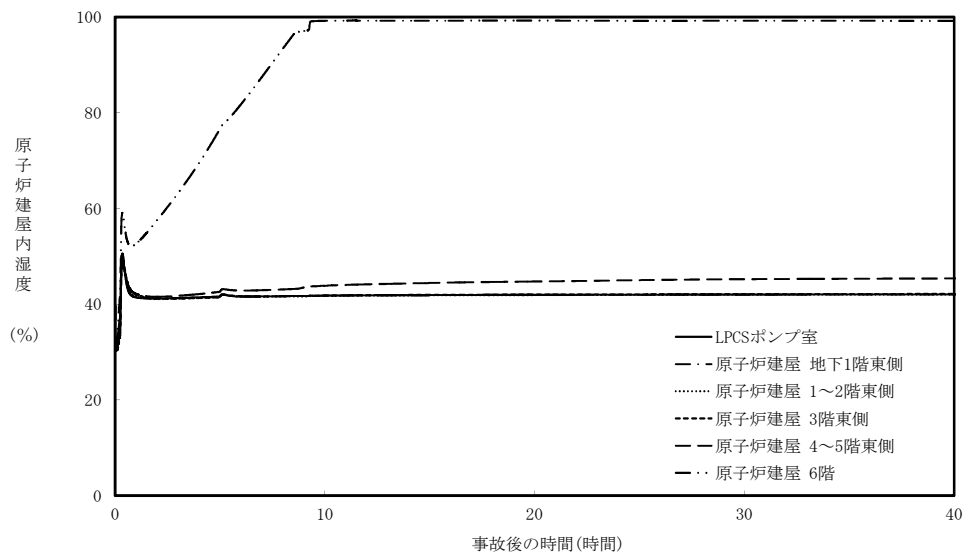
別第 8-2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



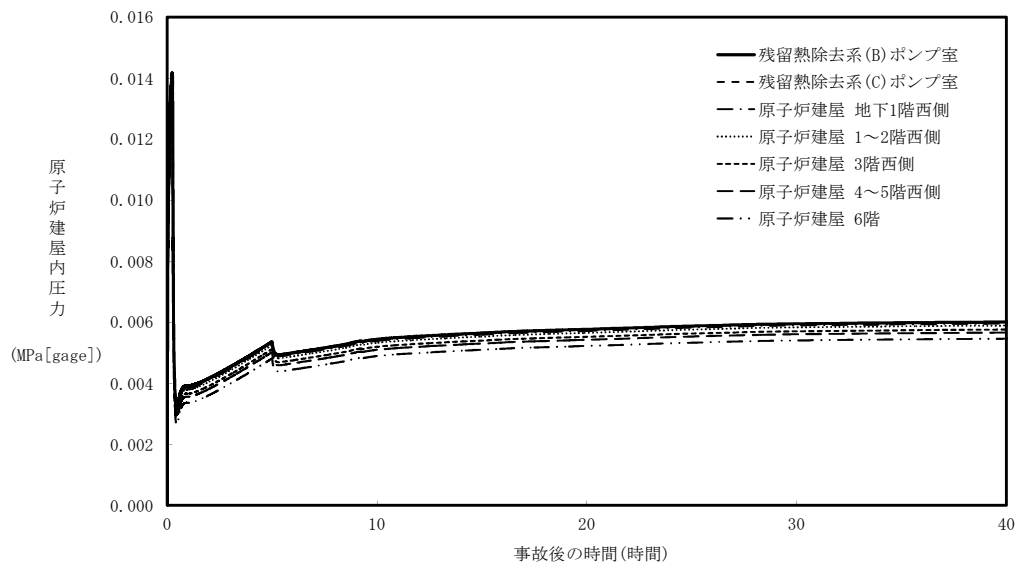
別第 8-3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



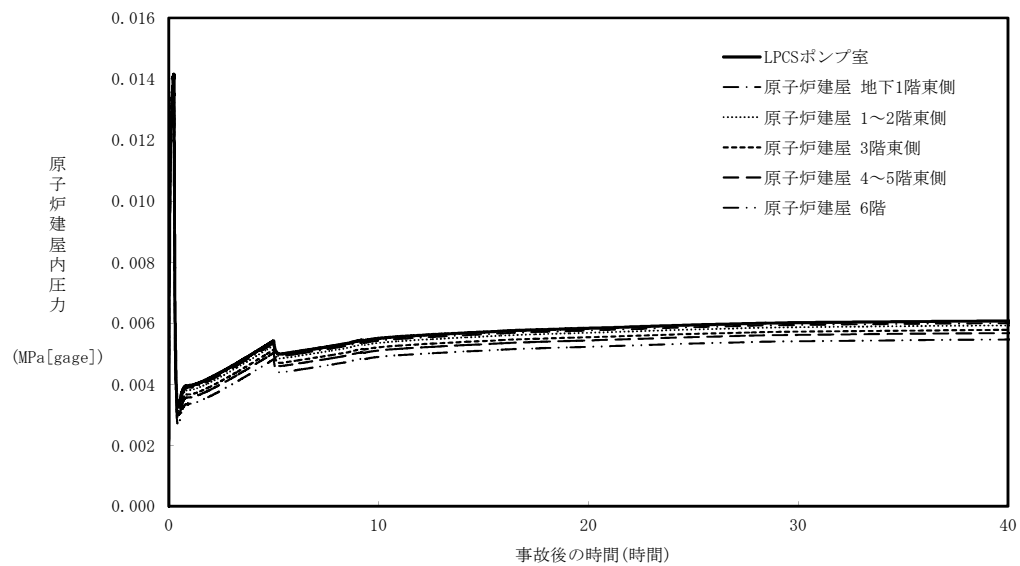
別第 8-4 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 8-5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 8-6 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 8-7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

I S L O C A 発生時の原子炉建屋内線量率評価

及び敷地境界外の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

原子炉冷却材圧力バウンダリが喪失すると、原子炉冷却材が直接原子炉建屋内に放出される。

原子炉建屋内の線量率の評価に当たっては、漏えいした冷却材中から気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で原子炉建屋内の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci (約 1.5×10^{12} Bq) [昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査)] であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci (3.7×10^{12} Bq) と設定した。

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉建屋内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具（自給式呼吸用保護具等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別第 9-1 表 評価条件（追加放出量）

項 目	評価値	実績値 (最大)
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	1.5×10^{12}
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 (γ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	—

(2) 評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別第 9-1 図に示す。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$$

ここで,

D : 放射線量率 (Gy/h)

6.2×10^{-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_{γ} : 原子炉建屋内放射性物質質量

(Bq : γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$: 原子炉区域内気相部容積 (85,000m³)

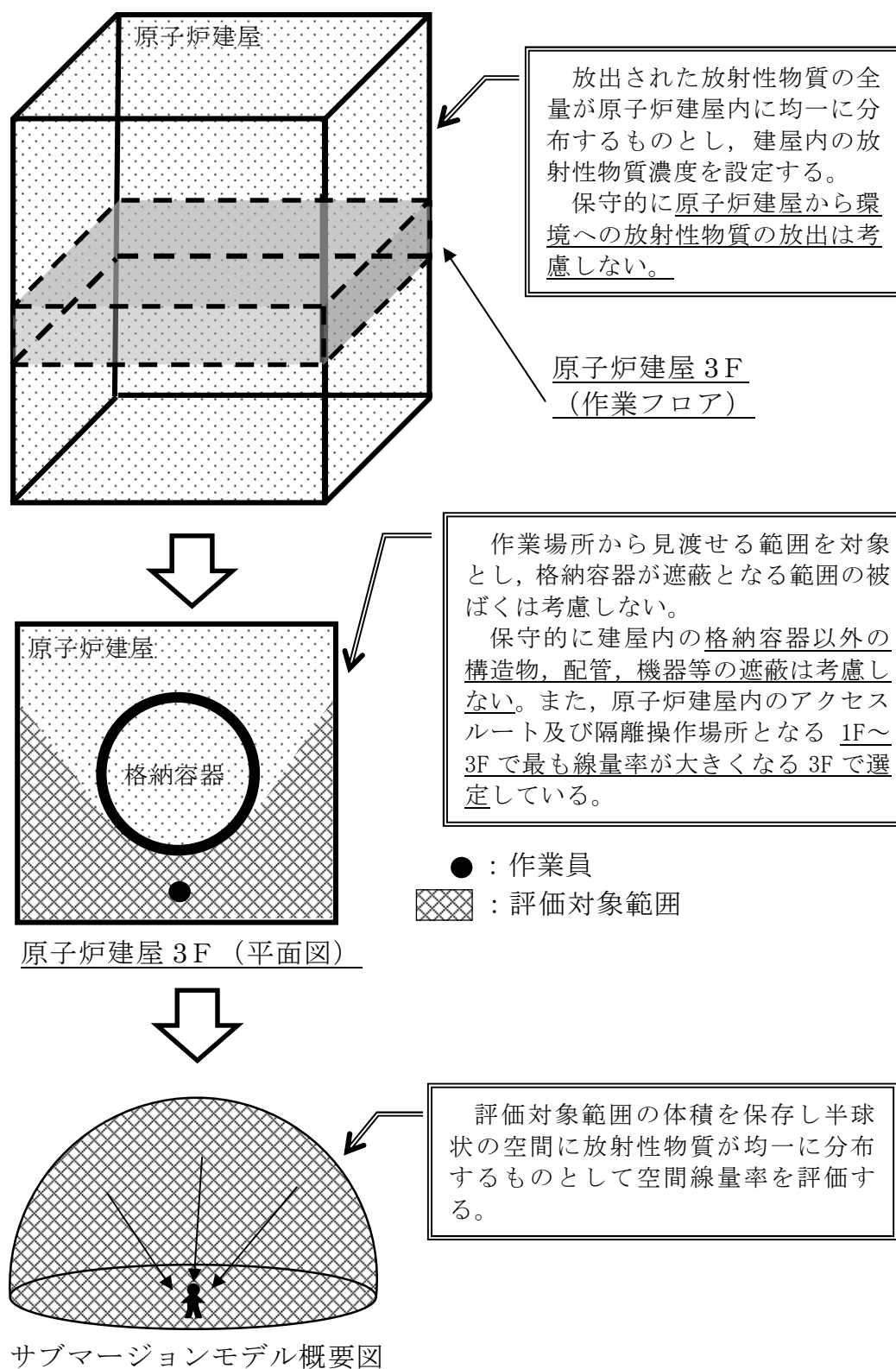
E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

μ : 空気に対する γ 線のエネルギー吸収係数 ($3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$)

R : 評価対象エリアの空間容積と等価な半球の半径 (m)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

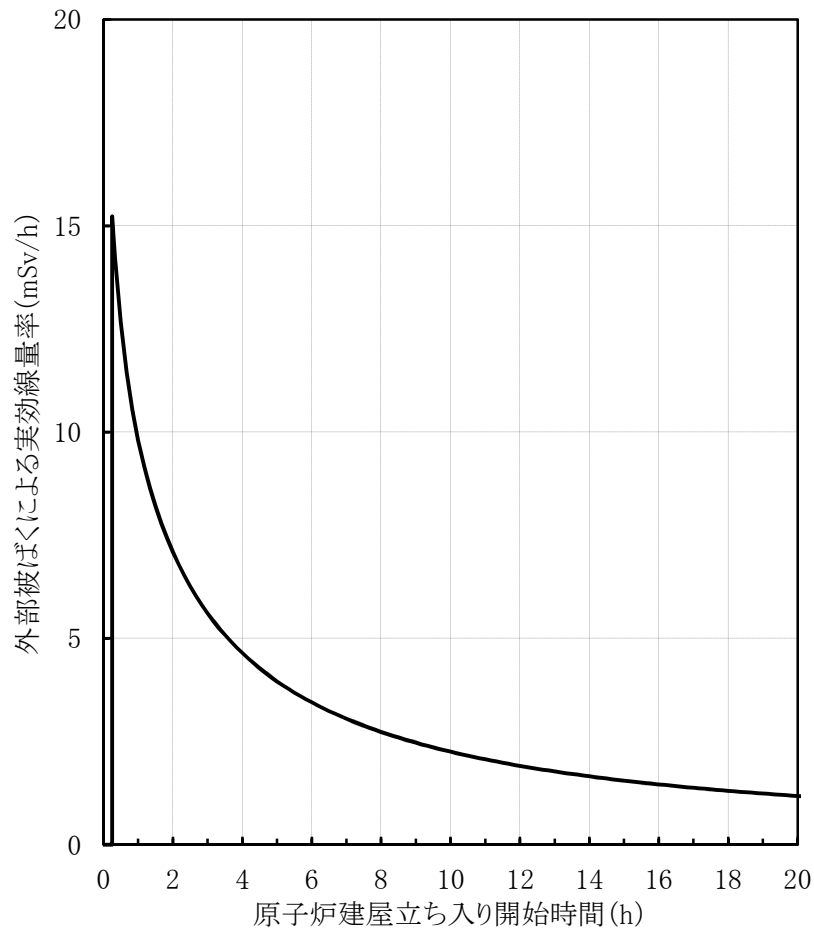
V_{OF} : 評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の容積 (5,000m³)



別第 9-1 図 サブマージョンモデルの概要

(3) 評価の結果

評価結果を別第9-2図に示す。線量率の最大は約15.2mSv/h程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。



別第 9-2 図 原子炉建屋立ち入り開始時間と線量率の関係

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別第 9-2 表 I S L O C A 時の放出量

核 種	収 率 (%)	崩壊定数 (d ⁻¹)	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. 敷地境界外の実効線量評価について

(1) 評価想定

敷地境界外の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉建屋内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、非居住区域境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 9-1 表から別第 9-5 表に従うものとする。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別第 9-3 図及び別第 9-4 図参照)

その結果、放出量は別第 9-4 表に示すとおりとなった。

(2) 評価結果

敷地境界外における実効線量は約 $1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ 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非居住区域境界での実効線量(約 $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$)及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお、評価上は考慮していないものの、原子炉建屋に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量

に応じた濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待
できることにより、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 9-3 表 放出評価条件

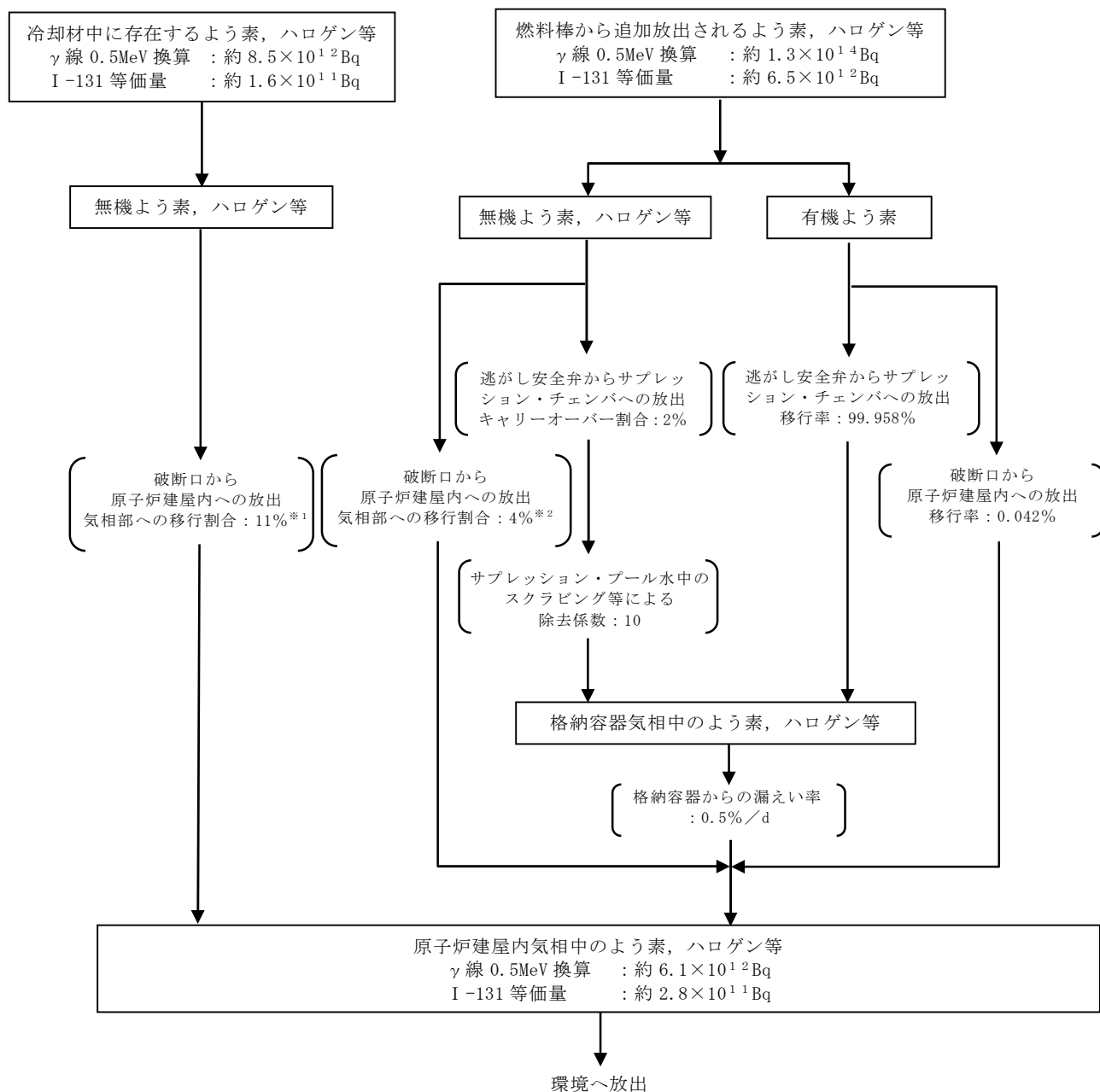
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	1.5×10^2	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 (運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 (5.6×10^{-1} Bq/g) を十分に包絡する値である。)
原子炉冷却材重量 (t)	289	設計値から設定
原子炉冷却材浄化系流量 (g/s)	1.68×10^4	設計値から設定
主蒸気流量 (g/s)	1.79×10^6	設計値から設定
原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に基づき設定
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン) (%)	2	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に基づき設定
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン以外) (%)	0.1	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に基づき設定
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 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
破断口から格納容器への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.042	
サブプレッション・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 Plan6.5.5 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放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 9-4 表 放出量

核 種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	9.5×10^{12}
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	2.8×10^{11}

別第 9-5 表 大気拡散条件

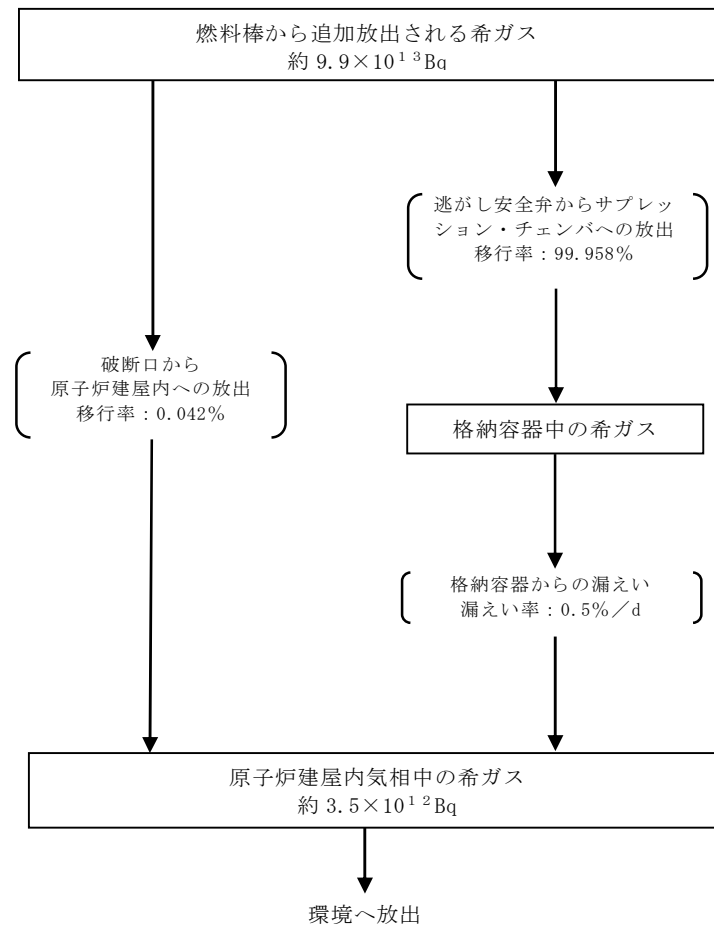
核 種	放出量 (Bq)
相対濃度 (χ / Q) (s / m^3)	2.9×10^{-5}
相対線量 (D / Q) (Gy / Bq)	4.0×10^{-19}



※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

※2 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の放射性物質の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

別第 9-3 図 よう素，ハロゲン等の環境への放出過程



別第 9-4 図 希ガスの環境への放出過程

(ガンマ線実効エネルギー 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)	$4.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 2 年 11 月 29 日)	$4.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 11 回定検	(平成 3 年 4 月 20 日)	$4.4 \times 10^8 \text{Bq}$
第 12 回定検	(平成 4 年 9 月 6 日)	$1.9 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 5 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 13 回定検	(平成 6 年 2 月 19 日)	$1.6 \times 10^8 \text{Bq}$
第 14 回定検	(平成 7 年 4 月 14 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 8 年 8 月 10 日)	$9.8 \times 10^7 \text{Bq}$
第 15 回定検	(平成 8 年 9 月 10 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 9 年 7 月 12 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
第 16 回定検	(平成 10 年 1 月 8 日)	$1.6 \times 10^8 \text{Bq}$
第 17 回定検	(平成 11 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 12 年 12 月 26 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 18 回定検	(平成 13 年 3 月 26 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 19 回定検	(平成 14 年 9 月 15 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 15 年 3 月 20 日)	$8.9 \times 10^7 \text{Bq}$
第 20 回定検	(平成 16 年 2 月 2 日)	$1.3 \times 10^8 \text{Bq}$
第 21 回定検	(平成 17 年 4 月 24 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
第 22 回定検	(平成 18 年 11 月 20 日)	$8.9 \times 10^7 \text{Bq}$
	(平成 19 年 3 月 17 日)	$1.1 \times 10^8 \text{Bq}$
第 23 回定検	(平成 20 年 3 月 19 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 21 年 7 月 21 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
第 24 回定検	(平成 21 年 9 月 9 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 22 年 6 月 28 日)	$9.7 \times 10^7 \text{Bq}$
第 25 回定検	—	

(※1Ci = $3.7 \times 10^{10} \text{Bq}$)

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 2.1.1 別紙 1)

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A））

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+50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度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。	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、酸化量及び発熱熱の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高く評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、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、酸化量及び発熱熱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概ね保守的となる。	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・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	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（1／3）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91～約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～ +132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から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く、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を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が大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、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起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

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

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	残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部に約 21cm ² の破断面積を想定	—	残留熱除去系の構造健全性評価の結果、ISLOCA による加圧事象発生時（圧力 8.2MPa[gage]、温度 288℃）においても破損が発生することはないため、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、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	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	—	本重要事故シーケンスの前提条件として設定	—	—
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系の機能喪失	—	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	外部電源がある場合、原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発信する。このため、原子炉水位の観点で厳しくなる	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、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、運転員等操作に与える影響はない。	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されるが、この場合でも初期の原子炉注水は原子炉水位異常低下（レベル 2）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動することにより確保されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事象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）	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムを設定	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 T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）	原子炉水位異常低下（レベル 2）	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル 2）信号による再循環ポンプトリップを設定	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 (3/3)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m ³ ／h ・注水圧力：7.86～1.04MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量：136.7m ³ ／h ・注水圧力 7.86～1.04MPa[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。
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 ・注水流量：0～1,561m ³ ／h ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 1）信号にて自動起動 ・注水流量：0～1,561m ³ ／h 以上 ・注水圧力：0～1.99MPa[dif]	設計値を設定 原子炉水位の観点で厳しい設定として、最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	低圧代替注水系（常設）	(2 台) ・注水流量：0～378 m ³ ／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	(2 台) ・注水流量：0～378 m ³ ／h 以上 ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h／個	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h／個 (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、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、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		(原子炉減圧操作時)自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時)自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、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、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (淡水貯水池＋代替淡水貯槽)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき I S L O C A の発生を確認し、中央制御室からの遠隔隔離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、低圧で注水可能な系統の起動後に実施することから、状況判断、中央制御室からの遠隔隔離操作（失敗）、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び減圧操作に要する時間を考慮して設定。	【認知】 I S L O C A 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、I S L O C A 発生時の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるため、I S L O C A 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系の注入弁の閉止操作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による原子炉減圧操作として 1 分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として 5 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の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が早まった場合、減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心の冠水状態が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。	減圧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が維持されることから、操作時間余裕は十分に確保される。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 解析上においては、起因事象の I S L O C A 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	低圧代替注水系 （常設）の起動 準備操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、外部電源がない場合も考慮して、状況判断、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電及び低圧代替注水系（常設）の起動準備に要する時間を考慮して設定 【認知】 I S L O C A 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、I S L O C A 発生時の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるため、I S L O C A 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作として、外部電源がない場合も考慮し常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作も含め 7 分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として 7 分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の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が早まった場合、減圧時点の崩壊熱が高くなるが、低圧代替注水系（常設）による外部水源注水への切換えは、低圧炉心スプレイ系により炉心の冠水状態が維持されていることを確認した後、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	減圧操作が遅れた場合でも、低圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心の冠水状態が維持されることから、操作時間余裕は十分に確保される。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては、起因事象の I S L O C A 発生から I S L O C A の認知及び低圧代替注水系（常設）の起動操作まで 17 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。
	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	I S L O C A 発生時の現場環境並びに現場移動及び操作に要する時間を考慮して、事象発生 5 時間後に隔離が完了するものとして設定 【認知】 I S L O C A 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、I S L O C A 発生時の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるため、I S L O C A 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており、十分な余裕時間を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置している。現場運転員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 現場における破損系統の注入弁の閉止操作として移動及び余裕時間を含め 115 分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 当該操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員 2 人及び補助要員 2 人の 4 人で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の開始時間は解析上の操作開始条件よりも若干早まる可能性がある。	隔離操作の有無に関わらず、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ため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	隔離操作の有無に関わらず、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ため、操作時間余裕は十分に確保される。	現場における破損系統の注入弁の閉止操作は、移動も含め所要時間を 115 分想定としているところ、訓練実績等では約 108 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

7 日間における水源の対応について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム 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 : 約 $4,300\text{m}^3$
- ・淡水貯水池 : 約 $5,000\text{m}^3$ (約 $2,500\text{m}^3 \times 2$ 基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 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低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

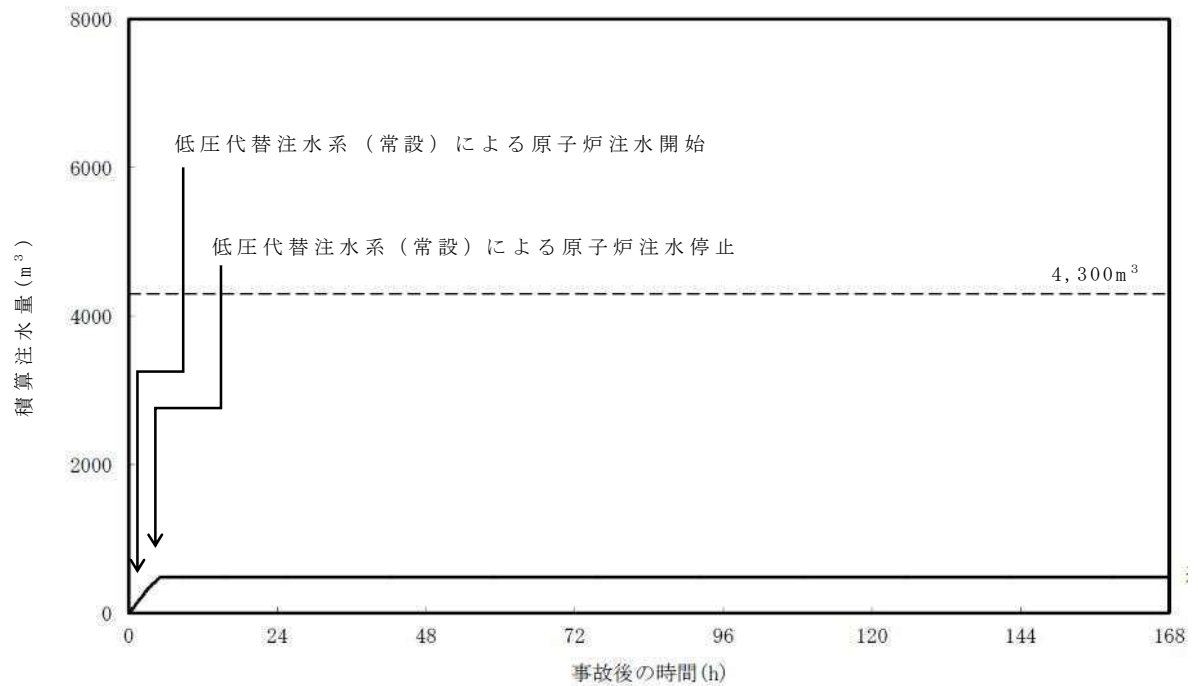
破断箇所の隔離操作が完了した事象発生約 5 時間 1 分後, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

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, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止するため, 代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 490m^3 である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム 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^3 必要となるが，代替淡水貯槽に約 $4,300\text{m}^3$ の水を保有することから必要水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

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))

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 2 \text{ 台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 484.0\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1 \text{ 台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 130.3\text{kL}$		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 2 \text{ 台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 141.2\text{kL}$		

※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。

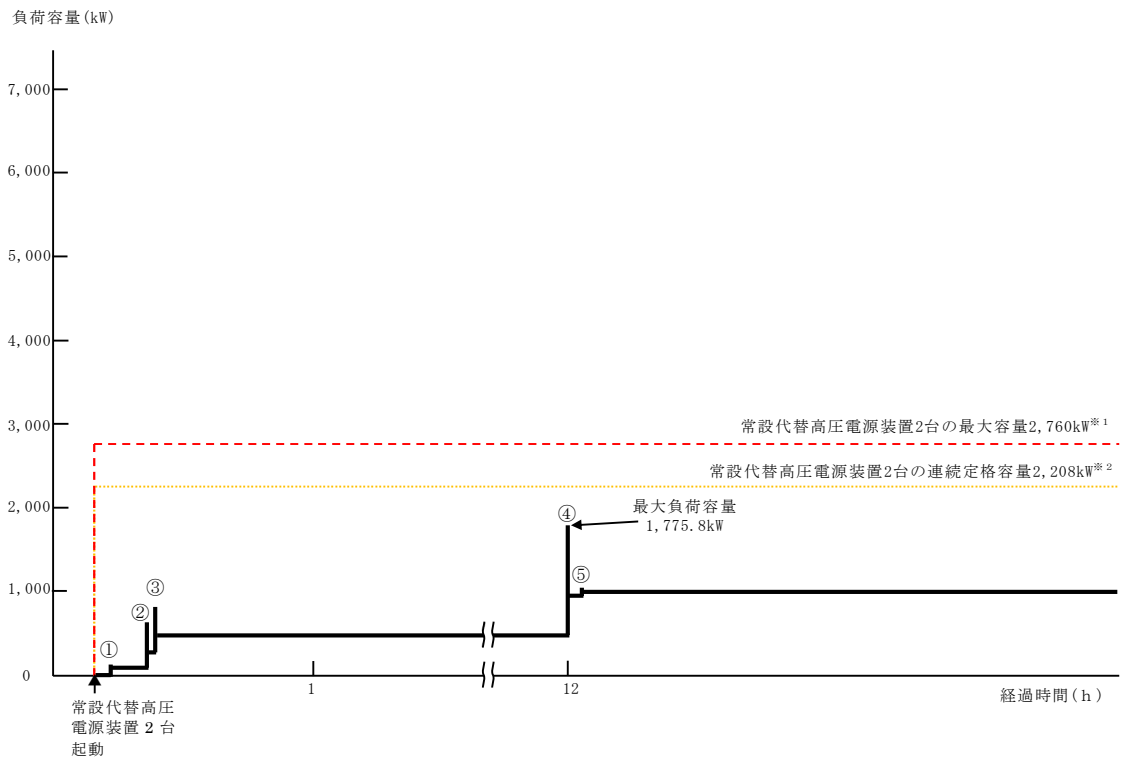
※3: 緊急用 P / C の電源を, 常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

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



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

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