

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE718-9 r.3.0
提出年月日	令和3年10月1日

# 泊発電所3号炉

## 重大事故等の有効性評価

### 比較表

令和3年10月

北海道電力株式会社

## 目次

### 6. 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

- 6.1 概要
- 6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 6.3 評価にあたって考慮する事項
- 6.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 6.6 解析の実施方針
- 6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 6.8 必要な要員及び資源の評価方針
- 6.9 参考文献

### 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

#### 7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失
- 7.1.2 全交流動力電源喪失
- 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失
- 7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 7.1.5 原子炉停止機能喪失
- 7.1.6 ECCS注水機能喪失
- 7.1.7 ECCS再循環機能喪失
- 7.1.8 格納容器バイパス

#### 7.2 重大事故

- 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
  - 7.2.1.1 格納容器過圧破損
  - 7.2.1.2 格納容器過温破損
- 7.2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
- 7.2.4 水素燃焼
- 7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用

#### 7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 7.3.1 想定事故1
- 7.3.2 想定事故2

#### 7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- 7.4.2 全交流動力電源喪失
- 7.4.3 原子炉冷却材の流出
- 7.4.4 反応度の誤投入

#### 7.5 必要な要員及び資源の評価

- 7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件
- 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
- 7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

#### 付録

- 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
- 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<b>比較結果等を取りまとめた資料</b>			
<b>1. 最新審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)</b>			
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-3) バックフィット関連事項			
なし			
1-4) その他			
女川2号炉まとめ資料に合わせて記載ぶりを修正した箇所はない。			
<b>2. 女川2号炉まとめ資料との比較結果の概要</b>			
2-1) 比較表の構成及び資料構成について			
・比較表 : 女川原子力発電所2号炉はまとめ資料、泊発電所3号炉は設置変更許可申請書補正書案、大飯発電所3/4号炉はまとめ資料を記載しているため、記載表現が異なる箇所があるが文意に差異なし			
・資料構成 : 項目は女川/泊/大飯すべて同一であり、項目単位では各プラント横並びで比較可能			
・泊の「格納容器バイパス」は「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の2つの重要事故シーケンスで評価している。女川は「インターフェイスシステム LOCA」のみ。比較表では全般泊と女川を比較するが、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」に関する部分は大飯と比較している。			
・プラント型式や事故シーケンスグループ等の相違により記載表現・内容が異なる箇所があるが、基準適合の観点から大きな過不足は見られなかった			
2-2) 有効性評価の主な項目 (1/2)			
事故シーケンスグループの特徴	女川原子力発電所2号炉 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。	泊発電所3号炉 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置が取られない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	差異なし (記載表現は異なるが、CV バウンダリを構成する機器が破損し、1次冷却材が CV 外へ漏えいし緩和措置がとられない場合には炉心損傷に至る点は、泊も女川も同様 なお、女川は IS-LOCA しか重要事故シーケンスがないため IS-LOCA の特徴を記載しており、泊は格納容器バイパスの一般的な特徴を記載している)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<b>2-2) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
炉心損傷防止対策 (概略系統図参照)	初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレ イ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉 注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉 減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手 段を整備し、  安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレッシ ョンプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整 備する。	非常用炉心冷却設備等により1次系への注水を確保する とともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧 を行うことにより漏えいを抑制し、余熱除去系による炉 心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション 等を整備する。  また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系によ る炉心冷却等を整備する。	・短期対策は泊は2次系強制冷却及び1次系強制減圧並 びに余熱除去系による炉心冷却に対して、女川は原子炉 注水と原子炉減圧手段を整備している。また、女川は破 断箇所の隔離に期待しているため破断箇所隔離による漏 えい停止手段も明記している（泊も手順は整備してい るが、有効性評価上期待していないため明記していない） ・長期対策は泊は余熱除去系による炉心冷却、女川は格 納容器除熱手段を整備している
重要事故シーケンス	「ISLOCA」	「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝 熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」	重要事故シーケンスの相違 ・泊は「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発 生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する 事故」の2つの重要事故シーケンスがある
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料被覆管の最高温度は、原子炉水位が回復するまでの 間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上 昇し、約 357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料 被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生してい 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、15%以下となる。	燃料被覆管温度は、炉心は冠水状態にあることから初期 値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当 該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならな い。	差異なし (記載表現は異なるが、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃ 以下であること、燃料被覆管の酸化反応は著しくならな い点は、泊も女川も同様)
<b>2-3) 主な差異</b>			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
解析コードの相違	長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧 力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求め る。	プラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧 力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。	・使用する解析コードの相違
<b>2-4) 差異の識別の省略</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 1次系（泊） ⇔ 1次冷却系（大飯）</li> <li>➤ 2次系（泊） ⇔ 2次冷却系（大飯）</li> <li>➤ 作動（泊） ⇔ 動作（大飯）</li> <li>➤ 最小保有水量（泊） ⇔ 最低保有水量（大飯）</li> <li>➤ 減少（泊） ⇔ 低下（大飯）</li> <li>➤ 蒸発（泊） ⇔ 蒸散（大飯）</li> <li>➤ 安定停止状態（泊） ⇔ 安定状態（女川）</li> </ul>			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
2-5) 重大事故等対策の概略系統図			
<p style="text-align: center;">女川原子力発電所2号炉</p> <p>第2.7.1図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4) (原子炉注水)</p> <p>第2.7.2図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉急減圧及び原子炉注水)</p> <p>第2.7.3図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4) (原子炉注水及び格納容器除熱)</p> <p>第2.7.4図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4) (原子炉急減圧及び原子炉注水)</p>		<p style="text-align: center;">泊発電所3号炉</p> <p>第7.1.8.1図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>短期対策：原子炉隔離時冷却系、低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水手段                  逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段</p> <p>長期対策：残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段</p> <p>短期対策：非常用炉心冷却設備等により1次系への注水を確保するとともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧                  余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション</p> <p>長期対策：余熱除去系による炉心冷却</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>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</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス                  事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「ISLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(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（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。                  本事故シーケンスグループは、インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって、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には、インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。                  したがって、本事故シーケンスグループでは、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（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、</p>	<p>7.1.8 格納容器バイパス</p> <p>7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(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」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2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」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(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」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置が取られない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、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</p>	<p>2.8 格納容器バイパス</p> <p>2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(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」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認す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、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(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」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによ</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載内容の相違                  ・女川は ISLOCA の説明を () 書きで記載している</p> <p>事故シーケンスの相違</p> <p>記載表現の相違                  ・記載は異なるが、1次冷却材が CV 外に漏えいし緩和措置が取られない場合、炉心損傷に至る点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違                  ・女川は具体的な設備名を記載している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、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及び残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p>熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、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、非常用炉心冷却設備等により1次系への注水を確保するとともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧を行うことにより漏えいを抑制し、余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。</p> <p>さらに、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備するとともに、長期的な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>て除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、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、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポン</p>	<p>・泊は設備名は記載せず炉心損傷防止対策の基本的考え方を記載している</p> <p>・記載は異なるが、炉心注水し炉心損傷を防止し、長期的にはCV除熱を行う点では、泊も女川も同様</p> <p>対策設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・女川はCV除熱手段についても記載している</p> <p>SGTR時に破損側SGの隔離に失敗する事故については、大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は対象事故シーケンスを明確化</p> <p>記載箇所の相違</p> <p>・泊は前段に記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>これらの対策の概略系統図を第 2.7.1 図から第 2.7.4 図に、手順の概要を第2.7.5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設備と<b>操作</b>手順の関係を第 2.7.1 表に示す。</p> <p>本事故シナシケンスグループの<b>重要事故シナシケンス</b>において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、<b>発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員</b>で構成され、合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<b>発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 17名</b>である。必要な要員と作業項目について第 2.7.6 図に示す。</p> <p><b>a. インターフェイスシステム LOCA 発生</b>                  原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p><b>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</b>                  事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。                  原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p>	<p>対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に、<b>対応</b>手順の概要を第7.1.8.3図及び第7.1.8.4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設備と手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。</p> <p><b>a. インターフェイスシステム LOCA</b>                  事故シナシケンスグループのうち、「<b>インターフェイスシステム LOCA</b>」における<b>重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員</b>で構成され、合計 9 名である。具体的には、<b>初動に必要な要員として、中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の 2 名、運転操作対応を行う運転員 4 名</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は 3 名</b>である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.5 図に示す。</p> <p><b>(a) プラントトリップの確認</b>                  事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。                  また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p>	<p>プによる代替再循環を整備する。                  対策の概略系統図を第2.8.1図及び第2.8.2図に、対応手順の概要を第2.8.3図から第2.8.6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設備と手順の関係を第2.8.1表及び第 2.8.2表に示す。</p> <p><b>a. インターフェイスシステム LOCA</b>                  事故シナシケンスグループのうち、「<b>インターフェイスシステム LOCA</b>」における3号炉及び4号炉同時の<b>重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員</b>で構成され、合計 18 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、<b>中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名</b>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<b>関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名</b>である。この必要な要員と作業項目について第 2.8.7 図に示す。</p> <p><b>(a) プラントトリップの確認</b>                  事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。                  また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p>	<p>体制の相違                  ・要員体制が異なるが、整備した体制で対応可能な点は、泊も女川も同様</p> <p>PWR と BWR の相違                  ・以降の手順は PWR と BWR で異なるため大飯と比較する</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水                      原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。                      原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p> <p>d. 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認                      原子炉水位低（レベル2）信号により高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、起動失敗又は出口流量等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する。                      高圧炉心スプレイ系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量等である。</p> <p>e. インターフェイスシステム LOCA 発生確認                      原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。                      インターフェイスシステム LOCA 発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位</p>	<p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認                      1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。                      蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断                      余熱除去系統からの漏えいの兆候があり1次冷却材圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。                      余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離</p>	<p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認                      1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。                      蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断                      余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。                      余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。                      （添付資料 2. 8. 12）</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離</p>	<p>【大飯】                      記載内容の相違・確認するパラメータは若干異なるが、同等のパラメータである</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(広帯域)、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>f. 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗                      中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、HPCS 注入隔離弁の閉操作に失敗する。                      高圧炉心スプレイ系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p> <p>g. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧                      中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備が完了後、中央制御</p>	<p>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。</p> <p>また、1次系保有水量の減少を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</p> <p>なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</p> <p>余熱除去系統隔離の確認に必要な計装設備は、<b>低圧注入流量</b>等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作                      1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。                      余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力（広域）</b>等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却                      中央制御室にて主蒸気逃がし弁を<b>全開</b>し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。                      蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。                      蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、<b>1次冷却材温度（広域-高温側）</b>等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による<b>1次系減圧</b>                      非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動<b>開放</b>し、1次系の強制減圧を行</p>	<p>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。</p> <p>また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</p> <p>なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</p> <p>余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、<b>余熱除去流量</b>等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作                      1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。                      余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力</b>等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却                      中央制御室にて主蒸気逃がし弁を<b>開操作</b>し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。                      蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。                      蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、<b>1次冷却材高温側温度（広域）</b>等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁<b>開操作</b>による<b>1次冷却系強制減圧</b>                      非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動<b>で開操作</b>し、1次冷却系の</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>室の遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復確認</p> <p>原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転</p> <p>原子炉急速減圧によりサブプレッションプール水温が32℃を超えた時点で、低圧注水機能による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>j. 現場操作での高圧炉心スプレイ系隔離操作</p> <p>破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場</p>	<p>う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系の減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件の満足又は1次冷却材圧力（広域）指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(j) 高圧注入系から充てん系への切替</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切替える。</p> <p>高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水への切替に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>(添付資料7.1.8.1)</p> <p>(k) 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替</p> <p>1次冷却材圧力（広域）指示が2.7MPa[gage]以下、1次冷却材温度（広域－高温側）指示が177℃未満となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。</p> <p>健全側余熱除去系による炉心冷却を判断するために必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等であり、余熱除去系の運転状態を確認するために必要な計装設備は低圧注入流量等である。</p> <p>(l) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去</p>	<p>強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高圧注入から充てん注入への切替え</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(添付資料2.8.1)</p> <p>【比較のため(l)項を移動】</p> <p>(l) 健全側余熱除去系による1次冷却系の冷却</p> <p>余熱除去系統からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(k) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違 ・泊は健全側余熱除去系による冷却の開始条件を具体的に記載している</p> <p>記載方針の相違 ・泊は炉心冷却だけではなく運転状態の確認についても記載</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>操作により HPCS 注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心スプレイ系を隔離する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>k. 高圧炉心スプレイ系隔離後の水位維持</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離が成功した後は、低圧注水機能により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>系統からの漏えい停止確認</p> <p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し、継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計9名である。具体的には、初動に必要な要員として、中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.6図に示す。</p>	<p>系統からの漏えい停止確認</p> <p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>（添付資料 2. 8. 18）</p> <p>長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.8図に示す。</p>	<p>差異の説明</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊は CV 冷却に関して格納容器再循環ファンだけではなく、格納容器スプレイについても記載</p> <p>記載内容の相違 ・泊はシングルプラントのため記載なし 体制の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>(a) プラントトリップの確認                      事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。                      また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。                      プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断                      蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下等により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。                      蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認                      安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。                      補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離                      破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損</p>	<p>(a) プラントトリップの確認                      事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。                      また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。                      プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断                      蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。                      蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認                      安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。                      補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離                      破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。                      （添付資料7.1.8.2）</p> <p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断                      破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力（6.93MPa[gage]）より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。                      破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p> <p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応                      破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。                      健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧                      非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。                      加圧器逃がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。                      加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止</p>	<p>側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。                      （添付資料2.8.2）</p> <p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断                      破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力（7.53MPa[gage]）より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。                      破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p> <p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応                      破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。                      健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧                      非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。                      加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。                      加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p>	<p>【大飯】                      設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(j) 高圧注入系から充てん系への切替                      非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切替える。                      高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水への切替に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却                      1次冷却材圧力（広域）指示 2.7MPa[gage] 以下及び1次冷却材温度（広域－高温側）指示 177℃未<del>満</del>となり余熱除去システムが使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。                      余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p> <p>(l) 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止                      余熱除去系による冷却継続により、1次系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。                      破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。                      以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p>	<p>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え                      非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。                      高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却                      1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage] 以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示 177℃以下となり余熱除去システムが使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。                      余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止                      余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。                      破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。                      以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p>	<p>【大飯】                      記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>(m) 1次系のフィードアンドブリード                      余熱除去システムが使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。                      1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p> <p>(n) 代替再循環運転への切替                      長期対策として、余熱除去システムが使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が再循環運転可能水位（71%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%以上となれば、代替再循環運転に切替える。代替再循環運転に切替後は、格納容器再循環サンプからB－格納容器スプレイポンプを経てB－格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB－余熱除去システム及びB－格納容器スプレイシステムに整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。                      代替再循環運転への切替に必要な計装設備は、B－格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）等である。                      なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。                      （添付資料7.1.8.16）</p>	<p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード                      余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。                      1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(n) 代替再循環運転への切替え                      長期対策として、余熱除去システムが使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位（56%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去システム及びA格納容器スプレイシステムに整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。                      代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。                      なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>【大飯】                      設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>【大飯】                      記載方針の相違                      ・泊はCV冷却に関して格納容器再循環ファンだけではなく、格納容器スプレイについても記載</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>2.7.2炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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のインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。</p> <p>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、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第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。</p>	<p>7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「6.2評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>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・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4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。</p> <p>(添付資料7.1.8.3)</p>	<p>2.8.2炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>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・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>(添付資料2.8.15)</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.3表及び第2.8.4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。</p> <p>(添付資料2.8.3)</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・女川は重要事故シーケンスの特徴を記載している</li> <li>事故シーケンスの相違</li> </ul> <p>解析コードの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・重要現象及びプラント型式の相違により使用する解析コードが異なる</li> <li>・重要現象を適切に評価できる点では、泊も女川も同様</li> </ul> <p>記載内容の相違</p> <p>PWRとBWRの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・有効性評価の条件はPWRとBWRで設備構成が異なることから、以降、大飯と比較する</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高く、かつ、機能喪失時の事象進展が厳しくなる高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。</p> <p>他の系統<sup>*1</sup>では隔離弁の開閉試験が行われないか又は開閉試験中に2個以上の弁で隔離機能が維持されることに対して、高圧炉心スプレイ系は開閉試験時に隔離弁が1個となる。</p> <p>※1 残留熱除去系（低圧注水モード）、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレイ系がある。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）については、低圧設計配管までの弁数が3個設置されている。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中の隔離弁の開閉試験は実施しない。</p> <p>破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm<sup>2</sup>を超えないことを確認しているが、保守的に約35cm<sup>2</sup>とする。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>インターフェイスシステム LOCA が発生した高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする。</p>	<p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の<b>作動</b>、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 <b>(1個)</b>                  (等価直径約 2.5cm (1 インチ) 相当)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 <b>(1個)</b>                  (等価直径約 7.6cm (3 インチ) 相当)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 <b>2.9cm (1.15 インチ)</b> 相当)</p> <p style="text-align: right;">(添付資料7.1.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p>	<p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁                  (等価直径約 2.5cm (<b>約</b> 1 インチ) 相当、<b>1個</b>)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁                  (等価直径約 10cm (<b>約</b> 4 インチ) 相当、<b>1個</b>)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 <b>2.8cm (約 1.12 インチ)</b> 相当)</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p>	<p>【大飯】 条件の相違</p> <p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(c) 外部電源                      外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件                      (a) 原子炉スクラム信号                      原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系                      原子炉隔離時冷却系が、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m<sup>3</sup>/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]）においての流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 低圧炉心スプレイ系                      原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,050m<sup>3</sup>/h（0.78MPa[di]）において（最大1,135m<sup>3</sup>/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）                      原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による</p>	<p>iii. 外部電源                      外部電源はないものとする。                      外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件                      i. 高圧注入ポンプ                      炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約350m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク                      蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最小保有水量を用いる。なお、本事象</p>	<p>iii. 外部電源                      外部電源はないものとする。                      外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件                      i. 高圧注入ポンプ                      炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約360m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク                      蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初</p>	<p>【大飯】                      設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>原子炉減圧後に、1台当たり1,136m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[di]において）（最大1,191m<sup>3</sup>/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁                  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えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>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。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェイスシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の操作時間に余裕時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から4時間20分後に開始するものとし、操作時間は</p>	<p>は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）                  4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量）                  29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）                  （添付資料7.1.8.5）</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁                  2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力                  余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(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、「6.3.5 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。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。                  (i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p>	<p>期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）                  4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）                  26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）                  （添付資料2.8.5）</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁                  2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力                  余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(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。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。                  (i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p>	<p>【大飯】                  設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>40分間とする。                      (添付資料 2.7.1)</p>	<p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作                      (ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後                      イ. サブクール度 20℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作                      iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、蓄圧タンクを隔離し、高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによる注水に切替えるものとし、4分の操作時間を考慮するものとする。                      (i) サブクール度 40℃以上                      (ii) 加圧器水位 50%以上                      (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中                      (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中                      v. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持する。                      vi. 健全側余熱除去系による炉心冷却は、以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば開始するものとする。                      (i) 1次冷却材温度 177℃未滿                      (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下                      b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故                      (a) 事故条件                      i. 起因事象                      起因事象として、1基の蒸気発生器の伝</p>	<p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作                      (ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後                      イ. サブクール度 20℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作                      iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後2.5時間経過すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとする。                      (i) サブクール度 40℃以上                      (ii) 加圧器水位 50%以上                      (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中                      (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台が設計流量以上で注水中                      【比較のため移動】                      vi. 運用上実際の操作では、充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てんポンプを停止するものとする。                      v. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。                      (i) 1次冷却材温度 177℃以下                      (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下                      b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故                      (a) 事故条件                      i. 起因事象                      起因事象として、1基の蒸気発生器の伝</p>	<p>【大飯】                      手順の相違                      解析条件の相違                      ・充てん注入により除熱可能な時間が大飯は泊3号よりも短い                      解析条件の相違                      設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定                      破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源                      外部電源はないものとする。                      外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ                      炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に<b>余裕</b>を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0 m<sup>3</sup>/h～約 350m<sup>3</sup>/h、0 MPa[gage]～約 15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、<b>解析上</b>は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に<b>3基</b>の蒸気発生器に合計 150m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁                      2次系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁<b>2個</b>を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(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、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分</p>	<p>熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定                      破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源                      外部電源はないものとする。                      外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ                      炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に<b>注入配管の流路抵抗等</b>を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約 360m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約 15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に<b>4基</b>の蒸気発生器に合計 370m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁                      2次冷却系強制冷却のため、健全側<b>蒸気発生器につながる</b>主蒸気逃がし弁<b>3個</b>を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(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</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前                      イ. サブクール度 60℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後                      イ. サブクール度 20℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプによる炉心注水を、充てんポンプによる注水に切替えるものとし、切替に2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上                      (ii) 加圧器水位 50%以上                      (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中                      (iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水</p>	<p>類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前                      イ. サブクール度 60℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後                      イ. サブクール度 20℃以上で開操作                      ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上                      (ii) 加圧器水位 50%以上                      (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中                      (iv) 健全側蒸気発生器の狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>※2</sup>，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.7.7 図から第 2.7.12 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の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，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7.13 図から第 2.7.19 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。</p>	<p>ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで，加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば，余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 7.1.8.3 図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 7.1.8.7 図から第 7.1.8.18 図に，給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの推移を第 7.1.8.19 図及び第 7.1.8.20 図に示す。</p>	<p>ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで，加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば，余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.4 図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次冷却系保有水量，燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.9 図から第 2.8.20 図，給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.21 図及び第 2.8.22 図に示す。</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>PWRとBWRの相違 ・有効性評価の結果はPWRとBWRで事象進展が異なることから、以降、大飯と比較する</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生15分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。</p> <p>原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するとともに、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。</p> <p>事象発生5時間後、現場操作により高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約26秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>事象発生の約16分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約60分後に高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによる注水へ切替を実施する。その後、事象発生の約64分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>また、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.1.8.6)</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開または破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約21秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>事象発生の約11分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約63分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生の約63分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.8.6)</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。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、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7.7 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 7.38MPa[gage] 以下に抑えられる。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（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.68MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の</p>	<p>b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.1.8.18 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.8.7 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両</p>	<p>b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「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、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.33MPa[gage] 及び約 146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.2）</p> <p>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。</p>	<p>端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]及び約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第 7.1.8.7 図及び第 7.1.8.8 図に示すように、事象発生時の 120 分時点においても 1 次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去システムによる炉心冷却を継続することにより、事象発生時の約 20 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去システムによる 1 次系の除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 7.1.8.7）</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故                  蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.4</p>	<p>1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.39MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回る。</p> <p>第 2.8.9 図及び第 2.8.10 図に示すように、事象発生時の 8 時間後においても 1 次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して冷却されている。その後、事象発生時の約 9.8 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに健全側余熱除去系による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.8.7）</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故                  蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.6 図</p>	<p>【大飯】                  解析結果の相違                  設計の相違                  解析結果の相違                  記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>図に、1, 2次系圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等、1次系パラメータの推移を第7.1.8.21図から第7.1.8.30図に、蒸気発生器水位及び蒸気流量等の2次系パラメータの推移を第7.1.8.31図から第7.1.8.33図に示す。</p> <p>(a) 事象進展                  事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約10分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次系保有水量が増加に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次系からの漏えい量低減のため、事象発生の約30分後に加圧器逃がし弁による1次系の減圧を実施し、事象発生の約37分後に高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによる注水へ切替を実施する。その後、事象発生の約2.0時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1</p>	<p>に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第2.8.23図から第2.8.32図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.8.33図から第2.8.35図に示す。</p> <p>(a) 事象進展                  事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約5分x後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約8分後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生の約27分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生の約36分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生の約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材</p>	<p>【大飯】                  解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 7.1.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等                      燃料被覆管温度は第 7.1.8.30 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値 (約 340℃) 以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.8.21 図に示すとおり、初期値 (約 15.7MPa[gage]) 以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍 (20.592MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]、約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力 (0.283MPa[gage]) 及び最高使用温度 (132℃) を下回る。</p> <p>第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示すように、事象発生約 5 時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続すること</p>	<p>圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.8.6、2.8.17)</p> <p>(b) 評価項目等                      燃料被覆管温度は第 2.8.32 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値 (約 350℃) 以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.23 図に示すとおり、初期値 (約 15.7MPa[gage]) 以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍 (20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力 (0.39MPa[gage]) 及び最高使用温度 (144℃) を下回る。</p> <p>第 2.8.23 図及び第 2.8.24 図に示すように、事象発生約 4.0 時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続すること</p>	<p></p> <p style="text-align: right;">【大飯】 設計の相違</p> <p style="text-align: right;">解析結果の相違</p> <p style="text-align: right;">【大飯】 解析結果の相違</p> <p style="text-align: right;">設計の相違</p> <p style="text-align: right;">解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>により、事象発生約14.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約32.9時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.8.8, 7.1.8.9, 7.1.8.10, 7.1.8.11, 7.1.8.12)</p>	<p>により、事象発生約4.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約46時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.8, 2.8.9, 2.8.10, 2.8.11, 2.8.13)</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>2.7.3解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<b>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作とする。</b></p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p><b>a. 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は、燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自</p>	<p>7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<b>原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却操作、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</b></p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p><b>a. 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被</p>	<p>2.8.3解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊は重要事故シーケンスの特徴を記載しているのに対して、女川は事故シーケンスグループの特徴を記載している</li> </ul> <p>対策設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・重大事故等対策の相違により不確かさの影響を確認する運転員等操作が異なる</li> </ul> <p>解析コードの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊と女川では使用する解析コードが異なるため、以降、大飯と比較する</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p>	<p>覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動</p>	<p>覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用</p>	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不</p>	<p>炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よっ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では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、有効性評価解析で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。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p>	<p>確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、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。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の</p>	<p>て、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、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。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>漏えい量は解析結果に比べて<small>小さ</small>くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解</p>	<p>漏えい量は解析結果に比べて<small>少</small>くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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、それらの条件設定を設計値等、<b>最確条件</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、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な<b>設定があることから</b>、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる<b>項目</b>に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の<b>最確値</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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な<b>設定としている</b>。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる<b>炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量</b>に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p>	<p>析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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 2.8.3 表及び第 2.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の<b>最確値</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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な<b>設定としている</b>。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる<b>炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量</b>に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p>	<p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊は具体的な項目名を記載している</li> </ul> <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊と女川では解析条件が異なるため、以降、大飯と比較する</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、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。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱</p>	<p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却操作及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。</p>	<p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下</p>	<p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制される。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口</p>	<p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータへの影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シナシは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、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。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水開始時間が早くなることにより、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。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p>	<p>径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい流量が低下し、1次系保有水量の減少が抑制される。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、<b>操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</b></p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から30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、破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p>	<p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、<b>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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</b></p> <p><b>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</b></p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入系から充てん系への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第7.1.8.5図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去システムの隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の<b>閉止操作</b>は、第7.1.8.5図に示すとおり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の</p>	<p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p><b>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</b></p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去システムの隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の<b>閉止操作</b>は、第2.8.7図に示すとおり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>操作条件の相違              ・泊と女川では操作条件が異なるため、以降、大飯と比較する</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間20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、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所であり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間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も小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p>	<p>操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入系から充てん系への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第7.1.8.6図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これら</p>	<p>操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これら</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊は2次系強制冷却を行う主蒸気逃がし弁を明確化している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作については、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されることから、時間余裕がある。</p>	<p>に伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.34 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、</p>	<p>これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの</p>	<p>差異の説明</p> <p>運転員等操作の相違</p> <p>・泊と女川では運転員等操作が異なるため、以降、大飯と比較する</p> <p>【大飯】 評価結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉 (添付資料 2.7.3)	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(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<b>操作時間余裕</b>を確認した。その結果、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。</p>	<p>第 7.1.8.34 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約3時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 7.1.8.35 図に示す2次系強制冷却操作開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約5時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 7.1.8.35 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約3時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(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<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれら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、<b>運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションによる1次系への注水、1次系の減温、減圧を行うこと等により</b>、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>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余裕がある。<b>また、要員の配置による他の操作</b></p>	<p>時間として、第 2.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約2時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 2.8.37 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約7時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん<b>注入</b>への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 2.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、<b>約4時間</b>の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(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<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれら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、<b>運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却系への注水、1次冷却系の減温、減圧を行うこと等により</b>、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>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余裕がある。<b>また、要員の配置による他の操作</b></p>	<p>評価結果の相違</p> <p>【大飯】                      評価結果の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載表現の相違                      ・泊は具体的な操作及びその効果を記載している</p> <p>記載内容の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>に与える影響はない。                      (添付資料7.1.8.13, 7.1.8.14)</p>	<p>に与える影響はない。                      (添付資料 2.8.14, 2.8.16)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.4）</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの流出量は、約 450m<sup>3</sup> となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup> の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵タンクが使用できない場合においても、サプレッションチェンバに約 2,800m<sup>3</sup> の水を保有してお</p>	<p>7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における重大事故等対策時に必要な初動の要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 9名である。したがって「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す発電所災害対策要員 33名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p style="color: blue;">なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」時において、補助給水ピット（570m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却が可能とな</p>	<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンス「格納容器バイパス」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、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」において、復水ピット（1,035m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能であり、事象発生約 63 分後から健全側余熱除去系による冷却を</p>	<p>体制の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・要員体制が異なるが、整備した体制で対応可能な点は、泊も女川も同様</li> </ul> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊は重要事故シーケンスが2つある</li> </ul> <p>水源の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊は補助給水ピット及び燃料取替用水ピットを取水源とするが、女川は復水貯蔵タンク又はサプレッションチェンバ内のプ</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）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水冷却モード）による格納容器除熱は、サブプレッションチェンパ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>る。余熱除去系に切替えた以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット（1,700m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプあるいは充てんポンプによる炉心注水については、事象発生後約60分後に高圧注入系から充てん系に切替えて炉心注水を継続する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」時において、補助給水ピット（570m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.0時間後に余熱除去系による冷却に切替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（1,700m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプあるいは充てんポンプによる炉心注水については、事象発生約37分後に高圧注入系から充てん系に切替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切替えることにより長</p>	<p>実施した以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット（約1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約63分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水ピット（約1,035m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（約1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約36分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するととも</p>	<p>ール水を取水源としている</p> <p>・泊も女川も7日間の注水継続が可能な点は同様</p> <p>SGTR時に破損側SGの隔離に失敗する事故については、大飯と比較する</p> <p>【大飯】設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p><b>b. 燃料</b></p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ1）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ1）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kLの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ（タイプ1）による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約809kL）。</p>	<p>期冷却が可能である。</p> <p><b>b. 燃料</b></p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油はこれらを合計して約534.5kLとなるが、「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量（540kL）にて供給可能である。</p>	<p>に、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p><b>b. 燃料</b></p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kLの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kLの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kLとなるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計容量（620kL）にて供給可能である。</p>	<p>燃料の相違</p> <p>・燃料の消費量や貯蔵量は異なるがDG、緊対所に関して評価し7日間の運転継続が可能な点は泊も女川も同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.1.1.12)</p>	<p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.1.12)</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・緊急時対策所への電源共有に関してはSA61条で評価しており、有効性評価内で評価する方針としていないことから泊は記載していないが、女川同様必要な負荷に対して電源供給が可能</li> </ul>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>2.7.5結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して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（インターフェイスシステム LOCA）」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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>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）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>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原子炉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、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価</p>	<p>7.1.8.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、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」に対する炉心損傷防止対策としては、非常用炉心冷却設備等により炉心注水を確保しつつ、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧を行うことにより漏えい量を抑制し、余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーションを、長期的な炉心冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備している。さらに、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを、長期的な炉心冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>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、原子炉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ことを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項</p>	<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、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」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>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、原子炉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ことを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>重大事故等対策の相違</p> <p>・設備及び手順は異なるが、炉心注水し、減圧を実施する点は、泊も女川も同様</p> <p>重要事故シーケンスの相違</p> <p>重要事故シーケンスの相違</p> <p>重大事故等対策の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>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、<b>操作時間余裕について確認した結果</b>、操作が遅れた場合でも<b>一定の余裕</b>がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<b>運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である</b>。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<b>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（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。</b></p>	<p>目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも<b>操作時間余裕</b>があることを確認した。</p> <p>発電所災害対策要員は、<b>本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している</b>。また、必要な水源、燃料及び電源については、<b>外部電源喪失を仮定しても供給可能である</b>。</p> <p>以上のことから、<b>クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</b></p>	<p>目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも<b>操作時間余裕</b>があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、<b>本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している</b>。また、必要な水源、燃料及び電源については、<b>外部電源喪失を仮定しても供給可能である</b>。</p> <p>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」において、<b>クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</b></p>	<p>記載表現の相違                  ・記載は異なるが、内容は同等</p> <p>重大事故等対策の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

第2.7.1表 「格納容器バイパス（インターフューズシステムLOCA）」の重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
インターフューズシステムLOCA発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材圧力パワングラフィと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフューズとなる配管のうち、隔離弁の開閉失敗等により低圧設計部分を通圧が確認することで、インターフューズシステムLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトが原因となる。</li> <li>緊急発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</li> </ul>	原子炉建屋ブローアウトパネル*	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉圧力を開始する。また、破断箇所から原子炉冷却材の流出が確認しているため原子炉圧力及び原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル1）にて低圧インターフューズ及び残熱除去系（低圧注入系）が自動起動する。</li> </ul>	【非常用ディーゼル発電機】* 蓄圧タンク 【原子炉隔離時冷却系】* 【低圧インターフューズ】* 【残熱除去系（低圧注入系）】* 【低圧冷却タンク】*	平均出力領域モニタ* 出力領域モニタ* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力】* 【低圧インターフューズポンプ出口圧力】* 【残熱除去ポンプ出口圧力】* 原子炉建屋タンク水位
高圧冷却システム系機器喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位（レベル2）信号により高圧冷却システム（レベル2）の監視信号が発生されるが、自動戻り又は出口流量計等の指示が上昇しないこと等により高圧冷却システム系機器喪失を確認する。</li> </ul>	—	—
高圧冷却システムによる原子炉水位回復	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧冷却システム系機器喪失確認後、高圧冷却システムを起動し原子炉水位を回復する。</li> </ul>	高圧冷却システム	—

\*：設計上の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの  
 【 】：重大事故等対応設備（設計基準外設備）  
 □：有効性評価上考慮しない操作

第7.1.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフューズシステムLOCA）（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子監視領域中性子束
b. 安全注入シケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「HCS作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シケンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替専用水ピペット 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	高圧注入流量 低圧注入流量 燃料取替専用水ピペット水位 1次冷却材圧力（広域）
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</li> </ul>	蓄圧タンク	1次冷却材圧力（広域）
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系統からの漏えいの疑いがある場合は、1次冷却材圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフューズシステムLOCAの発生を判断する。</li> </ul>	—	1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 原子炉監視領域圧力 燃料取替専用水

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第2.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフューズシステムLOCA）（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子監視領域中性子束
b. 安全注入シケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シケンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替専用水ピペット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替専用水ピペット水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</li> </ul>	蓄圧タンク	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系統からの漏えいの疑いがある場合は、水位及び圧力の低下、補助蒸気発生器監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視システムLOCAの発生を判断する。</li> </ul>	—	1次冷却材圧力 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故

差異の説明  
 設計方針の相違



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉

第2.7.1表 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重大事故等対策について（3/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対策措置	
		常設設備	計装設備
低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心水位回復確認	・炉心が圧力低下に伴い、炉心が圧力が低圧注水機他の系統圧力を下回ると炉心がへの注水を開始され、炉心水位が回復する	【炉心スプレイス系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【サブプレッションタンク】*	炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（燃料機） 炉心が圧力（S A） 炉心が圧力 【炉心スプレイス系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 圧力調整装置
残留熱除去系（サブプレッションタンク）運転	・炉心が急激減圧によりサブプレッションタンクの水が32℃を超えた時点で、残留熱除去系（サブプレッションタンク）も水供給モードに運転を開始する	【残留熱除去系（サブプレッションタンク）】 【サブプレッションタンク】*	サブプレッションタンクの水温度 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 【サブプレッションタンク】*
炉心が水位維持	・燃料機所からの漏えい抑制のため、低圧注水機により炉心が水位を低圧炉心スプレイスモードにて維持する	【炉心スプレイス系】 【炉心スプレイス系】 【サブプレッションタンク】*	【炉心スプレイス系ポンプ出口流量】 【炉心スプレイス系ポンプ出口流量】 圧力調整装置
現場操作での高圧炉心スプレイス系運転	・燃料機所からの漏えい抑制を継続し、現場操作によりHPC S注入調整機を起動し、高圧炉心スプレイス系を調整する	HPC S注入調整機*	炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（燃料機） 炉心が圧力（燃料機） 【炉心スプレイス系ポンプ出口流量】 【サブプレッションタンク】*
高圧炉心スプレイス系運転時の水位維持	・高圧炉心スプレイス系の調整に成功した後は、低圧炉心スプレイス系を停止し、高圧炉心スプレイス系を調整する	【炉心スプレイス系】 【炉心スプレイス系】 【サブプレッションタンク】*	炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（S Aに到達） 炉心が水位（燃料機） 炉心が圧力（燃料機） 【炉心スプレイス系ポンプ出口流量】 【サブプレッションタンク】*

\*：取替可能な対象となっている設備を重大事故等対策措置に設置しているもの  
 【 】：重大事故等対策措置（設計基準等）  
 □：有効性評価上考慮しない操作

泊発電所3号炉

第7.1.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフェイスシステムLOCA）（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対策措置	
		常設設備	計装設備
1. 蓄圧タンク出口弁閉止	・非常用炉心冷却設備停止条件の満足又は1次冷却炉圧力（広域）指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	1次冷却炉圧力（広域） 1次冷却炉温度（広域-高温側） 1次冷却炉温度（広域-低温側）
j. 高圧注水系から充てん系への切替	・非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注水ポンプから充てんポンプによる注水へ切り替える。	高圧注水ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピット ディーゼル発電機 ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽	高圧注水流量 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位
k. 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替	・1次冷却炉圧力（広域）指示が2.7MPa[gage]以下、1次冷却炉温度（広域-高温側）指示が177℃未満となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	1次冷却炉圧力（広域） 1次冷却炉温度（広域-高温側） 1次冷却炉温度（広域-低温側） 低圧注水流量
l. 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	・漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。 ・早期の流出停止を目的として、1次冷却炉圧力を監視しつつ準備が整った後、操作を実施する。	余熱除去ポンプ入口弁	加圧器水位 炉心が格納容器圧力 格納容器内温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策措置

大飯発電所3/4号炉

第2.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフェイスシステムLOCA）（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対策措置	
		常設設備	計装設備
1. 高圧注水から充てん系への切替え	・非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注水から充てん系へ切り替える。 ・1次冷却炉圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。	高圧注水ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 蓄圧タンク出口弁	高圧注水流量 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位 1次冷却炉圧力 1次冷却炉高温側温度（広域） 1次冷却炉低温側温度（広域）
現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	・漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。 ・早期の流出停止を目的として、1次冷却炉圧力を監視しつつ準備が整った後、操作を実施する。	余熱除去ポンプ入口弁	1次冷却炉圧力 加圧器水位 格納容器圧力（広域） AM用格納容器圧力 格納容器内温度
健全側余熱除去系による1次冷却炉系の冷却	・余熱除去系統からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。 ・長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	1次冷却炉高温側温度（広域） 1次冷却炉低温側温度（広域） 1次冷却炉圧力 余熱除去流量 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故

設計方針の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大阪発電所3/4号炉	差異の説明																																																												
	<p style="text-align: center;">第7.1.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/4)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>備設設備</th> <th>可稼設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. プラントトリップの確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束</td> </tr> <tr> <td>b. 安全注入シークエンス作動状況の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>「ECS作動」警報により非常用母線の高圧動作確認信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul> </td> <td>燃料取替用水ピット 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ</td> <td>—</td> <td>高圧注入流量 高圧注入流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力 (広域)</td> </tr> <tr> <td>c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器プロローダウンスモニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下等により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力 (広域) 補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 補助給水ピット水位</td> </tr> <tr> <td>d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul> </td> <td>タービン駆動補助給水ポンプ 電動機補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット アイゼン発電機 アイゼン発電機燃料油貯槽</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>e. 破損側蒸気発生器の隔離</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul> </td> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	備設設備	可稼設備	計装設備	a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束	b. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「ECS作動」警報により非常用母線の高圧動作確認信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	—	高圧注入流量 高圧注入流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力 (広域)	c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器プロローダウンスモニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下等により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul>	—	—	主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力 (広域) 補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 補助給水ピット水位	d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul>	タービン駆動補助給水ポンプ 電動機補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット アイゼン発電機 アイゼン発電機燃料油貯槽	—	—	e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul>	主蒸気隔離弁	—	—	<p style="text-align: center;">第2.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/4)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>備設設備</th> <th>可稼設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. プラントトリップの確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束</td> </tr> <tr> <td>b. 安全注入シークエンス作動状況の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>「安全注入作動」警報により非常用母線冷却設備作動信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul> </td> <td>燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ</td> <td>—</td> <td>高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力</td> </tr> <tr> <td>c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力</td> </tr> <tr> <td>d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul> </td> <td>電動機補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 高圧ピット</td> <td>—</td> <td>蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 高圧ピット水位</td> </tr> <tr> <td>e. 破損側蒸気発生器の隔離</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul> </td> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	判断及び操作	手順	備設設備	可稼設備	計装設備	a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束	b. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「安全注入作動」警報により非常用母線冷却設備作動信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	—	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力	c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力	d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul>	電動機補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 高圧ピット	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 高圧ピット水位	e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul>	主蒸気隔離弁	—	—	<p style="color: red;">【大阪】 設計方針の相違</p>
判断及び操作	手順	備設設備	可稼設備	計装設備																																																											
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束																																																											
b. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「ECS作動」警報により非常用母線の高圧動作確認信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	—	高圧注入流量 高圧注入流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力 (広域)																																																											
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器プロローダウンスモニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下等により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul>	—	—	主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力 (広域) 補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 補助給水ピット水位																																																											
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul>	タービン駆動補助給水ポンプ 電動機補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット アイゼン発電機 アイゼン発電機燃料油貯槽	—	—																																																											
e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul>	主蒸気隔離弁	—	—																																																											
判断及び操作	手順	備設設備	可稼設備	計装設備																																																											
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電圧及び外電圧喪失の有無を判断する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子領域域中性子束																																																											
b. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「安全注入作動」警報により非常用母線冷却設備作動信号が受信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	—	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却母材圧力																																																											
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 加圧器水位 1次冷却母材圧力																																																											
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全注入シークエンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul>	電動機補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 高圧ピット	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 高圧ピット水位																																																											
e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン駆動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</li> </ul>	主蒸気隔離弁	—	—																																																											

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																																		
	<p>第7.1.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>                     主蒸気圧力                      1次冷却材圧力(広域)                      蒸気発生器水位(狭域)                      蒸気発生器水位(広域)                      加圧器水位                 </td> </tr> <tr> <td>g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul> </td> <td>                     タービン駆動補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ                      蒸気発生器                      主蒸気速がし弁                      補助給水ピット                      デイジーゼル発電機                      デイジーゼル発電機燃料油貯槽                      【燃料取替用水ピット】                      加圧器速がし弁                 </td> <td>—</td> <td>                     主蒸気圧力                      蒸気発生器水位(広域)                      蒸気発生器水位(狭域)                      補助給水流量                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域)                      燃料取替用水ピット水位                 </td> </tr> <tr> <td>h. 加圧器速がし弁開放による1次系減圧</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域-低範囲)                 </td> </tr> <tr> <td>i. 蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul> </td> <td>蓄圧タンク出口弁</td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域-低範囲)                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 加圧器水位	g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul>	タービン駆動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気速がし弁 補助給水ピット デイジーゼル発電機 デイジーゼル発電機燃料油貯槽 【燃料取替用水ピット】 加圧器速がし弁	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 補助給水流量 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域) 燃料取替用水ピット水位	h. 加圧器速がし弁開放による1次系減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	—	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)	i. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)	<p>第2.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>                     主蒸気圧力                      1次冷却材圧力(広域)                      蒸気発生器水位(狭域)                      蒸気発生器水位(広域)                      加圧器水位                 </td> </tr> <tr> <td>g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul> </td> <td>                     主蒸気速がし弁                      電動補助給水ポンプ                      タービン駆動補助給水ポンプ                      蒸気発生器                      主蒸気速がし弁                      デイジーゼル発電機                      燃料油貯蔵タンク                      重油タンク                      【燃料取替用水ピット】                      加圧器速がし弁                      デイジーゼル発電機                      燃料油貯蔵タンク                 </td> <td>—</td> <td>                     主蒸気圧力                      蒸気発生器水位(広域)                      蒸気発生器水位(狭域)                      蒸気発生器補助給水流量                      主蒸気速がし弁                      1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域-低範囲)                      燃料取替用水ピット水位                 </td> </tr> <tr> <td>h. 加圧器速がし弁開放による1次冷却材系強制減圧</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次冷却材からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次冷却材系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次冷却材サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul> </td> <td>—</td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力                      1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域-低範囲)                 </td> </tr> <tr> <td>i. 蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul> </td> <td>蓄圧タンク出口弁</td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材圧力(広域-高範囲)                      1次冷却材圧力(広域-低範囲)                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 加圧器水位	g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul>	主蒸気速がし弁 電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気速がし弁 デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 【燃料取替用水ピット】 加圧器速がし弁 デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気速がし弁 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲) 燃料取替用水ピット水位	h. 加圧器速がし弁開放による1次冷却材系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次冷却材からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次冷却材系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次冷却材サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	—	—	1次冷却材圧力 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)	i. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)	<p>【大飯】                      設計方針の相違</p>
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																																	
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 加圧器水位																																																	
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul>	タービン駆動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気速がし弁 補助給水ピット デイジーゼル発電機 デイジーゼル発電機燃料油貯槽 【燃料取替用水ピット】 加圧器速がし弁	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 補助給水流量 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域) 燃料取替用水ピット水位																																																	
h. 加圧器速がし弁開放による1次系減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	—	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)																																																	
i. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)																																																	
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																																	
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa(gage))より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 1次冷却材圧力(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 加圧器水位																																																	
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側主蒸気速がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット蓄積操作を行う。</li> </ul>	主蒸気速がし弁 電動補助給水ポンプ タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気速がし弁 デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 【燃料取替用水ピット】 加圧器速がし弁 デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気速がし弁 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲) 燃料取替用水ピット水位																																																	
h. 加圧器速がし弁開放による1次冷却材系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用冷却材取替停止条件成立及び1次冷却材からの漏えい量を抑制するため、加圧器速がし弁を手動開放することで1次冷却材系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器速がし弁操作の際は、1次冷却材サブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	—	—	1次冷却材圧力 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)																																																	
i. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの維持圧力(4.04MPa(gage))になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(広域-高範囲) 1次冷却材圧力(広域-低範囲)																																																	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																																		
	<p>第7.1.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                  (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)(3/4)</p> <table border="1" data-bbox="1092 306 1715 1614"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>j. 高圧注入系から充てん系への切替</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切り替える。</li> </ul> </td> <td>                     高圧注入ポンプ                      充てんポンプ                      燃料取替用水ピペット                      ダイオキシル発電機                      ダイオキシル発電機燃料油貯槽                 </td> <td>—</td> <td>                     高圧注入流量                      加圧器水位                      燃料取替用水ピペット水位                 </td> </tr> <tr> <td>k. 余熱除去系による炉心冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(広域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域-高域側)指示177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、余熱除去系による炉心冷却を開始する。</li> </ul> </td> <td>                     余熱除去ポンプ                      余熱除去冷却器                      ダイオキシル発電機                      ダイオキシル発電機燃料油貯槽                 </td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材温度(広域-高域側)                      1次冷却材温度(広域-低域側)                 </td> </tr> <tr> <td>l. 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul> </td> <td>                     加圧器逃がし弁                      余熱除去ポンプ                      余熱除去冷却器                      ダイオキシル発電機                      ダイオキシル発電機燃料油貯槽                 </td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力(広域)                      主蒸気ライン圧力                      蒸気発生器水位(狭域)                      蒸気発生器水位(広域)                      1次冷却材温度(広域-高域側)                      1次冷却材温度(広域-低域側)                      1次冷却材温度(広域-高域側)                      1次冷却材温度(広域-低域側)                 </td> </tr> <tr> <td>m. 1次系のファイードアンドリード</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul> </td> <td>                     充てんポンプ                      加圧器逃がし弁                      燃料取替用水ピペット                      ダイオキシル発電機                      ダイオキシル発電機燃料油貯槽                 </td> <td>—</td> <td>                     高圧注入流量                      加圧器水位                      燃料取替用水ピペット水位                      1次冷却材圧力(広域)                      1次冷却材温度(広域-高域側)                      1次冷却材温度(広域-低域側)                      1次冷却材圧力(広域)                      燃料取替用水ピペット水位                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	手順	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	j. 高圧注入系から充てん系への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位	k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(広域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域-高域側)指示177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、余熱除去系による炉心冷却を開始する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側)	l. 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	1次冷却材圧力(広域) 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側)	m. 1次系のファイードアンドリード	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul>	充てんポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側) 1次冷却材圧力(広域) 燃料取替用水ピペット水位	<p>第2.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                  (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)(3/4)</p> <table border="1" data-bbox="1905 306 2528 1476"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>j. 高圧注入系から充てん系への切替</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</li> </ul> </td> <td>                     高圧注入ポンプ                      充てんポンプ                      燃料取替用水ピペット                      ダイオキシル発電機                      ダイオキシル発電機燃料油貯槽                 </td> <td>—</td> <td>                     高圧注入流量                      加圧器水位                      燃料取替用水ピペット水位                 </td> </tr> <tr> <td>k. 余熱除去系による炉心冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(狭域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域)指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高域側配管から取水することにより炉心冷却を開始する。</li> </ul> </td> <td>                     余熱除去ポンプ                      余熱除去冷却器                      ダイオキシル発電機                      燃料油貯槽                      重田タンク                 </td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力                      余熱除去流量                      加圧器水位                      1次冷却材高域側温度(広域)                      1次冷却材低域側温度(広域)                 </td> </tr> <tr> <td>l. 1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul> </td> <td>                     加圧器逃がし弁                      余熱除去ポンプ                      余熱除去冷却器                      燃料油貯槽                      重田タンク                 </td> <td>—</td> <td>                     1次冷却材圧力                      加圧器水位                      主蒸気圧力                      蒸気発生器水位(広域)                      蒸気発生器水位(狭域)                      1次冷却材高域側温度(広域)                      1次冷却材低域側温度(広域)                 </td> </tr> <tr> <td>m. 1次冷却材系のファイードアンドリード</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul> </td> <td>                     充てんポンプ                      加圧器逃がし弁                      燃料取替用水ピペット                      ダイオキシル発電機                      燃料油貯槽                      重田タンク                 </td> <td>—</td> <td>                     高圧注入流量                      加圧器水位                      燃料取替用水ピペット水位                      1次冷却材高域側温度(広域)                      1次冷却材低域側温度(広域)                      1次冷却材圧力                      燃料取替用水ピペット水位                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	手順	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	j. 高圧注入系から充てん系への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位	k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(狭域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域)指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高域側配管から取水することにより炉心冷却を開始する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 燃料油貯槽 重田タンク	—	1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域)	l. 1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 燃料油貯槽 重田タンク	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域)	m. 1次冷却材系のファイードアンドリード	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul>	充てんポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 燃料油貯槽 重田タンク	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域) 1次冷却材圧力 燃料取替用水ピペット水位	<p>【大飯】                  設計方針の相違</p>
手順	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																																	
j. 高圧注入系から充てん系への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位																																																	
k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(広域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域-高域側)指示177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、余熱除去系による炉心冷却を開始する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側)																																																	
l. 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	1次冷却材圧力(広域) 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側)																																																	
m. 1次系のファイードアンドリード	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul>	充てんポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材温度(広域-高域側) 1次冷却材温度(広域-低域側) 1次冷却材圧力(広域) 燃料取替用水ピペット水位																																																	
手順	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																																	
j. 高圧注入系から充てん系への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 ダイオキシル発電機燃料油貯槽	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位																																																	
k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力(狭域)指示(2.7MPa(gage))以下及び1次冷却材温度(広域)指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高域側配管から取水することにより炉心冷却を開始する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ダイオキシル発電機 燃料油貯槽 重田タンク	—	1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域)																																																	
l. 1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による炉心冷却により、1次冷却材系と破損側蒸気発生器均圧操作により、破損側蒸気発生器からの漏えい停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 燃料油貯槽 重田タンク	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域)																																																	
m. 1次冷却材系のファイードアンドリード	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁をファイードアンドリードを行う。</li> </ul>	充てんポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水ピペット ダイオキシル発電機 燃料油貯槽 重田タンク	—	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却材高域側温度(広域) 1次冷却材低域側温度(広域) 1次冷却材圧力 燃料取替用水ピペット水位																																																	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																		
	<p>第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (4/4)</p> <table border="1" data-bbox="1113 296 1386 1661"> <thead> <tr> <th colspan="3">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>n. 代替再循環運転への切替</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転可能水位(71%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、B-格納容器再循環サブからB-格納容器サブレイアウトを経てB-格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul> </td> <td>                     格納容器再循環サブ水位(広域)                      格納容器再循環サブ水位(狭域)                      1次冷却材温度(広域-高圧側)                      1次冷却材温度(広域-低圧側)                      1次冷却材圧力(広域)                      B-格納容器サブレイアウト出口積算流量(MM用)                      加圧器水位                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	重大事故等対応設備			判断及び操作	手順	計装設備	n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転可能水位(71%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、B-格納容器再循環サブからB-格納容器サブレイアウトを経てB-格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul>	格納容器再循環サブ水位(広域) 格納容器再循環サブ水位(狭域) 1次冷却材温度(広域-高圧側) 1次冷却材温度(広域-低圧側) 1次冷却材圧力(広域) B-格納容器サブレイアウト出口積算流量(MM用) 加圧器水位	<p>第 2.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                      (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (4/4)</p> <table border="1" data-bbox="2056 327 2427 1635"> <thead> <tr> <th colspan="3">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>n. 代替再循環運転への切替</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サブからA格納容器サブレイアウトを経てA格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul> </td> <td>                     格納容器再循環サブ水位(広域)                      格納容器再循環サブ水位(狭域)                      1次冷却材温度(広域)                      1次冷却材温度(広域)                      1次冷却材圧力                      余熱除去流量                      加圧器水位                 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	重大事故等対応設備			判断及び操作	手順	計装設備	n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サブからA格納容器サブレイアウトを経てA格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul>	格納容器再循環サブ水位(広域) 格納容器再循環サブ水位(狭域) 1次冷却材温度(広域) 1次冷却材温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位	<p>【大飯】                      設計方針の相違</p>
重大事故等対応設備																					
判断及び操作	手順	計装設備																			
n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転可能水位(71%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、B-格納容器再循環サブからB-格納容器サブレイアウトを経てB-格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul>	格納容器再循環サブ水位(広域) 格納容器再循環サブ水位(狭域) 1次冷却材温度(広域-高圧側) 1次冷却材温度(広域-低圧側) 1次冷却材圧力(広域) B-格納容器サブレイアウト出口積算流量(MM用) 加圧器水位																			
重大事故等対応設備																					
判断及び操作	手順	計装設備																			
n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サブ水位(広域)指示が再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</li> <li>代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サブからA格納容器サブレイアウトを経てA格納容器サブレイアウト冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器サブレイアウト系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、能動的な炉心冷却を行う。</li> </ul>	格納容器再循環サブ水位(広域) 格納容器再循環サブ水位(狭域) 1次冷却材温度(広域) 1次冷却材温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位																			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉

第2.7.2表 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉出力	2,450MW	定格原子炉出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa(gage)	定格原子炉圧力として設定
炉心流量	35.6×10 <sup>4</sup> t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約279℃	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
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下層から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
燃料	9×9燃料(A型)	-
最大出力密度	44.0kW/a	通常運転時の熱制限値として設定
原子炉停止後の炉継続熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (熱密度330W/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均熱密度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定
外部電源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定

第2.7.2表 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起回事象	高圧炉心スプレイス系の吸込配管の破断 破断面積は約35cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価された漏えい結果に十分に余裕をとった値として設定
安全機能の喪失に対する仮定	高圧炉心スプレイス系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した高圧炉心スプレイス系が機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定。また、原子炉スタラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スタラムは、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、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする

泊発電所3号炉

第7.1.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムLOCA）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAPS	本重要事故シナリオシナリオの重要現象である炉心における沸騰・非イデ率変化、気化分凝・対向液等を適切に評価することが可能であるコード	
初期条件	炉心熱出力	100% (3,652MW) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 炉心熱出力が大きいと炉継続熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定
	1次冷却材圧力	15.41+0.21MPa(gage)	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 1次冷却材圧力が高いと1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定
	1次冷却材平均温度	306.6+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 1次冷却材平均温度が高くなると1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定
事故条件	炉心熱継続熱	PP：日本原子力学会機関誌 アクチニド：(40)1032 (サイクル末期を仮定)	17×17燃料棒集合体を考慮した3ルーブリックを適用するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。熱密度が高いと高圧のアクチニドの蒸発量が多くなるため炉心平均熱密度は大きくなる。このため、熱密度が高くなるサイクル末期炉心平均熱密度を対象に熱継続熱を設定。また、使用する燃料棒はWRAN・プルトニウム混合燃料棒の条件を考慮している
	安全機能の喪失に対する仮定	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定
			破断箇所
原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口漏れがし弁			約5cm (1.19インチ)
原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口漏れがし弁	約1.6cm (3.3インチ)		
原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等	約9cm (1.15インチ)		
外部電源	外部電源なし	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損が発生した際の余熱除去機能が喪失するものとして設定	

大阪発電所3/4号炉

第2.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムLOCA）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
解析コード	M-RELAPS	本重要事故シナリオシナリオの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気化分凝・対向液等を適切に評価することが可能であるコード		
初期条件	炉心熱出力	100% (3,411MW) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 炉心熱出力が大きいと炉継続熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定	
	1次冷却材圧力	15.41+0.21MPa(gage)	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 1次冷却材圧力が高いと1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定	
	1次冷却材平均温度	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、通常熱出力を考慮した上限値として設定 1次冷却材平均温度が高くなると1次冷却材の蒸発量及び燃料棒温度評価の観点から厳しい設定	
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定	
			破断箇所	破断口径
			原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口漏れがし弁	約2.5cm (約1.19インチ)
原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口漏れがし弁	約10cm (約4.11インチ)			
原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等	約2.8cm (約1.12インチ)			
外部電源	外部電源なし	余熱除去系統入口隔離弁の閉鎖又は破損が発生した際の余熱除去機能が喪失するものとして設定		

解析条件の相違  
 ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉		
第2.7.2表 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））(3/4)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.0m <sup>3</sup> /h（2.90MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイス	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.78MPa[abs]において）（最大1,130m <sup>3</sup> /h）にて注水	高圧炉心スプレイス系の設計値として設定 
残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動し3系統で注水 1,136m <sup>3</sup> /h（ポンプ1台当たり、0.14MPa[abs]において）（最大1,191m <sup>3</sup> /h）	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7,378Pa[gage]×2個、366t/h（1個当たり） 7,440Pa[gage]×3個、360t/h（1個当たり） 7,518Pa[gage]×3個、363t/h（1個当たり） 7,580Pa[gage]×3個、367t/h（1個当たり）	逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし安全弁（自動減圧機能）の2個を閉鎖することによる原子炉急減圧 （原子炉圧力が逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の範囲）	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 
第2.7.2表 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））(4/4)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉急減圧操作	事象発生30分後	インターフェイスシステムLOCAの発生を確証した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、設定
高圧炉心スプレイス系の隔離操作	事象発生5時間後	インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉建屋内の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

泊発電所3号炉		
第7.1.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムLOCA）(2/3)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間:0秒)	トリップ設定値に計算誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (11.20MPa[gage]) (応答時間:0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計算誤差を考慮した低い値として、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
高圧注水ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性) 0m <sup>3</sup> /h～約350m <sup>3</sup> /h (0.4MPa[gage]～約15.8MPa[gage])	設計値に注入配管の流動抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力バウンスへの1次冷却材の漏えい量が多く蓄積するため、設備破損等に与える影響の観点から低い設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動原因発生直後から60秒後に注水開始 150m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定常運転開始に余裕を考慮して設定。
蒸圧タンク保持圧力	4.0MPa[gage] (最低保持圧力)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水全量供給時（ポンプ稼働は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
蒸圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> （1基当たり） (最小保有水量)	炉心への注水のタイミミングを遅くする最低の圧力として設定。
主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり)の50% (1個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる容量として設定。
余熱除去蒸気逃がし弁吹止まり圧力	余熱除去ポンプ出口逃がし弁の設計値	余熱除去蒸気逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。
重大事象発生時に関連する機器条件		

大阪発電所3/4号炉		
第2.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムLOCA）(2/3)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間:2.0秒)	トリップ設定値に計算誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間:2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計算誤差を考慮した低い値として、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
高圧注水ポンプ	最大注入特性（2台） 高圧注入特性 0m <sup>3</sup> /h～約350m <sup>3</sup> /h 0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]	設計値に注入配管の流動抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力バウンスへの1次冷却材の漏えい量が多く蓄積するため、設備破損等に与える影響の観点から低い設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動原因発生直後から60秒後に注水開始 370m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定常運転開始時間に余裕を考慮して設定。
蒸圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミミングを遅くする最低の圧力として設定。
蒸圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり)の10% (1個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる容量として設定。
余熱除去蒸気逃がし弁吹止まり圧力	余熱除去ポンプ出口逃がし弁の設計値	余熱除去蒸気逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。
重大事象発生時に関連する機器条件		

差異の説明

解析条件の相違  
 ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																				
	<p style="text-align: center;">第7.1.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェイスシステムLOCA) (3/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2次系強制冷却開始</td> <td>非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後</td> <td>運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器装填水位内</td> <td>運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器速がし弁の開閉操作</td> <td>加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から充てん注入への切替</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件成立から4分後</td> <td>運転員等機内操作として、蓄圧タンク隔離に2分、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>充てん流量の調整</td> <td>加圧器水位計測範囲内</td> <td>運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2次系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後	運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器装填水位内	運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。	加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。	高圧注入から充てん注入への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から4分後	運転員等機内操作として、蓄圧タンク隔離に2分、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。	<p style="text-align: center;">第2.8.3表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェイスシステムLOCA) (3/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2次冷却系強制冷却開始</td> <td>非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後</td> <td>運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器装填水位内</td> <td>運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器速がし弁の開閉操作</td> <td>加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から充てん注入への切替操作</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件成立後</td> <td>運転員等機内操作として、高圧注入から充てん注入への同時切替を想定。</td> </tr> <tr> <td>充てん流量の調整</td> <td>加圧器水位計測範囲内</td> <td>運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2次冷却系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後	運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器装填水位内	運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。	加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。	高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立後	運転員等機内操作として、高圧注入から充てん注入への同時切替を想定。	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。	<p>解析条件の相違              ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																					
2次系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後	運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																					
補助給水流量の調整	蒸気発生器装填水位内	運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。																																					
加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。																																					
高圧注入から充てん注入への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から4分後	運転員等機内操作として、蓄圧タンク隔離に2分、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。																																					
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。																																					
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																					
2次冷却系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後	運転員等機内操作として、非常用炉心冷却設備自動自身のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去装置の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気速がし弁開閉操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																					
補助給水流量の調整	蒸気発生器装填水位内	運転員等機内操作として、蒸気発生器装填水位内に維持するように設定。																																					
加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等機内操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば追加開閉するように設定。																																					
高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立後	運転員等機内操作として、高圧注入から充てん注入への同時切替を想定。																																					
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等機内操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。																																					

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																																												
	<p style="text-align: center;">第7.1.8.2表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について                  (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器に失敗する事故) (1/4)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>予備</th> <th>異常時</th> <th>可操設備</th> <th>計測設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. フラントトリップの確認</td> <td>・事故の発生に際し、原子炉トリップ及びサーベントリッパを確認する。 ・蒸気発生器伝熱管及び伝熱管束の破損を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>出方配管中性子束 中間配管中性子束 中性子源領域中性子束</td> </tr> <tr> <td>b. 安全注入システム作動状況の確認</td> <td>・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)</td> </tr> <tr> <td>c. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)</td> </tr> <tr> <td>d. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)</td> </tr> <tr> <td>e. 破損側蒸気発生器の隔離</td> <td>・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。</td> <td>高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	予備	異常時	可操設備	計測設備	a. フラントトリップの確認	・事故の発生に際し、原子炉トリップ及びサーベントリッパを確認する。 ・蒸気発生器伝熱管及び伝熱管束の破損を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	出方配管中性子束 中間配管中性子束 中性子源領域中性子束	b. 安全注入システム作動状況の確認	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)	c. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)	d. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)	e. 破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)	<p style="text-align: center;">第2.8.4表 「格納容器バイパス」の主要解析条件                  (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-R E L A P 5</td> <td>本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・射流現象を適切に評価することと可能であること。</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力 (初期)</td> <td>100%(3.411MW)×1.02</td> <td>評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと炉内温度の上昇が速くなることと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却器圧力 (初期)</td> <td>15.41+0.21MPa(gage)</td> <td>評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器圧力が低いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却器平均温度 (初期)</td> <td>307.1+2.2℃</td> <td>評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器平均温度が高いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>炉心熱源熱</td> <td>F P : 日本原子力学会推奨値 アクトニド ; ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)</td> <td>サイクル末期の炉心熱源熱を仮定。炉内温度が高いと高圧のアクチニドの熱源熱が多くなるため、炉内温度は高くなることと、炉内温度が高くなることとから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器 2次冷却器水量 (初期)</td> <td>50t (1基当たり)</td> <td>設計値として設定。</td> </tr> <tr> <td>起因事象</td> <td>1基の蒸気発生器の伝熱管1本の同管破損</td> <td>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が破損時に同管破損するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に 対する仮定</td> <td>主蒸気安全弁1個の閉鎖</td> <td>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気安全弁1個が閉鎖するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源がない場合、原子炉系統の機能喪失及び工学的安全機能の作動遅れの観点から、炉心冷却し難い設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	M-R E L A P 5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・射流現象を適切に評価することと可能であること。	炉心熱出力 (初期)	100%(3.411MW)×1.02	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと炉内温度の上昇が速くなることと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。	1次冷却器圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器圧力が低いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。	1次冷却器平均温度 (初期)	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器平均温度が高いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。	炉心熱源熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクトニド ; ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期の炉心熱源熱を仮定。炉内温度が高いと高圧のアクチニドの熱源熱が多くなるため、炉内温度は高くなることと、炉内温度が高くなることとから厳しい設定。	蒸気発生器 2次冷却器水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。	起因事象	1基の蒸気発生器の伝熱管1本の同管破損	起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が破損時に同管破損するものとして設定。	安全機能の喪失に 対する仮定	主蒸気安全弁1個の閉鎖	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気安全弁1個が閉鎖するものとして設定。	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、原子炉系統の機能喪失及び工学的安全機能の作動遅れの観点から、炉心冷却し難い設定。	<p style="color: red;">【大飯】 解析条件の相違</p>
判断及び操作	予備	異常時	可操設備	計測設備																																																											
a. フラントトリップの確認	・事故の発生に際し、原子炉トリップ及びサーベントリッパを確認する。 ・蒸気発生器伝熱管及び伝熱管束の破損を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管破損により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	出方配管中性子束 中間配管中性子束 中性子源領域中性子束																																																											
b. 安全注入システム作動状況の確認	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・安全注入システム作動により炉内温度の上昇を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)																																																											
c. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)																																																											
d. 蒸気発生器伝熱管の破損位置の確認	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・蒸気発生器伝熱管の破損位置を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)																																																											
e. 破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	・破損側蒸気発生器の隔離を確認し、炉内温度及び炉内圧力の上昇を確認する。	高圧注入装置 低圧注入装置 中間配管中性子束 1次冷却器出力(広域)																																																											
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																													
解析コード	M-R E L A P 5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・射流現象を適切に評価することと可能であること。																																																													
炉心熱出力 (初期)	100%(3.411MW)×1.02	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと炉内温度の上昇が速くなることと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。																																																													
1次冷却器圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器圧力が低いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。																																																													
1次冷却器平均温度 (初期)	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却器平均温度が高いと2次冷却器の冷却能力が不足することと、1次冷却器の冷却能力が不足することから厳しい設定。																																																													
炉心熱源熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクトニド ; ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期の炉心熱源熱を仮定。炉内温度が高いと高圧のアクチニドの熱源熱が多くなるため、炉内温度は高くなることと、炉内温度が高くなることとから厳しい設定。																																																													
蒸気発生器 2次冷却器水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。																																																													
起因事象	1基の蒸気発生器の伝熱管1本の同管破損	起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が破損時に同管破損するものとして設定。																																																													
安全機能の喪失に 対する仮定	主蒸気安全弁1個の閉鎖	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気安全弁1個が閉鎖するものとして設定。																																																													
外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、原子炉系統の機能喪失及び工学的安全機能の作動遅れの観点から、炉心冷却し難い設定。																																																													

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																				
	<p style="text-align: center;"><b>第7.1.8.4表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/3)</b></p> <p style="text-align: center;">条件設定の考え方</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉トリップ信号</td> <td>原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)</td> <td>トリップ設定値に計器誤差を考慮したための値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動信号</td> <td>原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa[gage], 水位検出器下層) (応答時間2.0秒)</td> <td>非常用炉心冷却設備作動設定値に許容誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0 m<sup>3</sup>/h～9350m<sup>3</sup>/h、 0 MPa[gage]～約15.70MPa[gage])</td> <td>設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水ポンプ</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 150m<sup>3</sup>/h (蒸気発生器3基合計)</td> <td>補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。</td> </tr> <tr> <td>主蒸気速がし弁容量</td> <td>定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)</td> <td>電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気速がし弁1個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10%を処理できる流量として設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">重大事故等対策に関連する機器条件</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)	トリップ設定値に計器誤差を考慮したための値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa[gage], 水位検出器下層) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に許容誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0 m <sup>3</sup> /h～9350m <sup>3</sup> /h、 0 MPa[gage]～約15.70MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 150m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。	主蒸気速がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気速がし弁1個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10%を処理できる流量として設定。	<p style="text-align: center;"><b>第2.8.4表 「格納容器バイパス」主要解析条件 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)</b></p> <p style="text-align: center;">条件設定の考え方</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉トリップ信号</td> <td>原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)</td> <td>トリップ設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動信号</td> <td>原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間2.0秒)</td> <td>非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0m<sup>3</sup>/h～約360m<sup>3</sup>/h、 0MPa[gage]～約15.8MPa[gage])</td> <td>設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水ポンプ</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 370m<sup>3</sup>/h (蒸気発生器4基合計)</td> <td>補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。</td> </tr> <tr> <td>主蒸気速がし弁容量</td> <td>定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)</td> <td>電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">重大事故等対策に関連する機器条件</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)	トリップ設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0m <sup>3</sup> /h～約360m <sup>3</sup> /h、 0MPa[gage]～約15.8MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 370m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。	主蒸気速がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。	<p style="text-align: center;">【大飯】 解析条件の相違</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																					
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)	トリップ設定値に計器誤差を考慮したための値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。																																					
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa[gage], 水位検出器下層) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に許容誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。																																					
高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0 m <sup>3</sup> /h～9350m <sup>3</sup> /h、 0 MPa[gage]～約15.70MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。																																					
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 150m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器3基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。																																					
主蒸気速がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気速がし弁1個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10%を処理できる流量として設定。																																					
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																					
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間2.0秒) あるいは 過大温度ΔT高 (1次冷却材温度等の関数) (応答時間6.0秒)	トリップ設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。																																					
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間2.0秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した遅めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動設定値を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。																																					
高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2台) (高圧注入特性： 0m <sup>3</sup> /h～約360m <sup>3</sup> /h、 0MPa[gage]～約15.8MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。冷却材圧力パワダリ外への1次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備容量等に与える影響の観点から厳しい設定。																																					
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60秒後に注水開始 370m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速到達時間に余裕を考慮して設定。																																					
主蒸気速がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン補助給水ポンプ1台の補助給水を右運転時(ポンプ容量は設計値(ミニフロー両差除く)を想定)に4基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。																																					

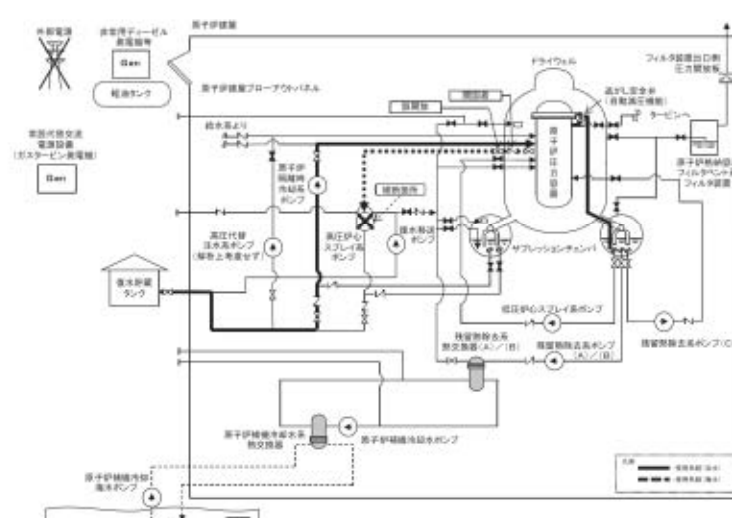
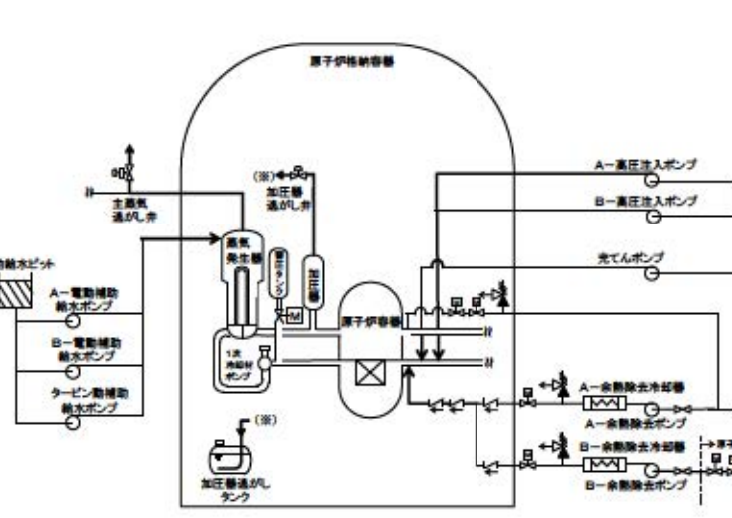
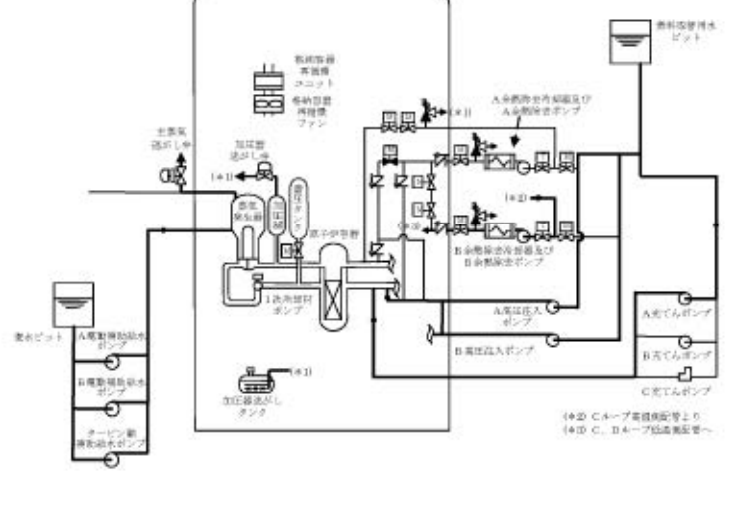
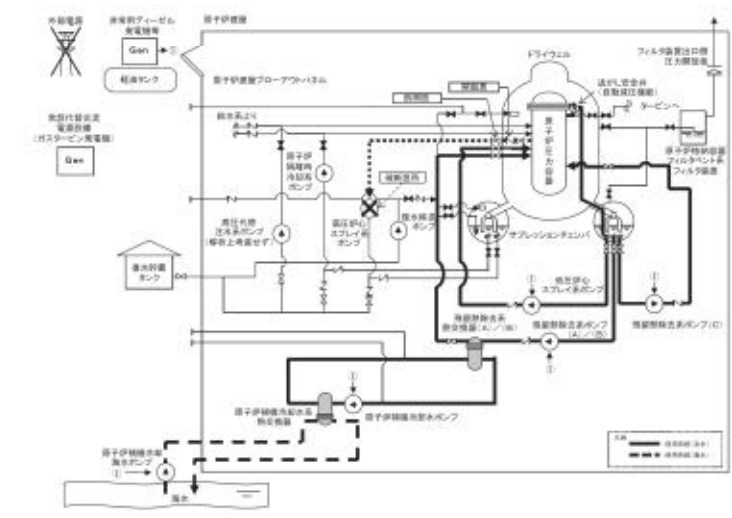
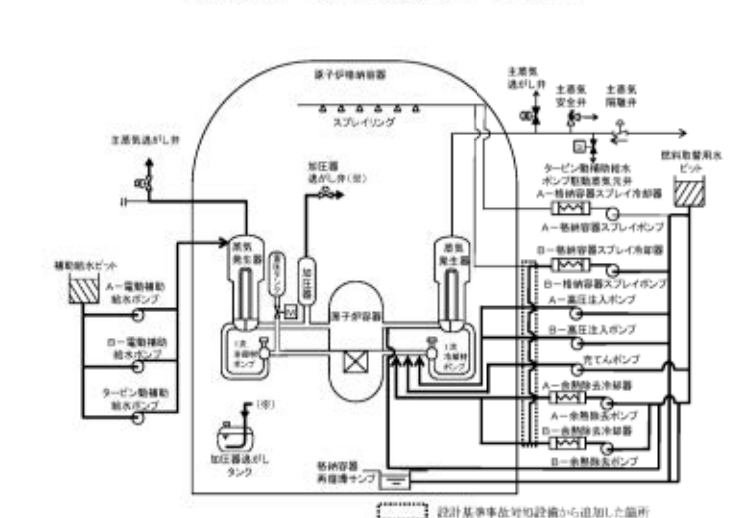
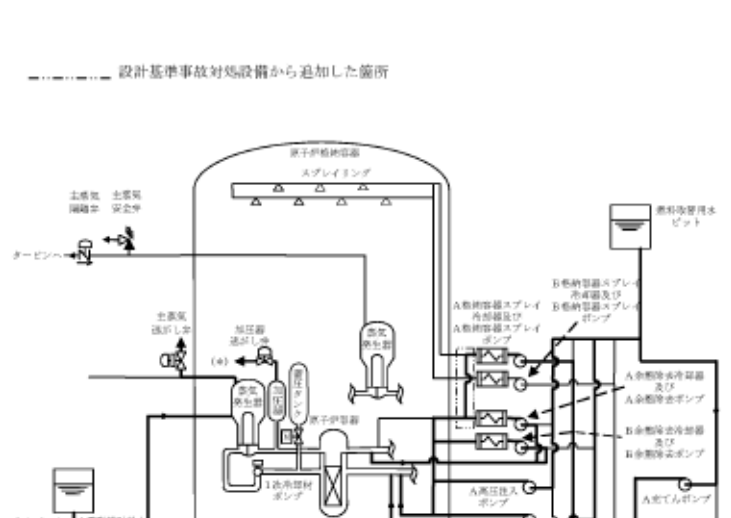
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明																																																
	<p style="text-align: center;"><b>表 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 （蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（3/3）</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁閉止</td> <td>原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生を検知・判断し10分、①、②及び③の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>健全側主蒸気速がし弁開</td> <td>破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始</td> <td>運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器排気水位内</td> <td>運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器速がし弁の開閉操作</td> <td>加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から充てん注入への切替</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後</td> <td>運転員等操作時間として、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>充てん流量の調整</td> <td>加圧器水位計測範囲内</td> <td>運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>余熱除去系による炉心冷却開始</td> <td>余熱除去運転条件成立後</td> <td>余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁閉止	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知・判断し10分、①、②及び③の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	健全側主蒸気速がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器排気水位内	運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するように設定。	加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。	高圧注入から充てん注入への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。	<p style="text-align: center;"><b>第 2.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 （蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（3/3）</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉換操作 ・主蒸気隔離弁閉換操作</td> <td>原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に10分、①及び②の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>健全側蒸気発生器につながらる主蒸気速がし弁開換操作</td> <td>破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始</td> <td>運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器排気水位内</td> <td>運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器速がし弁の開閉操作</td> <td>加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から充てん注入への切替操作</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後</td> <td>運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に1分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>充てん流量の調整</td> <td>加圧器水位計測範囲内</td> <td>運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>余熱除去系による炉心冷却開始</td> <td>余熱除去運転条件成立後</td> <td>余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉換操作 ・主蒸気隔離弁閉換操作	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に10分、①及び②の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	健全側蒸気発生器につながらる主蒸気速がし弁開換操作	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器排気水位内	運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するよう設定。	加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。	高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に1分を想定して設定。	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するよう設定。	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。	<p style="text-align: center;"><b>【大飯】 解析条件の相違</b></p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																	
①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁閉止	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知・判断し10分、①、②及び③の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																																	
健全側主蒸気速がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																																	
補助給水流量の調整	蒸気発生器排気水位内	運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するように設定。																																																	
加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。																																																	
高圧注入から充てん注入への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、高圧注入ポンプの停止に1分、充てんポンプの起動に1分を想定して設定。																																																	
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するように設定。																																																	
余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。																																																	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																	
①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉換操作 ・主蒸気隔離弁閉換操作	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に10分、①及び②の操作に約2分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																																	
健全側蒸気発生器につながらる主蒸気速がし弁開換操作	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気速がし弁の中央開操作に1分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。																																																	
補助給水流量の調整	蒸気発生器排気水位内	運転員等操作として、蒸気発生器排気水位内に維持するよう設定。																																																	
加圧器速がし弁の開閉操作	加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器速がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。																																																	
高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に1分を想定して設定。																																																	
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内に維持するよう設定。																																																	
余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するよう設定。																																																	
重大事故等対策に関連する操作条件																																																			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>第 2.7.1 図 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）（原子炉注水）</p>	 <p>第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図（インターフェイスシステムLOCA）</p>	 <p>第 2.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>設備の相違</p>
 <p>第 2.7.2 図 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重大事故等対策の概略系統図（2/4）（原子炉急速減圧及び原子炉注水）</p>	 <p>第 7.1.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）</p>	 <p>第 2.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）</p>	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第2.7.3図 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重大事故等対策の概略系統図（3/4）              （原子炉注水及び格納容器除熱）</p>			
<p>第2.7.4図 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重大事故等対策の概略系統図（4/4）              （原子炉注水、格納容器除熱及び原子炉冷却）</p>			<p>設備の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		<p>設計想定事象的</p> <p>B-DMA対応(炉心温度抑制)</p> <p>第 2.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	

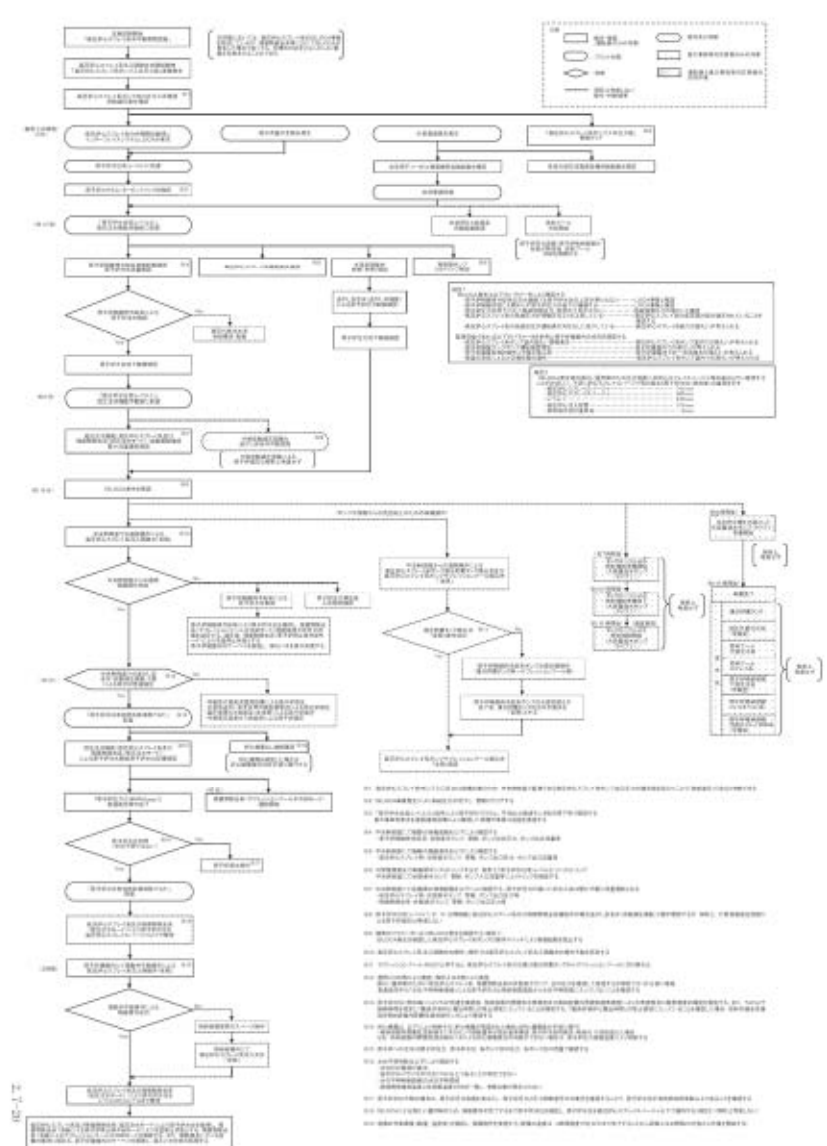
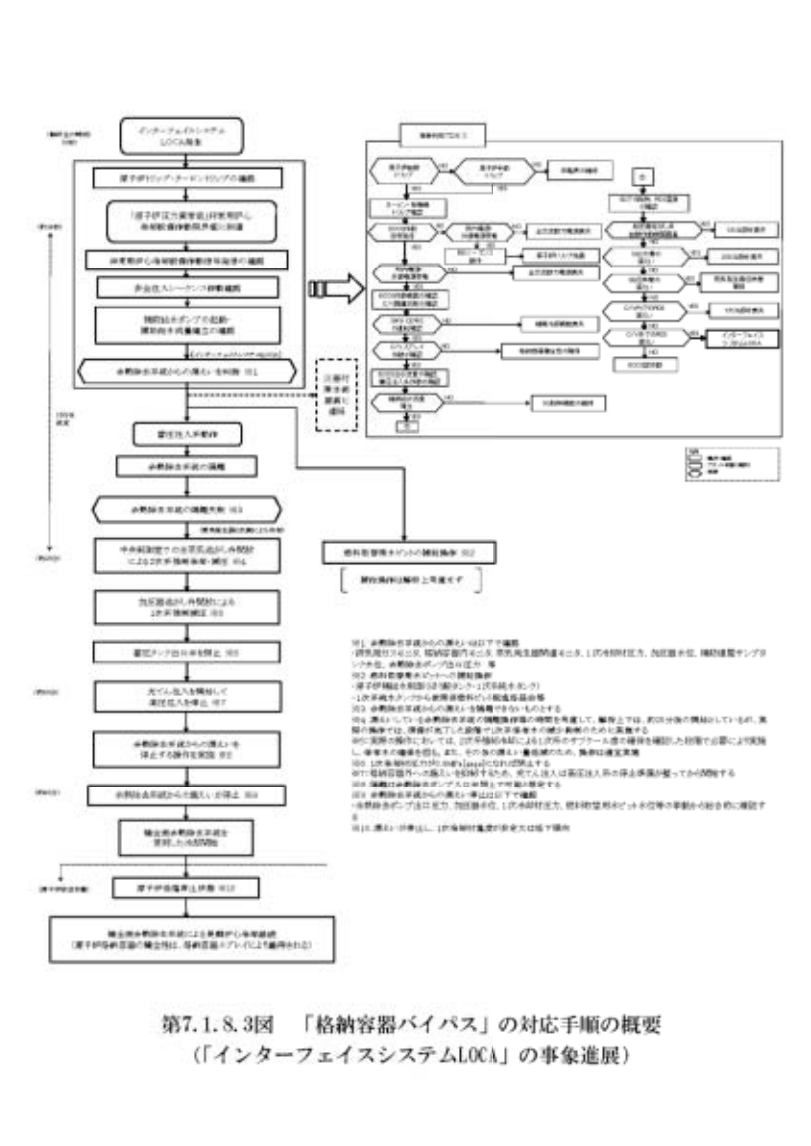
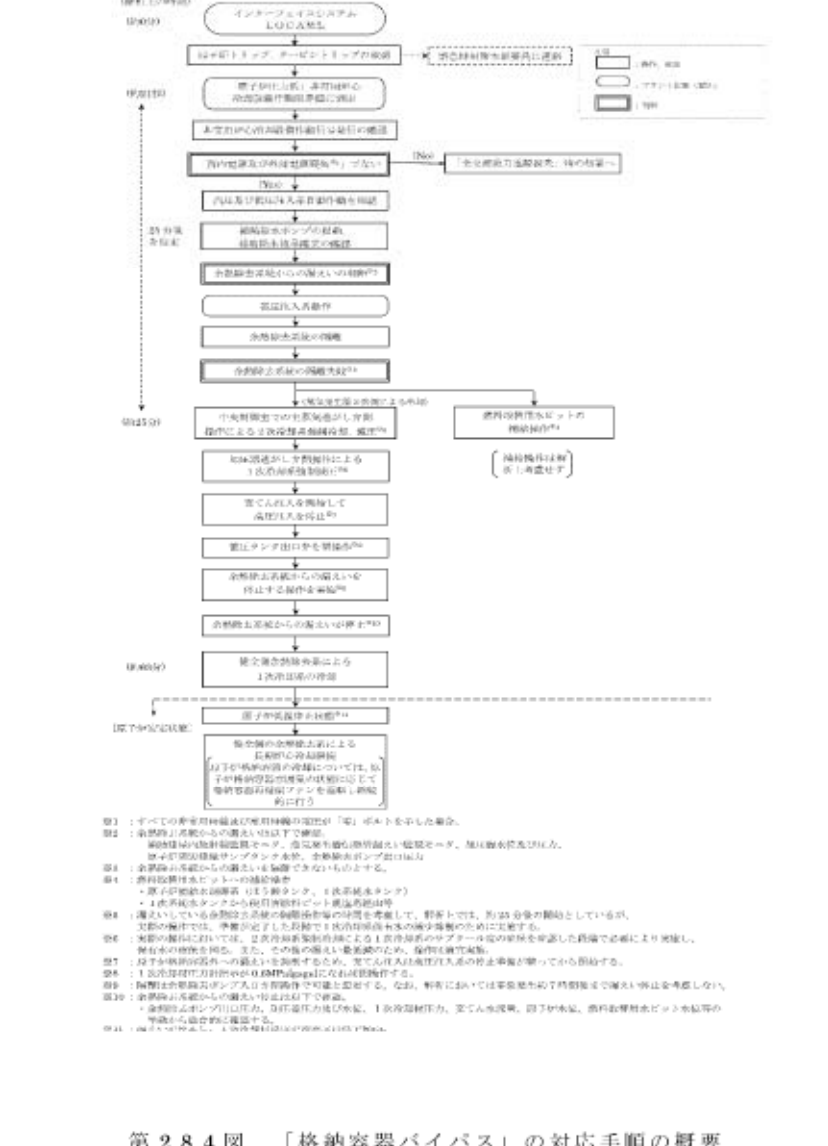
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		<p>第 2.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要          (判定プロセス)          (インターフェイスシステムLOCA) (2/2)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>第2.2.3図 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.1.8.3図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要              （「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展）</p>	 <p>第2.8.4図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要              （「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展）</p>	<p>対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

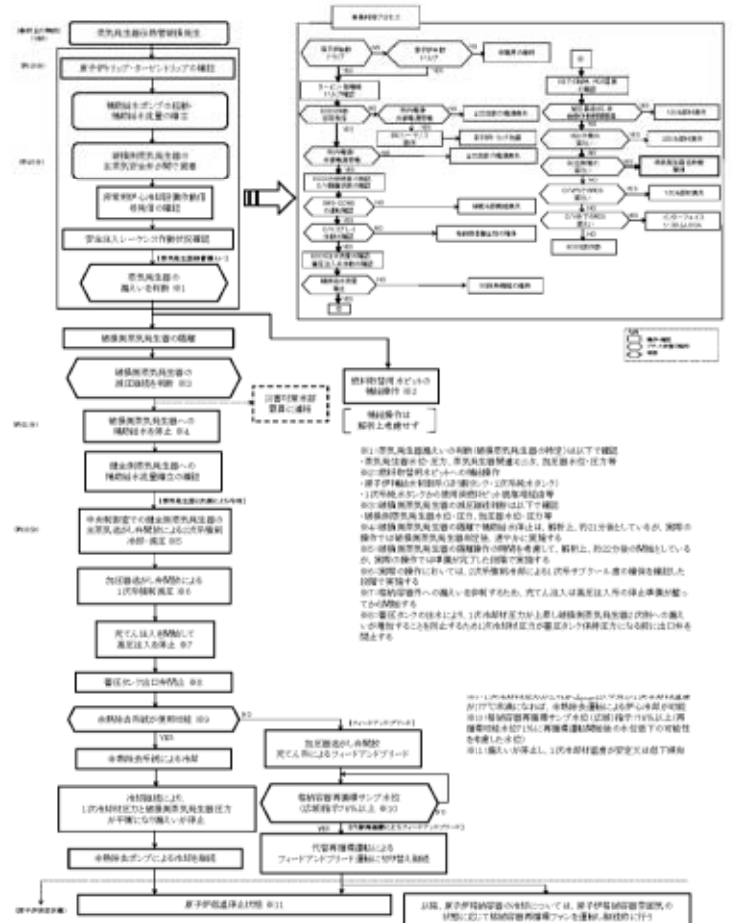
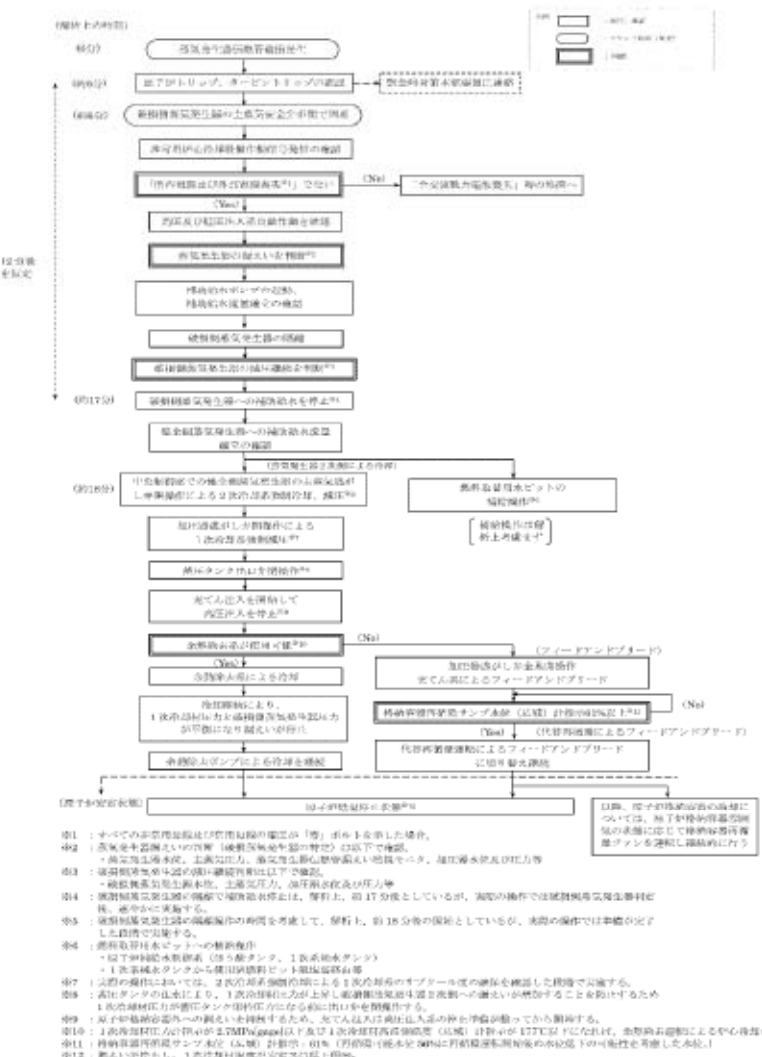
7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		<p>設計想定事象発生時</p> <p>B-DBA対応(炉心損傷防止)</p> <p>凡例: [ ] 設計想定事象発生時(事故時操作機能) [ ] B-DBA対応(事故時操作機能) [ ] 本編のプロセスの流れを示す</p>	
<p>第 2.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要                  (判定プロセス)                  (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>			



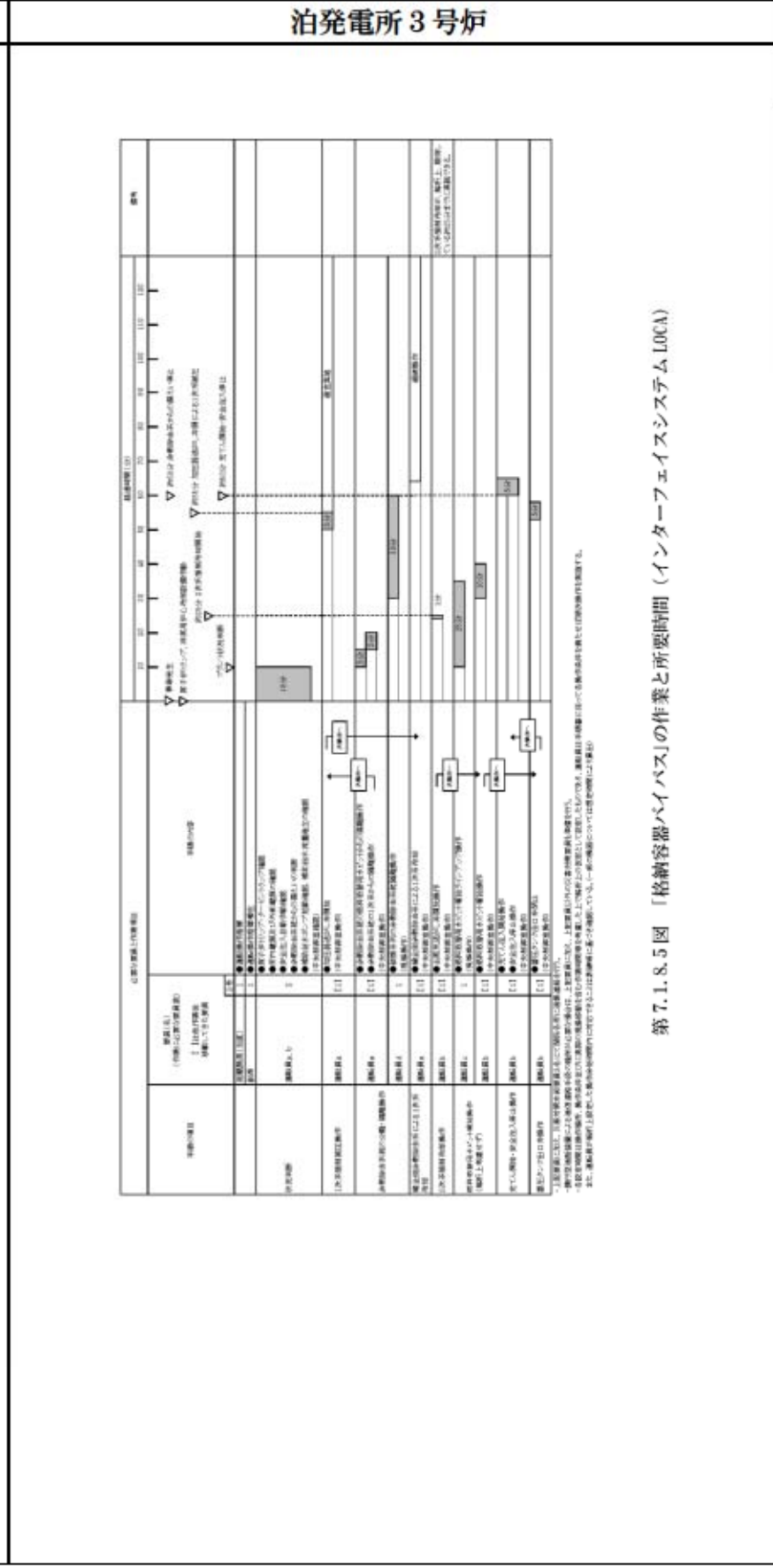
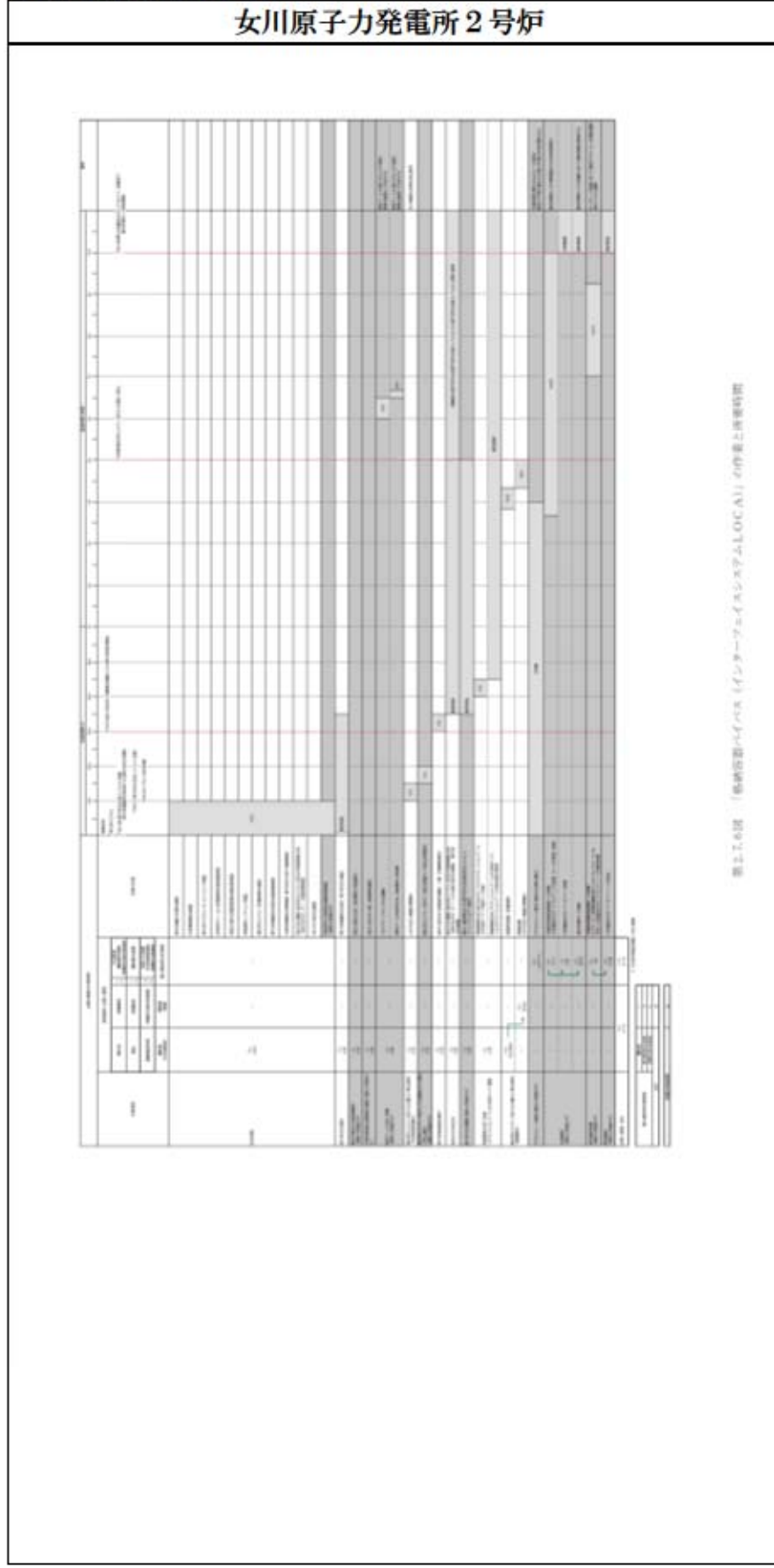
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

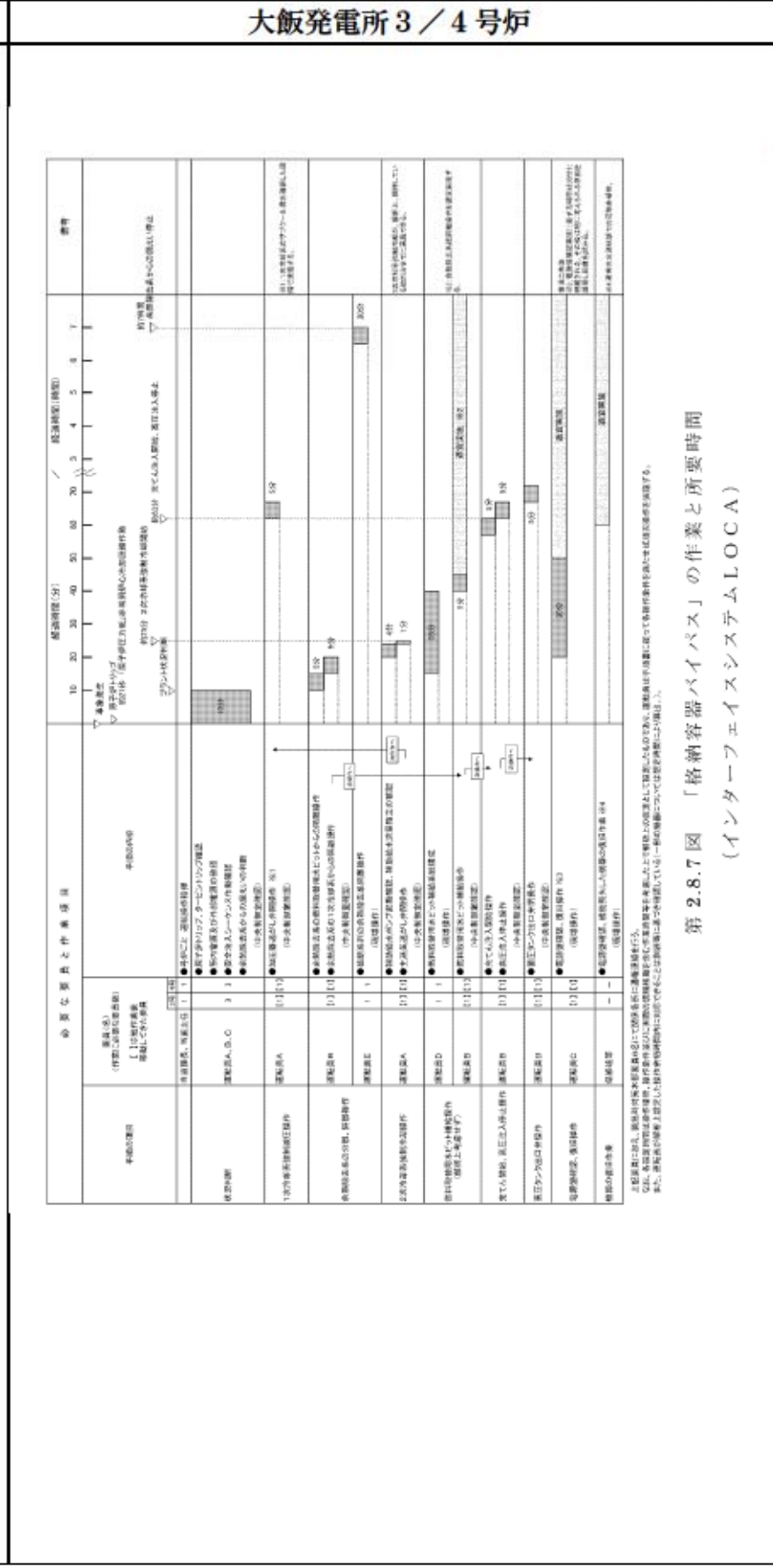
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第 7.1.8.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要              (「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の事象進展)</p>	 <p>第 2.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要              (「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)</p>	<p>【大飯】              対応手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス



第 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間（インターフェースシステムLOCA）



差異の説明  
 作業等の相違



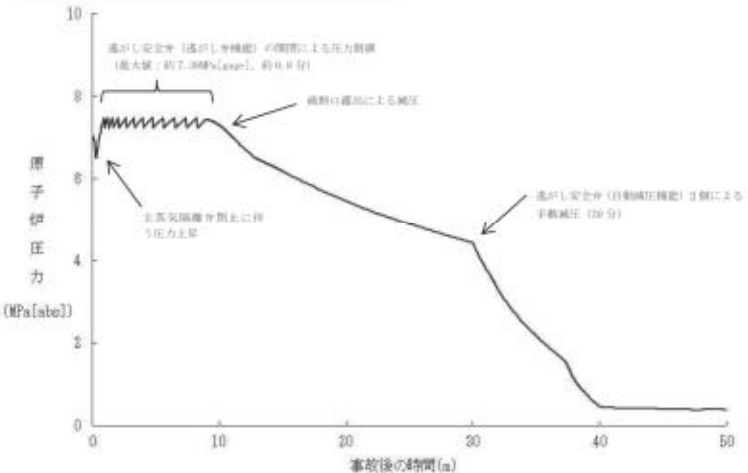
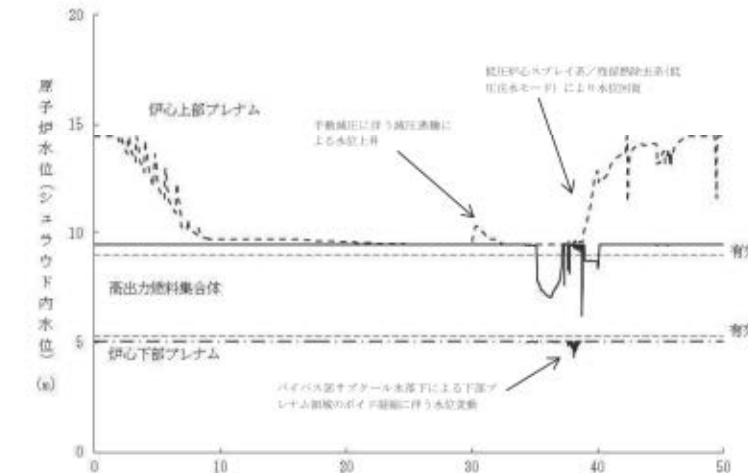
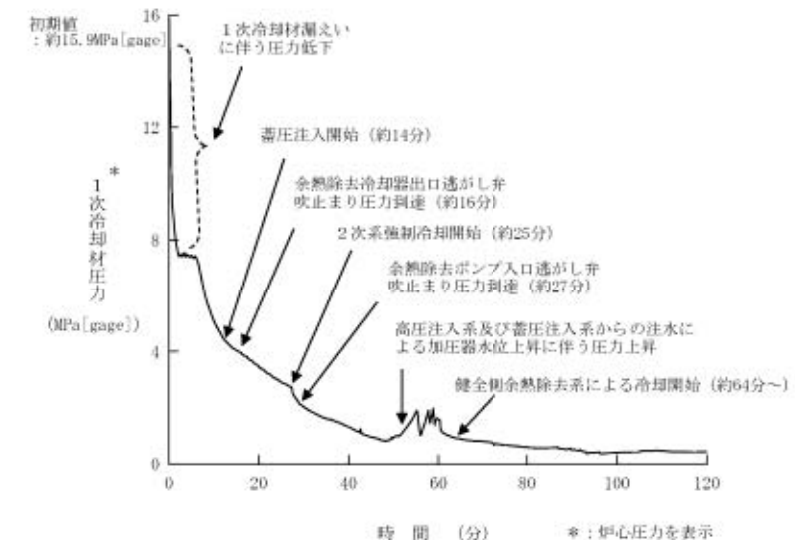
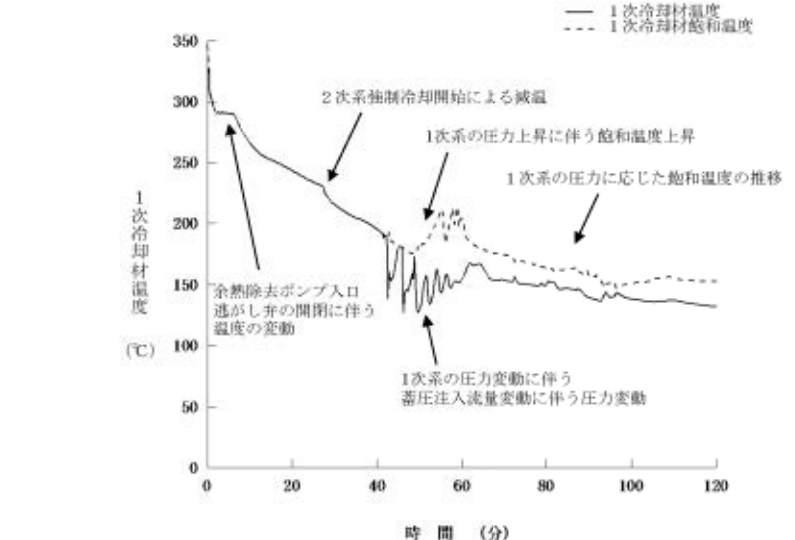
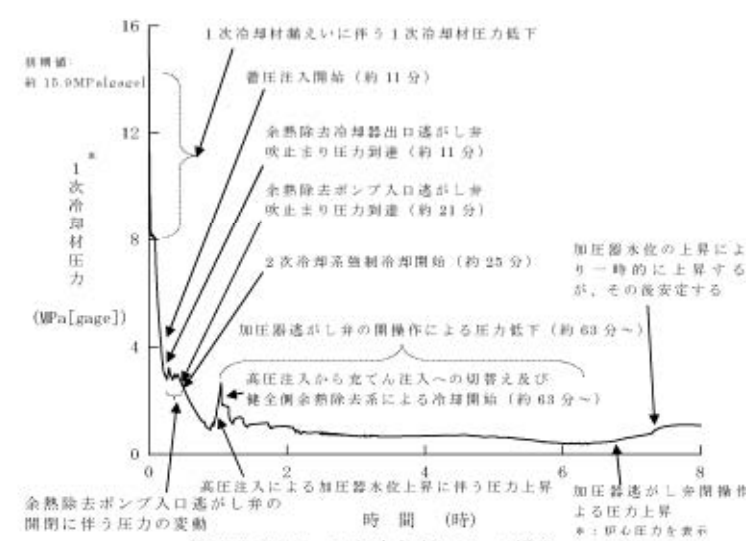
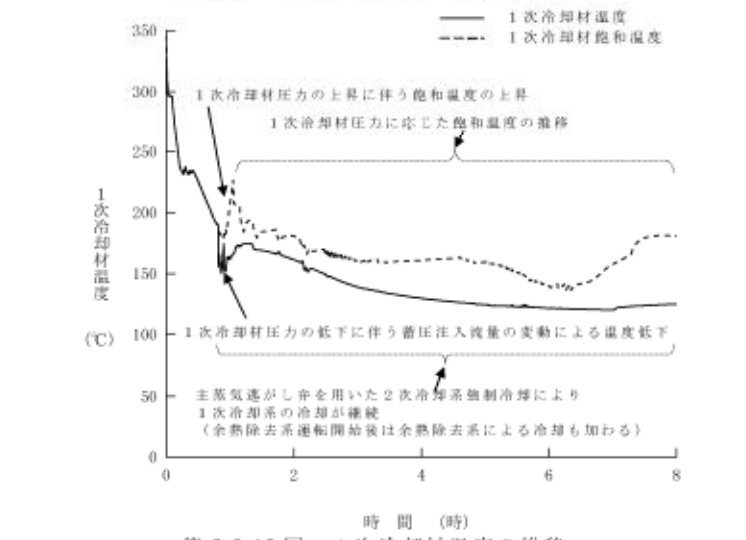
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p style="text-align: center;">第7.1.8.6図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間                      (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p style="text-align: center;">第2.8.8図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間                      (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】                      作業等の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p>  <p>第2.7.7図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第2.7.8図 原子炉水位（シラウド内水位）の推移</p>	 <p>第7.1.8.7図 1次冷却材圧力の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>  <p>第7.1.8.8図 1次冷却材温度の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	 <p>第2.8.9図 1次冷却材圧力の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>  <p>第2.8.10図 1次冷却材温度の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>以降、事象進展が大きく異なるため大飯と比較</p> <p><b>【大飯】</b>  <b>解析結果の相違</b>          ・泊3号は、漏えい側の余熱除去系からの漏えいが継続する状況で事象収束が確認できる時間として2時間まで評価。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 2.7.9 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<p>第7.1.8.9図 1次系保有水量の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第 2.8.11 図 1次冷却系保有水量の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.10 図 注水流量の推移</p>	<p>第7.1.8.10図 1次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第 2.8.12 図 1次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>解析結果の相違              ・泊3号は、余熱除去系1系統からの漏えいを想定しているため破断流量が少なく充てん注入による注水流量が少なくなる。              ・大飯は、充てん注入は最大流量を設定して解析している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 2.7.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第7.1.8.11図 1次系注水流量 (蓄圧注入) の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.13 図 1次冷却系注水流量 (蓄圧注入) の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.12 図 原子炉压力容器内保有水量の推移</p>	<p>第 7.1.8.12 図 注水流量積分値の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.14 図 注水流量積分値の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第2.7.13図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第7.1.8.13図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第2.8.15図 加圧器逃がし弁流量の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p><b>【大飯】</b>                  解析結果の相違</p>
<p>第2.7.14図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>第7.1.8.14図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第2.8.16図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 7.1.8.15 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.17 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>第 7.1.8.16 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.18 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 2.7.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.8.17 図 炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>第 2.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.8.18 図 燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>第 2.8.20 図 燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 2.7.17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.8.19 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.18 図 破断流量の推移</p>	<p>第 7.1.8.20 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.22 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>解析結果の相違</p>



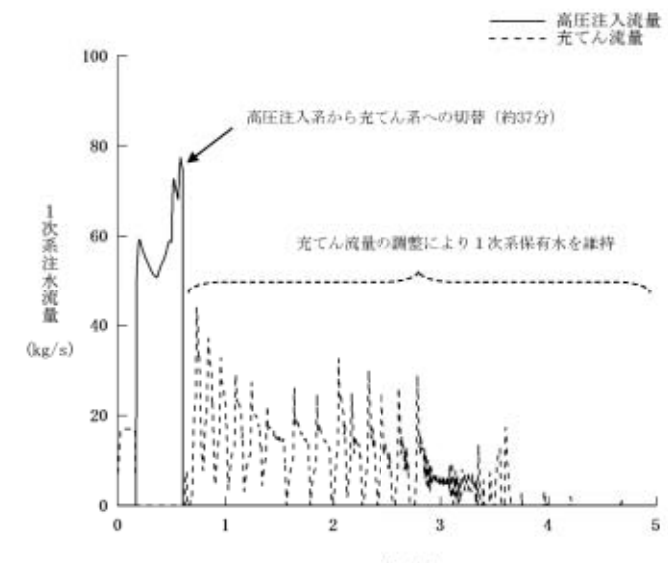
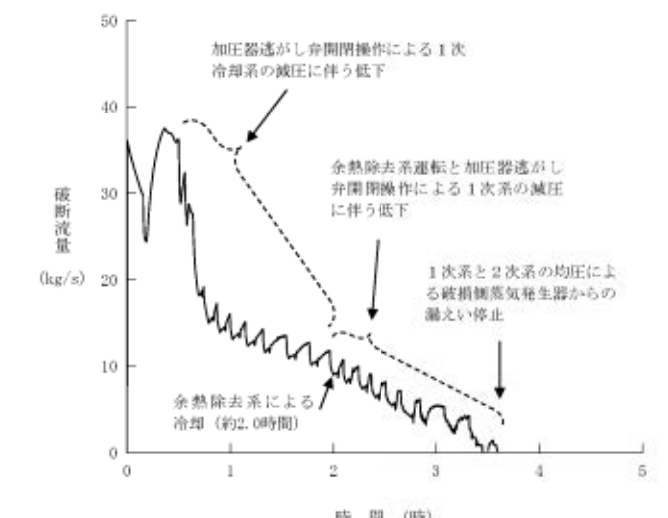
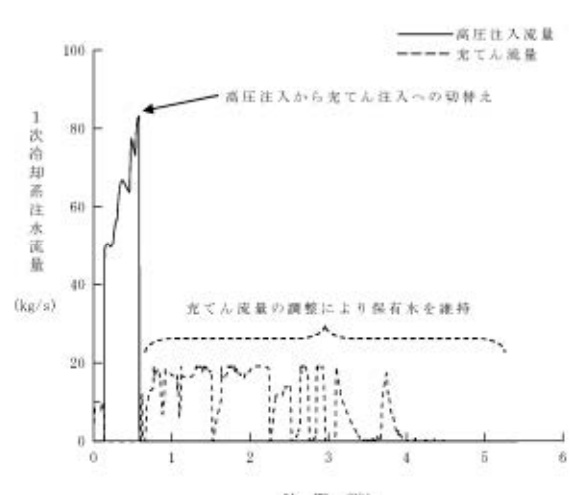
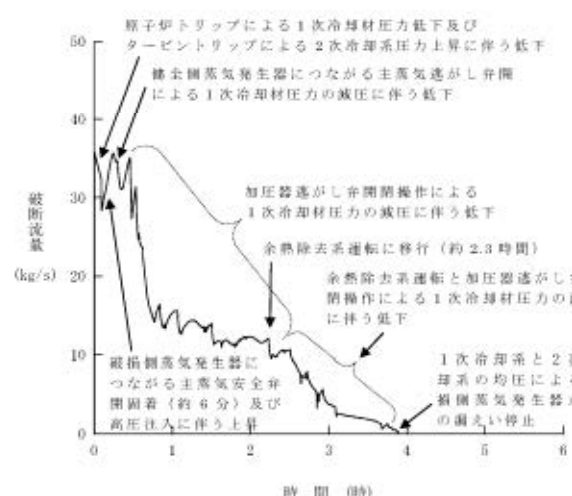
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
			<p><b>【大飯】</b> 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.19 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p>第 7.1.8.21 図 1、2 次系圧力の推移                  (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.23 図 1、2 次冷却系圧力の推移                  (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	
			<p>解析結果の相違</p>
	<p>第 7.1.8.22 図 1 次冷却材温度の推移                  (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.24 図 1 次冷却材温度の推移                  (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	

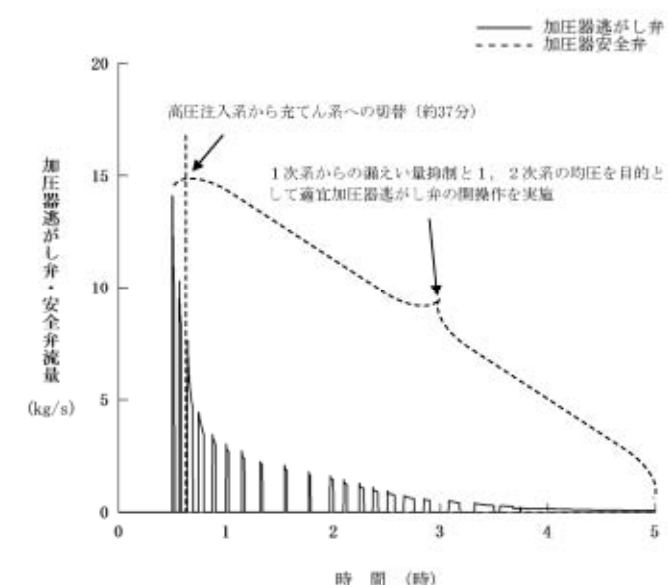
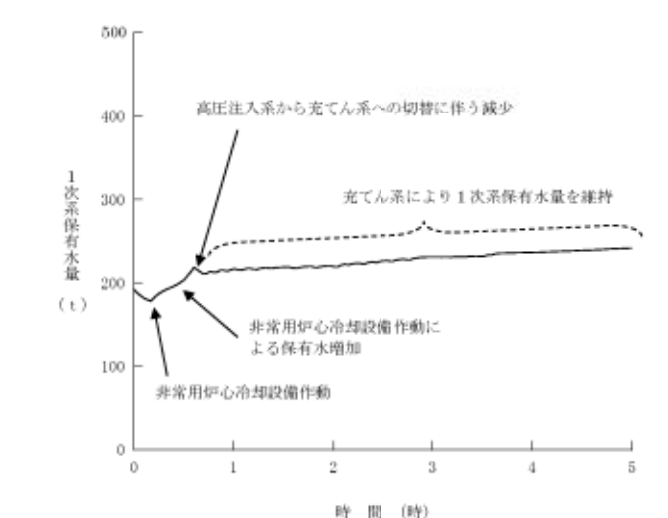
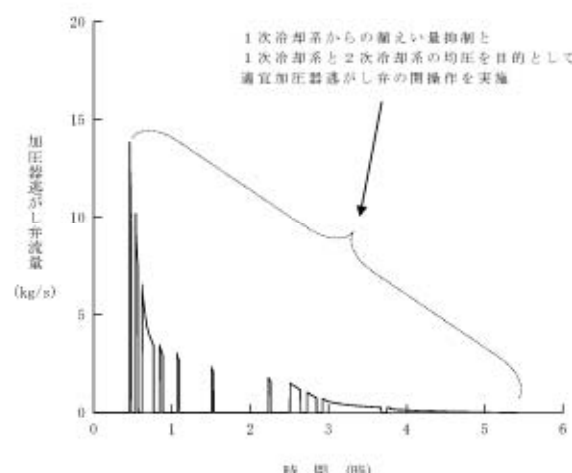
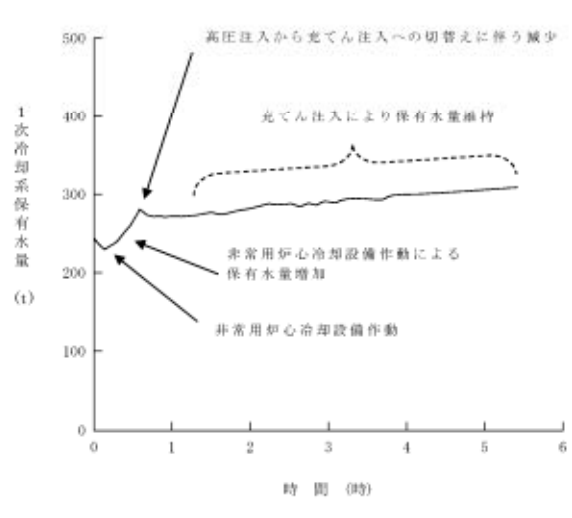
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第7.1.8.23図 1次系注水流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第7.1.8.24図 破断流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第2.8.25図 1次冷却系注水流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.26図 破断流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違              ・泊3号は補給給水流量が少なく蒸気発生器水位の回復が遅いため、相対的に2次系強制冷却の減圧効果が小さくなり、加圧器逃がし弁の動作回数が増加する。そのため、加圧器逃がし弁の動作に伴い破断流量が変動する期間が長い。</p>

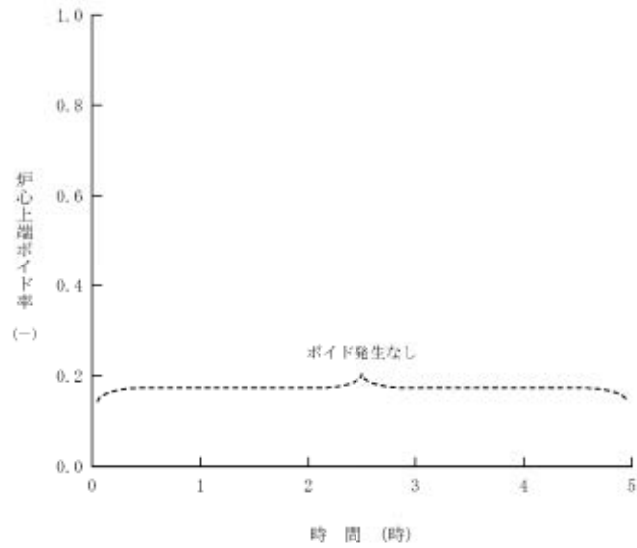
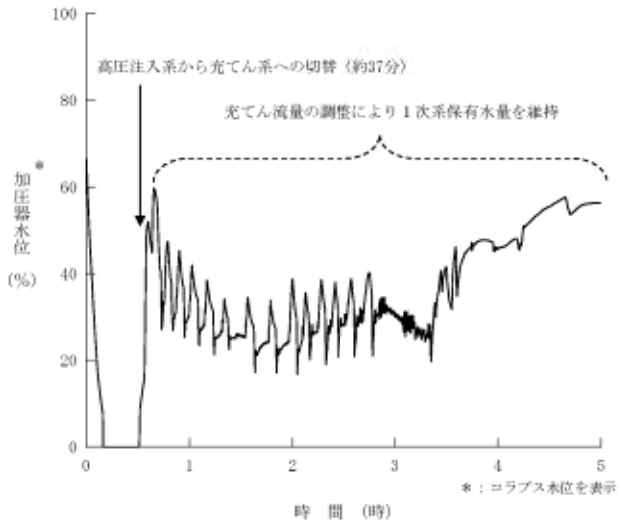
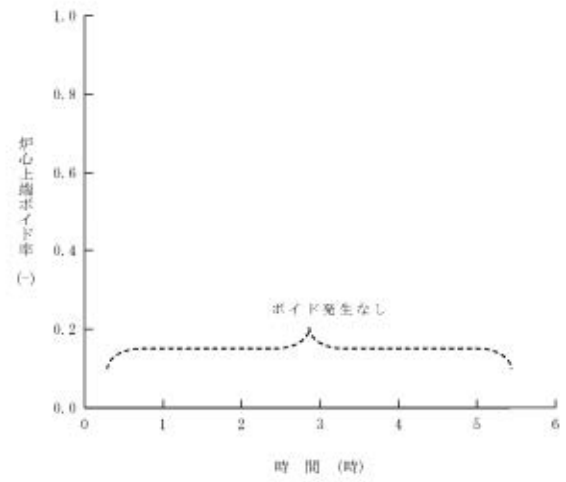
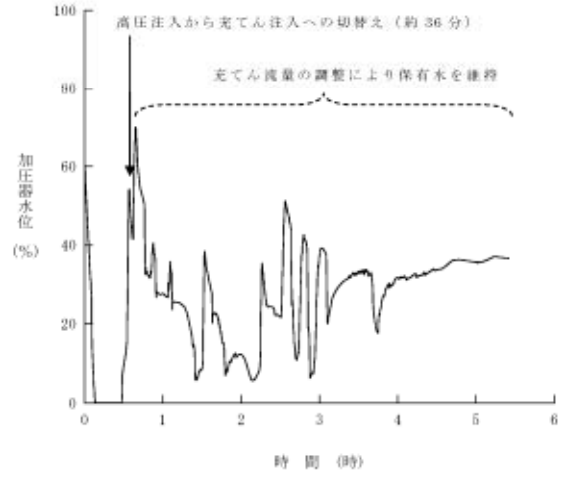
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第7.1.8.25図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第7.1.8.26図 1次系保有水量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第2.8.27図 加圧器逃がし弁流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.28図 1次冷却系保有水量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違              ・泊3号は補助給水流量が少なく、蒸気発生器水位の回復が遅いため、相対的に2次系強制冷却の減圧効果が小さくなり、加圧器逃がし弁の動作回数が増加する。</p> <p>解析結果の相違</p>

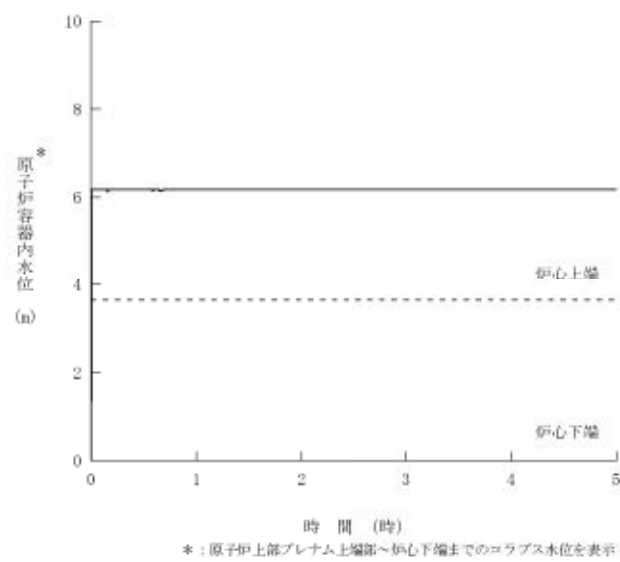
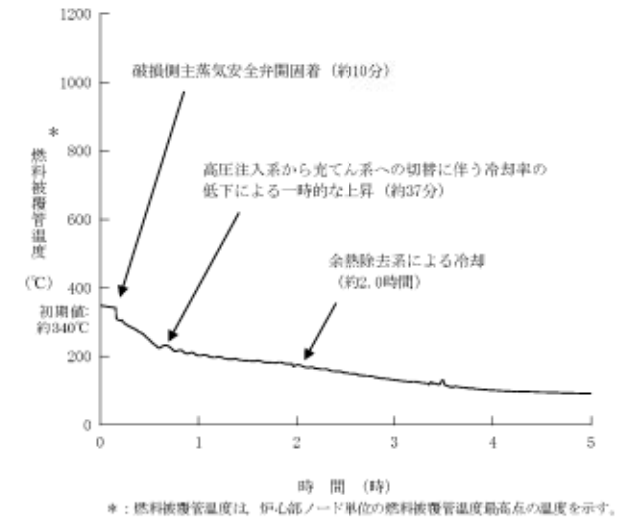
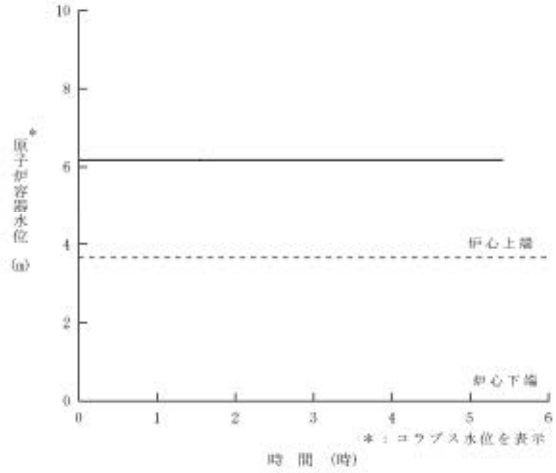
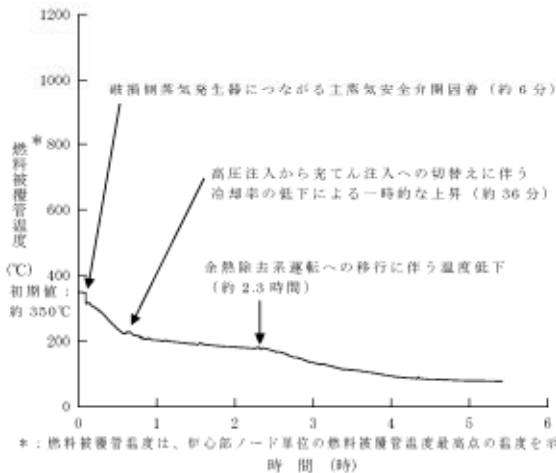
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第7.1.8.27図 炉心上端ボイド率の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第7.1.8.28図 加圧器水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第2.8.29図 炉心上端ボイド率の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.30図 加圧器水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第7.1.8.29図 原子炉容器内水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第7.1.8.30図 燃料被覆管温度の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第2.8.31図 原子炉容器内水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.32図 燃料被覆管温度の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

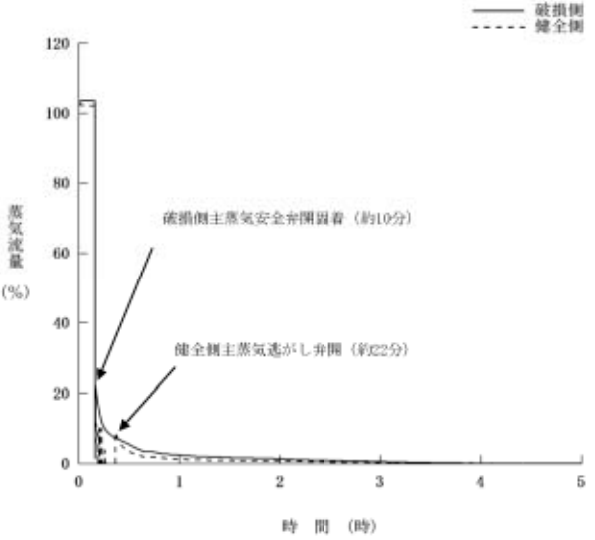
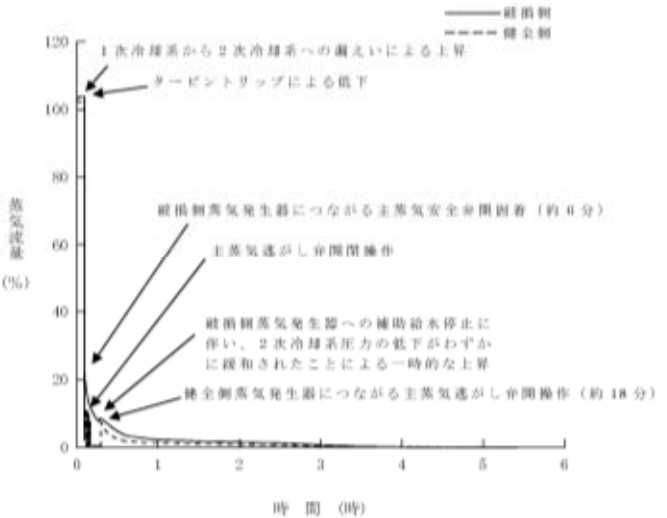
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>第 7.1.8.31 図 蒸気発生器水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p> <p>第 7.1.8.32 図 給水流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.33 図 蒸気発生器水位の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p> <p>第 2.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第 7.1.8.33 図 蒸気流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.35 図 蒸気流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>第 7.1.8.34 図 1次系注水流量（高圧及び充てん）の推移              (インターフェイスシステム LOCA) (操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.8.36 図 1次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移              (インターフェイスシステム LOCA) (操作時間余裕確認)</p>	<p>【大飯】              解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>
	<p>第 7.1.8.35 図 1次系注水流量の推移              (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)              (操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.8.37 図 1次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移              (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (操作時間余裕確認)</p>	