

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 70
提出年月日	平成 30 年 1 月 10 日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対策の有効性評価

平成 30 年 1 月  
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。



## 目 次

### 1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 1.1 概 要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価に当たって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

#### 付録 1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定につ いて

#### 付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

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

### 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
  - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）
  - 2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）
  - 2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）



- 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できない場合
  - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
  - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
  - 3.4 水素燃焼
  - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故 1
  - 4.2 想定事故 2
- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
  - 5.2 全交流動力電源喪失



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	<u>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</u>
添付資料2.5.2	<u>自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</u>
添付資料2.5.3	<u>安定状態について（原子炉停止機能喪失）</u>
添付資料2.5.4	<u>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）</u>
添付資料2.5.5	<u>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</u>
添付資料2.5.6	<u>原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響</u>
添付資料2.5.7	<u>外部電源の有無による評価結果への影響</u>
添付資料2.5.8	<u>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</u>
添付資料2.5.9	<u>7日間における燃料の対応について（原子炉停止機能喪失）</u>
添付資料2.5.10	<u>常設代替交流電源設備の負荷（原子炉停止機能喪失）</u>
添付資料2.5.11	<u>高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響</u>
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	敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
添付資料2.6.4	非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
添付資料2.6.5	安定状態について（L O C A時注水機能喪失）
添付資料2.6.6	解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について



	て（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）
添付資料2.6.7	原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）
添付資料2.6.8	7日間における水源の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）
添付資料2.6.9	7日間における燃料の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）
添付資料2.6.10	常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）
添付資料2.7.1	<u>インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応操作について</u>
添付資料2.7.2	<u>インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の破断面積及び現場環境等について</u>
添付資料2.7.3	<u>ＩＳＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について</u>
添付資料2.7.4	<u>安定状態について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））</u>
添付資料2.7.5	<u>解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））</u>
添付資料2.7.6	<u>7日間における水源の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））</u>
添付資料2.7.7	<u>7日間における燃料の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））</u>
添付資料2.7.8	<u>常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インタ</u>



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への対応について
添付資料2.8.2	基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
添付資料2.8.3	地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定 of 妥当性について
添付資料2.8.4	7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.5	7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.6	常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.7	全交流動力電源喪失（長期 T B）との事故対応の相違点について
添付資料3.1.2.1	炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料3.1.2.2	原子炉水位不明時の対応について
添付資料3.1.2.3	常設低圧代替注水ポンプの機能確保の妥当性について
添付資料3.1.2.4	原子炉建屋から大気中へ漏えいする C s -137 の漏えい量評価について
添付資料3.1.2.5	格納容器漏えい率の設定について
添付資料3.1.2.6	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について



## 2.5 原子炉停止機能喪失

### 2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断 L O C A ＋原子炉停止失敗」及び④「大破断 L O C A ＋原子炉停止失敗」である。

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

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。



### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段並びに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレー系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に、対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.5-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）10 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名及び指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.5-3 図に示す。

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

#### a. 原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況



にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。

原子炉停止機能喪失及び平均出力領域計装指示値が 3%以上であることを確認した後に、主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にて ATWS 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し、再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

#### b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され、同時に給水加熱喪失となるため給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。このため、中央制御室からの遠隔操作により給水流量を調整し、原子炉水位を低めに維持することで、自然循環による炉心流量を低下させ原子炉出力を抑制する。なお、給水流量調整及び原子炉水位低下による原子炉出



力抑制操作は解析上考慮しない。

復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。

高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

#### c. 自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され、低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し、正の反応度が印加されることを防止するため、原子炉停止機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

#### d. ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が 10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サブプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し原子炉が未臨界にな



ったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。

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

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで、サプレッション・プール水温度は上昇する。このため、サプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を開始する。なお、本重要事故シーケンスにおいては、事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するが、この場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度等である。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

f. 原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、



ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、**運転手順に従い**高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する**ことで、自然循環による炉心流量の増加を抑制する**。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

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

#### g. 使用済燃料プールの冷却**操作**

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

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

### 2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対



処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、L O C Aを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの事故シーケンスの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、E C C S注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードR E D Y及び単チャンネル熱水力解析コードS C A Tにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・プール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以



下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心流量

初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t/h (85%) を設定する。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

- 1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。
- 2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。
- 3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きくなるためボイド反応度印加割合が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しくなる。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しくなる。



c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。

(b) 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）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル 2) 信号により、再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。また、原子炉出力が 35%以上で、再循環ポンプが 1 台以上トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、逃がし安全弁（18 弁）は、容量として、1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(d) 高圧炉心スプレイ系

ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）信号により自動起動し、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145m<sup>3</sup>/h～1,506m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0MPa[dif] ※～8.30MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定



している。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力  $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また、サプレッション・プール水温度が  $106^\circ\text{C}$ に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。

(f) ほう酸水注入系

注入流量  $163\text{L}/\text{min}$  及びほう酸濃度  $13.4\text{wt}\%$ にて注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約  $53\text{MW}$ （サプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ ，海水温度  $27.2^\circ\text{C}$ において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 自動減圧系等の作動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生4分後に実施する。

（添付資料 2.5.2）

- (b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から6分後に実施する。

- (c) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッシ



ョン・プール冷却操作は、事象発生の約 1 分後にドライウェル圧力高信号が発信してから 10 分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生 17 分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）※、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18 図に、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。

※ 非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから、シュラウド外水位の評価結果を示した。

#### a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後、原子炉自動スクラム信号が発信するが、原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで、燃料被覆管の温度は約 872℃まで上昇する。事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップすることで炉心流量が低下し、ボイド率が上昇することで中性子束及び平均表面熱流束は低下するため、燃料被覆管温度も低下する。



なお、本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

また、タービン駆動給水ポンプはトリップし、電動駆動給水ポンプが自動起動することで、給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は、再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが、給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し、燃料被覆管温度が一時的に上昇するが、この期間の燃料被覆管温度は約 839℃程度であり、初期のピーク温度（872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入するため、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生の約 57 秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生の約 85 秒後にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給水系による原子炉注水の停止後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される。また、原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが、その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生の 6 分後にほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水



位は徐々に上昇するため、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。

事象発生の 17 分後に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）2 系統によるサプレッション・プール冷却操作を開始する。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり、再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウエットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり、事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが、評価項目である 1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.49MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は、第 2.5-19 図に示すとおり、ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し、原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが、それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]、約 115℃以下となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々



に低下し、未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。

（添付資料 2.5.3）

安定状態が確立した以降は、制御棒の挿入機能を復旧し、原子炉を減圧した後に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

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

### 2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され、逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によりサプレッション・プール冷却を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の作動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。なお、反応度フィードバック効果の反応度モデル（ボイド・ドップラ）の不確かさについては、核データ（動的ボイド係数）及び動的ドップラ係数の解析条件の不確かさも含め「(2) 解析条件の不確かさの影響評価」にて確認する。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作



作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCP R」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるため、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。

(添付資料 2.5.4)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、



実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価とされていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を仮定しても、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの評価項目を満足する。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり、評価項目を満足する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力



及びサプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.4, 2.5.5)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.5-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生 of 約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標<sup>\*</sup>で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。



初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW/m}$  に対して最確条件は約  $33\text{W/m}$ ～約  $41\text{kW/m}$  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、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 R E D Y）」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。



機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間あたりにサブプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サブプレッション・プール水温度の最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性



子束の最大値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※ 限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生 of 約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップするためこの影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標\*で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

初期条件の核データ (動的ボイド係数及び動的ドップラ係数) は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍 (動的ボイ



ド係数) 及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍 (動的ドップラ係数) に対して, 最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで, 原子炉出力の上昇が緩和されることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお, 解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは, 事象進展に応じて変動し得るが, 厳しい組合せとした場合においても, 評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している(「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて (第 3 部 R E D Y)」)。

初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位及び主蒸気流量は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については, 給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで, 原子炉出力の観点で厳しい条件として, 外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は, 第 2.5-21 図から第 2.5-24 図に示すとおり, 外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は, 解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり, 最確条件とした場合, 初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり, 原子炉出力の上昇が緩和されることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は, 原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで, 原子炉出力の観点で厳しい条件とし



て、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サプレッション・プール水温度の最大値は同等となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最大値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)

## b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実



さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系等のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報しこの120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から6分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系統の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施すること、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い複数の警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から17分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い複数の警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は



小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

(添付資料 2.5.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.5.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル1）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生約 230 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に



操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施することで、原子炉減圧に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa [gage] まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の 4 分後から約 270 秒程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、仮に操作が遅れた場合、サブプレッション・プール冷却操作の開始が遅れることで、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

（添付資料 2.5.4, 2.5.8）

#### （4）ま と め

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



転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

#### 2.5.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり、災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

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

###### a. 水 源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作については、サブプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

###### b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流



電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL、合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 2.5.9）

#### c. 電 源

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

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 938kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.5.10）

#### 2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで、最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉



心損傷防止対策としては、初期の対策として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）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高压炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。



以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。



第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。</li> <li>・ 原子炉自動スクラム失敗の確認後、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。</li> <li>・ 原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。</li> <li>・ 原子炉停止機能喪失及び平均出力領域計装指示値が 3%以上であることを確認した後、原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。</li> <li>・ 制御棒挿入機能の回復操作を実施する。</li> </ul>	A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達したことを確認する。</li> <li>・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> <li>・また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。</li> <li>・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。</li> <li>・原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制する。</li> <li>・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。</li> <li>・その後、復水器ホットウェル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> </ul>	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* サプレッション・プール*	—	ドライウェル圧力* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失の確認後，自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。</li> <li>自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。</li> </ul>	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウエル圧力* 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。</li> <li>ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し，未臨界になったことを確認する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を実施する。</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。</li> <li>・サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。</li> </ul>	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サプレッション・プール*	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
 : 有効性評価上考慮しない操作



第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。</li> <li>・ ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク* 高圧炉心スプレイ系* サプレッション・プール*		平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li> </ul>	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：R E D Y	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力 上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉 出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力 の観点で厳しい設定となる このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで 低下し、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	燃料及び炉心	9×9 燃料（A 型） 単一炉心	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等で あり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから、代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定
	核データ （動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ （動的ドブプラ係数）	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含す る値を設定
	格納容器空間体積	9,800m <sup>3</sup>	設計値を設定

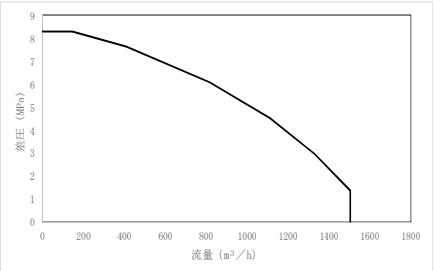
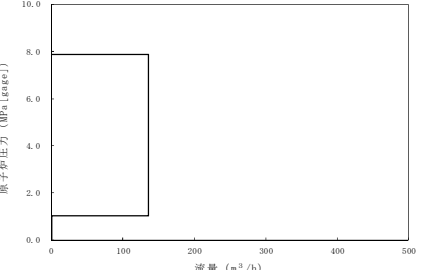


第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
条 初 件 期	サプレッション・プール 水量	3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事 故 条 件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重 大 事 故 等 対 策 機 器 条 件 に 関 連 す る	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	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）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて 全台トリップ （遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
	ドライウエル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h/個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる



第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	<p>ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒）</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：145m<sup>3</sup>/h～1,506m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：0MPa[dif]～8.30MPa[dif]</li> </ul>	<p>高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を 0 秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定</p> 
	原子炉隔離時冷却系	<p>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒）</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持</p> <p>サブプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で停止</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：136.7m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]</li> </ul>	<p>注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定</p> <p>自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，0 秒を設定</p> 



第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸注入系	注入流量：163L／min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間あたりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から 3 分 30 秒後 （事象発生から 9 分 30 秒後）	炉心部へのほう酸水注入開始は，ほう酸水注入系の起動後，注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約 53MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）	設計値を設定



第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5／6）

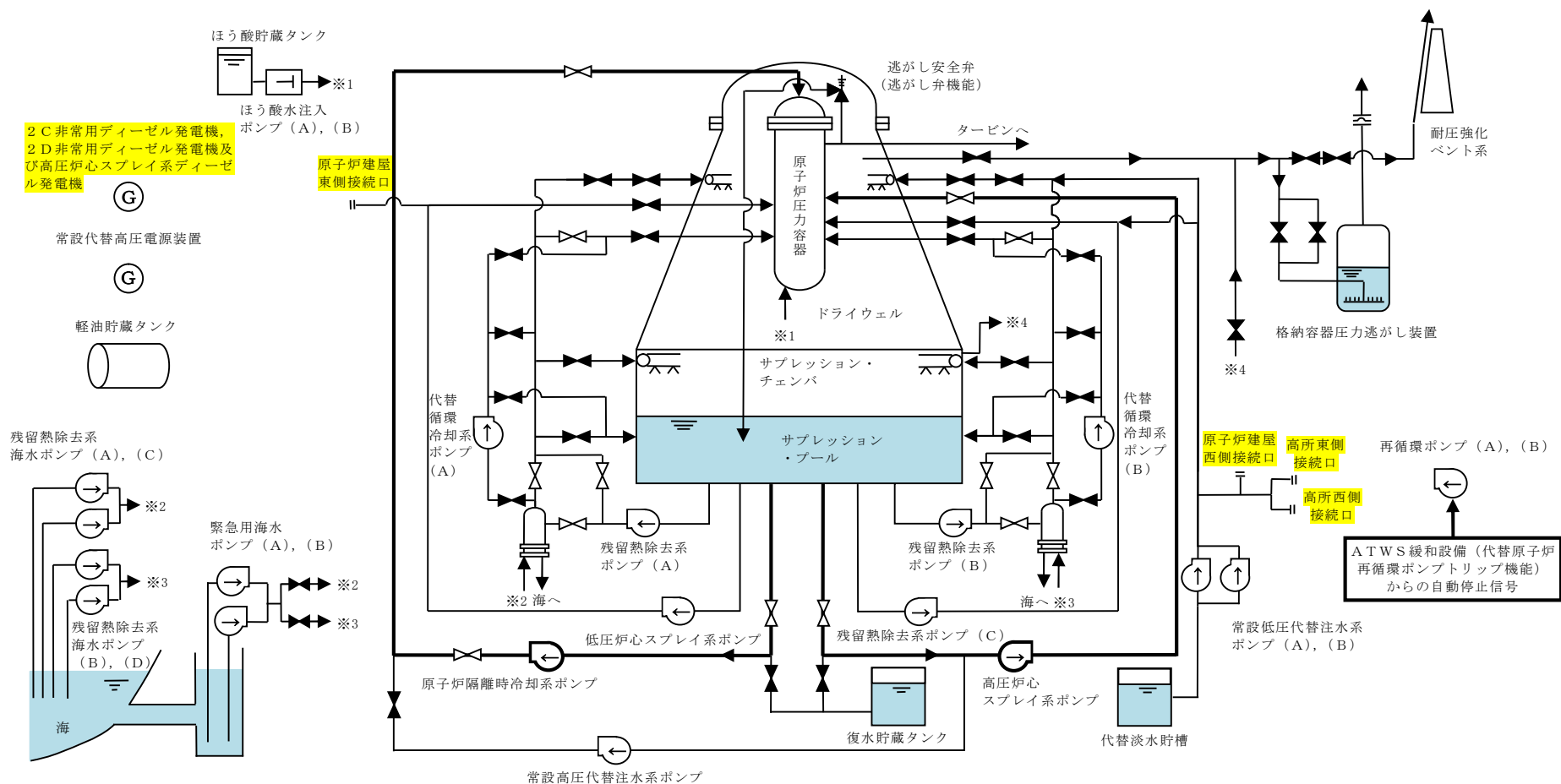
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生から 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定



第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6／6）

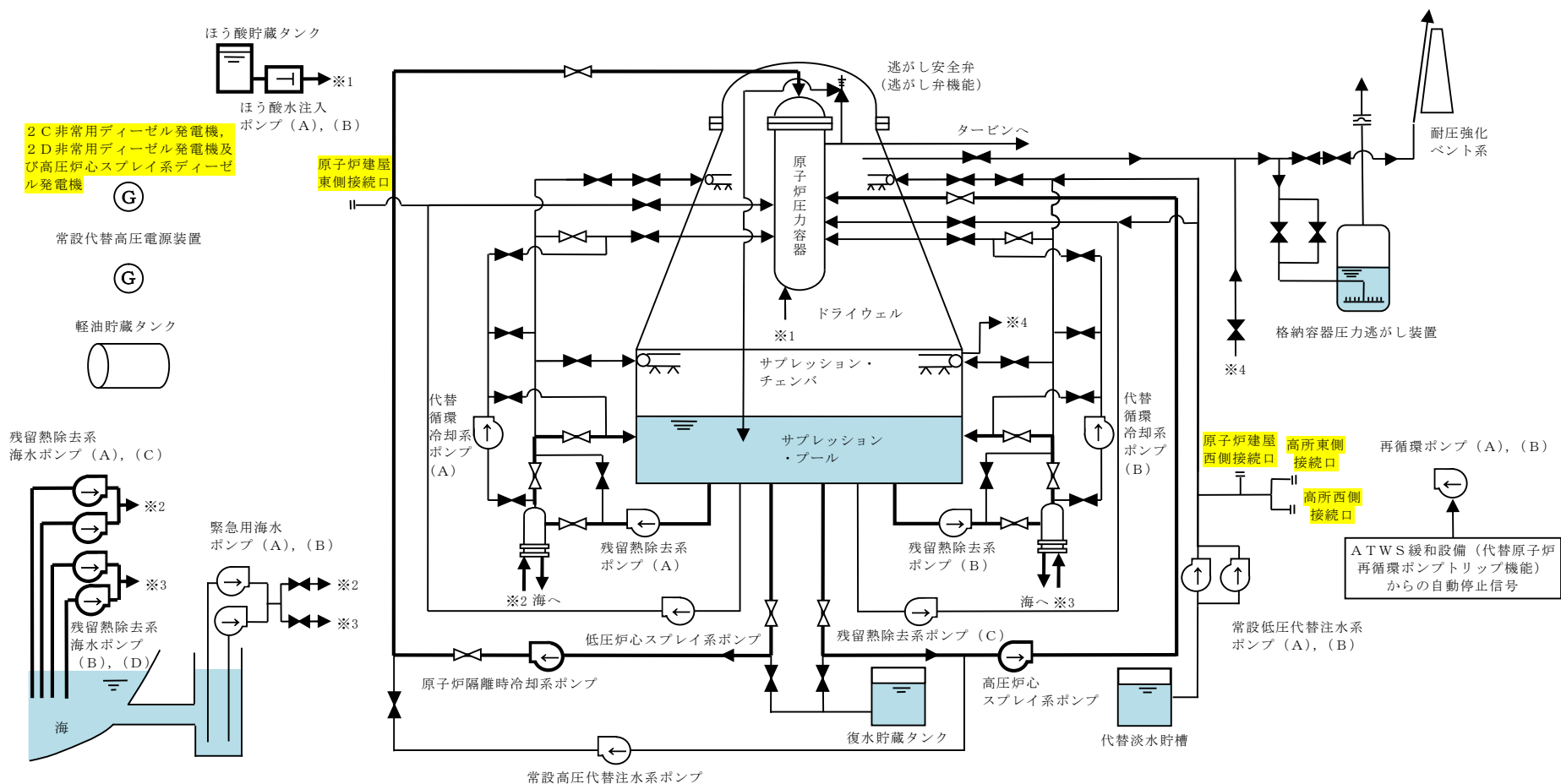
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：S C A T	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料（A型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		G E X L 関連式	沸騰遷移の判定は、G E X L 関連式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達関連式		修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式		日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における関連式 2	—





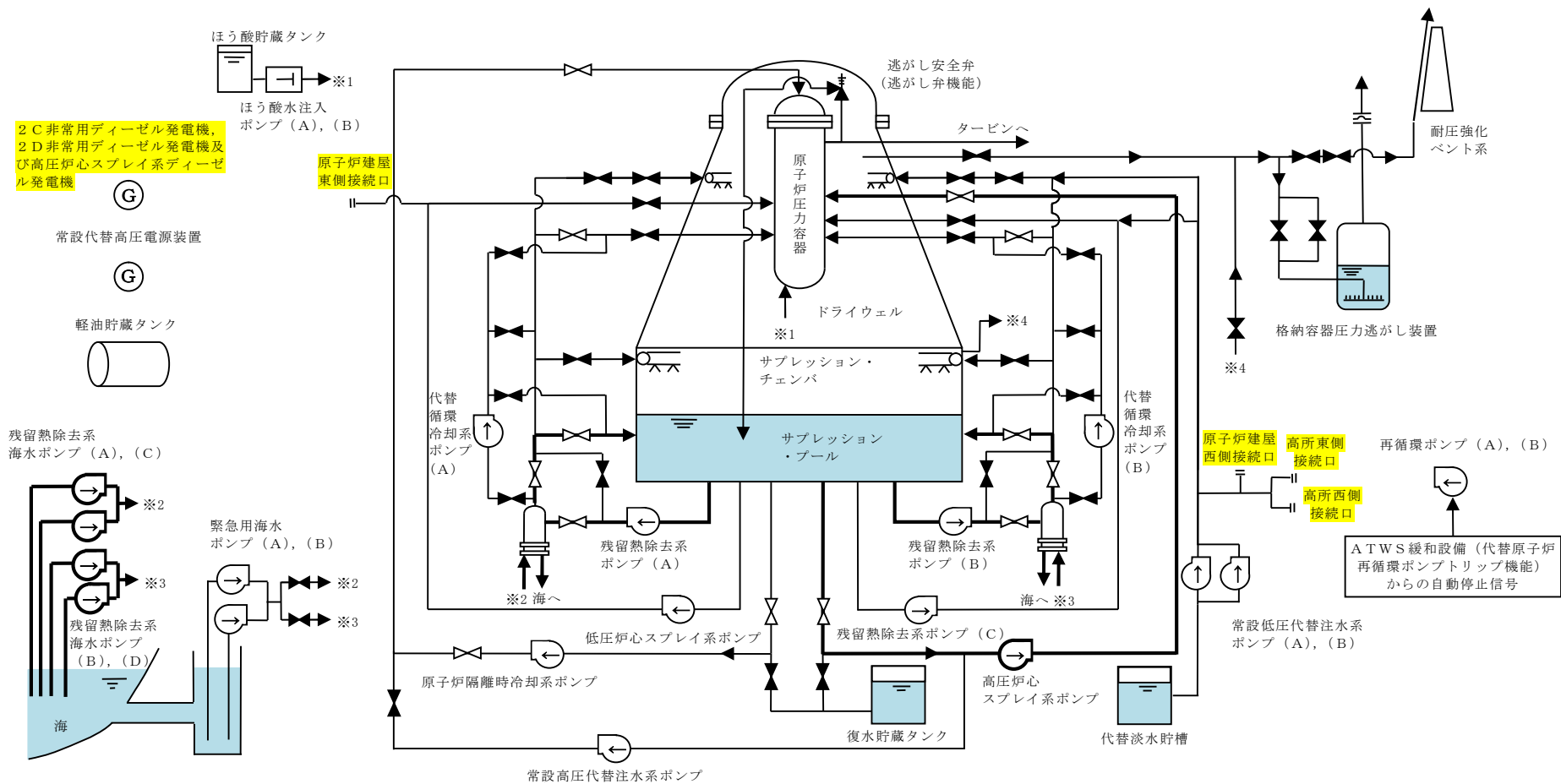
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
 （高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備  
 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による原子炉出力の抑制段階）





第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸注入系による原子炉停止並びに  
 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)

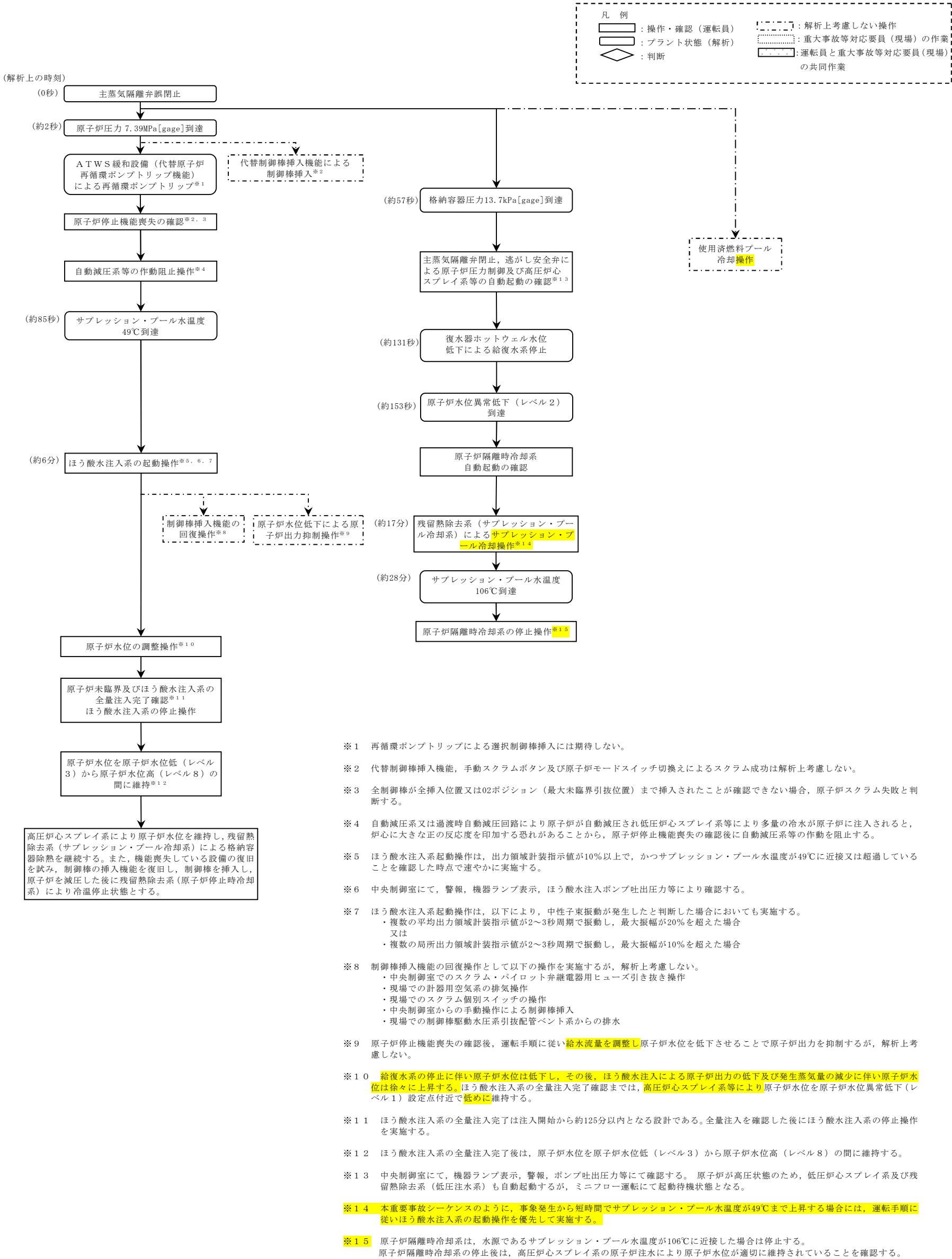




第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)





第 2.5－2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

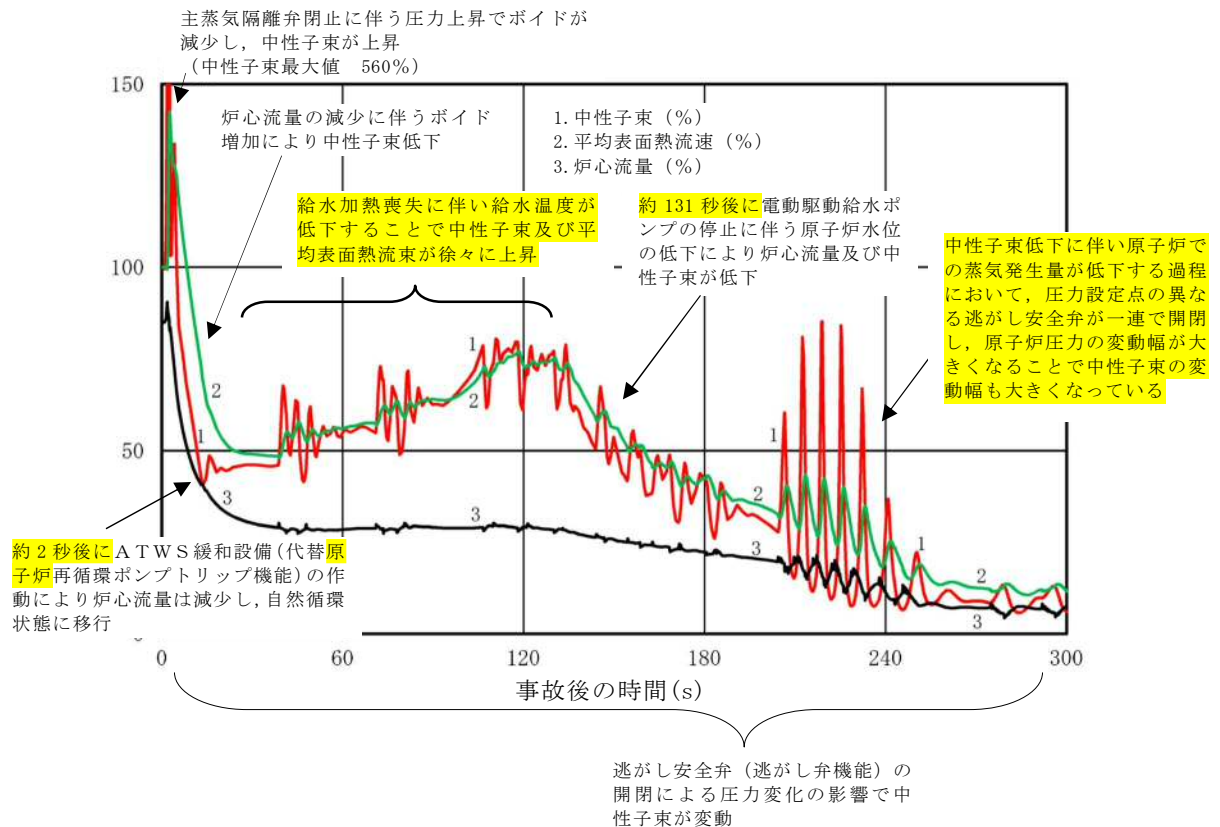


原子炉停止機能喪失

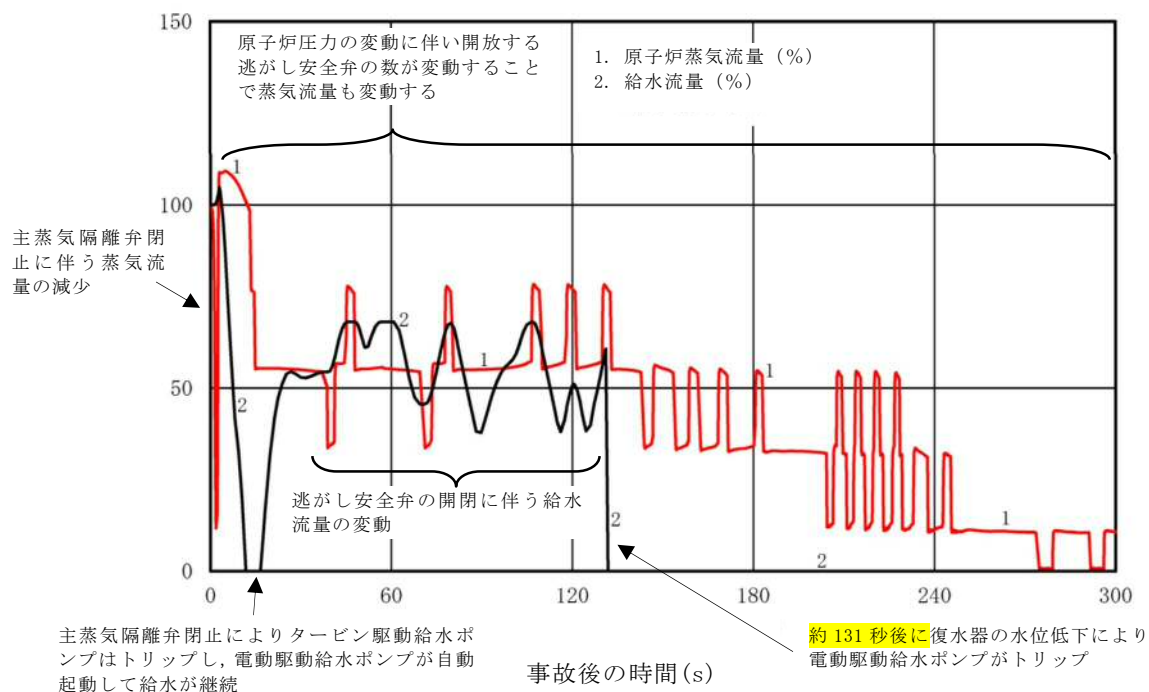
					経過時間（分）										経過時間（時間）										備考						
					5		10		15		20		30		40		24		25												
操作項目	実施箇所・必要員数  【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉自動スクラム信号発信  ▽ 約 57 秒 ドライウェル圧力高(13. 7kPa[gage]設定点)到達  ▽ 約 1.4 分 サプレッション・プール水温 49℃到達 ▽ 約 2.2 分 復水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ停止 ▽ 約 2.6 分 原子炉水位異常低下（レベル 2）到達  ▽ 約 5.9 分 原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達+120 秒 ▽ 6 分 ほう酸水注入系起動 ▽ 9.5 分 炉心部へのほう酸注入開始 ▽ 17 分 残留熱除去系（2 系列）による格納容器除熱開始  ▽ 約 28 分 サプレッション・プール水温度 106℃到達																									
	責任者	当直発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮																											
	補佐	当直副発電長	1 人	運転操作指揮補佐																											
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4 人	初動での指揮 発電所内外連絡																											
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																												
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	—	—	●原子炉自動スクラム失敗の確認 ●手動 スクラム・スイッチ による原子炉手動スクラム確認 ●原子炉モード・スイッチ「停止」位置 への切替操作 ●再循環ポンプトリップの確認	3 分																			手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間（3 分）ではこれらの操作時間も考慮して設定している。 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							
	1人 B	—	—	●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分																										
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	—	—	●自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作	1 分																										
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	—	—	●ほう酸水注入系の起動操作	2 分																				中性子束振動の発生を確認した場合にも実施						
				●ほう酸水注入系の注入状態監視																											
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作	【1人】 A	—	—	●原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作																				解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作							
	【2人】 A, B	—	—	●代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作 ●手動による制御棒挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作																											
	—	2人 C, D	—	—	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作																	45 分									
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切替操作（2 系列）																											
				●残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却状態の監視																					適宜実施						
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作																											
原子炉水位の調整操作（高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の監視 ●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作																											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作																				解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する							
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作																				解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する							
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作																			20 分								
				●代替燃料プール冷却系の起動操作																				15 分							
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																												

第 2.5－3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



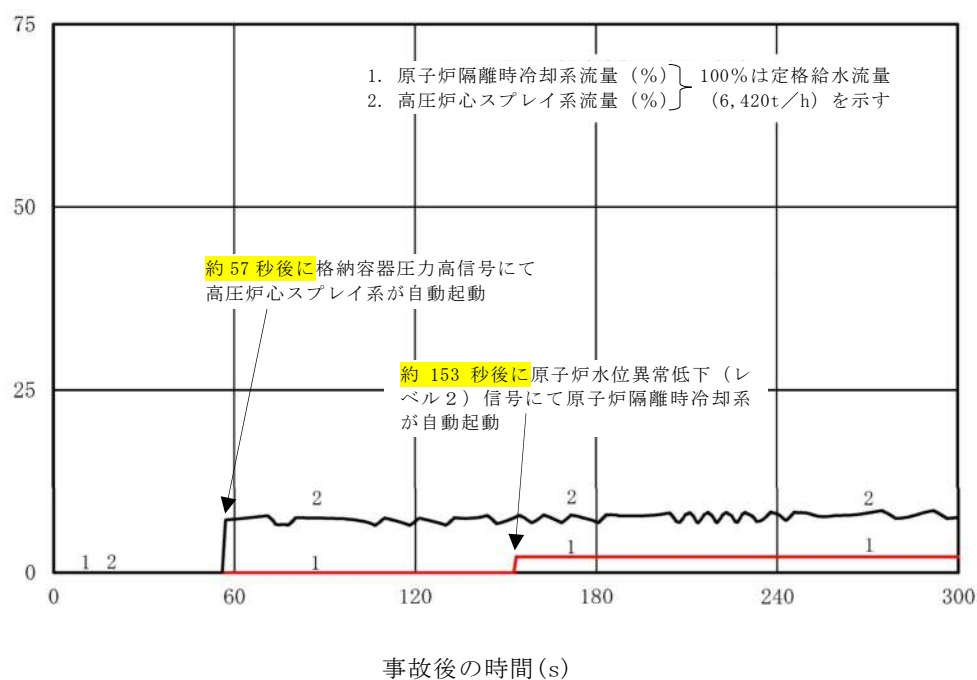


第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)

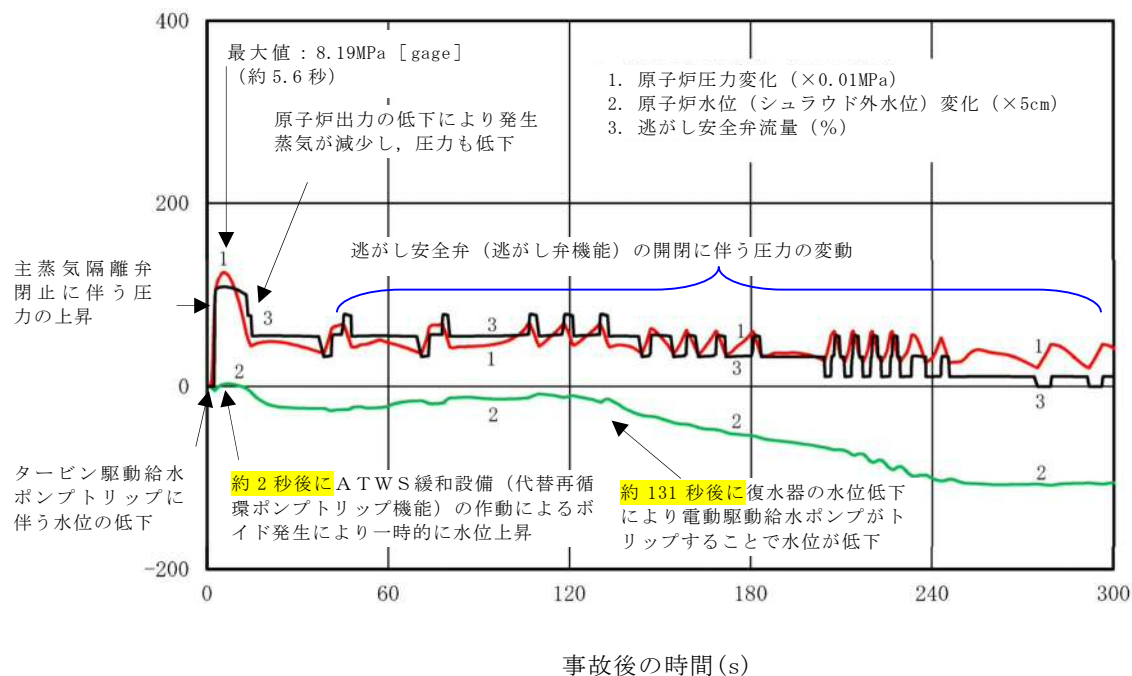


第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



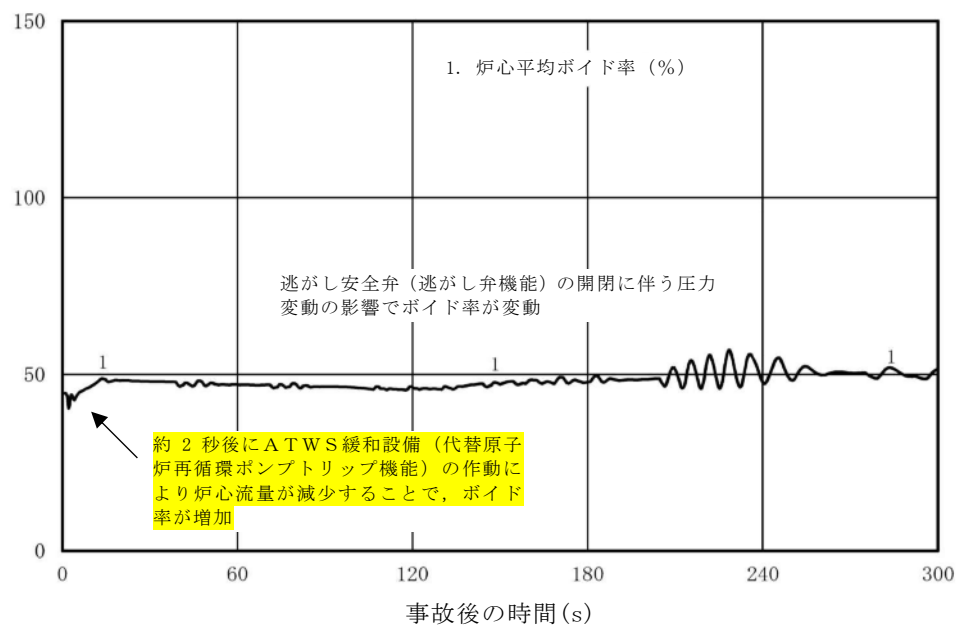


第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



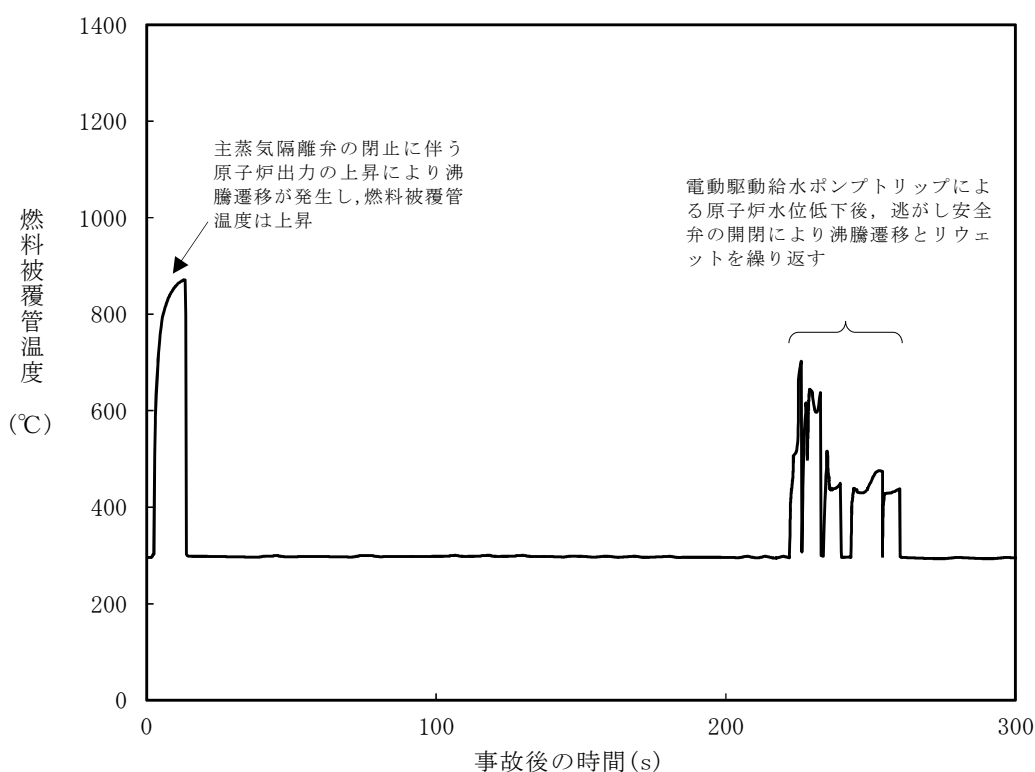
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁の流量の推移（短期）



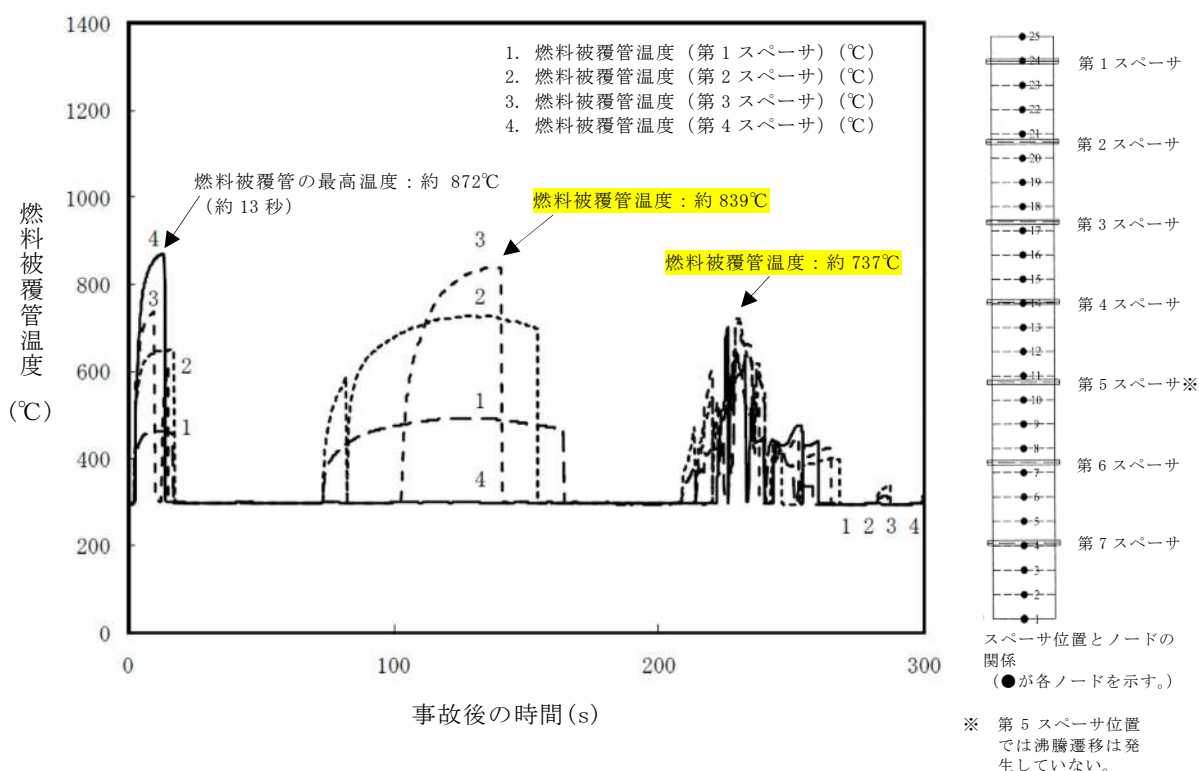


第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移（短期）





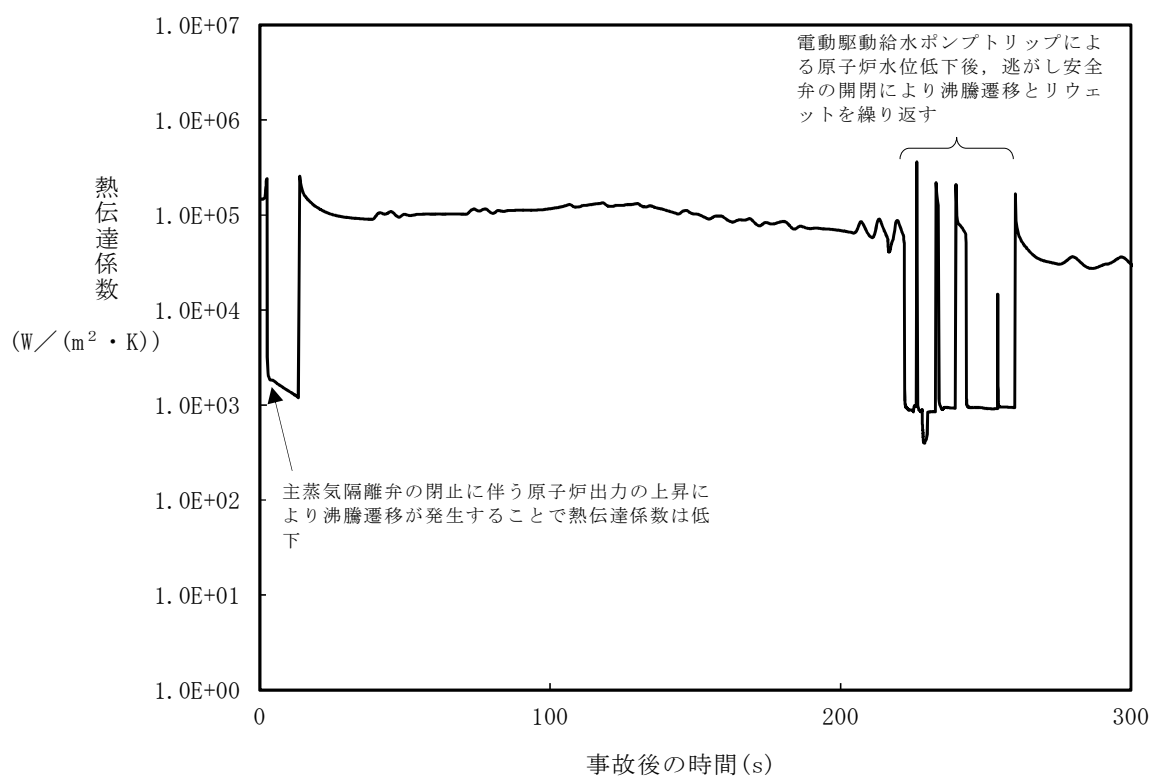
第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



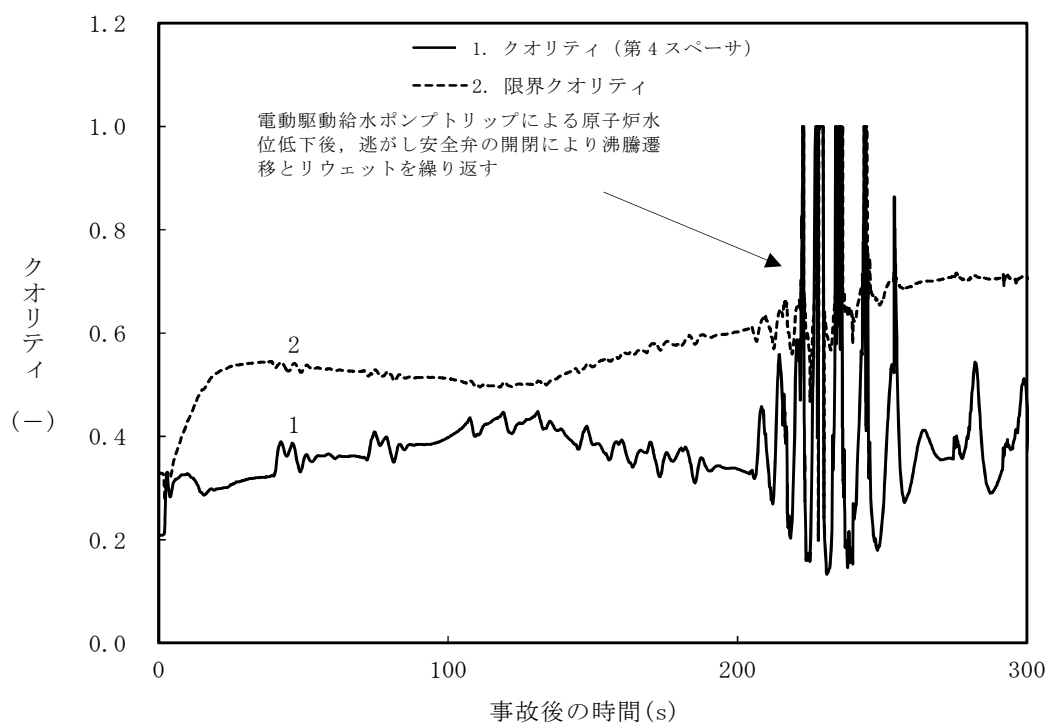
第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると思われる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



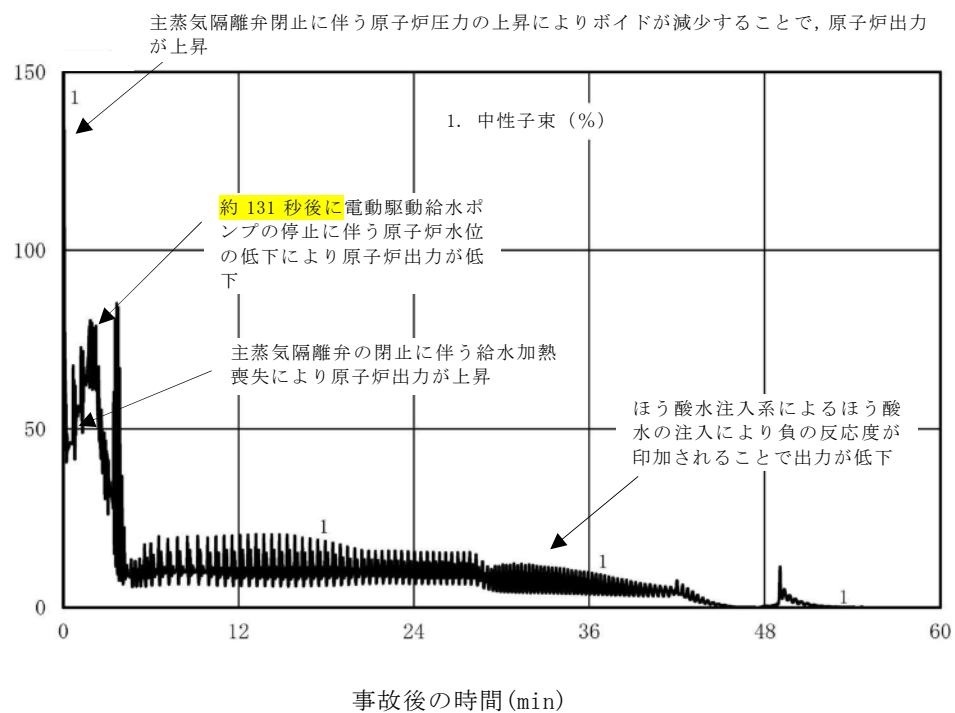


第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

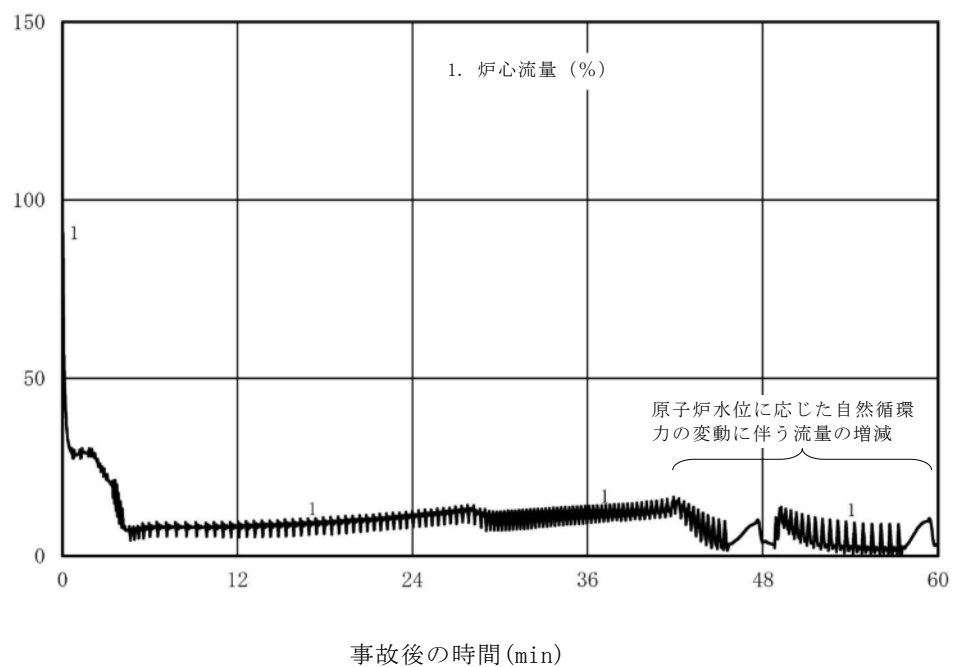


第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



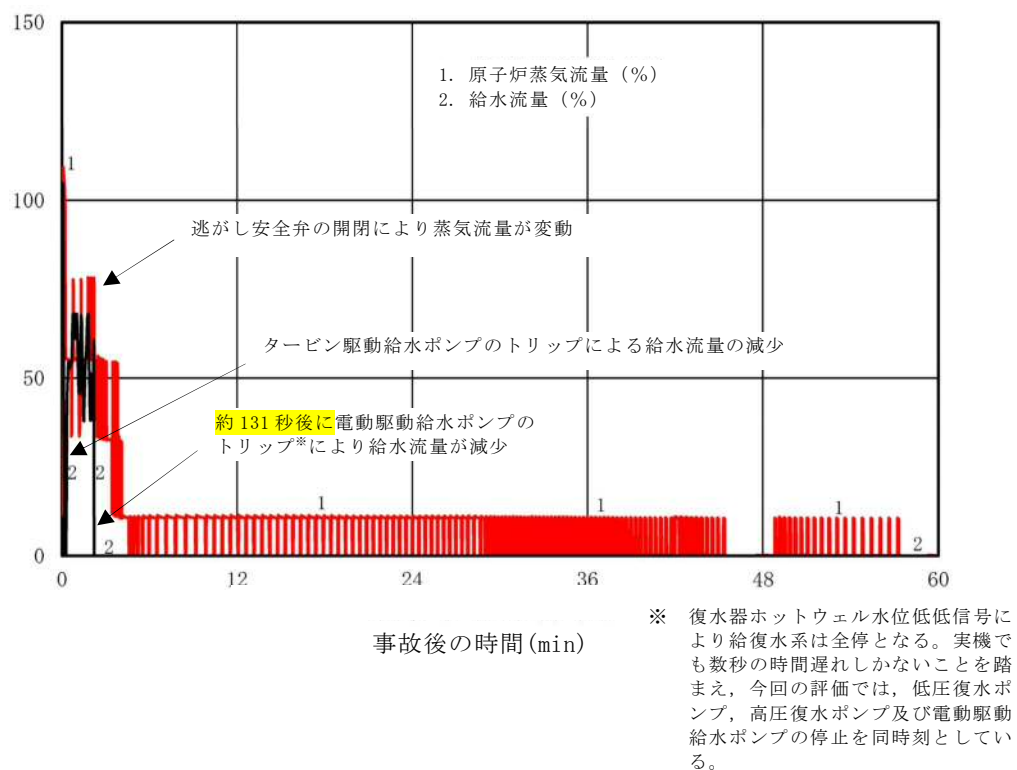


第 2.5-13 図 中性子束の推移（長期）

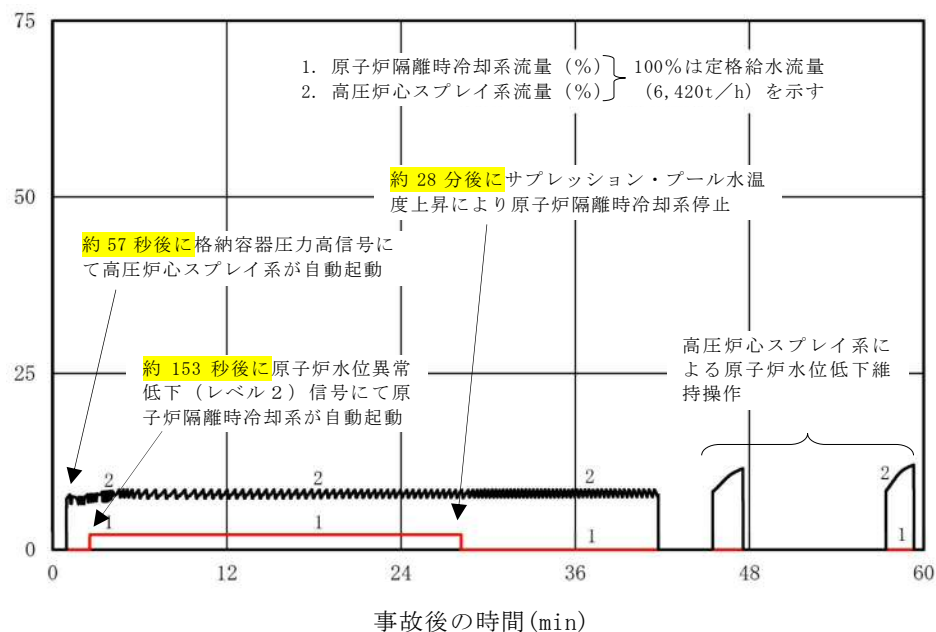


第 2.5-14 図 炉心流量の推移（長期）



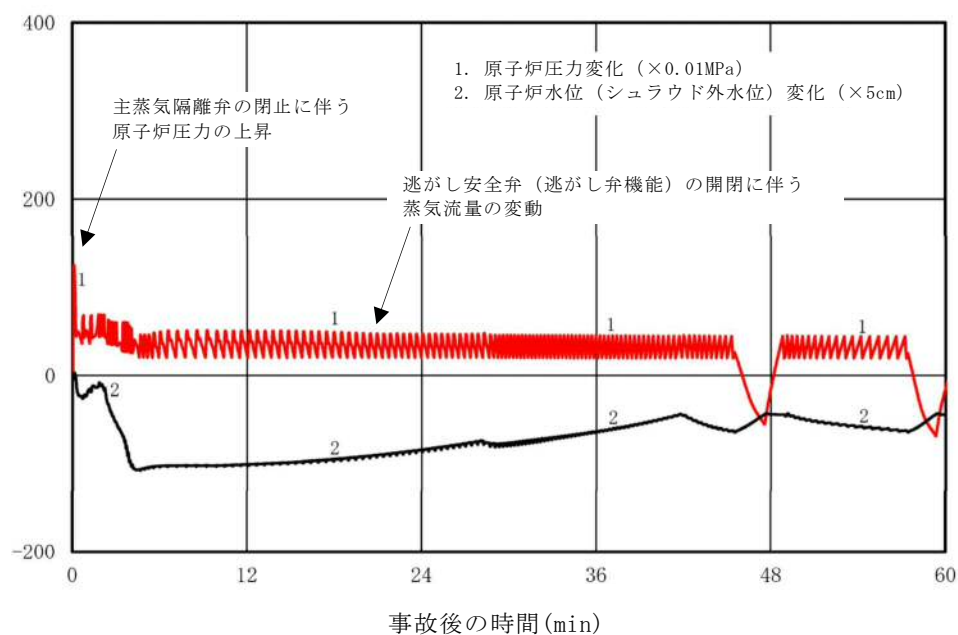


第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）

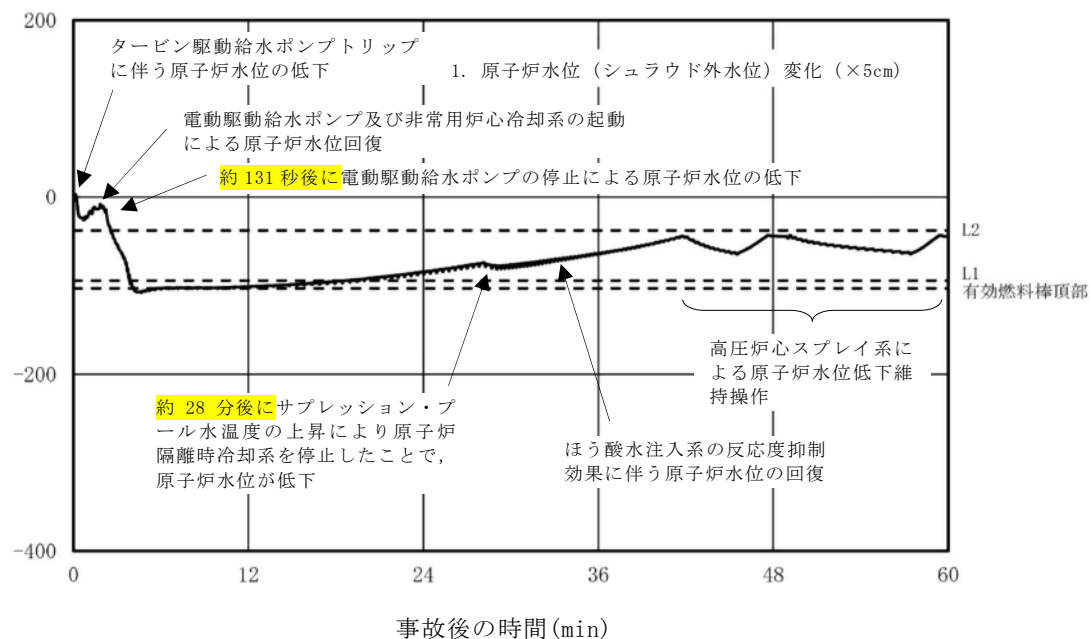


第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



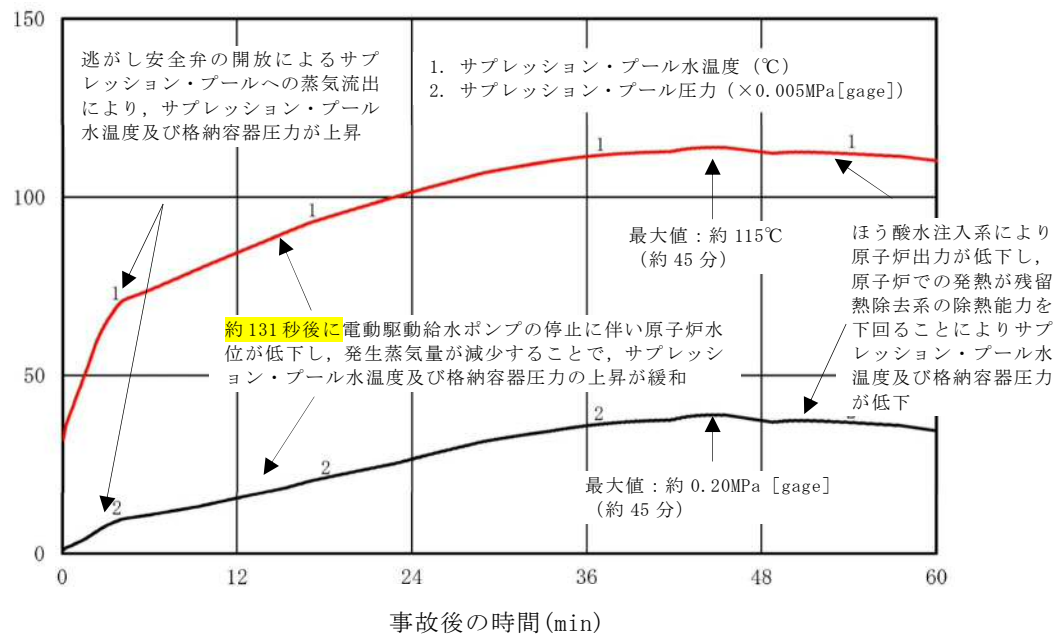


第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)

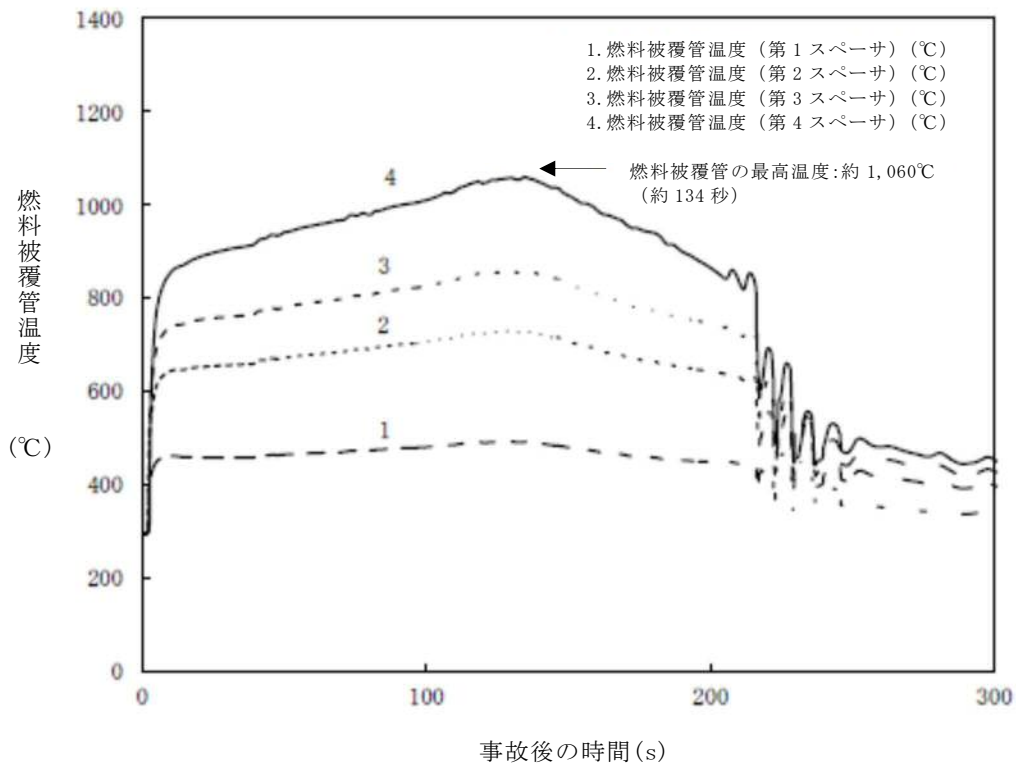


第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



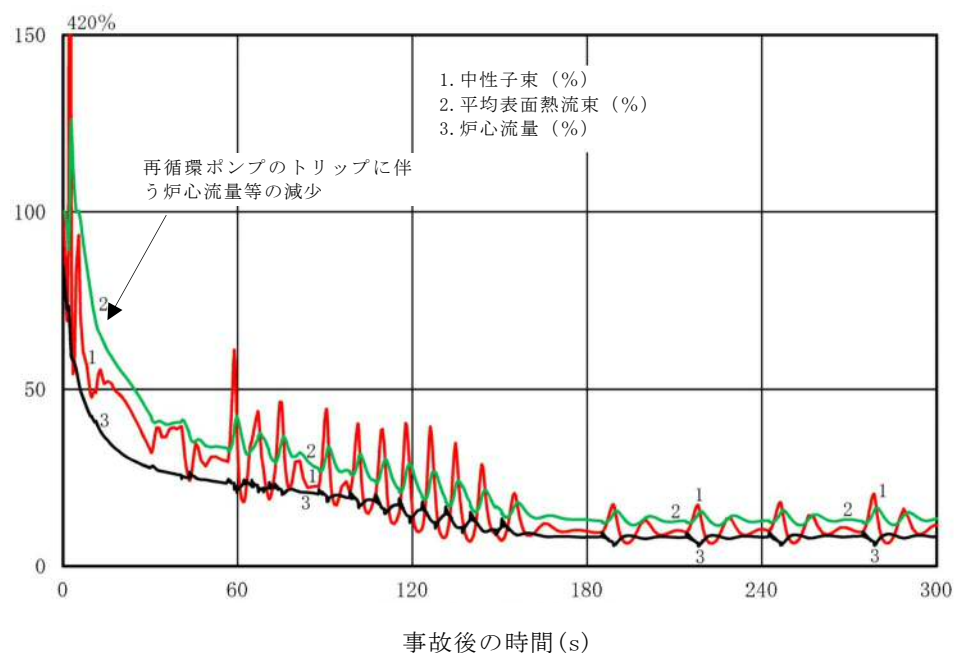


第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)

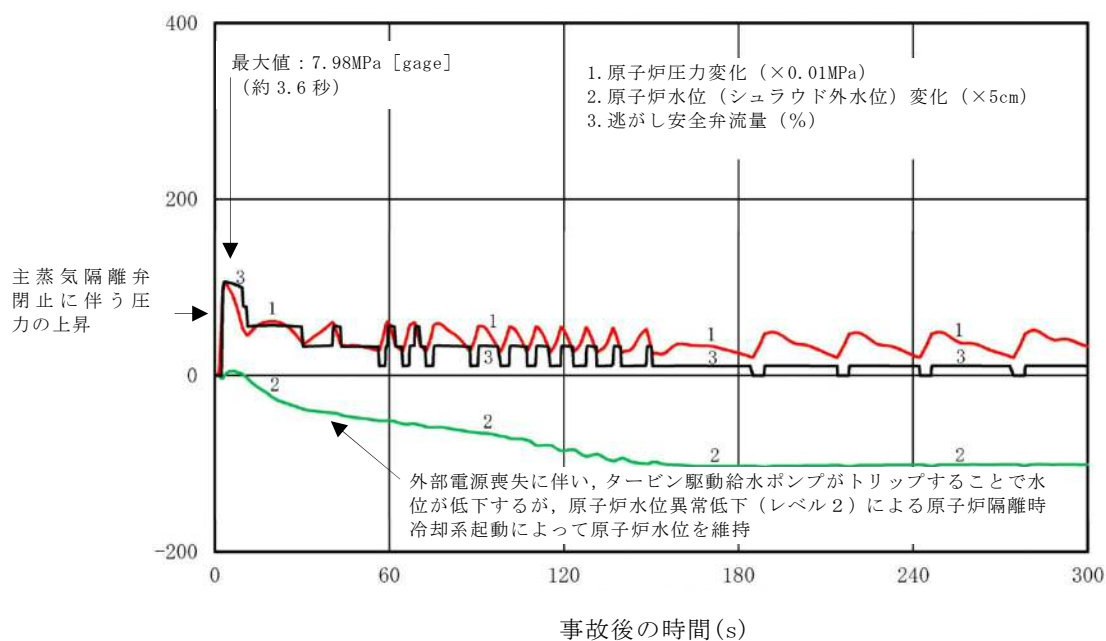


第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)



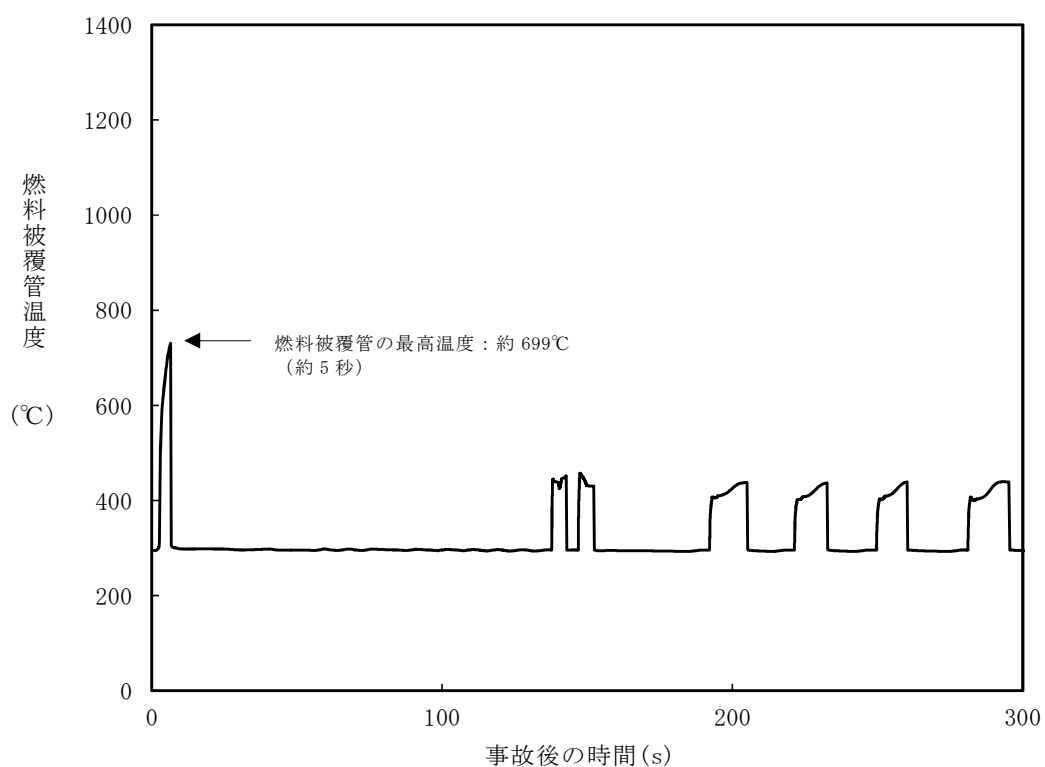


第 2.5-21 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移  
(外部電源がない場合) (短期)

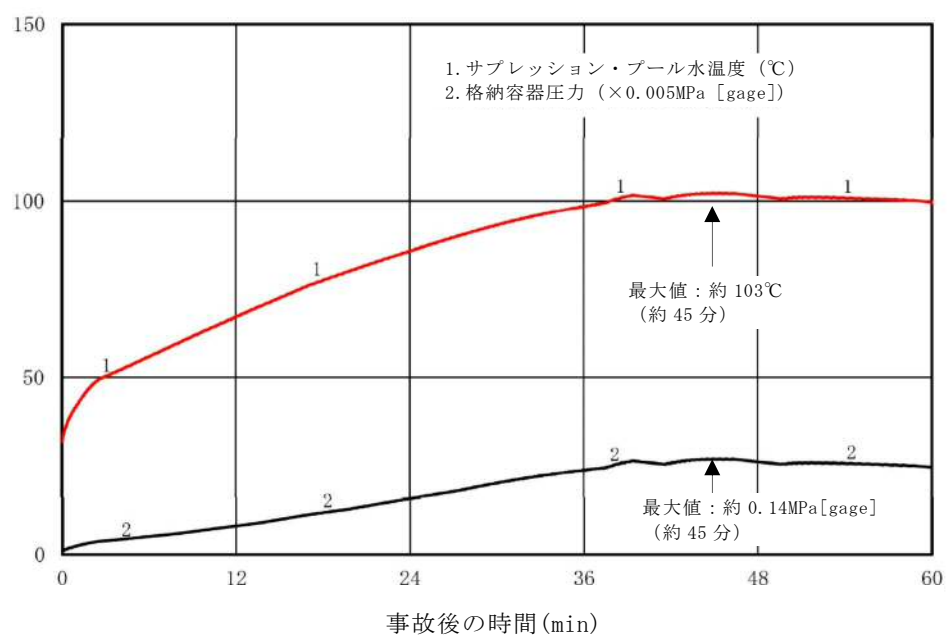


第 2.5-22 図 原子炉圧力，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁流量の推移（外部電源がない場合）（短期）





第 2.5-23 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-24 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(外部電源がない場合) (長期)



## プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合，動的ボイド係数の絶対値が大きいほど，炉心に印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の増加量が大きくなる。よって，プラント動特性評価では，動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

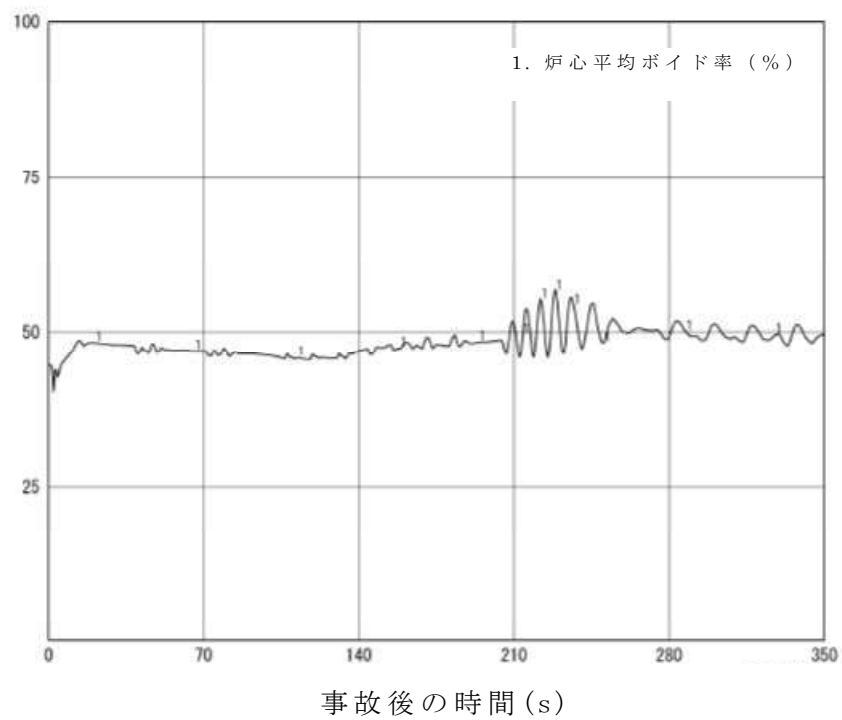
動的ボイド係数は，減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）で除した値であり，一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）を第 1 表に，今回の評価におけるボイド率の推移を第 1 図に，減速材ボイド係数を第 2 図に，動的ボイド係数を第 3 図に示す。今回の評価ではボイド率が 40% から 60% 程度で推移することから，第 3 図に示すとおり，動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり，ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

よって，プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。



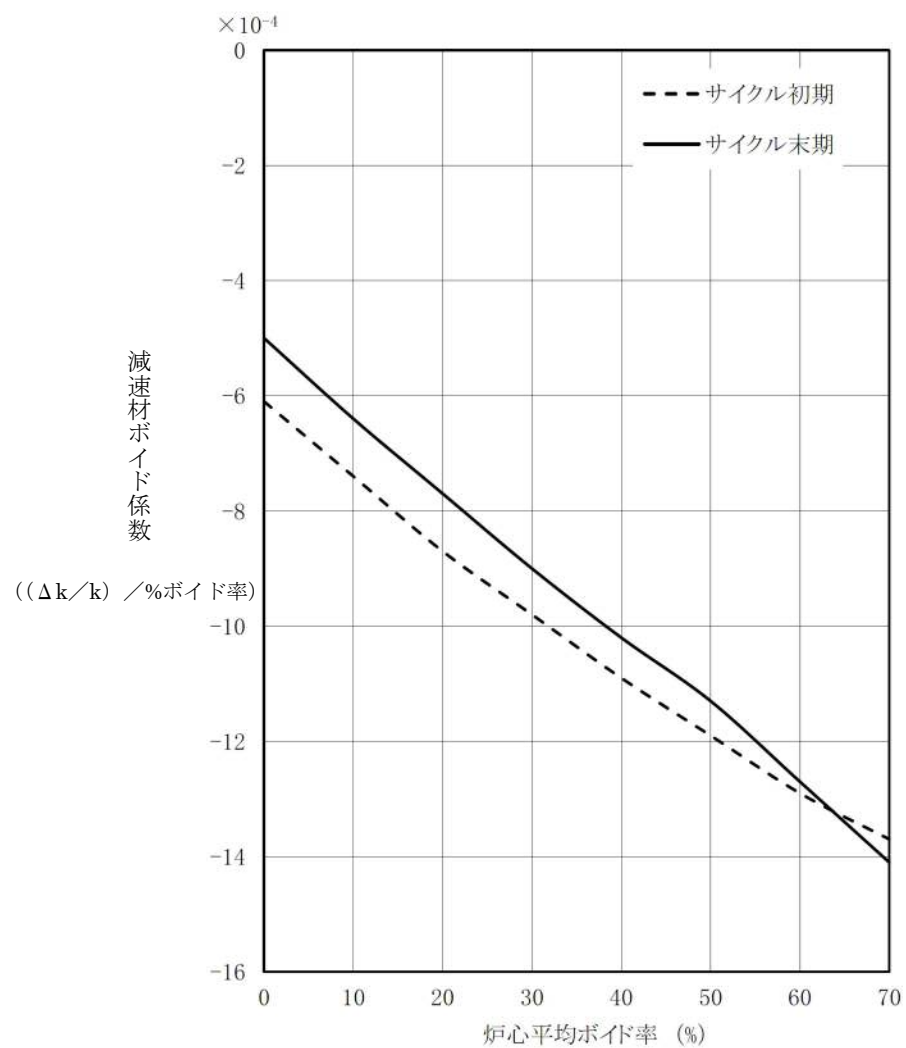
第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合(β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β 値)	0.0060	0.0053

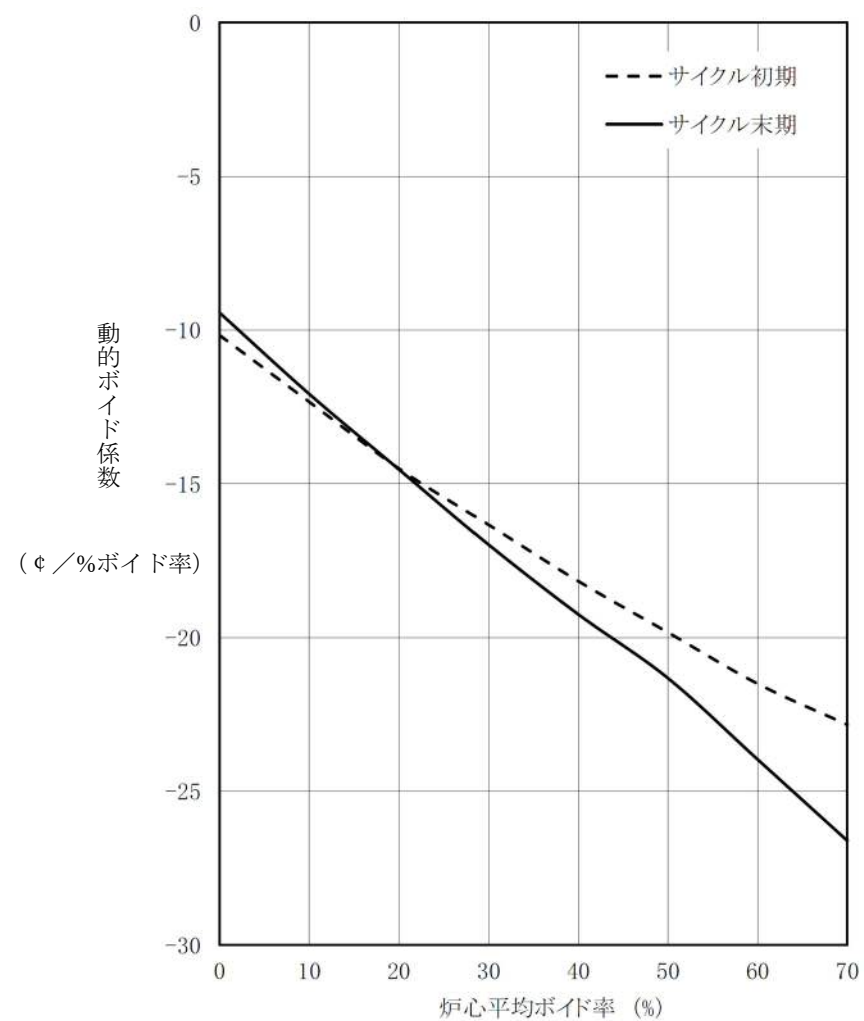


第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移





第2図 減速材ボイド係数（9×9燃料（A型）取替炉心）



第3図 動的ボイド係数（9×9燃料（A型）取替炉心）



## 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

## 1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、中小破断 L O C A 時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により自動作動信号が発信され、120 秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。

このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の作動を阻止することを明確にしておき、また、作動阻止用の操作スイッチを設けている。

## 2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生の約 230 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、作動阻止操作をしない場合には、この 120 秒後に逃がし安全弁が開放する。このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮



して、事象発生から 4 分後に自動減圧系等の作動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から 10 分以内の操作であり、他の事象で見込んである事象発生からの 10 分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10 分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に 10 分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10 分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生から 4 分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで 2 分で実施可能である。



## 安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され、高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生約 17 分後から残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。原子炉出力が維持されている期間は、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇を継続するが、ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり、格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに、逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）



解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる	「反応度フィードバック効果」にて確認する。	「反応度フィードバック効果」にて確認する。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル（ボイド・ドブブラ）	動的ボイド係数： <div><div></div><div></div></div> ～ <div><div></div><div></div></div> 動的ドブブラ係数： <div><div></div><div></div></div> ～ <div><div></div><div></div></div>	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認する。
		反応度モデル（ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度：－3% Δk	高温停止に必要なボロン反応度を－3% Δk とした場合には、未臨界達成の時間が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについてについて（第 3 部 REDY））。	高温停止に必要なボロン反応度を－3% Δk とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 7℃ 上昇し、格納容器圧力が 0.04MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は 115℃、格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについてについて（第 3 部 REDY））
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して、1 秒後の時点で＋0.8%／－0.1%の不確かさを有する	原子炉停止機能喪失により高出力状態が維持されるため、崩壊熱モデルの不確かさにより事象進展に与える影響は小さいことから、運転員操作時間等に与える影響は小さい。	崩壊熱曲線を初期状態において＋1%／－2%とした場合でも評価項目となるパラメータに影響を与えないことを感度解析により確認している（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについてについて（第 3 部 REDY））。
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により、炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して、以下の不確かさを有する 補正無し／最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッション・プール水温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ボイド率補正率を補正無しとした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。 ボイド率補正率を最大補正二次関数とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 2℃ 上昇し、格納容器圧力が 0.01MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は 115℃、格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについてについて（第 3 部 REDY））。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化（コーストダウン特性）	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数：＋10%／－10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は、再循環ポンプトリップ時の炉心流量、原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期の短時間の影響であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	再循環ポンプ慣性時定数を＋10%／－10%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについてについて（第 3 部 REDY））。
	冷却材流量変化（自然循環流量）	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差（マスバランス）が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差（マスバランス）が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。



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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁モデル	逃がし安全弁流量：＋16.6%	逃がし安全弁流量が大きくなった場合、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析結果より評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。	逃がし安全弁流量を＋16.6%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	給水系モデル	給水エンタルピ (1) 給水温度（主蒸気流量零で）： －60kJ/kg（－14℃） (2) 遅れ時間：＋50 秒	給水エンタルピが低下した場合には、炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇し、また、給水エンタルピの低下が遅れた場合には、炉心入口サブクールの低下が遅くなることで原子炉出力の上昇が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又はその影響が小さいことを確認している。また、解析コードは実機試験データと比較して給水エンタルピを多少小さめに評価し、全体的に良く一致することを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。	給水エンタルピについて給水温度を－60kJ/kg（－14℃）、遅れ時間を＋50 秒とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。また、給水温度のみを－60kJ/kg（－14℃）とした場合には、燃料被覆管温度が 10℃上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析における燃料被覆管温度の最大値は 872℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。
			高圧炉心注水系流量 ：実力値（137%）	高圧炉心スプレイ系の流量が増加した場合、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力は高めとなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、原子炉へ注水する場合の影響としては、ECCS 注水も給水系による注水も同等と考えられ、解析コードは、給水ポンプがトリップした場合や給水流量が増減した場合の実機試験の挙動を良く模擬できることを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。	高圧炉心注水系流量を 137%とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 4℃上昇し、格納容器圧力が 0.03MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は 115℃、格納容器圧力の最大値は 0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。
			サブプレッション・プール水の初期エンタルピ ：設計仕様の常用温度下限 （－104kJ/kg（－25℃））	サブプレッション・プール水の初期エンタルピが低下した場合、サブプレッション・プール水源を用いて ECCS 注水を実施する際の炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇することが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響がないことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。	サブプレッション・プール水の初期エンタルピを－104kJ/kg（－25℃）とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 18℃低下し、格納容器圧力が 0.06MPa 低下することを感度解析により確認していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなるため、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
容器納	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	保守的なモデルに含まれる	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。



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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル、燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは、燃料被覆管温度に依存するリウエット相関式（相関式 2）を使用し、上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅めに評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認している。 (添付資料 2.5.5)
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって、燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／6）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下（レベル1）までの原子炉水位の低下量は4700 mmであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約 40 mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下（レベル1）までの原子炉水位の低下量は4700 mmであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約 40 mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	41,060t/h (定格流量の85%流量)	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	主蒸気流量	6,420t/h	約 6,398t/h～ 約 6,466t/h	定格主蒸気流量を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／6）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	給水温度	216℃	約 217℃～約 219℃	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料及び炉心	9×9 燃 (A 型) 単一炉心	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その違いの影響は修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 の保守性に概ね包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料 (A 型) 又は 9×9 燃料 (B 型) の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 4 部 SCAT））。	最確条件とした場合には、9×9 燃料 (A 型) 又は 9×9 燃料 (B 型) の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、ともに炉心動特性及びポスト B T 挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 4 部 SCAT））。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	約 33 kW／m～ 約 41kW／m (実績値)	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	最小限界出力比	1.24	限界出力比指標※ 0.98 以下 (実績値) ※ 実際の運転管理上は、最小限界出力比の運転制限値を最小限界出力比で除した限界出力比指標で管理を行っており、この値が 1 以下であれば限界出力比の制限値を超過していない	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9 燃料 (A 型) のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（3/6）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	核データ (動的ボイド係数)	平衡炉心サイクル末期の値×1.25	—	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 REDY））。
	核データ (動的ドブプラ係数)	平衡炉心サイクル末期の値×0.9				
	格納容器圧力	5kPa〔gage〕	約 2.2kPa〔gage〕～ 約 4.7kPa〔gage〕 (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する高めの値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力は低めに推移するが、解析上格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積	9,800m <sup>3</sup>	9,800m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サブプレッション・ブル水量	3,300m <sup>3</sup>	約 3,308m <sup>3</sup> ～約 3,342m <sup>3</sup> (実績値)	サブプレッション・ブルでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・ブル水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量（3,300m <sup>3</sup> ）に対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・ブル水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量（3,300m <sup>3</sup> ）に対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ブル水温度	32℃	約 15℃～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・ブルでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している温度よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・ブル水温度は低めに推移する。また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても、プラント挙動への影響が小さいことを感度解析により確認している。  (添付資料 2.5.6)	最確条件は解析条件で設定している温度よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・ブル水温度は低めに推移し、サブプレッション・ブルでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを感度解析により確認している。  (添付資料 2.5.6)



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4／6）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能 (ARI)	—	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	—	給復水系及び原子炉再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合には、電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで、原子炉出力が低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.5.7)
重大事故等関連する機器対策条件	主蒸気隔離弁閉止	閉止時間：3 秒	閉止時間：3 秒～4.5 秒 (設計値)	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2 秒)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2 秒) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／6）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等 関連する機器 対策に	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ～ 7.65MPa[gage] 354.6t／h／個 ～ 367.6t／h／個	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ～ 7.65MPa[gage] 354.6t／h／個 ～ 367.6t／h／個	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、REDY コードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サブプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サブプレッション・プールの最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、REDY コードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サブプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サブプレッション・プールの最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウエル圧力高 （13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量： 145m <sup>3</sup> ／h～1,506m <sup>3</sup> ／h ・注水圧力： 0MPa[dif] ～ 8.30MPa[dif]	ドライウエル圧力高 （13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17 秒） ・注水流量： 375m <sup>3</sup> ／h～1,419m <sup>3</sup> ／h 以上 ・注水圧力： 0MPa[dif] ～ 7.65MPa[dif]	原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となる。このため、自動起動遅れ時間を 0 秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定		



第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（6／6）

項 目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
重大事 故等 対策に 関連 する 機器 条件	原子炉隔離時 冷却系	原子炉水位異常低下 （レベル 2）にて自動 起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 （レベル 2）にて自動 起動 （遅れ時間：30 秒） ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	注水特性は、タービン回転数制 御により一定流量に制御され ることから、設計値を設定 原子炉注水開始タイミングが 早い方が、原子炉水位が高めに 維持されることで、反応度の観 点で厳しい設定となるため、自 動起動遅れ時間を 0 秒と設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、 原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響 は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さ い。
	ほう酸水注入系	注入流量： 163L/min ほう酸水濃度： 13.4wt%	注入流量： 163L/min（設計値） ほう酸水濃度： 13.4wt%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当た りに投入される負の反応度が 小さくなるよう保安規定の運 転上の制限における下限値を 設定	最確条件とした場合には、負の反応度印加がおおむね早く なり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱 負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プール 水温度の上昇が緩和されるため、これらのパラメータを操 作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。
	残留熱除去系 （サブプレッション・プ ール冷却系）	熱交換器 1 基当たり 約 53MW （サブプレッション・プ ール水温度 100℃、海 水温度 27.2℃におい て）	熱交換器 1 基当たり 約 53MW （サブプレッション・プ ール水温度 100℃、海 水温度 27.2℃におい て） （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はない ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
					解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はない ことから、評価項目となるパラメータに与える影響はな い。



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

項 目		解析上の 操作開始時間	条件設定の 考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉自動スクラム警報が発信し、全制御棒全挿入ランプは消灯したままとする。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め3分を想定している。また、自動減圧系等のタイマーが作動した場合は、タイマー作動を知らせる警報が発報する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>自動減圧系の作動阻止操作として余裕時間も含め1分を想定しており、自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、自動減圧系の作動阻止操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の<b>当直運転員</b>にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。	解析上、ドライウエル圧力高（13.7kPa〔gage〕）及び原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで、原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。以上より、合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては、起因事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知及び自動減圧系等の作動阻止操作まで 4 分としているところ、訓練実績は約 2 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。



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

項 目		解析上の 操作開始時間	条件設定の 考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	<p>運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失を確認し，自動減圧系等の作動阻止操作を実施した後にサブプレッション・プール水温度が 49℃ に近接した場合に実施する。有効性評価解析では約 1.4 分でサブプレッション・プール水温度が 49℃ に到達するため，自動減圧系等の作動阻止操作完了後に操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，<b>当直運転員</b>の認知を助けるために，サブプレッション・プール水温度上昇に伴い複数の警報が発報する。以上により，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 ほう酸水注入系の起動操作として余裕時間も含め 2 分を設定している。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが，ほう酸水注入系の起動操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また，複数の<b>当直運転員</b>にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから，他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目に与える影響はない。</p>	<p>ほう酸水注入系の起動操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることで，サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナシスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は，約 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。</p> <p>（添付資料 2.5.8）</p>	<p>中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知，自動減圧系等の作動阻止操作及びほう酸水注入系の起動操作まで 6 分としているところ，訓練実績は約 3 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>



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

項 目		解析上の 操作開始時間	条件設定の 考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	残留熱除去系 （サブプレッ ション・プール 冷却系）による 格納容器除熱	事象発生から 17 分後	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱は、サブプレッション・プール水温度が 32℃以上となった場合に実施するが、有効性評価解析では初期条件としてサブプレッション・プール水温度を 32℃に設定している。このため、事象初期の状況判断後に操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉停止機能喪失時には重要監視パラメータとなるサブプレッション・プール水温度を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、<b>当直運転員</b>の認知を助けるためにサブプレッション・プール水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱として余裕時間も含め 6 分を設定している。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の<b>当直運転員</b>にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱が遅れた場合、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナシスにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、格納容器除熱を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから、200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の時間は約 6 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。



## リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

### 1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウエット）ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」（2003年6月、日本原子力学会）における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。

### 2. 評価条件

リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じであ



る。

### 3. 評価結果

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また，リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に，燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

リウエットを考慮しない場合，燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後，燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後，復水器ホットウエルの水位低下による給水系の停止に伴い原子炉水位が低下し，原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は，リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが，評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

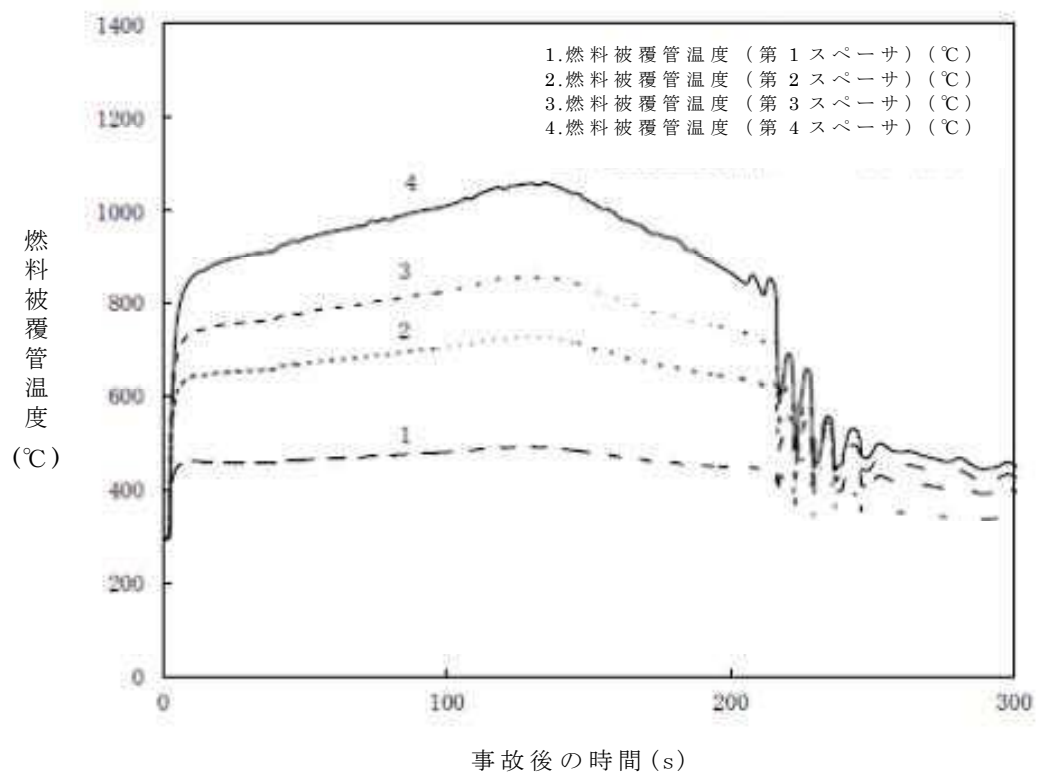
以上の結果より，リウエットを考慮しない場合について，原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって，リウエットモデルの精度に係らず，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。



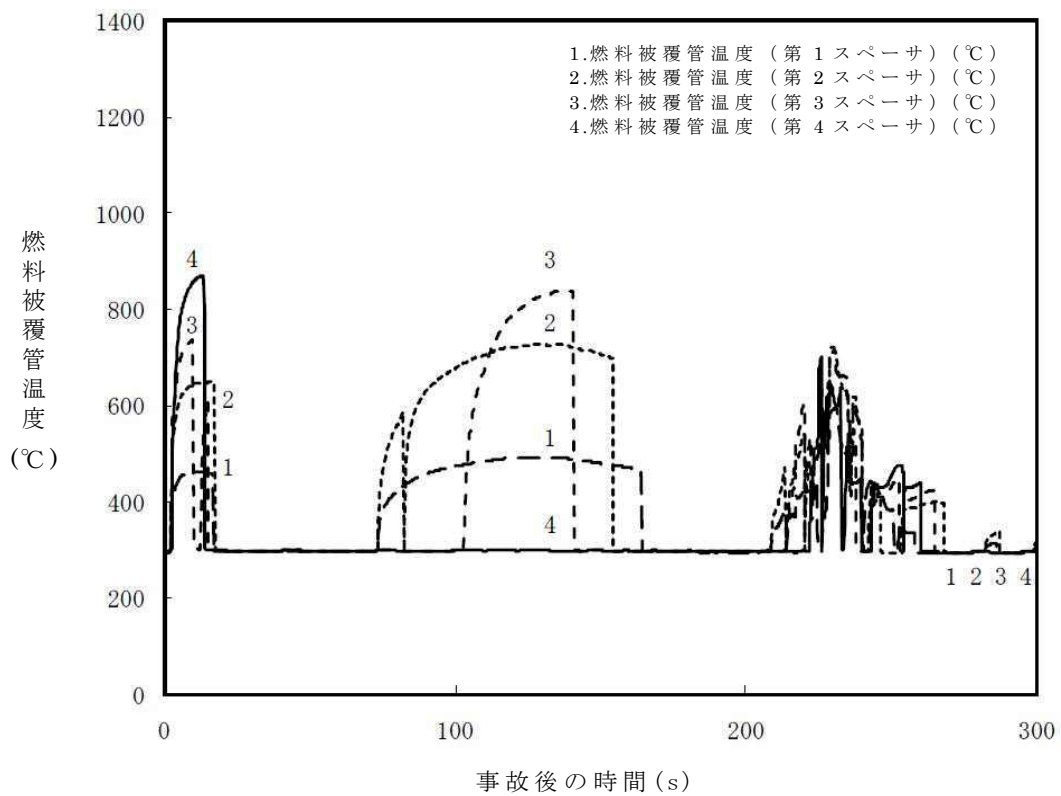
第 1 表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式 2)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060℃	約 872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



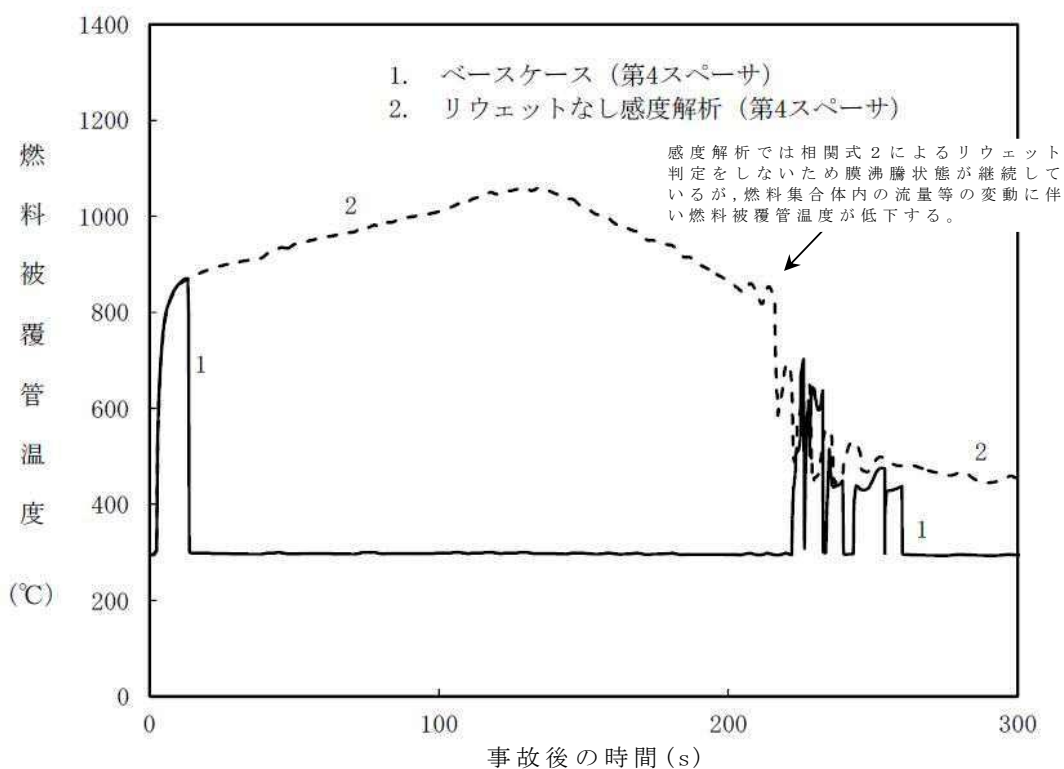


第 1 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエットを考慮しない場合)

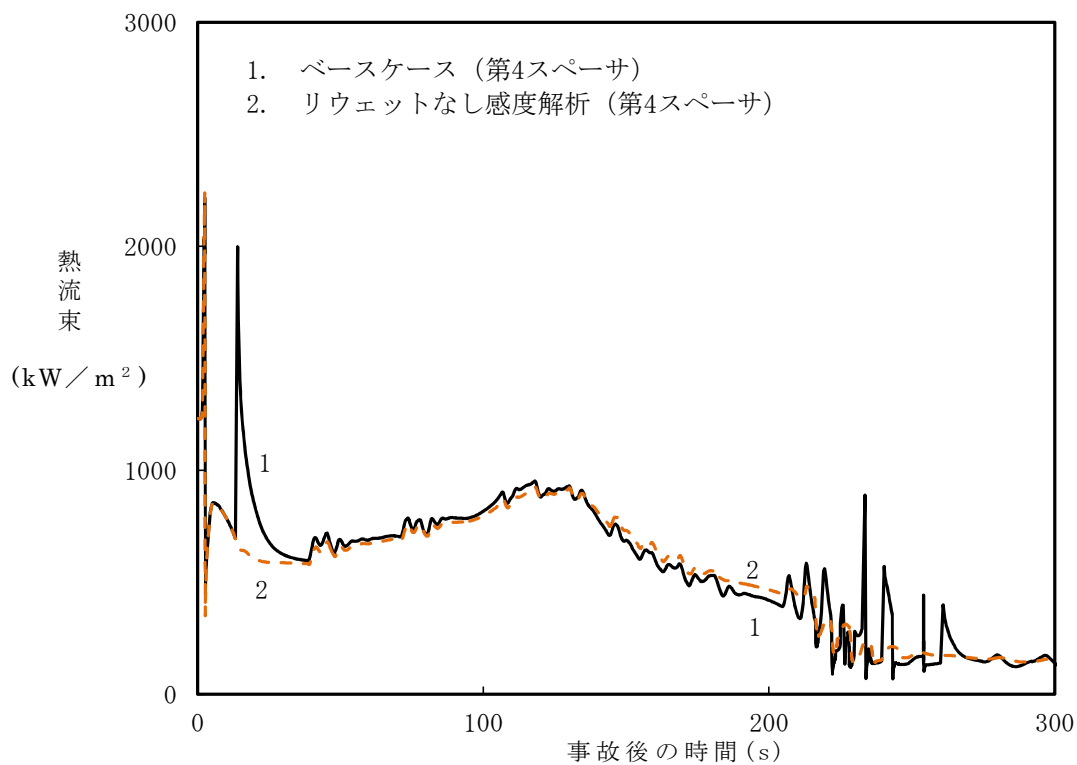


第 2 図 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース (相関式 2))





第 3 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第 4 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



## 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサブプレッション・プールとしている。

一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサブプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。

このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ、水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である 10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サブプレッショ



ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが，外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから，サプレッション・プール水量が大きくなる。このため，サプレッション・プール水温度の上昇は抑制されるものとするが，ベースケースの場合との差は僅かである。

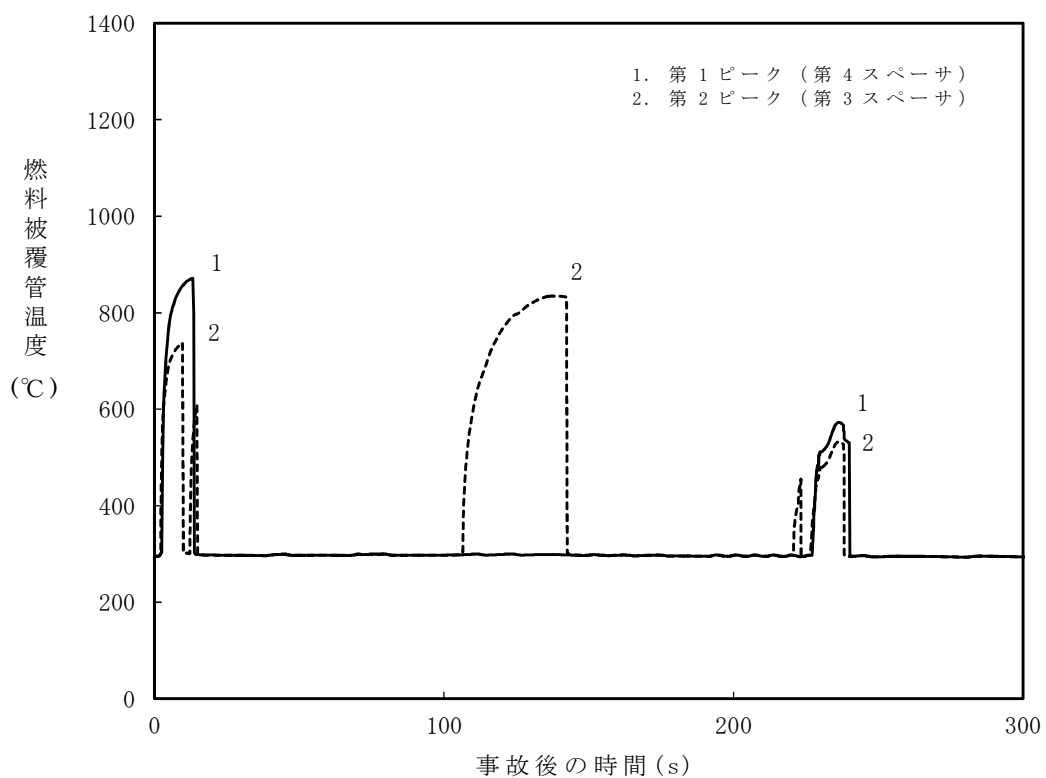
#### 4. まとめ

原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク，水温を10℃とした場合について評価した結果，評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり，評価項目を満足することを確認した。

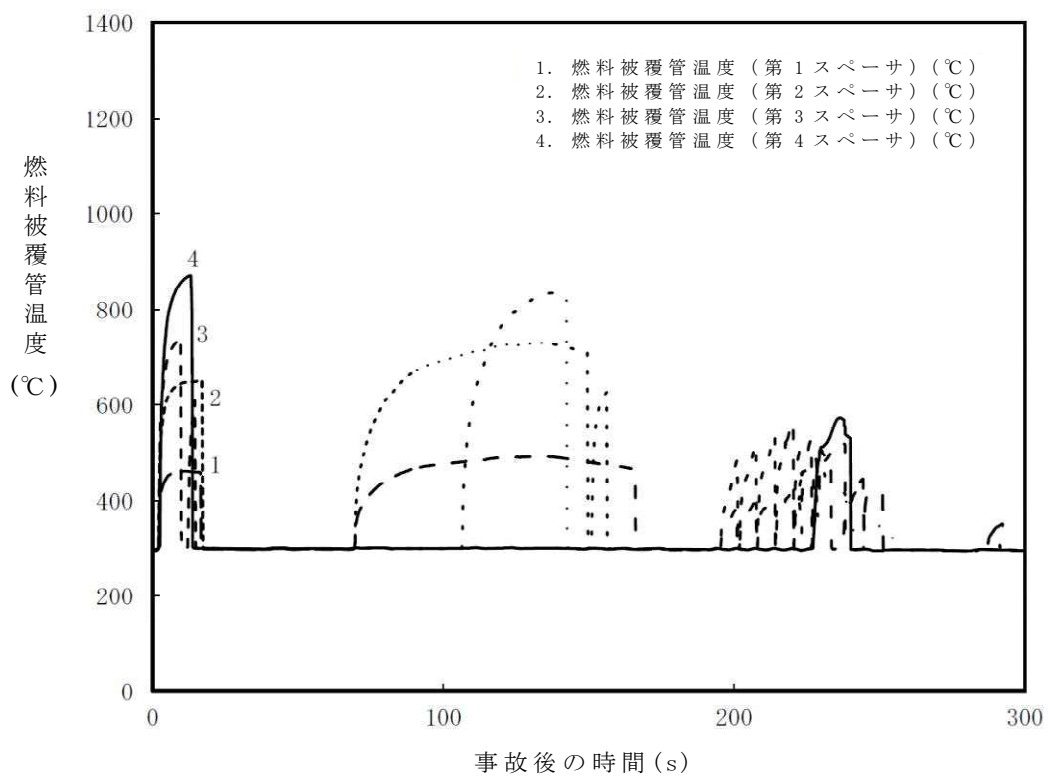
第 1 表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温 10℃)	ベースケース (サプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 872℃	約 872℃	1, 200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約 8. 42MPa[gage]	約 8. 42MPa[gage]	10. 34MPa[gage] (最高使用圧力の 1. 2 倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0. 18MPa[gage]	約 0. 20MPa[gage]	0. 62MPa[gage]を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約 110℃	約 115℃	200℃を下回る



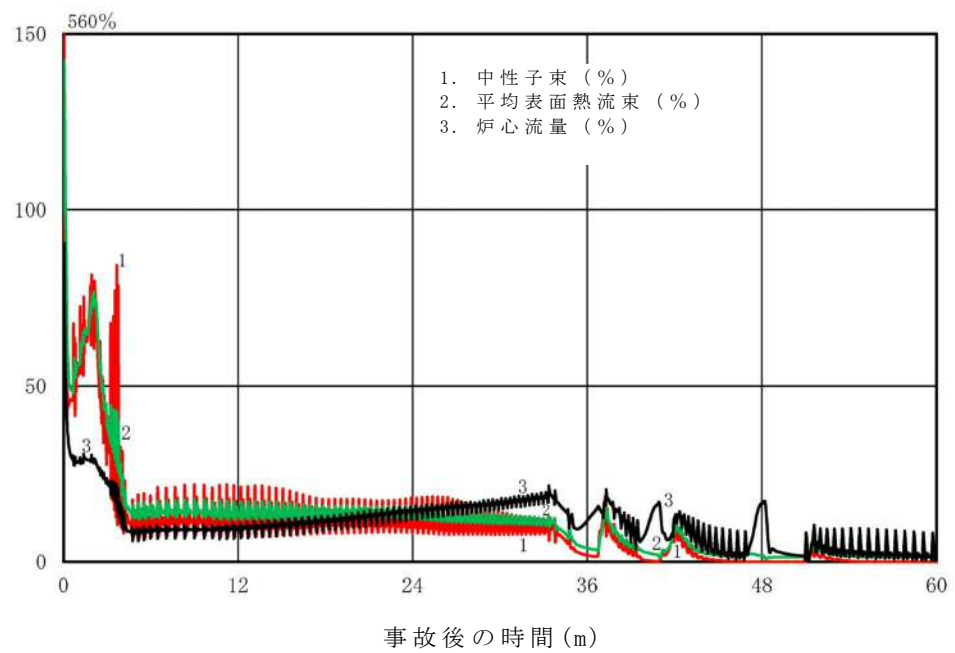


第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）

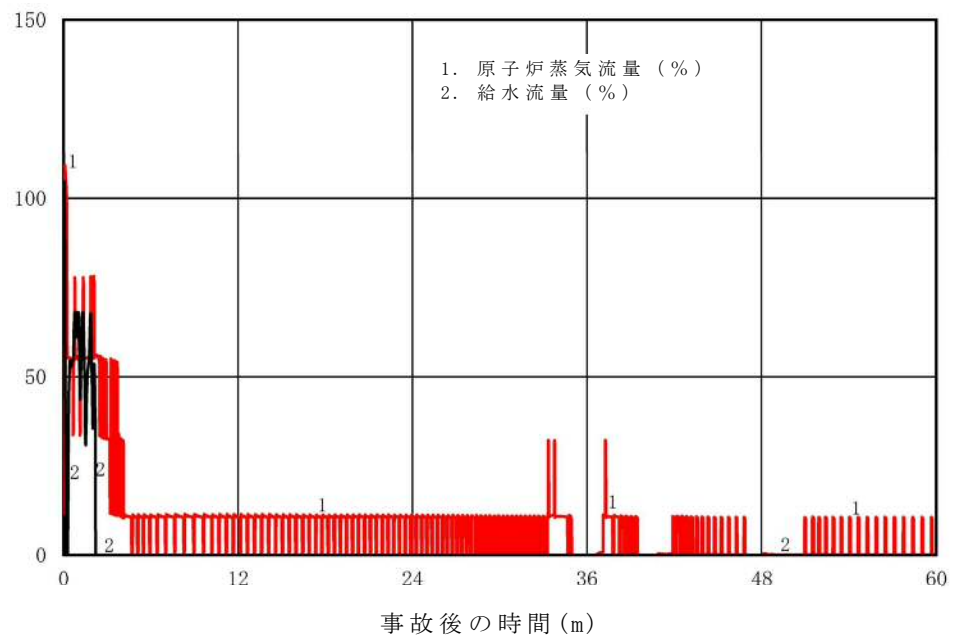


第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



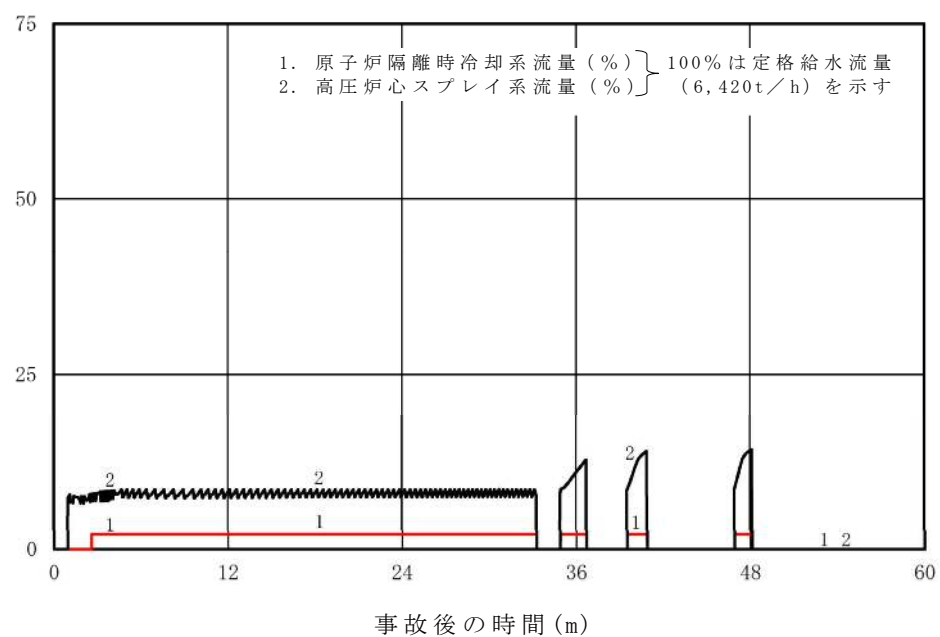


第 3 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（長期）

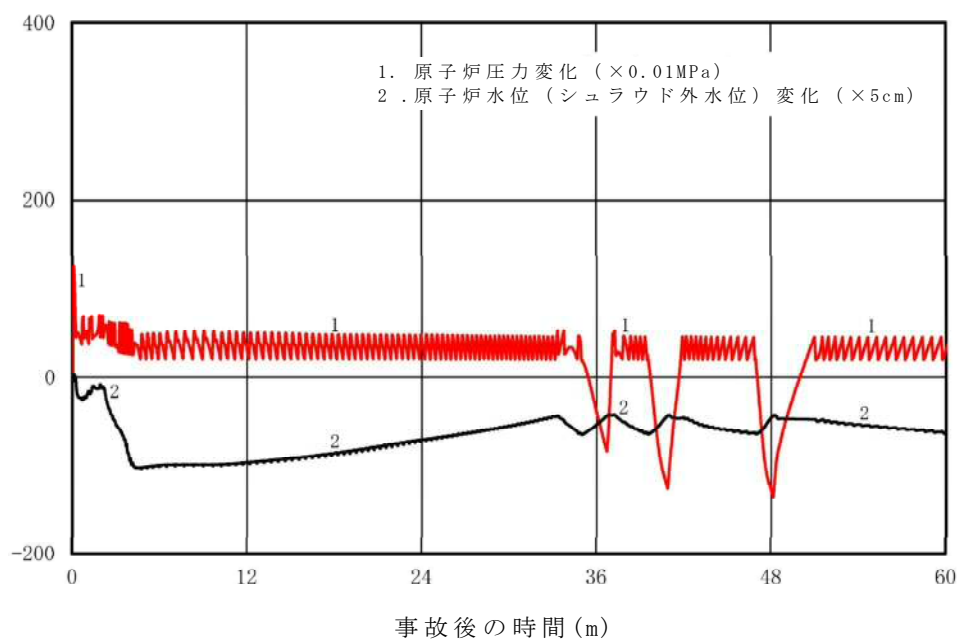


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



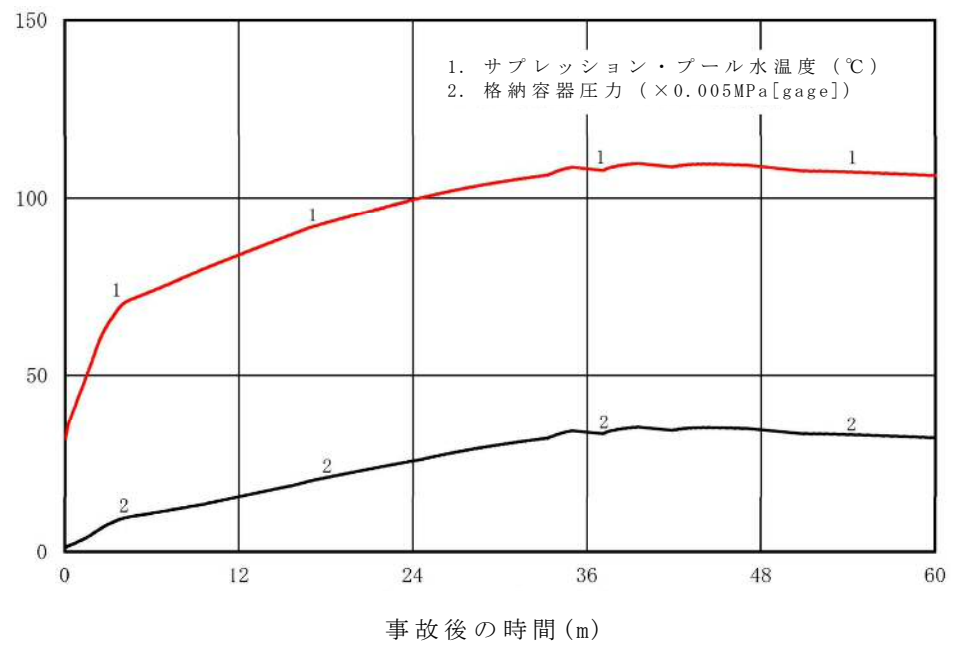


第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移  
(長期)





第 7 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)



## 外部電源の有無による評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系や原子炉再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第1図から第14図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため、原子炉再循環ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。

また、外部電源喪失により給復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。



#### 4. まとめ

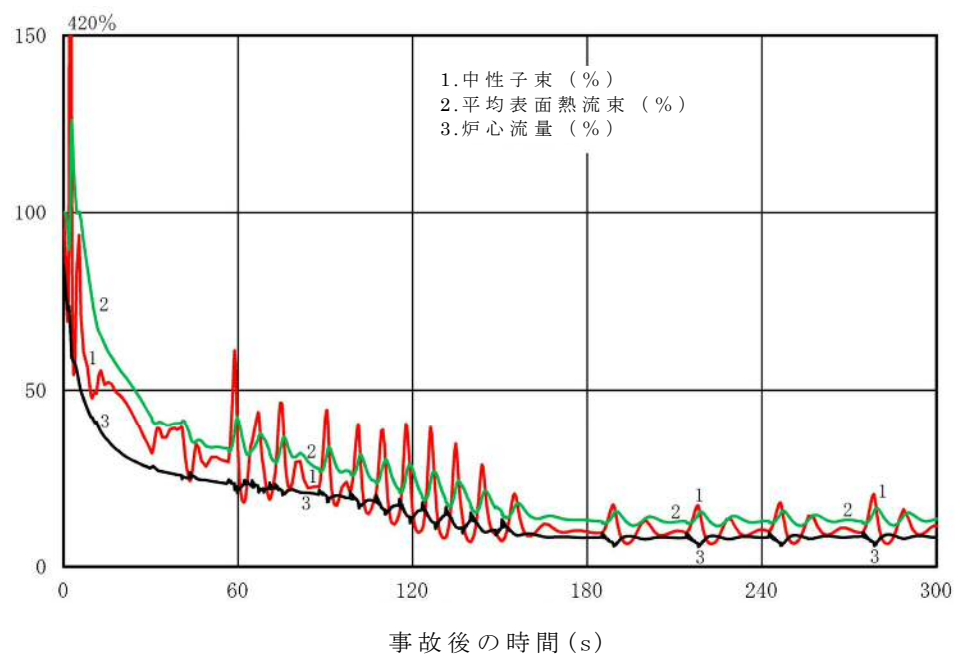
外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また、外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

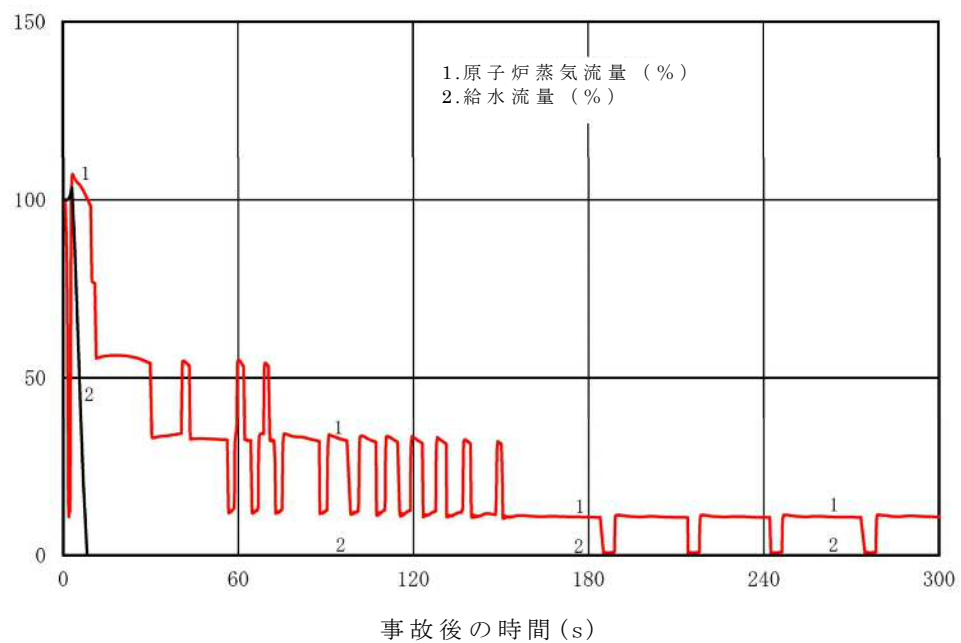
第 1 表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響

項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 699	約 872	1, 200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる 前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8. 20	約 8. 42	10. 34MPa[gage] (最高圧力の 1. 2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0. 14	約 0. 20	0. 62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る



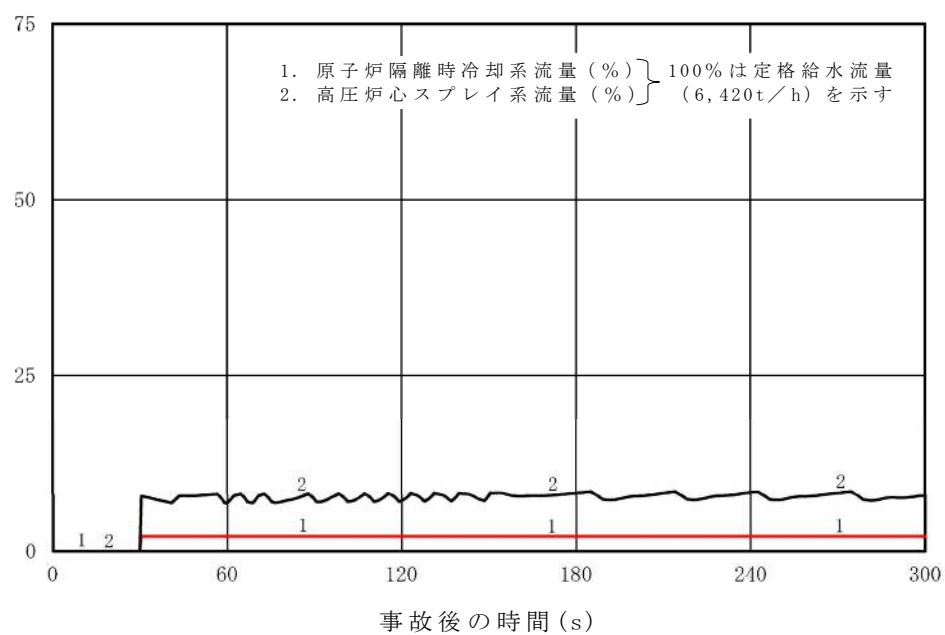


第 1 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）

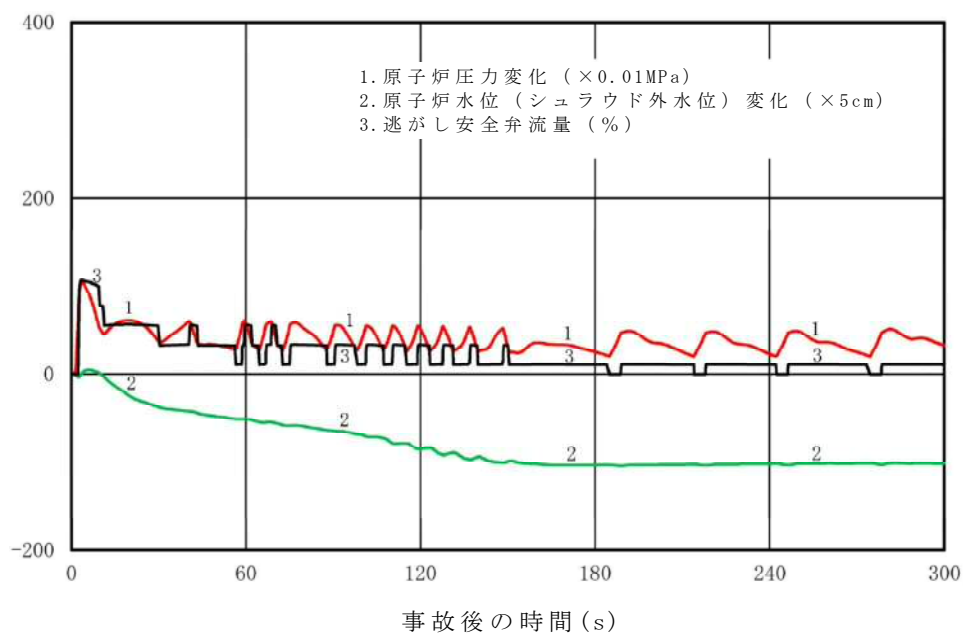


第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



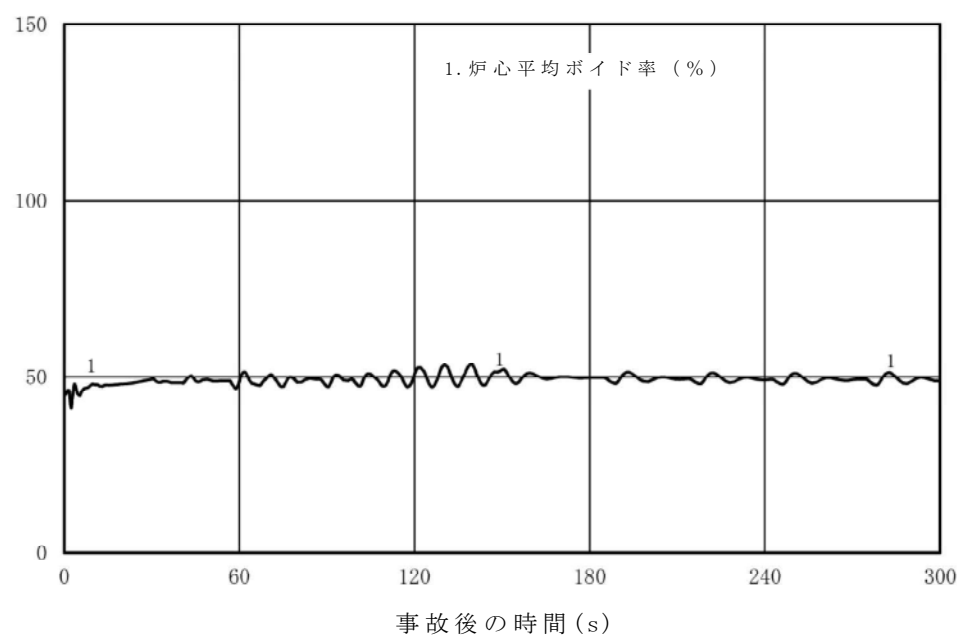


第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
(短期)



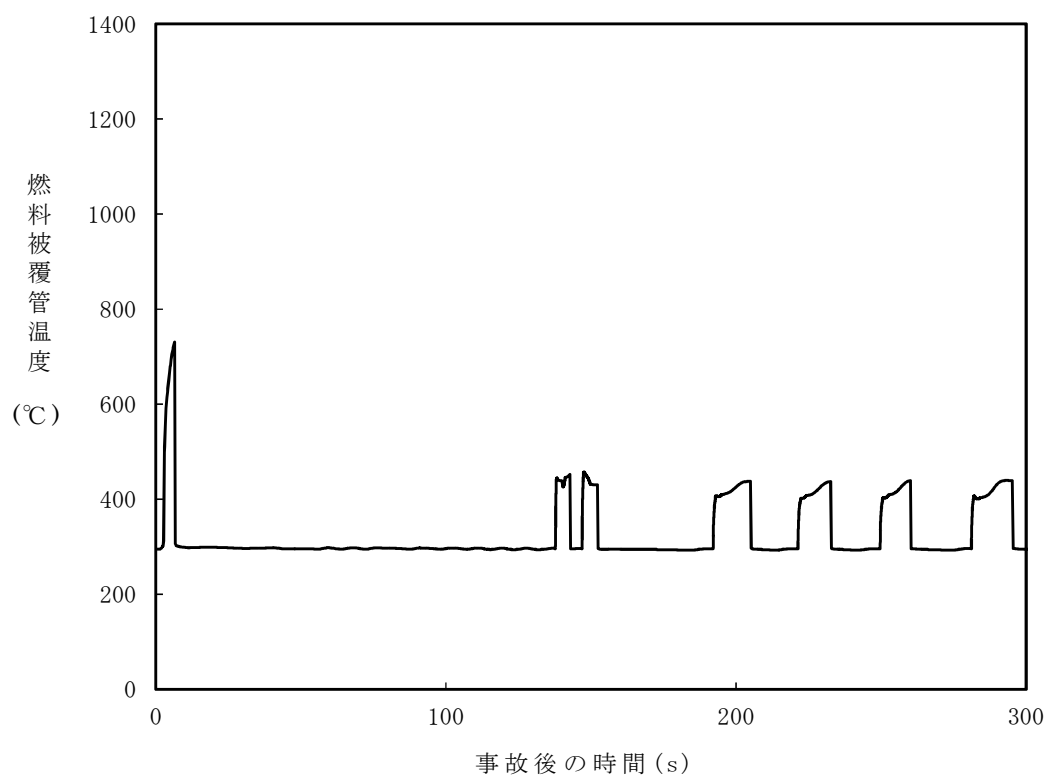
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び  
逃がし安全弁流量の推移（短期）



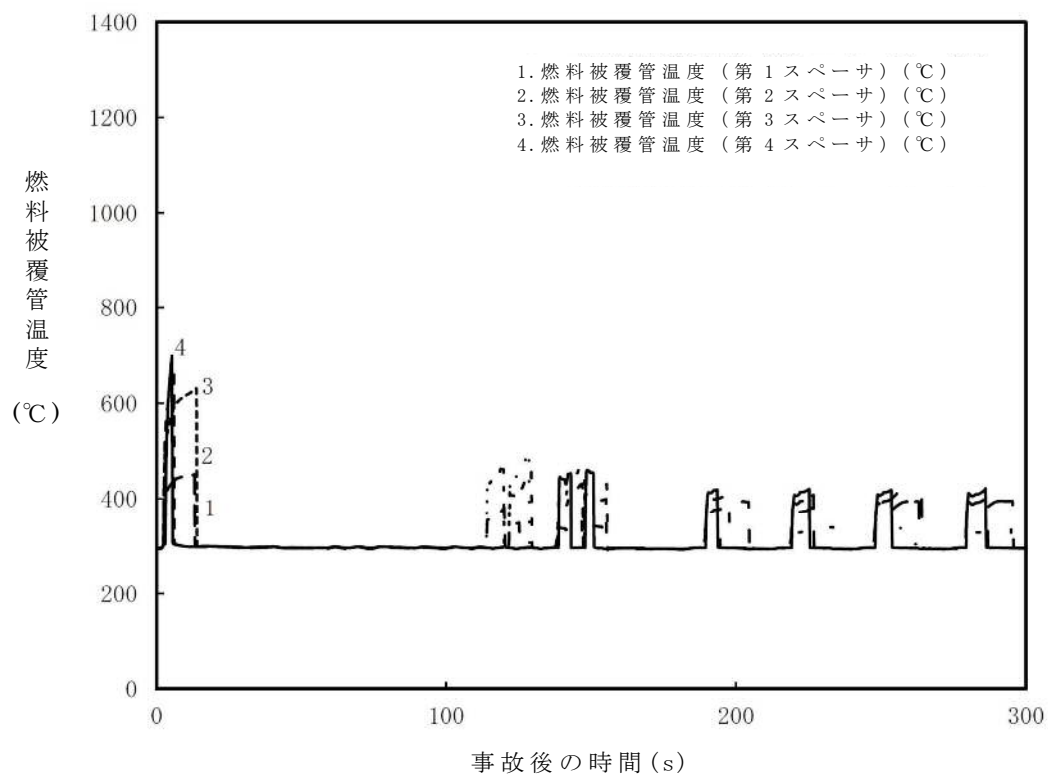


第 5 図 炉心平均ボイド率の推移（短期）



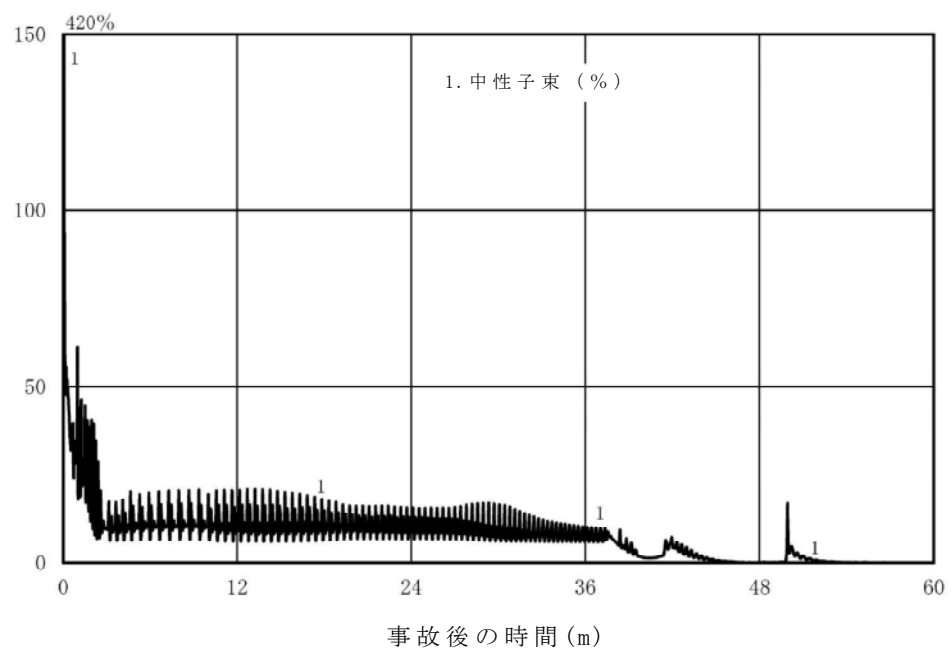


第 6 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）

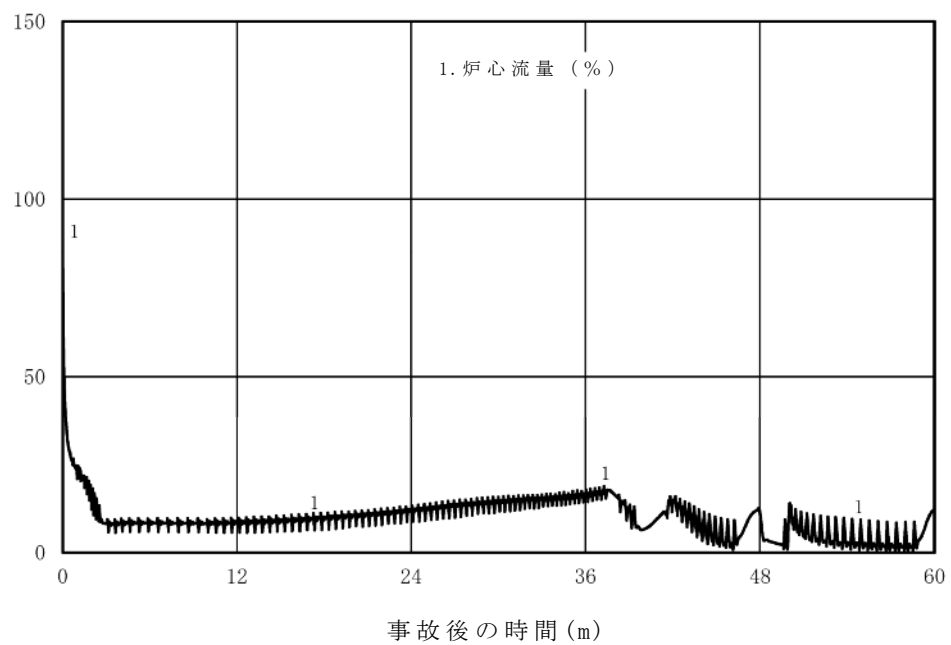


第 7 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移



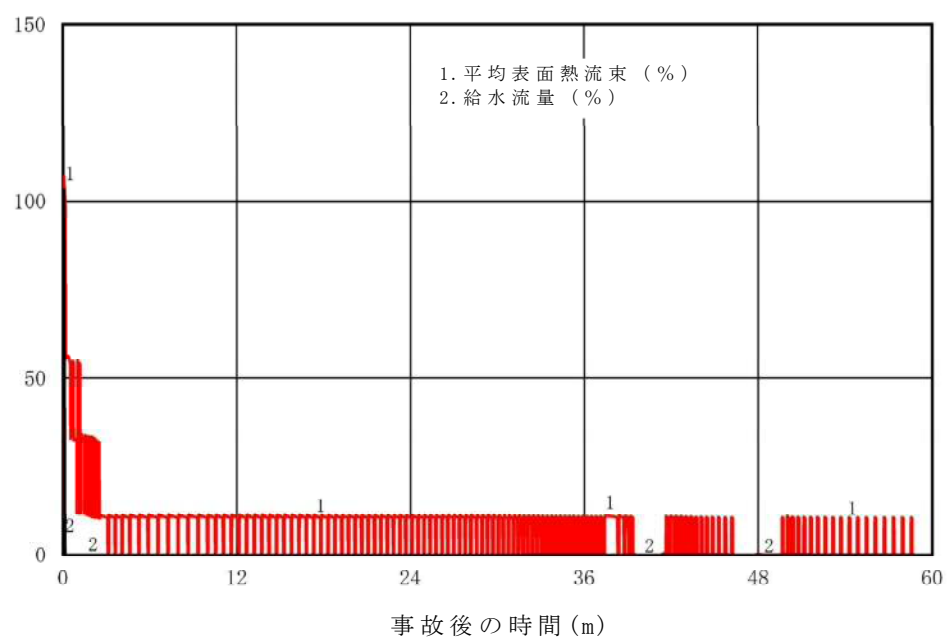


第 8 図 中性子束の推移（長期）

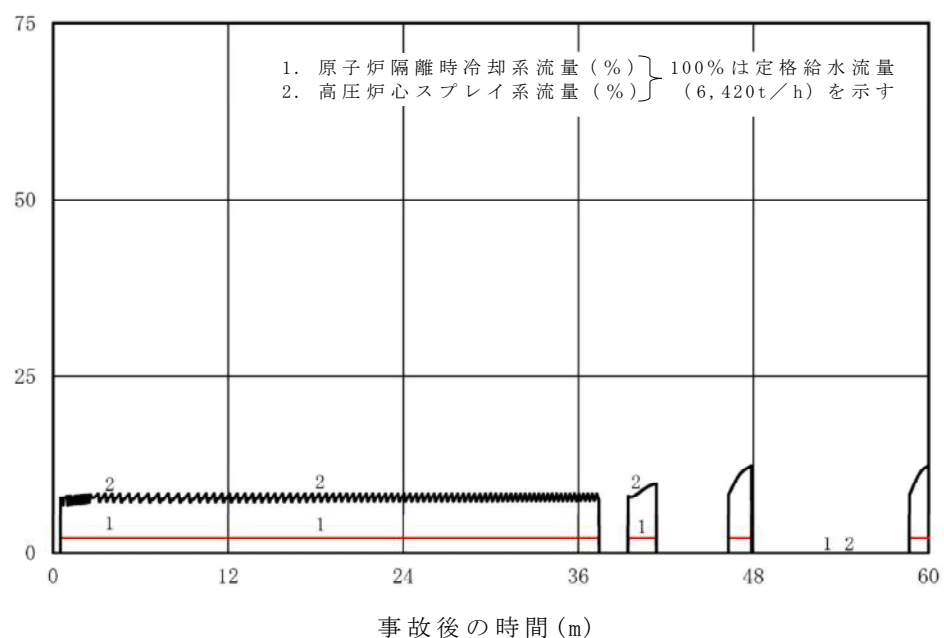


第 9 図 炉心流量の推移



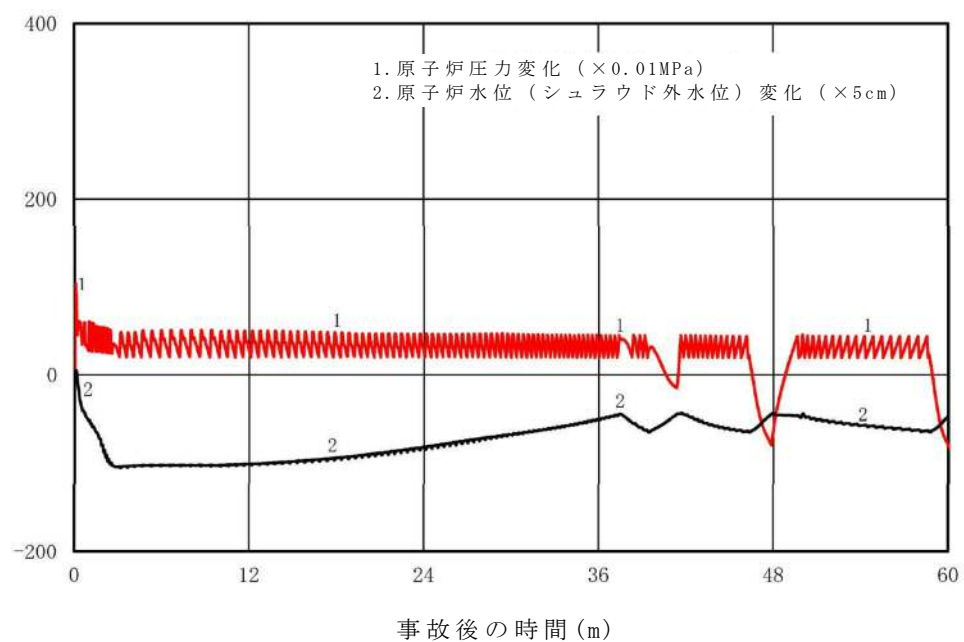


第 10 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）

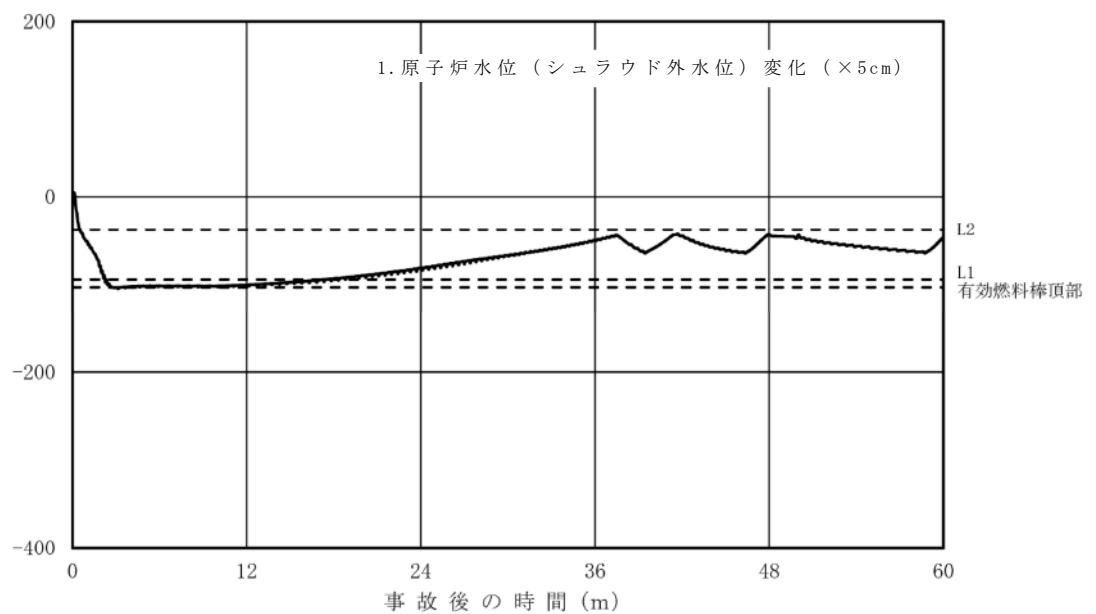


第 11 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
（長期）



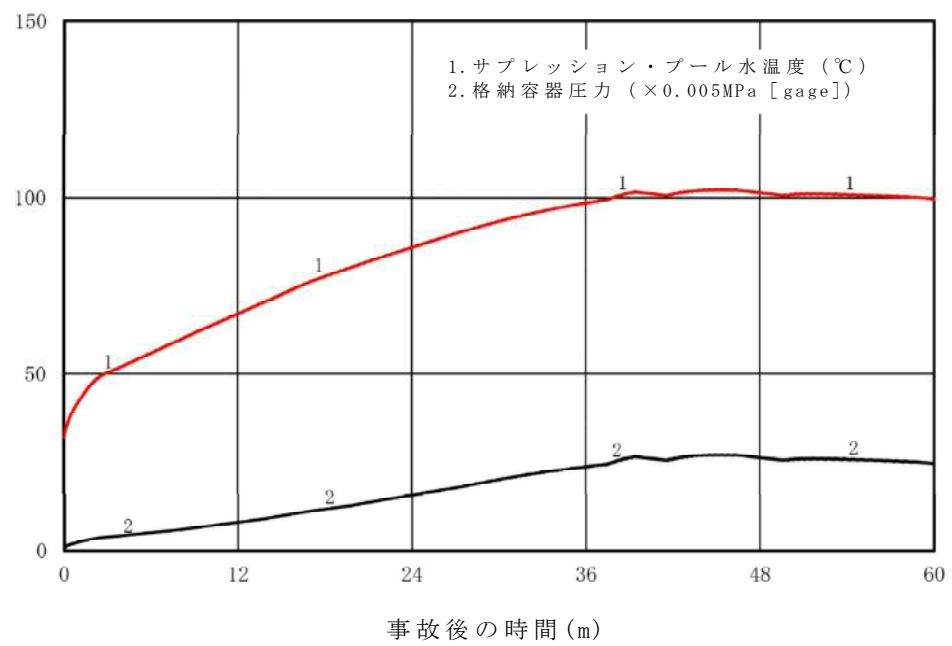


第 12 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移  
（長期）



第 13 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）





第 14 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)



## ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

## 1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失，自動減圧系等の作動阻止及びA T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「S L C」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちS L C 起動操作は最優先で実施する操作である。S L C 起動操作は，訓練により事象発生から約 3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

S L C は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にS L C 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合，フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたす恐れがある。このため，運転手順において，S L C 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，S L C の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。



## 2. S L C 自動起動により期待される効果について

S L C による反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり、30 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。

また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 570 秒後の水温上昇率は 2℃／分程度であることから、仮に S L C 起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

## 3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況

S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 A B W R の D e s i g n C o n t r o l D o c u m e n t によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

・「原子炉圧力高」＋「S R N M がダウンスケール設定値を下回っ



ていないこと」のAND条件成立から3分

- ・「原子炉水位低（レベル2）」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分

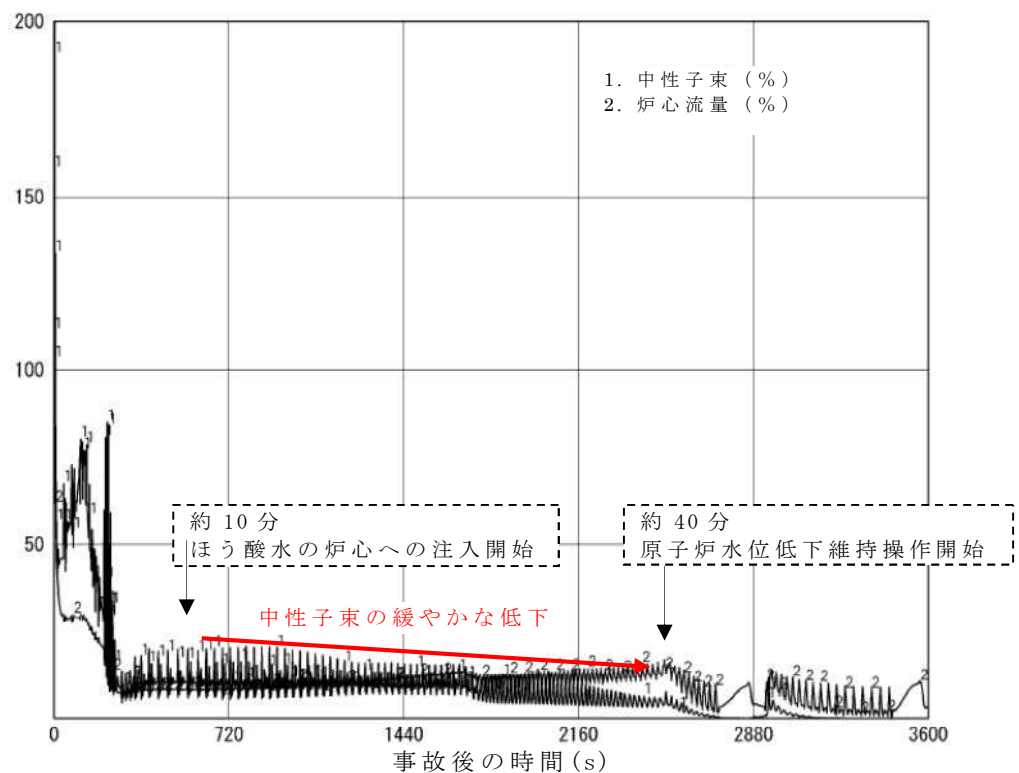
- ・「手動ARI／FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分

上記のとおり、SLCの自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

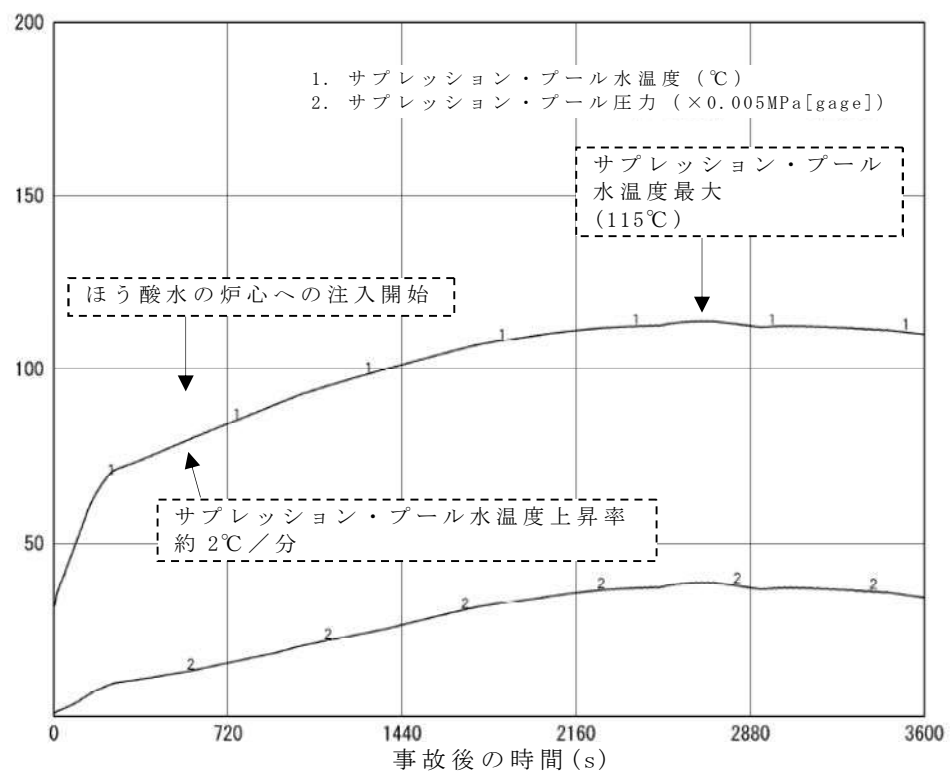
#### 4. 結 論

SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。





第 1 図 S L C による原子炉出力の抑制効果



第 2 図 S L C によるサプレッション・プール水温度の抑制効果



## 7 日間における燃料の対応について

(原子炉停止機能喪失)

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

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

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

※2 事故収束に必要なではないが，保守的に起動を仮定した。

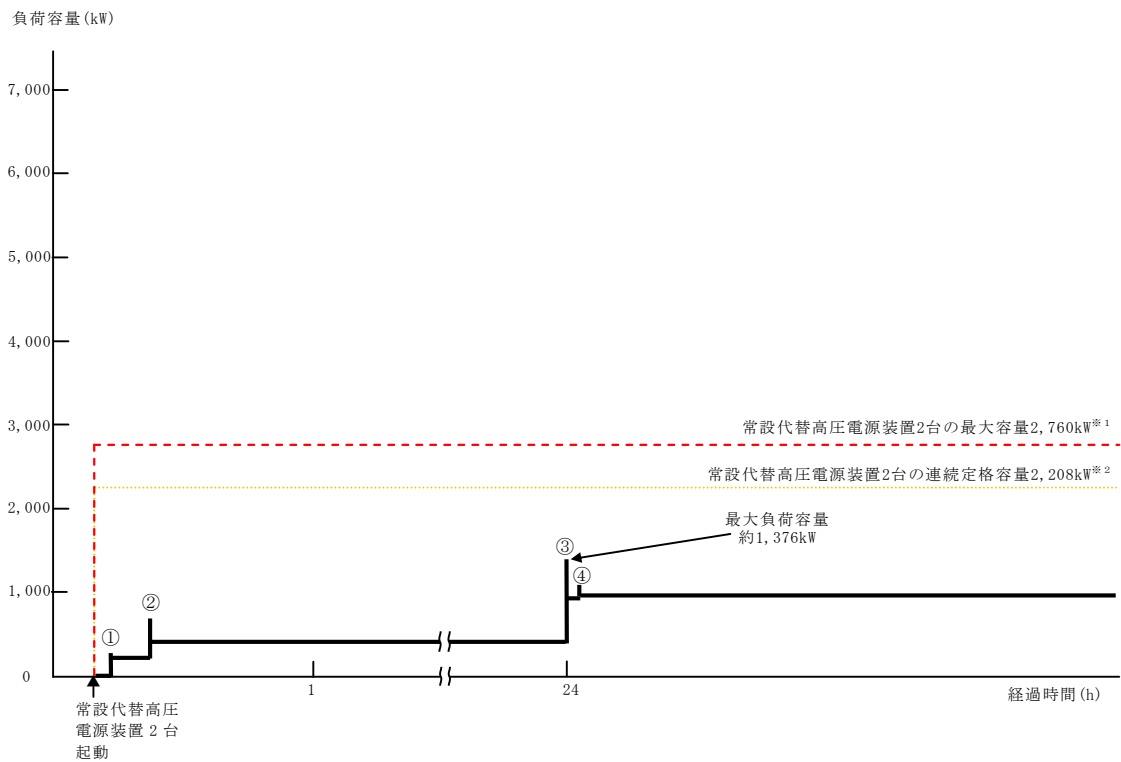
※3 緊急用母線の電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。



常設代替交流電源設備の負荷  
(原子炉停止機能喪失)

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約 120 約 84	約 252	約 204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約 689	約 394
③	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約1, 376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1, 017	約938



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

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



## 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する 水源温度の影響

### 1. はじめに

今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

有効性評価解析では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が流入することでサプレッション・プール水温度は上昇し、事象発生から約 8 分程度で 77℃、28 分程度で 106℃を上回り、最高で約 115℃まで上昇する。このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、この水源温度での運転継続性について以下に述べる。

### 2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性

サプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプにキャビテーションの発生が懸念されるが、サプレッション・チャンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効吸込み水頭は確保され、運転継続性に問題ない。

また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体温度（サプレッション・プール水温度）が最大 115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。



### 3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性

事象発生から約 8 分程度でサプレッション・プールの水温度が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である 77℃を超えるが、サプレッション・プール水温度 106℃までの運転継続性を確認している。

仮に原子炉隔離時冷却系が、サプレッション・プール水温度 77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。

#### (1) 評価条件

サプレッション・プール水温度 77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

#### (2) 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第 1 ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存するボロンミキシング特性について保守的な特性を使用しているため、炉心流量の低下が早まることで未臨界達成タイミングが遅くなり、その分サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。

### 4. まとめ

高圧炉心スプレイ系はサプレッション・プール水温度が上昇した

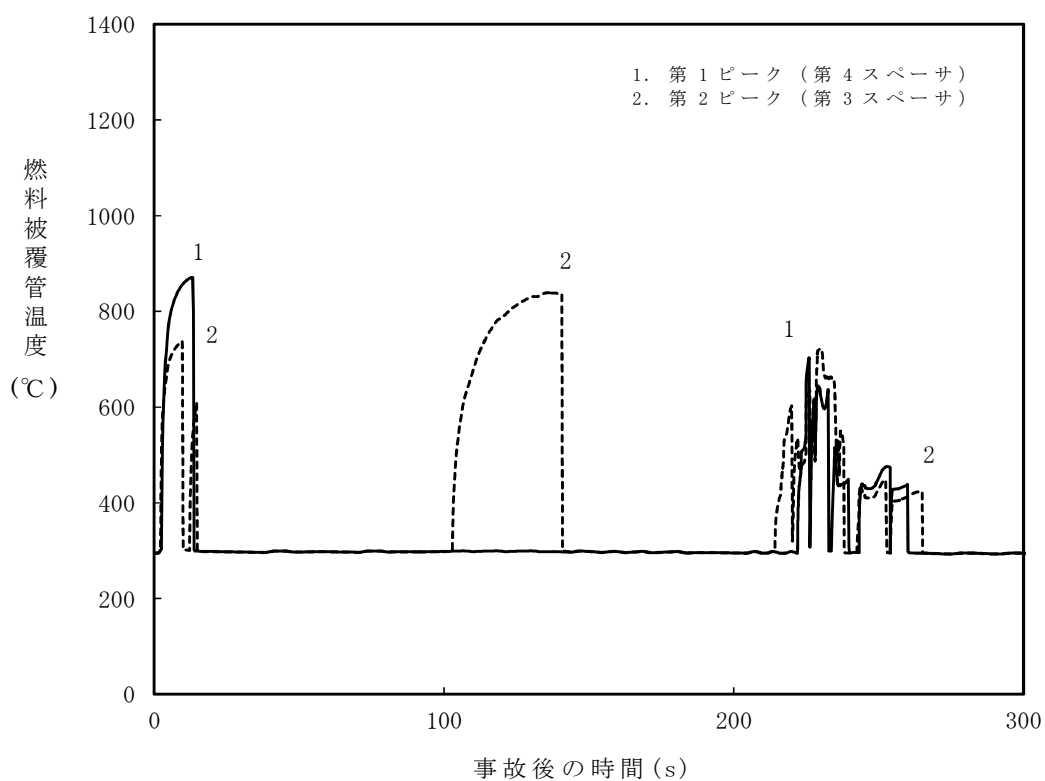


場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また，サブプレッション・プール水温度が 77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果，評価項目となるパラメータに大きな影響はなく，評価項目を満足することを確認した。

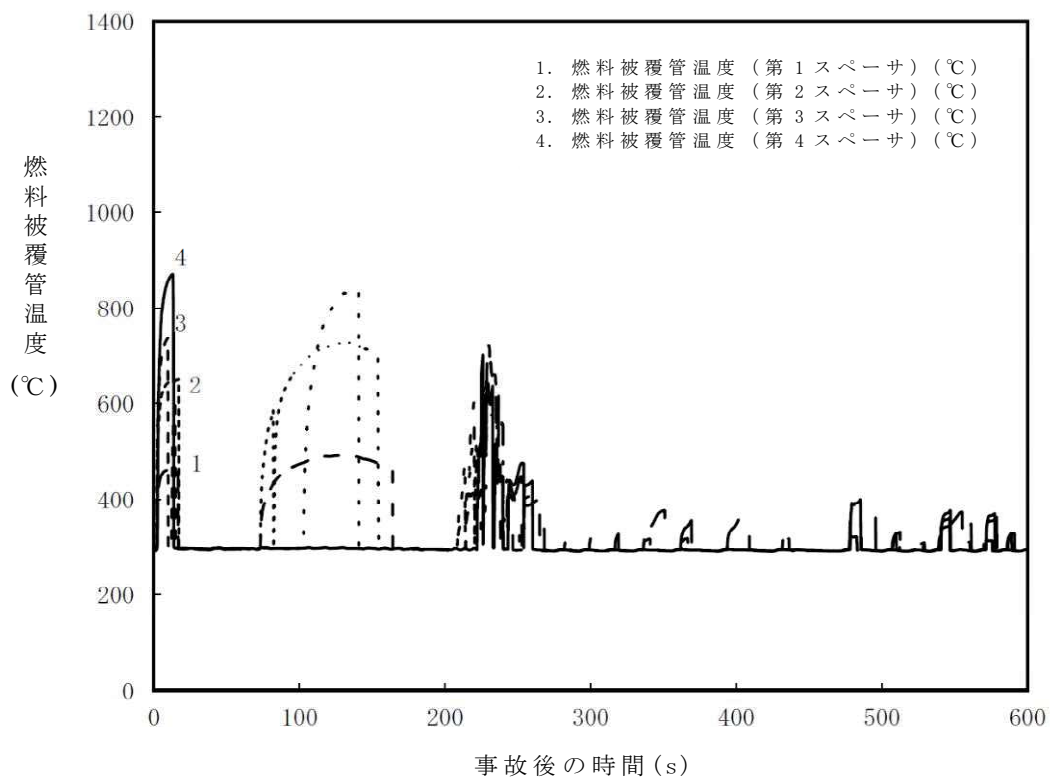
第 1 表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

項 目	感度解析 (S/P 水温度 77℃ にて停止)	ベースケース (S/P 水温度 106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (℃)	約 872	約 872	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.26	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(℃))	約 124	約 115	200℃を下回る



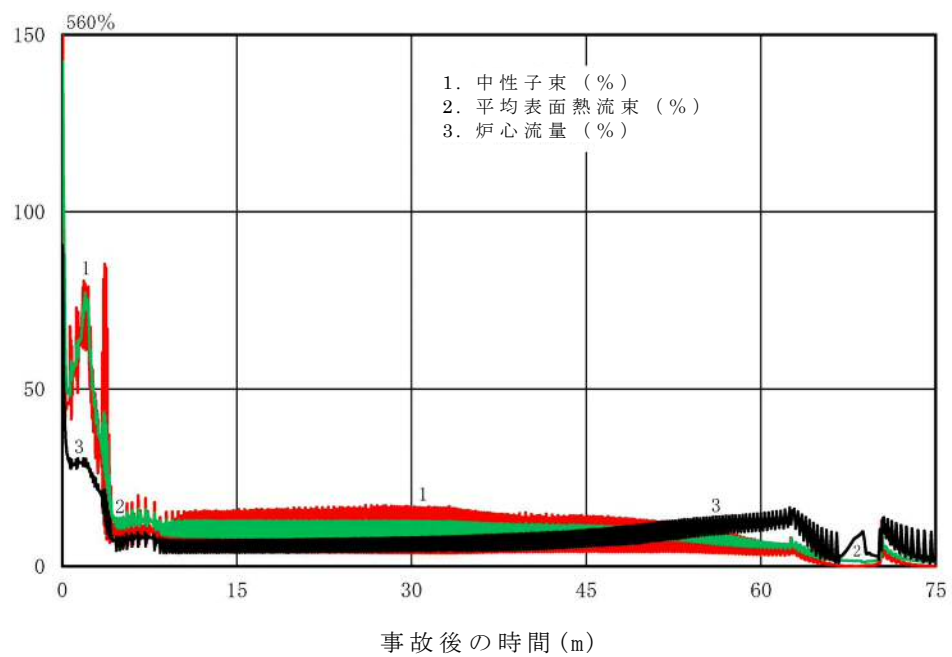


第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）

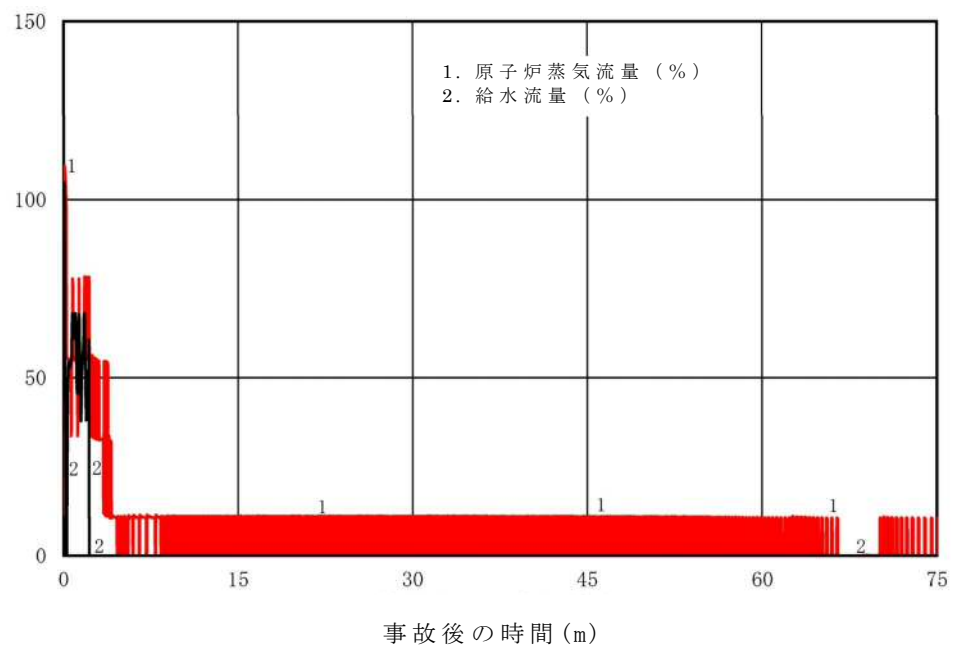


第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



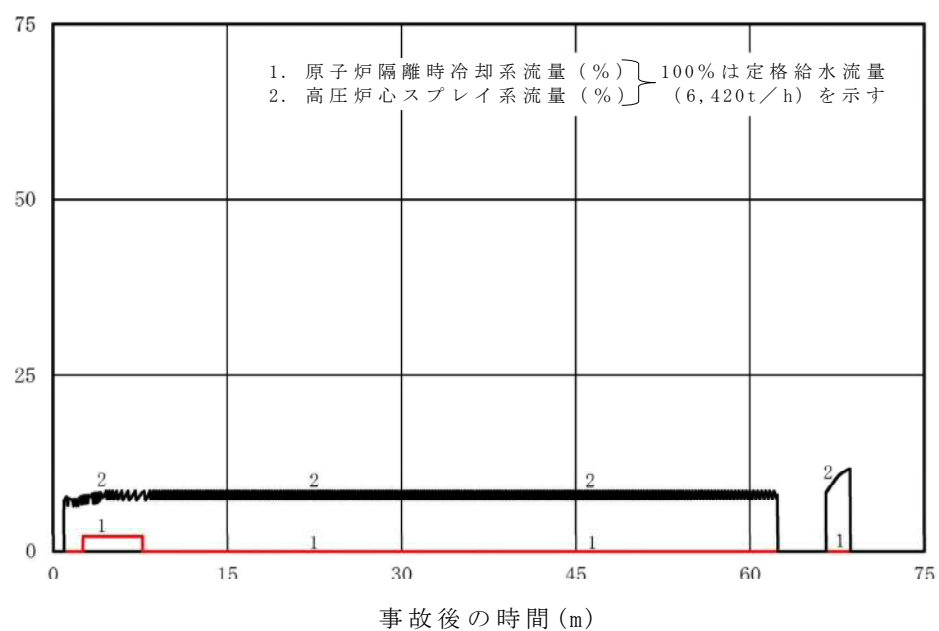


第 3 図 中性子束，平均熱流束及び炉心流量の推移（長期）

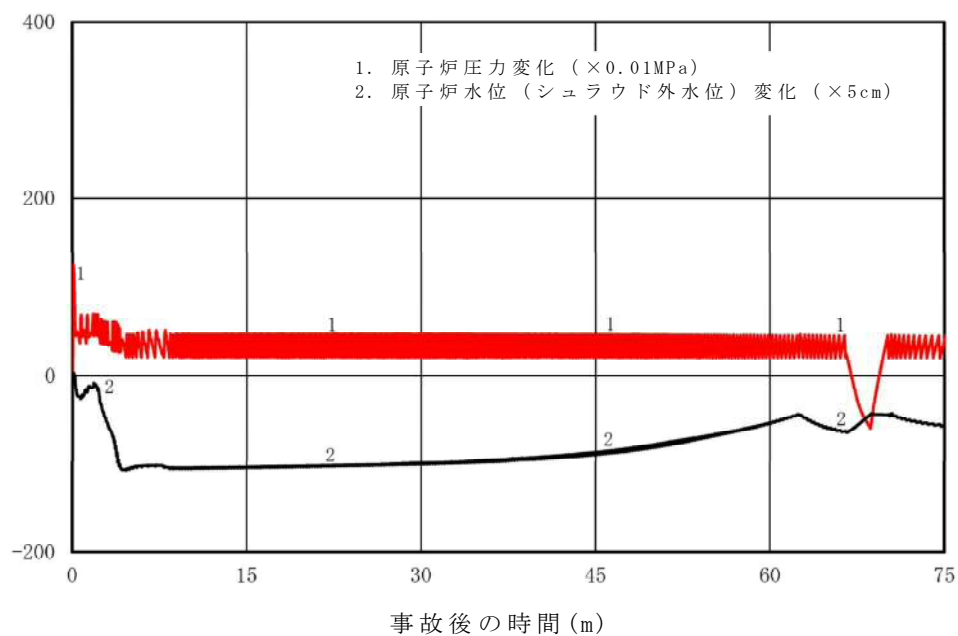


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



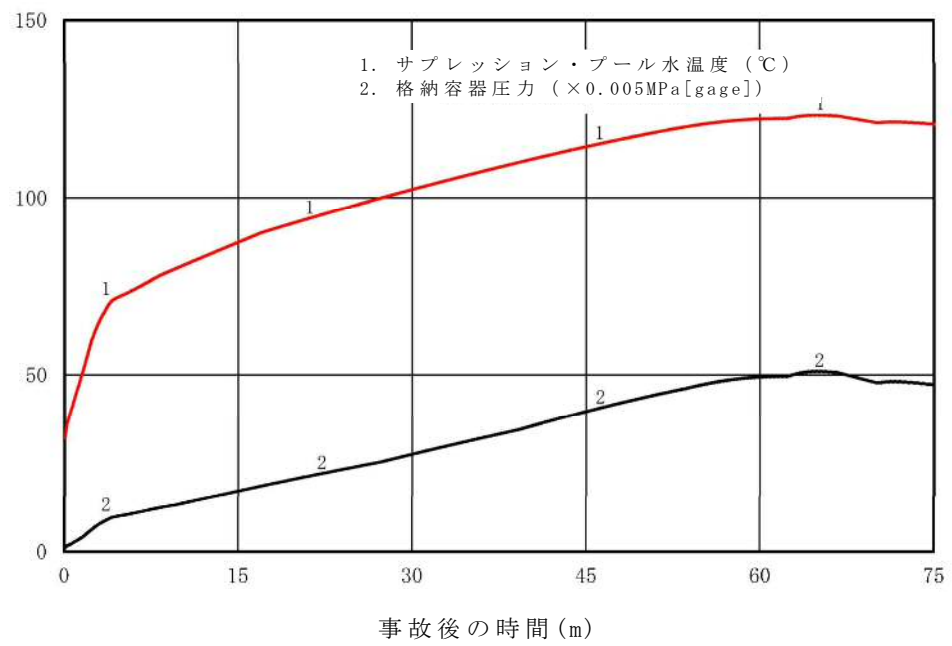


第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移  
(長期)





第 7 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)



## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

### 2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」のみである。

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

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，ISLOCAが発生することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ISLOCAに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏え



い箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(I S L O C A)」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.7-1図に、対応手順の概要を第2.7-2図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第2.7-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）12名である。

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

必要な要員と作業項目について第2.7-3図に示す。



a. I S L O C A の発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損することで、I S L O C A が発生する。

b. 原子炉スクラムの確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

c. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. I S L O C A 発生の確認

隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等により I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

監視可能であれば、原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等による情報も総合的に確認する。



e. 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

I S L O C A 発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。

また，**不要な系統加圧を防止する観点で**，残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。

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

f. 低圧炉心スプレイ系の起動操作

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

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

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

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧**操作**

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

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

h. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作

I S L O C A 発生の確認後，外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代



替注水系（常設）を起動する。

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

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

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M／C電圧である。

i．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

j．中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作

原子炉圧力が 3MPa [gage] に到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

（添付資料 2.7.1）

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

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

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し、中央



制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を実施する。

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

#### 1. 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。

現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

#### m. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）

残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

#### n. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

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



## 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。

なお、重要事故シーケンスでは、I S L O C Aの発生を想定する残留熱除去系B系並びに同じ原子炉建屋西側区画に設置されている残留熱除去系C系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定し、原子炉建屋西側区画以外に設置されている系統に期待した評価としているが、原子炉建屋東側区画に設置されている残留熱除去系A系におけるI S L O C Aの発生を想定する場合には、原子炉建屋東側区画以外に設置されている系統に期待することで同等の対応が可能である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び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、燃料被覆管



温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

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

対象系統は、出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する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 発生可能性がある系統のうち、隔離弁が 3 弁以下で、かつ定期試験等に伴い隔離弁の開閉試験を実施する系統とする。

破断面積は、I S L O C A 発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した対象系統に対する構造健全性評価<sup>\*</sup>により、系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して、保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。



※ 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. 2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

I S L O C A の発生を想定する残留熱除去系 B 系が機能喪失するものとする。

また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレー系及び残留熱除去系 C 系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

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



(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

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

(d) 逃がし安全弁

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

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力  $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$  において）の流量で原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。

(f) 低圧炉心スプレイ系

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作後に、最小流量特性（ $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力  $0\text{MPa}[\text{dif}]^* \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$  において）で原子炉へ注水するものとする。また、I S L O C A 発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始し、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点まで回復した 1 分後に注水を停止するものとし、残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、原子炉水



位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持するものとする。

※ MPa[dif]…原子炉压力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また、運転手順に従い、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ー系による内部水源の原子炉注水に切り替えることから、残留熱除去系の隔離に成功した 1 分後に注水を停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレー系による原子炉注水操作）は、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレー系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 15 分後に実施するものとする。なお、外部電源がない場合でも、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操



作に与える影響はない。

- (b) 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して事象発生 5 時間後に閉止操作が完了するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

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

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

#### a. 事象進展

事象発生と同時に給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、原子炉注水が開始され、原



子炉水位は回復する。この後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが、これに失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施し、原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し、隔離に成功するまでの期間は、外部水源による原子炉注水を実施する。

事象発生 の 5 時間後に、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。

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

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.7-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧や破断箇所



から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 136℃にとどまる。このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

（添付資料 2.7.3）

第 2.7-5 図に示すように、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水が維持される。その後、現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、高温停止状態での安定状態が確立する。

（添付資料 2.7.4）

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

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



確認した。

### 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、I S L O C Aにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため、原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与



える影響はない。

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

(添付資料 2.7. 5)

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。

(添付資料 2.7. 5)



## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉ス



クラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保されていることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.7.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m} \sim 41\text{kW}/\text{m}$  であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより



解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

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

（添付資料 2.7. 5）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含



めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。

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

(添付資料 2.7.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから、評価項目とな



るパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.5)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、閉止操作の有無に関わらず、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により、炉心の冠水状態は維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.7.5)

### (4) まとめ

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



#### 2.7.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12 名であり、災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」にて評価を行い、以下のとおりである。

###### a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 490m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7 日間の対応が可能である。

原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することなく、7 日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

(添付資料 2.7.6)



## b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL、合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 2.7.7）

## c. 電 源

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

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 1,128kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.7.8）



## 2.7.5 結 論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」では、I S L O C A の発生により原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」の重要事故シーケンス「I S L O C A」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「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常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段、隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（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。	—	—	—
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・プール* 所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
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（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.7-1 表 格納容器バイパス（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
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが、これに失敗する。</li> <li>残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、レグシールポンプを停止する。</li> </ul>	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
低圧炉心スプレイ系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。</li> <li>外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* サプレッション・プール* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。</li> </ul>	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</li> <li>外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用 M / C 電圧

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.7-1 表 格納容器バイパス（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
原子炉水位の調整操作（ <b>低圧代替注水系（常設）</b> ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。</li> <li>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。</li> </ul>	低圧炉心スプレイ系* <b>サプレッション・プール*</b> 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 非常用ディーゼル発電機* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* <b>原子炉水位（燃料域）*</b> <b>原子炉水位（S A 広帯域）</b> <b>原子炉水位（S A 燃料域）</b> 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力が 3MPa [gage] 到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。</li> </ul>	—	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） <b>原子炉水位（広帯域）*</b> <b>原子炉水位（燃料域）*</b> <b>原子炉水位（S A 広帯域）</b> <b>原子炉水位（S A 燃料域）</b> 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却 <b>操作</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。</li> </ul>	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* <b>サプレッション・プール*</b> 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・ 現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作（ <b>低圧炉心スプレイ系</b> ）	・ 残留熱除去系の隔離成功後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。 ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイ系* <b>サブプレッション・プール*</b> 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 低圧炉心スプレイ系流量*
使用済燃料プールの冷却 <b>操作</b>	・ 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（1／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		S A F E R	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定

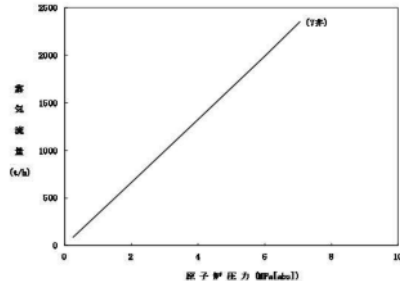


第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（2／6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系 熱交換器フランジ部に 約 21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果, I S L O C Aにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため, 加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して, 保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され, かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定  (添付資料 2.7.2)
	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設定
		原子炉建屋西側に設置されている 高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため, 保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生する。このため, 原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

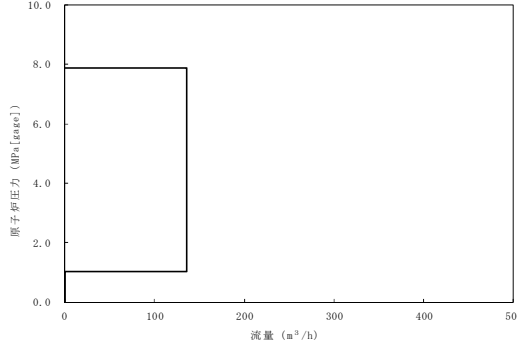
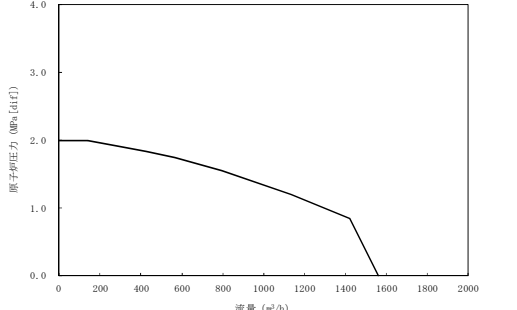


第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（I S L O C A））（3／6）

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）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で閉止	設計値を設定
	A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

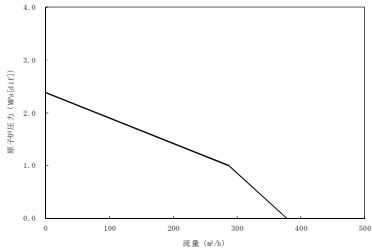


第 2.7-2 表 主要解析条件（格納容器バイパス（ISLOCA））（4/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	<p>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧操作と同時に注水停止</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：136.7m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]</li> </ul>	<p>設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている</p> 
	低圧炉心スプレイ系	<p>原子炉減圧後は、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点まで回復した 1 分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>注水流量：0m<sup>3</sup>/h～1,561m<sup>3</sup>/h</li> <li>注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]</li> </ul>	<p>設計値を設定 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p> 



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））（5／6）

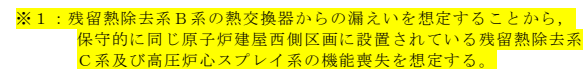
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する機器 条件に	低圧代替注水系（常設）	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）設定点まで回復した以降に，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上に維持 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の 1 分後に注水停止  （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） <ul style="list-style-type: none"><li>注水流量：0m<sup>3</sup>／h～378m<sup>3</sup>／h</li><li>注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]</li></ul>	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  < 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性 > 



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

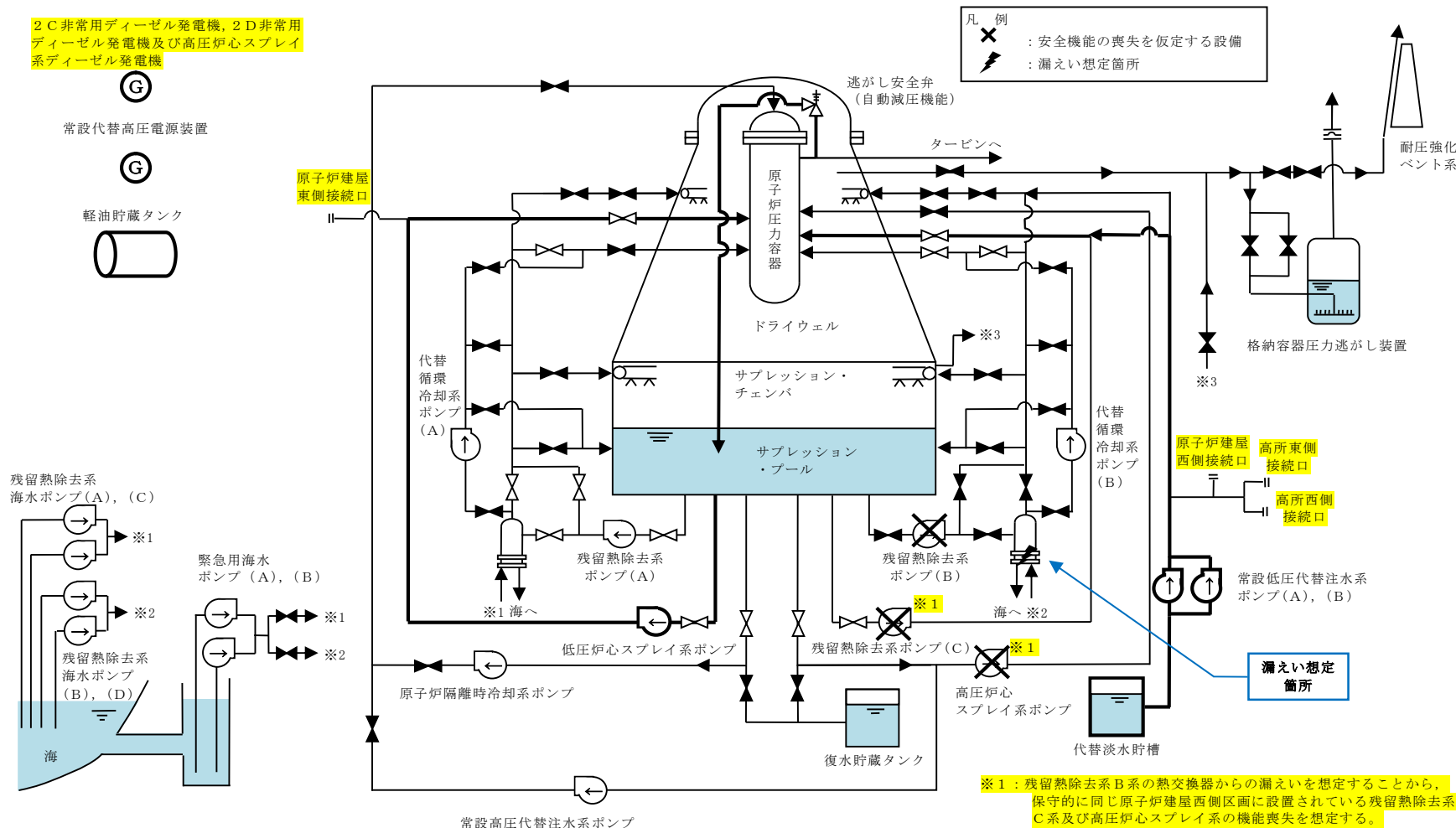
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき、I S L O C A の発生を確認し、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に、原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから、状況判断、中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作、低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	原子炉建屋内の環境条件を考慮し、余裕時間を確認する観点で事象発生の約 3 時間後から操作を開始し、現場移動、操作に要する時間を考慮して 5 時間後に閉止操作が完了するものとして設定





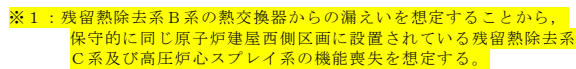
第 2.7-1 図 格納容器バイパス（I S L O C A）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）





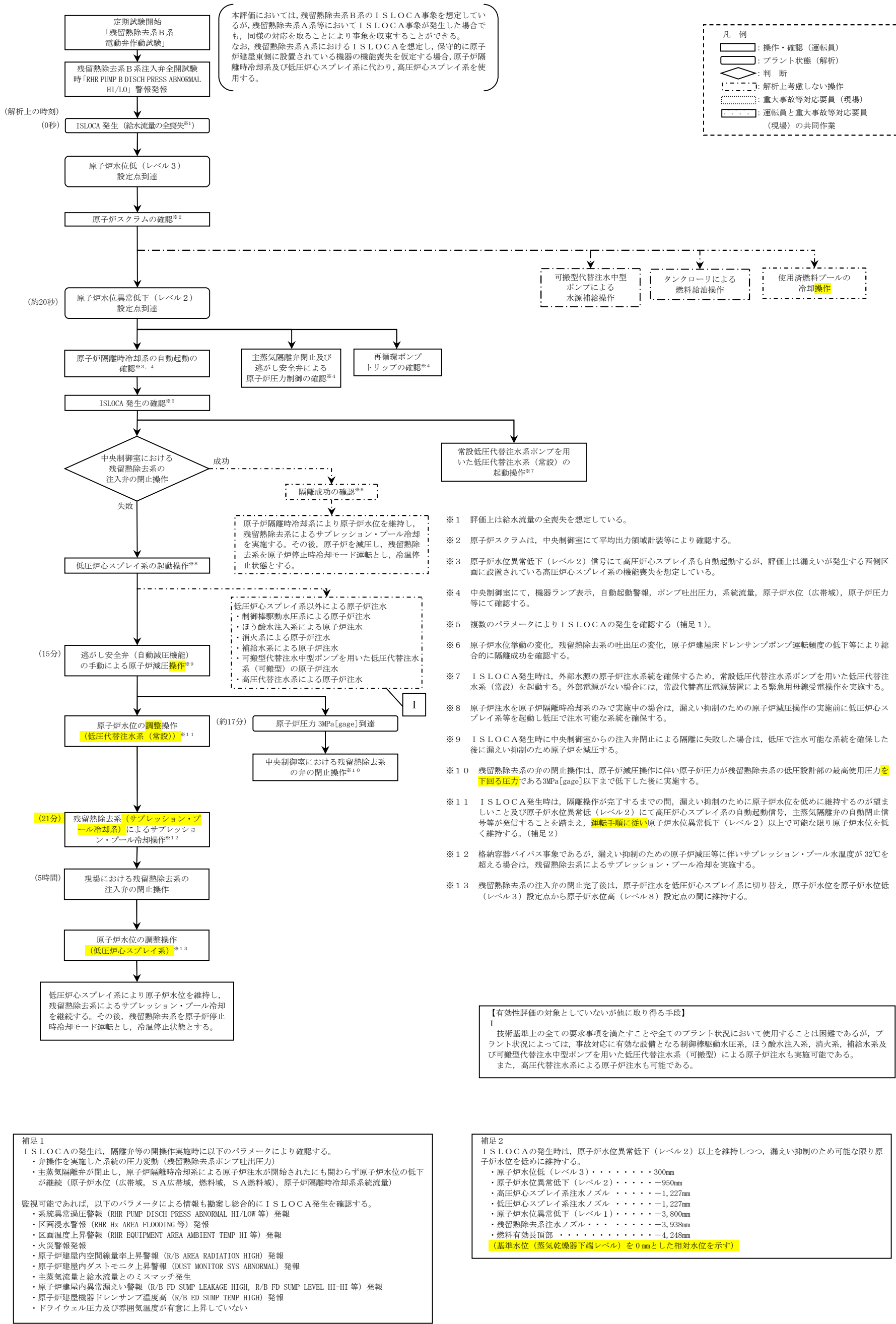
第 2.7-1 図 格納容器バイパス（ISLOCA）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
（漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系  
（常設）による原子炉注水段階）





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





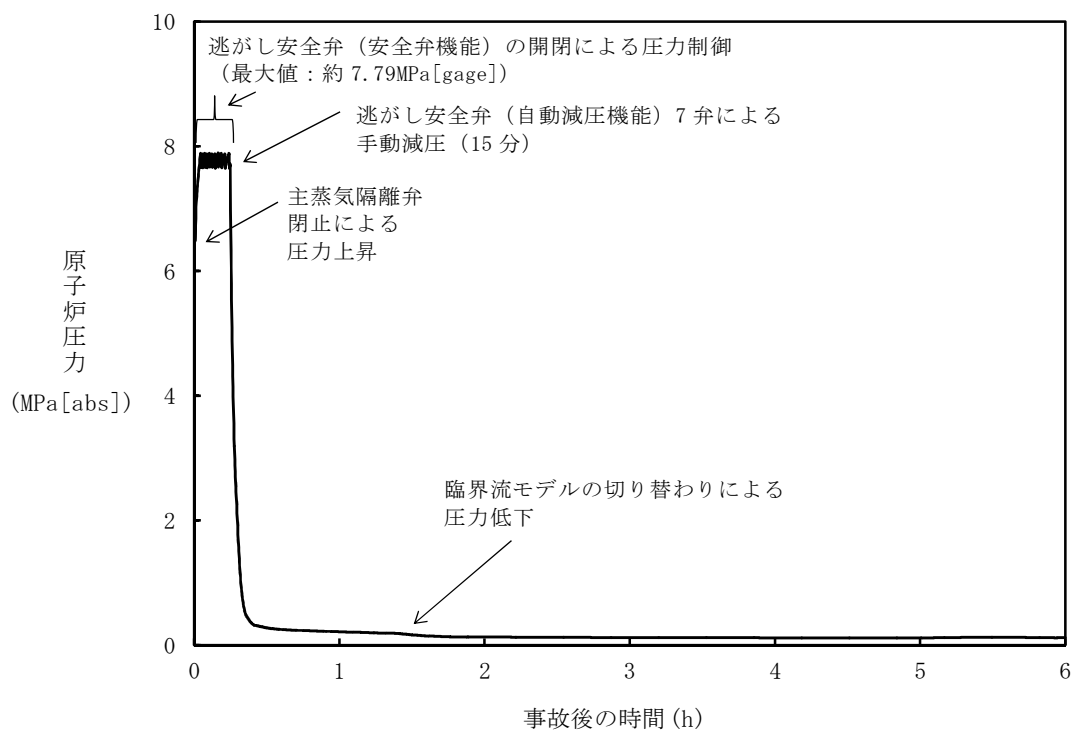
第 2.7-2 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要



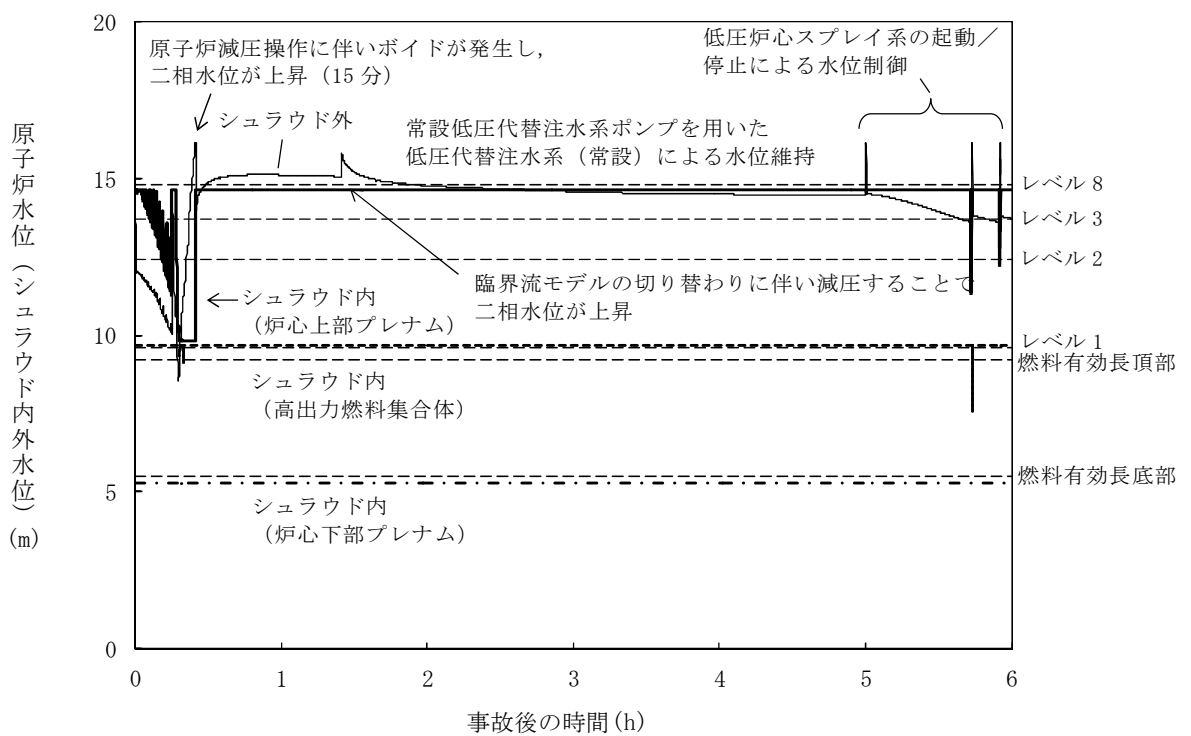
格納容器バイパス（I S L O C A）																						
					経過時間												備 考					
					0	10	20	30	40	50	60分	》		2	3	4		5	》		24	25時間
操作項目	実施箇所・必要要員数  【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達  ▽ プラント状況判断 ▽ 約15分 原子炉減圧開始 ▽ 約17分 原子炉圧力3MPa[gage]到達  ▽ 約5時間 残留除去系からの漏えい停止																
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮																		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐																		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡																		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																			
状況確認	2人 A, B	—	—	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●I S L O C A発生の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分																外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ●残留熱除去系のレグシールポンプの停止操作	2分																	
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高压電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分																	
低压炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	—	—	●低压炉心スプレイ系の起動操作	2分																	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開放操作	1分																	
常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	—	—	●常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分																	
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作	6分																	
原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（常設））	【1人】 A	—	—	●常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作																		漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル2）以上で可能な限り低めに維持
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系熱交換器出入口等の閉止操作、失敗原因調査																		解析上考慮しない
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	—	3人 C, D, E	1人 a	●保護具整備/整備補助 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作													115分					移動:67分（移動経路:中央制御室から原子炉建屋原子炉棟地上3階（放射線防護具着用含む）） 現場隔離操作:48分（操作対象1弁:原子炉建屋地上3階）
原子炉水位の調整操作（低压炉心スプレイ系）	【1人】 B	—	—	●低压炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作																		原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点に維持
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	—	—	●常設低压代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作																		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作														20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する			
				●代替燃料プール冷却系の起動操作														15分				
必要要員合計	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





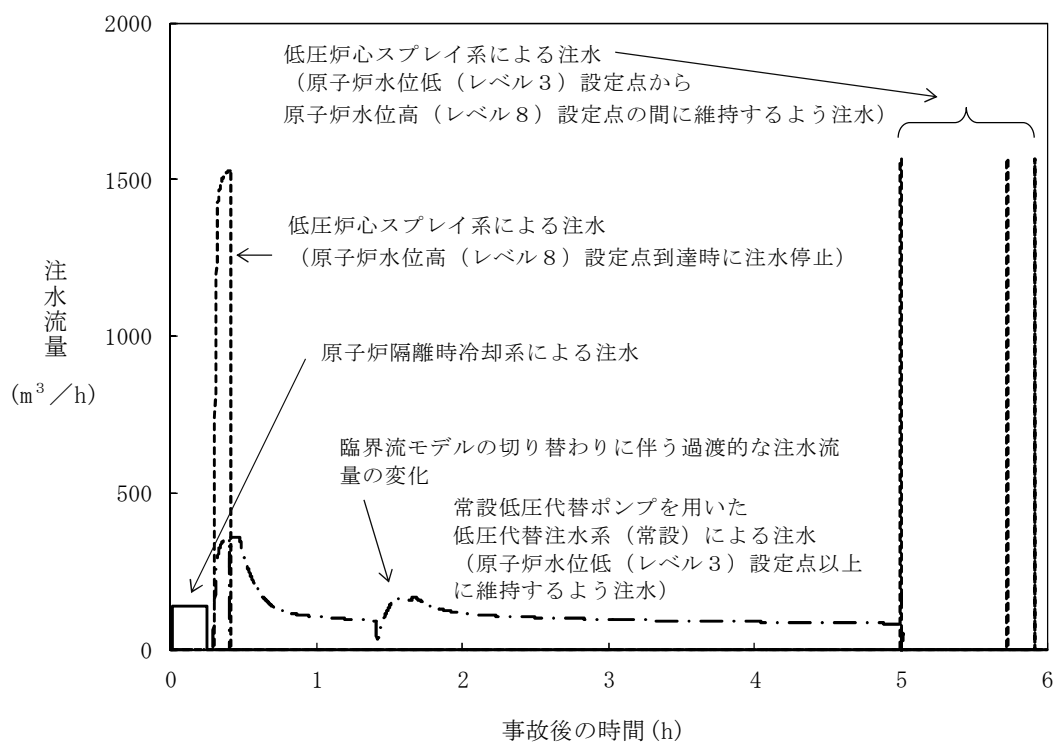
第2.7-4図 原子炉圧力の推移



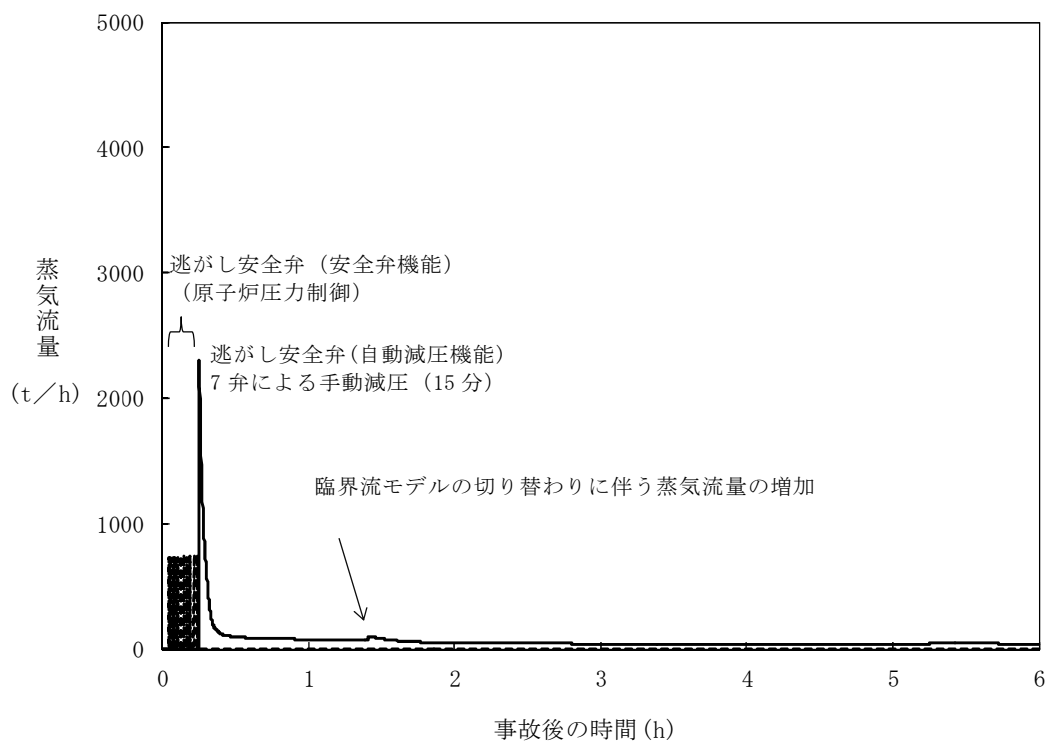
第2.7-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



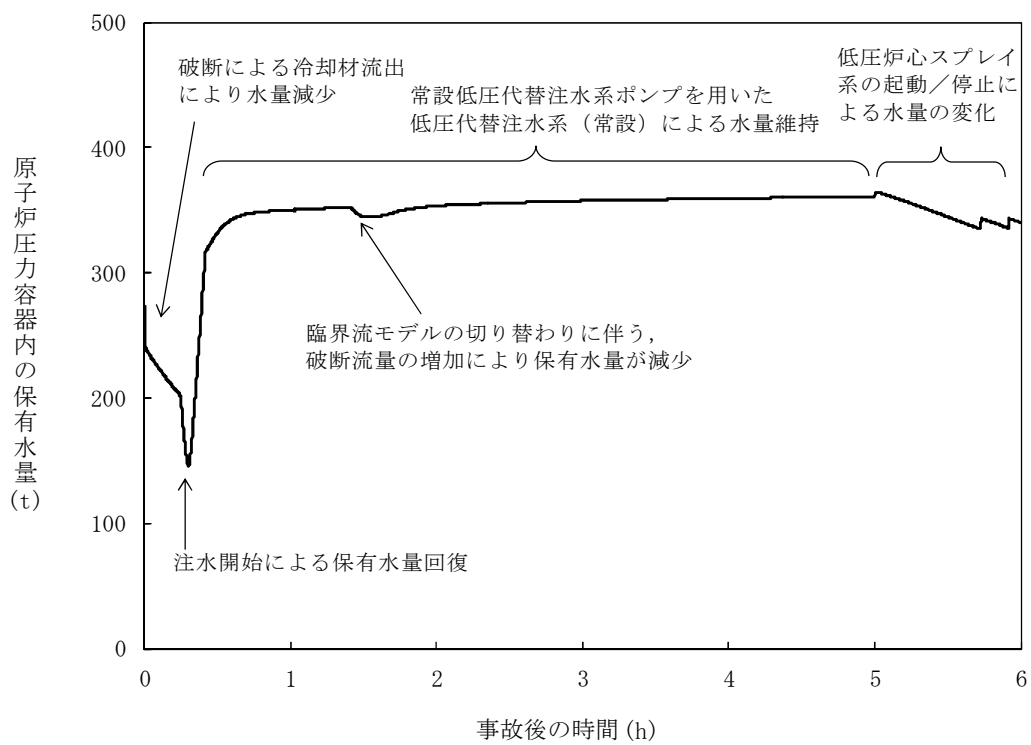


第2.7-6図 注水流量の推移

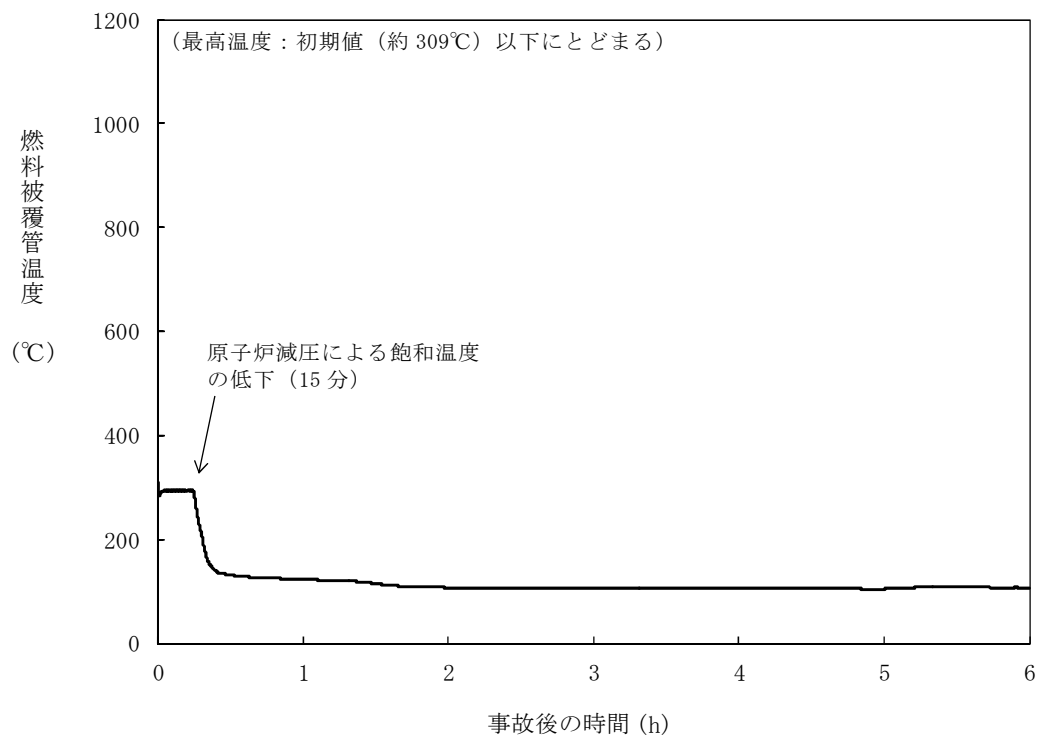


第2.7-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



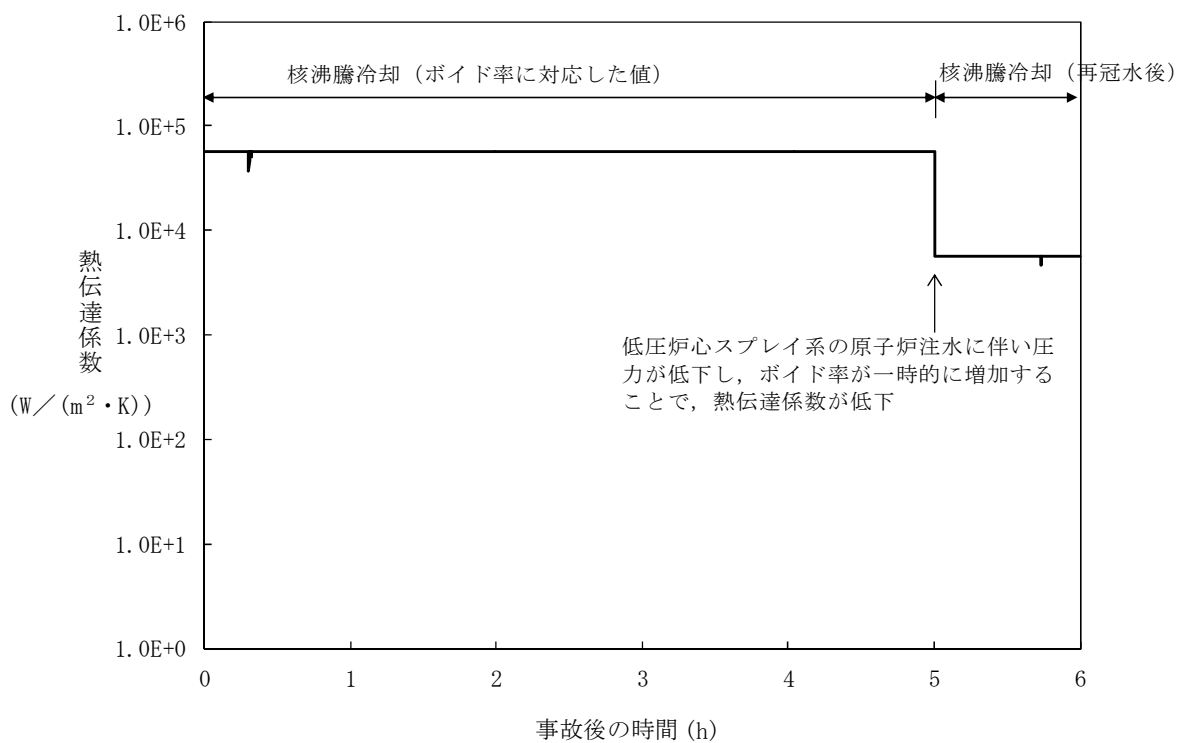


第2.7－8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

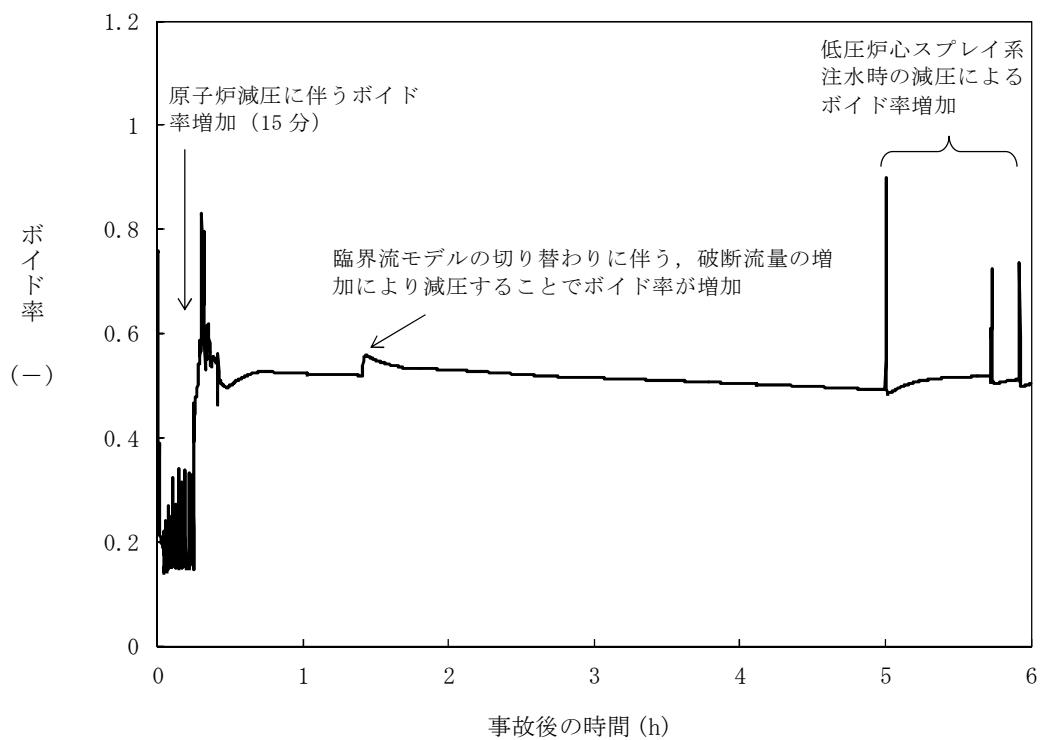


第2.7－9図 燃料被覆管温度の推移



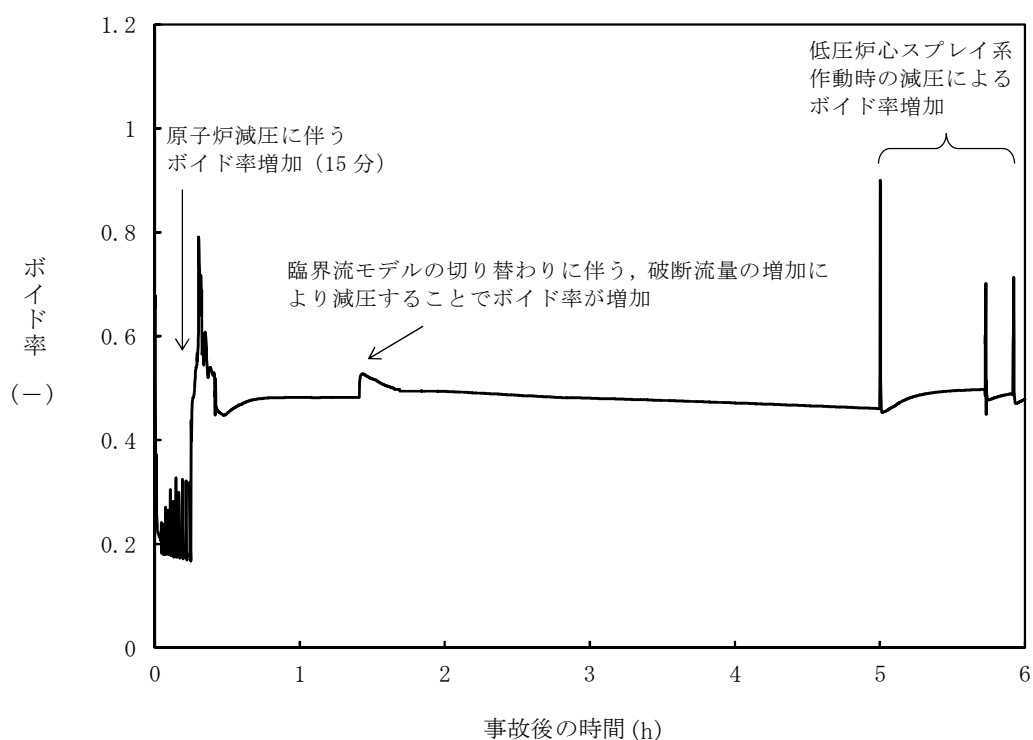


第2.7－10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

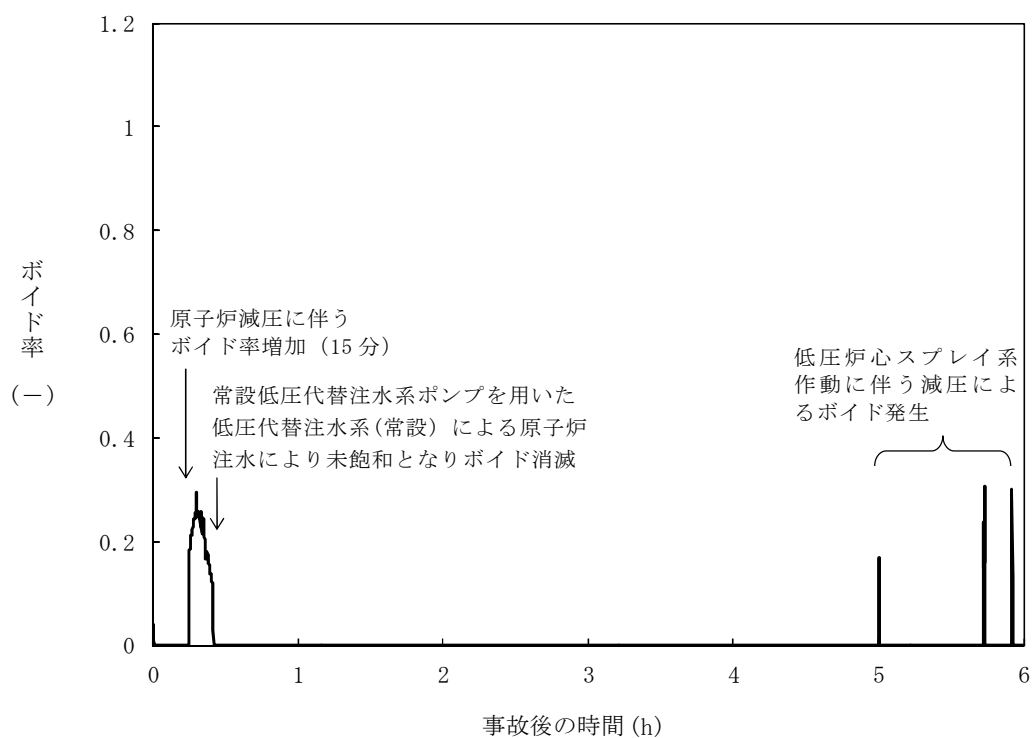


第 2.7－11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



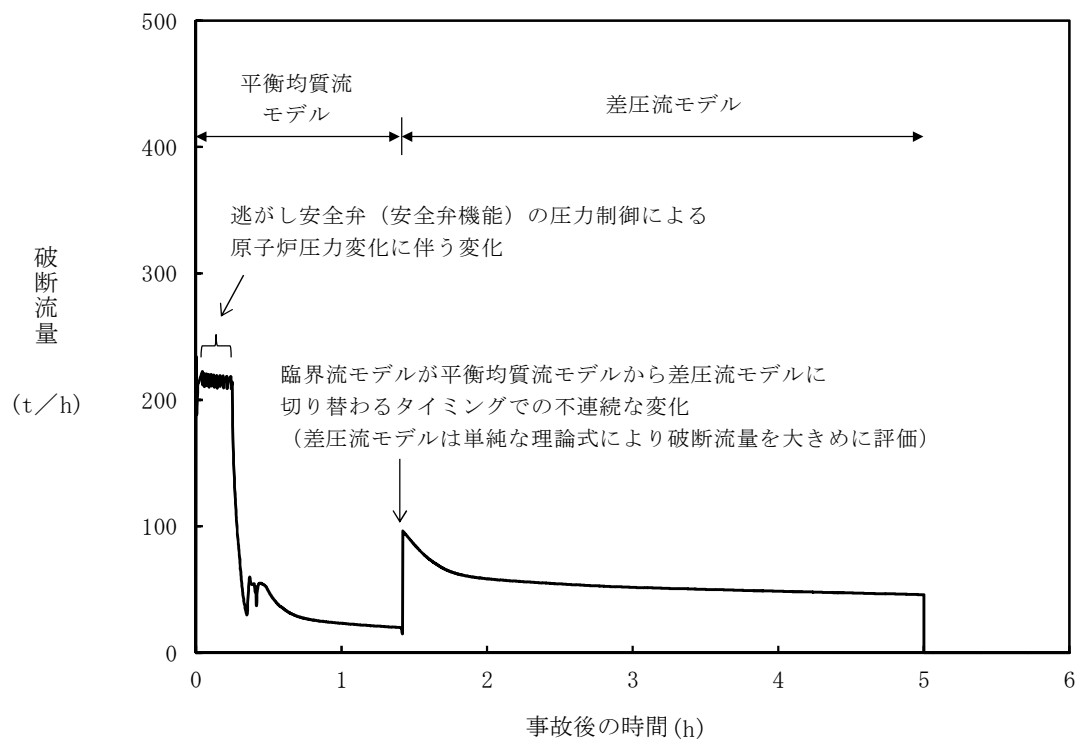


第2.7-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



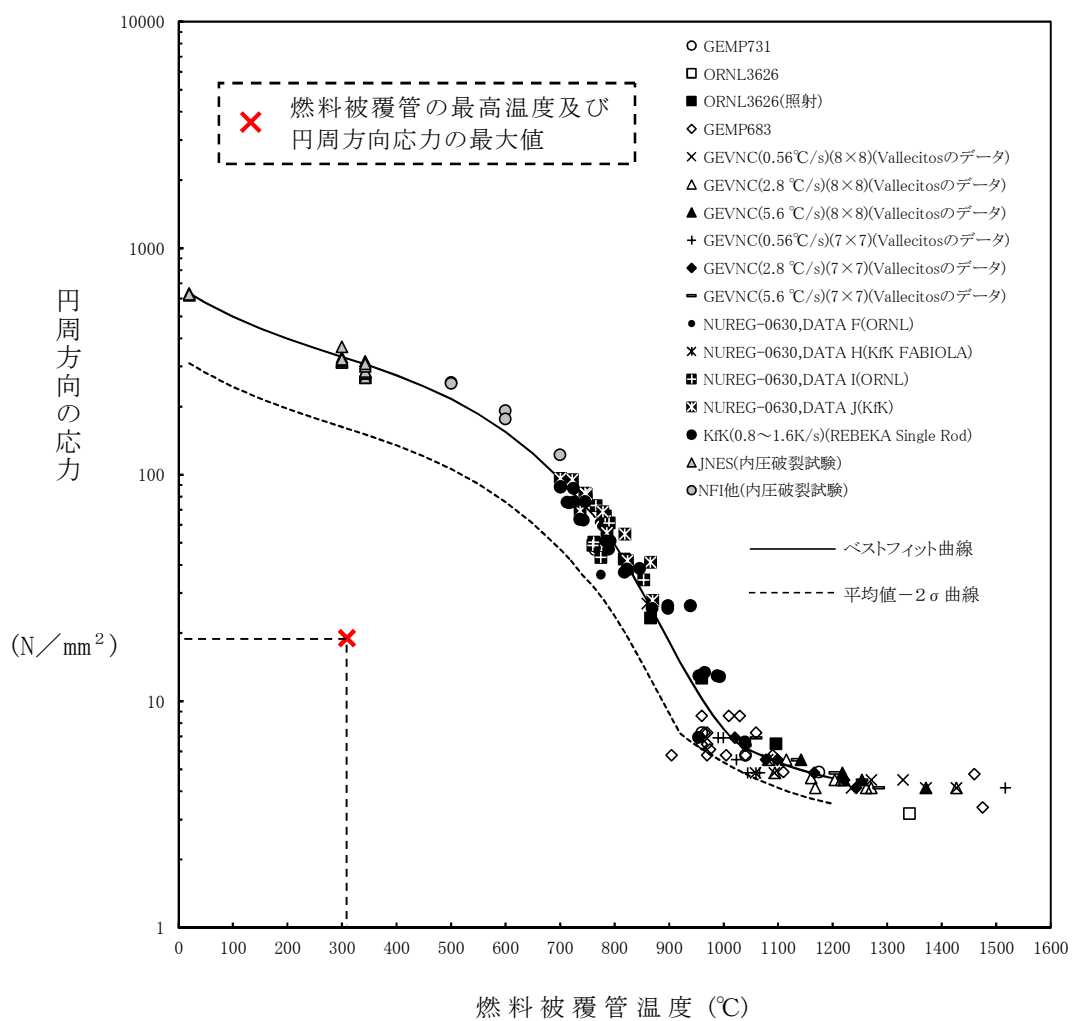
第 2.7-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移





第 2.7-14 図 破断流量の推移





第2.7-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と  
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



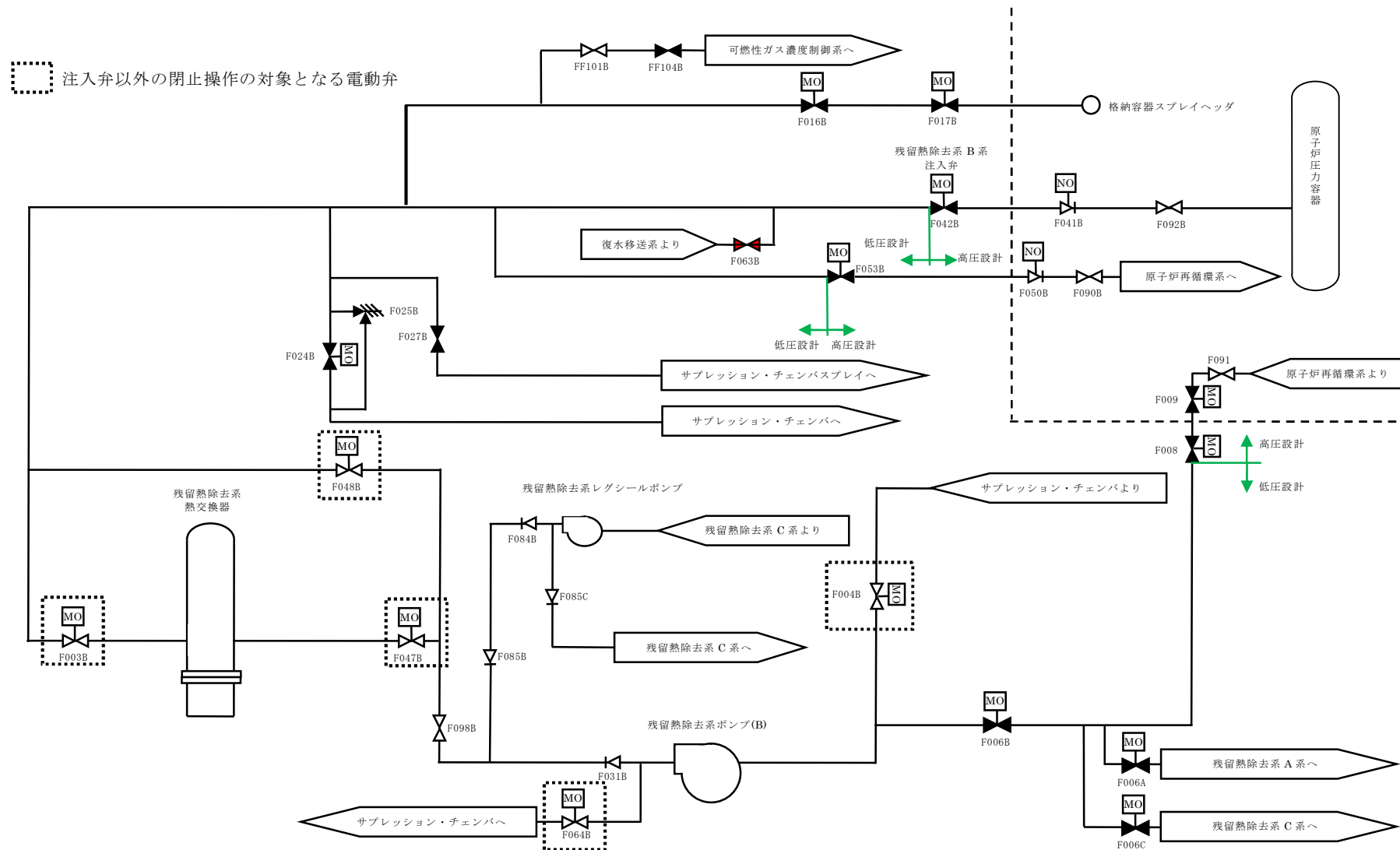
## インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応操作について

残留熱除去系 B 系にてインターフェイスシステム L O C A（以下「I S L O C A」という。）が発生した場合の対応操作について、以下に示す。

I S L O C A の発生を確認した場合には、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 B 系注入弁の閉止操作を実施することで低圧設計部への加圧を停止する。これに失敗した場合には、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧することで漏えい量を抑制するとともに、可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施するとともに、現場操作により残留熱除去系 B 系注入弁を閉止する。

また、不要な系統加圧を防止する観点で、残留熱除去系ポンプ（B）のコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、残留熱除去系レグシールポンプを停止する。





第 1 図 I S L O C A 時に中央制御室からの遠隔操作により閉止する電動弁（残留熱除去系 B 系の場合）



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

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（以下「I S L O C A」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第 1 図に示す。

I S L O C A の評価対象となる系統は、第 1 表に示すとおり以下の条件を基に選定している。

①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生可能性がある系統

②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 3 弁以下の系統

③出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の開閉試験を実施する系統

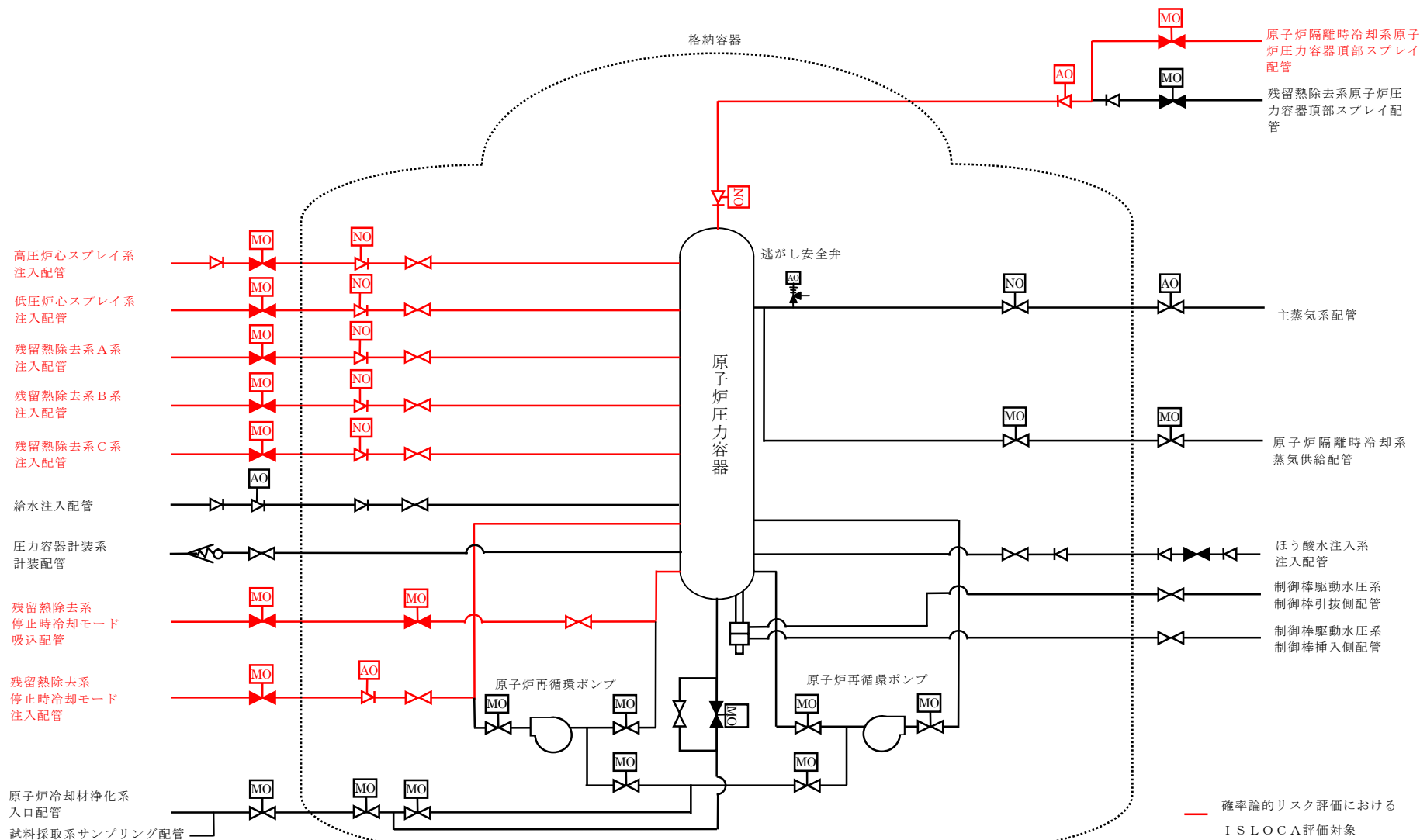
以上により、I S L O C A の評価対象としては、以下が選定された。

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



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





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



第 1 表 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			
		結論	①隔離弁 閉止	②隔離弁 3 弁以下	③開閉 試験
給水系	給水系注入配管	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	×	—	—
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	残留熱除去系停止時冷却モード吸込 配管	対象外	○	○	×
	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	対象外	○	○	×
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部ス プレイ配管	対象外	○	×	—
制御棒駆動水 圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外	×	—	—
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外	×	—	—
ほう酸水注入 系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	○	×	—
原子炉冷却材 浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	×	—	—
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	×	—	—
原子炉圧力容 器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	×	—	—
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	×	—	—



## 2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C Aの評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果、いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ、以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系(A系)に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁(逆止弁(テストブルチェック弁))及び外側隔離弁(電動弁)の2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。

(別紙 1)

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

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にある



ため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

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

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

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

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

$T$ ：弁の開放時間（s）

$\mu$ ：圧力波の管路内往復時間（s）

$L$ ：配管長（m）

$\alpha$ ：圧力波の伝搬速度（m/s）

ここで、 $\alpha$  は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速



( $\alpha$ ) を  $1,400\text{m/s}^{*2}$  とし、実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると、圧力波の管路内往復時間（ $\mu$ ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（T）は約 10.6 秒であることから、水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく、低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

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

※2 圧力 0.01MPa[abs]、水温 0℃の場合、水の音速は約  $1,412.3\text{m/s}$  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。

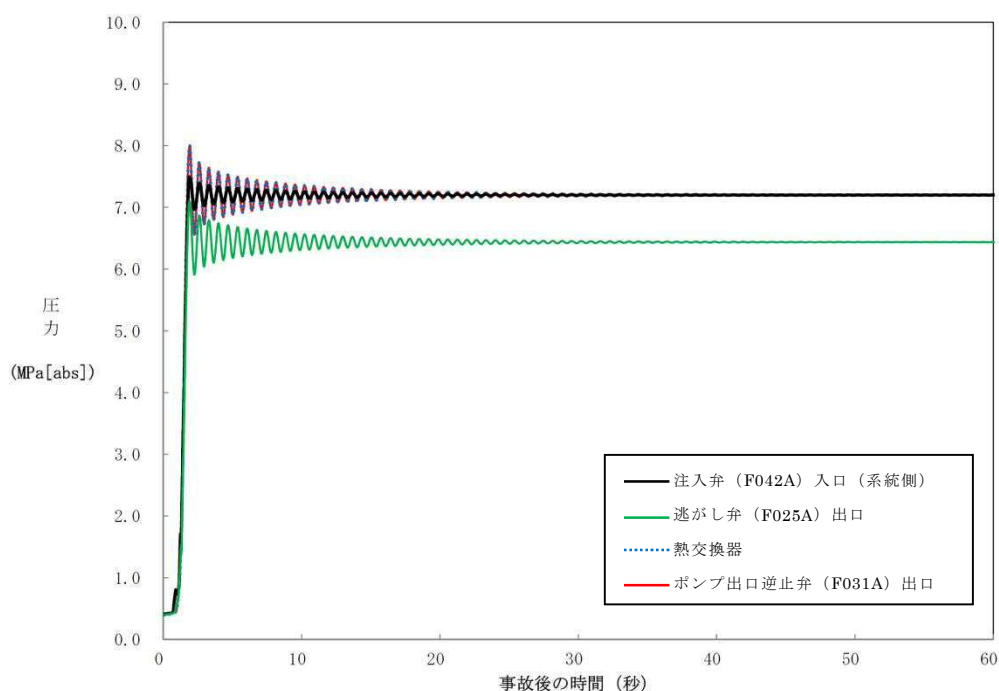
以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移を T R A C G コードにより評価した。

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**当たって**は、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa [abs] に、加圧される範囲の最下端の水頭圧(0.24MPa)を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。



### 3. 構造健全性評価

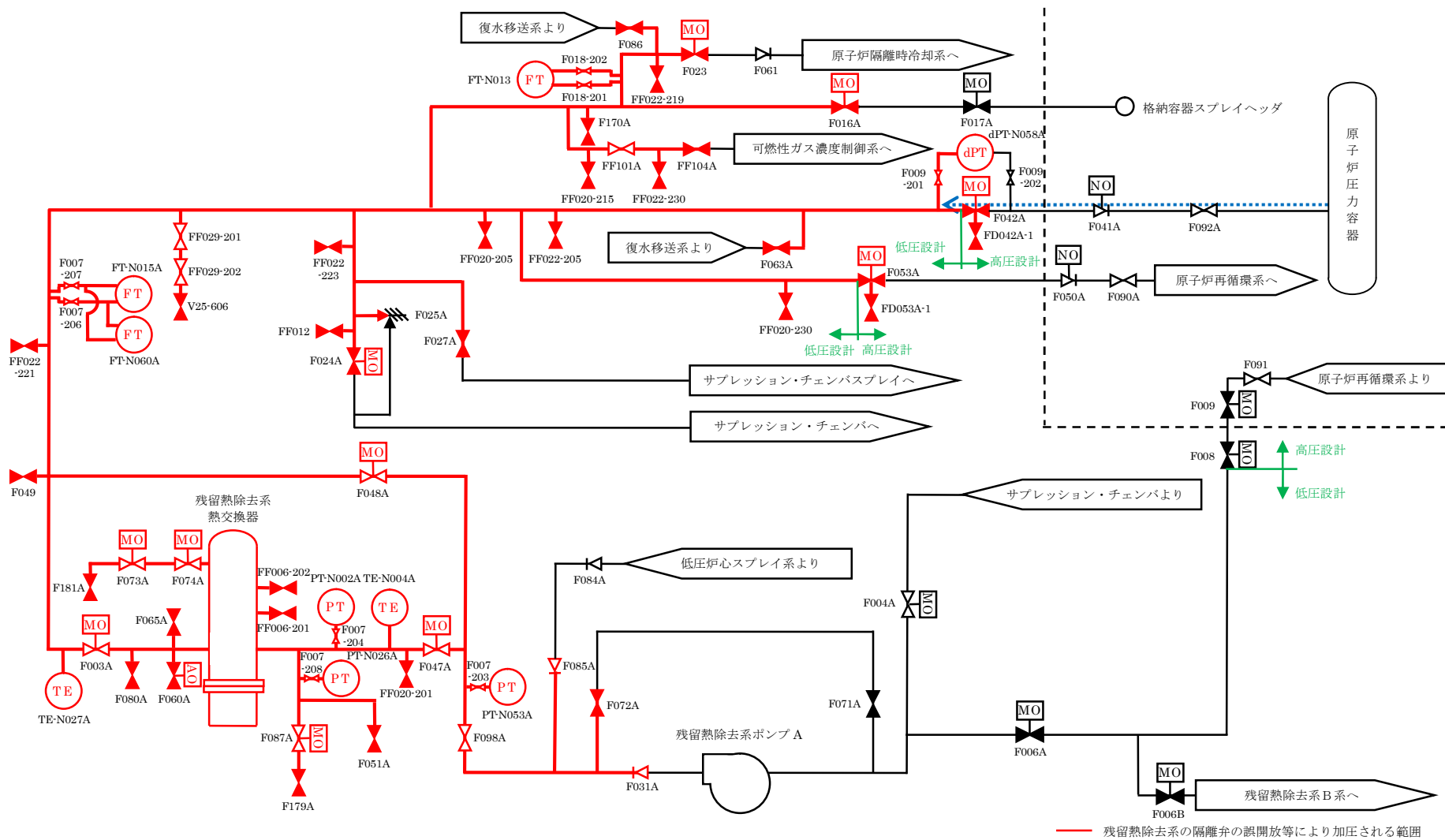
#### 3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

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

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

詳細な評価対象箇所を第 3 図及び第 3 表に示す。





第 3 図 残留熱除去系（A 系）の評価対象範囲



第 3 表 評価対象範囲に設置された機器

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



### 3.2 構造健全性評価の結果

#### (1) 熱交換器（別紙 2）

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

##### a．胴側胴板（厚肉部，薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む））＜第Ⅰ編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し，胴板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判 定* ( $t_s \geq t$ )
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

##### b．胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用し，胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判 定* ( $t_s \geq t$ )
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること



c. 胴側入口・出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、胴側入口・出口管台の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判 定※ ( $t_s \geq t$ )
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ、発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 ( $\text{mm}^2$ )	ボルトの 必要な断面積 ( $\text{mm}^2$ )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

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

(2) 逃がし弁（別紙 3）

a. 弁 座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判 定※
弁 座	2.8	0.7	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること



## b. 弁 体

弁体下面にかかる圧力が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判 定※
弁 体	81	88	○

※ 発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

## c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判 定※
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

## d. 弁耐圧部の接合部

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

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142	—

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

上記の評価の結果、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容圧力以上であったため、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボン



ネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットナット締付部の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
弁耐圧部の接合部	67	152	○

※ 発生応力が許容応力以下であること

### (3) 弁（別紙 4）

#### a. 弁 本 体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定※ ( $t_s \geq t$ )
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	9.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

#### b. 弁耐圧部の接合部

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



力を算出した。その結果, F086, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり, かつ, 発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの 実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの 必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生 応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)	判 定※
F003A	13, 672	18, 675	261	177	—
F016A	11, 033	14, 288	246	168	—
F024A	16, 406	15, 451	213	168	—
F027A	1, 758	2, 919	206	177	—
F031A	13, 400	11, 610	305	177	—
F047A	13, 672	18, 675	261	177	—
F048A	11, 033	24, 157	171	177	—
F049	2, 770	3, 818	189	177	—
F063A	1, 803	2, 061	206	177	—
F086	901	694	117	177	○
F098A	11, 241	13, 372	317	177	—
F170A	5, 411	6, 259	163	168	—
F065A	1, 203	1, 192	210	165	—
F072A	1, 803	2, 061	206	177	—
F080A	901	833	116	177	○
F060A	321	190	98	165	○
FF029-201	601	318	73	165	○
FF029-202	601	318	73	165	○

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

また, 上記の条件を満たさない弁については, ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果, ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については, 伸び量がガスケットの復元量以下であり, 評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており, それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから, ボンネットナット締付部の発生応力が材料の許容応力以下であり, 評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。



弁番号	伸び量 (mm)	ガスケット 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判 定※
F003A	0.008	0.1	—	—	○
F016A	0.004	0.1	—	—	○
F024A	－0.023	—	ボンネットナット座面：128	ボンネットナット座面：427	○
F027A	0.015	0.1	—	—	○
F031A	－0.029	—	ボンネットナット座面：95	ボンネットナット座面：596	○
F047A	0.008	0.1	—	—	○
F048A	0.063	0.1	—	—	○
F049	0.001	0.1	—	—	○
F063A	0.011	0.2	—	—	○
F098A	0.032	0.2	—	—	○
F170A	0.016	0.2	—	—	○
F065A	－0.016	—	ボンネットナット座面：202 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：134	ボンネットナット座面：360 ボンネットフランジと弁箱 フランジの合わせ面：194	○
F072A	0.011	0.2	—	—	○

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

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

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

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

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

#### (4) 計 器 (別紙 5)

##### 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 <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )	○

## b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し、同期振動発生回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果、換算流速  $V_y$  が 1 より小さく、組み合わせ応力が許容値以下、かつ、応力振幅が設計疲労限以下であることから、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

（同期振動発生回避又は抑制評価）

計器番号	流速 $V$ (m/s)	換算流速 $V_y$	換算係数率 $C_n$	判定※
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ ( $V_y < 1$ のため)

※ 「 $V_y < 1$ 」, 「 $C_n > 64$ 」又は「 $V_y < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$ 」のいずれかを満足すること

（流体振動に対する強度評価）

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の 許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の 設計疲労限 (MPa)	判定※
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

※ 組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること、かつ、応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること



#### (5) 配 管 (別紙 6)

##### a. 管

設計・建設規格「PPC-3411 直管(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判 定※
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
	58	12.51	7.63	○

※ 実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

##### b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm) 【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定※
フランジ部	-0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	-0.04	2.40	2.44	2.60	○

※ 伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの合計圧縮量が許容圧縮量以下であること。

#### 4. 破断面積の設定について (別紙 7)

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分



が加圧されたとしても、破損は発生しないことを確認した。

そこで、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

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

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm<sup>2</sup>の漏えいが発生することを想定する。

なお、評価対象のうち残留熱除去系（低圧注水系）（A系及びB系）以外の高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）（C系）には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

また、構造健全性評価の結果、設計・建設規格を適用した一次評価において許容値を満足せず、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出する二次評価に基づき破損が発生しないことを確認している評価部位の中で、許容値に対する裕度の最も低い F048A の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなり、また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから、その影響は熱交換器フランジ部に約 21cm<sup>2</sup>の漏えいを想定した場合に包含されと考えられる。



## 5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建屋内に漏えいすることで、建屋下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建屋内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C Aは残留熱除去系（B系）にて発生するものとする。

なお、I S L O C Aが残留熱除去系（A系）にて発生することを想定した場合、破断面積（21 cm<sup>2</sup>）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はB系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋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（別紙 8, 9）

東海第二発電所の原子炉建屋は、地下 2 階から 5 階まで耐火壁を設置することで東側区分と西側区分を物理的に分離する方針である。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、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 程度であるため、溢水の影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙 8, 9）

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。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、I S L O C A 発生時の原子炉建屋内の環境において機能喪失する



ことはない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

c. 放射線による影響（別紙 10）

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、地上 3 階における吸収線量率は最大でも約 15.2mGy/h 程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である 1.7kGy と比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系（B系）における I S L O C A 発生時に必要な現場操作は、残留熱除去系（B系）の注入弁の閉止操作である。

残留熱除去系（B系）の注入弁の操作場所及びアクセスルートを図 4 に示す。残留熱除去系（B系）における I S L O C A 発生時は、原子炉建屋内の環境を考慮して、主に漏えいが発生している西側区画とは逆の東側区画を移動することとしている。

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

a. 溢水による影響（別紙 8, 9）

東側区画は、I S L O C A による原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、注入弁は西側区画の 3 階に設置されており、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生か



ら評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 程度であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙 8, 9）

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、原子炉減圧後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの雰囲気温度及び湿度の最大値は約 41℃、約 100% であり、放射線防護具（タイベック、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を装着することにより、操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。

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

※ 想定している作業環境（最大約 41℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのお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 10）

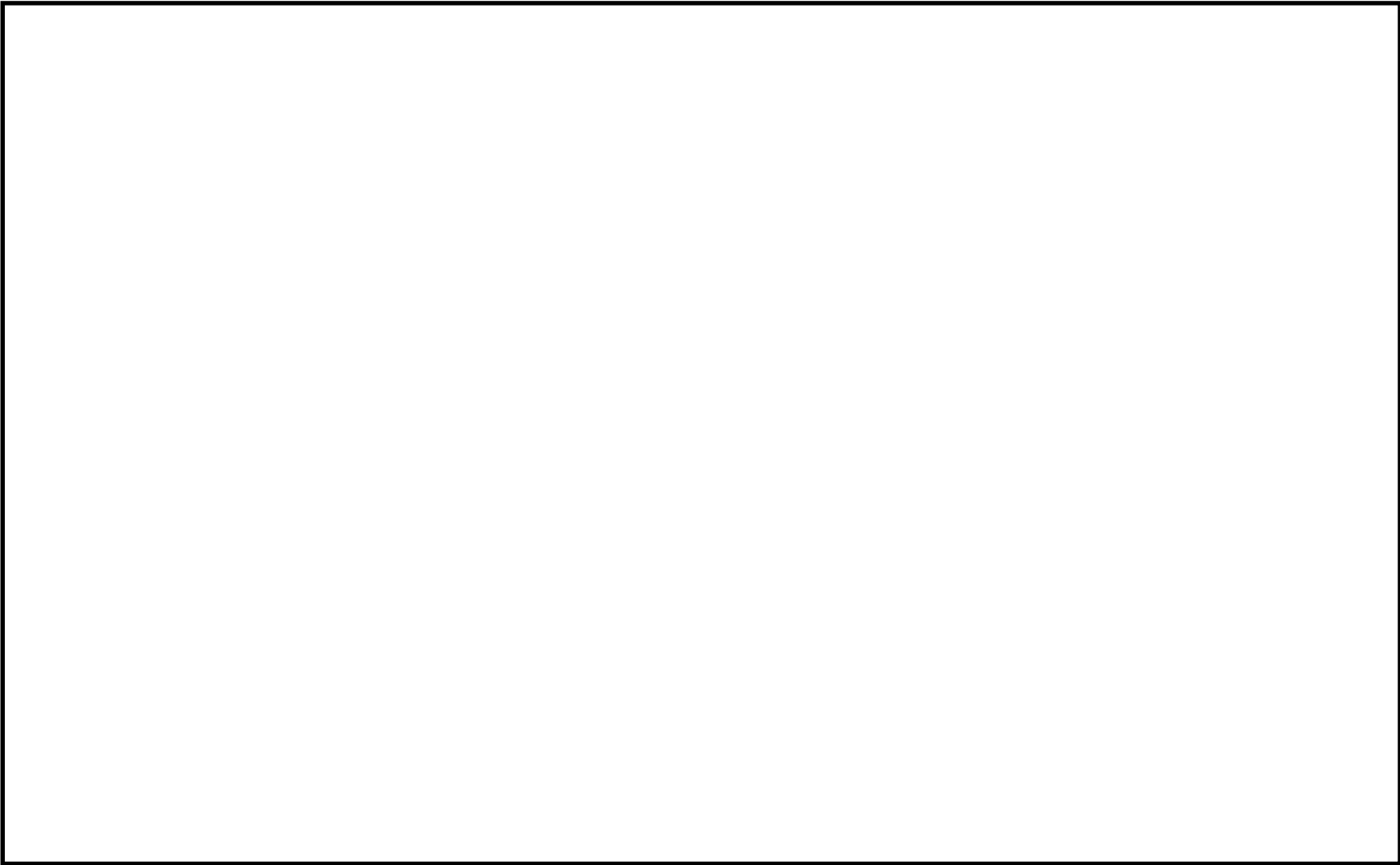
原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子



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、線量率は最大で約  $15.2\text{mSv/h}$  である。残留熱除去系（B系）の注入弁の閉止操作は2チーム体制にて交代で実施し、1チーム当たりの原子炉建屋内の滞在時間は約36分であるため、作業時間を保守的に1時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約  $15.2\text{mSv}$  となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約3時間後における線量率は約  $5.6\text{mSv/h}$  であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約  $5.6\text{mSv}$  となる。

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

その結果，敷地境界外における実効線量は約  $1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$  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  $5 \text{mSv}$  を下回ることを確認した。



## 残留熱除去系 A，B 系電動弁作動試験について

## 1. 残留熱除去系 A，B 系電動弁作動試験

## (1) 試験の頻度，目的

この試験は，保安規定第 39 条に基づく試験であり，原子炉の状態が運転，起動又は高温停止において 1 ヶ月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第 39 条

低圧注水系における注入弁，試験可能逆止弁，格納容器スプレイ弁，サブプレッションプールスプレイ弁及び残留熱除去系テストバイパス弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態及び主要配管が満水であることを確認する。

## (2) 内側隔離弁（試験可能逆止弁）及び外側隔離弁（注入弁）の試験手順

外側隔離弁（注入弁）においては，弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられているため，以下の手順にて試験を実施する。

## ① 弁間圧抜き

注入弁差圧系にて 3.92MPa 以下まで内側隔離弁（試験可能逆止弁）と外側隔離弁（注入弁）間の注入ライン圧抜き弁の開閉を実施し減圧する。その際，警報「RHR INJECTION VALVE ΔP LOW」が点灯する。

## ② 外側隔離弁の開閉試験

外側隔離弁 F042A(B) の開閉時間を測定する。

## ③ 内側隔離弁の開閉試験

内側隔離弁 F041A(B) の開閉時間を測定する。その際，警報「RHR INJECTION VALVE ΔP LOW」が消灯する。



## 熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板(厚肉部, 薄肉部), 胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について, 保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

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

別第 1-1 表に既工認強度計算結果の設計裕度及を示す。



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

評価部位	実機の値	判定基準	裕 度
胴板 (厚肉部)	53.32mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.55</u>
胴板 (薄肉部)	37.05mm 最小厚さ	≥ 34.21mm 必要厚さ	<u>1.08</u>
胴側鏡板	56.95mm 最小厚さ	≥ 33.64mm 必要厚さ	<u>1.69</u>
胴側出口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側液面計	6.15mm 最小厚さ	≥ 0.56mm 必要厚さ	10.98
胴側ドレン	62.50mm 最小厚さ	≥ 2.26mm 必要厚さ	27.65
胴側ベント (1)	5.50mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.54
胴側ベント (2)	10.00mm 最小厚さ	≥ 0.42mm 必要厚さ	23.80
胴側入口	14.55mm 最小厚さ	≥ 7.78mm 必要厚さ	<u>1.87</u>
胴側逃がし弁 (座)	5.45mm 最小厚さ	≥ 0.84mm 必要厚さ	6.48
胴側逃がし弁 (管)	3.20mm 最小厚さ	≥ 0.80mm 必要厚さ	4.00

## 1.2 評価方法

### (1) 胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さ以上であることを確認した。

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

t : 胴側胴板の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>i</sub> : 胴の内径 (=2,000mm)

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

η : 継手効率 (=1.0)



## (2) 胴側鏡板の評価

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

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

t：胴側鏡板の計算上必要な厚さ (mm)

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>i</sub>：鏡板の内面における長径 (=2,000mm)

K：半だ円形鏡板の形状による係数 (=1.0)

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

η：継手効率 (=1.0)

## (3) 胴側入口，出口管台

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

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

t：胴側入口，出口管台の計算上必要な厚さ (mm)

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力 (=8.2MPa)

D<sub>o</sub>：管台の外径 (=558.8mm)

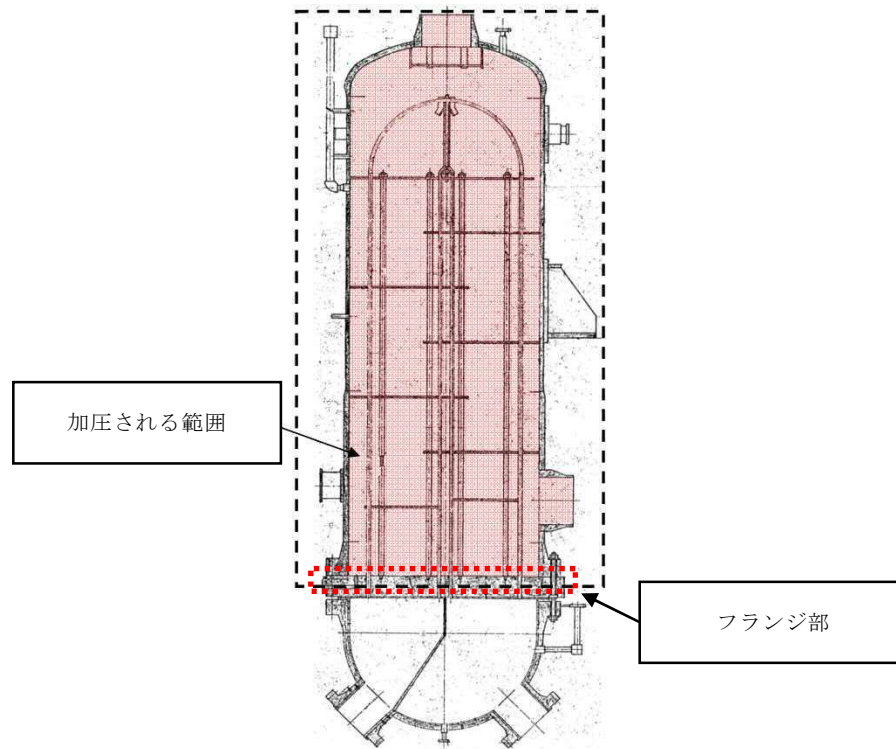
S：管台の設計引張強さ (Su=438MPa, at 288℃ SF490A)

η：継手効率 (=1.0)



#### (4) フランジ部

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



別第 1-1 図 フランジ部

#### 1.3 評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果、別第 1-2 表及び別第 1-3 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 1-2 表 フランジ部以外の評価結果

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

別第 1-3 表 フランジ部の評価結果

評価部位	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
フランジ部	106,961	74,184	239	262



## 逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。

## 1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa[gage]になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa[gage]、288℃になるものとして評価する。

## (1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒形の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

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



t：管台の計算上必要な厚さ（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

D<sub>0</sub>：管台の外径（mm）

S：使用温度における許容引張応力（MPa）

η：継手効率※

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0を使用

## (2) 弁体の評価

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

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

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times P$$

σ：せん断応力（MPa）

F：せん断力（N）

A：弁体最小断面積（mm<sup>2</sup>）

D：弁座口の径（mm）

P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（＝8.2MPa）

## (3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最



小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

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

- t：弁箱の必要な厚さ
- P：隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時のピーク圧力（=8.2MPa）
- d：内径（mm）
- S：設計降伏点（MPa）

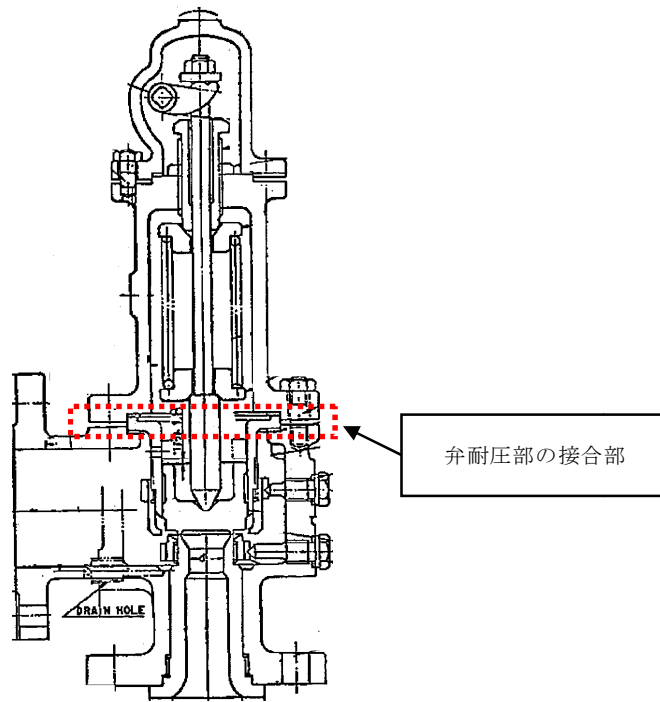
(4) 弁耐圧部の接合部の評価

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

別第 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 <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	214	142





別第 2-1 図 弁耐圧部の接合部

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

- ・伸び量がプラスの場合

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

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



性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力以下であることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

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

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

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

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

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

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 8.2MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)



⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ ボンネットボルトの内圧による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288℃)

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 (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 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧



$$d = \textcircled{8}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)

#### c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された $\textcircled{8}'$ を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 ( $\text{mm}^2$ )

- ・ ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \textcircled{8}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 ( $\text{mm}^2$ )

### 1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別第 2-2 表から別第 2-6 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 2-2 表 評価結果（弁座）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	D <sub>0</sub> ：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 <sup>2</sup> )	D：弁座口の径 (mm)	許容せん断応力※ (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
弁体	SUS304	8.2	19	15	88	81

※ ボイラー構造規格より設計の許容値として 0.8S を適用した。

別第 2-4 表 評価結果（弁本体の耐圧部）

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
弁本体の耐圧部	SCPH2	8.2	50	191	9.0	1.2



別第 2-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットボルトの伸び量）

評価 部位	①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	183,960	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 <sup>2</sup> )	⑫' ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)
弁耐圧部の 接合部	25.01	6	12	62,525	62.5	3.25	2.75	53,937	8,588	-1,431	84.3	17



弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa[gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

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

別第 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発生時のピーク圧力（=8.2MPa）

d：内径（mm）

S：設計降伏点（MPa）

### (2) 弁耐圧部の接合部の評価

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

別第 3-3 表 ボルトの必要な断面積と許容応力

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm <sup>2</sup> )	ボルトの必要な断面積 (mm <sup>2</sup> )	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
F086	901	694	117	177
F080A	901	833	116	177
F060A	321	190	98	165
FF029-201	601	318	73	165
FF029-202	601	318	73	165



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

- ・伸び量がプラスの場合

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

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

- ・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることになることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力を下回ること、ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面がメタルタッチする弁については合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。



a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

- ・ボンネットボルトの発生応力

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

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

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

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

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

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガ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<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

- ・ボンネットボルトの内圧による伸び量

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

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)



③：ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288℃)

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 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a：ボンネットナット面外径 (mm)

b：ボンネット穴径 (mm)

S：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c：ボンネットボルト本数 (本)

d：ボンネットナット応力 (MPa)

S：ボンネットナット面面積 (MPa)



c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された⑧' を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = ⑧' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

### 1.3 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第 3-3 表から別第 3-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 3-3 表 弁耐圧部の強度評価結果

評価部位	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計降伏点 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)
F003A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F016A	SCPL1	8.2	416	186	20.0	9.5
F024A	SCPL1	8.2	480	186	24.0	10.9
F027A	SCPH2	8.2	144	191	10.0	3.2
F031A	SCPH2	8.2	444.5	191	22.5	9.8
F047A	SCPH2	8.2	480	191	22.0	10.6
F048A	SCPH2	8.2	660	191	31.0	14.6
F049	SCPH2	8.2	184	191	7.0	4.1
F063A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F086	SCPH2	8.2	90	191	8.0	2.0
F098A	SCPH2	8.2	500	191	23.0	11.1
F170A	SCPL1	8.2	280	186	16.0	6.4
F065A	SCPH2	8.2	136.5	191	8.0	3.1
F072A	SCPH2	8.2	184	191	11.0	4.1
F080A	SCPH2	8.2	102	191	9.0	2.3
F060A	SCPH2	8.2	54	191	6.5	1.2
FF029-201	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5
FF029-202	SUS304	8.2	45	128	12.5	1.5



別第 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
F024A	50	50	186,960	1.33E-05	A320 L7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	-0.032	0.355	0.346	-0.023	—
F027A	36	36	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.008	0.256	0.249	0.015	0.1
F031A	58	64	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	ASTM A515	1.29E-05	SCPH2	-0.029	0.422	0.422	-0.029	—
F047A	66	66	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.004	0.469	0.457	0.008	0.1
F048A	65	65	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.051	0.462	0.450	0.063	0.1
F049	41	41	186,960	1.33E-05	A193 B7	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	-0.006	0.291	0.284	0.001	0.1
F063A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2
F098A	50	54	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.032	0.360	0.360	0.032	0.2
F170A	47	53	186,960	1.29E-05	SNB7	1.29E-05	SCPL1	1.29E-05	SCPL1	0.001	0.346	0.346	0.016	0.2
F065A	27	0※	186,960	1.29E-05	SCM435	1.32E-05	S25C	—	—	-0.013	0.093	0.096	-0.016	—
F072A	24	26	186,960	1.29E-05	SCM435	1.29E-05	SCPH2	1.29E-05	SCPH2	0.011	0.173	0.173	0.011	0.2

※ 弁箱がフランジを持たない構造のため、値を 0 とした。

別第 3-5 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットナット座面の面圧評価結果）

弁番号	ボンネットナットの 材料	ボンネットナット 呼び径	ボンネットナット 面外径	ボンネット 穴径 (mm)	ボンネットナット 面直径 (mm <sup>2</sup> )	ボンネット 穴面積 (mm <sup>2</sup> )	ボンネットナット 座面の面積	ボンネットボルト 本数	ボンネットナット 締付部の 発生応力 (MPa)	ボンネット ナットの 許容応力 (MPa)
F024A	A197 B7	M33	48	36	—	1,017.9	792	24	128	427
F031A	SCM435	M33	52.5	36	—	1,017.9	1,147	20	95	596
F065A	S45C	M16	23	19	—	283.5	132	8	202	360



別第 3-6 表 弁耐圧部の接合部の評価結果（ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧）

弁番号	ボンネットナットの 材料	メタルタッチ部外径 (mm)	メタルタッチ部内径 (mm)	メタルタッチ部面積 (mm <sup>2</sup> )	ボンネットフランジと 弁箱フランジの 合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの 許容応力	ボンネットフランジの 許容応力	ボンネットナット 締付部の 発生応力 (MPa)	ボンネット ナットの 許容応力 (MPa)
F065A	S25C	23	19	159	152.5	132	194	202	360



## 計器からの漏えいの可能性について

計器について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 圧力計，差圧計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の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 <sup>2</sup> )
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm <sup>2</sup> )

## 2. 温度計

## 2.1 評価方針

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



発生回避又は抑制評価、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

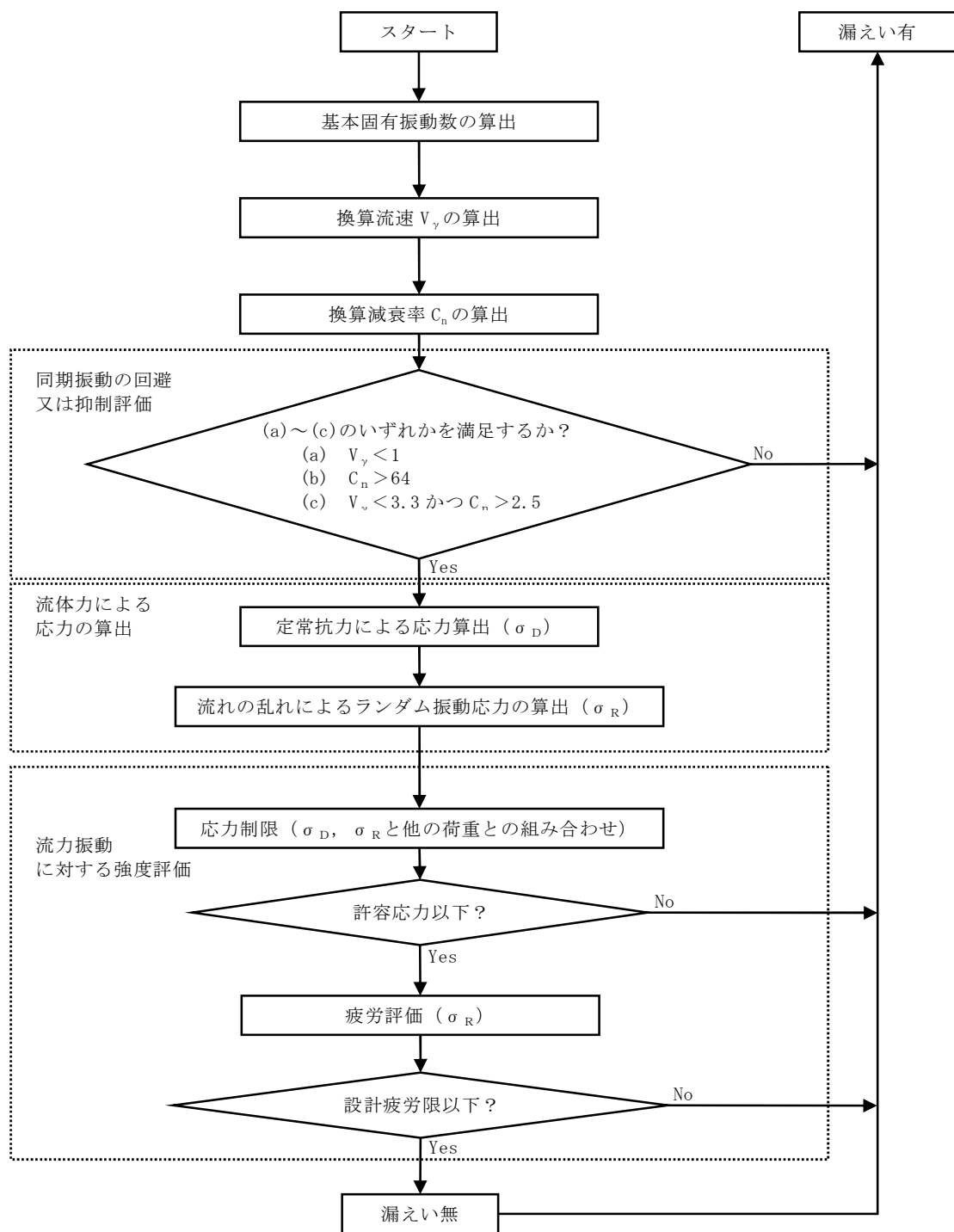
圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
8.2MPa	288℃	200m <sup>3</sup> /h	736kg/m <sup>3</sup>	1.25×10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s

2.2 評価方法

(1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別第 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	<div>・ 基本固有振動数 <math>f_0</math></div> <div><math display="block">f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}</math></div> <div><math display="block">I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_0^4 - d_i^4)</math></div> <div><math display="block">\lambda_0 = 1.875</math></div> <div><math display="block">m = \frac{\pi}{4} \{ \rho_s \cdot (d_0^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_0^2 \}</math></div> <div>・ 換算流速 <math>V_\gamma</math></div> <div><math display="block">V_\gamma = \frac{V}{f_0 \cdot d_0}</math></div> <div>流速 <math>V</math> には流速分布が非一様（通常、管中心部で管壁部よりも流速は大きい。）の場合は、構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> を用いる。</div> <div><math display="block">\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^2 \right\}} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m</math></div> <div>また、流速 <math>V</math> はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> に以下の割増係数を乗じた値とするが、今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数「2」として計算する。</div> <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><math>x/D \leq 3</math></td></tr><tr><td>1.25</td><td><math>3 &lt; x/D \leq 5</math></td></tr></table> <div>・ 換算減衰率 <math>C_n</math></div> <div><math display="block">C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \sigma}{\rho \cdot d_0}</math></div> <div><math display="block">\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi</math></div> <div><math display="block">\xi = 0.002 \text{ (ねじ接合)}, 0.0005 \text{ (溶接接合)}</math></div>	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	<p>・ 定常抗力による応力 <math>\sigma_D</math></p> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0 \cdot C_D$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi \cdot (d_0^4 - d_i^4)}{32 \cdot d_0}$ <p>・ ランダム振動応力振幅 <math>\sigma_R</math></p> $\rho_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2}$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}}$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L})$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_0)^2 \Phi(\overline{f_0}) \cdot \frac{d_0}{V}$ $C' = 0.13$ $\Phi(\overline{f_0}) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \overline{f_0}^2}$ $\overline{f_0} = \frac{f_0 \cdot d_0}{V}$ <p>・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 <math>\rho_G</math>  厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</p> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_2}{d_0^2 - d_i^2}$



(3) 記号説明

$B_1, B_2$	応力係数 (－)
$C_0$	二乗平均値からピーク値への換算係数 (－)
$C_D$	定常抗力係数 (－)
$C_n$	換算減衰率
$C'$	ランダム励振力係数 (－)
$d_0$	構造物の代表外径 (－)
$d_i$	構造物の代表内径 (－)
$E$	構造物の縦弾性係数 (Pa)
$f_0$	円柱状構造物の基本固有振動数 (Pa)
$F_D$	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
$G$	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ( $N^2 \cdot S/m^2$ )
$I$	構造物の断面二次モーメント ( $m^2$ )
$K$	応力集中係数 (－)
$L$	構造物の長さ (m)
$L_e$	流体中に突き出た構造物長さ (m)
$m$	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 ( $kg/m$ )
$n$	Re 数に基づく係数 (－)
$P$	配管の最高使用圧力 (MPa)
$S_m$	設計応力強さ (MPa)
$V$	流速 ( $m/s$ )
$V_m$	断面平均流速 ( $m/s$ )
$\bar{V}$	構造物周辺平均流速 ( $m/s$ )
$V_r$	換算流速 (－)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
$Z$	構造物の断面係数 ( $m^3$ )
$\beta_0$	基本振動モードの刺激係数 (－)
$\delta$	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
$\xi$	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
$\xi_f$	流体減衰 (－)
$\rho$	流体の密度 ( $kg/m^3$ )
$\rho_s$	構造物の密度 ( $kg/m^3$ )
$\sigma_D$	定常抗力による応力 (MPa)
$\sigma_F$	設計疲労限 (MPa)
$\sigma_R$	ランダム振動応力振幅 (MPa)
$\sigma_G$	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
$\Phi$	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)



#### (4) 判定基準

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別第 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	<ul style="list-style-type: none"><li>・ 応力制限 組合せ応力は、設計建設規格より PPB-3520（クラス 1）を適用した以下の条件を満足すること。  (クラス 1) …… <math>B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)</math> <math>B_1 = 1.0</math>（ねじ接合）, <math>0.75</math>（溶接接合） <math>B_2 = 4.0</math>（ねじ接合）, <math>1.5</math>（溶接接合）</li><li>・ 疲労評価 応力集中係数 <math>K</math> を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。  <math>K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F</math> <math>K = 4.0</math>（ねじ接合）, <math>4.2</math>（溶接接合）</li></ul>

#### 2.3 評価結果

計器について評価した結果、別第 4-5 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別第 4-5 表 評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	$V$ (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (℃)	タイプ	材料	$d_o$ (×10 <sup>-3</sup> m)	$d_i$ (×10 <sup>-3</sup> m)	L (×10 <sup>-3</sup> m)	$L_e$ (×10 <sup>-3</sup> m)	$\rho_s$ (×10 <sup>3</sup> kg/m <sup>3</sup> )	I (×10 <sup>-8</sup> m <sup>4</sup> )	m (kg/m)	$E^{※1}$ (×10 <sup>11</sup> Pa)	$f_o$ (Hz)
温度計ウエル	TE-N004A	水	0.77	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	203	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19
	TE-N027A	水	0.76	736	3	8.2	288	溶接接合	ASTM-A105	23.85	9.1	203	155.2	7.85	1.55	3.33	1.84	398.19

構造物	計器 番号	同期振動評価					応力制限								同期振動評価	
		V <sub>γ</sub>	C <sub>n</sub>	(a) V <sub>γ</sub> < 1	(b) C <sub>n</sub> > 64	(c) V <sub>γ</sub> < 3.3 C <sub>n</sub> > 2.5	F <sub>D</sub> (N/m)	Z (×10 <sup>-6</sup> m <sup>3</sup> )	σ <sub>D</sub> (MPa)	y <sub>R</sub> (L) (×10 <sup>-8</sup> m)	σ <sub>R</sub> (MPa)	σ <sub>G</sub> (MPa)	組合せ 応力 (MPa)	1.5・S※ <sup>2</sup> (MPa)	応力 振幅 (MPa)	σ <sub>F</sub> (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  $S_u \leq 550\text{MPa}$  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、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

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

## 1.2 評価方法

## (1) 配管の評価

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

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

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 (=8.2MPa)

D<sub>0</sub> : 管の外径 (mm)

S : 設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手効率



## (2) フランジ部の評価

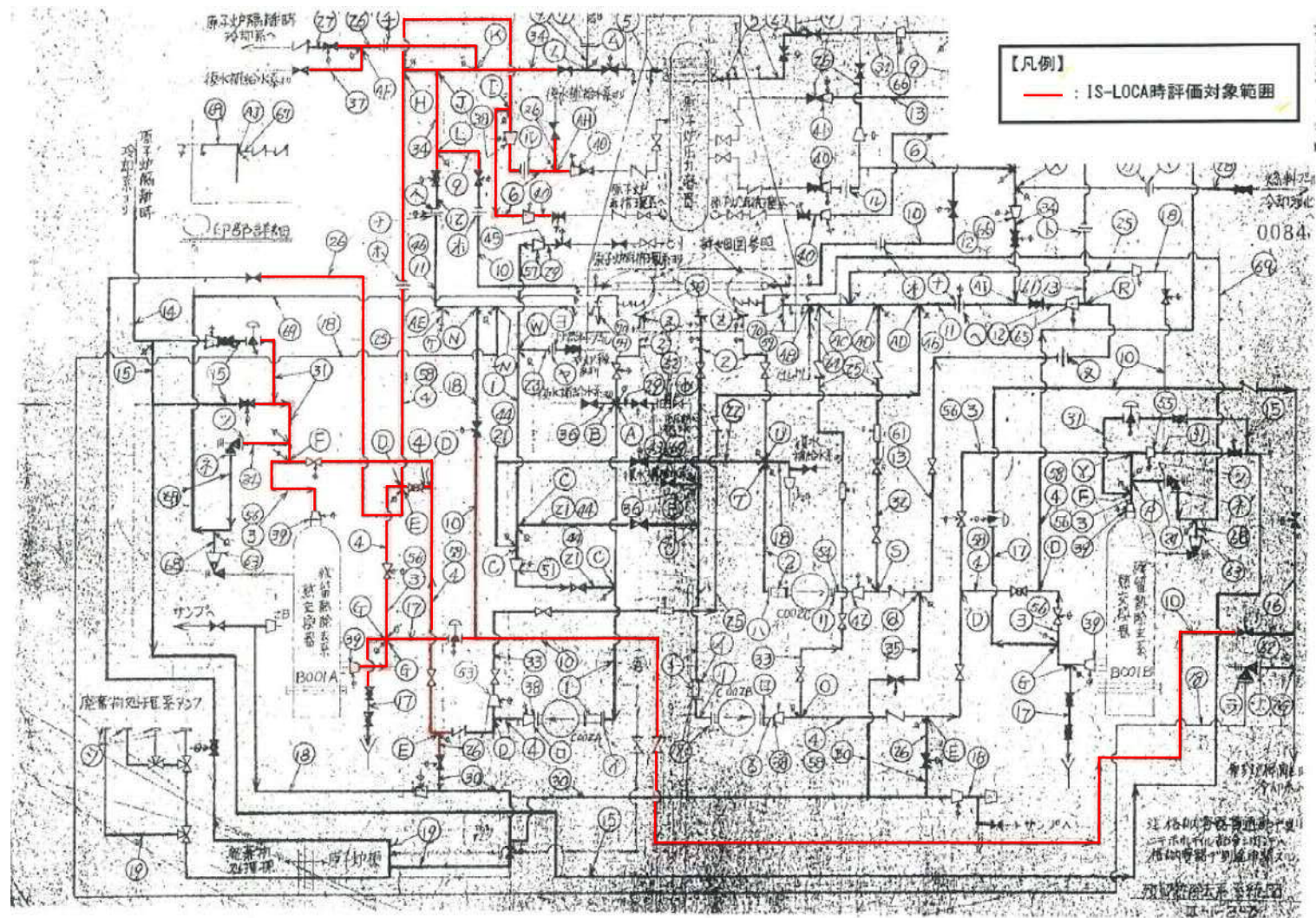
設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。

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

## 1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別第 5-1 表及び別第 5-2 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。





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



別第 5-1 表 必要厚さ評価結果

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



別第 5-2 表 フランジ部評価結果 (1/2)

フランジ用途		F1 150A 検出フランジ	F2 450A 検出フランジ	F3 350A 検出フランジ	F4 安全弁取合フランジ	F5 熱交換器ドレン フランジ
フランジ口径		150A	450A	350A	25A	40A
評価温度 (°C)		288	288	288	288	288
常温 (°C)		20	20	20	20	20
評価温度 $\Delta t$ (°C) = ISLOCA 発生時温度 - 常温		268	268	268	268	268
評価圧力 (MPa)		8. 2	8. 2	8. 2	8. 2	8. 2
ガスケット仕様		SUS304 4. 5t×2	SUS304 4. 5t×2	SUS304 4. 5t×2	SUS304 4. 5t×1	SUS304 4. 5t×1
ボルト仕様	ボルト材質	SCM435	SCM435	SCM435	SCM435	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※ <sup>1</sup> M (N・mm)		3. 90E+05	6. 42E+06	9. 20E+05	2. 00E+04	1. 00E+04
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント※ <sup>1</sup> M (N・mm)		3. 37E+06	4. 65E+07	2. 81E+07	1. 10E+05	2. 40E+05
曲げモーメントによる等価圧力※ <sup>2</sup> Peq (MPa)		2. 52	2. 05	2. 46	10. 50	4. 14
内圧 P+等価圧力 Peq (MPa)		10. 72	10. 25	10. 66	18. 70	12. 34
G (mm)		196. 51	508. 78	391. 53	39. 8	67. 5
有効断面積 (mm <sup>2</sup> ) A = $\pi / 4 G^2$		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 <sup>2</sup> )		234. 9	562. 09	562. 09	150. 33	234. 9
ボルト歪み $\varepsilon$		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 $\varepsilon_0$		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°C)		1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05
フランジ熱膨張係数 $\alpha 2$ (mm/mm°C)		1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05	1. 29E-05
オリフィス熱膨張係数 $\alpha 3$ (mm/mm°C)		1. 71E-05	1. 71E-05	1. 70E-05	—	—
ガスケット内外輪熱膨張係数 $\alpha 4$ (mm/mm°C)		1. 70E-05	1. 70E-05	1. 70E-05	1. 70E-05	1. 70E-05

※<sup>1</sup> 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。※<sup>2</sup> 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 2～6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても、破損が発生しないことを確認した。

そこで、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

## a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重  $\Delta W$

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

$G$  : ガスケット反力円の直径 ( $=D_0 - 2b = 2,153\text{mm}$ )

$$b = 2.5 \sqrt{\frac{1}{2} \times \left( \frac{D_0 - D_i}{2} - 2 \right)}$$

$D_0$  : ガスケット接触面の外径 ( $=2,170\text{mm}$ )

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 ( $=2,120\text{mm}$ )

$P_1$  : 設計条件における圧力 (5.18MPa)

$P_2$  : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ( $=8.2\text{MPa}$ )

- ・内圧による伸び量  $\Delta L_1$

$$\Delta L_1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

$H_b$  : ボルト長さ (ナット下面－ボルト留め部間) ( $=349.5\text{mm}$ )



$N_b$  : ボルト本数 (=68)

$A$  : ボルト有効径における断面積 ( $= \pi / 4 \times 46.051^2 = 1,665\text{mm}^2$ )

$E$  : ボルトのヤング率 ( $= 187,000\text{N/mm}^2$  at  $288^\circ\text{C}$  [SNCM8])

## b. 熱による伸び量

- ・ ボルトの熱による伸び量  $\angle L2$

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

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数 ( $= 13.98 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at  $288^\circ\text{C}$  [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  $\angle L3$

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

$\alpha_2$  : 管板及び胴側フランジの熱膨張係数 ( $= 12.91 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at  $288^\circ\text{C}$  [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 $A$

$$A = \pi \times D_i \times (\angle L1 + \angle L2 - \angle L3)$$

$D_i$  : 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  $21\text{cm}^2$  となる。



別第 6-1 表 破断面積評価結果

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

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量



## I S L O C A 発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建屋内環境評価

### 1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり，残留熱除去系（B系）における I S L O C A 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建屋内の環境（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及び原子炉建屋平面図を別第 7-1 図及び別第 7-2 図に示す。

なお，高圧炉心スプレイ系ポンプ室及び原子炉隔離時冷却系ポンプ室は他室と水密扉で区切られており，蒸気の移動がほぼないため，解析においても蒸気の移動を考慮していない。

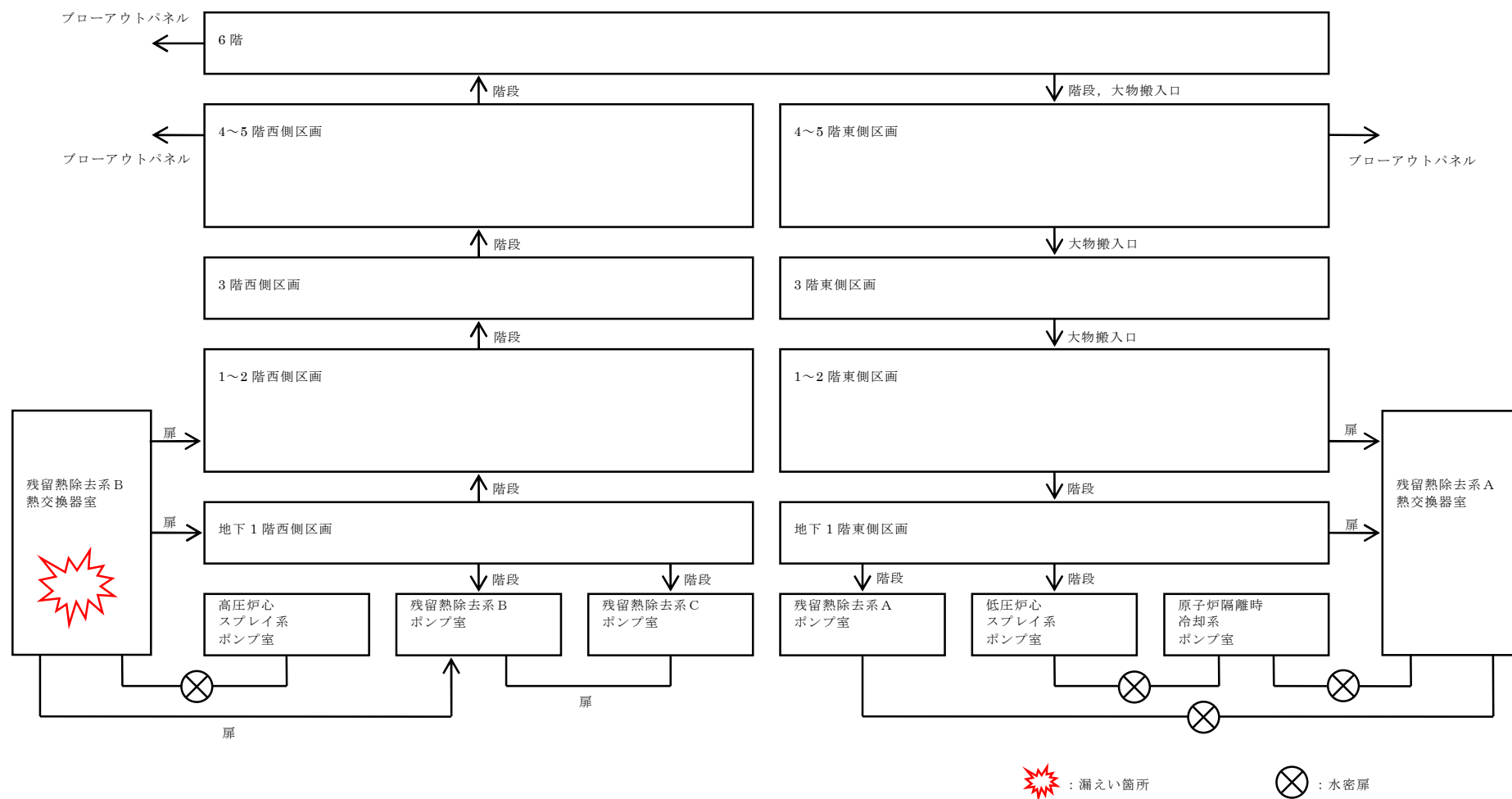


別第 7-1 表 原子炉建屋内の環境評価条件

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	格納容器及び原子炉建屋等の詳細ノードのモデル化が可能であり，隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系（B系） 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm <sup>2</sup>	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位低下（レベル 2）設定点到達時に，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始</li> <li>・低圧炉心スプレイ系を起動し，事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧</li> <li>・事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動</li> <li>・原子炉水位回復後，低圧炉心スプレイ系を停止し，原子炉水位を原子炉水位（レベル 3）設定点以上に維持</li> <li>・事象発生 25 分後，サプレッション・プール冷却開始</li> <li>・事象発生 5 時間後，残留熱除去系隔離完了</li> </ul>	有効性評価の解析と同様
原子炉建屋モデル	別第 7-1 図参照	原子炉建屋東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力※	6.9kPa[gage]	設計値を設定

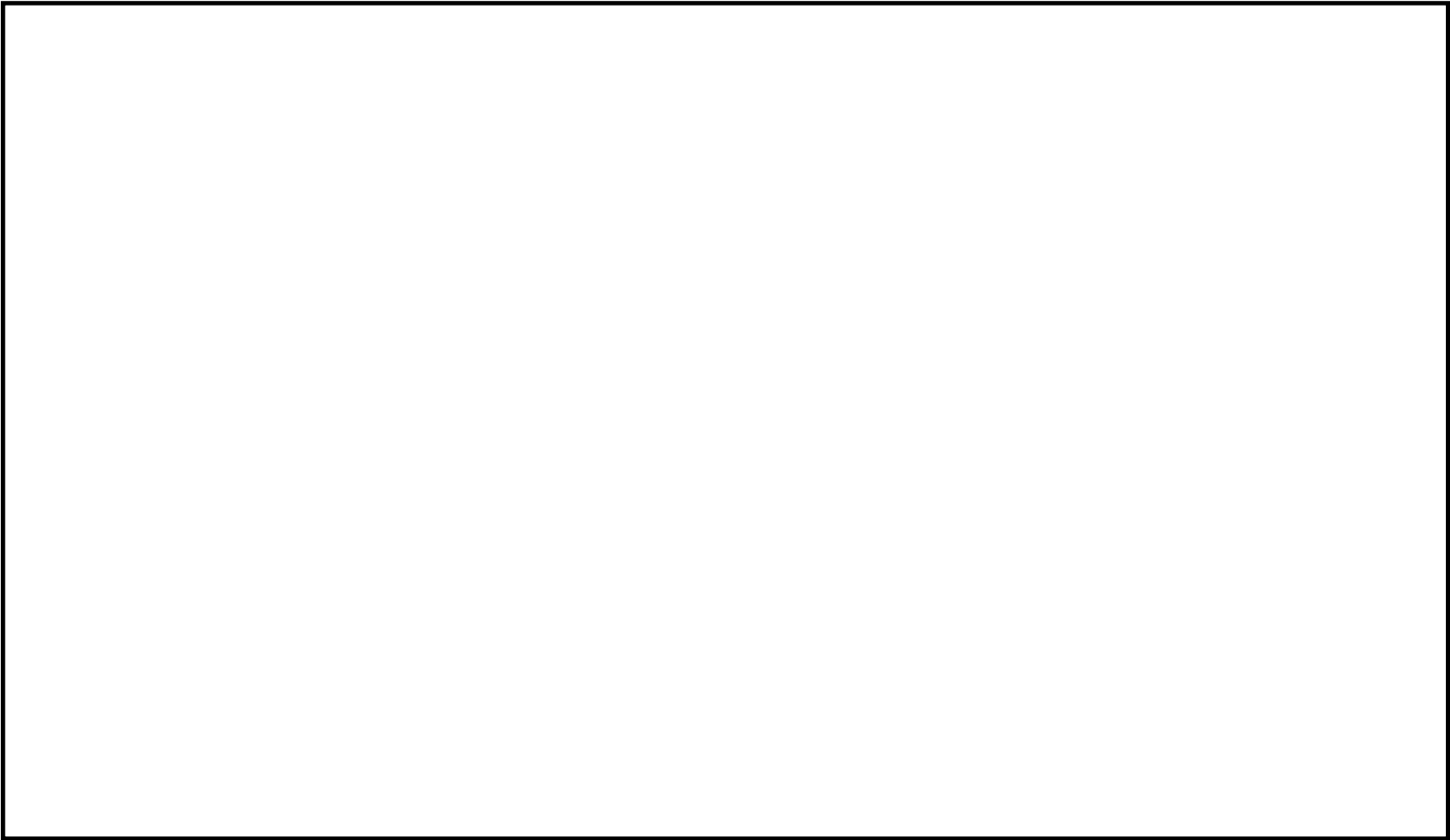
※：現在設置されているブローアウトパネル 12 枚のうち 2 枚を閉止する方針であるが，本評価では 12 枚全てに期待している。なお，全てのブローアウトパネルに期待しない場合の評価を別紙 9 に示している。





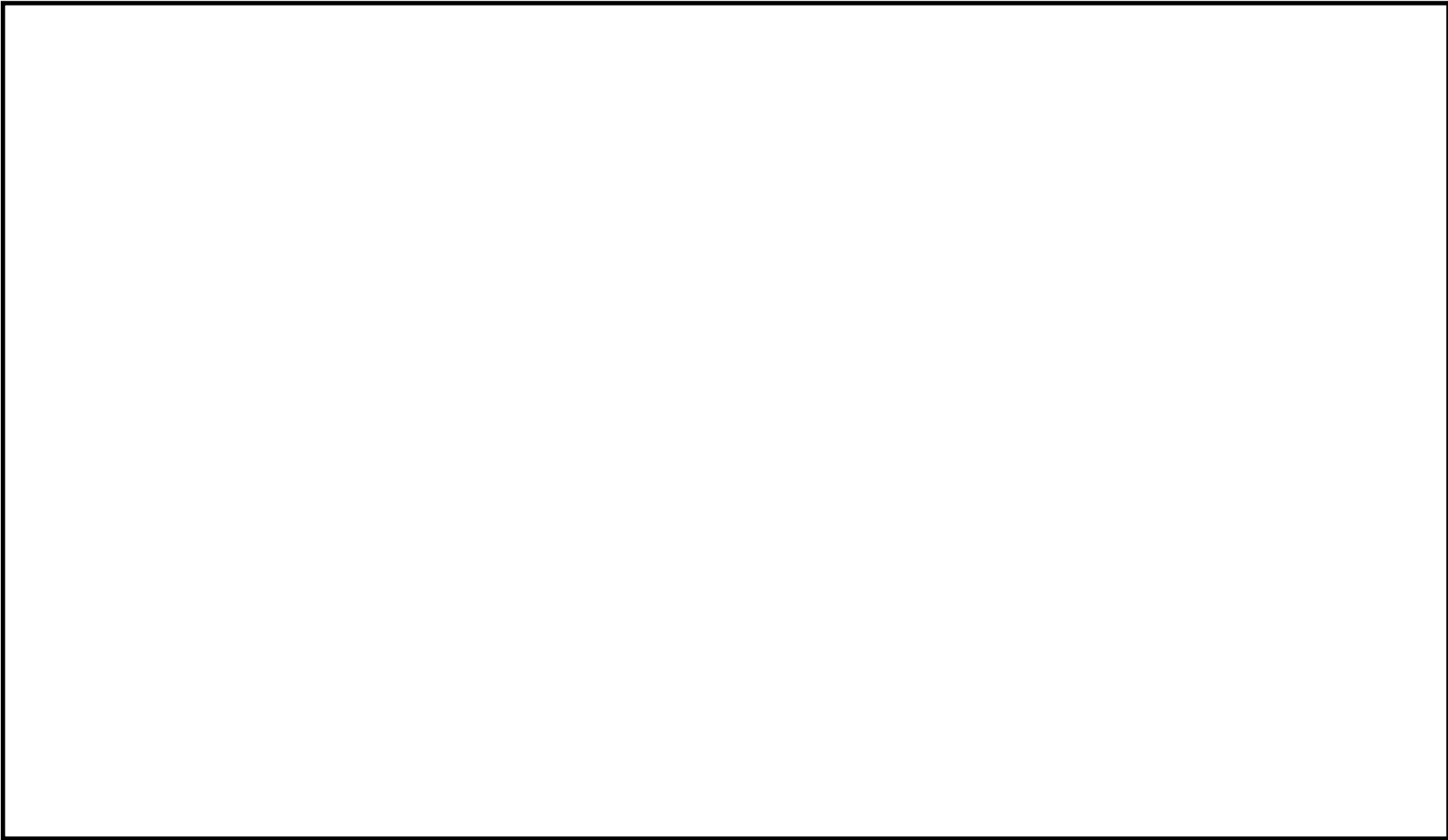
別第 7-1 図 原子炉建屋内ノード分割モデル





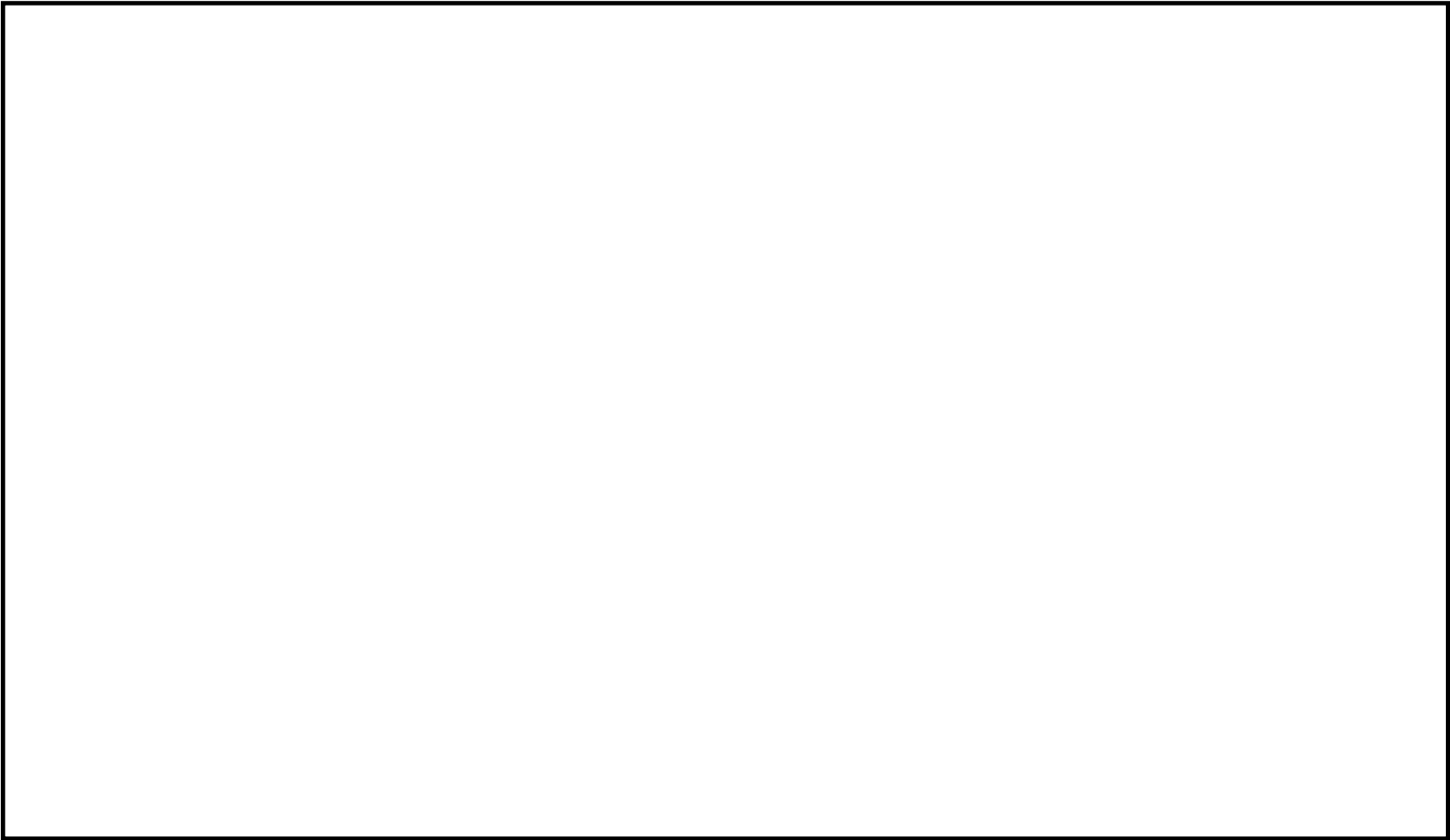
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図（地下 2 階）





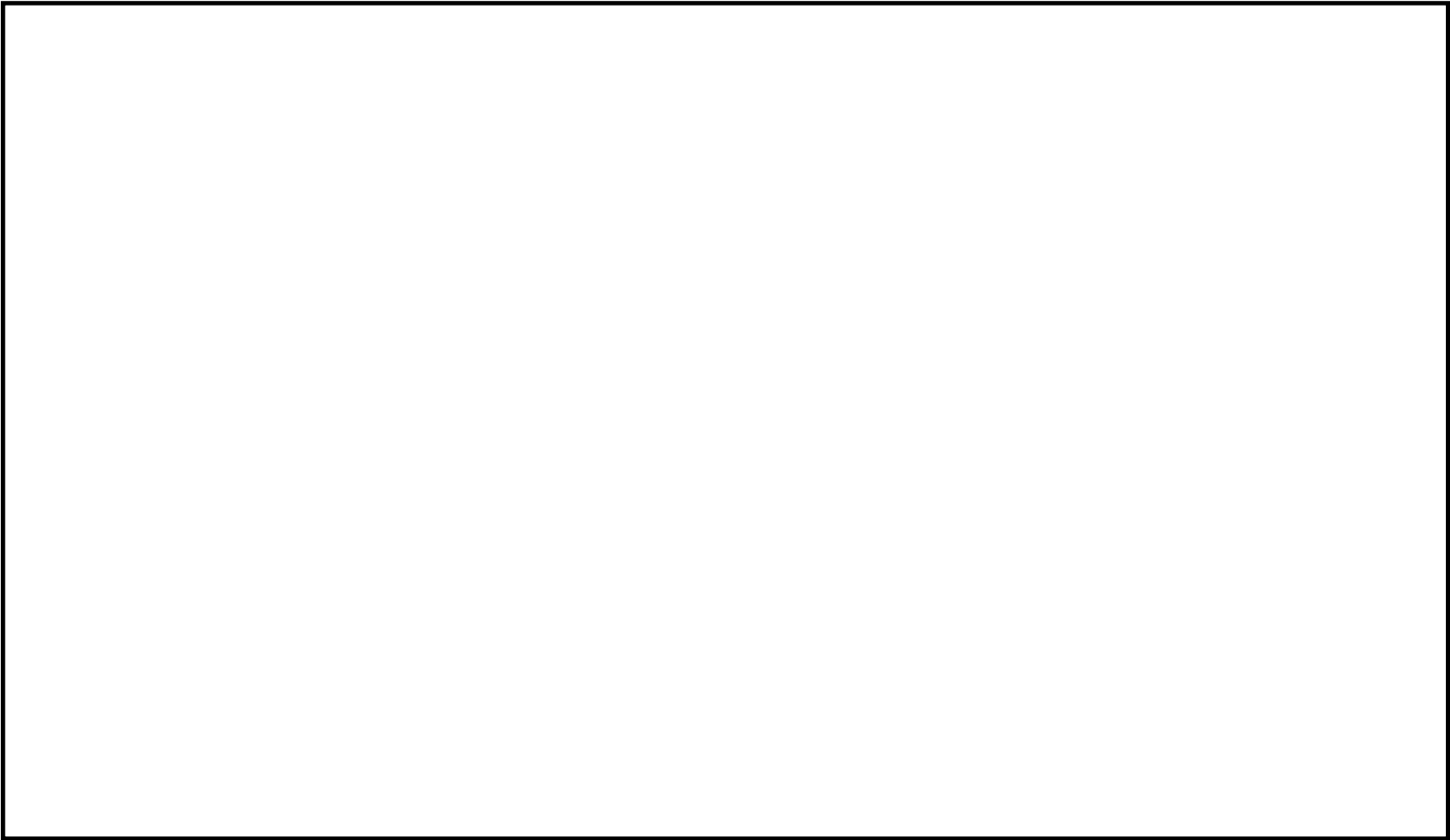
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図（地下 1 階）





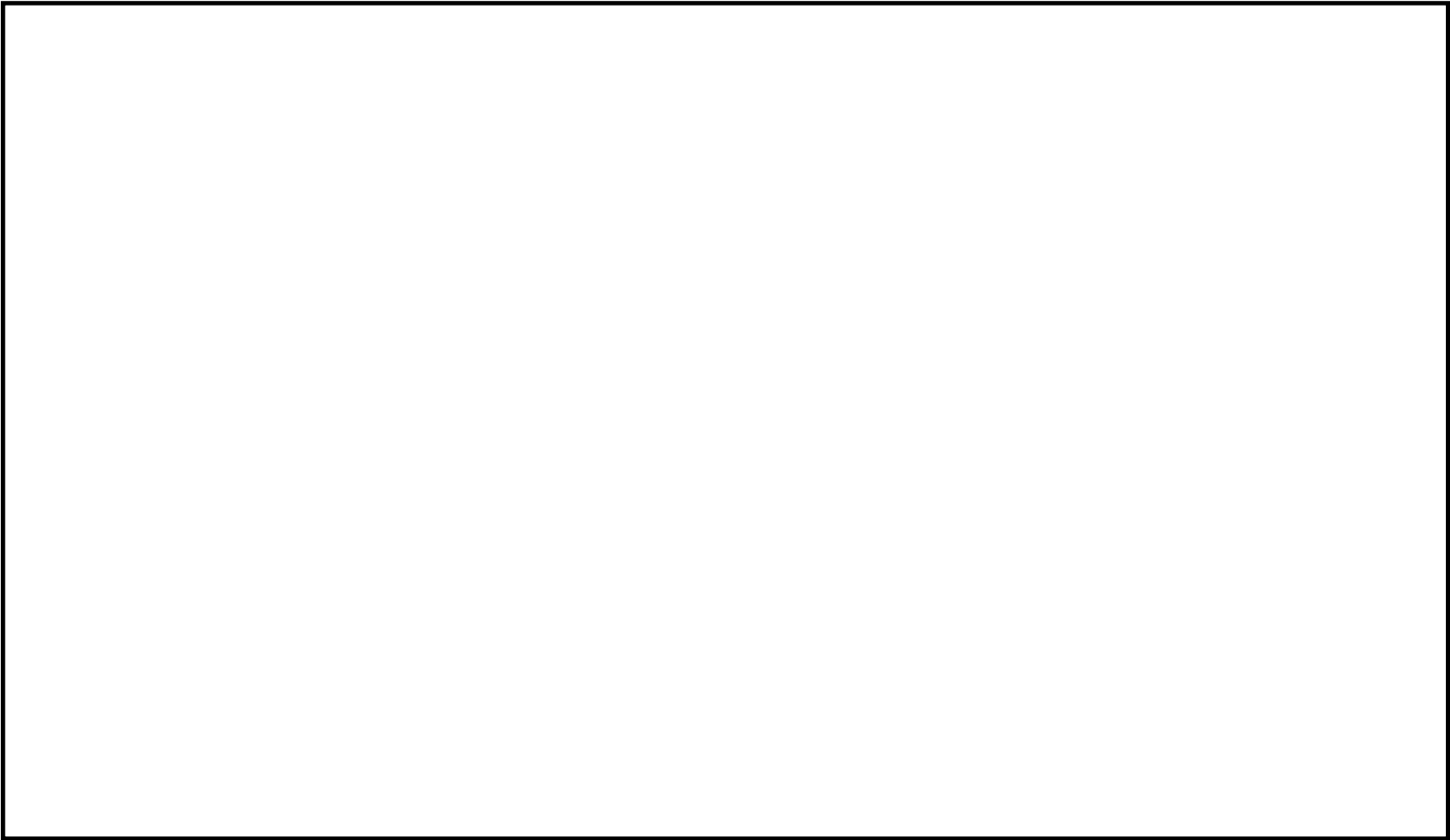
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図 (1 階)





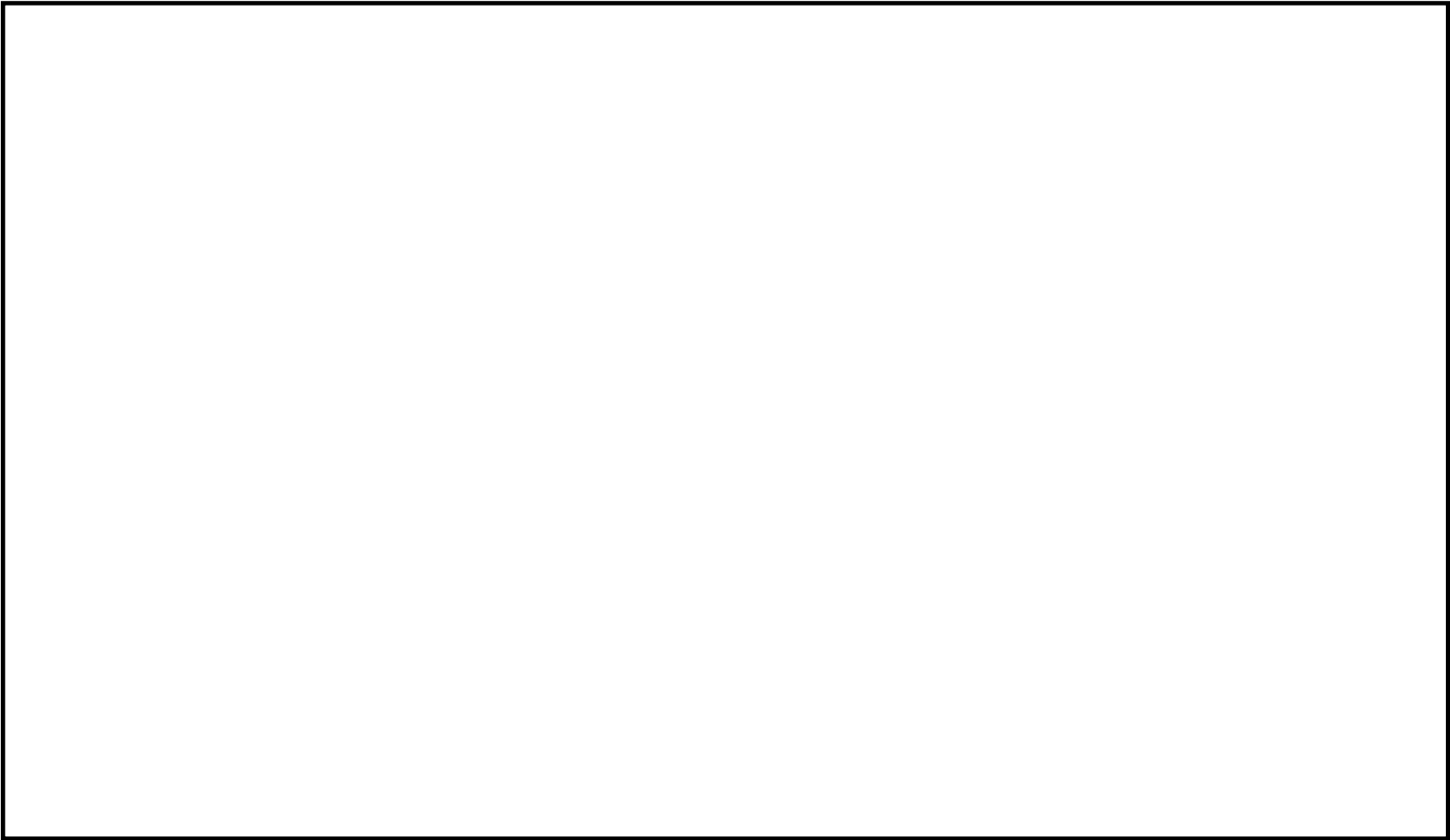
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図（2 階）





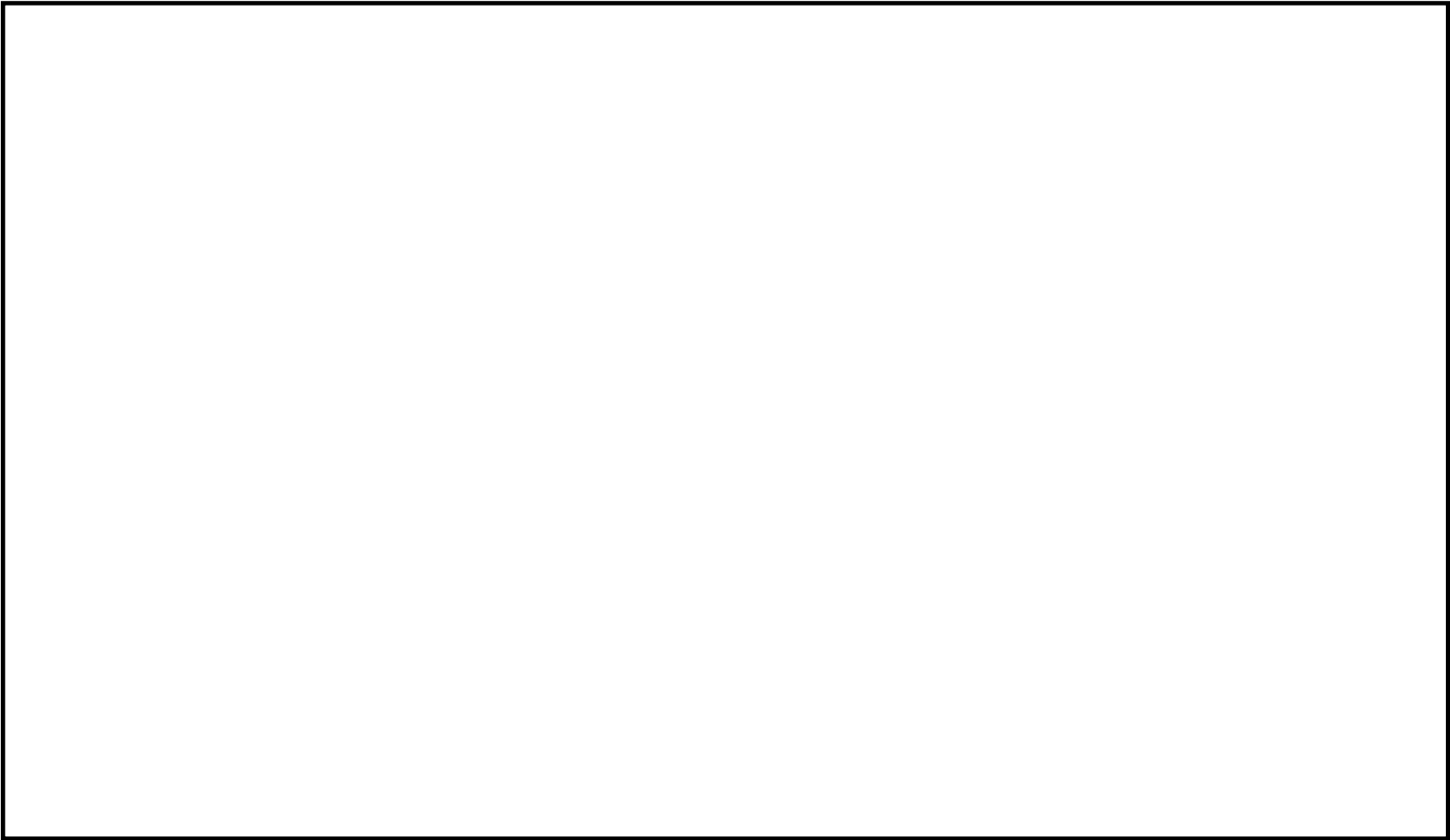
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図 (3 階)





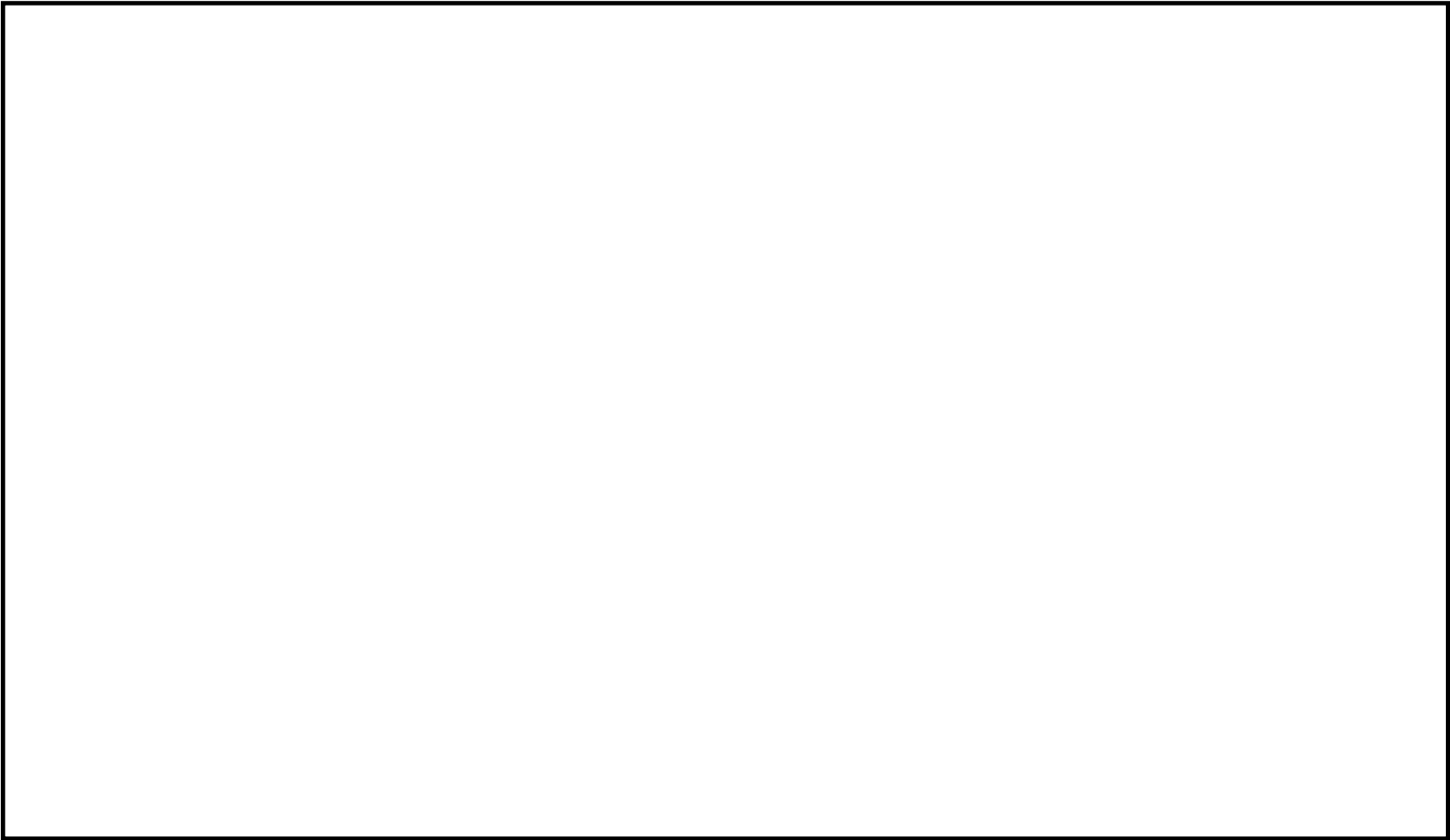
別第 7-2 図 原子炉建屋平面図（4 階）





別第 7-2 図 原子炉建屋平面図 (5 階)





別第 7-2 図 原子炉建屋平面図（6 階）



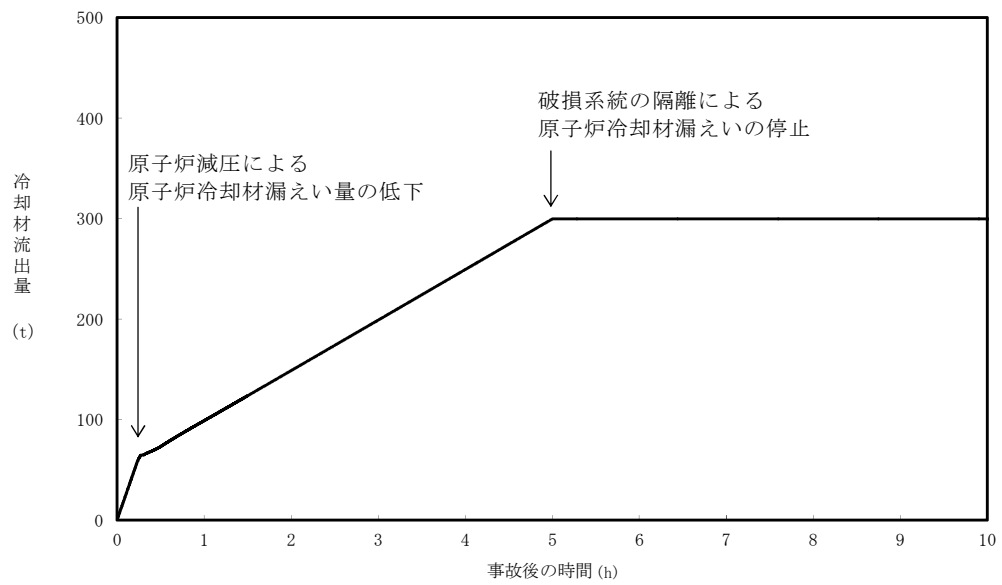
## 2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 7-3 図に，原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画），雰囲気温度（東側区画），湿度（西側区画），湿度（西側区画），圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 7-4 図から別第 7-9 図に示す。

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

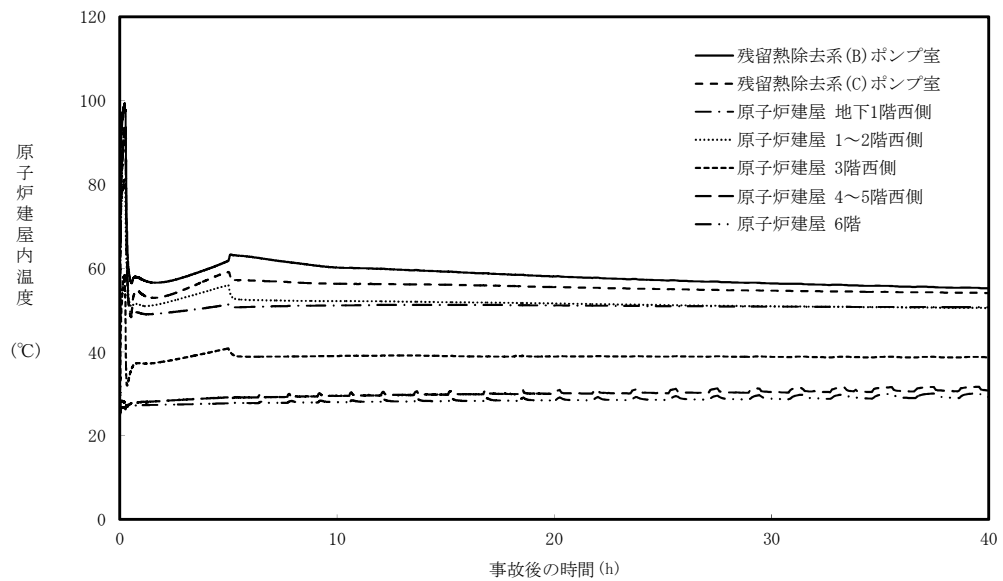
なお，ブローアウトパネルが設置されている 4～5 階西側区画，4～5 階東側区画及び 6 階全ての圧力はブローアウトパネルの設定圧力に到達し，ブローアウトパネルが開放している。



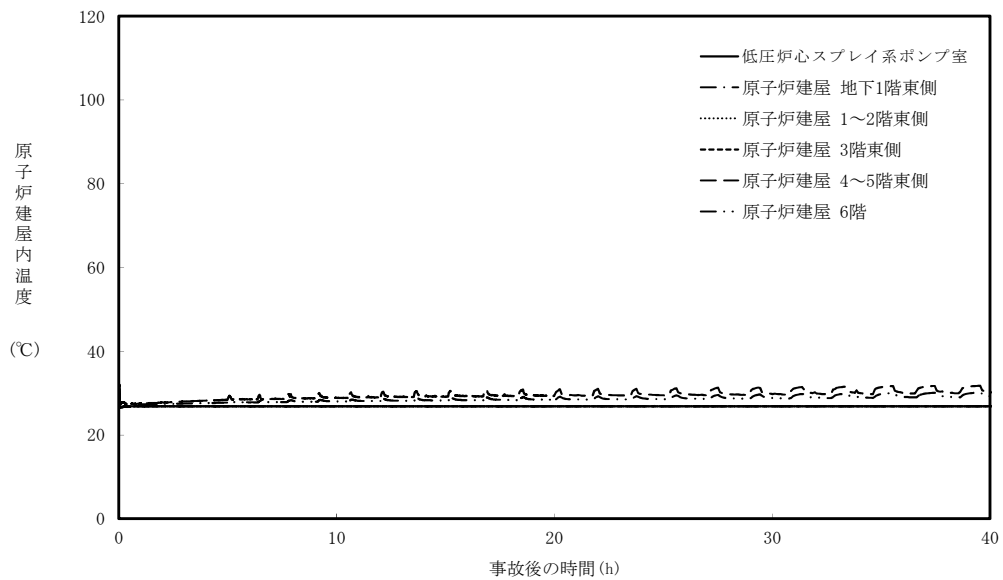


別第 7-3 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



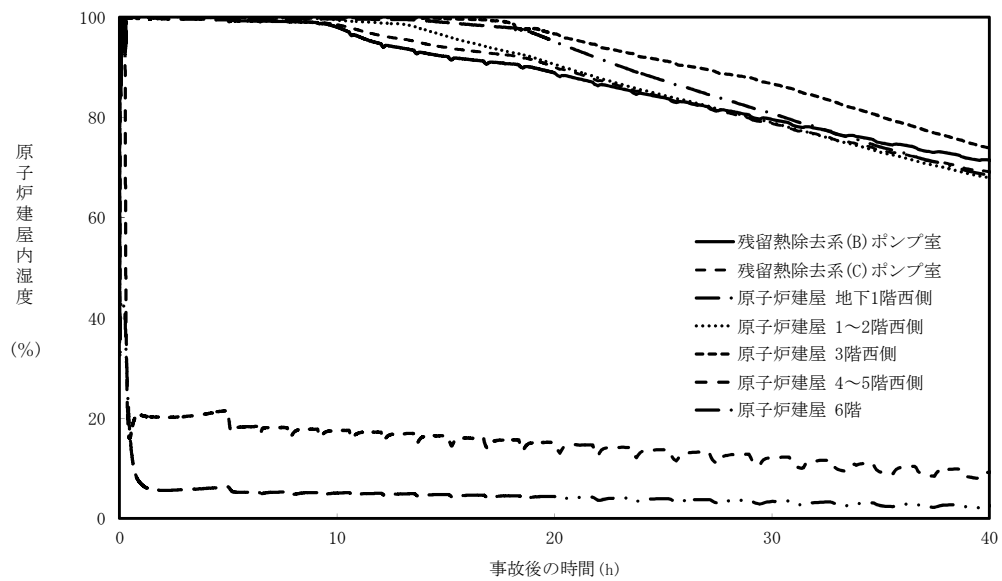


別第 7-4 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）

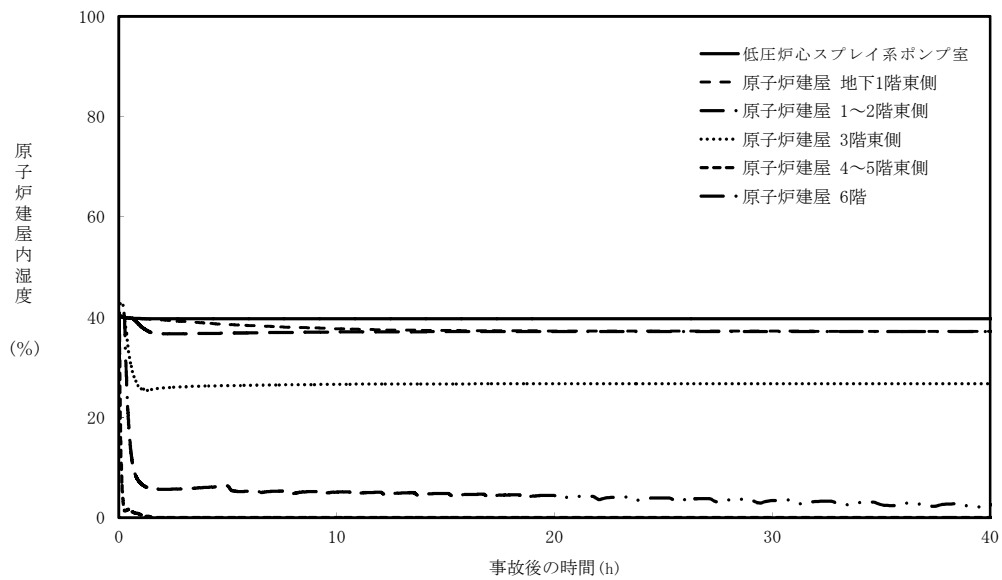


別第 7-5 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



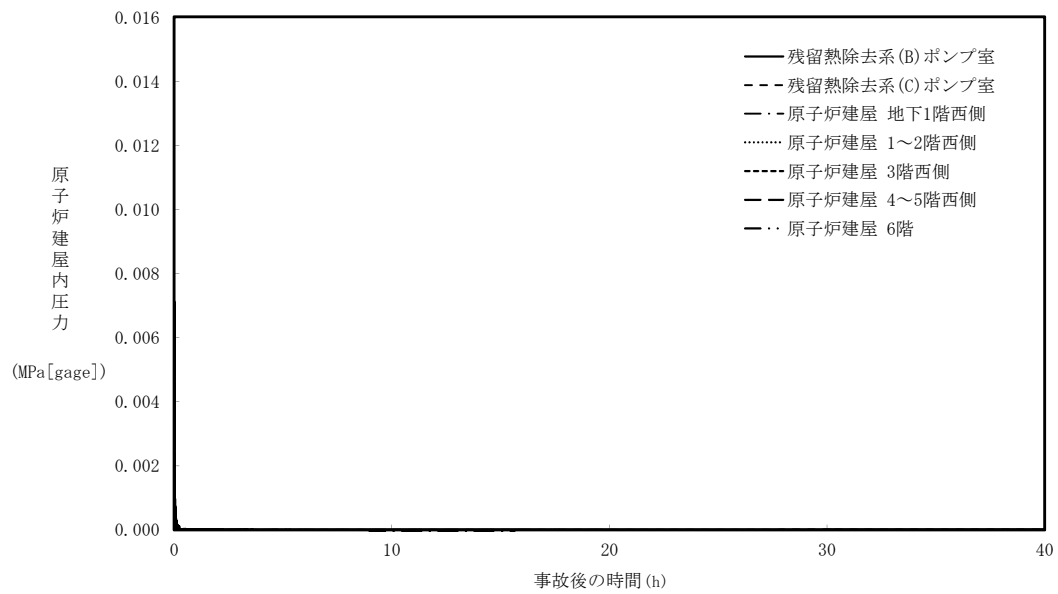


別第 7-6 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）

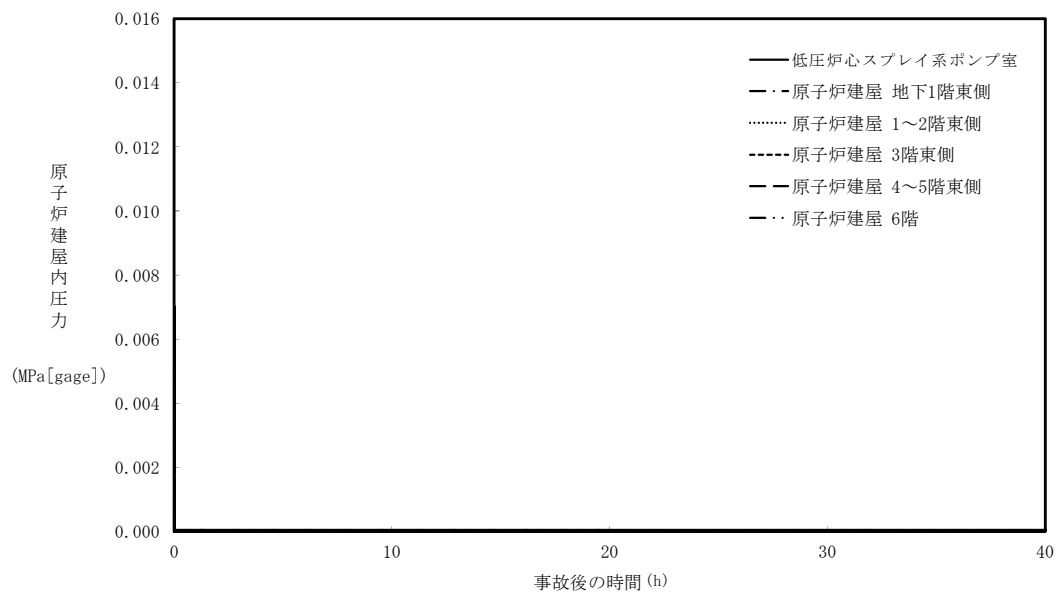


別第 7-7 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）





別第 7-8 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 7-9 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）



## ブローアウトパネルに期待しない場合の

## I S L O C A発生時の原子炉冷却材漏えい量評価

## 及び原子炉建屋内環境評価

## 1. 評価条件

別紙 8 の評価条件のうち、ブローアウトパネルが開かない場合の条件で評価を実施した。

## 2. 評価結果

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

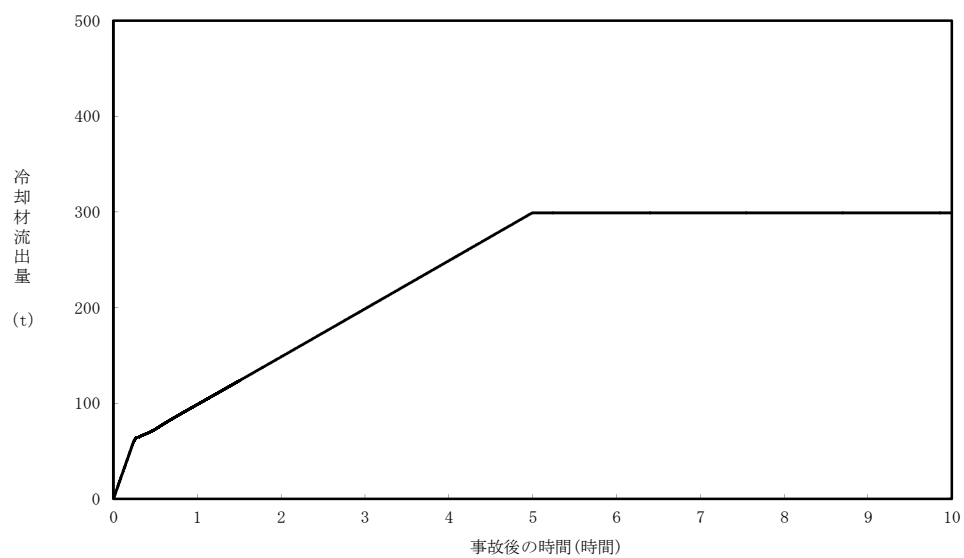
別第 8-1 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 8-2 図及び別第 8-3 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の比較を第 8-1 表に示す。

第 8-1 表 ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の

## 評価結果の比較

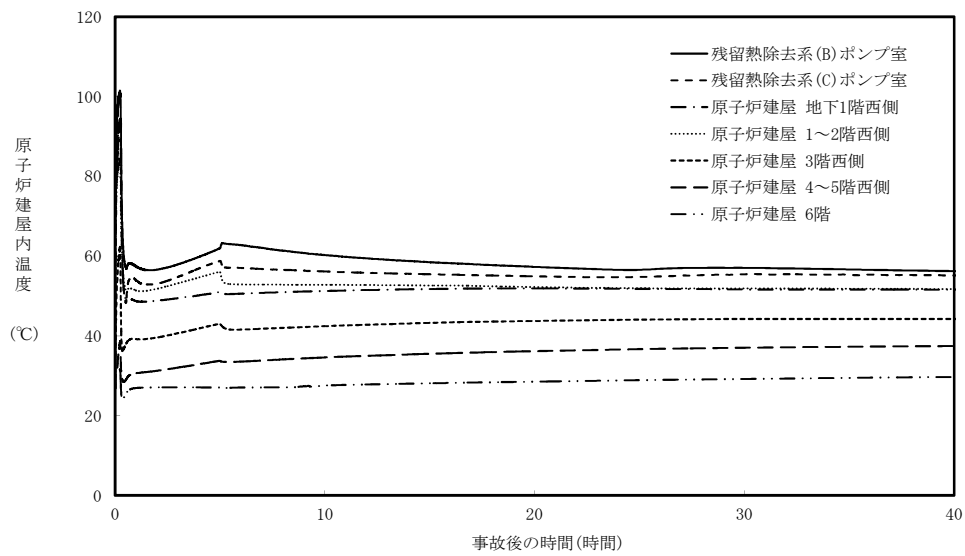
項 目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び雰囲気温度の最大値	41℃	44℃



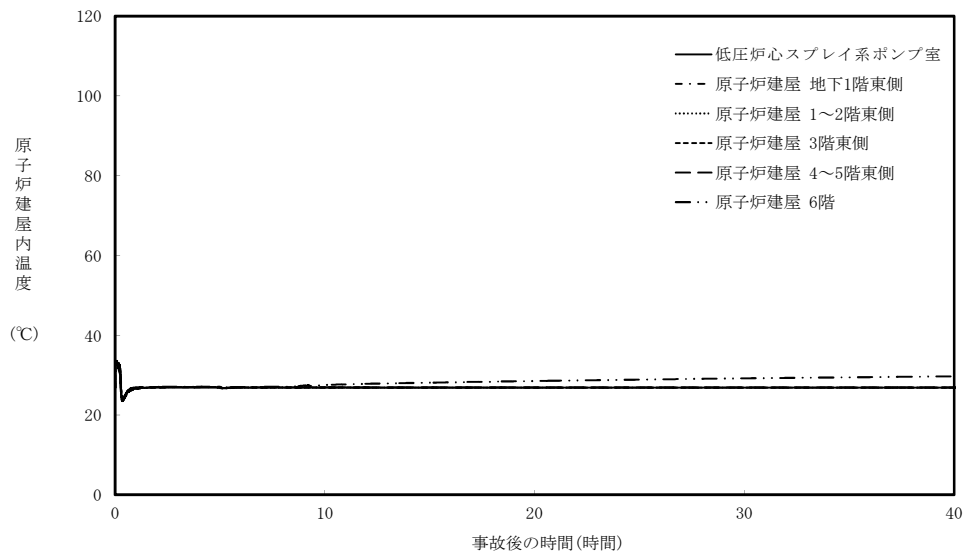


別第 8-1 図 原子炉冷却材の積算漏えい量



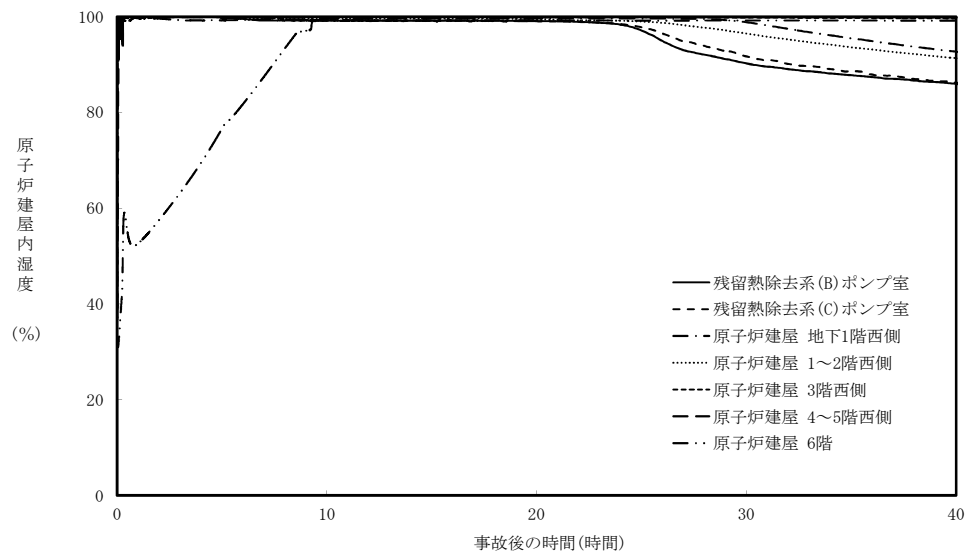


別第 8-2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）

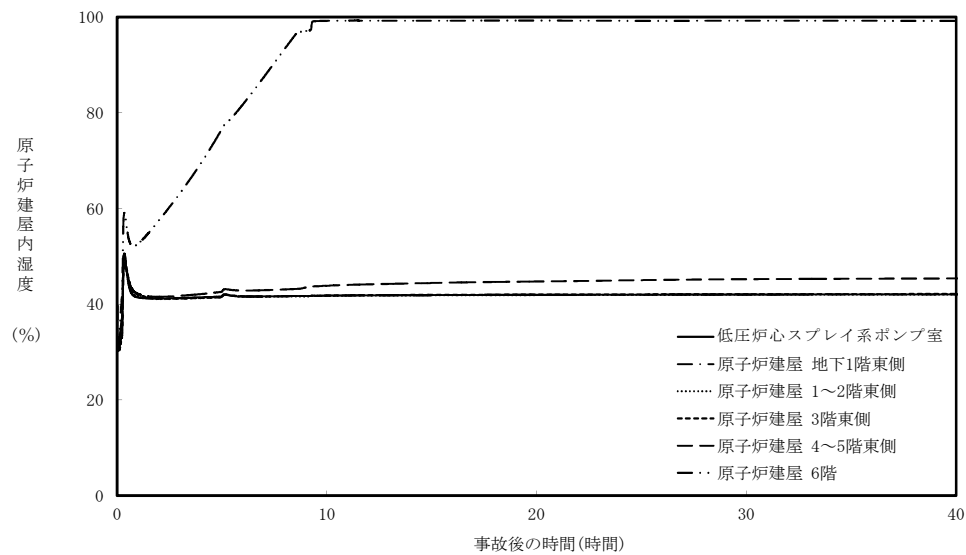


別第 8-3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



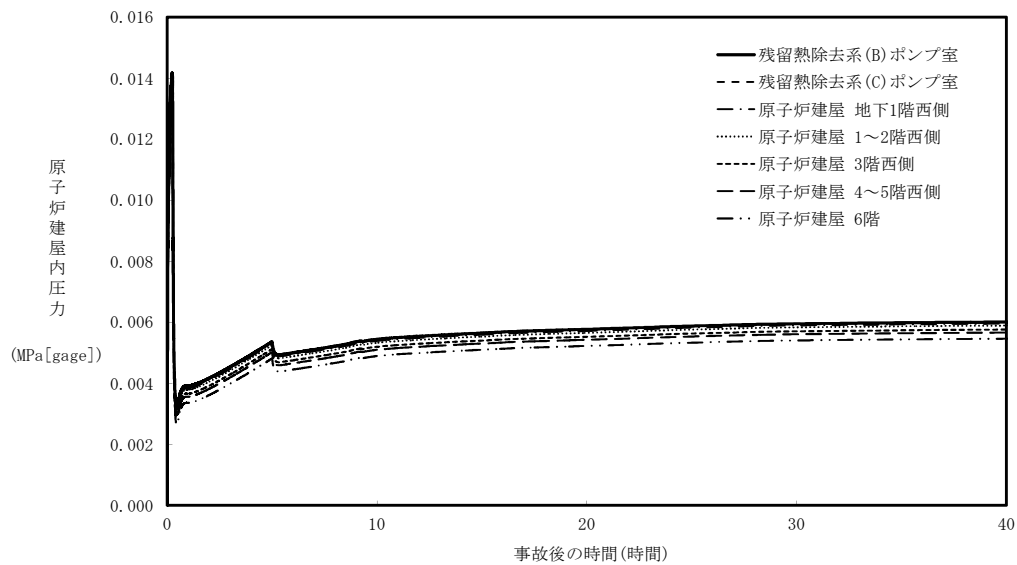


別第 8-4 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）

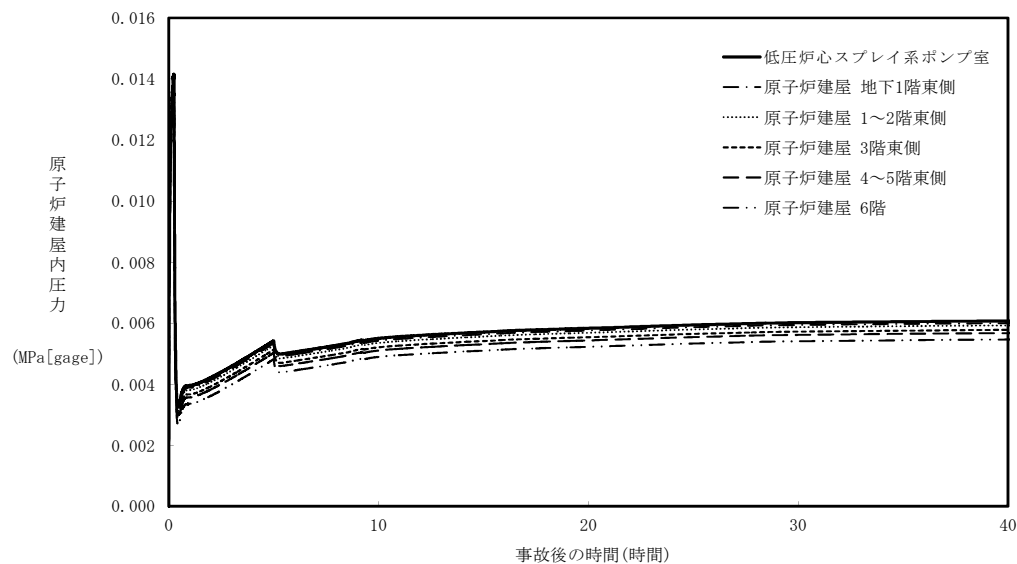


別第 8-5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）





別第 8-6 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 8-7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）



## 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

破断口から原子炉建屋に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から環境への漏えいは考慮せずに原子炉建屋内に均一に分布するものとして原子炉建屋内の線量率を評価した。

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

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

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

原子炉建屋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)	$3.7 \times 10^{12}$	$1.5 \times 10^{12}$ (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	$2.3 \times 10^{14}$	—

## (2) 評価の方法

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

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

ここで、

$D$  : 放射線量率 (Gy/h)

$6.2 \times 10^{-14}$  : サブマージョンモデルによる換算係数  $\left( \frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}} \right)$

$Q_{\gamma}$  : 原子炉建屋内放射性物質質量

(Bq :  $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$  : 原子炉建屋空間体積 (85,000m<sup>3</sup>)

$E_{\gamma}$  :  $\gamma$  線エネルギー (0.5MeV/dis)

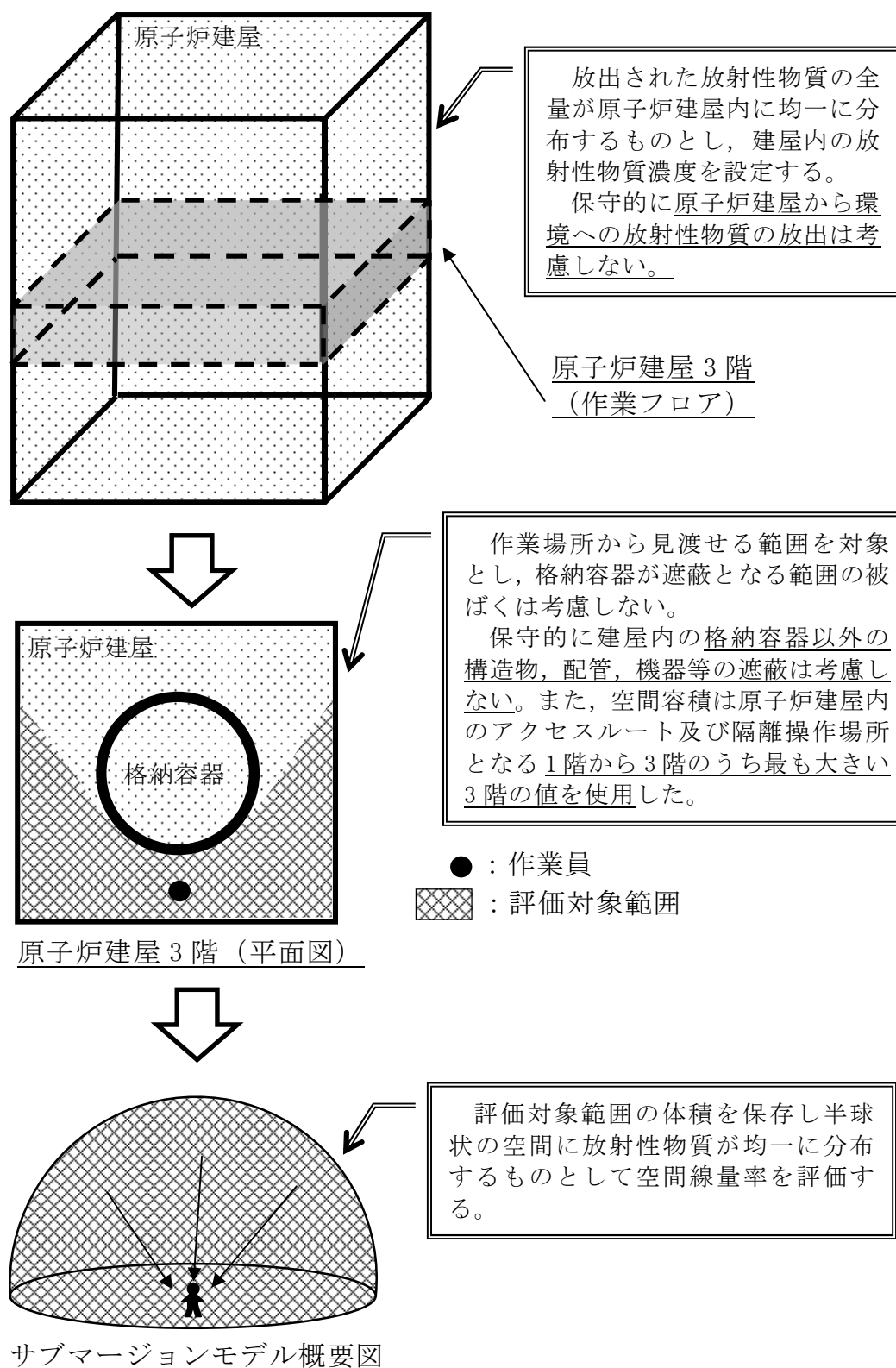
$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$  線のエネルギー吸収係数 ( $3.9 \times 10^{-3}$ /m)

$R$  : 評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の空間容積と等価な半球の半径 (m)

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

$V_{OF}$  : 評価対象エリア（原子炉建屋地上 3 階）の容積 (5,000m<sup>3</sup>)



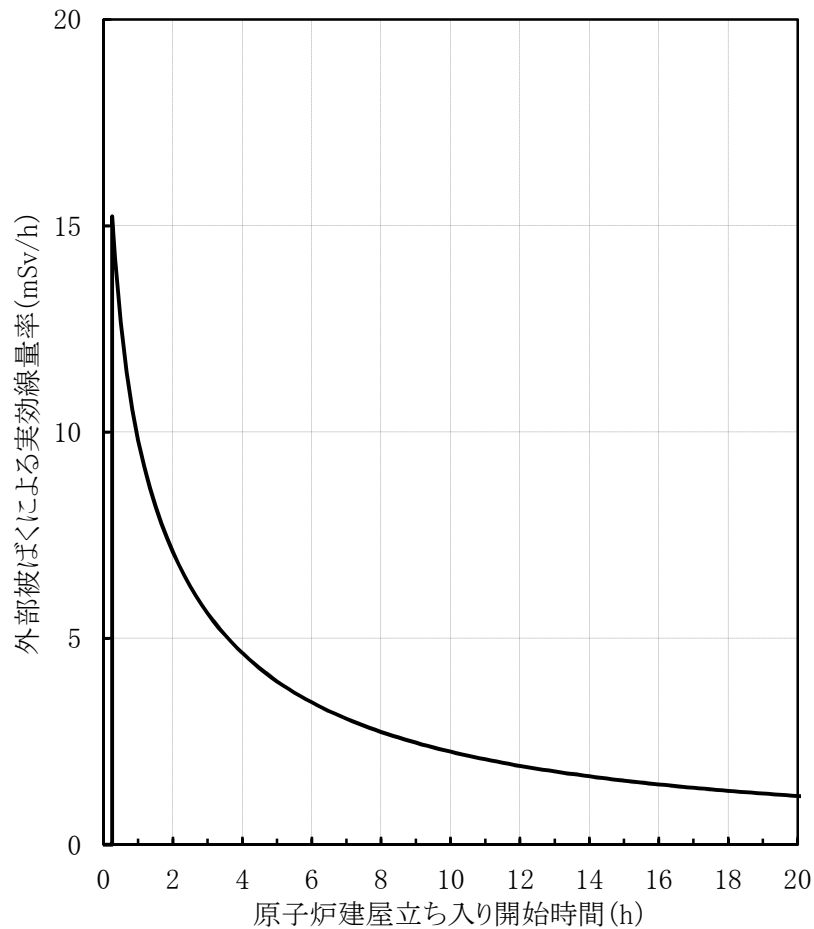


別第 9-1 図 サブマージョンモデルの概要



### (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 ( $\text{d}^{-1}$ )	$\gamma$ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) ( $\gamma$ 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（別紙 11）。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋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  $5 \text{mSv}$  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)	$3.7 \times 10^{12}$	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$1.5 \times 10^2$	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 (運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 ( $5.6 \times 10^{-1}$ Bq/g) を十分に包絡する値である。)
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素：96 有機よう素：4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素， ハロゲン等：100 有機よう素： 99.958	無機よう素，ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバ及び破断口から格納容器のそれぞれに移行するものとするものとして設定 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 Plan 6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋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

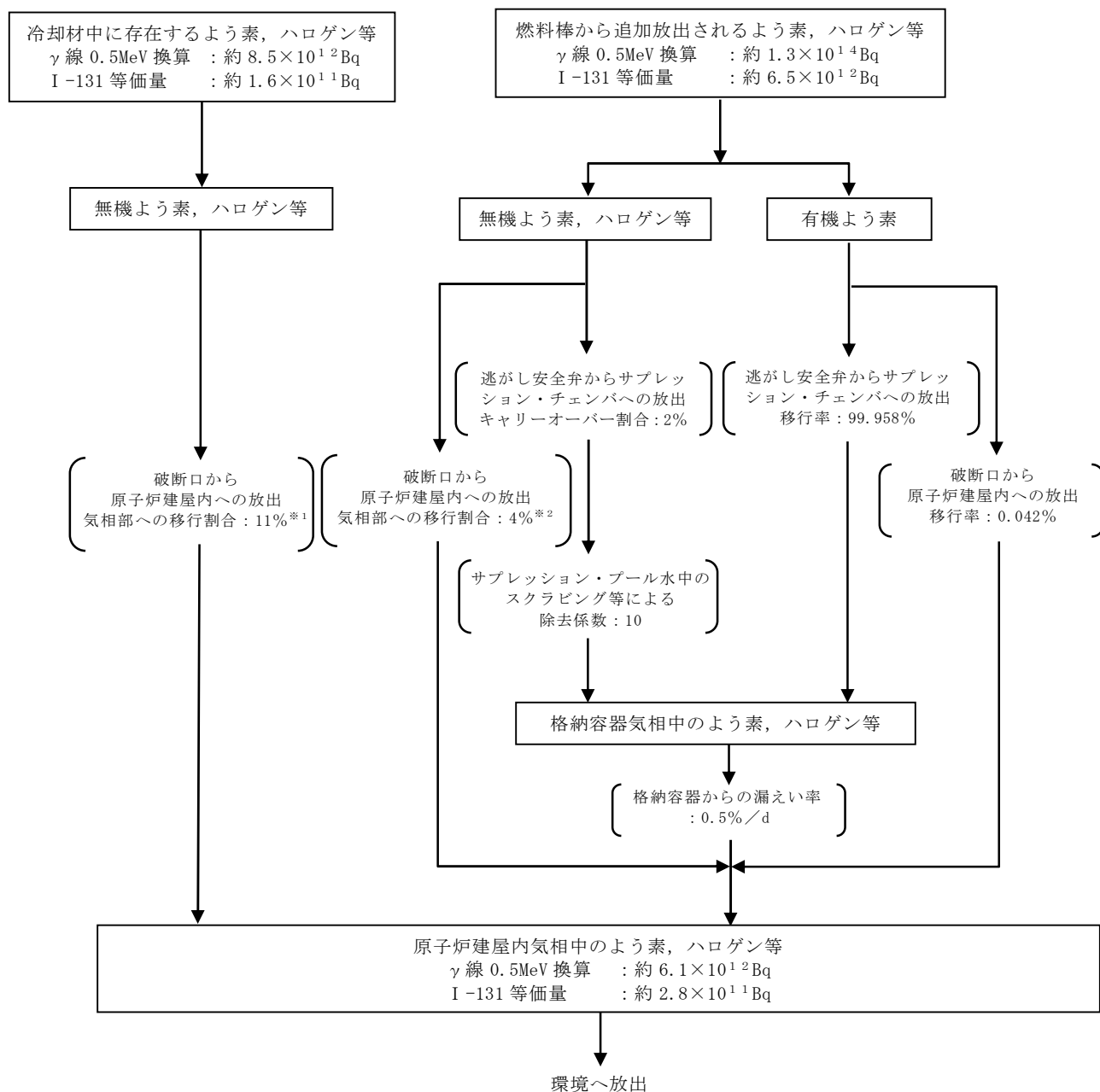
核 種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	$9.5 \times 10^{12}$
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	$2.8 \times 10^{11}$



別第 9-5 表 大気拡散条件（地上放出）

核 種	放出量 (Bq)
相対濃度 ( $\chi / Q$ ) (s/m <sup>3</sup> )	$2.9 \times 10^{-5}$
相対線量 (D / Q) (Gy/Bq)	$4.0 \times 10^{-19}$



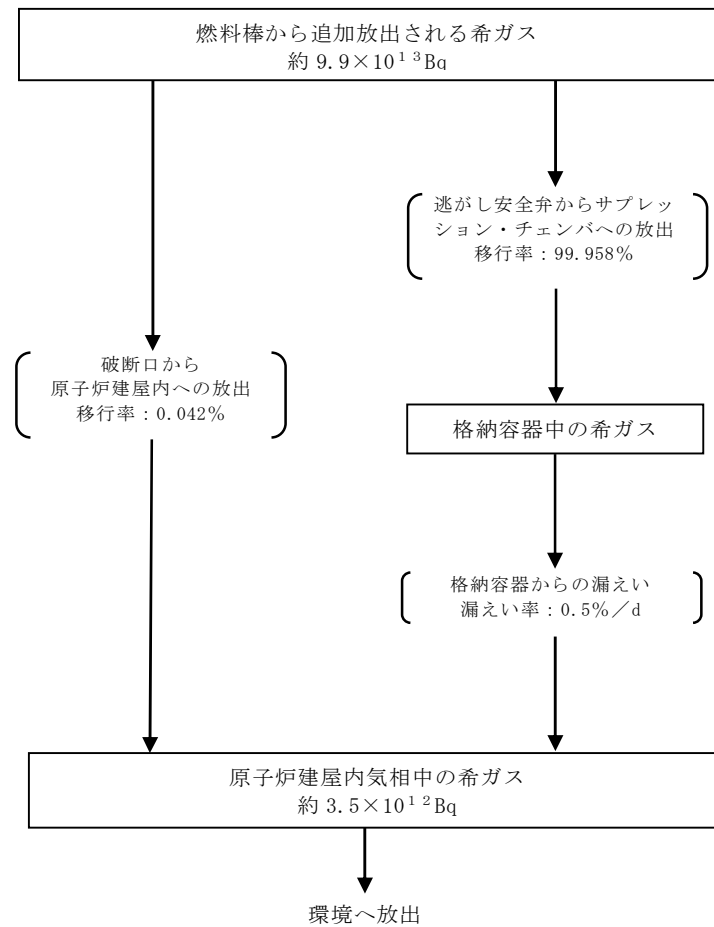


※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

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

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

(※ 1Ci =  $3.7 \times 10^{10}$  Bq)



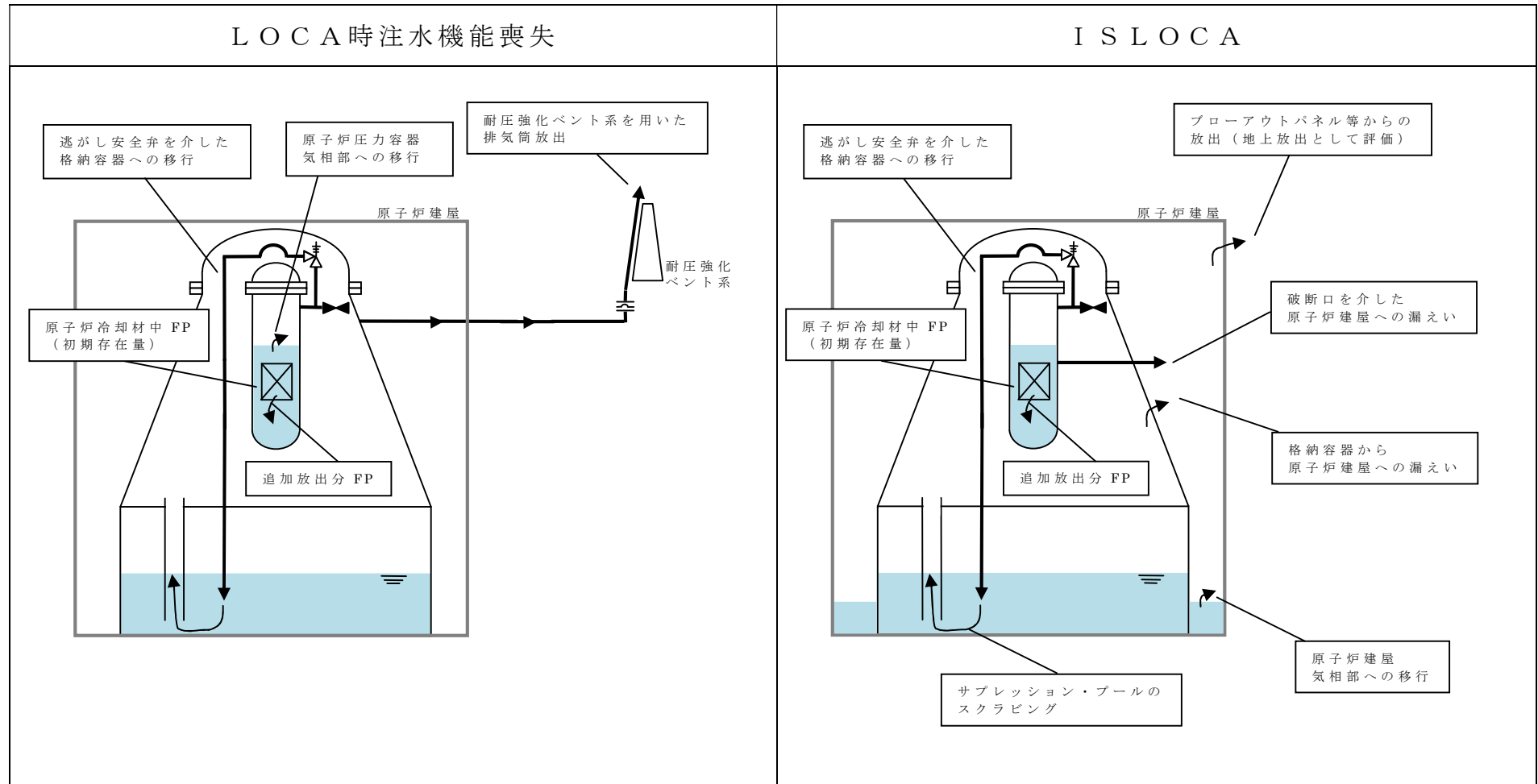
「L O C A 時注水機能喪失」と「インターフェイスシステム L O C A」  
の敷地境界外線量評価の条件の差について

「L O C A 時注水機能喪失」では、格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量を評価しているのに対し、「インターフェイスシステム L O C A」（以下「I S L O C A」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の敷地境界外の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて別第 10-1 表に、評価条件の差異について別第 10-2 表に示す。



別第 10-1 表 放出経路の違いについて





別第 10-2 表 評価条件の差異について (1/2)

項 目	主要解析条件		差異の理由
	LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
原子炉運転日数 (日)	2,000	2,000	—
追加放出量 (I-131) (Bq)	$2.2 \times 10^{14}$	$3.7 \times 10^{12}$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$4.6 \times 10^3$	$1.5 \times 10^2$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン) (%)	よう素：2 よう素以外：—	2	LOCA時注水機能喪失では、よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン以外) (%)	—	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合 (%)	無期よう素：96 有機よう素：4	無期よう素：96 有機よう素：4	—
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	100	無期よう素、 ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しているため、逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋への移行率分だけ 100%より小さくなる。 なお、無機よう素、ハロゲン等は保守的に原子炉建屋とサブプレッション・チェンバともに 100%移行するものとしている。
破断口から原子炉建屋への移行率 (%)	—	無期よう素、 ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サブプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	LOCA時注水機能喪失では、核分裂生成物がサブプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉圧力容器からドライウェルへ移行し、そのままドライウェルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して、保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	—
破断口から原子炉建屋へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合 (%)	—	11	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しており、原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合 (%)	—	4	



別第 10-2 表 評価条件の差異について (2/2)

項 目		主要解析条件		差異の理由
		LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
格納容器からの漏えい率 (%/d)		考慮しない	0.5	LOCA時注水機能喪失では、 格納容器から原子炉建屋に移行 した放射性物質による実効線量 の寄与割合が小さいため、考慮 していない。
大気拡散条件	$\chi / Q$ (s/m <sup>3</sup> )	$2.0 \times 10^{-6}$ (排気筒放出)	$2.9 \times 10^{-5}$ (地上放出)	放出経路を考慮して、LOCA 時注水機能喪失では、耐圧強化 ベント系による排気筒放出を考 慮している。
	$D / Q$ (Gy/Bq)	$8.1 \times 10^{-20}$ (排気筒放出)	$4.0 \times 10^{-19}$ (地上放出)	



インターフェイスシステム L O C A 時の  
格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する  
設計基準事故の代表性について

インターフェイスシステム L O C A (以下「I S L O C A」という。) 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」(以下「L O C A (D B A)」という。) の解析結果を参考に評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) 及び 200℃を下回るとしており、以下のとおり代表性を確認している。

(1) 格納容器内に蓄積する熱量について

格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_{PCV}$ ) は、崩壊熱 ( $Q_d$ )、格納容器内の液相部の初期熱量 ( $Q_w$ ) 及び格納容器気相部の初期熱量 ( $Q_g$ ) の合計の熱量から残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ ) 及び格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ ) を引いた熱量となる。熱移行の概要図を第 1 図に示す。

よって、I S L O C A 及び L O C A (D B A) における格納容器内に蓄積する熱量  $Q_{PCV}$  は、それぞれ以下のとおり表される。

- ・ I S L O C A :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR} - Q_e$
- ・ L O C A (D B A) :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR}$

(2) I S L O C A と L O C A (D B A) の熱量比較

I S L O C A と L O C A (D B A) の解析条件等を比較することで、(1)で設定した各熱量の大小関係を比較し、I S L O C A の



格納容器圧力及び雰囲気温度の評価が **L O C A (D B A)** の評価に包含されることを以下に示す。I S L O C A と **L O C A (D B A)** の解析条件を第 1 表に示す。

#### 【入熱量】

##### ① 崩壊熱 ( $Q_d$ )

**L O C A (D B A)** では、原子炉熱出力として 105% 出力を想定しており、また崩壊熱評価には保守的な M a y - W i t t の式を使用していることから、 $Q_d$  は **L O C A (D B A)** の方が大きくなる。

##### ② 格納容器内の液相部及び気相部の初期熱量 ( $Q_w$ 及び $Q_g$ )

ドライウェル雰囲気温度の初期条件は I S L O C A 及び **L O C A (D B A)** で同じである。サプレッション・プール水温度は **L O C A (D B A)** の方が若干高めの設定となっている。よって、 $Q_w$  及び  $Q_g$  の合計値は **L O C A (D B A)** の方が若干大きくなる。

#### 【除熱量】

##### ③ 格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ )

I S L O C A 時に格納容器外に流出する熱量は、原子炉減圧操作を実施する事象発生の 15 分後までに格納容器外へ流出する冷却材量 ( $50\text{m}^3$  : S A F E R 解析結果より) 及び冷却材温度 ( $288^\circ\text{C}$ ) から概算すると約 60GJ となる。

##### ④ 残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ )

**L O C A (D B A)** では、事象発生の 15 分後から残留熱除去系による格納容器除熱に期待している。仮に I S L O C A では格納容器除熱の開始が **L O C A** よりも 10 分遅れたとしても、その間の除熱量の減少は約 26GJ となる。(保守的に除熱量が大きくなるよ



うに，サプレッション・プール水温度 100℃における残留熱除去系の除熱量 43MW を想定)

(3) まとめ

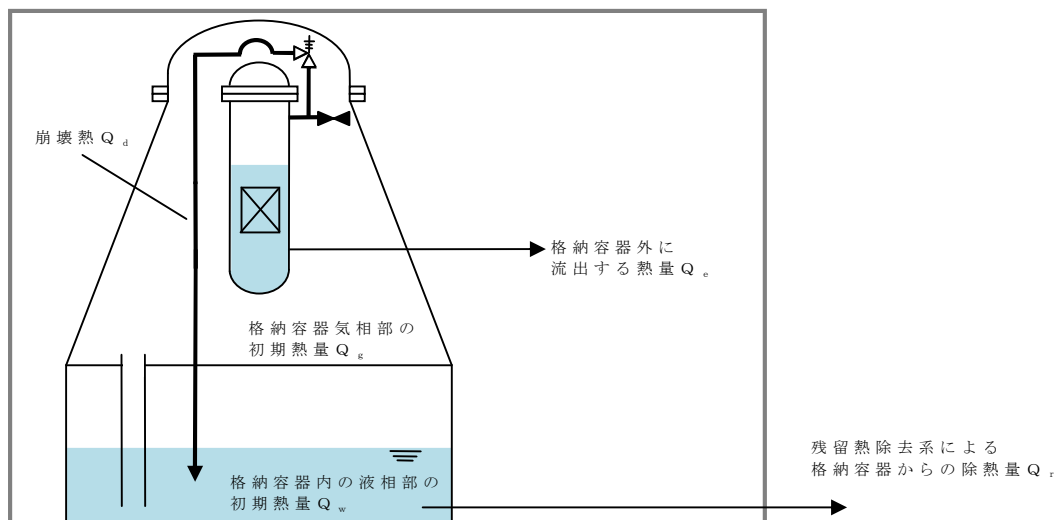
L O C A ( D B A ) における格納容器への入熱量は I S L O C A と比較して大きく，また除熱量については，仮に I S L O C A における残留熱除去系による格納容器除熱の開始が L O C A ( D B A ) で設定している 15 分から 10 分程度遅れた場合でも，I S L O C A 時の格納容器外に流出する熱量の方が大きくなる。

以上により，L O C A ( D B A ) における格納容器への熱負荷は I S L O C A より大きく，I S L O C A 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は L O C A ( D B A ) の評価結果に含まれるものと考えられる。

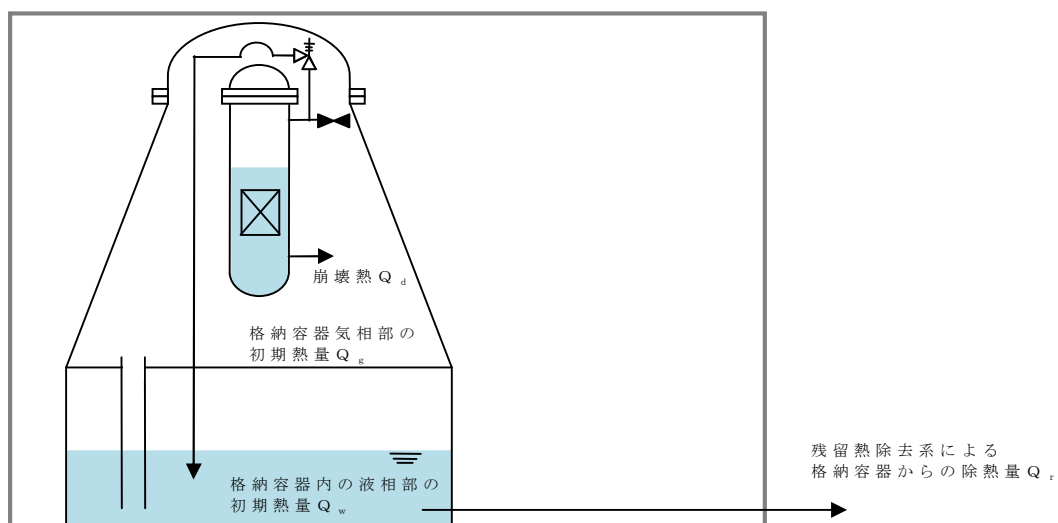
なお，L O C A ( D B A ) の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は破断流が液相流から二相流となるブローダウンエネルギーが減少した時点で発生する。



## 【 I S L O C A 】



## 【「原子炉冷却材喪失」】



第 1 図 熱移行の概要図



第 1 表 I S L O C A と L O C A ( D B A ) の解析条件の比較

項 目		I S L O C A	L O C A ( D B A )
初期条件	原子炉熱出力	3,293MWt (100%)	3,440MWt (約 105%)
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI-ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	May-Witt の式
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 5kPa[gage] (0.05kg/cm <sup>2</sup> g)
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	57℃
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup>
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>
	サブプレッション・プール 水位	6.983m (通常水位－4.7cm)	通常運転水位
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	35℃
条 操 件 作	格納容器除熱	—	事象発生 15 分後に 残留熱除去系（格納容器スプレ イ冷却系）による 格納容器除熱開始



## 安定状態について

### (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) 時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

#### 【安定状態の確立について】

##### 原子炉安定停止状態の確立について

事象発生後の 5 時間後に現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離することで漏えいが停止し，逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

##### 格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器安定状態が確立される。

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

#### 【安定状態の維持について】

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

(添付資料 2.1.2 別紙 1)



## 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム 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最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは <b>+20℃～+40℃</b> 程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。



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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは、 <b>+20℃～+40℃</b> 程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-Ⅲでは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧炉心スプレイ系の注水開始タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心冷却が維持され、燃料被覆管が高温にならない事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析では低圧炉心スプレイ系等の注水に伴うボイド率上昇による一時的な原子炉水位の低下を除き炉心の冠水は維持されるため、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分や燃料被覆管が高温となり輻射等により構造材温度が上昇した場合に現れる LPCS 注水に伴う原子炉圧力低下の鈍化を考慮する必要がないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉 圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。



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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から原子炉隔離時冷却系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から原子炉隔離時冷却系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t／h (定格流量 (100％流量) )	定格流量の 約 86％～約 104％ (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9 × 9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9 × 9 燃料(A 型)と 9 × 9 燃料(B 型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、9 × 9 燃料(A 型)及び 9 × 9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大 線出力密度	44. 0kW／m	約 33 kW／m～ 約 41kW／m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はしないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd／t	燃焼度 33GWd／t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。



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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m <sup>3</sup>	約 9,300m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備 + 代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク + 可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部に約 21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	—	残留熱除去系の構造健全性評価の結果、I S L O C Aにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため、加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	—	本重要事故シーケンスの前提条件として設定	—	—
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系の機能喪失	—	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	原子炉スクラムが原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発信するため、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることから、運転員等操作に与える影響はない。	起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されるが、この場合でも初期の原子炉注水は原子炉水位異常低下 (レベル 2) にて原子炉隔離時冷却系が自動起動することにより確保されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。



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

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号 で閉止	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号 で閉止	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環 ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号 で全台トリップ	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号 で全台トリップ	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。



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 器条件	低压炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下 （レベル 1）信号にて 自動起動 最小流量特性 ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$	原子炉水位異常低下 （レベル 1）信号にて 自動起動 ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,561\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.99\text{MPa}[\text{dif}]$	設計値を設定 原子炉水位の観点で厳しい設定と して、最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位 の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早く なるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継 続監視している期間の流量調整操作であることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の 回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項 目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	低压代替注水系 （常設）	（原子炉注水単独時） （2 台） ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	（原子炉注水単独時） （2 台） ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳しい設定と して、設備設計上の最低要求値であ る最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位 の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早く なるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継 続監視している期間の流量調整操作であることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の 回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項 目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。



第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／2）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の <b>手動操作</b> による原子炉減圧	事象発生から 15 分後	<p>運転手順に基づき，ISLOCA の発生を確認し，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に，低圧で注水可能な系統の起動後に実施することから，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 ISLOCA は定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり，隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため，ISLOCA 発生の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，<b>当直</b>運転員の認知を助けるため，ISLOCA 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており，十分な余裕時間を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，<b>当直</b>運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗）及び残留熱除去系レグシールポンプの停止操作として 2 分，低圧炉心スプレイ系の起動操作として 2 分並びに逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>による原子炉減圧として 1 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 5 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作に対応する<b>当直</b>運転員に他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まる可能性があり，この場合，原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，操作が遅れた場合でも，原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により，炉心の冠水状態は維持されることから，時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起回事象の ISLOCA 及び給水流量の全喪失の発生から残留熱除去系の注入弁の閉止操作，残留熱除去系レグシールポンプの停止，低圧炉心スプレイ系の起動及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の<b>手動操作</b>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。</p>



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

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定	<p>【認知】</p> <p>ISLOCA は定期試験等による隔離弁の開操作中に発生する事象であり，隔離弁の開操作時は原子炉圧力等の関連パラメータを継続監視しているため，ISLOCA 発生の認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，当直運転員の認知を助けるため，ISLOCA 発生に伴い警報が発報する。事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定しており，十分な余裕時間を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】</p> <p>現場操作のため，中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員（現場）を配置している。当直運転員（現場）は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】</p> <p>現場における破損系統の注入弁の閉止操作として移動及び余裕時間を含め 115 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>当該操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人及び補助要員 2 人の 4 人で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間が早まる可能性があるが，閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって，炉心は冠水維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって，炉心は冠水維持されることから，操作時間余裕は十分に確保される。	現場における破損系統の注入弁の閉止操作は，移動も含め所要時間を 115 分想定としているところ，訓練実績等では約 108 分。想定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 :  $4,300\text{m}^3$

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 17 分後, 原子炉水位低 (レベル 3) 設定点を維持するよう代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間 1 分後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

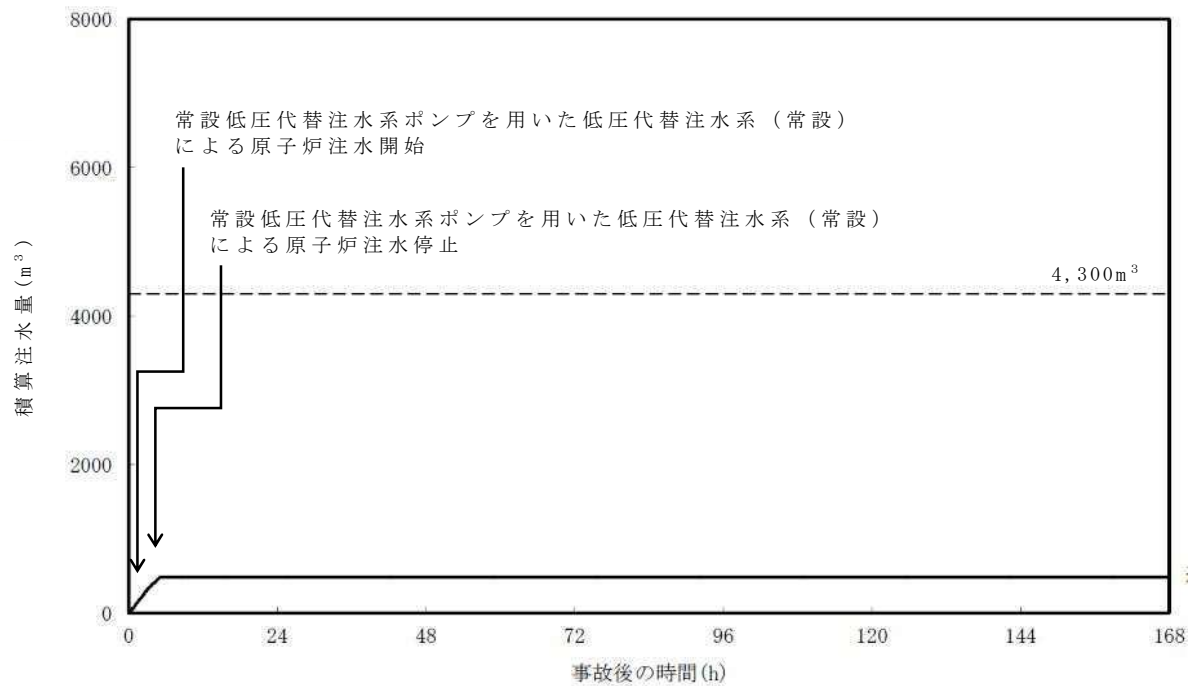
3. 時間評価

原子炉注水によって, 代替淡水貯槽の水量は減少する。

破断箇所の隔離操作が完了する事象発生約 5 時間から低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を実施し, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止するため, 代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約  $490\text{m}^3$  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<sup>3</sup>の水が必要となるが，代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。



## 7 日間における燃料の対応について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

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

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

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

※2 事故収束に必要なではないが，保守的に起動を仮定した。

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

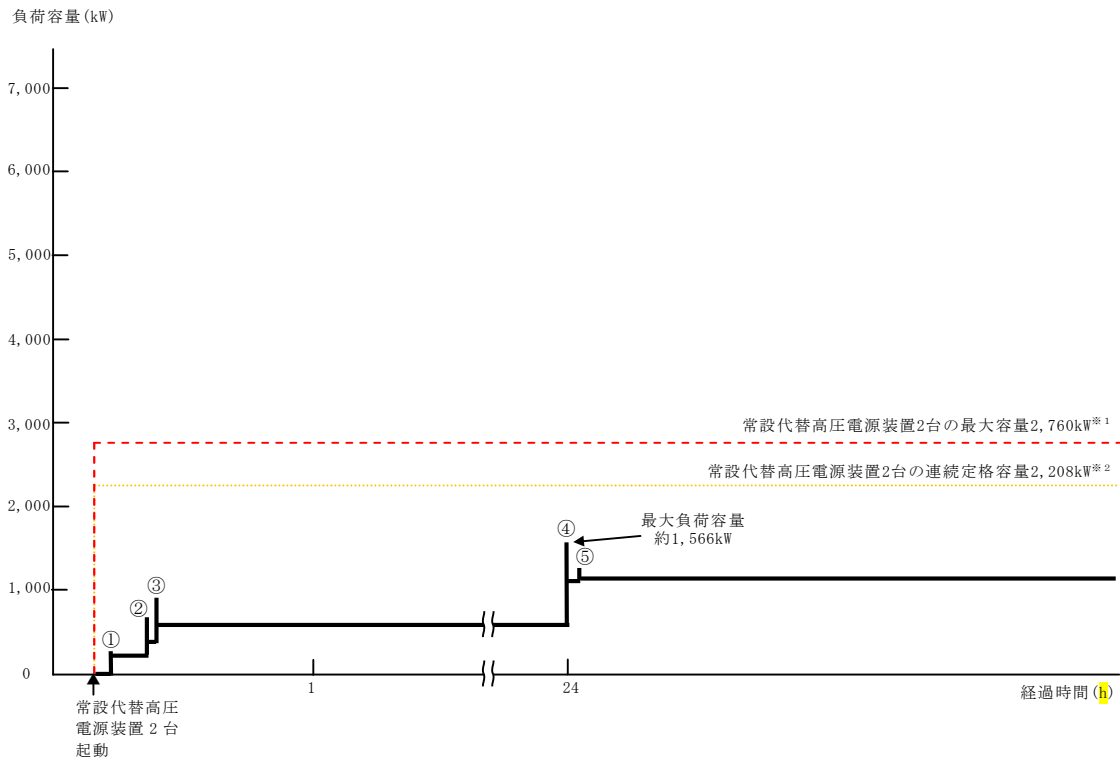


常設代替交流電源設備の負荷

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



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

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



インターフェイスシステム L O C A の起因事象発生頻度について

## (1) はじめに

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。）の発生頻度は、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した。システム信頼性解析の実施に当たっては、I S L O C A の発生の可能性のある系統及びシナリオを選定するとともに、機器故障率、人的過誤確率及び配管破損確率を用いて定量化した。

## (2) 評価対象系統及び発生シナリオの選定

I S L O C A の評価対象は、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有する系統のうち、以下の条件を基に選定した。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図 1 に、選定結果を表 1 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 発生の可能性のある系統を選定

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評価から除外※

※ 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の隔離弁は直列に 2 弁以上直接に設置されている。このため、最小で直列 2 弁の誤開、内部リーク等が発生した場合は I S L O C A が発生する可能性があるが、1 弁当たりの誤開、内部リーク等の発生確率は  $1\text{E-}4$  未満であることを考慮すると、閉状態の弁が直列 3 弁以上の場合に



I S L O C Aにより系統の過圧が発生する頻度は、直列 2 弁の場合に比べて 4 桁以上低くなり、無視し得る程度となる。ただし、P R Aでは、I S L O C Aの発生シナリオ及びその発生頻度を幅広く確認する観点から、直列 3 弁の閉状態の弁を有する高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系を含めて I S L O C Aの発生頻度を評価対象としている。

以上を踏まえて選定した系統及びシナリオを表 2 に示す。

### (3) 発生頻度の評価

#### a. モデル化の仮定

本評価における主な仮定を以下に示す。

- I S L O C A発生後の隔離操作には期待しない。
- I S L O C Aの発生箇所は配管（熱交換器含む）とする。
- ドレン・ベントラインは、配管径が小さいため除外する。

#### b. 評価に用いたパラメータ

##### (a) 機器故障率

電動弁の誤開及び内部リークなどの機器故障率には、国内故障率データ（「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」、2009 年 5 月 日本原子力技術協会）を使用した。

##### (b) 人的過誤確率

人的過誤は、弁の誤操作及び試験後の通常状態復旧失敗をモデル化しており、弁の誤操作は、N U R E G / C R - 5 9 2 8 と同様に  $1.0\text{E-}3/\text{d}$  を使用し、試験後の通常状態復旧失敗は N U R E G / C R - 1 2 7 8 （T H E R P 手法）を基に  $2.0\text{E-}3/\text{d}$  と評価した。



(c) 配管破損確率

配管破損確率は、N U R E G / C R - 5 9 2 8 が参照している N U R E G / C R - 5 8 6 2 に基づく破損確率算出方法を用い、配管の口径や肉厚などを考慮し、各評価対象配管に対し表 3 のとおり設定した。また、熱交換器の破損確率は、N U R E G / C R - 5 9 2 8 より表 4 のとおり設定した。

c. 評価結果

フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した結果、I S L O C A の発生頻度は約  $4.8\text{E}-10$  / 炉年（エラーファクタ：約 19.6）となった。I S L O C A のカットセット（上位 20 位）を表 5 に示す。

I S L O C A の発生頻度が最も高いと評価された系統は R H R であり、テストブル逆止弁の定期試験時に電動弁の定期試験終了後の通常状態への復旧失敗及びテストブル逆止弁の閉失敗により R H R ポンプの吐出圧で設計された配管が破損する場合となった。

(4) I S L O C A 発生頻度の評価結果における海外との差について

上記(3)のとおり、本プラントにおける I S L O C A 発生頻度は約  $4.8\text{E}-10$  / 炉年と評価した。一方、N U R E G / C R - 5 1 2 4 に記載されている海外プラントにおける I S L O C A 発生頻度は、本プラントと比較して  $1\text{E}+3 \sim 1\text{E}+4$  倍程度高い（表 6）。これについて、海外プラントとの評価方法の違いを以下に整理する。

a. 比較方法

海外プラントは、いずれも B W R プラントであり評価結果はそれぞれ異なるが、本プラントと同じ型式（B W R - 5 M a r



k－Ⅱ) の Nine Mile Point-2 (以下「NMP 2」という。)  
を比較対象に選定した。

b. 比較結果

NMP 2 及び本プラントにおける系統別の ISLOCA 発生頻度の評価結果を表 7 に示す。表 7 から、NMP 2 と本プラントとの差は、NMP 2 が発生頻度の高い Steam Condensing の ISLOCA 発生を考慮しているためである (本プラントは Steam Condensing を撤去済み)。

一方、NMP 2 の評価において評価対象としており、本プラントのドミナントとなる LPCI の ISLOCA に対する評価内容の比較について、表 8 のとおり行った。表 8 の結果は以下のとおりである。

- ・ 本プラントは人的過誤として定期試験時の電動弁の通常状態復旧失敗、機器故障として定期試験時の逆止弁の閉失敗を想定し、これらの同時発生により ISLOCA が起こる事象がドミナントシナリオとなる。
- ・ NMP 2 は運転時に LPCI の定期試験を行わないため、複数の機器故障の同時発生のみを想定しており、ドミナントシナリオとなる。

上記のとおり、ISLOCA のドミナントシナリオの想定は異なるが、発生頻度の評価に用いている機器故障率の違いにより、NMP 2 は本プラントの  発生頻度となっていることを確認した。



表 1 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※ <sup>1</sup>	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压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※ <sup>1</sup>	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压力容器戻り配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A)	残留熱除去系原子炉压力容器頂部スプレイ配管	対象外※ <sup>2</sup>	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※ <sup>1</sup>	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※ <sup>1</sup>	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外※ <sup>2</sup>	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※ <sup>1</sup>	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※ <sup>1</sup>	
原子炉压力容器計装系	原子炉压力容器計装系配管	対象外※ <sup>1</sup>	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外※ <sup>1</sup>	

※<sup>1</sup>：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を選定。

※<sup>2</sup>：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



表 2 I S L O C A の発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

系統	ケース	発生シナリオ
高圧炉心ス プレイ系 (図 2)	—	電動弁 F004, 逆止弁 F005, F024 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
原子炉隔離 時冷却系 (図 3)	—	電動弁 F013, 逆止弁 F065, F066 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
低圧炉心ス プレイ系 (図 4)	①	電動弁 F005, 逆止弁 F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F005, 逆止弁 F003, F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (A, B) (図 5)	①	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管又は熱交換器が破損
	②	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F031A/B, F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
	③	電動弁 F008, F009 の故障の組合せによって同時に開状態となり, 低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (C) (図 6)	①	電動弁 F042C, 逆止弁 F041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F042C, 逆止弁 F031C, F0041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損



表 3 各系統の配管破損確率

対象	配管破損確率（／d）
R H R－A／B 吐出圧配管	
R H R－C 吐出圧配管	
L P C S 吐出圧配管	
H P C S 低圧配管	
L P C S 低圧配管	
R H R 低圧配管	
R C I C 低圧配管	

表 4 熱交換器破損確率

対象	破損確率（／d）
R H R 熱交換器	



表 5 東海第二発電所の I S L O C A カットセット（上位 20 位）

順位	系統	起因となる故障	故障の組み合わせ①	故障組み合わせ②	破損箇所
1	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	吐出圧設計配管
1	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	吐出圧設計配管
3	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041C閉失敗	吐出圧設計配管
4	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管
4	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009誤開		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008誤開		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管
10	HPCS	電動弁F004定期試験	逆止弁F005内部リーク	逆止弁F024内部リーク	低圧設計配管
11	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
11	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
13	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009誤開		低圧設計配管
13	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008誤開		低圧設計配管
15	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	熱交換器
15	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	熱交換器
17	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
18	RHR-A	電動弁F042A内部リーク	逆止弁F041A内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-B	電動弁F042B内部リーク	逆止弁F041B内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-A	逆止弁F041A内部リーク	電動弁F042A内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-B	逆止弁F041B内部リーク	電動弁F042B内部リーク		吐出圧設計配管



表 6 海外プラント及び東海第二発電所における  
I S L O C A発生頻度の評価結果

海外 プラント	I S L O C A 発生頻度 (／炉年)	東海第二発電所 との比較※ <sup>1, 2</sup>	I S L O C Aに よる炉心損傷頻 度 (／炉年)	東海第二発電所 との比較※ <sup>1, 2</sup>
Peach Bottom	4. 8E-06	1. 0E+04	1. 0E-06	2. 1E+03
Nine Mile Point-2	9. 8E-06	2. 0E+04	8. 8E-06	1. 8E+04
Quad Cities	1. 1E-05	2. 3E+04	9. 3E-07	1. 9E+03

※1 海外プラント／東海第二発電所

※2 東海第二発電所は I S L O C A発生＝炉心損傷と定義している。海外プラントは  
系統によっては I S L O C A発生後の隔離操作を考慮するため結果が異なる。



表 7 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における  
系統別の I S L O C A 発生頻度の評価結果

Nine Mile Point-2			
系統	配管過圧頻度 (／炉年)	配管破損確率 (／d)	ISLOCA 発生頻度 (／炉年)
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14
RCIC	－	－	－
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06
合計	－	－	9.8E-06
東海第二発電所			
合計	－	－	4.8E-10



表 8 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における  
L P C I の I S L O C A 発生頻度の評価内容

評価項目		Nine Mile Point-2	東海第二発電所
ドミナントシナリオ		・ R H R－A／B のバウンダリ弁（電動弁及び逆止弁）の内部リーク又は破損が重なることにより，バウンダリ弁が同時に開状態となり，ポンプ吐出圧設計配管が破損	・ R H R－A／B のバウンダリ弁（逆止弁）の定期試験時に，バウンダリ弁（電動弁）の閉状態復旧失敗と，逆止弁の閉失敗が重なることにより，バウンダリ弁が同時に開状態となり，ポンプ吐出圧設計配管が破損
モデル化の仮定		・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外	・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外
パラメータ	機器故障確率	逆止弁内部リーク：①約 7. 3E-04	逆止弁の閉失敗：⑤約 2. 4E-05
		電動弁内部リーク：②約 6. 0E-04	
		電動弁誤操作：③約 4. 0E-04	
	人的過誤確率	— （L P C I での人的過誤は発生しないとし，人的過誤確率は設定無し）	⑥約 2. 0E-03 （定期試験時の電動弁の閉状態への復旧失敗）
配管破損確率	④約 4. 0E-03（L P C I－A／B／C）	⑦約 3. 1E-03（L P C I－A／B）	
		⑧約 1. 2E-03（L P C I－C）	
評価結果		約 8. 8E-09／炉年 { ①×（②＋③）×④ } ×3	約 3. 6E-10／炉年 { ⑤×⑥×⑦ } ×2 ＋{ ⑤×⑥×⑧ }



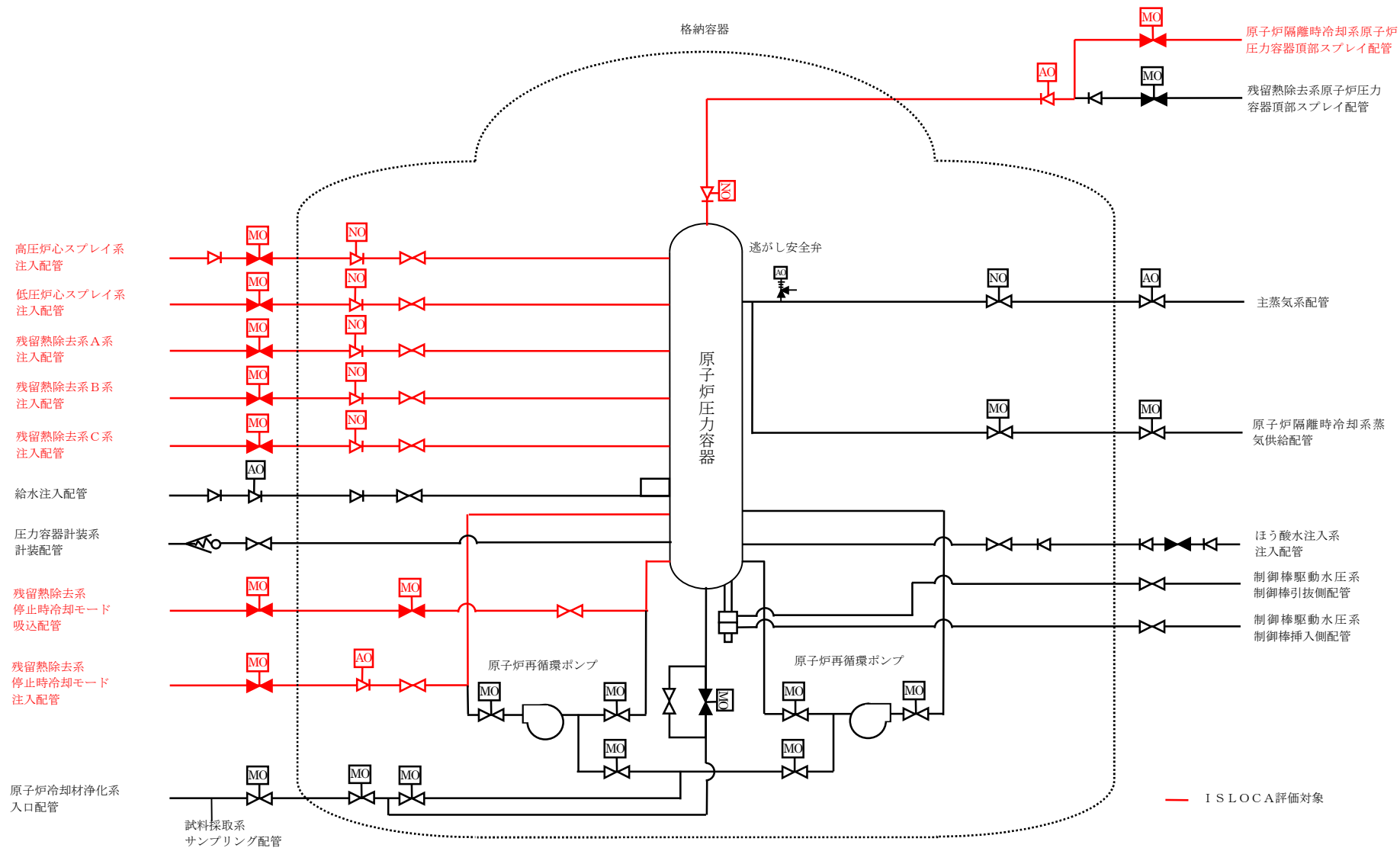


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設されている配管







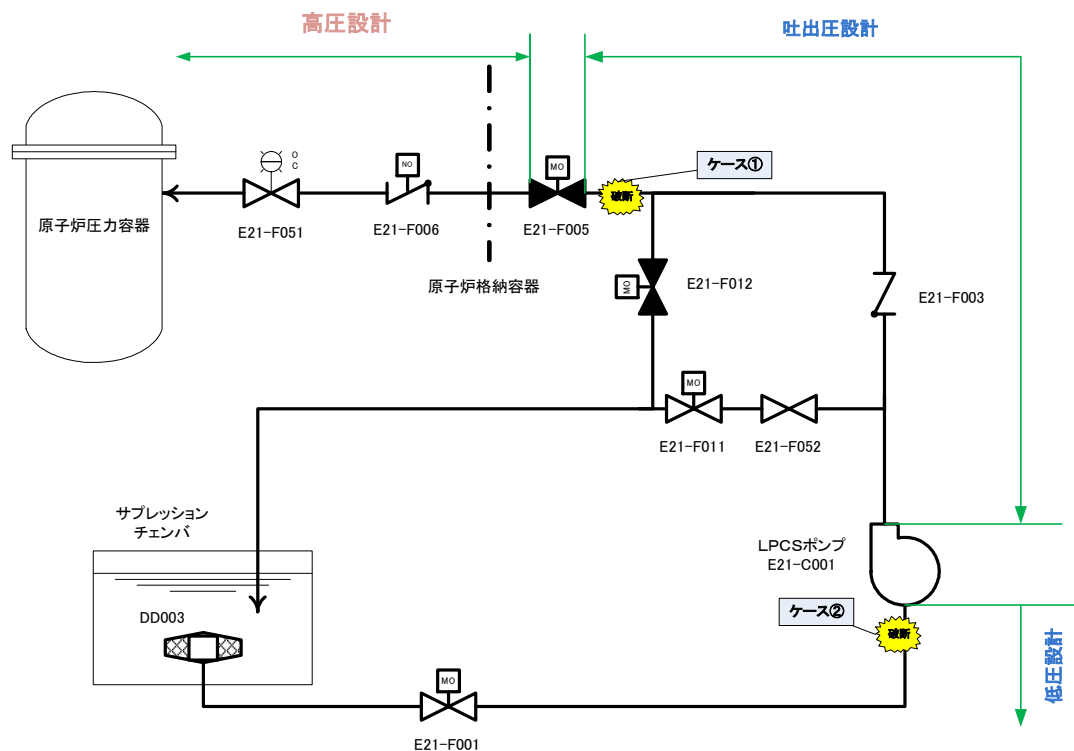


図4 LPCSのISLOCA発生箇所

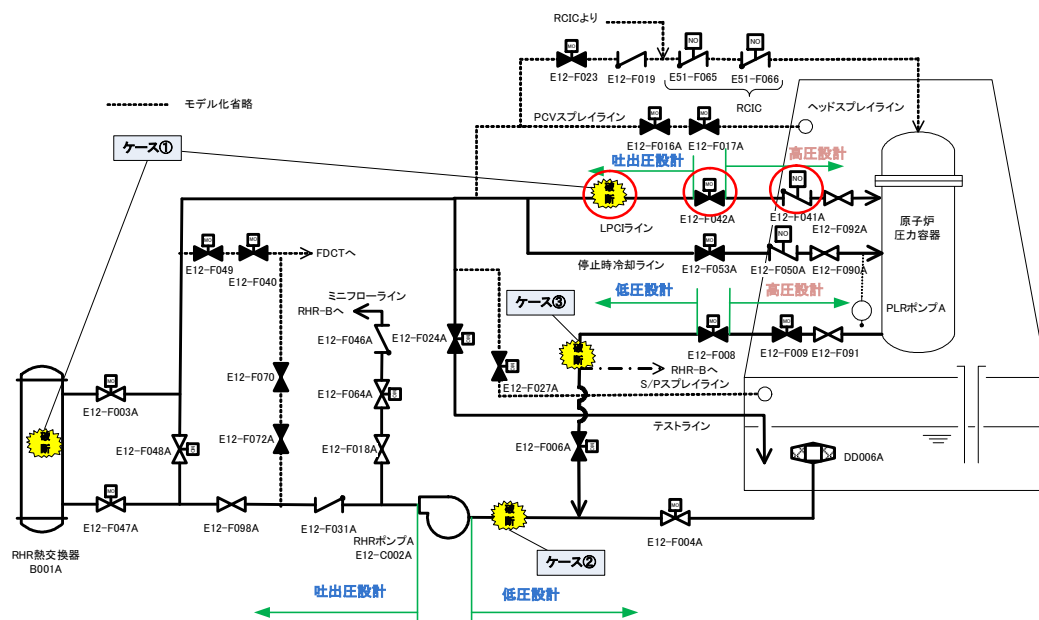


図5 RHR-A(B)のISLOCA発生箇所



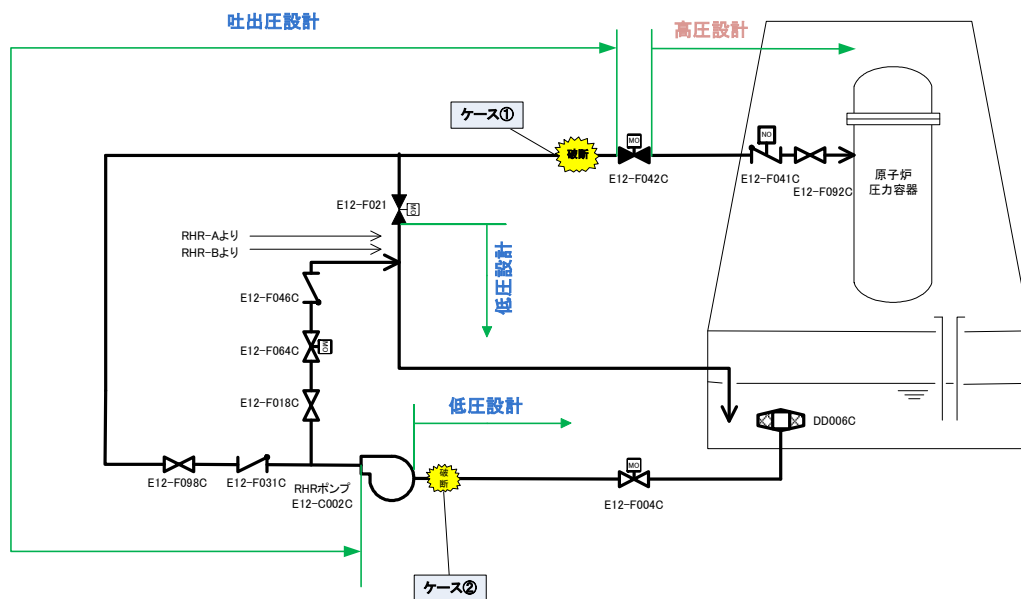


図 6 RHR-CのISLOCA発生箇所