

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE715-9 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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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			
<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>			
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	運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。	原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	差異なし (記載は異なるが、原子炉の出力運転中に運転時の異常な過渡変化が発生するが、原子炉停止機能が喪失し原子炉トリップができなくなるため、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)
炉心損傷防止対策 (概略系統図参照)	初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時の ATWS 緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) (以下「自動減圧系作動阻止機能」という。) 及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。	タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる共通要因故障対策盤 (自動制御盤) (ATWS 緩和設備) (以下「ATWS 緩和設備」という。) を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するために緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・短期対策は、泊は共通要因故障対策盤 (自動制御盤) (ATWS 緩和設備) を、女川は ATWS 緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) (以下「自動減圧系作動阻止機能」という。) 及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備する</li> <li>・長期対策は泊は緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる冷却を、女川は高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する</li> </ul>

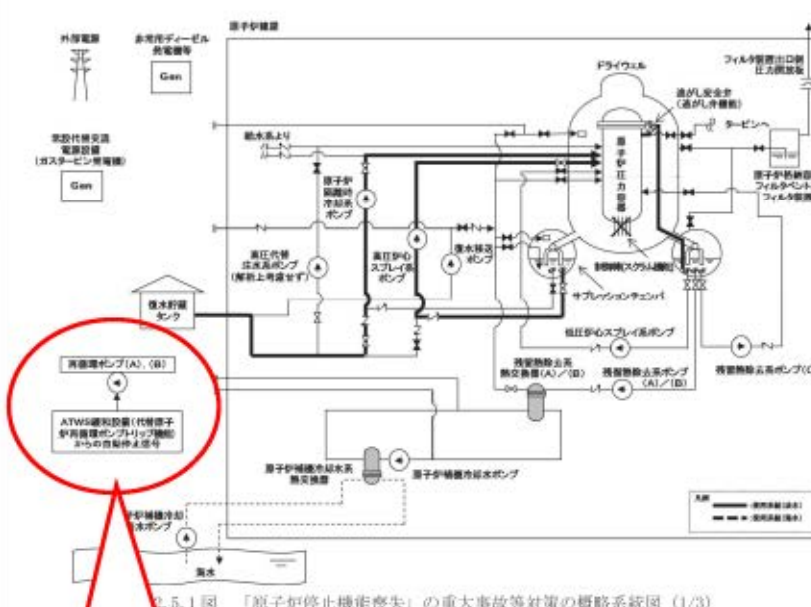
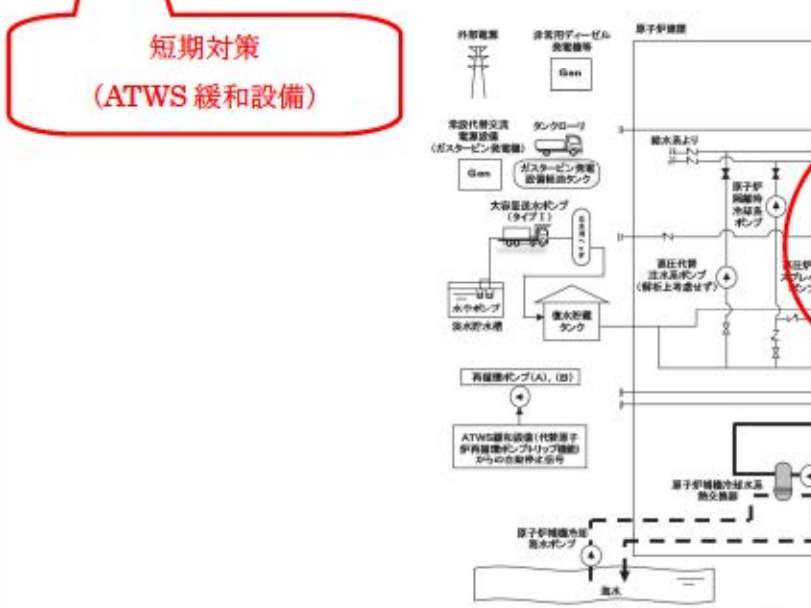
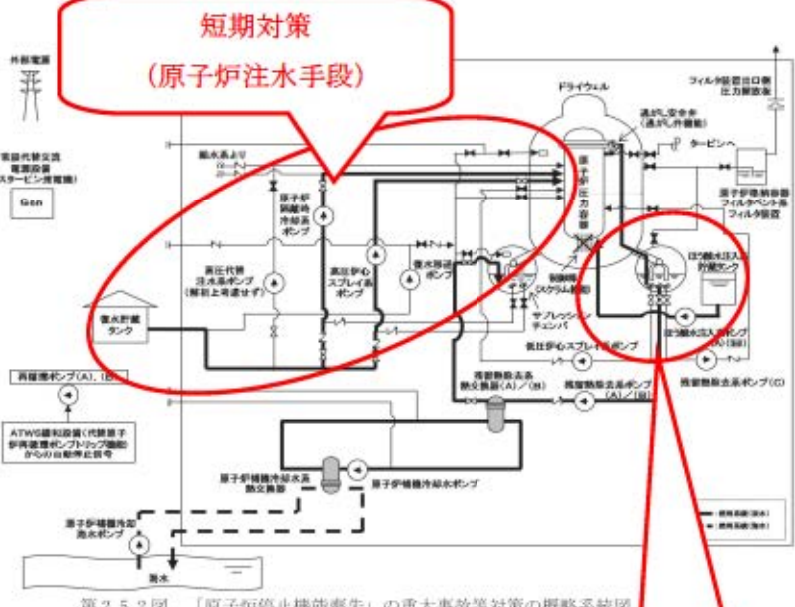
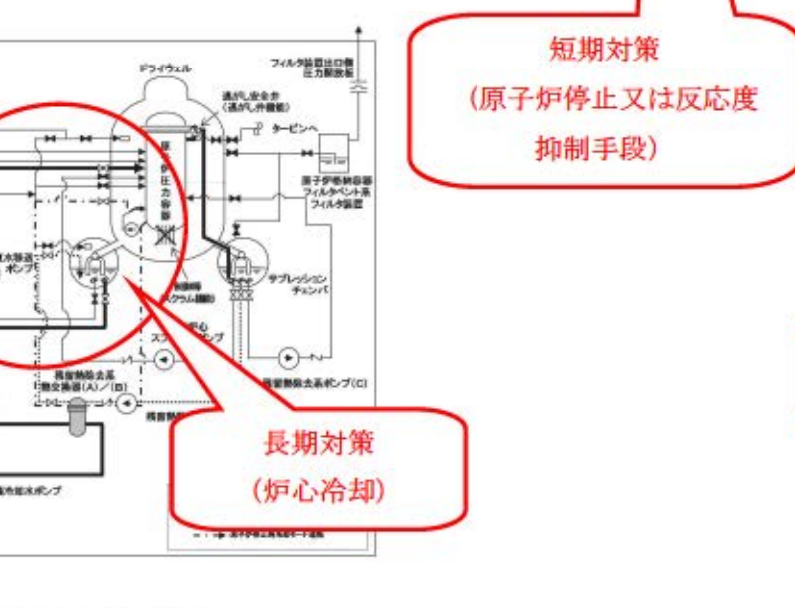
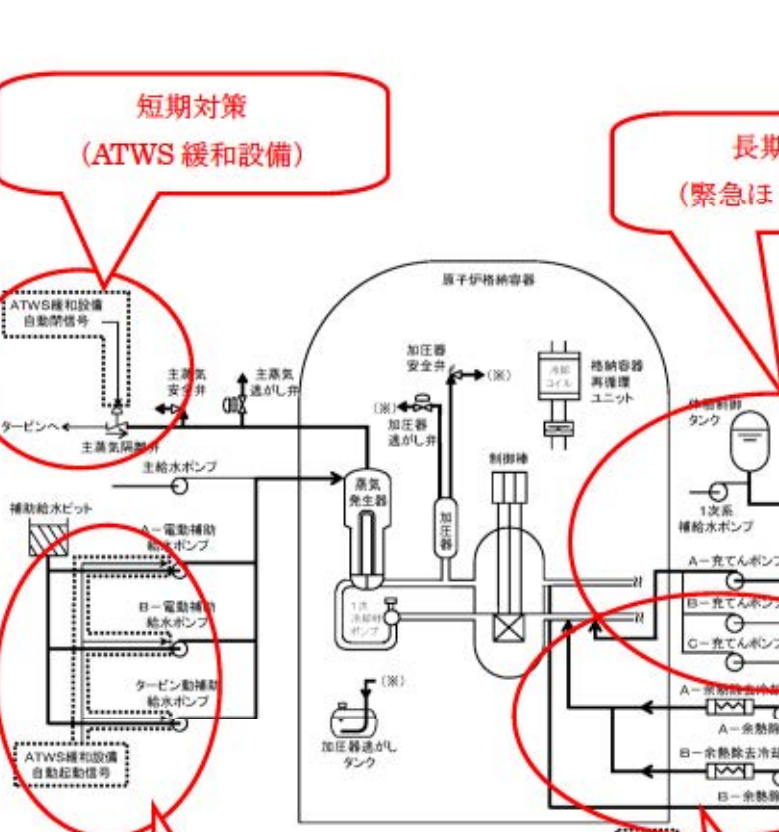
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
重要事故シーケンス	「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」	「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」	重要事故シーケンスの相違 ・泊は圧力上昇の観点で厳しい事故シーケンスが2つ抽出されたため、重要事故シーケンスが2つある
有効性評価の結果（評価項目等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力は、逃がし安全弁の作動により、約9.26MPa[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9.56MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</li> <li>燃料被覆管の温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約23秒で最高の約961℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は、約18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</li> <li>燃料被覆管温度は、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、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。</li> </ul>	差異なし （記載内容は異なるが、RCPBにかかる圧力の最高値が最高使用圧力の1.2倍を下回る点では、泊も女川も同様）  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
事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス	①「過渡事象+原子炉停止失敗」、②「小破断LOCA+原子炉停止失敗」、③「中破断LOCA+原子炉停止失敗」及び④「大破断LOCA+原子炉停止失敗」	「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみ	・PWRとBWRでは事故シーケンス選定の考え方が異なる
解析コードの相違	プラント動特性解析コード REDY 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サブプレッションプール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める	プラント過渡解析コード SPARKLE-2 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
運転員等操作の相違	運転員等操作がある ・ほう酸水注入系の起動操作 ・高圧炉心スプレイ系の水源切替操作 ・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操作	運転員等操作がない	・泊は ATWS 緩和設備の自動作動によりプラントを安定状態に導くことから運転員等操作がない
<b>2-4) 差異の識別の省略</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ プラントトリップ（泊）⇔原子炉スクラム（女川）</li> <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>▶ 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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2-5) 重大事故等対策の概略系統図</p>			
<p>女川原子力発電所2号炉</p>  <p>第2.5.1図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第2.5.3図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水、格納容器除熱及び原子炉冷却)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第2.5.2図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉未臨界操作、原子炉注水及び格納容器除熱)</p>  <p>第7.1. 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策系統図</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>第7.1. 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策系統図</p>	
<p>短期対策：代替制御棒挿入機能又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能，制御棒挿入機能喪失時の ATWS 緩和設備及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段                  長期対策：高圧炉心スプレイ系による炉心冷却</p>	<p>短期対策（原子炉注水手段）</p> <p>短期対策（ATWS 緩和設備）</p> <p>短期対策（原子炉停止又は反応度抑制手段）</p> <p>長期対策（炉心冷却）</p>	<p>短期対策（ATWS 緩和設備）</p> <p>長期対策（緊急ほう酸濃縮）</p> <p>短期対策（ATWS 緩和設備）</p> <p>長期対策（余熱除去ポンプによる冷却）</p>	<p>短期対策：タービントリップ，主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）                  長期対策：緊急ほう酸濃縮を整備し，炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</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「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<b>過渡事象+原子炉停止失敗</b>」、②「<b>小破断 LOCA+原子炉停止失敗</b>」、③「<b>中破断 LOCA+原子炉停止失敗</b>」及び④「<b>大破断 LOCA+原子炉停止失敗</b>」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「原子炉停止機能喪失」では、<b>運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</b></p> <p>本事故シーケンスグループは、<b>原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</b></p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<b>代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、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を実施する。</b></p>	<p>7.1.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>7.1.5.1 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「原子炉停止機能喪失」において、<b>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、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。</b></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「原子炉停止機能喪失」では、<b>原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</b></p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<b>減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、1次系の過圧を防止することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによる除熱を行う。</b></p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</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「原子炉停止機能喪失」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、「<b>原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故</b>」のみである。</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「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、<b>原子炉トリップに失敗する。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</b></p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<b>主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによる除熱を行う。</b></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、過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失する点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違                      ・記載方針の相違                      ・女川は具体的な設備名を記載している                      ・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                      ・記載は異なるが、原</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対し、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、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時のATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）（以下「自動減圧系作動阻止機能」という。）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブ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を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.5.1図から第2.5.3図に、手順の概要を第2.5.4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操作手順の関係を第2.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、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、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名である。発電所構内に常駐</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）（以下「ATWS緩和設備」という。）を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するために緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第7.1.5.1図に、対応手順の概要を第7.1.5.2図及び第7.1.5.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「7.1.5.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンス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7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</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるATWS緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.5.1図に、対応手順の概要を第2.5.2図から第2.5.4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2.5.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.5.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける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14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</p>	<p>子炉出力を抑制すること                  とで炉心損傷を防止し、長期的にはほう酸注入、CV徐熱を行う点では、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                  ・女川はCV徐熱手段についても記載している                  ・なお、泊のCV徐熱手段については手順1.に記載している</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>

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>している要員のうち、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名である。必要な要員と作業項目について第2.5.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p><b>a. 原子炉スクラム失敗確認</b>                      運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。                      原子炉スクラムの失敗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。                      また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ2台全てがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。                      主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p><b>b. 格納容器圧力上昇による ECCS 起動確認</b>                      逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が</p>	<p>作対応を行う運転員2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7.1.5.4図及び第7.1.5.5図に示す。</p> <p><b>a. 原子炉自動トリップ不能の判断</b>                      事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されないことが原子炉トリップ遮断器表示「入」又は制御棒炉底位置表示不点灯により確認され、出力領域中性子束指示が5%以上又は中間領域起動率指示が正である場合には、原子炉自動トリップ不能を判断する。                      原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。                      原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p>	<p>2名、運転操作対応を行う運転員6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2.5.5図及び第2.5.6図に示す。</p> <p><b>a. 原子炉自動トリップ不能の判断</b>                      事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。                      原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。                      原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p>	<p>記載方針の相違                      ・女川は事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが複数あるため重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについて記載                      ・泊も事故シーケンスグループ内に複数の事故シーケンスがある場合は同様の記載をしている</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                      ・なお、トリップの不能判断、ATWS緩和設備作動、ほう酸濃縮、余熱除去系による冷却を行うという点では、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>上昇し、ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</p> <p>ECCS の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持</p> <p>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動する。主蒸気隔離弁の閉止により、主復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉 隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉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）、各系統のポンプ出口流量等である。</p> <p>d. 自動減圧系作動阻止機能作動確認</p> <p>「中性子束高（10%以上）」かつ「原子炉水位低（レベル2）」信号により自動減圧系及び代替自動減圧回路の作動が阻止されることを確認する。自動減圧系作動阻止機能作動の確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p>	<p>b. ATWS 緩和設備の作動及び作動状況確認</p> <p>ATWS 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁閉止、タービン動補助給水ポンプ、電動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。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁閉止による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 7.1.5.1）</p>	<p>b. ATWS 緩和設備の作動及び作動状況確認</p> <p>ATWS 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁の閉による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.5.1）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>e. 高圧炉心スプレイ系水源自動切替確認                      「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクよりサブプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。                      高圧炉心スプレイ系水源自動切替を確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位等である。</p> <p>f. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作                      原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。                      原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタ等である。</p> <p>g. 高圧炉心スプレイ系水源切替操作                      サブプレッションプール水温 80℃到達を確認後、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水源をサブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側へ切り替える。                      高圧炉心スプレイ系水源切替操作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>ATWS 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（狭域）等である。                      また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認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>c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離                      緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、<b>1次系純水補給ライン流量制御弁「閉」</b>の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。                      緊急ほう酸濃縮に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。</p> <p>d. 原子炉未臨界状態の確認                      「出力領域中性子束指示が5%未満及び中間領域起動率指示が零又は負」であることを確認し、</p>	<p>ATWS 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（狭域）等である。                      また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、<b>1次冷却材圧力</b>等である。</p> <p>c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離                      緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、<b>原子炉補給水補給ライン流量制御弁「閉」</b>の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。                      緊急ほう酸濃縮の確認に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。</p> <p>d. 原子炉未臨界状態の確認                      出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>h. 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>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッションプール水温が上昇する。サブプレッションプール水温が32℃以上の場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量及びサブプレッションプール水温度である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>原子炉が未臨界状態であることを確認する。</p> <p>原子炉未臨界状態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>また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力・温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</p> <p>e. 1次系減温、減圧</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により、1次系の減温、減圧を実施する。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、1次系の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>f. 余熱除去系による炉心冷却</p> <p>長期対策として、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℃未満となり余熱除去系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継続的に行う。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却の確認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>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、原子炉格納容器の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</p>	<p>し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。</p> <p>原子炉未臨界状態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>また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</p> <p>e. 1次冷却系の減温、減圧</p> <p>原子炉安定後の操作として補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。</p> <p>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等であり、1次冷却系の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>f. 余熱除去系による炉心冷却</p> <p>長期対策として、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系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継続的に行う。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却の確認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>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 ・泊はC/V スプレイによるC/V 健全性維持について記載</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>は維持される。</p> <p>(添付資料 7.1.5.2)</p>	<p>(添付資料 2.5.2)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.2 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、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブブラ/ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール水冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コード REDY 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッションプール水温、格納容器圧力等の過渡応答を求める。</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>7.1.5.2 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、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドブブラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、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、2次側水位変化・ドライアウト及び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1次系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コード SPARKLE-2 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>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響</p>	<p>2.5.2 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、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS 緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドブブラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、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、2次側水位変化・ドライアウト及び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1次冷却系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コード SPARKLE-2 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>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「2.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価</p>	<p>重要事故シーケンスの相違</p> <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>

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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) 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2.5.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p><b>a. 初期条件</b></p> <p>(a) 炉心流量</p> <p>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側の流量である30,300t/h（定格流量の85%）を設定する。</p>	<p>評価を実施する。</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7.1.5.2表及び第7.1.5.3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。                  （添付資料7.1.5.3）</p> <p><b>a. 初期条件</b></p> <p>(a) 炉心熱出力</p> <p>炉心熱出力の初期値は、定格値（2,652MWt）を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材圧力</p> <p>1次冷却材圧力の初期値は、定格値（15.41MPa[gage]）を用いる。</p> <p>(c) 1次冷却材平均温度</p> <p>1次冷却材平均温度の初期値は、定格値（306.6℃）を用いる。</p> <p>(d) 減速材温度係数</p> <p>ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定する。</p>	<p>を実施する。</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2.5.2表及び第2.5.3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。                  （添付資料2.5.3）</p> <p><b>a. 初期条件</b></p> <p>(a) 炉心熱出力</p> <p>炉心熱出力の初期値は、定格値（3,411MWt）を用いる。</p> <p>(b) 1次冷却材圧力</p> <p>1次冷却材圧力の初期値は、定格値（15.41MPa[gage]）を用いる。</p> <p>(c) 1次冷却材平均温度</p> <p>1次冷却材平均温度の初期値は、定格値（307.1℃）を用いる。                  【比較のため(e)を移動】</p> <p>(e) 減速材温度係数</p> <p>ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-16pcm/℃を設定する。解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「2.5.3(3)感度解析」において、減速材温度係数初期値を-16pcm/℃とした場合の感度解析を基に影響を確認することとする。                  なお、2ループ、3ループ及び4ループプラ</p>	<p>PWRとBWRの相違</p> <p>・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</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>解析条件の相違 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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象                      起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定                      1. 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する                      11. 手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する                      iii. 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態                      評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設</p>	<p>(e) ドップラ特性                      ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷した炉心の特性を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性を設定する。</p> <p>(f) 対象炉心                      ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。                      (添付資料6.5.2, 7.1.5.4, 7.1.5.5)</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象                      i. 主給水流量喪失                      起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。                      ii. 負荷の喪失                      起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      原子炉停止機能が喪失するものとする。</p>	<p>ントの炉心に対して標準的に用いている減速材温度係数初期値である<math>-13\text{pcm}/^\circ\text{C}</math>についても評価する。                      (添付資料2.5.4)</p> <p>(d) ドップラ特性                      ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。</p> <p>(f) 対象炉心                      ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。                      (添付資料1.5.2)</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象                      i. 主給水流量喪失                      起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。                      ii. 負荷の喪失                      起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      原子炉停止機能が喪失するものとする。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>定したものである。                      (添付資料 2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源                      外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に給復水及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間                      主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能                      代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高(7.35MPa[gage])又は原子炉水位低(レベル2)信号により再循環ポンプ2台全てを自動停止するものとする。また、再循環ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 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、逃がし安全弁(11個)は、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>(d) 電動機駆動原子炉給水ポンプ                      主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプが停止した後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続するものとする。また、主復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップ</p>	<p>(c) 外部電源                      外部電源はあるものとする。                      外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、圧力評価上厳しくなる。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) ATWS 緩和設備                      原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下をATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ATWS 緩和設備の作動信号は「蒸気発生器水位低」信号によるものとし、水位は狭域水位7%を作動設定点とする。</p> <p>(b) 主蒸気ライン隔離                      主蒸気ライン隔離は、ATWS 緩和設備作動設定点到達の17秒後に隔離完了するものとする。</p> <p>(c) 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台は、ATWS 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の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>(c) 外部電源                      外部電源はあるものとする。                      外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、圧力評価上厳しくなる。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) ATWS 緩和設備                      原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下をATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ATWS 緩和設備の作動信号は、「蒸気発生器水位低」信号によるものとし、水位は狭域水位7%を作動設定点とする。</p> <p>(b) 主蒸気ライン隔離                      主蒸気ライン隔離は、ATWS 緩和設備作動設定点到達の17秒後に隔離完了するものとする。</p> <p>(c) 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台は、ATWS 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の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>【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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>するものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系                      原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で給水するものとする。</p> <p>(f) 高圧炉心スプレイ系                      高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル2）又はドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し、0m<sup>3</sup>/h～1,190m<sup>3</sup>/h（9.07MPa[dif]～0MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。                      注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプの性能特性を考慮した大きめの注水流量特性を設定している。</p> <p>(g) 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能                      制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高（10%以上）及び原子炉水位低（レベル2）にて作動するものとする。</p> <p>(h) ほう酸水注入系                      ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、163L/minの流量及びほう酸濃度10.3wt%で注入するものとする。</p> <p>(i) 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）                      伝熱容量は、熱交換器1基当たり約25MW（サプレッションプール水温97℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p><b>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</b>                      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</p>	<p><b>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</b>                      ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心</p>	<p><b>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</b>                      ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心</p>	<p>運転員等操作の相違                      ・操作条件について</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) ほう酸水注入系の起動操作は、原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点（事象発生約11分後）で実施する。</p> <p>(b) 高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、事象発生から15分後（サブレーションプール水温100℃到達前）に開始する。</p> <p>(c) 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操作は、事象発生10分後より切替操作を開始するものとし、事象発生の約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は残留熱除去系（低圧注水モード）優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生20分後に残留熱除去系（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操作を実施する。</p> <p><b>(3) 有効性評価の結果</b></p> <p>本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、逃がし安全弁流量、高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）<sup>※1</sup>、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.6図から第2.5.19図に、サブレーションプール水温及び格納容器圧力の推移を第2.5.20図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（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（広帯域）及び原子炉水位（狭帯域）の水位はシュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原</p>	<p>冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。</p> <p><b>(3) 有効性評価の結果</b></p> <p>a. 主給水流量喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.5.2図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次系パラメータの推移を第7.1.5.6図から第7.1.5.12図に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの推移を第7.1.5.13図から第7.1.5.17図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、主給水流量の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が緩やかに上</p>	<p>冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。</p> <p><b>(3) 有効性評価の結果</b></p> <p>a. 主給水流量喪失</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.5.3図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第2.5.7図から第2.5.13図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.5.14図から第2.5.18図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、主給水流量の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が緩やかに上</p>	<p>は泊は ATWS 緩和設備の自動作動によりプラントを安定状態に導くことから運転員等操作がない</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約961℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により再循環ポンプが2台全てトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来、この原子炉圧力高信号（7.35MPa[gage]）で作動する。主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約818℃まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により主蒸気がサブプレッションチェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約46秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。また、原子炉水位が一時的に低下することから、事象発生から約50秒後に、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系も起動する。また、サブプレッションプール水温が上昇するとともに、サブプレッションプール水位も上昇し、事象発生から約116秒後に高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵</p>	<p>昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>（添付資料 7.1.5.5, 7.1.5.6, 7.1.5.7）</p>	<p>昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p>（添付資料 2.5.5、2.5.6、2.5.7）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>タンクからサブレーションプールに自動で切り替わる。</p> <p>事象発生から約 135 秒後に主復水器ホットウエルの水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル1）に到達するが、自動減圧系及び代替自動減圧回路の作動は阻止される。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心冷却は維持される。</p> <p>事象発生から約 11 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後）、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入を開始する。事象発生 15 分後から、高圧炉心スプレイ系の水源についてサブレーションプールから復水貯蔵タンクへの切替操作を開始する。事象発生から 20 分後に残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）2 台による格納容器除熱操作を開始する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に低下し、事象発生から約 44 分後に臨界未満に至る。その後は、原子炉水位を維持するとともに、サブレーションチェンバ内のプール水の冷却を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は第 2.5.11 図及び第 2.5.12 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 23 秒で最高の約 961℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は第 2.5.9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 9.26MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダ</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.8 図に示すとおり、約 18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.1.5.12 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、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>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作に</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.9 図に示すとおり、約 18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。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>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作に</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 9.56MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.21MPa[gage]、約 116℃以下に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッションプール水の冷却を維持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: center;">（添付資料 2.5.2）</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>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動作に至った場合、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 7.1.5.7 図及び第 7.1.5.8 図に示すとおり、事象発生後の 600 秒時点においても1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた炉心冷却を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次系の減温、減圧を行い、事象発生後の約 14 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約 26.5 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。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料7.1.5.8）</p> <p>b. 負荷の喪失                      本重要事故シーケンスの事象進展を第</p>	<p>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動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、<b>原子炉設置許可申請書添付書類十</b>「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]、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 2.5.8 図及び第 2.5.9 図に示すとおり、事象発生後の 600 秒時点において1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた<b>崩壊熱除去</b>を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約 13.2 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約 21.3 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。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.5.8）</p> <p>なお、減速材温度係数初期値を -13pcm/℃とした場合については、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 2.5.19 図に示すとおり、約 18.8MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回ることを確認した。</p> <p>b. 負荷の喪失                      本重要事故シーケンスの事象進展を第</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>【大飯】                      設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>7.1.5.3 図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次系パラメータの推移を第7.1.5.18 図から第7.1.5.24 図に、2次系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの推移を第7.1.5.25 図から第7.1.5.29 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展                      事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障に伴う主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.1.5.7)</p> <p>(b) 評価項目等                      原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第7.1.5.20 図に示すとおり、約18.6MPa [gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa [gage])を下回る。</p> <p>燃料被覆管温度は第7.1.5.24 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、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>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作に</p>	<p>2.5.4 図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第2.5.20 図から第2.5.26 図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第2.5.27 図から第2.5.31 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展                      事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を ATWS 緩和設備が検知する。</p> <p>1次冷却材温度の上昇に伴い、1次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次冷却材圧力の上昇は抑制される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.6)</p> <p>(b) 評価項目等                      原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第2.5.22 図に示すとおり、約18.9MPa [gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa [gage])を下回る。</p> <p>燃料被覆管温度は、第2.5.26 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。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>加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作に</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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動作に至った場合、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（0.283 MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第7.1.5.19図及び第7.1.5.20図に示すとおり、事象発生後の600秒時点においても1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた炉心冷却を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次系の減温、減圧を行い、事象発生後の約14時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約26.5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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料7.1.5.8）</p>	<p>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動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、<b>原子炉設置許可申請書添付書類十</b>「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]、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2.5.21図及び第2.5.22図に示すとおり、事象発生後の600秒時点において1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた<b>崩壊熱除去</b>を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約13.2時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約21.3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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.5.8）</p> <p>なお、減速材温度係数初期値を-13pcm/℃とした場合については、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第2.5.32図に示すとおり、約19.3MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回ることを確認した。</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.3 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>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失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、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られと考えられる操作として、ほう酸水注入系の起動操作、高圧炉心スプレイ系の水源切替操作及び残留熱除去系（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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして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>7.1.5.3 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ものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、1次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。</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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後は、</p>	<p>2.5.3 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ものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、1次冷却系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。</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>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後は、</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>・泊は ATWS 緩和設備により安定状態に導けるため、運転等操作がない</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、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、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>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRの許容限界値（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するように設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、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>原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な値を用いているため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未満までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作である高圧炉心スプレイ系水源切替操作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 style="text-align: right;">（添付資料 2.5.3）</p>	<p>緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えること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>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定すること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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、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>なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サブレーションプール水温及び格納容器圧力を高め評価すること</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/°Cの不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3) 感度解析」にて評価する。</p> <p>炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなるため、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/°Cの不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて評価する。</p> <p>炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。                      (添付資料 2.5.3, 2.5.4)</p>	<p>動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。                      炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールボイドモデル及び気液相対速度の解析モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。                      加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次</p>	<p>中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。                      炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールボイドモデル及び気液相対速度の解析モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。                      加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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する機器条件は、第2.5.2表に示すとおりであり、<b>それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</b></p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の30,300t/h（定格流量（85%））に対して最確条件は定格流量の約87%～約104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える</p>	<p>冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「(3)感度解析」にて評価する。</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する機器条件は、第7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示すとおりである。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>炉心熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数、ドップラ特性及び炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</b></p> <p><b>(a) 運転員等操作時間に与える影響</b></p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後は、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「2.5.3(3)感度解析」にて評価する。</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する機器条件は、第2.5.2表及び第2.5.3表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、ドップラ特性及び減速材温度係数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>本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後は、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊も他の事故シーケンスグループ等では同様の記載をしているが、本事故シーケンスグループについては解析条件に定格値等を採用していることから記載していない</li> </ul> <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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.23に対して最確条件は約1.31以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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>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、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして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>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドブブラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>初期条件の核データ(動的ドップラ係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ(動的ボイド係数)に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している(「付録3 重大事故 等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」)。初期条件の外部水源の温度は、解析条件の40℃に対して最確条件は約20℃～約40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、事象進展に影響を与え、運転員等操作時間に影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。初期条件の主蒸気流量、原子炉水位、給水温度及び格納容器圧力は、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、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の 10.3wt% に対して最確条件は 12.1wt%～13.4wt% である。解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも高くなるため、ポロン反応度印加割合が大きくなることにより臨界未満までの時間が短くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 5 秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.5.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の 30, 300t/h（定格流量（85%））に対して最確条件は定格流量の約 87%～約 104% である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台全てトリップするため、</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの定常誤差を考慮した場合の影響を「(3) 感度</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>この影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.23に対して最確条件は約1.31以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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、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>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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が、その影響は小さい。</p> <p>なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和</p>	<p>解析」にて確認する。</p> <p>サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の<b>上昇が抑制される</b>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>ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは<b>大きくならない</b>。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。</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崩壊熱より小さくなるが、1次冷却材圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次冷却材圧力上昇に与える影響は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>「2.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</p> <p>サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の<b>低下が大きくなる</b>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>ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは<b>大きくない</b>。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「2.5.3(3) 感度解析」にて確認する。</p>	<p>【大飯】 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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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。解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドブブラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ポイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント 解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の主蒸気流量、原子炉水位、給水温度及び格納容器圧力は、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>初期条件の外部水源の温度は、解析条件の40℃に対して最確条件は約20℃～約40℃である。外部水源の温度が低い場合は、原子炉への低温の注水が行われるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、外部水源の温度が低い場合の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッションプール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を解析条件に設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第2.5.21図から第2.5.24図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動機駆動原子炉給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータ</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>に対する余裕は大きくなる。                      なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。                      機器条件のほう酸水注入系のほう酸濃度は、解析条件の10.3wt%に対して最確条件は12.1wt%~13.4wt%であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、ポロン反応度印加割合が大きく、臨界未満までの時間が短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。                      機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。                      (添付資料 2.5.3, 2.5.5)</p> <p><b>b. 操作条件</b>                      操作条件の不確かさとして、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。</p>	<p><b>b. 操作条件</b>                      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確認する。                      本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操</p>	<p><b>b. 操作条件</b>                      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確認する。                      本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操作に</p>	<p>操作条件の相違                      ・泊は運転員等操作がないため、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後（事象発生約11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、状況把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は10分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、原子炉スクラムの失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止確認及び解析上考慮しない自動減圧系作動阻止機能の手動操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、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、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後（サブプレッションプール水温100℃到達前）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて解析上はサブプレッションプール水温が80℃に到達してから約6分を想</p>	<p>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はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</p>	<p>与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>定しているが、高圧炉心スプレイ系水源の切替操作は、サブプレッションプール水温が80℃に到達され次第、速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、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、水源切替操作開始時間が早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う簡易なスイッチ操作であり、他の操作との重複を考慮した操作開始時間を設定していることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生10分後より切替操作を開始し、事象発生20分後にサブプレッションプール水冷却を開始する設定としている。運転員等操作時間に与える影響として、サブプレッションプール水温の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、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。当該操作は、操作手順が変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.5.3）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温は解析結果よりも低くなることから、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>なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、注水温度が格納容器圧力及びサブプレッションプール水温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>なお、高圧炉心スプレイ系の水源切替操作は燃料被覆管温度のセカンドピークが発生した以降の操作であることから、燃料被覆管温度に影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に操作が遅れた場合、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇が大きくなるため、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、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操作の開始が遅れた場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。                      （添付資料 2.5.3）</p> <p>(3) 感度解析</p>	<p>(3) 感度解析</p>	<p>(3) 感度解析</p>	<p>感度解析の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>解析条件の不確かさにより、初期条件の外部水源の温度が最確条件のうち最低温度となる場合は、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。感度解析は、復水貯蔵タンクの設計上の最低使用温度である10℃で実施する。その結果、第2.5.25図から第2.5.28図に示すとおり、格納容器圧力の最高値は約0.21MPa[gage]となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値約0.21MPa[gage]より僅かに低く、0.854MPa[gage]を下回っている。サブプレッションプール水温の最高温度は約116℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高温度約116℃より低く、200℃を下回っている。</p> <p>なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。</p> <p>解析条件の不確かさにより、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操作の開始が遅れた場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。感度解析は、保守的な取扱いとして、格納容器の除熱を考慮しない場合を仮定する。その結果、第2.5.29図に示すとおり、事象発生から50分の範囲において、格納容器圧力の最高値は約0.24MPa[gage]となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高値約0.21MPa[gage]より上昇するものの、0.854MPa[gage]を下回っている。サブプレッションプール水温の最高温度は約121℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」に示す最高温度約116℃より上昇するものの、200℃を下回っている。</p> <p>なお、その他の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量については、「2.5.2(3)</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。</p> <p>感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。</p> <p>その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表並びに第7.1.5.30図及び第7.1.5.31図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.6MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.7MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3)有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.6MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回っている。</p> <p>さらに、「(1)解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、評価項目となるパラメータは最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を満足できる。</p> <p>(添付資料7.1.5.10)</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、「2.5.2(2)a.(e)減速材温度係数」に示すとおり感度解析を行う。</p> <p>感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の不確かさが全て1次冷却材圧力を厳しくする方向に作用することを仮定する。</p> <p>その結果は、第2.5.4表及び第2.5.5表、並びに第2.5.33図及び第2.5.34図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.4MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.6MPa[gage]となる。「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.6MPa[gage]及び18.9MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。</p> <p>さらに、「2.5.3(1)解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。</p> <p>(添付資料2.5.9)</p>	<p>・泊と女川では使用する解析コード、解析条件が異なることから、以降、大飯と比較する</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>解析結果の相違</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。                      解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、第 2.5.30 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 961℃ であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 961℃と同じであり、1200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 1%以下と同じであり、15%を下回っている。</p> <p>(添付資料 2.5.6, 2.5.7)</p> <p><b>(4) 操作時間余裕の把握</b>                      操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。                      操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、操作開始時間が遅れた場合には臨界未満達成タイミングが遅れることで格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が 10 分程度遅れる場合においても、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の最高値はそれぞれ約 0.21MPa[gage]、約 116℃から上昇するが、これらのパラメータの上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.854MPa[gage] 及び限界温度 200℃ に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。                      操作条件の高圧炉心スプレイ系の水源切替操作については、サブプレッションプール水温が 80℃に到達した時点から 6 分程後としており、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p><b>(4) 操作時間余裕の把握</b>                      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。                      本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。</p>	<p><b>(4) 操作時間余裕の把握</b>                      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。                      本重要事故シーケンスは、「2.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。</p>	<p>運転員等操作の相違                      ・泊は運転員等操作がないため、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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）によるサブプレッションプール水冷却操作については、操作が遅れた場合にはサブプレッションプール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サブプレッションプール水温の最高値は約 116℃から上昇するが、サブプレッションプール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.5.3, 2.5.8)</p> <p>(5) まとめ</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<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。<b>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。</b></p>	<p>(5) まとめ</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<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を評価した。<b>感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</b>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、<b>ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により</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><b>なお、本重要事故シーケンスでは、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。</b></p> <p>(添付資料 7.1.5.9)</p>	<p>(5) まとめ</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<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>を評価した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。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、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、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>なお、本重要事故シーケンスでは、ATWS 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.5.10)</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・泊は具体的な操作及びその効果を記載している</p> <p>運転員等操作の相違</p> <p>・泊は運転員等操作がなく、女川は運転員等操作があるため記載が異なる</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<b>30名</b>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<b>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</b>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.9)</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源として使用できるようになる事象発生1日後までの対応を考慮すると、復水貯蔵タンクを水源とする期間の対応として合計約840m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>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。これにより、必要な水源は確保可能である。</p>	<p>7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策時に必要な初動の要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<b>7名</b>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<b>発電所災害対策要員33名</b>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>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時間の対応が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生後14時間後から使用開始可能となるため、補助給水ピット枯渇から余熱除去系使用開始までの約6.6時間は常設設備により補助給水ピットへの補給操作が必要となる。以降は、余熱除去系に</p>	<p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」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、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14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<b>重大事故等対策要員74名</b>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、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「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、水源、燃料及び電源の評価結果は同じである。</p> <p><b>a. 水源</b></p> <p>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る。余熱除去系による冷却は、事象発生後の約13時間後から使用可能となるため、復水ピットへの補給は不要である。</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を取水源とするが、女川はサブプレッションチェンバ内のプール水を取水源としている</li> <li>・泊も女川も7日間の注水継続が可能な点は同様</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>また、事象発生1日後までに水源を切り替えた後の高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱については、サブプレッションチェンバ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。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</p> <p><b>b. 燃料</b></p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）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I）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。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、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。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、仮に外部電源喪失を想定した場合は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、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、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</p>	<p>よる冷却を継続するため、補助給水ピットへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合は、補助給水ピット枯渇から余熱除去系使用開始までの約6.6時間は、可搬型大型送水ポンプ車を用いた補給を行う。</p> <p><b>b. 燃料</b></p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、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。補助給水ピットへの補給については、事象発</p>	<p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p><b>b. 燃料</b></p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、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>差異の説明</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のは泊も女川も同様</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、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>生約7時間後から約14時間後までの運転を想定して、7日間の運転継続に約0.5kL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535.0kL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>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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7.1.5.11)</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、「7.5.1(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油量(620kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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> <p>・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</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>2.5.5結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、<b>運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。</b>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>初期の対策として代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</b>また、<b>重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</b></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の<b>重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」</b>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、<b>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、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を実施することにより、炉心損傷することはない。</b></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。また、安定状態を維持できる。</p>	<p>7.1.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、<b>原子炉トリップができなくなることで、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</b>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる ATWS 緩和設備、長期対策として緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。</b></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の<b>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」</b>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、<b>ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。</b></p> <p>その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、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。</p>	<p>2.5.5結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、<b>原子炉トリップができなくなることで、1次冷却系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</b>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備、長期対策としてほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。</b></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の<b>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」</b>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、<b>ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。</b></p> <p>その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、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。</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、ATWS 緩和設備に期待する点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・女川は有効性評価で期待しない手段についても記載している</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>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項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>(添付資料 2.5.5, 2.5.6, 2.5.7)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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。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、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、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の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>また、<b>長期的には安定停止状態を維持できる。</b></p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて<b>操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</b></p> <p>その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>発電所災害対策要員は、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。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>タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる ATWS 緩和設備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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</b></p>	<p>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について操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。</p> <p>その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>重大事故等対策要員は、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。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる ATWS 緩和設備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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>記載箇所の相違                  ・泊と女川で記載順序が異なるが、記載内容は同等</p> <p>記載表現の相違                  ・要員について記載は異なるが、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

女川原子力発電所2号炉

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

子題		重大事故等対策	
操作及び機能	手順	常設設備	計装設備
原子炉システム異常検出	・運転時の異常な運転状態の発生に伴い、原子炉がシステム異常状態に陥る場合、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉システム異常を検出する。	代替原子炉内循環ポンプトリップ機能	平均出力領域モニタ* 起動領域モニタ*
燃料格納箱圧力上昇による圧力上昇検出	・燃料格納箱の圧力上昇により、燃料格納箱圧力が上昇し、ドライウェル圧力(13.7MPa)により高圧中心スプレイス、低圧中心スプレイス及び埋戻し除去系が運転モード切替が自動起動する。	遮断し安全弁（遮断し弁機） 【高圧中心スプレイス】* 【低圧中心スプレイス】* 【埋戻し除去系（軽圧注水モード）】*	ドライウェル圧力 圧力領域別圧力 原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (広帯域)* 原子炉本体 (燃料域)* 【高圧中心スプレイスポンプ出口圧力】* 【低圧中心スプレイスポンプ出口圧力】* 【埋戻し除去系ポンプ出口圧力】*
原子炉内温度上昇及び高圧中心スプレイス系による原子炉停止	・原子炉内温度(100℃) 検出により原子炉内温度検出及び高圧中心スプレイスが自動起動する。主蒸気発生機停止の発生により、主蒸気発生機停止の発生により、原子炉本体(100℃)により高圧中心スプレイス系がトリップする。これにより原子炉停止の発生となり、原子炉内温度は低下するが、原子炉内温度検出及び高圧中心スプレイス系による原子炉停止により原子炉停止は維持される。	【原子炉内温度検出機】* 【高圧中心スプレイス】* 【埋戻しポンプ】*	原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (広帯域)* 原子炉本体 (燃料域)* 【高圧中心スプレイスポンプ出口圧力】* 【埋戻しポンプ出口圧力】*
自動減圧動作検出機能動作確認	・【中性子束流(10%以下)】かつ「原子炉本体(100℃以下)」信号により自動減圧動作及び代替自動減圧回路の動作が停止されることを確認する。	自動減圧動作検出機能	ドライウェル圧力 原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (ISA広帯域) 原子炉本体 (広帯域)* 原子炉本体 (燃料域)* 平均出力領域モニタ* 原子炉出力*

\*：設計書の対象となっていない設備を重大事故等対策に設置しているもの  
 【 】：重大事故等対策設備（設計基準外品）

泊発電所3号炉

第 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について (1/2)

子題		重大事故等対策	
制御及び機能	手順	常設設備	計装設備
a. 原子炉自動トリップ不能の判断	・緊急の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも関わらず、制御棒が原子炉へ挿入されないことが原子炉トリップ発断表示「入」又は制御棒位置表示不点灯により確認され、出力領域中性子束流が5%以上又は中間領域中性子束流が正である場合には、原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動電源切断による制御棒落下操作を順次実施する。 ・ATWS緩和設備動作によるタービントリップ、主蒸気発生機停止、タービン駆動補助給水ポンプ、電動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。 ・タービントリップ及び主蒸気発生機停止による1次冷却材温度の上昇に伴い、喪失反応速度効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器過熱及び主蒸気発生機停止等の動作により抑制されていることを確認する。	【原子炉トリップスイッチ】 【制御棒クランク】 【原子炉トリップ遮断器】	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束
b. ATWS緩和設備の動作及び機能確認	・ATWS緩和設備動作によるタービントリップ、主蒸気発生機停止、タービン駆動補助給水ポンプ、電動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。 ・タービントリップ及び主蒸気発生機停止による1次冷却材温度の上昇に伴い、喪失反応速度効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器過熱及び主蒸気発生機停止等の動作により抑制されていることを確認する。 ・緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。 ・1次系減圧ポンプ流量制御弁「閉」の確認及び1次系減圧ポンプの停止を行うことでほう酸濃縮ラインを閉鎖する。	共通要因設備対策（自動制御） ATWS緩和設備 主蒸気発生機 タービン駆動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 主蒸気発生機 補助給水ポンプ 加圧器過熱弁 加圧器安全弁 主蒸気発生機 主蒸気発生機	高気圧発生機水位(広域) 高気圧発生機水位(狭域) 補助給水流量 タービン駆動補助給水ポンプ 主蒸気発生機 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(狭域) ほう酸濃縮機水位
c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの閉鎖	・緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。 ・1次系減圧ポンプ流量制御弁「閉」の確認及び1次系減圧ポンプの停止を行うことでほう酸濃縮ラインを閉鎖する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 主蒸気発生機	ほう酸タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

大阪発電所3/4号炉

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について (1/2)

子題		重大事故等対策	
制御及び機能	手順	常設設備	計装設備
a. 原子炉自動トリップ不能の判断	・緊急の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも関わらず、原子炉トリップの検出表示「赤」点灯、制御棒位置表示不点灯及び外部表示異常指示値が低下しないことにより原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動電源切断による制御棒落下操作を順次実施する。 ・ATWS緩和設備動作によるタービントリップ、主蒸気発生機停止、タービン駆動補助給水ポンプ、電動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。 ・タービントリップ及び主蒸気発生機停止による1次冷却材温度の上昇に伴い、喪失反応速度効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器過熱及び主蒸気発生機停止等の動作により抑制されていることを確認する。 ・緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、原子炉減圧ポンプ流量制御弁「閉」の確認及び1次系減圧ポンプの停止を行うことでほう酸濃縮ラインの閉鎖を実施する。	【原子炉トリップスイッチ】 【制御棒クランク】 【原子炉トリップ遮断器】	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束
b. ATWS緩和設備の動作及び機能確認	・ATWS緩和設備動作によるタービントリップ、主蒸気発生機停止、タービン駆動補助給水ポンプ、電動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。 ・タービントリップ及び主蒸気発生機停止による1次冷却材温度の上昇に伴い、喪失反応速度効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器過熱及び主蒸気発生機停止等の動作により抑制されていることを確認する。 ・緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、原子炉減圧ポンプ流量制御弁「閉」の確認及び1次系減圧ポンプの停止を行うことでほう酸濃縮ラインの閉鎖を実施する。	ATWS緩和設備 主蒸気発生機 タービン駆動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 主蒸気発生機 補助給水ポンプ 加圧器過熱弁 加圧器安全弁 主蒸気発生機 主蒸気発生機	高気圧発生機水位(広域) 高気圧発生機水位(狭域) 補助給水流量 タービン駆動補助給水ポンプ 主蒸気発生機 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束 1次冷却材圧力(広域) 1次冷却材圧力(狭域) ほう酸濃縮機水位
c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの閉鎖	・緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、原子炉減圧ポンプ流量制御弁「閉」の確認及び1次系減圧ポンプの停止を行うことでほう酸濃縮ラインの閉鎖を実施する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 主蒸気発生機	ほう酸タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

差異の説明

設計方針の相違  
 ・手順や設備は異なるが、トリップの不能判断、ATWS緩和設備作動、ほう酸濃縮、余熱除去系による冷却を行うという点では、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

**女川原子力発電所2号炉**

種別及び確認	手順	重大事故等対応設備		計装設備
		常設設備	可搬設備	
高圧注水ポンプによる原子炉水位維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧注水ポンプの運転・停止・再運転、高圧注水ポンプの起動・停止、原子炉水位を維持する</li> </ul>	高圧注水ポンプ	—	原子炉水位 (S/A広領域) 原子炉水位 (S/A狭領域) 原子炉水位 (広領域) 原子炉水位 (燃料床) 高圧注水ポンプ出口流量 原子炉水位
高圧炉心スプレイズ系水位自動切替確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「圧力制御室水位高」警報により高圧炉心スプレイズ系の水位が低圧炉心スプレイズ系から高圧炉心スプレイズ系へ切り替わることを確認する</li> </ul>	【高圧炉心スプレイズ】 【低圧炉心スプレイズ】 【サブプレッションタンク】*	—	高圧炉心スプレイズ水位 低圧炉心スプレイズ水位 圧力制御室水位
ほうろく注水ポンプによる原子炉水位維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほうろく注水ポンプを中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほうろく注水を開始する</li> </ul>	ほうろく注水ポンプ*	—	平均ほうろく注水流量 起動電圧モニタ*
高圧炉心スプレイズ系水位自動切替確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッションタンク水位 10%減速を待機後、中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイズ系の水位がサブプレッションタンク側から高圧炉心スプレイズ系へ切り替わることを確認する</li> </ul>	【高圧炉心スプレイズ】 【低圧炉心スプレイズ】 【サブプレッションタンク】*	—	サブプレッションタンク水位 高圧炉心スプレイズ水位 圧力制御室水位
低圧炉心スプレイズ系水位自動切替確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイズ系の水位が低圧炉心スプレイズ系から高圧炉心スプレイズ系へ切り替わることを確認する</li> </ul>	【低圧炉心スプレイズ】 【高圧炉心スプレイズ】 【サブプレッションタンク】*	—	サブプレッションタンク水位 高圧炉心スプレイズ水位 圧力制御室水位

\*：設計上の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの  
 【 】：有効性評価対象設備（設計基準範囲）  
 □：有効性評価対象外設備（設計基準範囲）  
 ○：有効性評価対象外設備（設計基準範囲）

**泊発電所3号炉**

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		計装設備
		常設設備	可搬設備	
d. 原子炉水位監視状態の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>「出力領域中性子束指示が5%未満及び中間領域起動率指示が警又は急」であることを確認し、原子炉が水位監視状態であることを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力・温度のサンプリングにより、燃料冷却棒の温度が177℃以下であることを確認すること。</li> <li>1次冷却材圧力・温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束 加圧器水位 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側)
e. 1次系減速、減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気発生器がし弁及び加圧器スプレイズ弁により、1次系の減速、減圧を実施する。</li> </ul>	主蒸気発生器 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 補助給水ピット	—	蒸気発生器水位 (広域) 高圧炉心スプレイズ水位 (狭域) 補助給水流量 補助給水ピット水位 主蒸気ライン圧力 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側)
f. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、1次冷却材圧力 (広域) 指示 2.7MPa [e] 以下及び1次冷却材温度 (広域-高圧側) 指示 177℃未満となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高圧側配管から取水することによって炉心冷却を行う。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	低圧注水流量 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側) 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について (2/2)

**大阪発電所3/4号炉**

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		計装設備
		常設設備	可搬設備	
d. 原子炉水位監視状態の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力領域中性子束指示が5%未満及び中間領域起動率指示が警又は急であることを確認し、原子炉が水位監視状態であることを確認する。</li> <li>1次冷却材圧力・温度のサンプリングにより、燃料冷却棒の温度が177℃以下であることを確認すること。</li> <li>1次冷却材圧力・温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。</li> </ul>	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子束領域中性子束 加圧器水位 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側)
e. 1次系減速、減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉安定化後の操作として補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気発生器がし弁及び加圧器スプレイズ弁を閉鎖操作することにより、1次冷却材の減速、減圧を実施する。</li> </ul>	主蒸気発生器 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 補助給水ピット	—	蒸気発生器水位 (広域) 高圧炉心スプレイズ水位 (狭域) 補助給水流量 補助給水ピット水位 主蒸気ライン圧力 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側)
f. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa [e] 以下及び1次冷却材高圧側温度 (広域) 指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高圧側配管から取水することによって炉心冷却を行う。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	低圧注水流量 1次冷却材圧力 (広域) 1次冷却材温度 (広域-高圧側) 1次冷却材温度 (広域-低圧側) 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について (2/2)

**差異の説明**

設計方針の相違  
 ・手順や設備は異なるが、トリップの不能判断、ATWS 緩和設備作動、ほうろく濃縮、余熱除去系による冷却を行うという点では、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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

女川原子力発電所2号炉

第2.5.2表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	フロント動特性：READY	—
原子炉熱出力	2,430MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (原子炉圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	30.3×10 <sup>4</sup> t/h (定格流量の85%)	原子炉定格出力時の下限流量として設定
主蒸気流量	4.735×10 <sup>4</sup> t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	約216℃	初期温度約216℃から主蒸気隔離弁開に伴う給水加熱喪失の後、400秒程度で約33℃まで低下し、その後約33℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料(A型) (単一炉心)	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定
核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度増加割合が大きく、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
核データ (動的ドロップラ係数)	平衡サイクル末期の値の0.9倍	—
格納容器容積 (ドライウェル)	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	空間部：5,150m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定 (通常運転時のサブプレッションプール水量の下限値を設定)
サブプレッションプール水温	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水量の上限値を設定
格納容器圧力	5kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力の実績を踏まえて設定
外部水源の温度	10℃	復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定
起回事象	主蒸気隔離弁の全弁閉鎖	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能、手動での原子炉スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度増加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に給復水及び再循環ポンプがトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料後継管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が緩くなることを考慮して設定

泊発電所3号炉

第7.1.5.2表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流速喪失）(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドロップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100% (2,652 MWt)	定格値を設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6℃	定格値を設定。
炉心減速材	FP：日本原子力学会推薦値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17型燃料集合体を装荷した3ルーブリックを包括するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。また、使用する減速材はウラン・プルトニウム混合燃料の燃焼度を考慮している。
減速材温度係数 (初期)	-13pcm/℃	ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的な値として13pcm/℃を設定。
ドロップラ特性	ウラン燃料平衡炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃料平衡炉心を代表するドロップラ特性	ドロップラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらざる評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度増進効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、正の反応度増進効果が大きくなるウラン・プルトニウム混合燃料燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。
対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドロップラ特性を考慮した炉心	事象進展中のドロップラ反応度増進効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。

大阪発電所3/4号炉

第2.5.2表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流速喪失）(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドロップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100% (3,411 MWt)	定格値を設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1℃	定格値を設定。
炉心減速材	FP：日本原子力学会推薦値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。
減速材温度係数 (初期)	-16pcm/℃ (-13pcm/℃)	ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を厳しくする観点で保守的な値を設定。なお、3ルーブリック及び4ルーブリックの炉心に対しては厳格的に評価している減速材温度係数初期値である-13pcm/℃についても評価する。
ドロップラ特性	ウラン燃料平衡炉心のドロップラ特性	ドロップラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらざる評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心のドロップラ特性に基づき評価。
対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドロップラ特性を考慮した炉心	事象進展中のドロップラ反応度増進効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
蒸気発生器2次側保有水量 (初期)	50t (15.5tあたり)	設計値として設定。

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

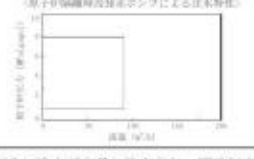
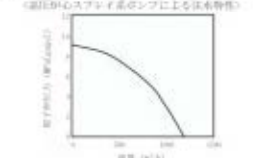


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

女川原子力発電所2号炉

第2.5.2表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	設計上の下限値（最も短い時間）として設定
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高（7.35MPa[gage]）（遅延時間0.3秒）で2台全てでトリップ	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値として設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個、336t/h（1個当たり） 7.44MPa[gage]×3個、399t/h（1個当たり） 7.51MPa[gage]×3個、363t/h（1個当たり） 7.58MPa[gage]×3個、367t/h（1個当たり）	逃がし弁安全弁（逃がし弁機能）の設計値として設定
電動機駆動原子炉給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップした後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続するものとする 主蒸気発生器ボットウォールの水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップ	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続するものとして設定 また、トリップ機能の設計値で停止するものとして設定
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 注水遅れ：起動信号後30秒 90.9m³/h（ポンプ1台当たり、原子炉圧力7.80MPa[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 
高圧中心スプレイ系	原子炉水位低（レベル2）又はドライウェル圧力高13.7kPa[gage]にて自動起動 注水遅れ：起動信号後14秒 注水量：0m³/h～1,190m³/h（ポンプ1台当たり、9.07MPa[dif]～0.30Pa[dif]において）	初心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプの性能特性を考慮した大きめの注水量特性を設定 
制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能	中性子東高（10%以上）及び原子炉水位低（レベル2）にて作動	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の設計値として設定
ほう酸水注入系	163L/minの流量で注入 ほう酸濃度10.3wt%	注入流量は、ほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸濃度は、単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう、ほう酸水注入系貯蔵タンクの液位が高液位である場合の濃度を設定
残留熱除去系（サブプレッションプール冷却モード）	熱交換器4基当たり約250MW（サブプレッションプール水温97℃、海水温度26℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

泊発電所3号炉

第7.1.5.2表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（2/2）

項目	条件設定の考え方	
	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量の喪失を仮定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源がある場合、1次冷却材圧力上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増進効果が小さくなるため、圧力評価を厳しくする。
	ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器減水率7%を設定。 検出遅れや信号発生遅延時間を考慮して、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイム設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイム設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。 電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全容量運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。
	加圧器逃がし弁	加圧器逃がし弁は2個（容量95t/h（1個当たり））設定されている。

大阪発電所3/4号炉

第2.5.2表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（2/2）

項目	条件設定の考え方		
	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	主給水流量の喪失を仮定。	
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。	
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源がある場合、1次冷却材圧力上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増進効果が小さくなるため、圧力評価を厳しくする。	
	ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器減水率7%を設定。 検出遅れや信号発生遅延時間を考慮して、応答時間を設定。	
	主蒸気ライン隔離	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイム設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。	
	補助給水ポンプ	補助給水ポンプの起動時間は、信号遅れ、タイム設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。 電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全容量運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。	

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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2.5.2表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(3/4)</p> <table border="1"> <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 rowspan="3">重大事故等対策に 関連する 操作条件</td> <td>ほう酸水注入系の起動操作</td> <td>原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後（事象発生約11分後）</td> <td>原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系の水割切替操作</td> <td>事象発生15分後（サブプレッションプール水温100℃到達前）</td> <td>サブプレッションプール水温80℃到達から、運転員の操作余裕として約6分を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>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操作</td> <td>事象発生20分後（切替操作開始は、事象発生10分後）</td> <td>状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に 関連する 操作条件	ほう酸水注入系の起動操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後（事象発生約11分後）	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定	高圧炉心スプレイ系の水割切替操作	事象発生15分後（サブプレッションプール水温100℃到達前）	サブプレッションプール水温80℃到達から、運転員の操作余裕として約6分を考慮して設定	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操作	事象発生20分後（切替操作開始は、事象発生10分後）	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定			<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																							
重大事故等対策に 関連する 操作条件	ほう酸水注入系の起動操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後（事象発生約11分後）	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定																						
	高圧炉心スプレイ系の水割切替操作	事象発生15分後（サブプレッションプール水温100℃到達前）	サブプレッションプール水温80℃到達から、運転員の操作余裕として約6分を考慮して設定																						
	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操作	事象発生20分後（切替操作開始は、事象発生10分後）	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定																						
<p>第2.5.2表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(4/4)</p> <table border="1"> <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>ホットバンドル解析：SCAT</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">初期条件</td> <td>最小限界出力比（MCPR）</td> <td>1.23</td> <td>通常運転時の熱的制限値として設定</td> </tr> <tr> <td>最大熱出力密度（MLHGR）</td> <td>44.06W/m</td> <td>通常運転時の熱的制限値として設定</td> </tr> <tr> <td>沸騰遷移判定</td> <td>GEXL相関式</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達率</td> <td>修正 Dougan-Holman 式</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>リウット相関式</td> <td>日本原子力学会標準「DWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準（2003）」における相関式2</td> <td>—</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	ホットバンドル解析：SCAT	—	初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.23	通常運転時の熱的制限値として設定	最大熱出力密度（MLHGR）	44.06W/m	通常運転時の熱的制限値として設定	沸騰遷移判定	GEXL相関式	—	沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougan-Holman 式	—	リウット相関式	日本原子力学会標準「DWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準（2003）」における相関式2	—			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																							
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—																							
初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.23	通常運転時の熱的制限値として設定																						
	最大熱出力密度（MLHGR）	44.06W/m	通常運転時の熱的制限値として設定																						
沸騰遷移判定	GEXL相関式	—																							
沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougan-Holman 式	—																							
リウット相関式	日本原子力学会標準「DWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準（2003）」における相関式2	—																							

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第7.1.5.3表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（1/2）</p> <table border="1"> <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>SPARKLE-2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力（初期）</td> <td>100% (2.052 MW)</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減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力（初期）</td> <td>15.4MPa(gage)</td> <td>定格値を設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度（初期）</td> <td>306.0℃</td> <td>定格値を設定。</td> </tr> <tr> <td>炉心燃料燃焼</td> <td>FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)</td> <td>17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包括するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため、長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。また、使用する燃料燃焼はウラン・プルトニウム混合燃料燃焼の燃焼度を考慮している。</td> </tr> <tr> <td>減速材温度係数（初期）</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。</td> </tr> <tr> <td>ドップラ特性</td> <td>ウラン燃料平衡炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼平衡炉心を代表するドップラ特性</td> <td>ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。燃料燃焼中の減速材反応度増進効果は、燃料燃焼中の燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心</td> <td>ドップラ特性は燃料燃焼バターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。</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	SPARKLE-2		炉心熱出力（初期）	100% (2.052 MW)	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。	1次冷却材圧力（初期）	15.4MPa(gage)	定格値を設定。	1次冷却材平均温度（初期）	306.0℃	定格値を設定。	炉心燃料燃焼	FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包括するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため、長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。また、使用する燃料燃焼はウラン・プルトニウム混合燃料燃焼の燃焼度を考慮している。	減速材温度係数（初期）	-18pcm/℃	ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼平衡炉心を代表するドップラ特性	ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。燃料燃焼中の減速材反応度増進効果は、燃料燃焼中の燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	ドップラ特性は燃料燃焼バターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。	<p>第2.5.3表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（1/2）</p> <table border="1"> <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>SPARKLE-2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力（初期）</td> <td>100% (3.011 MW)</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減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力（初期）</td> <td>15.4MPa(gage)</td> <td>定格値を設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度（初期）</td> <td>307.1℃</td> <td>定格値を設定。</td> </tr> <tr> <td>炉心燃料燃焼</td> <td>FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)</td> <td>サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。</td> </tr> <tr> <td>減速材温度係数（初期）</td> <td>-16pcm/℃ (-13pcm/℃)</td> <td>ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-16pcm/℃を設定。なお、2ループ、3ループ及び1ループプラントの炉心に対して標準的に用いている減速材温度係数初期値である-13pcm/℃についても評価する。</td> </tr> <tr> <td>ドップラ特性</td> <td>ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性</td> <td>ドップラ特性は燃料燃焼バターンにより評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。事象進展中のドップラ反応度増進効果は、燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心</td> <td>大阪3、4号炉は、ウラン燃料を装荷する炉心であることを踏まえ、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器2次側冷却水量（初期）</td> <td>50t (1基当たり)</td> <td>設計値として設定。</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	SPARKLE-2		炉心熱出力（初期）	100% (3.011 MW)	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。	1次冷却材圧力（初期）	15.4MPa(gage)	定格値を設定。	1次冷却材平均温度（初期）	307.1℃	定格値を設定。	炉心燃料燃焼	FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。	減速材温度係数（初期）	-16pcm/℃ (-13pcm/℃)	ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-16pcm/℃を設定。なお、2ループ、3ループ及び1ループプラントの炉心に対して標準的に用いている減速材温度係数初期値である-13pcm/℃についても評価する。	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性	ドップラ特性は燃料燃焼バターンにより評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。事象進展中のドップラ反応度増進効果は、燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	大阪3、4号炉は、ウラン燃料を装荷する炉心であることを踏まえ、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。	蒸気発生器2次側冷却水量（初期）	50t (1基当たり)	設計値として設定。	<p>重要事故シナリオの相違          ・泊は重要事故シナリオが「主給水量喪失」と「負荷の喪失」がある</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																										
解析コード	SPARKLE-2																																																											
炉心熱出力（初期）	100% (2.052 MW)	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。																																																										
1次冷却材圧力（初期）	15.4MPa(gage)	定格値を設定。																																																										
1次冷却材平均温度（初期）	306.0℃	定格値を設定。																																																										
炉心燃料燃焼	FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包括するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため、長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。また、使用する燃料燃焼はウラン・プルトニウム混合燃料燃焼の燃焼度を考慮している。																																																										
減速材温度係数（初期）	-18pcm/℃	ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。																																																										
ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼平衡炉心を代表するドップラ特性	ウラン燃料を装荷した炉心とウラン・プルトニウム混合燃料燃焼を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-18pcm/℃を設定。燃料燃焼中の減速材反応度増進効果は、燃料燃焼中の燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。																																																										
対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	ドップラ特性は燃料燃焼バターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。																																																										
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																										
解析コード	SPARKLE-2																																																											
炉心熱出力（初期）	100% (3.011 MW)	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における減速材反応度増進効果、ドップラ反応度増進効果等を適切に評価することが可能であるコード。																																																										
1次冷却材圧力（初期）	15.4MPa(gage)	定格値を設定。																																																										
1次冷却材平均温度（初期）	307.1℃	定格値を設定。																																																										
炉心燃料燃焼	FP：日本原子力学会標準値 アクチニド：ORIGEN2 (ウラン燃料燃焼を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が低いと高次のアクチニドの濃縮が多くなるため長期炉内での燃焼度は大きくなる。このため、燃焼度が大きくなるサイクル末期炉心を対象に燃焼度を設定。																																																										
減速材温度係数（初期）	-16pcm/℃ (-13pcm/℃)	ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心ウラン燃料中の変化、取替炉心のばらつき及び燃料コードの不確かさを考慮し、有効性評価結果を大きくする観点で保守的となる減速材温度係数初期値として-16pcm/℃を設定。なお、2ループ、3ループ及び1ループプラントの炉心に対して標準的に用いている減速材温度係数初期値である-13pcm/℃についても評価する。																																																										
ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性	ドップラ特性は燃料燃焼バターンにより評価結果に与える影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性に基づき評価。事象進展中のドップラ反応度増進効果は、燃料燃焼率変化率に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。																																																										
対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	大阪3、4号炉は、ウラン燃料を装荷する炉心であることを踏まえ、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度増進効果を保守的に考慮した炉心を設定。																																																										
蒸気発生器2次側冷却水量（初期）	50t (1基当たり)	設計値として設定。																																																										

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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7.1.5.3表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2/2）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 50%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>負荷の喪失</td> <td>圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。</td> </tr> <tr> <td>事故条件に対する仮定</td> <td>原子炉停止機能喪失</td> <td>原子炉停止機能が喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源あり</td> <td>外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。</td> </tr> <tr> <td>ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）</td> <td>蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）</td> <td>ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>補給給水ポンプ</td> <td>ATWS緩和設備作動設定点到達から60秒後に注水開始</td> <td>補給給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器速がし弁</td> <td>150m<sup>3</sup>/h（蒸気発生器3基合計）  2個 容量95t/h（1個当たり）</td> <td>電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。  加圧器速がし弁は2個（容量95t/h（1個当たり））設置されている。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。	事故条件に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。	ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。	補給給水ポンプ	ATWS緩和設備作動設定点到達から60秒後に注水開始	補給給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。	加圧器速がし弁	150m <sup>3</sup> /h（蒸気発生器3基合計）  2個 容量95t/h（1個当たり）	電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。  加圧器速がし弁は2個（容量95t/h（1個当たり））設置されている。	<p style="text-align: center;">第2.5.3表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2/2）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 50%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>負荷の喪失</td> <td>圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。</td> </tr> <tr> <td>事故条件に対する仮定</td> <td>原子炉停止機能喪失</td> <td>原子炉停止機能が喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源あり</td> <td>外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。</td> </tr> <tr> <td>ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）</td> <td>蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）</td> <td>ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。</td> </tr> <tr> <td>補給給水ポンプ</td> <td>ATWS緩和設備作動設定点到達から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、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。  電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。	事故条件に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。	ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。	補給給水ポンプ	ATWS緩和設備作動設定点到達から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、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。  電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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="color: red;">重要事故シーケンスの相違</p> <p style="color: red;">・泊は重要事故シーケンスが「主給水流量喪失」と「負荷の喪失」がある</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																								
起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。																																								
事故条件に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。																																								
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。																																								
ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。																																								
補給給水ポンプ	ATWS緩和設備作動設定点到達から60秒後に注水開始	補給給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。																																								
加圧器速がし弁	150m <sup>3</sup> /h（蒸気発生器3基合計）  2個 容量95t/h（1個当たり）	電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。  加圧器速がし弁は2個（容量95t/h（1個当たり））設置されている。																																								
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																								
起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水流量の喪失が同時に起こる全主蒸気循環弁閉止もしくは復水器の故障を想定。																																								
事故条件に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。																																								
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度増強効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。																																								
ATWS緩和設備（主蒸気ライン隔離/補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位低（検出水位7%）（応答時間2.0秒）	ATWS緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン駆動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器水位7%を設定。検出遅れや信号受信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。																																								
補給給水ポンプ	ATWS緩和設備作動設定点到達から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、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。  電動補助給水ポンプ2台及びタービン駆動補助給水ポンプ1台の補助給水全分運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 7.1.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数 初期値</th> <th>ドブブラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する<sup>(注1)</sup></td> <td>約 19.6MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 初期定常誤差として、下記を考慮した。                  炉心熱出力 : 定格値+2%                  1次冷却材平均温度 : 定格値+2.2℃                  1次冷却材圧力 : 定格値+0.21MPa</p> <p>第 7.1.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>解析ケース</th> <th>減速材温度係数 初期値</th> <th>ドブブラ効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>感度ケース</td> <td>-18pcm/℃</td> <td>最確値+20%</td> <td>考慮する<sup>(注1)</sup></td> <td>約 19.7MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 初期定常誤差として、下記を考慮した。                  炉心熱出力 : 定格値+2%                  1次冷却材平均温度 : 定格値+2.2℃                  1次冷却材圧力 : 定格値+0.21MPa</p>	解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドブブラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/℃	最確値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.6MPa[gage]	解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドブブラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値	基本ケース	-18pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	感度ケース	-18pcm/℃	最確値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.7MPa[gage]	<p>第 2.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減速材 温度係数 初期値</th> <th>ドブブラ 効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.6MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最確値 +20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.4MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、                  1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p> <p>第 2.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減速材 温度係数 初期値</th> <th>ドブブラ 効果</th> <th>初期定常誤差</th> <th>原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最確値</td> <td>考慮しない</td> <td>約 18.9MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>-16pcm/℃</td> <td>最確値 +20%</td> <td>考慮する*</td> <td>約 19.6MPa[gage]</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、                  1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。</p>	減速材 温度係数 初期値	ドブブラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値	-16pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]	-16pcm/℃	最確値 +20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]	減速材 温度係数 初期値	ドブブラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値	-16pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]	-16pcm/℃	最確値 +20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]	<p>記載方針の相違</p>
解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドブブラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値																																																					
基本ケース	-18pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																					
感度ケース	-18pcm/℃	最確値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.6MPa[gage]																																																					
解析ケース	減速材温度係数 初期値	ドブブラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値																																																					
基本ケース	-18pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																					
感度ケース	-18pcm/℃	最確値+20%	考慮する <sup>(注1)</sup>	約 19.7MPa[gage]																																																					
減速材 温度係数 初期値	ドブブラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値																																																						
-16pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.6MPa[gage]																																																						
-16pcm/℃	最確値 +20%	考慮する*	約 19.4MPa[gage]																																																						
減速材 温度係数 初期値	ドブブラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値																																																						
-16pcm/℃	最確値	考慮しない	約 18.9MPa[gage]																																																						
-16pcm/℃	最確値 +20%	考慮する*	約 19.6MPa[gage]																																																						

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第 2.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)              (原子炉減圧及び原子炉注水)</p> <p>第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)              (原子炉未臨界操作、原子炉注水及び格納容器除熱)</p> <p>第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)              (原子炉注水、格納容器除熱及び原子炉冷却)</p>	<p>第 7.1.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>第 2.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>重大事故等対策の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備は異なるが、ATWS 緩和設備作動、ほう酸濃縮、余熱除去系による冷却を行うという点では、泊も女川も同様</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>設計意図(事業用)とDRA(原子炉停止機能喪失)の比較フローチャート。左側は設計意図、右側はDRA意図を示す。各ステップには「Yes/No」の判定があり、異なる場合は赤字で示されている。主要な項目として、原子炉停止機能喪失、タービントリップ、安全系統動作、DCVG動作、BOPC動作などが挙げられる。右側のDRA意図には、原子炉停止機能喪失時の対応（原子炉停止機能喪失せず、炉内温度監視等）や、安全系統動作における外部電源喪失への対応（DCVGによる冷却水供給）などが詳細に記述されている。</p>	

第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要  
 (判定プロセス) (1 / 2)

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

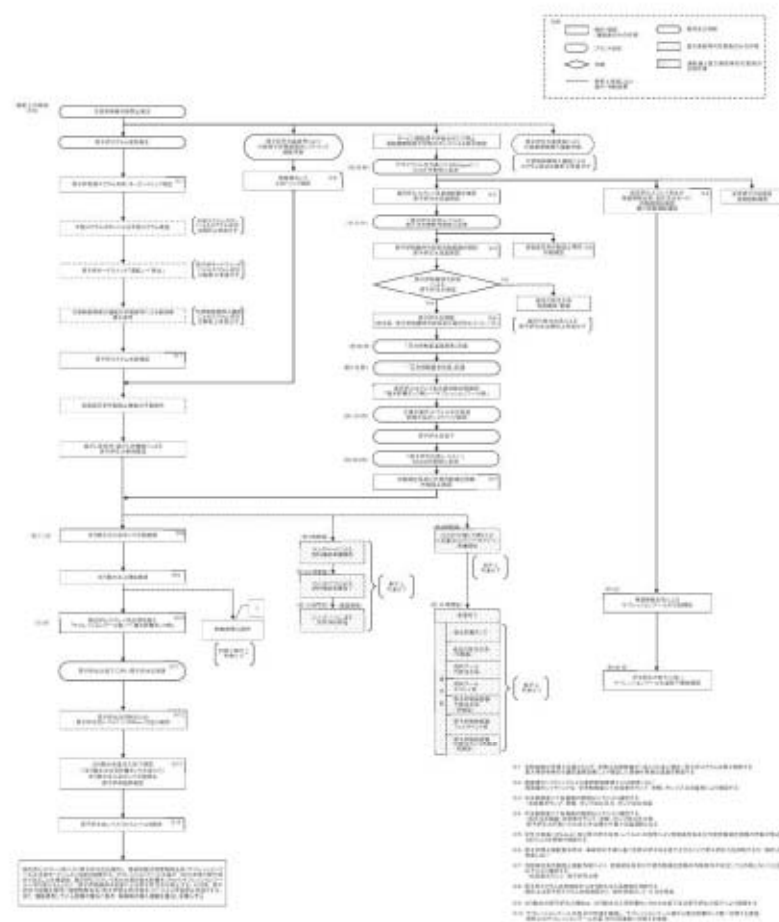
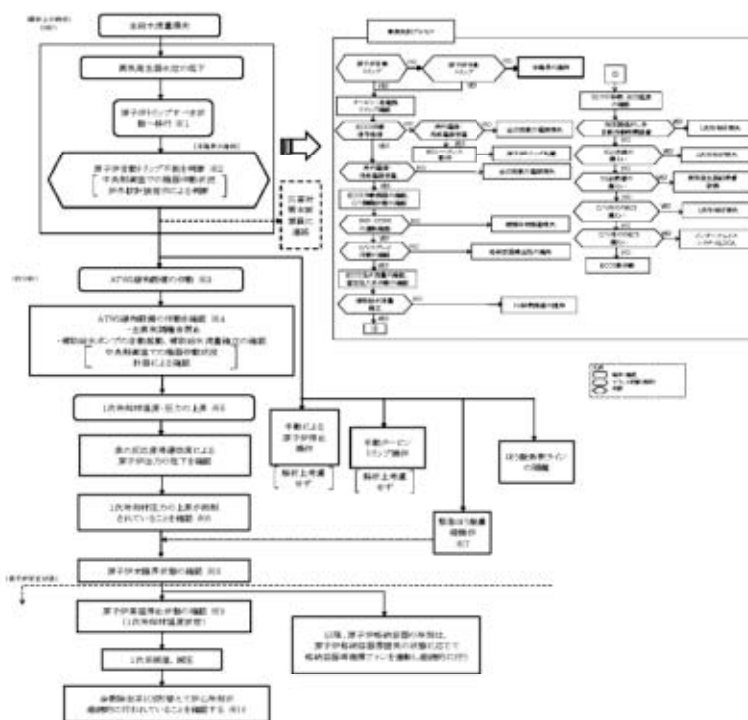
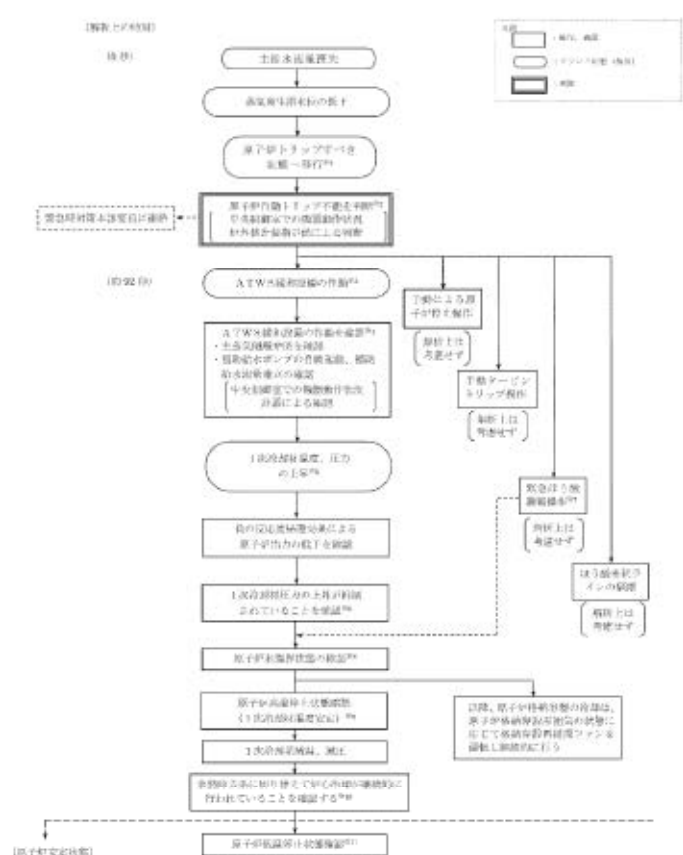
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		<p>設計想定事象判定</p> <p>DBA/DBE 炉心停止</p> <p>凡例： 設計想定事象(事故時動作発生) DBA/DBE対応(事故時動作発生)及び(事故時動作発生) (深3層) 注：本図はプロセスの流転を示す</p>	

第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)



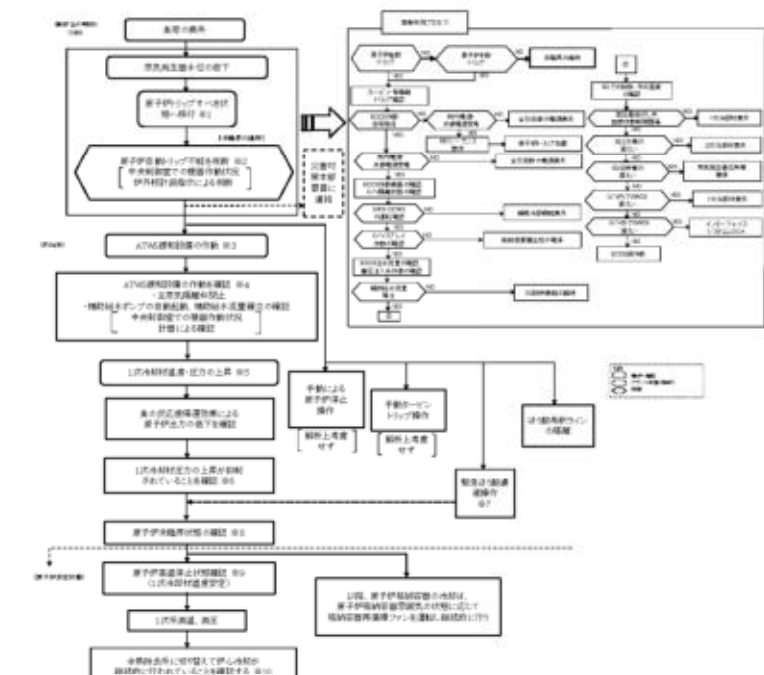
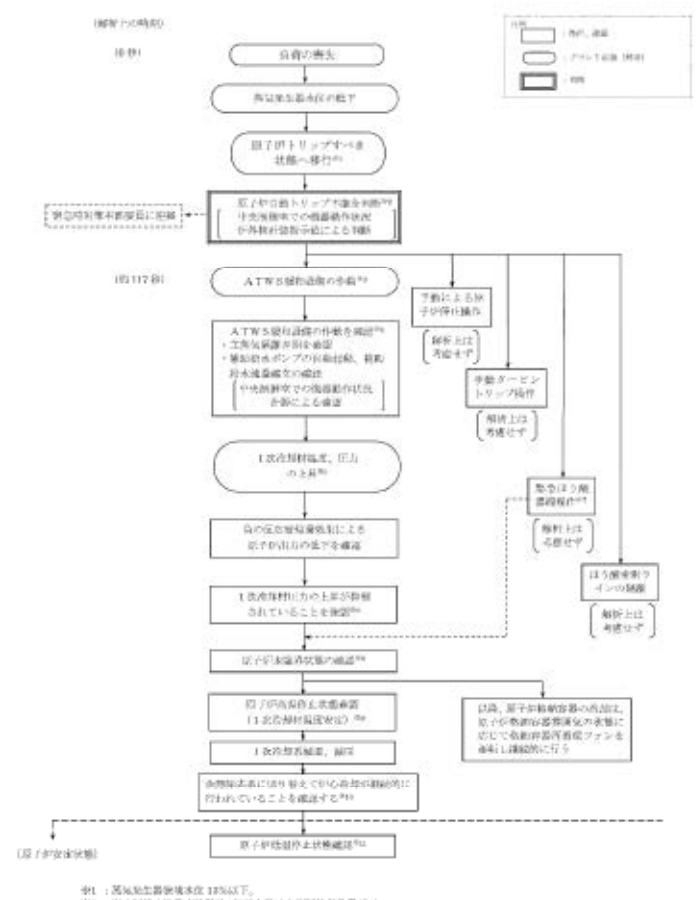
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>図 2.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	 <p>第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)</p>	<p>対応手順の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・詳細な対応手順は異なるが、ATWS 緩和設備作動、ほう酸濃縮、余熱除去系による冷却を行うという点では、泊も女川も同様</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第7.1.5.3図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	 <p>第2.5.4図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要              (「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)</p>	<p>重要事故シーケンスの相違              ・泊は重要事故シーケンスが「主給水流喪失」と「負荷の喪失」がある</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

第2.5.4図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

第7.1.5.4図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

第7.1.5.4図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流速喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故）

注：本図は、主給水流速喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故を想定し、原子炉停止機能喪失の作業と所要時間を示しています。図中の「炉内中性子密度監視」は、原子炉停止機能喪失の作業の一部として行われます。また、図中の「炉内中性子密度監視」は、原子炉停止機能喪失の作業の一部として行われます。

第2.5.5図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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7.1.5.5図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)</p>	<p>第2.5.6図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間(負荷の喪失+原子炉トリップ失敗)</p>	<p>重要事故シーケンスの相違              ・泊は重要事故シーケンスが「主給水流失」と「負荷の喪失」がある</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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2.5.6図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (事象発生から300秒後まで)</p>	<p>第7.1.5.6図 原子炉出力の推移 (主給水流量喪失)</p>	<p>第2.5.7図 原子炉出力の推移 (主給水流量喪失)</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> 解析結果の相違</p>
<p>第2.5.7図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (事象発生から300秒後まで)</p>	<p>第7.1.5.7図 1次冷却材平均温度の推移 (主給水流量喪失)</p>	<p>第2.5.8図 1次冷却材平均温度の推移 (主給水流量喪失)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.8 図 逃がし安全弁流量及び高压炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移（事象発生から300秒後まで）</p> <p>第 2.5.9 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.8 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.9 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.9 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.10 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大飯】                  解析結果の相違                  ・泊3号は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の降下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する。</p>
<p>第 2.5.11 図 燃料被覆管温度の推移（14ノード、事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.10 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.11 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>解析結果の相違                  ・泊3号は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の降下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.12 図 燃料被覆管温度<sup>注2</sup>の推移（14ノード及び18ノード、事象発生から300秒後まで）</p> <p><small>注2 燃料被覆管については、断面より内部の方が高い温度となるものの、今回の評価は燃料の着しい状態の有無（最大事故防止）を確保していることに従い、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、進化によって破損が生じると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している。</small></p>	<p>第 7.1.5.11 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）</p>	<p><b>【大飯】</b>                  解析結果の相違                  ・泊3号は炉心上端ボイド率が0.4程度となるが、燃料被覆管温度が有意に上昇せず、炉心露出は発生していないため影響は小さい</p>
<p>第 2.5.13 図 熱伝達係数の推移（燃料被覆管最高温度の発生位置、事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.12 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p> <p><small>* 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す。</small></p>	<p>第 2.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）</p> <p><small>* 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す。</small></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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第 2.5.14 図 クオリティの推移（燃料被覆管最高温度の発生位置、事象発生から 300 秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.13 図 2次系除熱量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.14 図 2次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.15 図 中性子束及び炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.14 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.15 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.16 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移(事象発生から 50 分後まで)</p> <p>※ 主给水ポンプホットウェル水位低信号を受けて停止する。実際でも数秒の時間差は無いことを踏まえ、今回の評価では、低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ、電動機駆動原子炉給水ポンプの停止を同時刻としている。</p>	<p>第 7.1.5.15 図 2次系圧力の推移(主給水流量喪失)</p>	<p>第 2.5.16 図 2次冷却系圧力の推移(主給水流量喪失)</p>	<p><b>【大飯】</b>                  解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.17 図 逃がし安全弁流量及び高圧炉心スプレイ系+原子炉隔離時冷却系流量の推移(事象発生から 50 分後まで)</p> <p>※ 100%は定格給水流量(4.735×10<sup>4</sup> t/h)を示す</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.18 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.16 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.17 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.5.19 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.17 図 給水流量の推移（主給水流量喪失）</p>	<p>第 2.5.18 図 給水流量の推移（主給水流量喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.20 図 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)</p> <p>第 2.5.21 図 外部電源がない場合の中性子束及び炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)</p>		<p>第 2.5.19 図 1次冷却材圧力の推移 (主給水流量喪失) (減速材温度係数初期値を-13pcm/°Cとした場合)</p> <p>【大飯】          解析結果の相違          ・泊3号は審査において大飯3,4号の記載も踏まえ、-13pcm/°Cの解析結果も示した上で、泊3号炉心設計に基づく-18pcm/°Cを用いて解析した (指摘事項 160804-04)</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第2.5.22図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第7.1.5.18図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第2.5.20図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p>
<p>第2.5.23図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度の推移（事象発生から300秒後まで）</p>	<p>第7.1.5.19図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第2.5.21図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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>第2.5.24図 外部電源がない場合のサブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）</p> <p>第2.5.25図 注水温度10℃の場合の中性子束及び炉心流量の推移（事象発生から50分後まで）</p>	<p>第7.1.5.20図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第2.5.22図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大阪】          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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.26 図 注水温度 10℃ の場合の原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）</p> <p>第 2.5.27 図 注水温度 10℃ の場合の燃料被覆管温度の推移（事象発生から 300 秒後まで）</p>	<p>第 7.1.5.21 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）</p> <p>第 7.1.5.22 図 加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.23 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）</p> <p>第 2.5.24 図 加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）</p>	<p><b>【大飯】</b>  <b>解析結果の相違</b>          ・泊3号は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の降下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する。</p> <p><b>解析結果の相違</b>          ・泊3号は補助給水流量が少ないため、1次冷却材温度・圧力の降下が緩やかになるため、圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する。</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.28 図 注水温度 10℃の場合のサプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.23 図 炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.25 図 炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）</p>	<p><b>【大飯】</b>                  解析結果の相違                  ・泊3号は炉心上端ボイド率が0.4程度となるが、燃料被覆管温度が有意に上昇せず、炉心露出は発生していないため影響は小さい。</p>
<p>第 2.5.29 図 格納容器の除熱を考慮しない場合のサプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）</p>	<p>第 7.1.5.24 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p>	<p>第 2.5.26 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（負荷の喪失）</p>	<p>解析結果の相違</p>



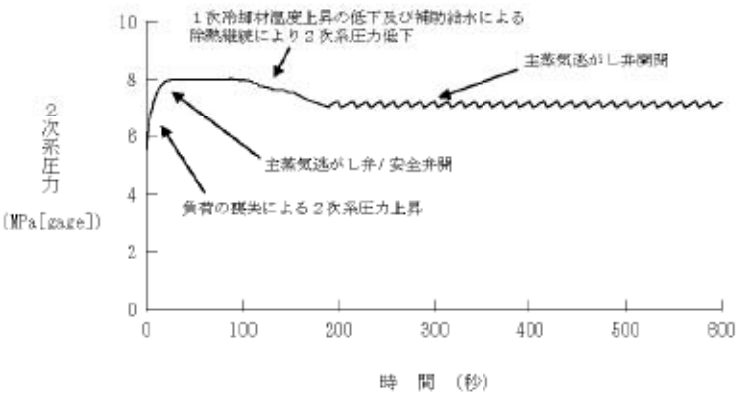
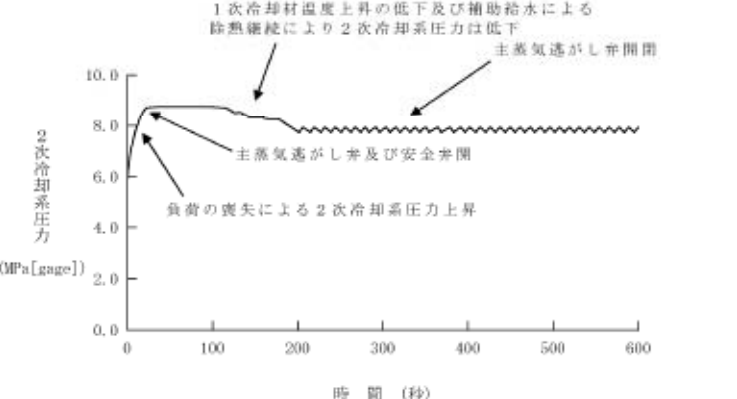
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.30 図 リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の推移 (事象発生から300秒後まで)</p>	<p>第 7.1.5.25 図 2次系除熱量の推移 (負荷の喪失)</p>	<p>第 2.5.27 図 2次冷却系除熱量の推移 (負荷の喪失)</p>	<p><b>【大飯】</b>                  解析結果の相違</p>
	<p>第 7.1.5.26 図 蒸気流量の推移 (負荷の喪失)</p>	<p>第 2.5.28 図 蒸気流量の推移 (負荷の喪失)</p>	<p>解析結果の相違</p>

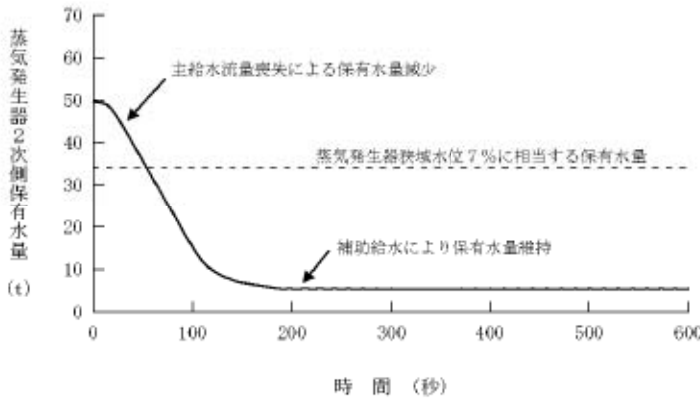
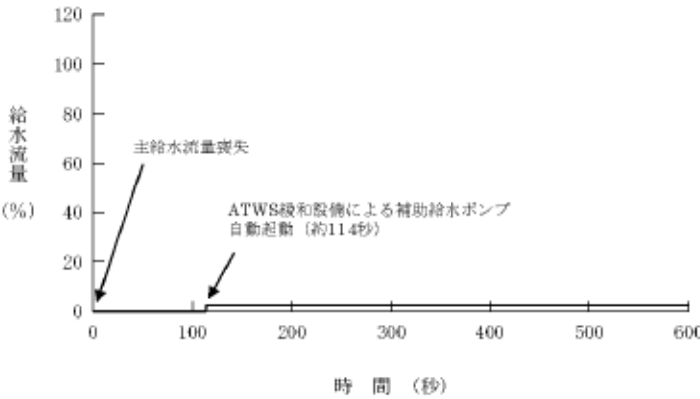
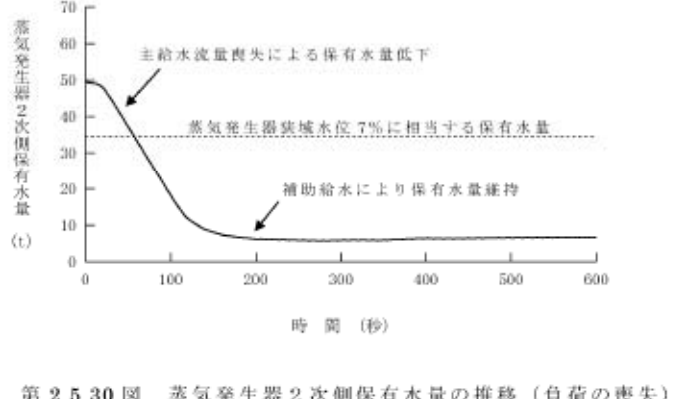
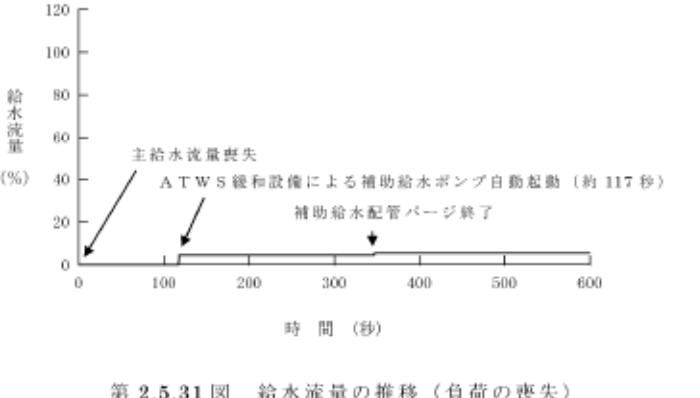
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 data-bbox="1142 865 1587 892">第7.1.5.27図 2次系圧力の推移（負荷の喪失）</p>	 <p data-bbox="1982 919 2427 947">第2.5.29図 2次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）</p>	<p data-bbox="2605 451 2754 525">【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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 7.1.5.28 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（負荷の喪失）</p>  <p>第 7.1.5.29 図 給水流量の推移（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.30 図 蒸気発生器2次側保有水量の推移（負荷の喪失）</p>  <p>第 2.5.31 図 給水流量の推移（負荷の喪失）</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

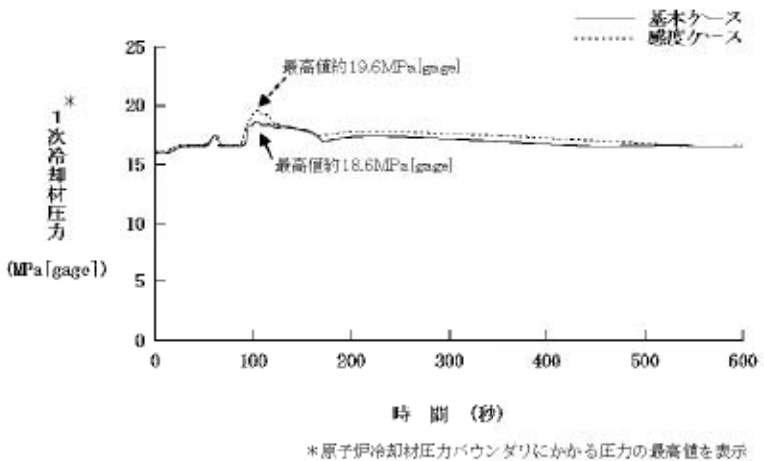
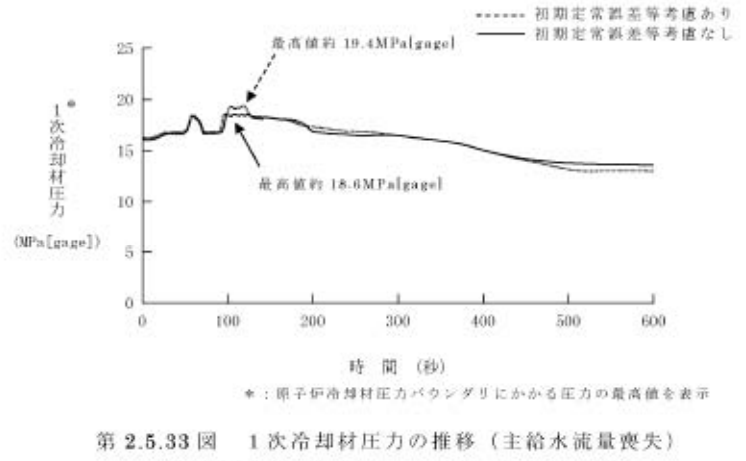
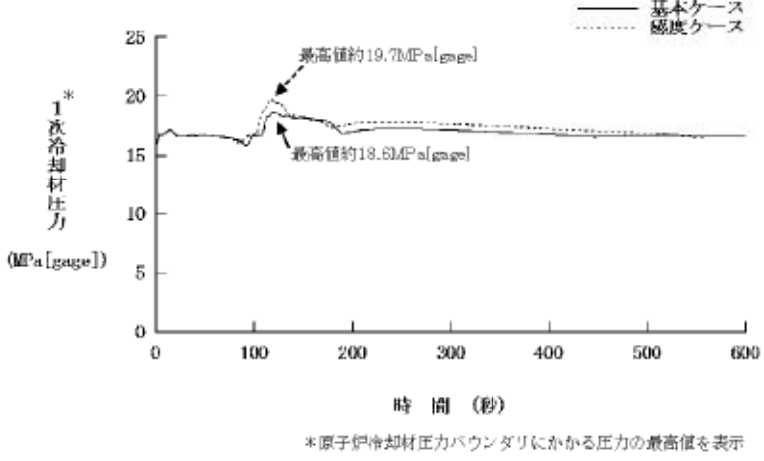
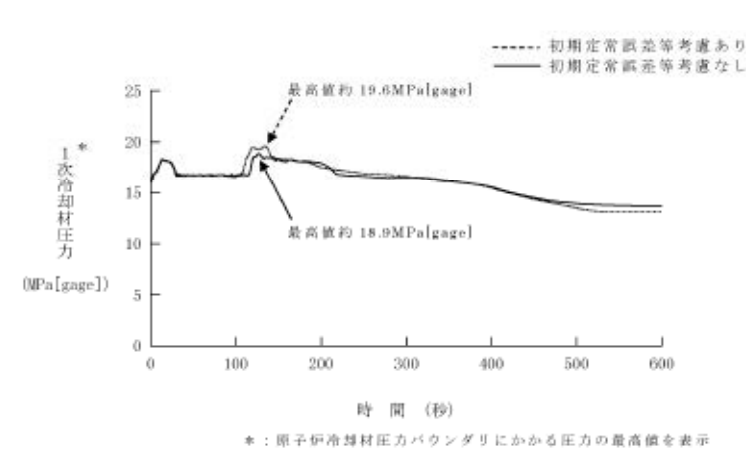
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 2.5.32 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）          （減速材温度係数初期値を-13pcm/℃とした場合）</p>	<p><b>【大飯】</b>  <b>解析結果の相違</b>                  ・泊3号は審査において大飯3,4号の記載も踏まえ、-13pcm/℃の解析結果も示した上で、泊3号炉心設計に基づく-18pcm/℃を用いて解析した（指摘事項160804-04）</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）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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 7.1.5.30 図 1次冷却材圧力の推移比較（主給水流量喪失）</p>	 <p>第 2.5.33 図 1次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）              （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	<p>【大飯】                  解析結果の相違                  ・泊3号は先行3ループプラントよりもTavgが高く結果が厳しい傾向となるため、MTC初期値として炉心設計を包絡する-18pcm/°Cを用いた解析を行う。（指摘事項160804-03）</p>
	 <p>第 7.1.5.31 図 1次冷却材圧力の推移比較（負荷の喪失）</p>	 <p>第 2.5.34 図 1次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）              （初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）</p>	