

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE712-9 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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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
比較結果等をとりとまとめた資料			
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)			
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。			
2. 女川2号炉まとめ資料との比較結果の概要			
2-1) 比較表の構成及び資料構成について			
・比較表 : 女川原子力発電所2号炉はまとめ資料、泊発電所3号炉は設置変更許可申請書補正書案、大飯発電所3/4号炉はまとめ資料を記載しているため、記載表現が異なる箇所があるが文意に差異なし			
・資料構成 : 項目は女川/泊/大飯すべて同一であり、項目単位では各プラント横並びで比較可能			
・女川は「全交流動力電源喪失」を4つの事故シーケンスグループ（長期TB、TBU、TBD、TBP）に細分化している。泊の「全交流動力電源喪失」は「RCPシールLOCAが発生する場合」と「RCPシールLOCAが発生しない場合」の2つの事故シーケンスで評価している。比較表では24時間の交流電源喪失を想定する「RCPシールLOCAが発生しない場合」と女川の「長期TB」を比較する。			
・プラント型式や事故シーケンスグループ等の相違により記載表現・内容が異なる箇所があるが、基準適合の観点から大きな過不足は見られなかった			
2-2) 有効性評価の主な項目 (1/2)			
事故シーケンスグループの特徴	女川原子力発電所2号炉 外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して、原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。 このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。	泊発電所3号炉 原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。	差異なし （記載表現は異なるが、SBOが発生しECCS等が作動せず、LOCA等により1次冷却材が喪失し、緩和措置がとられない場合には炉心損傷に至る点は、泊も女川も同様）

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

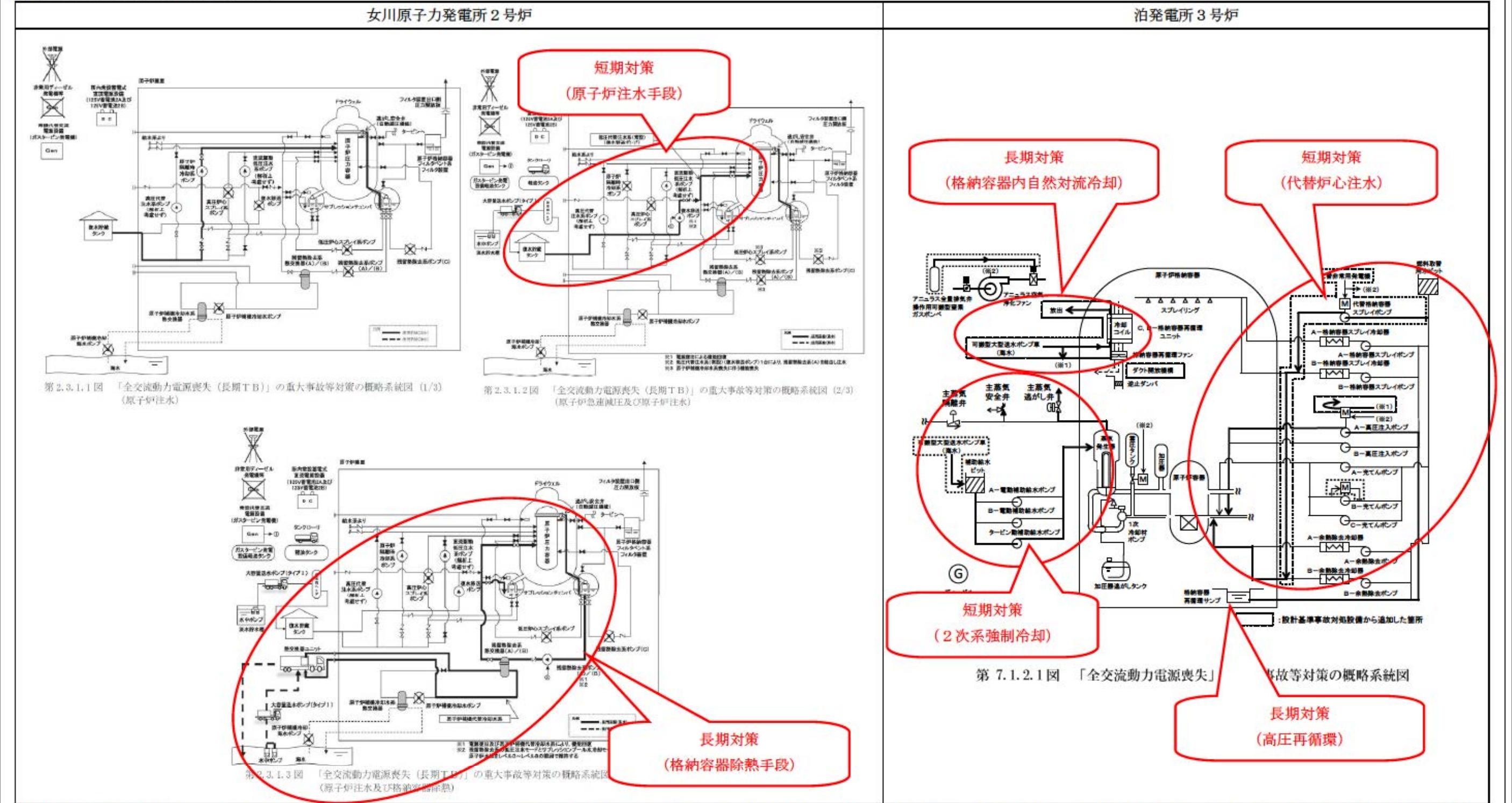
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
2-2) 有効性評価の主な項目 (2/2)			
炉心損傷防止対策 (概略系統図参照)	女川原子力発電所2号炉 初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。 また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。	泊発電所3号炉 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。 また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	差異の説明 ・短期対策は泊は2次系強制冷却と代替炉心注水に対して、女川は原子炉注水と炉心冷却 ・長期対策は泊は格納容器内自然対流冷却と高圧再循環、女川は格納容器除熱手段により最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことで原子炉格納容器雰囲気除熱を行う
重要事故シーケンス	全交流動力電源喪失（長期 TB） 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」	「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCP シール LOCA が発生する事故」及び RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」	重要事故シーケンスの相違 ・泊は RCP シール LOCA が発生する場合としない場合の2つの重要事故シーケンスがある
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料被覆管の最高温度は、初期値（約 309℃）を上回ることなく、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。 また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.366MPa[gage] 及び約 153℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	燃料被覆管温度は、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。 また、RCP シール部からの漏えいが停止するまでに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り、「a. RCP シール LOCA が発生する場合」に比べ厳しくならないことから、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。	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） 差異なし （記載内容は異なるが、原子炉格納容器の圧力及び温度が最高使用圧力（女川は限界圧力）及び最高使用温度（女川は限界温度）を下回る点では、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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
-------------	---------	------------	-------

2-3) 重大事故等対策の概略系統図



<p>短期対策： 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却</p> <p>長期対策： 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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手段</p>	<p>短期対策： 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</p> <p>長期対策： 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入系による高圧再循環</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2-4) 主な差異</p> <table border="1" data-bbox="231 321 2763 569"> <thead> <tr> <th data-bbox="231 321 647 367"></th> <th data-bbox="647 321 1353 367">女川原子力発電所2号炉</th> <th data-bbox="1353 321 2056 367">泊発電所3号炉</th> <th data-bbox="2056 321 2763 367">差異の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="231 367 647 569">解析コードの相違</td> <td data-bbox="647 367 1353 569">長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める</td> <td data-bbox="1353 367 2056 569">プラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力, 燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 原子炉格納容器内圧解析コード COCO により原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</td> <td data-bbox="2056 367 2763 569">・使用する解析コードの相違</td> </tr> </tbody> </table>					女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明	解析コードの相違	長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める	プラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力, 燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 原子炉格納容器内圧解析コード COCO により原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。	・使用する解析コードの相違
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明								
解析コードの相違	長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める	プラント過渡解析コード M-RELAP5 により1次冷却材圧力, 燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 原子炉格納容器内圧解析コード COCO により原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。	・使用する解析コードの相違								
<p>2-5) 差異の識別の省略</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ プラントトリップ (泊) ⇔ 原子炉スクラム (女川) ➤ 1次系 (泊) ⇔ 1次冷却系 (大飯) ➤ 2次系 (泊) ⇔ 2次冷却系 (大飯) ➤ 作動 (泊) ⇔ 動作 (大飯) ➤ 最小保有水量 (泊) ⇔ 最低保有水量 (大飯) ➤ 安定停止状態 (泊) ⇔ 安定状態 (女川) ➤ 減少 (泊) ⇔ 低下 (大飯) ➤ 蒸発 (泊) ⇔ 蒸散 (大飯) 											

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）</p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失（長期TB）」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、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」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「全交流動力電源喪失（長期TB）」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して、原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。 このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により</p>	<p>7.1.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要</p>	<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失」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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温、減圧及び復水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要</p>	<p>事故シーケンスグループの相違</p> <p>・女川は全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループが4つに分かれている</p> <p>・以下、比較的事故シーケンスの特徴が類似している泊のRCPシール LOCA が発生しない場合と女川のTBPを比較する</p> <p>事故シーケンスの相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・記載は異なるが、SBOが発生し、ECCS等が作動せず緩和措置が取られない場合には炉心損傷に至る点は、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉压力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時</p>	<p>な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによ</p>	<p>な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによ</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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、1次系を減圧し炉心注水することで炉心損傷を防止し、長期的にはCV徐熱を行う点では、泊も女川も同様 <p>対策設備の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>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、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。</p> <p>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原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1図から第2.3.1.3図に、手順の概要を第2.3.1.4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2.3.1.1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2.3.1.5図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたこと</p>	<p>る代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、対応手順の概要を第7.1.2.2図及び第7.1.2.3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7.1.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2(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、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計15名であり、事象発生3時間以降は参集要員も考慮する。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が、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち災害対策要員が6名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が3名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービン</p>	<p>る代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.2.1図に、対応手順の概要を第2.2.2図から第2.2.4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2.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.2.2(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、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計46名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員12名（1号炉及び2号炉中央制御室要員2名を含む。）である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が26名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第2.2.5図及び第2.2.6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p>	<p>体制の相違 ・要員体制が異なるが、整備した体制で対応可能な点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・泊はSBOの判断基準を記載している</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>を確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない</p>	<p>トリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。 （添付資料7.1.2.1）</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替</p>	<p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による炉心冷却を行う。 （添付資料2.2.1）</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、</p>	<p>手順の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はSGTR等の兆候が確認された場合の手順を記載 <p>PWRとBWRの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・以降の手順はPWRとBWRで異なるため大飯と比較する <p>【大飯】設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は「常用母線電源電圧低」でも起動する場合があるため

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する。</p>	<p>格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却並びに中央制御室非常用循環系のダンパ開放の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料 7.1.2.2）</p> <p>e. 補助給水系の機能維持の判断 すべての補助給水流量指示の合計が80 m³/h以上であることを確認する。</p> <p>補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止 充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。</p>	<p>恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放並びに送水車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.2.2）</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料 2.2.1、2.2.3、2.2.4）</p> <p>e. 補助給水系機能維持の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が125m³/h以上であることを確認する。</p> <p>補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作 充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>d. 125V 直流電源負荷切離し 原子炉隔離時冷却系で使用している所内常設蓄電式直流電源設備（125V 蓄電池）の枯渇を防止するため、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて125V 直流負荷の切離しを実施する。また、事象発生から8時間後に制御建屋内にて125V 直流負荷の切離しを実施することにより24時間 にわたって125V 直流電源の供給を行う。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生から24時間後まで継続可能な処置を行う。 （添付資料7.1.2.5）</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却 事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。 蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。 （添付資料7.1.2.4）</p> <p>i. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p>	<p>なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。</p> <p>g. 不要直流電源負荷切離し 空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生から24時間後まで継続可能な処置を行う。 （添付資料2.2.2）</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却 事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの補給を行う。 蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。 （添付資料2.2.5、2.2.6）</p> <p>i. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>f. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p>	<p>アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給（窒素ポンベ接続）及びダンパの自動開操作を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止 1次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。 （添付資料 7.1.2.6）</p> <p>l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開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>m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水 代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。</p>	<p>アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作 1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。 （添付資料 2.2.5）</p> <p>l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開 蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開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>m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水 恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転</p> <p>原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、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）運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p>	<p>行う。ただし、代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 7.1.2.3）</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニット及びA-高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。</p> <p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位指示 16.5% 到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示 71% 以上を確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切替え、炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続</p> <p>長期対策として、タービン動補助給水ポンプ</p>	<p>設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.2.7）</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニット、B高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転を行う。</p> <p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により高圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等であり、高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続</p> <p>長期対策として、外部電源が回復すればター</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転に切り替える。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、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）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モ</p>	<p>から電動補助給水ポンプへの切替を行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続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>p. 原子炉補機冷却系の復旧作業</p> <p>原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。</p>	<p>ピン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続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>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</p> <p>緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.2.8）</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>ード)の運転を再開する。 以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系により継続的に行う。</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2.3.1.2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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>7.1.2.2 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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</p>	<p>2.2.2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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</p>	<p>重要事故シーケンスの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はRCPシールLOCAが発生する場合としない場合の2つの重要事故シーケンスがある <p>記載方針の相違</p> <p>解析コードの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 ・重要現象を適切に評価できる点では、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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2.3.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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7.1.2.2表及び第7.1.2.3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7.1.2.9）</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、外部電源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 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「(a)起回事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率 RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約109m³/h（480gpm）とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm（約0.6インチ）を設定する。</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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2.2.2表及び第2.2.3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2.2.9）</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、外部電源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 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「(a)起回事象」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率 RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603における最大の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約109m³/h（480gpm相当）とし、その漏えい率相当となる口径約1.4cm（約0.6インチ）を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、SBOが発生し、原子炉補器冷却機能も喪失する点は、泊も女川も同様</p> <p>事故条件の相違 ・泊はRCPシール部からの漏えいにより1次冷却材が減少する ・漏えい率はRCPシールLOCAの発生の有無により異なる</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、主蒸気止め弁閉信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m³/h(7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p>	<p>また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m³/hとし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm(約0.07インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料7.1.2.10、7.1.2.11)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生60秒後に3基の蒸気発生器に合計80m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(b) 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くす</p>	<p>場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、1次冷却系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h(21gpm相当)とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm(約0.13インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料2.2.10、2.2.11、2.2.24)</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、事象発生60秒後に4基の蒸気発生器に合計200m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(b) 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(添付資料2.2.24)</p> <p>(c) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くす</p>	<p>PWRとBWRの相違 ・機器条件は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>

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は事象発生から24時間後に手動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大130m³/hの流量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,191m³/h）の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サブプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(f) 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード） 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、実施するものとする。 また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり16MW（サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>(g) 原子炉補機代替冷却水系 伝熱容量は16MW（サブプレッションプール水</p>	<p>ることで、1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最小保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量） 29.0m³（1基当たり） （添付資料7.1.2.12）</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。 （添付資料7.1.2.7）</p> <p>(e) RCPシール部からの漏えい停止 RCPシールLOCAが発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p>	<p>ることで、1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1基当たり） （添付資料2.2.12）</p> <p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。 （添付資料2.2.13）</p> <p>(e) RCPシール部からの漏えい停止 RCPシールLOCAが発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>温 154℃、海水温度 26℃において) とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から 24 時間後に開始する。</p> <p>(c) 原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生から 25 時間後に開始する。</p> <p>(d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水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は、事象発生から 25 時間後に開始する。</p> <p>(e) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、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開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。 （添付資料 7.1.2.5）</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa [gage] に対して約 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa [gage] の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 （添付資料7.1.2.4, 7.1.2.13）</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa [gage] 到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 （添付資料7.1.2.6）</p> <p>(e) 2次系強制冷却再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 （添付資料 7.1.2.4）</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。 （添付資料 2.2.8）</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次冷却系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa [gage] に対して 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa [gage] の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 （添付資料 2.2.6、2.2.14）</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa [gage] 到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 （添付資料 2.2.5）</p> <p>(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 （添付資料 2.2.6）</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生</p>	<p>PWR と BWR の相違 ・操作条件は 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>

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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) 有効性評価の結果</p>	<p>器水位を狭域水位内に維持するものとする。 (g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1 次冷却材圧力が 0.7MPa[gage] に到達すれば、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.2 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.2.6 図から第 7.1.2.16 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.2.17 図から第 7.1.2.22 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.2.23 図及び第 7.1.2.24 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及び RCP シール LOCA の発生を仮定しているため、1 次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生約 1 分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約 30 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、1 次系を減温、減圧することで、事象発生約 39 分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生約 55 分後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage] に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生約 70 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、</p>	<p>器水位を狭域水位内に維持するものとする。 (g) RCP シール LOCA が発生する場合には、1 次冷却材圧力が 0.7MPa[gage] に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.3 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.7 図から第 2.2.17 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.18 図から第 2.2.23 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 2.2.24 図及び第 2.2.25 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及び RCP シール LOCA の発生を仮定しているため、1 次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生約 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約 30 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減温、減圧することで、事象発生約 40 分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生約 54 分後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage] に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生約 70 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生約</p>	<p>PWR と BWR の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RCP シール LOCA が発生する場合には、以降、大飯と比較する <p>【大飯】設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>事象発生約80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで1次系の保有水量は回復する。 (添付資料7.1.2.14)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第7.1.2.16図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。 1次冷却材圧力は第7.1.2.6図に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る。 原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.23図及び第7.1.2.24図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回っている。 その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環運転を行うことで、第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。 (添付資料7.1.2.8) 第7.1.2.6図から第7.1.2.8図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も格納容器再循環ユニットによる</p>	<p>80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで1次冷却系の保有水量は回復する。 (添付資料2.2.15)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第2.2.17図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1200℃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。 1次冷却材圧力は第2.2.7図に示すとおり、初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。 原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.2.24図及び第2.2.25図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回っている。 その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧代替再循環運転を行うとともに、第2.2.26図及び第2.2.27図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度100℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ約0.130MPa[gage]及び約100℃で維持される。 (添付資料2.2.16) 第2.2.7図から第2.2.9図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の停止状態になり、1次冷却系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も格納容器再循環ユニットによる格</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.3.1.6 図から第 2.3.1.11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のポイド率及び炉心下部プレナム部のポイド率の推移を第 2.3.1.12 図から第 2.3.1.14 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第 2.3.1.15 図から第 2.3.1.18 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するポイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展 外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉信号が</p>	<p>格納容器内自然対流冷却、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>（添付資料7.1.2.15）</p> <p>なお、海水システムの復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.3 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 7.1.2.27 図から第 7.1.2.35 図に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第 7.1.2.36 図から第 7.1.2.41 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展 事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次</p>	<p>格納容器内自然対流冷却、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>（添付資料 2.2.17）</p> <p>なお、海水システムの復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>（添付資料 2.2.8）</p> <p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.2.28 図から第 2.2.36 図に、2次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第 2.2.37 図から第 2.2.42 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展 事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <p>事象進展の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>併せて、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、除熱機能喪失が発生する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料2.3.1.1）</p> <p>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことにより、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料2.3.1.2）</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が開始すると回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p>	<p>冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCPシールLOCAは発生しないことから1次系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生約60分後に蓄圧注入系が作動する。</p> <p>事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料7.1.2.14）</p>	<p>冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCPシールLOCAは発生しないことから1次冷却系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生約30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生約63分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生約11時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.2.15、2.2.23）</p>	<p>・記載は異なるが、外電喪失・SBO発生に伴い原子炉トリップし、補機冷を喪失する点では、泊も女川も同様</p> <p>事象進展の相違</p> <p>事象進展の相違</p> <p>・記載は異なるが、24時間後に代替交流電源が復旧し、様々なSA対策を実施する点では、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>そのため、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から25時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、蒸気の流入によってサプレッションプール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵タンクとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.3.1.12図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、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2.3.1.6図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.47MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.77MPa[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。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.366MPa[gage]及び約153℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 （添付資料2.3.1.3）</p> <p>第2.3.1.7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続によ</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第7.1.2.35図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.2.27図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに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り、「a. RCPシールLOCAが発生する場合」に比べ厳しくならないことから、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7.1.2.27図及び第7.1.2.28図に示すとおり、事象発生の約31時間後に高温の停止状態</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第2.2.36図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.2.28図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに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り、第2.2.26図及び第2.2.27図に示す「全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくならないことから、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2.2.28図及び第2.2.29図に示すとおり、事象発生の約26時間後に高温の停止状態にな</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はRCPシール部からの漏えいによりCV圧力・温度が上昇するが、女川はRPV内の上記がCVに流入することでCV圧力・温度が上昇する ・また、泊は最高使用圧力・温度を下回るが、女川は限界圧力・温度を下回る <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが、安

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>り炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.3.1.4)</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>になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.2.16)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>り、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.2.18)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>定停止状態に至り、安定停止状態を維持できる点では、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2.3.1.3 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>全交流動力電源喪失（長期TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給機能が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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される操作として、常設直流電源負荷切離し操作、原子炉補機代替冷却水系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整でき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30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。</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、「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>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないこ</p>	<p>2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次冷却系の減温、減圧率を調整でき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、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないこと</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"> ・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 <p>対策設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重大事故等対策の相違により不確かさの影響を確認する運転員等操作が異なる <p>解析コードの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊と女川では使用する解析コードが異なるため、以降、大飯と比較する

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>とから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強</p>	<p>から、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不</p>	<p>制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレィポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運</p>	<p>系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことか</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び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>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</p>	<p>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の</p>	<p>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 2.2.19)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、</p>	<p>解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>(添付資料 2.2.19)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値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、原則、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としている。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崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.2.2表及び第2.2.3表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値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、原則、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としている。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崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p>	<p>記載表現の相違 ・泊は具体的な項目名を記載している</p> <p>解析条件の相違 ・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</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量，原子炉水位，サブプレッションプール水位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>機器条件の逃がし安全弁は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している弁数より多くなり，急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行 すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.3.1.5）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/m²に対して最確条件は約42.0kW/m²以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度上昇は緩和さ</p>	<p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合，解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため，1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり，主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合，解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため，1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり，主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>れるが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下することで、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 7.1.2.12）</p> <p>なお、本重要事故シナリオよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内</p>	<p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 2.2.12）</p> <p>なお、本重要事故シナリオよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>初期条件の炉心流量，原子炉水位，サプレッションプール水位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>機器条件の逃がし安全弁は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している弁数より多くなり，急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより，原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.5）</p> <p>b. 操作条件 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」</p>	<p>内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから，本重要事故シナリオでも長期的な除熱は可能であり，このことは第7.1.2.25 図及び第7.1.2.26 図でも確認できる。さらに，格納容器再循環ユニットの除熱特性について，粗フィルタを取り外した場合，「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件 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</p>	<p>自然対流冷却により除熱できることを確認していることから，本重要事故シナリオでも長期的な除熱は可能であり，このことは第2.2.26 図及び第2.2.27 図でも確認できる。さらに，格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合，「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.2.19）</p> <p>b. 操作条件 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</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊3号は基本ケースに粗フィルタがある場合の設計値を使用しており，感度解析における評価条件の明確化を図った</p> <p>記載表現の相違</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生1時間後までに切離し及び事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生25時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に15時間を想定することで、合計25時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の</p>	<p>込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>2次系強制冷却再開は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの起動は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用とし</p>	<p>込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉操作は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>2次冷却系強制冷却再開は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの起動は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用</p>	<p>操作条件の相違 ・泊と女川では操作条件が異なるため、以降、大飯と比較する</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、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想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させ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>なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>て実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「(3)操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開</p>	<p>として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉操作すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「2.2.3(3)操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）については、事象発生から20分後までに実施可能であるが、事象発生から1時間後までに常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）が実施できれば、直流電源が枯渇することはないことから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（現場操作）については、事象発生8時間後から操作時間60分で実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離しの対象となる負荷について9.5時間給電を継続する条件としていることから、時間余裕がある。</p>	<p>も、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.1.2.18)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生30分後であるのに対し、事象発生60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.42図から第7.1.2.45図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p>	<p>出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次冷却系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「2.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次冷却系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生30分後であるのに対し、事象発生60分後に開始する場合の感度解析結果を第2.2.43図から第2.2.46図に示す。その結果、1次冷却系の減温、減圧が遅くなることで、1次冷却系からの漏えい量が多くなり、1次冷却系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p>	<p>運転員等操作の相違 ・泊と女川では運転員等操作が異なるため、以降、大飯と比較する</p>

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作については、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から 25 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(添付資料 7.1.2.18) 蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第 7.1.2.46 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が 1 次系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料 7.1.2.13) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.1.2.47 図に示すとおり、1 次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1 次冷却材圧力が 2 次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 1.6 時間の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料 7.1.2.19)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により 1 次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 (添付資料 7.1.2.17)</p>	<p>(添付資料 2.2.20) 蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第 2.2.47 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が 1 次冷却系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 10 分の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料 2.2.14) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 2.2.48 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が 2 次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 1.1 時間の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料 2.2.21)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により 1 次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 (添付資料 2.2.19)</p>	<p>【大飯】 評価結果の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載表現の相違 ・泊は具体的な操作及びその効果を記載している</p> <p>記載内容の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2.3.1.4 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「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 （添付資料 2.3.1.6）</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水については、7日間</p>	<p>7.1.2.4 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「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な初動の要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 15名であり、事象発生3時間以降については参集要員も考慮する。したがって「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す発電所災害対策要員33名及び参集要員で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び、RCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる</p>	<p>2.2.4 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「全交流動力電源喪失」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、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 46名である。</p> <p>したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び、RCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,860m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替</p>	<p>体制の相違</p> <p>・要員体制が異なるが、整備した体制で対応可能な点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>水源の相違</p> <p>・泊は燃料取替用水ピット及び補助給</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>の対応を考慮すると、合計約 760m³ の水が必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ 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>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱については、サ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>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 414kL の軽油が必要となる。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。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 42kL 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、常設代替交流電源設備による電源供給、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原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である。</p>	<p>代替炉心注水については、事象発生約 58.8 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能である。なお、約 7 時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車による補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>代替非常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 138.1kL の軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 7.4kL の軽油が必要となる。</p>	<p>炉心注水については、事象発生約 64.2 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>復水ピット（1,035m³：有効水量）を水源とするタービン動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。なお、6.7 時間以降は、復水ピットに送水車（約 300m³/h（1台あたり））による補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置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日間の運転継続には約 133.4kL 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>水ピットを取水源とするが、女川は復水貯蔵タンク及びサ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</p> <p>・泊も女川も7日間の注水継続が可能な点は同様</p> <p>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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>る（合計使用量約505kL）。</p> <p>c. 電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,485kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての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>補助給水ピットへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については事象発生約7時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.6kLが必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生約14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.1kL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168.2kL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 代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW（3,450kVA）にて供給可能である。</p>	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生約13.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kLの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.4kLの重油が必要となるが「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち、使用可能量（548kL）にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油 送水車による復水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生約6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約10,107L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20,214kLとなるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000Lにて供給可能である。</p> <p>c. 電源 空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,759kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW（3,650kVA）にて供給可能である。</p>	<p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが、代替非常用発電機の給電容量で重大事故等対策時に必要な負荷を賄えるでは、泊も女川も同様 <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・緊急時対策所への電源共有に関しては

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.1.1)</p>	<p>(添付資料7.1.2.20)</p>	<p>(添付資料 2.2.22)</p>	<p>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> <p>・蓄電池容量に関しても SA57 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 24 時間の直流電源の供給が可能</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失(長期 TB)」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失(長期 TB)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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手段を整備している。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失(長期 TB)」の重要事故シナリオ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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ことにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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</p>	<p>7.1.2.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シナリオ「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCP シール LOCA が発生する事故」及びRCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満</p>	<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シナリオ「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCP シール LOCA が発生する事故」及びRCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>重大事故等対策の相違 ・設備及び手順は異なるが、炉心注水手段及び格納容器除熱手段を整備している点は、泊も女川も同様</p> <p>重要事故シナリオの相違</p> <p>重大事故等対策の相違 ・炉心損傷防止を図れる点では、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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価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>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、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。</p>	<p>足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</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、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、全交流動力電源喪失時におい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「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第 2.2.1.1 表 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	異常設備	異常設備	異常設備
全交流動力電源喪失及びトリップの発生	・異常電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用冷却及び炉内冷却の圧力が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蒸気発生器（非常用）による非常用冷却水の供給を開始する。また、原子トリップ及びタービントリップを確認する。 ・蒸気発生器の運転、主蒸気圧力等の監視を行う。また、2次冷却材の供給、蒸気発生器の運転を確認する。 ・蒸気発生器の運転による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器
原子炉冷却回路の異常	・原子炉冷却回路の異常による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器
タービン発電機出力の低下	・タービン発電機出力の低下による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機
冷却水の不足	・冷却水の不足による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ

泊発電所3号炉

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（1/7）

判断及び操作	手順	異常設備	異常設備	異常設備
a. 全交流動力電源喪失及びトリップの発生	・異常電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用冷却及び炉内冷却の圧力が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蒸気発生器（非常用）による非常用冷却水の供給を開始する。また、原子トリップ及びタービントリップを確認する。 ・蒸気発生器の運転、主蒸気圧力等の監視を行う。また、2次冷却材の供給、蒸気発生器の運転を確認する。 ・蒸気発生器の運転による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器
b. タービン発電機出力の低下	・タービン発電機出力の低下による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機
c. 冷却水の不足	・冷却水の不足による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ

大阪発電所3/4号炉

第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（1/7）

判断及び操作	手順	異常設備	異常設備	異常設備
a. 全交流動力電源喪失及びトリップの発生	・異常電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用冷却及び炉内冷却の圧力が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蒸気発生器（非常用）による非常用冷却水の供給を開始する。また、原子トリップ及びタービントリップを確認する。 ・蒸気発生器の運転、主蒸気圧力等の監視を行う。また、2次冷却材の供給、蒸気発生器の運転を確認する。 ・蒸気発生器の運転による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器	420F 蒸気発生器 420F 蒸気発生器
b. タービン発電機出力の低下	・タービン発電機出力の低下による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機	タービン発電機 タービン発電機
c. 冷却水の不足	・冷却水の不足による炉内温度の上昇を確認し、必要に応じて炉内温度を抑制する。	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ	冷却水ポンプ 冷却水ポンプ

差異の説明

設計方針の相違
 ・手順や設備は異なるが、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第2.3.1.1表 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策について(2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）（復水器ポンプ）による原子炉注水	原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）（復水器ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始される。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	ガスタービン発電機 放水移送ポンプ* 放水貯蔵タンク* ガスタービン発電機設備制御タンク 発電タンク	タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広域域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系復水器ライン流量（既設） 放水ヘッドスプレッドライントライン流量（既設） 放水貯蔵タンク水位
格納容器去水（サブプレッショングループ）運転	原子炉格納容器去水冷却水系による格納容器去水を確保し、復水器別開弁（サブプレッショングループ）を確保し、格納容器去水（サブプレッショングループ）運転を開始する。	ガスタービン発電機 【格納容器去水（サブプレッショングループ）未始動モード】* 【サブプレッショングループ】* ガスタービン発電機設備制御タンク 発電タンク	原子炉格納容器去水冷却水系 タンクローリ	【格納容器去水ポンプ出口流量】* サブプレッショングループ流量
格納容器去水系（低圧注水モード）による原子炉注水	格納容器去水系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水器ポンプ）による原子炉注水を停止する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	ガスタービン発電機 【格納容器去水（低圧注水モード）】* 【サブプレッショングループ】* ガスタービン発電機設備制御タンク 発電タンク	原子炉格納容器去水冷却水系 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広域域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広域）* 原子炉水位（燃料域）* 【格納容器去水ポンプ出口流量】* 圧力調整弁水位

*：既許可の増設となつていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対策設備（設計基準参照）

泊発電所3号炉

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2/7）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1次冷却材ポンプの判断	加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンパ・格納容器再循環サンパ水位の上昇、格納容器内エアリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。	-	-	1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 原子炉格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエアリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンパ水位（広域） 格納容器再循環サンパ水位（燃料域）
e. 補助給水系の感能維持の判断	すべての補助給水系流量指示の合計が 80m ³ /h 以上であることを確認する。	タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
f. 1次冷却材ポンプ封水戻り開始等の停止	充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り開始弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備動作新信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。	-	-	-

【 】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2.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2/7）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1次冷却材ポンプの判断	加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンパ及び格納容器再循環サンパ水位の上昇、格納容器内エアリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。	-	-	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエアリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンパ水位（広域） 格納容器再循環サンパ水位（燃料域）
e. 補助給水系感能維持の判断	すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m ³ /h 以上であることを確認する。	タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
f. 1次冷却材ポンプ封水戻り開始等の停止	充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り開始弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備動作新信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。	-	-	-

【 】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、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>g. 不要直流電源負荷切離し</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 </td> <td>蓄電池（非常用） 後継蓄電池</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。 </td> <td>主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット ディーゼル発電機燃料油貯油槽</td> <td>可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー</td> <td>1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位</td> </tr> <tr> <td>i. 蓄圧注入系動作の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 </td> <td>蓄圧タンク</td> <td>-</td> <td>1次冷却材圧力（広域）</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 	蓄電池（非常用） 後継蓄電池	-	-	h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位	i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力（広域）	<p>第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>g. 不要直流電源負荷切離し</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電機装置による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 </td> <td>蓄電池 （安全防護系用）</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの供給を行う。 </td> <td>主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水ピット</td> <td>送水車 軽油ドラム缶</td> <td>1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水ピット水位</td> </tr> <tr> <td>i. 蓄圧注入系動作の確認</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 </td> <td>蓄圧タンク</td> <td>-</td> <td>1次冷却材圧力</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電機装置による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 	蓄電池 （安全防護系用）	-	-	h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの供給を行う。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水ピット	送水車 軽油ドラム缶	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水ピット水位	i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力	<p>設計方針の相違 ・手順や設備は異なるが、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水を行うという点では、泊も女川も同様</p>
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																							
g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 	蓄電池（非常用） 後継蓄電池	-	-																																							
h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位																																							
i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力（広域）																																							
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																							
g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電機装置による非常用母線への給電不能を判断した場合は、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 	蓄電池 （安全防護系用）	-	-																																							
h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気発生器がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[range]（1次冷却材温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの供給を行う。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水ピット	送水車 軽油ドラム缶	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水ピット水位																																							
i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力																																							

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 style="text-align: center;">第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4/7）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">判断及び操作</th> <th style="width: 25%;">手順</th> <th style="width: 25%;">常設設備</th> <th style="width: 25%;">計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系の空気が動作弁への代替空気供給（窒素ポンプ接続）及びタンクの手の開閉操作を行い、B-アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 </td> <td> B-アニューラス空気浄化ファン B-アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽 </td> <td> アニューラス全量排気弁操作 可搬型窒素ガスボンベ 可搬型タンクローリー </td> </tr> <tr> <td>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 </td> <td>蓄圧タンク出口弁</td> <td> 1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-中温側） </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	重大事故等対応設備				判断及び操作	手順	常設設備	計装設備	j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系の空気が動作弁への代替空気供給（窒素ポンプ接続）及びタンクの手の開閉操作を行い、B-アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	B-アニューラス空気浄化ファン B-アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽	アニューラス全量排気弁操作 可搬型窒素ガスボンベ 可搬型タンクローリー	k. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-中温側）	<p style="text-align: center;">第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4/7）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">判断及び操作</th> <th style="width: 25%;">手順</th> <th style="width: 25%;">常設設備</th> <th style="width: 25%;">計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系タンクの代替空気供給（窒素ポンプ接続）を行い、アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 </td> <td> アニューラス空気浄化ファン アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット エニファクト 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 蓄圧タンク出口弁 </td> <td> 窒素ポンプ（代替制御用空気供給用）タンクローリー </td> </tr> <tr> <td>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖操作する。 </td> <td> 1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） </td> <td> 蓄圧タンク出口弁 </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	重大事故等対応設備				判断及び操作	手順	常設設備	計装設備	j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系タンクの代替空気供給（窒素ポンプ接続）を行い、アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニューラス空気浄化ファン アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット エニファクト 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 蓄圧タンク出口弁	窒素ポンプ（代替制御用空気供給用）タンクローリー	k. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖操作する。 	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）	蓄圧タンク出口弁	<p>設計方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 手順や設備は異なるが、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水を行うという点では、泊も女川も同様
重大事故等対応設備																																			
判断及び操作	手順	常設設備	計装設備																																
j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系の空気が動作弁への代替空気供給（窒素ポンプ接続）及びタンクの手の開閉操作を行い、B-アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	B-アニューラス空気浄化ファン B-アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽	アニューラス全量排気弁操作 可搬型窒素ガスボンベ 可搬型タンクローリー																																
k. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-中温側）																																
重大事故等対応設備																																			
判断及び操作	手順	常設設備	計装設備																																
j. アニューラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> アニューラス部の水蒸器留防止及び減圧低減対策として、現場でアニューラス空気浄化系タンクの代替空気供給（窒素ポンプ接続）を行い、アニューラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系タンクの閉鎖を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニューラス空気浄化ファン アニューラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット エニファクト 空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 蓄圧タンク出口弁	窒素ポンプ（代替制御用空気供給用）タンクローリー																																
k. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa [gauge]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉鎖操作する。 	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）	蓄圧タンク出口弁																																

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（5/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可能設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 </td> <td> 主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット </td> <td>-</td> <td> 1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位 </td> </tr> <tr> <td>m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 </td> <td> 代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 代替非常用発電機 デイジーセル発電機燃料油貯油槽 【B-充てんポンプ（自己冷却）】 </td> <td>可搬型タンクローリー</td> <td> 1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉容器水位 代替格納容器スプレイポンプ出口流量減速 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可能設備	計装設備	1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位	m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 代替非常用発電機 デイジーセル発電機燃料油貯油槽 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉容器水位 代替格納容器スプレイポンプ出口流量減速	<p>第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（5/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可能設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 </td> <td> 主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 履水ピット </td> <td>-</td> <td> 1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 履水ピット水位 </td> </tr> <tr> <td>m. 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材高温度側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 </td> <td> 恒設代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 空冷式非常用発電機 燃料油貯油槽 重油タンク 【B-充てんポンプ（自己冷却）】 </td> <td>タンクローリー</td> <td> 1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉水位 恒設代替格納容器スプレイポンプ注水流量 高圧注水流量 </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可能設備	計装設備	1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 履水ピット	-	1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 履水ピット水位	m. 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材高温度側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 	恒設代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 空冷式非常用発電機 燃料油貯油槽 重油タンク 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	タンクローリー	1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉水位 恒設代替格納容器スプレイポンプ注水流量 高圧注水流量	<p>設計方針の相違 ・手順や設備は異なるが、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水を行うという点では、泊も女川も同様</p>
判断及び操作	手順	常設設備	可能設備	計装設備																													
1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位																													
m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 代替非常用発電機 デイジーセル発電機燃料油貯油槽 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温度側） 1次冷却材温度（広域-低温度側） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉容器水位 代替格納容器スプレイポンプ出口流量減速																													
判断及び操作	手順	常設設備	可能設備	計装設備																													
1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材圧力（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン駆動補助給水ポンプ及び主蒸気発生器がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 	主蒸気発生器がし弁 タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 履水ピット	-	1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 履水ピット水位																													
m. 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[case]（1次冷却材高温度側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取扱用水ピットを水源とした恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 恒設代替格納容器スプレイポンプの準備が早く終わった場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[case]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 恒設代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 	恒設代替格納容器スプレイポンプ 燃料取扱用水ピット 空冷式非常用発電機 燃料油貯油槽 重油タンク 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	タンクローリー	1次冷却材高温度側温度（広域） 1次冷却材低温度側温度（広域） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 原子炉水位 恒設代替格納容器スプレイポンプ注水流量 高圧注水流量																													

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（7/7）</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P. 原子炉補機冷却系の復旧作業</td> <td> ・原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時 間を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海 水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉 補機冷却水系統の復旧を図る。 </td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対応設備			常設設備	可搬設備	計装設備	P. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時 間を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海 水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉 補機冷却水系統の復旧を図る。	-	-	-	<p style="text-align: center;">第 2.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（7/7）</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P. 原子炉補機冷却水系の復旧作業</td> <td> ・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷 却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポ ンプモーターによる対応を行うこと等で、原子炉補 機冷却水系の復旧を図る。 </td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判断及び操作	手順	重大事故等対応設備			常設設備	可搬設備	計装設備	P. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷 却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポ ンプモーターによる対応を行うこと等で、原子炉補 機冷却水系の復旧を図る。	-	-	-	<p>設計方針の相違 ・手順や設備は異なるが、SBOを判断し、1次系を減圧、炉心注水を行うという点では、泊も女川も同様</p>
判断及び操作	手順			重大事故等対応設備																									
		常設設備	可搬設備	計装設備																									
P. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時 間を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海 水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉 補機冷却水系統の復旧を図る。	-	-	-																									
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備																											
		常設設備	可搬設備	計装設備																									
P. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷 却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポ ンプモーターによる対応を行うこと等で、原子炉補 機冷却水系の復旧を図る。	-	-	-																									

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 style="text-align: center;">第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCPシールドLOCAが発生する事故) (1/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5/COCO</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蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力 (初期)</td> <td>100%(2.652MW)×1.02</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力 (初期)</td> <td>15.41+0.21MPa[gage]</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度 (初期)</td> <td>306.6C+2.2C</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>炉心相乗熱</td> <td>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)</td> <td>17×17 燃料体集合体を装荷した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蓄積が多くなるため、段階冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。また、使用する相乗熱はウラン・プルトニウム混合燃料相乗熱を考慮している。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	M-RELAP5/COCO	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導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%(2.652MW)×1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。	1次冷却材平均温度 (初期)	306.6C+2.2C	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。	炉心相乗熱	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 燃料体集合体を装荷した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蓄積が多くなるため、段階冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。また、使用する相乗熱はウラン・プルトニウム混合燃料相乗熱を考慮している。	<p style="text-align: center;">第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (1/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>M-RELAP5/COCO</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蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力 (初期)</td> <td>100%(3.411MW)×1.02</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力 (初期)</td> <td>15.41+0.21MPa[gage]</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度 (初期)</td> <td>307.1+2.2C</td> <td>評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。</td> </tr> <tr> <td>炉心相乗熱</td> <td>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)</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蓄積が多くなるため、長期冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器 2次側保有水量(初期)</td> <td>50t(1基当たり)</td> <td>設計値として設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器自由体積</td> <td>72,900m³</td> <td>評価結果を厳しくするよう、設計値に基づき小さい値を設定。</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	M-RELAP5/COCO	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導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%(3.411MW)×1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。	1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+2.2C	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。	炉心相乗熱	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、長期冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。	蒸気発生器 2次側保有水量(初期)	50t(1基当たり)	設計値として設定。	原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	評価結果を厳しくするよう、設計値に基づき小さい値を設定。	<p>RCP シールド LOCA が発生する場合については、大阪と比較する</p> <p>【大阪】 設計の相違 ・泊3号は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																											
解析コード	M-RELAP5/COCO	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導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%(2.652MW)×1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。																																											
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。																																											
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6C+2.2C	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。																																											
炉心相乗熱	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 燃料体集合体を装荷した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蓄積が多くなるため、段階冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。また、使用する相乗熱はウラン・プルトニウム混合燃料相乗熱を考慮している。																																											
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																											
解析コード	M-RELAP5/COCO	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド率変化、気液分離・材向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導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%(3.411MW)×1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと相乗熱が大きくなり、1次冷却材の蒸気発生及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。																																											
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。																																											
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+2.2C	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減速、減圧が速くなることにも、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。																																											
炉心相乗熱	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、長期冷却時の相乗熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に相乗熱を設定。																																											
蒸気発生器 2次側保有水量(初期)	50t(1基当たり)	設計値として設定。																																											
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	評価結果を厳しくするよう、設計値に基づき小さい値を設定。																																											

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故) (2/3)</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>起回事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>外部電源喪失が発生するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>非常用所内交流電源喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>事故条件</td> <td>外部電源</td> <td>起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。</td> </tr> <tr> <td></td> <td>RCP シール部からの漏えい率 (初期)</td> <td>定格圧力において、約100m³/h (80mm/台) 相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) /台 (事象発生時からの漏えいを仮定)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉トリップ信号</td> <td>1次冷却材ポンプ電源圧降 (定格値の65%、応答時間1.8秒)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>タービン駆動補助水ポンプ</td> <td>事象発生時の60秒後に注水開始</td> </tr> <tr> <td></td> <td>主蒸気発生器冷却水ポンプ</td> <td>80m³/h (蒸気発生器3基合計)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>主蒸気発生器冷却水ポンプ</td> <td>定格ループ流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>副圧タンク維持圧力</td> <td>4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>副圧タンク保有水量</td> <td>20.0m³ (1基当たり) (最小保有水量)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量</td> <td>30m³/h</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。	事故条件	外部電源	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。		RCP シール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約100m ³ /h (80mm/台) 相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) /台 (事象発生時からの漏えいを仮定)		原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源圧降 (定格値の65%、応答時間1.8秒)		タービン駆動補助水ポンプ	事象発生時の60秒後に注水開始		主蒸気発生器冷却水ポンプ	80m ³ /h (蒸気発生器3基合計)		主蒸気発生器冷却水ポンプ	定格ループ流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)		副圧タンク維持圧力	4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)		副圧タンク保有水量	20.0m ³ (1基当たり) (最小保有水量)		代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	<p>第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (2/3)</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>起回事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>外部電源喪失が発生するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>事故条件</td> <td>外部電源</td> <td>起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。</td> </tr> <tr> <td></td> <td>RCPシール部からの漏えい率 (初期)</td> <td>定格圧力において、約100m³/h (180rpm) (1台当たり) 相当となる口径約1.4cm (約0.6インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉トリップ信号</td> <td>1次冷却材ポンプ回転数低下 (定格値の92.5%、応答時間0.6秒)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>タービン駆動補助水ポンプ</td> <td>事象発生時の60秒後に注水開始</td> </tr> <tr> <td></td> <td>主蒸気発生器冷却水ポンプ</td> <td>200m³/h (蒸気発生器4基合計)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>副圧タンク維持圧力</td> <td>定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>副圧タンク保有水量</td> <td>4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量</td> <td>26.0m³ (1基当たり) (最低保有水量)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>30m³/h</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。	事故条件	外部電源	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。		RCPシール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約100m ³ /h (180rpm) (1台当たり) 相当となる口径約1.4cm (約0.6インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)		原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定格値の92.5%、応答時間0.6秒)		タービン駆動補助水ポンプ	事象発生時の60秒後に注水開始		主蒸気発生器冷却水ポンプ	200m ³ /h (蒸気発生器4基合計)		副圧タンク維持圧力	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)		副圧タンク保有水量	4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)		代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量	26.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)			30m ³ /h	<p>RCP シール LOCA が発生する場合については、大阪と比較する</p> <p>【大阪】 設計の相違 ・泊3号は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																									
起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。																																																																									
安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。																																																																									
事故条件	外部電源	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。																																																																									
	RCP シール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約100m ³ /h (80mm/台) 相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) /台 (事象発生時からの漏えいを仮定)																																																																									
	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源圧降 (定格値の65%、応答時間1.8秒)																																																																									
	タービン駆動補助水ポンプ	事象発生時の60秒後に注水開始																																																																									
	主蒸気発生器冷却水ポンプ	80m ³ /h (蒸気発生器3基合計)																																																																									
	主蒸気発生器冷却水ポンプ	定格ループ流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)																																																																									
	副圧タンク維持圧力	4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)																																																																									
	副圧タンク保有水量	20.0m ³ (1基当たり) (最小保有水量)																																																																									
	代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h																																																																									
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																									
起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。																																																																									
安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。																																																																									
事故条件	外部電源	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。																																																																									
	RCPシール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約100m ³ /h (180rpm) (1台当たり) 相当となる口径約1.4cm (約0.6インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)																																																																									
	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低下 (定格値の92.5%、応答時間0.6秒)																																																																									
	タービン駆動補助水ポンプ	事象発生時の60秒後に注水開始																																																																									
	主蒸気発生器冷却水ポンプ	200m ³ /h (蒸気発生器4基合計)																																																																									
	副圧タンク維持圧力	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の10% (1割当たり)																																																																									
	副圧タンク保有水量	4.0MPa (表圧) (最低維持圧力)																																																																									
	代替駆動装置スプレイポンプの原子炉への注水流量	26.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)																																																																									
		30m ³ /h																																																																									

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 style="text-align: center;">第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故) (3/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 30%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2次系強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)</td> <td>事象発生から30分後</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材温度、圧力の保持</td> <td>1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時</td> <td>208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、1次冷却材温度を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切替等を考慮して設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td>1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び 代替交流電源確立 (60分) の 10分後</td> <td>運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>2次系強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)</td> <td>蓄圧タンク出口弁閉止から10分後</td> <td>運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器減圧域水位内</td> <td>運転員等操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>低圧代替低圧注水ポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時</td> <td>運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; font-size: small;">重大事故等対策に關連する操作条件</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2次系強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。	1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、1次冷却材温度を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切替等を考慮して設定。	蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び 代替交流電源確立 (60分) の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。	2次系強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器減圧域水位内	運転員等操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。	低圧代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時	運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。	<p style="text-align: center;">第2.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (3/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 30%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2次冷却材強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)</td> <td>事象発生から30分後</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材温度、圧力の保持</td> <td>1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時</td> <td>208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク出口弁閉止</td> <td>1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び代替交流電源確立 (60分) の 10分後</td> <td>運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>2次冷却材強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)</td> <td>蓄圧タンク出口弁閉止から10分後</td> <td>運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>補助給水流量の調整</td> <td>蒸気発生器減圧域水位内</td> <td>運転員操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>低圧代替低圧注水ポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時</td> <td>運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; font-size: small;">重大事故等対策に關連する操作条件</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2次冷却材強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。	1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。	蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び代替交流電源確立 (60分) の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。	2次冷却材強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。	補助給水流量の調整	蒸気発生器減圧域水位内	運転員操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。	低圧代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時	運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。	<p>RCPシールLOCAが発生する場合については、大阪と比較する</p> <p>【大阪】 設計の相違 ・泊3号は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																											
2次系強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。																																											
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、1次冷却材温度を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切替等を考慮して設定。																																											
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び 代替交流電源確立 (60分) の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。																																											
2次系強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。																																											
補助給水流量の調整	蒸気発生器減圧域水位内	運転員等操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。																																											
低圧代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時	運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。																																											
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																											
2次冷却材強制冷却開始 (主蒸気発生がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後及び判断に10分、主蒸気発生がし弁の起動準備操作に20分を想定して設定。																																											
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却材による1次冷却材の自然循環を阻害するおそれがある。蒸気発生器の蒸気が1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。																																											
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage] 到達 及び代替交流電源確立 (60分) の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。																																											
2次冷却材強制冷却再開 (主蒸気発生がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気発生がし弁の駆動操作に10分を想定して設定。																																											
補助給水流量の調整	蒸気発生器減圧域水位内	運転員操作として蒸気発生器減圧域水位内に維持するように設定。																																											
低圧代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力 0.7MPa[gage] 到達時	運転員等による代替中心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。																																											

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第2.3.1.2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉種：SAFER 格納容器側：MAAP	-
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	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約273℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
原子炉水位	通常運転水位（セパレータス カー1下層51.5+135cm）	通常運転時の原子炉水位として 設定
燃料	9×9燃料（A型）	-
最大輸出密度	44.0kW/a	通常運転時の熱制御範囲として 設定
原子炉停止後の格納熱	ANSI/ANS-5.1-1975 (熱密度 330W/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均 熱密度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件 を設定
格納容器容積（ドライウエル）	7,950m ³	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：5,106m ³ 蒸相部：2,850m ³	格納容器の設計値として設定
サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッショ ンプール水位として設定
格納容器温度（ドライウエル）	67℃	通常運転時の格納容器温度として 設定
格納容器温度（サブプレッションチェン バ）	32℃	通常運転時のサブプレッショ ンプール水位の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として 設定
真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッ ションチェンバ-間部)	真空破壊装置の設計値として設 定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実値（月 平均値）を踏まえて設定

第2.3.1.2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の 故障等によって、外部電源を喪 失するものとして設定
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機 等の機能喪失を想定して設定
	原子炉補機冷却水系（原子炉補機 冷却進水系を含む。）喪失	原子炉補機冷却水系（原子炉補 機冷却進水系を含む。）の機能 喪失することにより、蒸発熱除 去機能を喪失するものとして設 定
外部電源	外部電源なし	原因事象として、外部電源を喪 失するものとして設定

泊発電所3号炉

第7.1.2.3表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事象シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド半変化、気液分離・対向流 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% (2,652MW) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと 蒸発熱が大くなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料棒管壁温度の評価の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高い と2次系強制冷却による減温、減圧が速くなることも、蒸圧注入のタイミングが遅くなり、 比較的低温の冷却材が注水されることから、厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6℃+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が 高いと2次系強制冷却による減温、減圧が速くなることも、蒸圧注入のタイミングが遅くな り、比較的低温の冷却材が注水されることから、厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 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。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きく なる。このため、燃焼度が低くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する 崩壊熱はウラン・プルトニウム混合燃料の装荷を考慮している。

大阪発電所3/4号炉

第2.2.3表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 （外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事象シナリオの重要現象である炉心における蒸騰・ボイド半変化、気液分離・対向流等を適切に評価す ることが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100%(3,411MW) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限 値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きく なり、1次冷却材の蒸発量及び燃料棒管壁温度の評価 の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限 値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制 冷却による減温、減圧が速くなることも、蒸圧注入の タイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水さ れることから、厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、定常運転を考慮した上限 値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系 強制冷却による減温、減圧が速くなることも、蒸圧注 入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水 されることから、厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 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。燃焼度が高いと 高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の 崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が低くなるサイ クル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
蒸気発生器 2次側保水水量 (初期)	50t (1 萬当たり)	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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

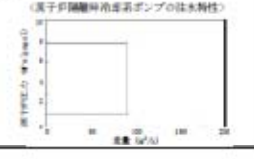
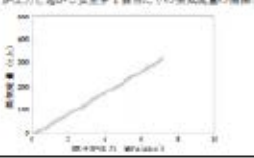
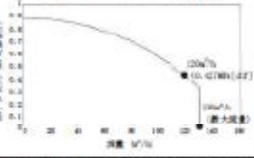
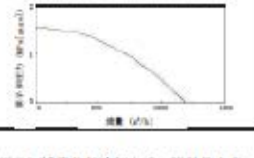
女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

大阪発電所3/4号炉

差異の説明

第2.3.1.2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））(3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム 信号	主蒸気上め弁閉 (遅れ時間: 0.06 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設 定
原子炉隔離時冷 却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 90.9m³/h (7.98MPa[gage]~1.64MPa[gage]にお いて)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設 定 (原子炉隔離時冷却ポンプの注水特性) 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] × 2個, 356t/h (1個当たり) 7.44MPa[gage] × 3個, 300t/h (1個当たり) 7.51MPa[gage] × 3個, 363t/h (1個当たり) 7.58MPa[gage] × 3個, 397t/h (1個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の2個を開す ことによる原子炉急速減圧 (原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係) 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値 として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流 量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設) (海水 移送ポンプ)	最大 130m³/h で注水, その後は炉心を定常維持 可能な注水量に調整	設計値に注入配管の液柱圧損を考慮し た値として設定 (海水移送ポンプ1台による注水特性) 
残留熱除去系 (低圧注水モー ド)	1,135m³/h (0.14MPa[diff]において) (最大 1,191m³/h) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設 計値として設定 (残留熱除去ポンプ1台当たりの注水特性) 
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1基当たり 10MW (サブプレッショ ンプール水温 104℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考 慮して設定
原子炉補機代替 冷却水系	10MW (サブプレッションプール水温 154℃, 海水 温度 26℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値とし て設定

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失するものとして設定。
外部電源	外部電源なし 定格圧力において 約 1.5m³/h (1台当たり) 相当となる口径 約 0.2m (約 0.07 インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。 RCP シール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果を上回る値として 設定。
RCP シール部からの 漏えい率 (初期)	約 1.5m³/h (1台当たり) 約 0.2m (約 0.07 インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)	トリップ設定値に計算差を考慮した圧力の値として解析に用いるトリップ限値を設定。 検出遅れや信号発信遅延等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の 65%, 応答時間 1.8 秒)	タービン動補機給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考 慮して設定。
タービン動補機給水 ポンプ	事象発生後の 60 秒後に注水開始 80m³/h (蒸気発生器3基合計)	タービン動補機給水ポンプの設計値 115m³/h から、ミニフロー流量 35m³/h を除いた値に より設定。
主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量 (ループ当たり) の 10% 4.0MPa [gage] (最低保持圧力)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり 定格主蒸気流量 (ループ当たり) の約 10% を処理できる流量として設定。
蓄圧タンク保持圧力	24.0m³ (1基当たり) (最小保有水量)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
蓄圧タンク保有水量	0.83MPa [gage]	最小の保有水量を設定。
漏えい停止圧力		1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。

第 2.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失 するものとして設定。
外部電源	外部電源なし 定格圧力において 約 4.8m³/h (21gpm) (1台 当たり) 相当となる口径 約 0.8cm (約 0.31 インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。 WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値 として設定。
原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ回転数低 (定格値の 92.6%, 応答時間 0.6 秒)	トリップ設定値に計算差を考慮した遅めの値として解 析に用いているトリップ限値を設定。検出遅れや信号発信 遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設 定。
タービン動補機給水 ポンプ	事象発生後の 60 秒後に注水開始 200m³/h (蒸気発生器 4 基合計)	タービンの動補機給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポ ンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量 (ループ当たり) の 10% (1個当たり) 4.0MPa[gage] (最低保持圧力)	タービン動補機給水ポンプの設計値 250m³/h から、ミニ フロー流量 50m³/h を除いた値により設定。
蓄圧タンク保持圧力	26.9m³ (1基当たり) (最低保有水量)	定格運転時において、設計値として各ループに設置して いる主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量 (ループ 当たり) の約 10% を処理できる流量として設定。
蓄圧タンク保有水量	0.83MPa[gage]	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として 設定。 最低の保有水量を設定。
漏えい停止圧力		1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし 弁の閉止圧力を基に設定。

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

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第2.3.1.2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生24時間後	本事故シナシスの前提条件として設定
	逃がし安全弁による原子炉急減圧操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却水系運転操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サブプレッショングループモード）による格納容器除熱操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残留熱除去系（サブプレッショングループモード）による格納容器除熱開始後、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定

泊発電所3号炉

第7.1.2.3表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（3/3）

項目	条件設定の考え方	
	主要解析条件	条件設定の考え方
2次系補機冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び弁開に10分、主蒸気逃がし弁の現場開降に20分を想定して設定。
交流電源確立	事象発生後	—
1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度208℃（約1.7MPa[gage]）到達時及び 1次冷却材温度170℃（約0.7MPa[gage]）到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害するおそれがある蒸気の混入を防止するため、蓄圧タンクから1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切り替え等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び 代替交流電源確立（24時間）から10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。
2次系補機冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器減水水位内	運転員等操作として、蒸気発生器減水水位内に維持するように設定。

大阪発電所3/4号炉

第2.2.3表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件（外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失）（3/3）

項目	条件設定の考え方		
	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	2次系補機冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び弁開に10分、主蒸気逃がし弁の現場開降に20分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生後	—
	1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度208℃（約1.7MPa[gage]）到達時及び 1次冷却材温度170℃（約0.7MPa[gage]）到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害するおそれがある蒸気の混入を防止するため、蓄圧タンクから1次系に蒸気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切り替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立（24時間）から10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び弁開に10分を想定して設定。
	2次系補機冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器減水水位内	運転員等操作として、蒸気発生器減水水位内に維持するように設定。	

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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉注水)</p> <p>第 2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p> <p>第 2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び格納容器加熱)</p>	<p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>第 2.2.1 図 「全交流動力電源喪失」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"> ・設備は異なるが、1次系を減圧し、炉心注水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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>設計安全事業対応</p> <p>B-DCA対応(炉心温度抑制)</p> <p>運転員が使用する手順については、各段毎の対応項目が記載されており、原子力発電所において異常が発生した場合、運転員は事故状態発生後10分以内以下の対応プロセスにより必要な対応を実施することができる。</p> <p>設計安全事業対応 (赤字)</p> <p>B-DCA対応(炉心温度抑制) (青字)</p> <p>注：大飯はプロセスの運用を要す</p>	<p>差異の説明</p>

第 2.2.2 図 「全交流動力電源喪失」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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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7.1.2.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の事象進展)</p>	<p>第7.1.2.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の事象進展)</p>	<p>第2.2.3図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	<p>【大阪】 対応手順の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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2.3.1.4図 「全交流動力電源喪失（長期TDB）」の対応手順の概要</p>	<p>第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	<p>第 2.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)</p>	<p>対応手順の相違 ・詳細な対応手順は異なるが、SB0を判断し、1次系を減圧、炉心注水を行うという点では、泊も女川も同様</p>
<p>第 2.3.1.4 図 「全交流動力電源喪失（長期TDB）」の対応手順の概要</p>	<p>第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	<p>第 2.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)</p>	<p>差異の説明</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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7.1.2.4図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故) (1/2)</p>	<p>第2.2.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (1/2)</p>	<p>【大飯】 作業等の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/2)</p>	<p>【大飯】 作業等の相違</p>

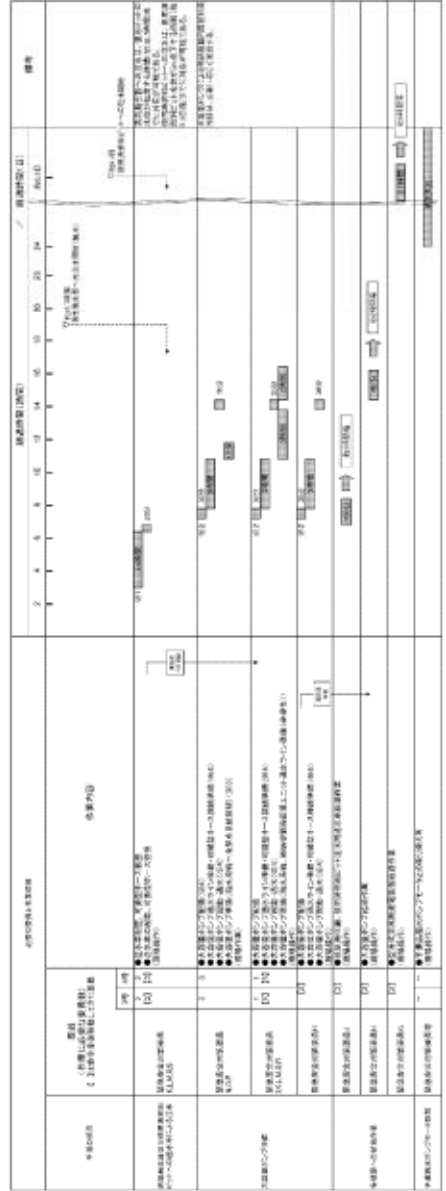
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

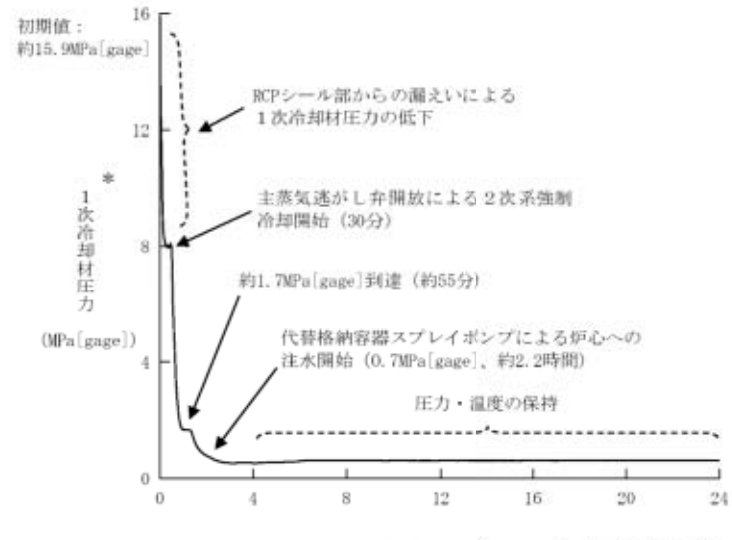
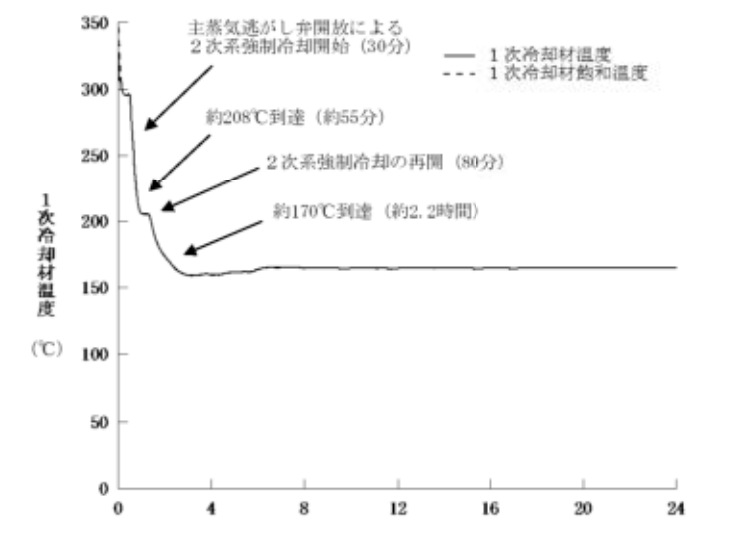
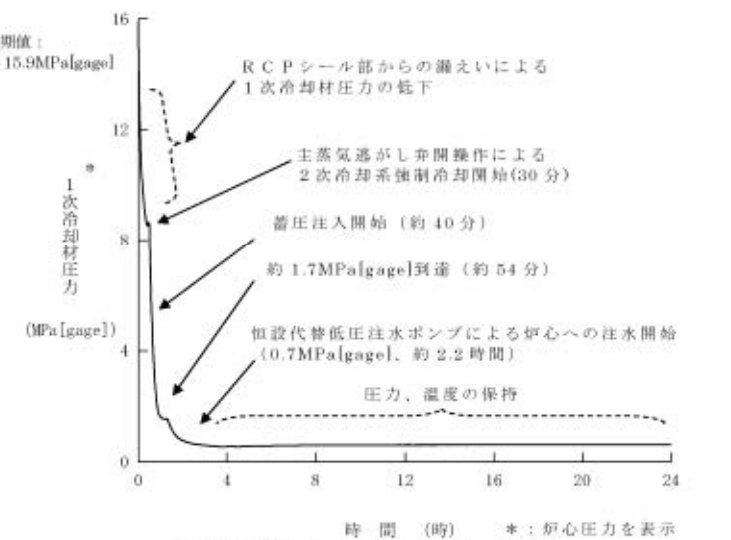
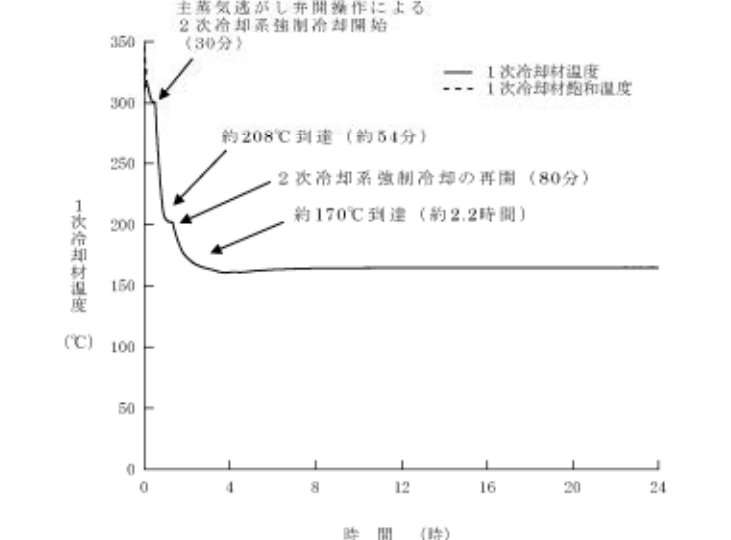
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大阪発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第2.2.5.5図 「全交流動力電源喪失（計画下）」の作業と所要時間</p>	<p>第7.1.2.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）（1/2）</p>	<p>第2.2.6図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 （外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）（1/2）</p>	<p>作業等の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

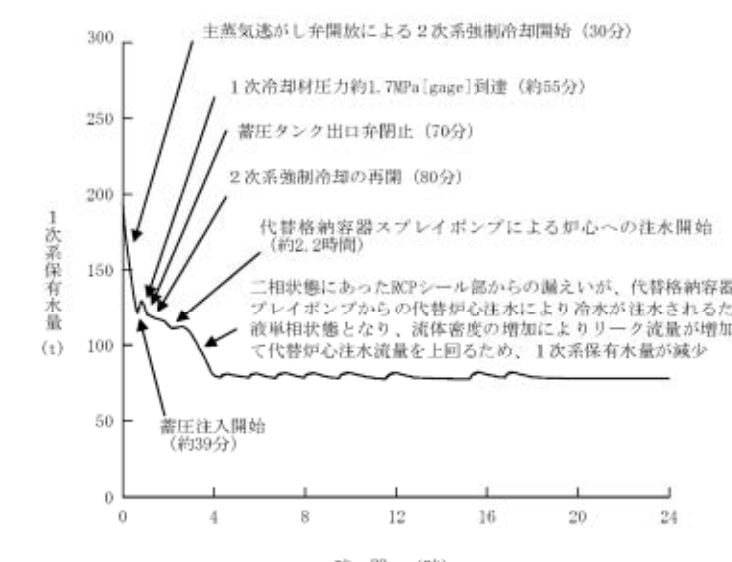
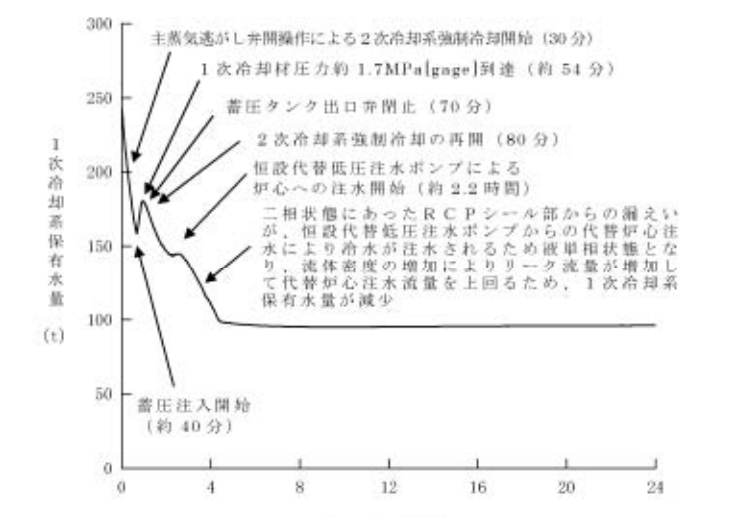
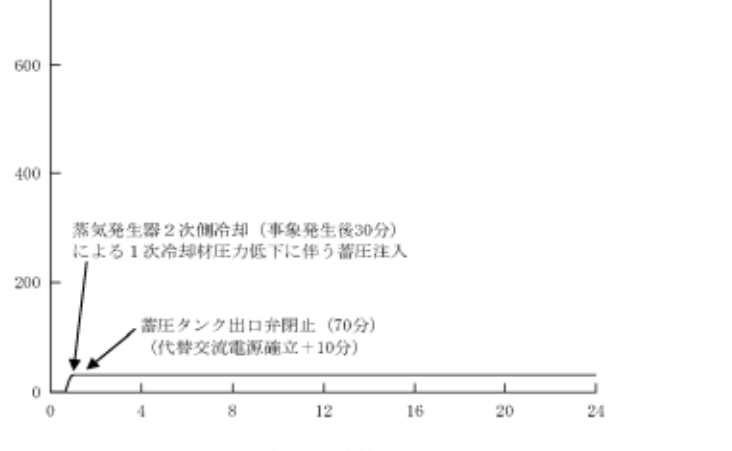
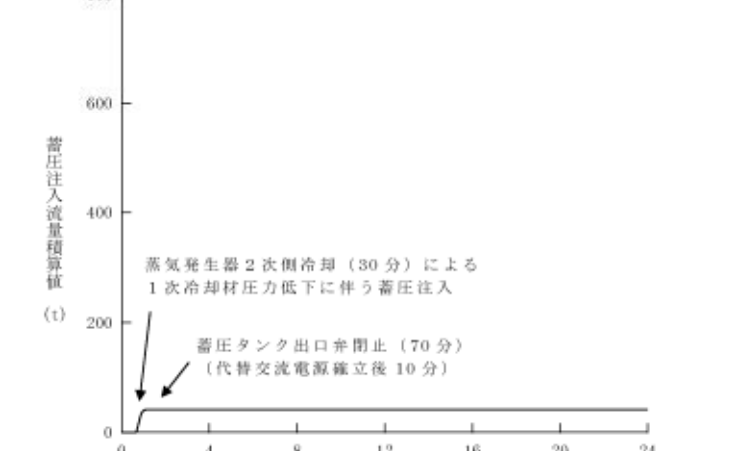
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		 <p style="text-align: center;">第 2.2.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 （外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）（2/2）</p>	

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

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>初期値：約15.9MPa[gage]</p> <p>RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分)</p> <p>約1.7MPa[gage]到達(約55分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心への注水開始(0.7MPa[gage], 約2.2時間)</p> <p>圧力・温度の保持</p> <p>時間(時) *：炉心圧力を表示</p> <p>第 7.1.2.6 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分)</p> <p>約208°C到達(約55分)</p> <p>2次系強制冷却の再開(80分)</p> <p>約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>1次冷却材温度(°C)</p> <p>時間(時)</p> <p>第 7.1.2.7 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>初期値：約15.9MPa[gage]</p> <p>RCPシール部からの漏えいによる1次冷却材圧力の低下</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分)</p> <p>蓄圧注入開始(約40分)</p> <p>約1.7MPa[gage]到達(約54分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始(0.7MPa[gage], 約2.2時間)</p> <p>圧力・温度の保持</p> <p>時間(時) *：炉心圧力を表示</p> <p>第 2.2.7 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始(30分)</p> <p>約208°C到達(約54分)</p> <p>2次系強制冷却の再開(80分)</p> <p>約170°C到達(約2.2時間)</p> <p>1次冷却材温度(°C)</p> <p>時間(時)</p> <p>第 2.2.8 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

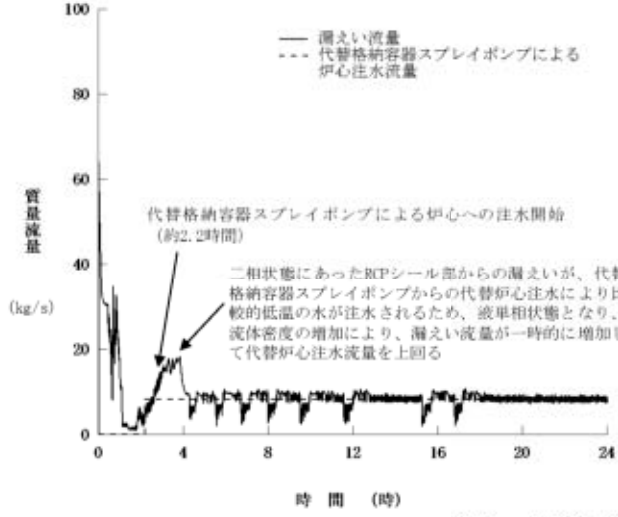
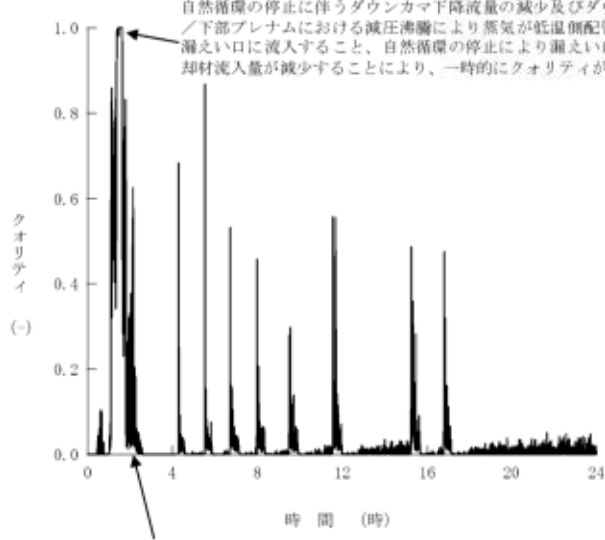
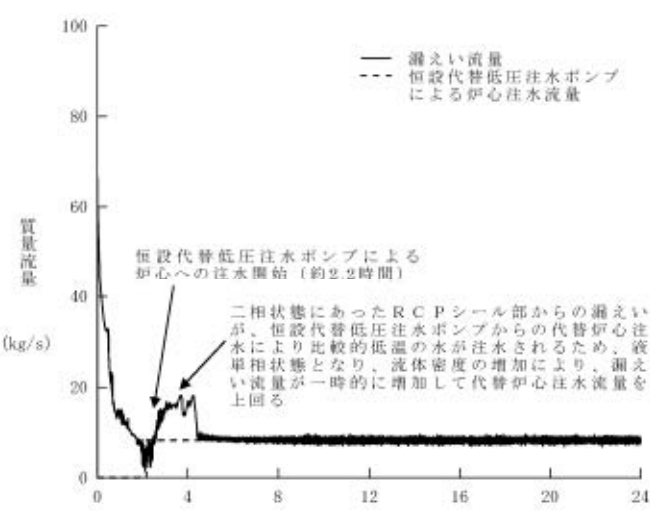
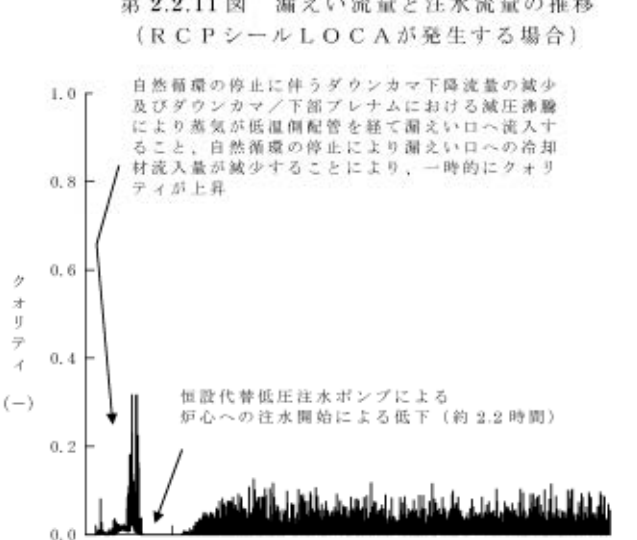
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.1.2.8 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	 <p>第 7.1.1.2.9 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.10 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>解析結果の相違</p>

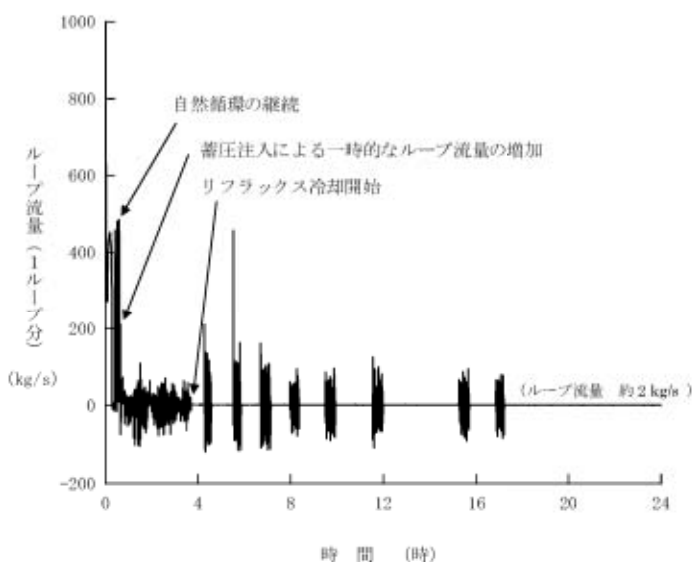
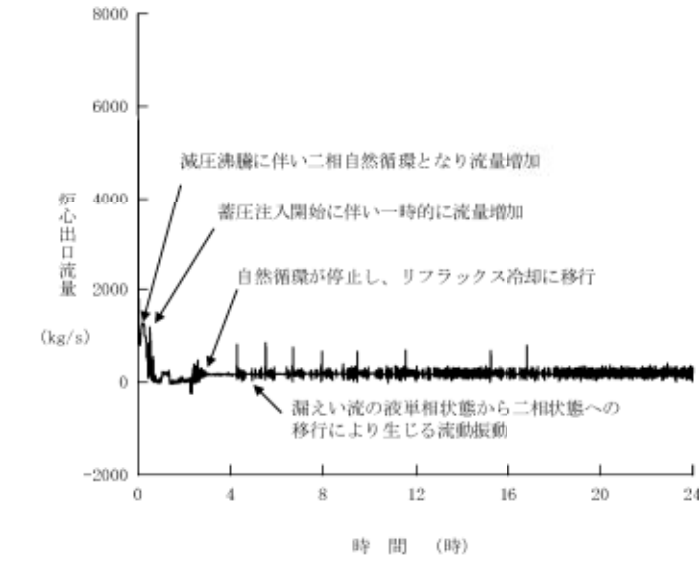
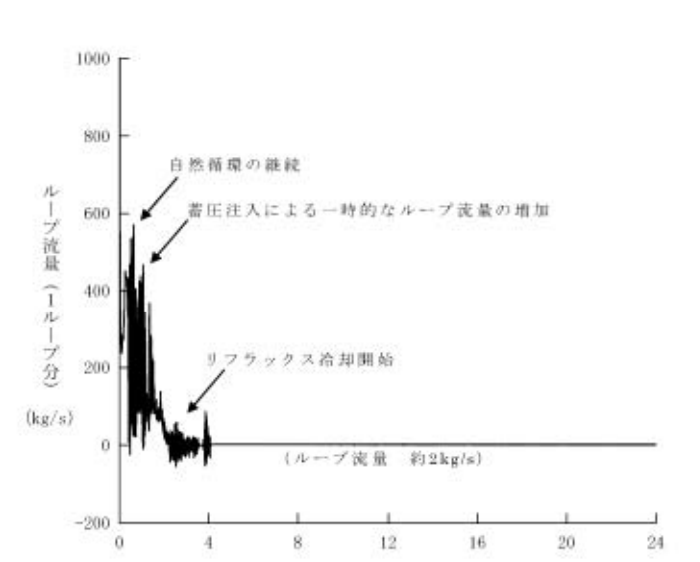
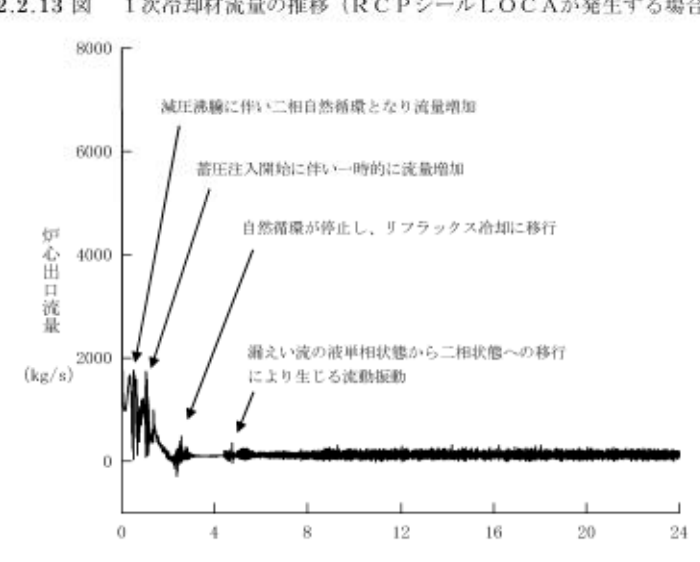
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.10 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.11 図 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 2.2.12 図 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

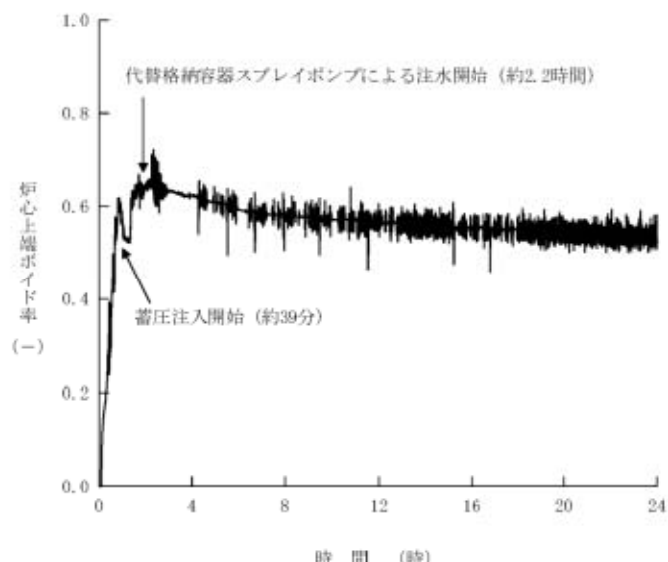
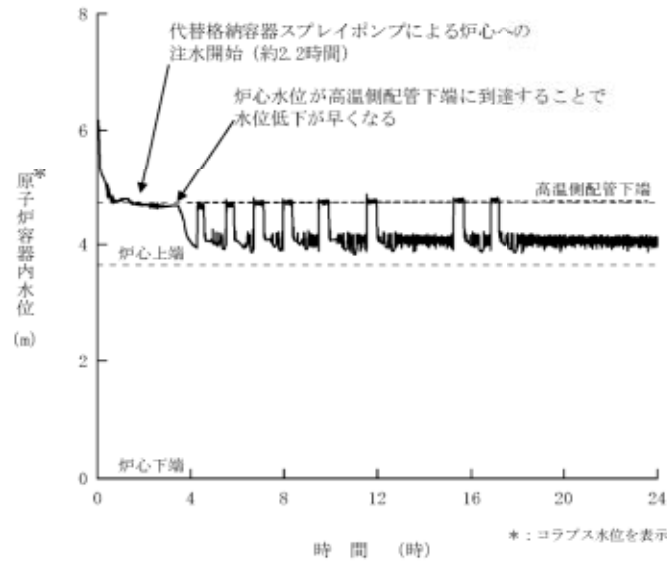
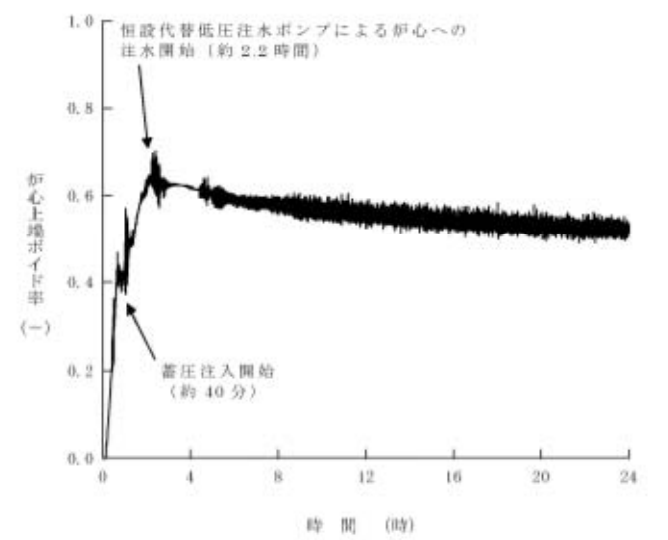
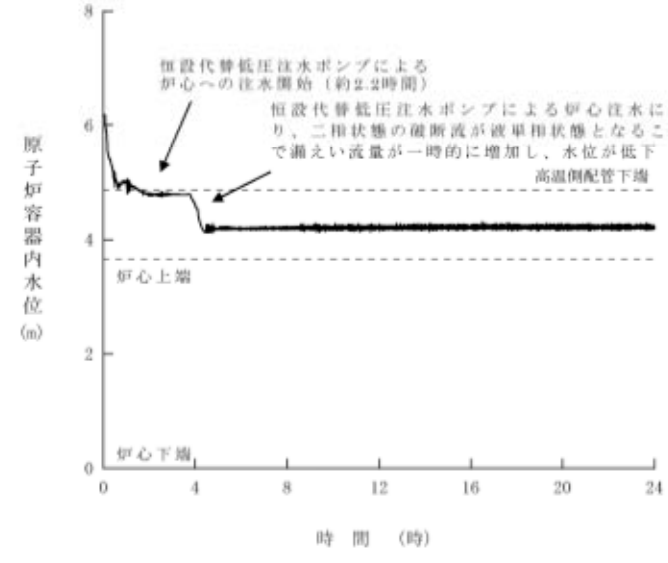
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.12 図 1次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.13 図 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.13 図 1次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 2.2.14 図 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

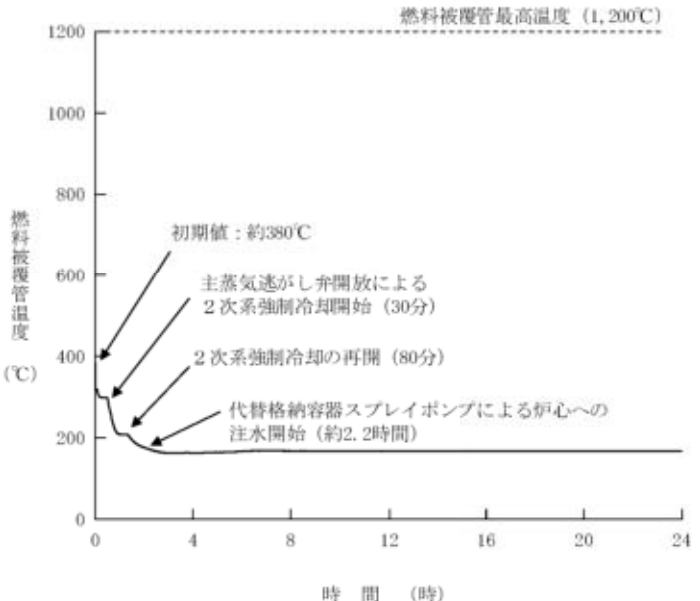
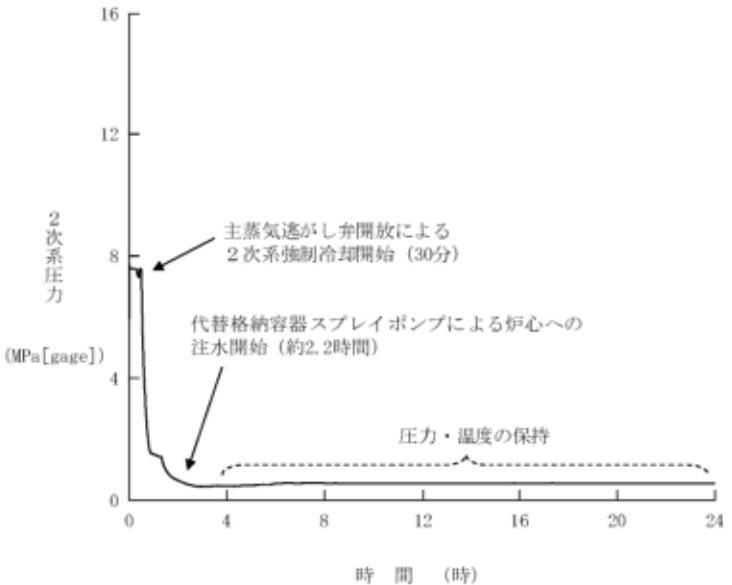
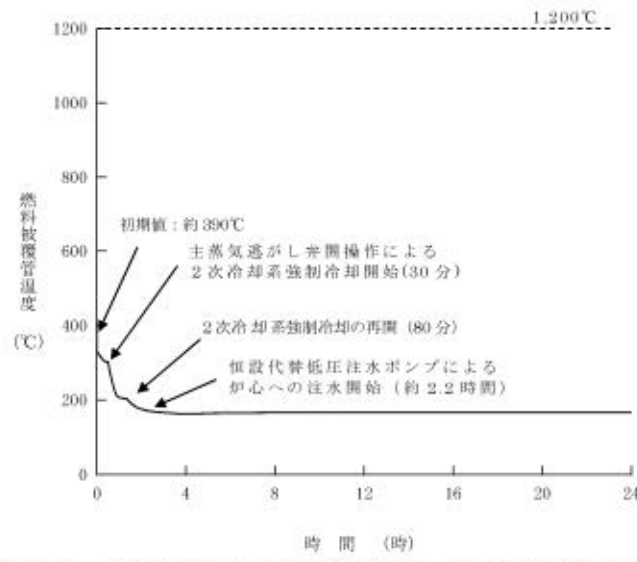
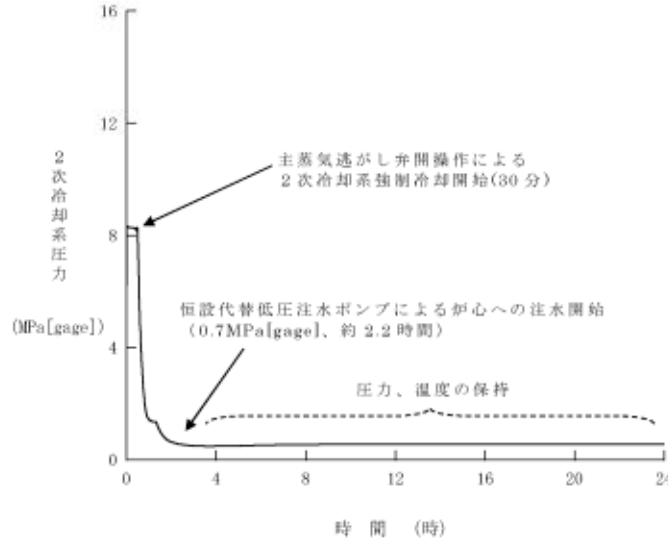
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.14 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.15 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 2.2.16 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

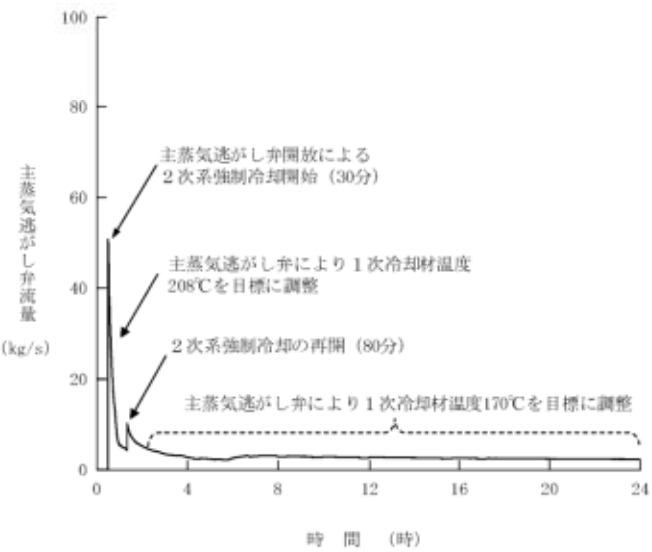
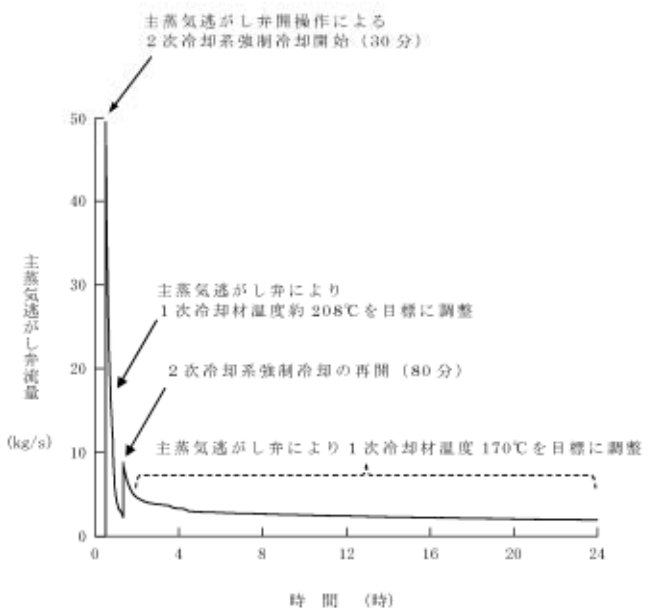
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.16 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.17 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.17 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 2.2.18 図 2次冷却系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

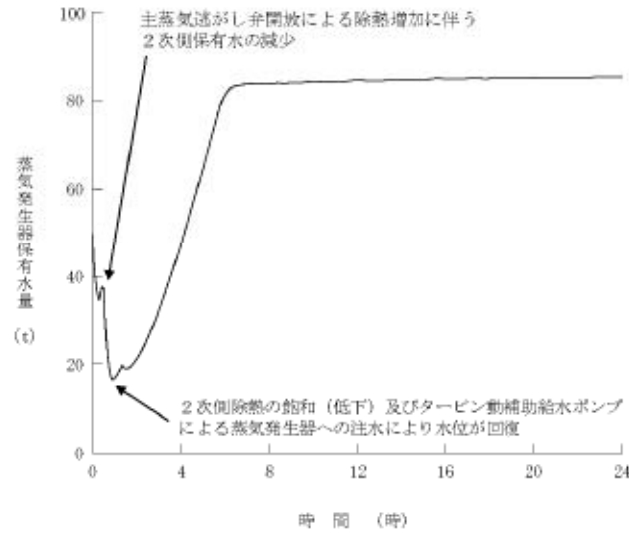
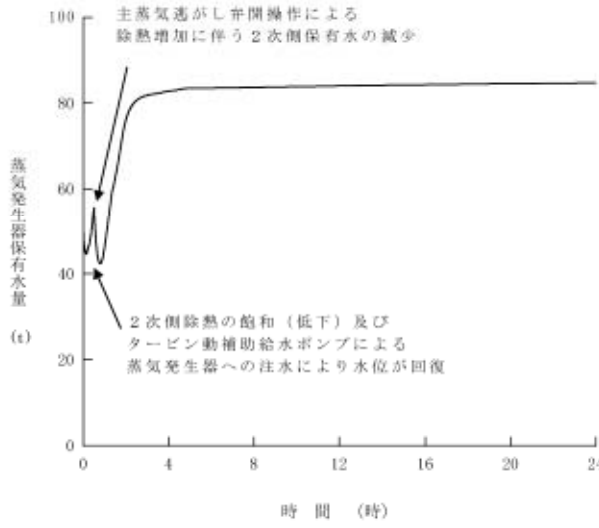
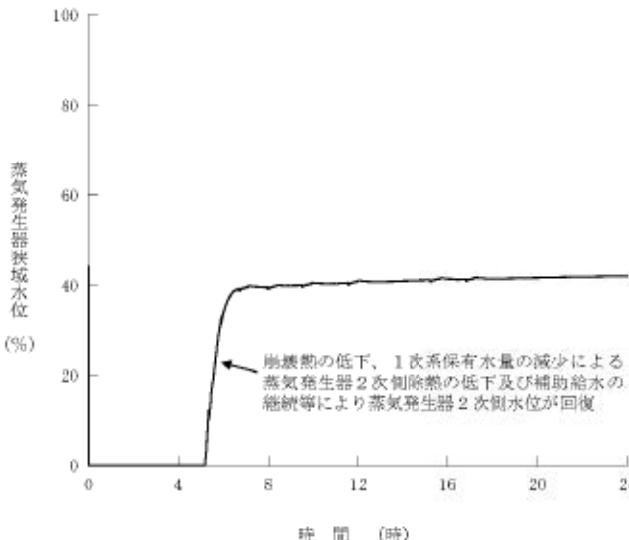
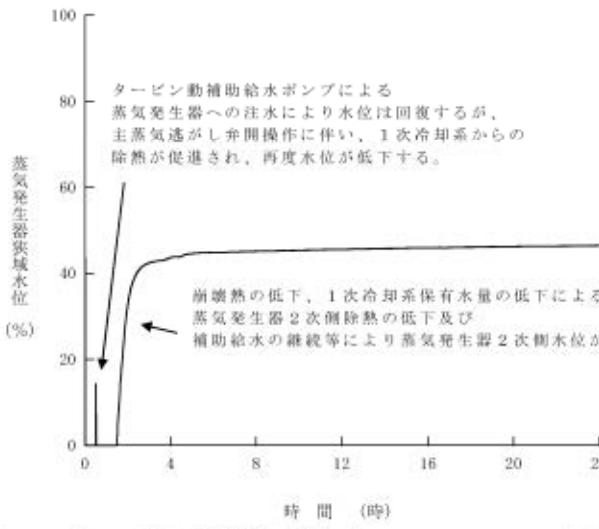
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.18 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.19 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>

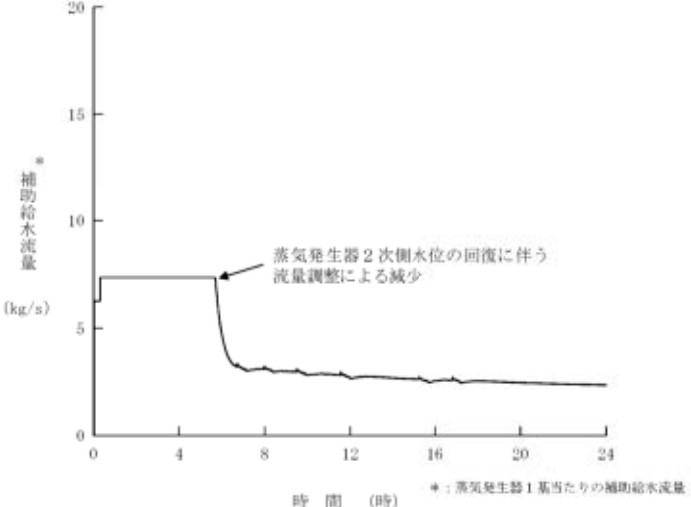
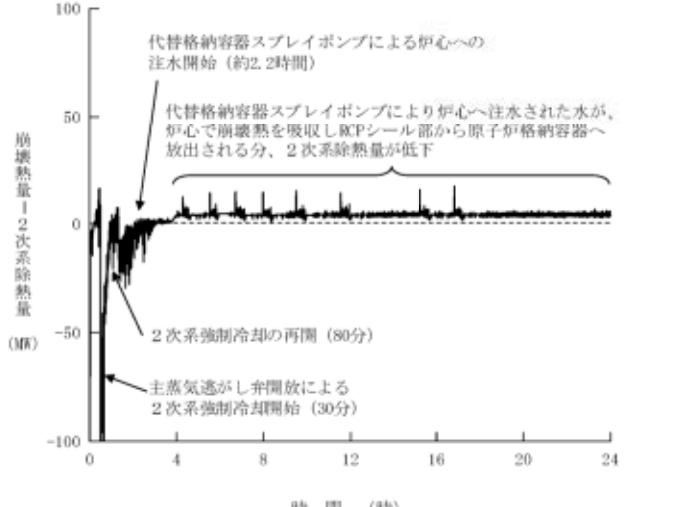
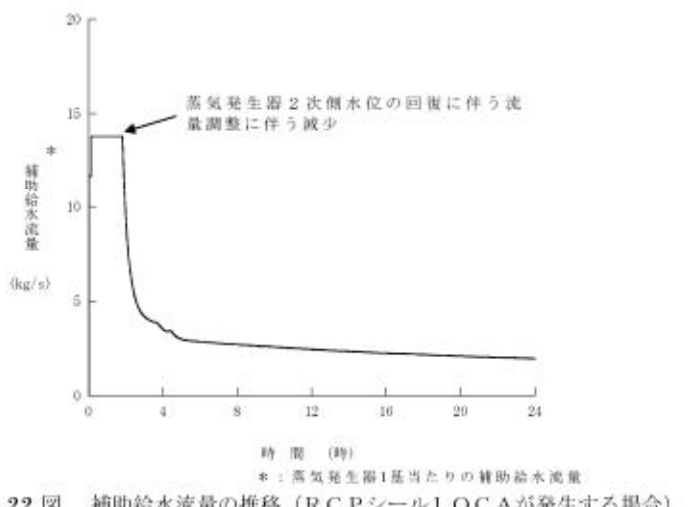
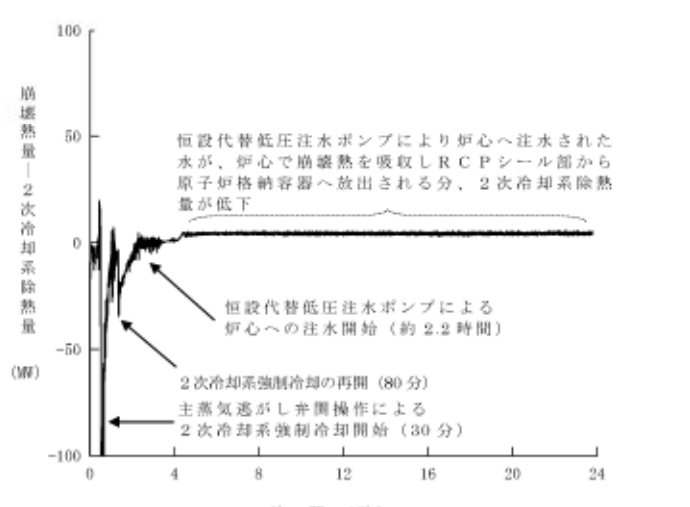
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.19 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.20 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる。</p>
	 <p>第 7.1.2.20 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.21 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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、蒸気発生器水位の回復が遅くなる。</p>

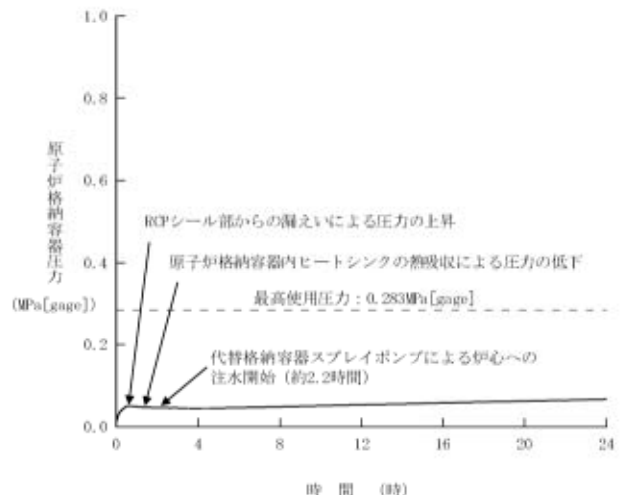
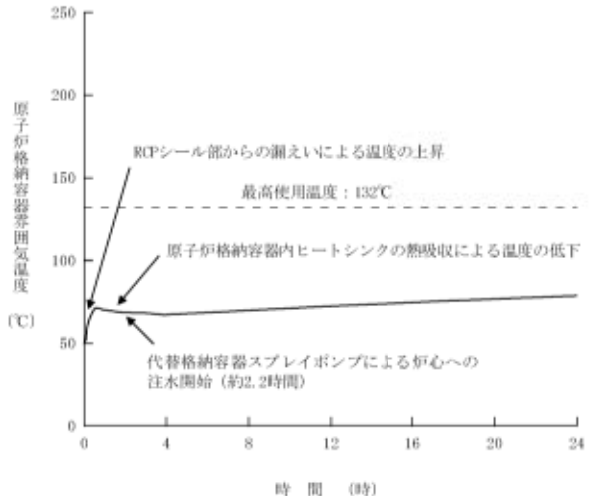
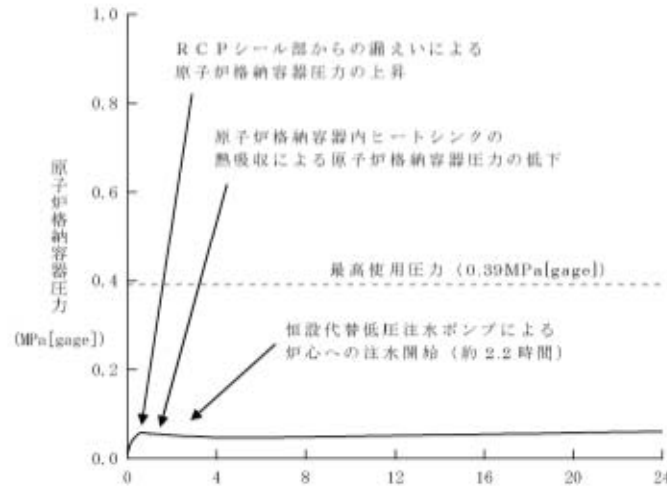
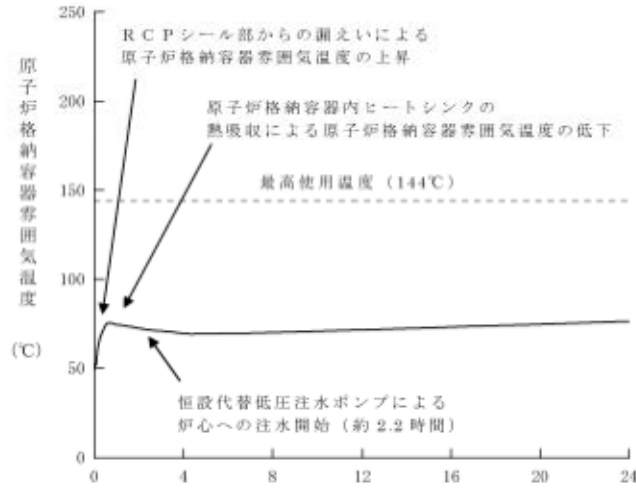
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.21 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.22 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 2.2.23 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違 ・タービン動補助給水ポンプ流量の差異により、事象初期の最大流量が異なる</p> <p>解析結果の相違</p>

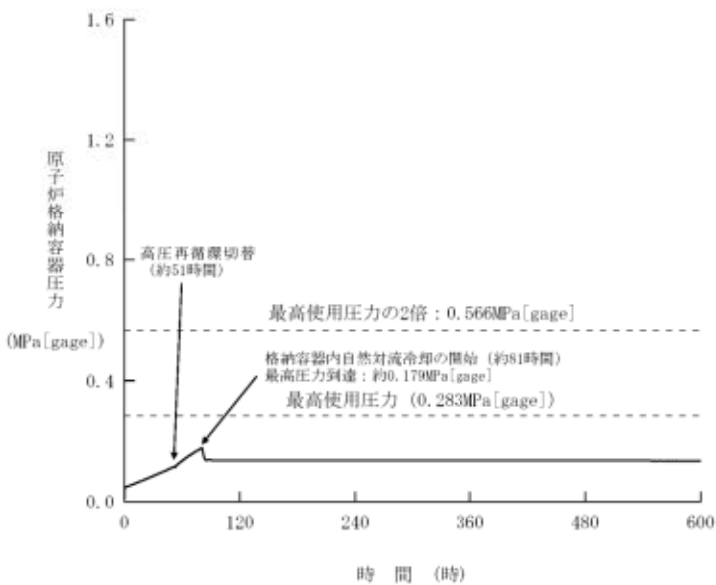
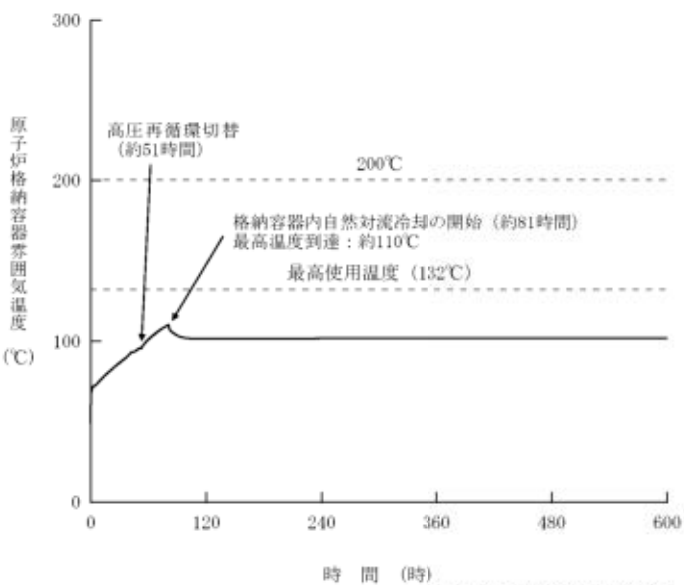
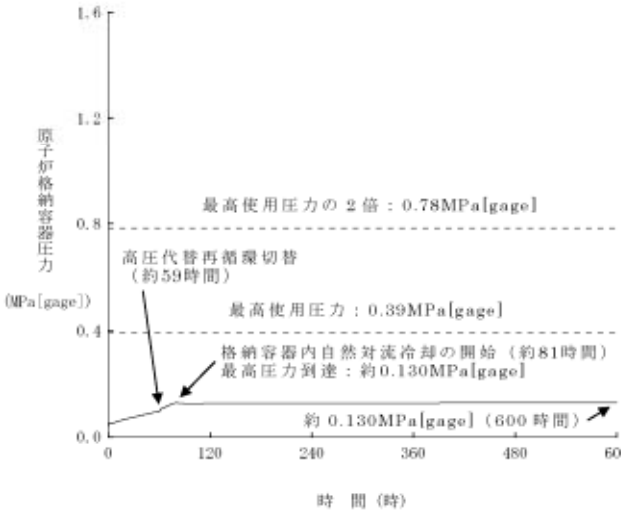
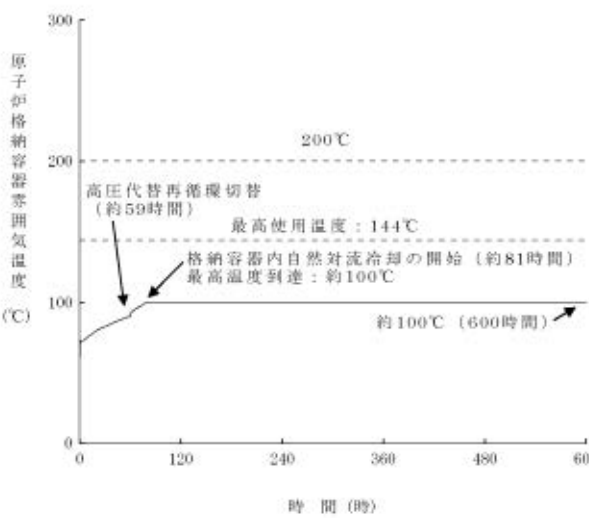
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.24 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>第 2.2.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

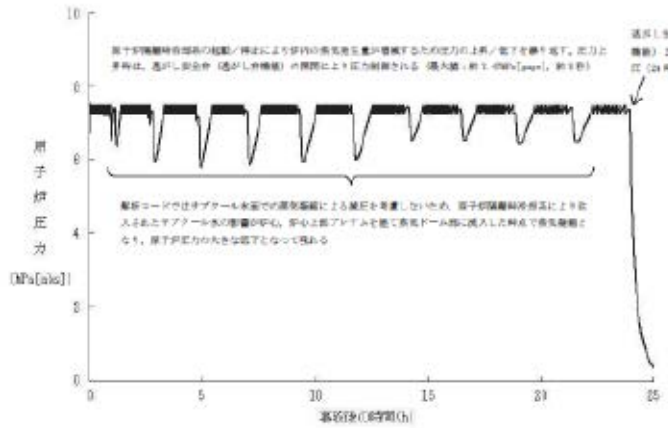
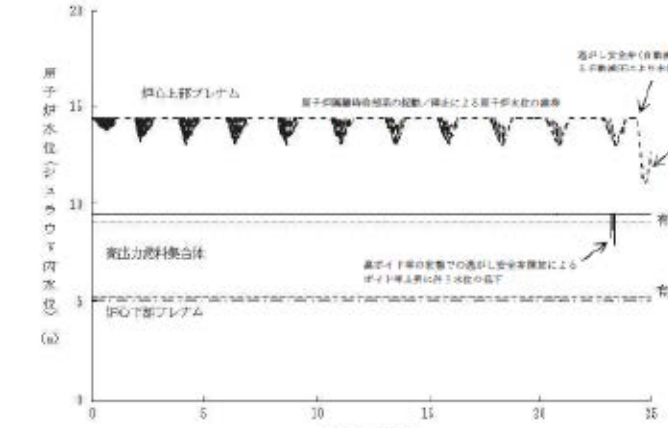
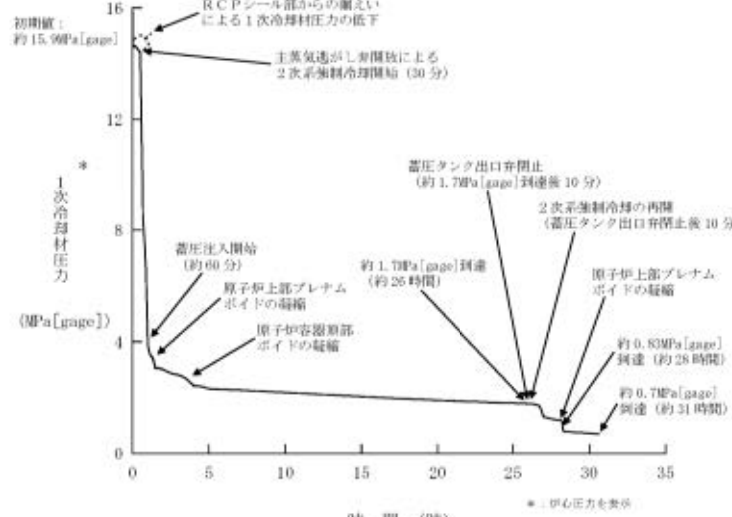
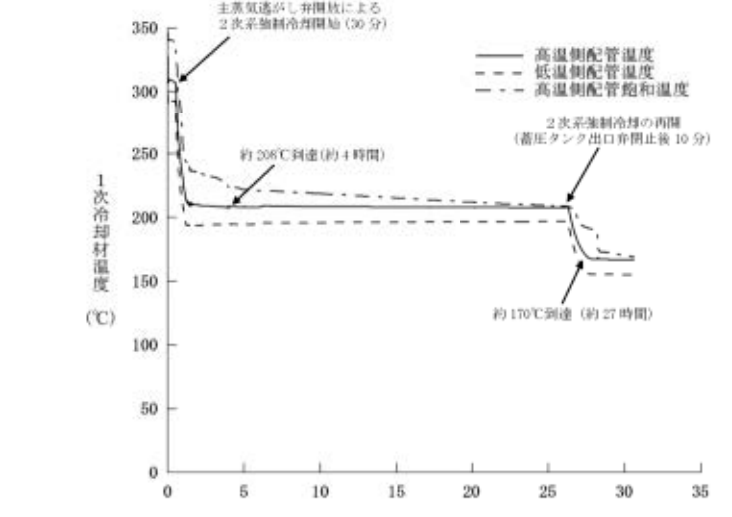
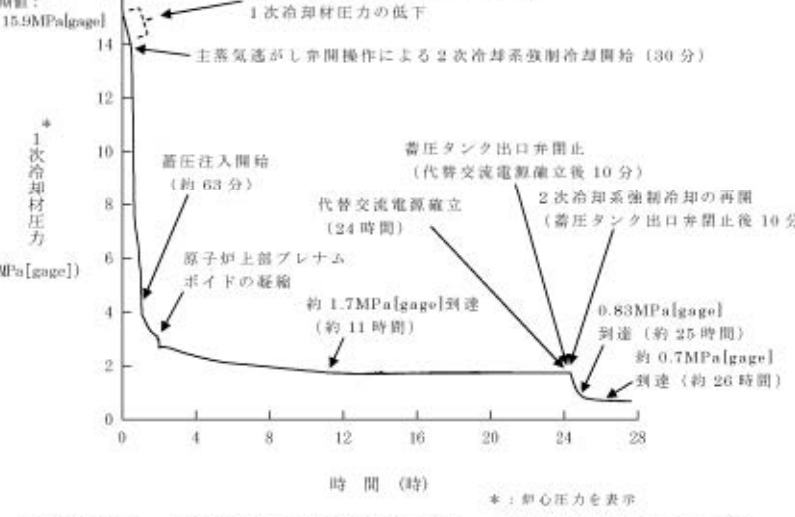
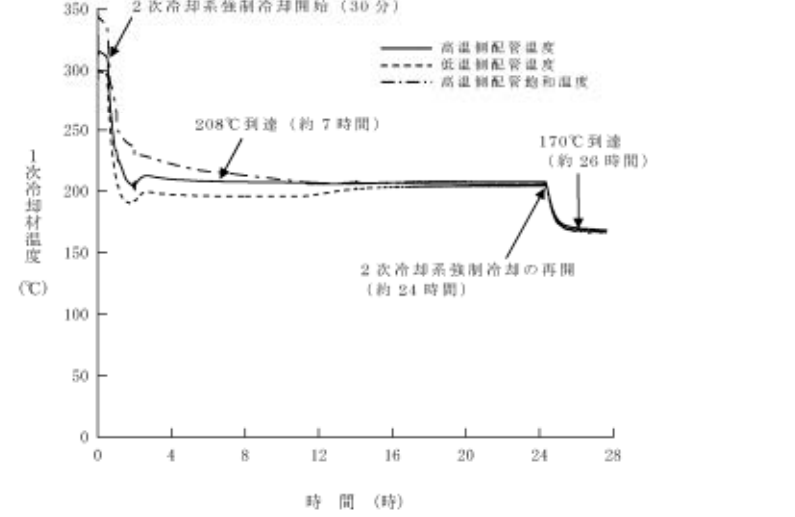
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.25 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>  <p>第 7.1.2.26 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.26 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>  <p>第 2.2.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.3.1.6 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 2.3.1.7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p>	 <p>第 7.1.2.27 図 1次冷却材圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）</p>  <p>第 7.1.2.28 図 1次冷却材温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）</p>	 <p>第 2.2.28 図 1次冷却材圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）</p>  <p>第 2.2.29 図 1次冷却材温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）</p>	<p>以降、事象進展が大きく異なるため大飯と比較</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

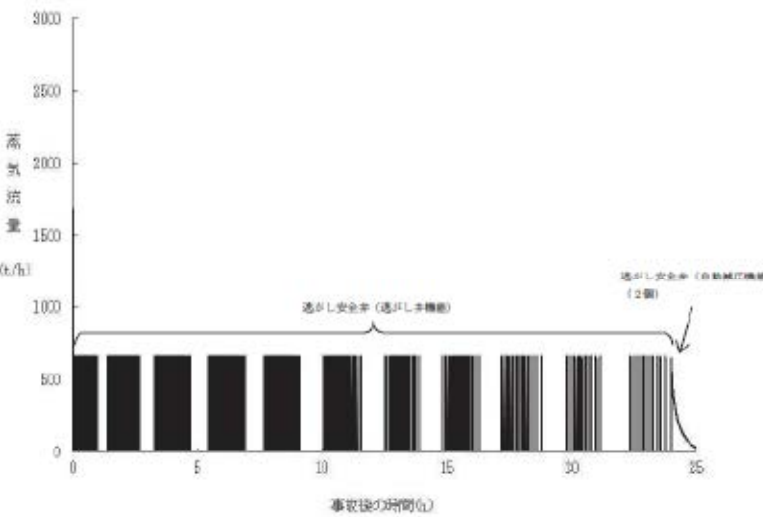
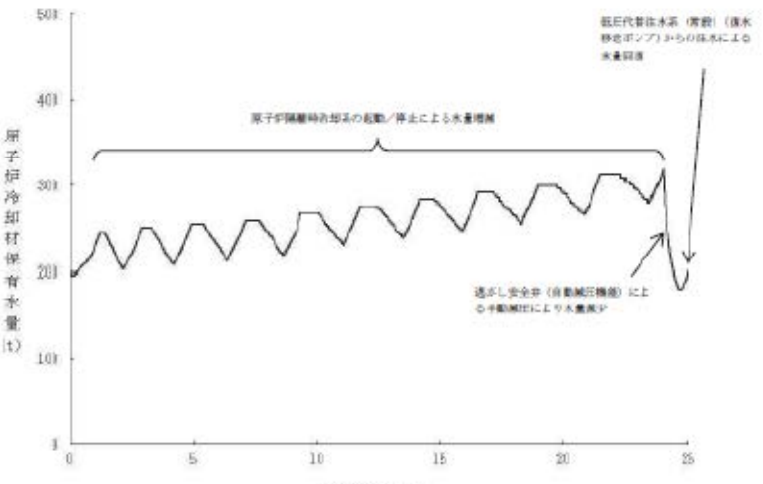
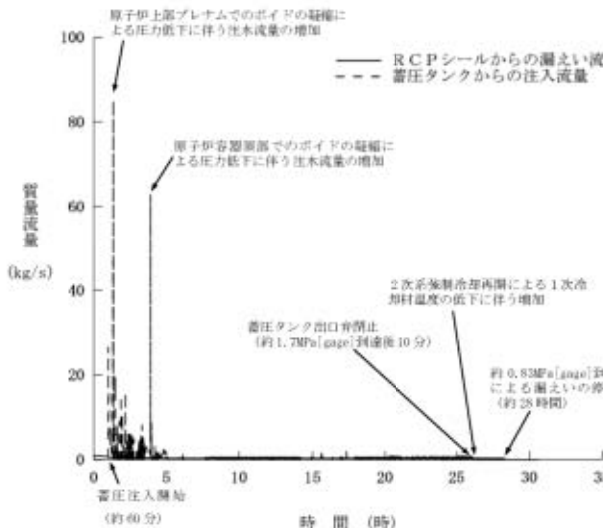
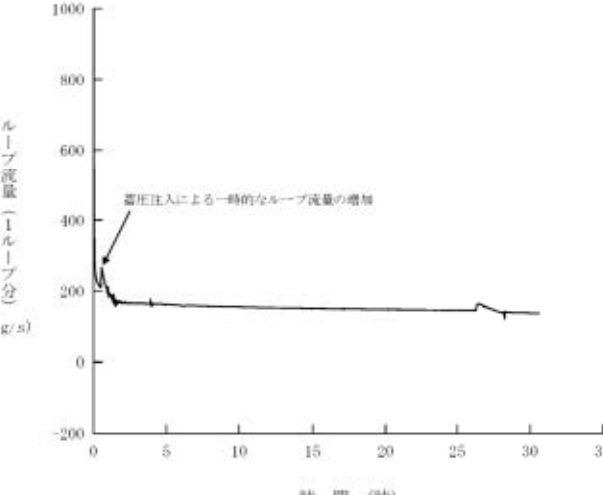
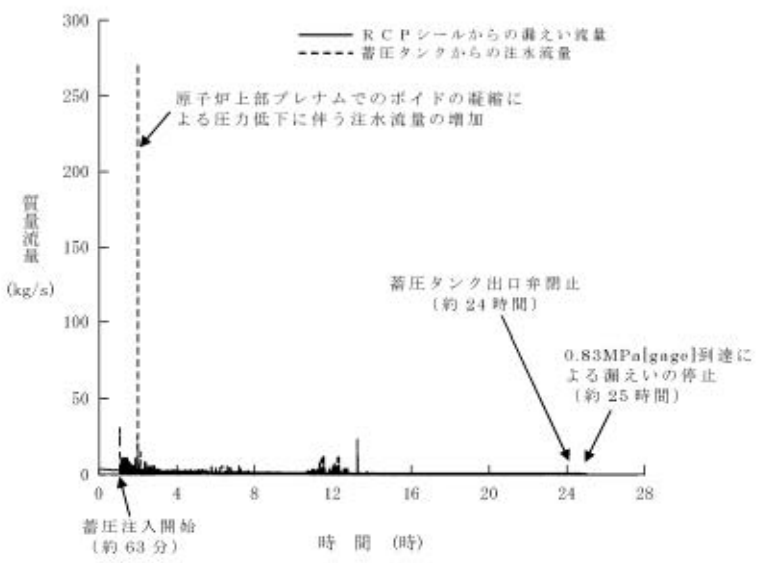
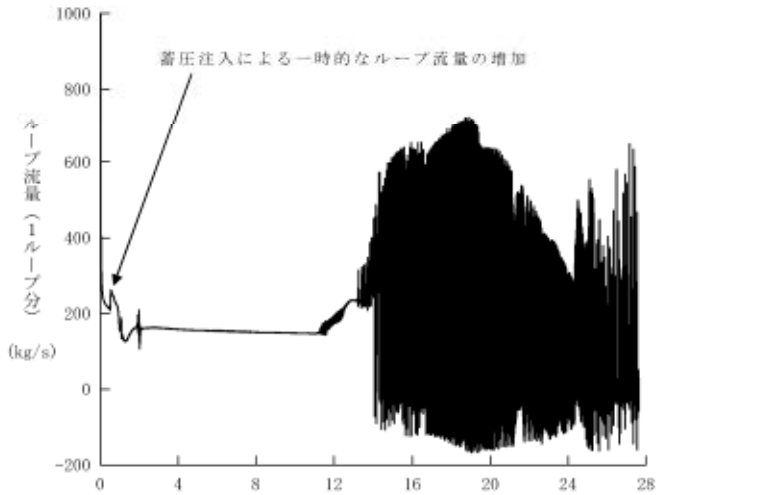
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.3.1.8 図 原子炉水位（シュワウド内外水位）の推移</p>	<p>第 7.1.2.29 図 1次系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	<p>第 2.2.30 図 1次冷却系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.3.1.9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 7.1.2.30 図 漏えい流量と注入流量の積算値の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	<p>第 2.2.31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	<p>解析結果の相違 ・泊3号はRCPシールリーク量（初期値）が少ないため、漏えい流量積算値が少なくなる。</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

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2.3.1.10図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第2.3.1.11図 原子炉圧力容器内保有水量の推移</p>	 <p>第7.1.2.31図 漏えい流量と注入流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第7.1.2.32図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第2.2.32図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第2.2.33図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

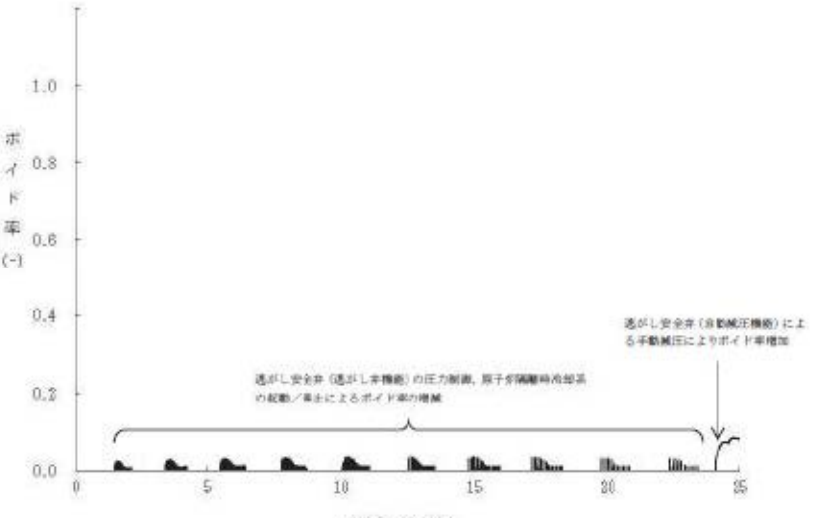
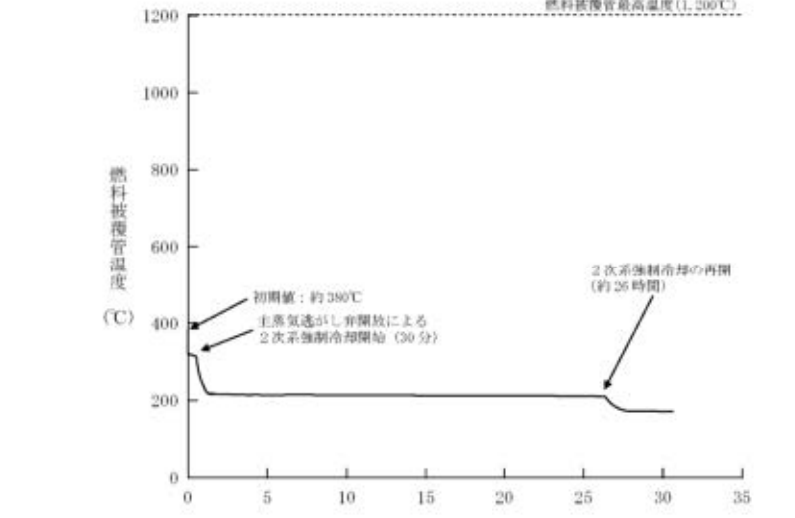
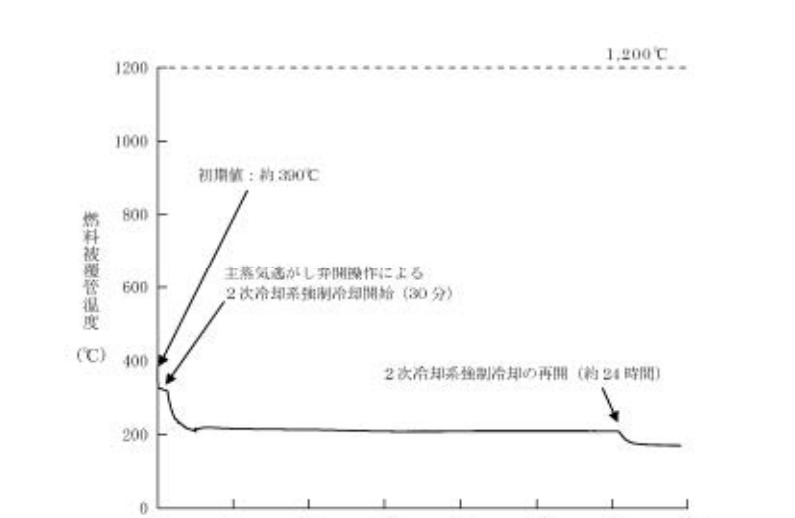
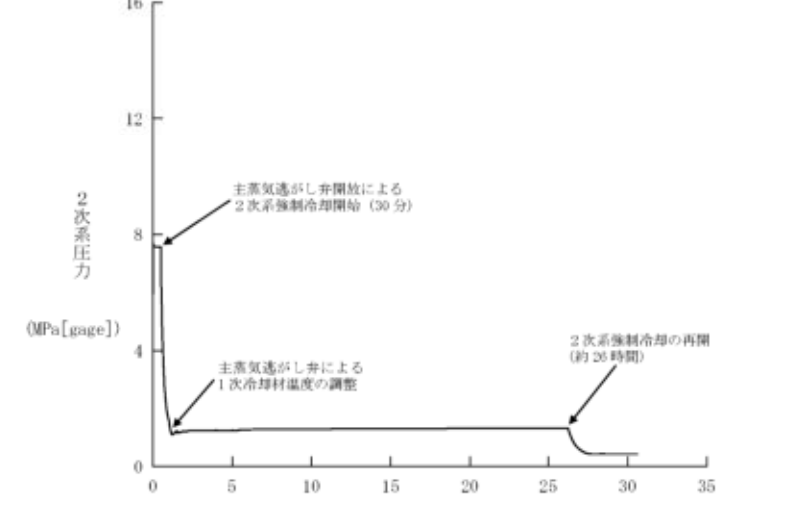
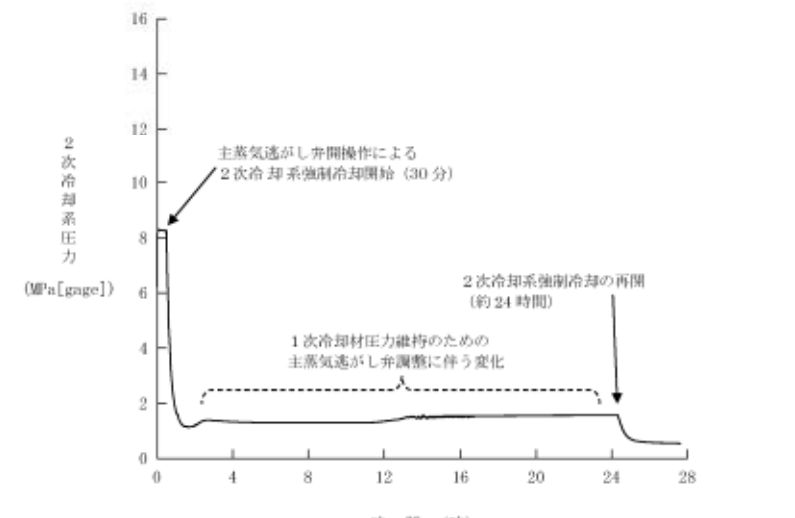
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.3.1.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 7.1.2.33 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.34 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.3.1.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.2.34 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	<p>解析結果の相違</p>

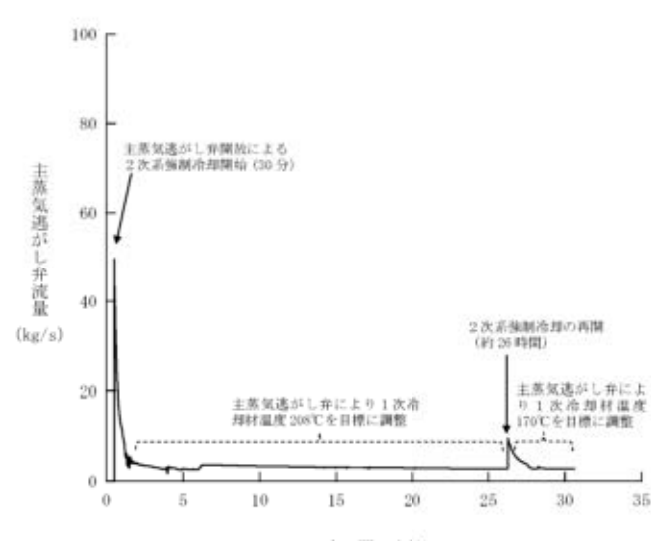
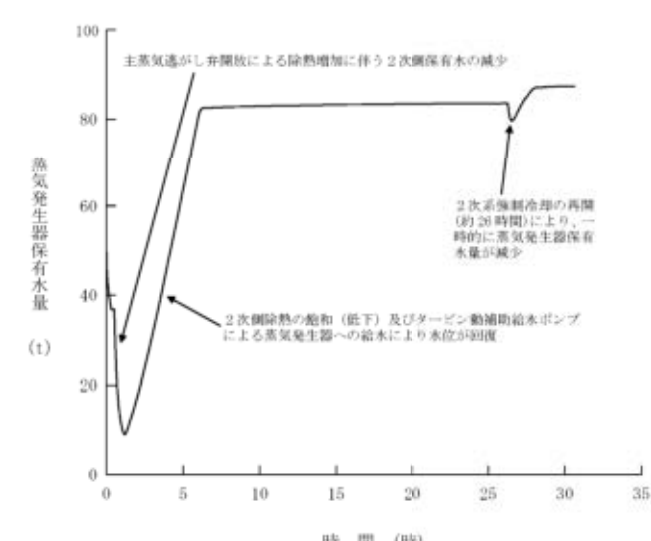
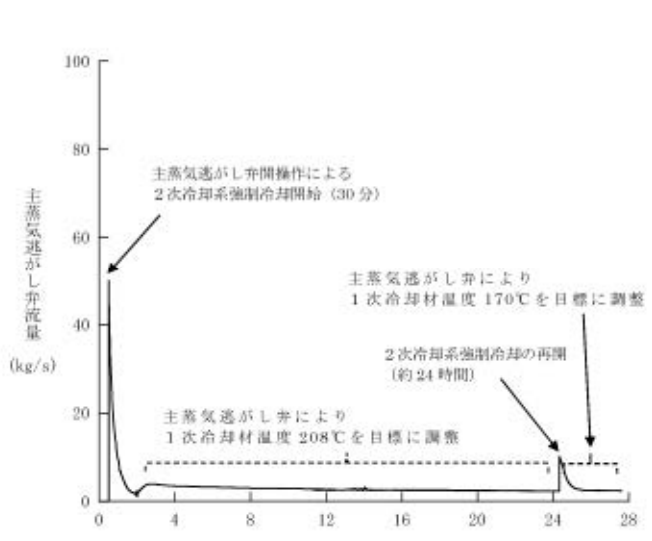
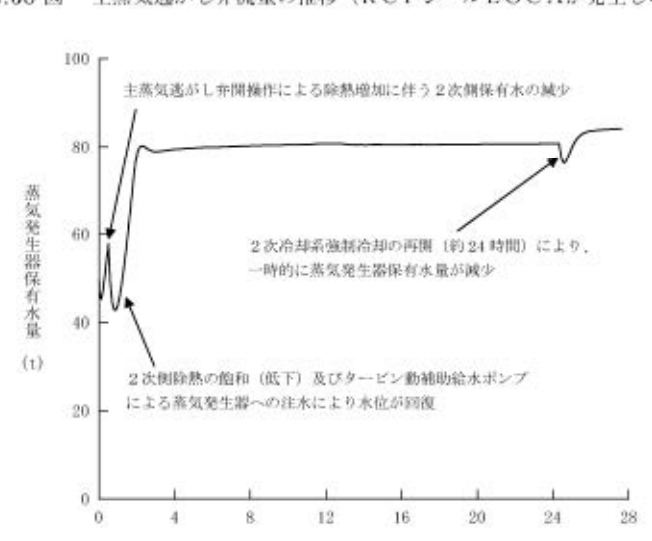
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 2.3.1.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 7.1.2.35 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.36 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	 <p>第 7.1.2.36 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.37 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>解析結果の相違</p>

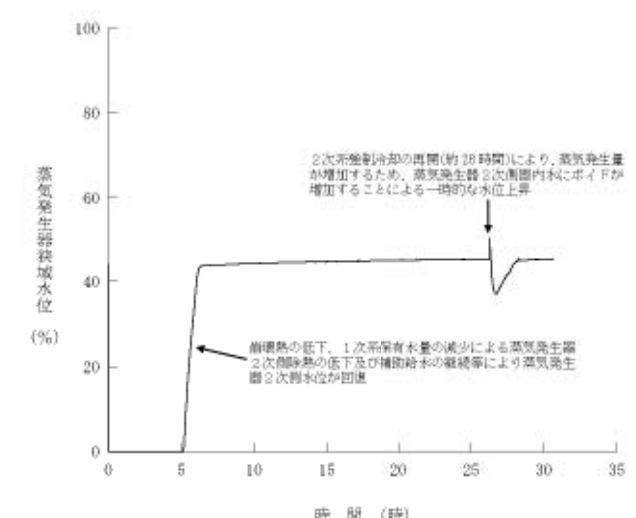
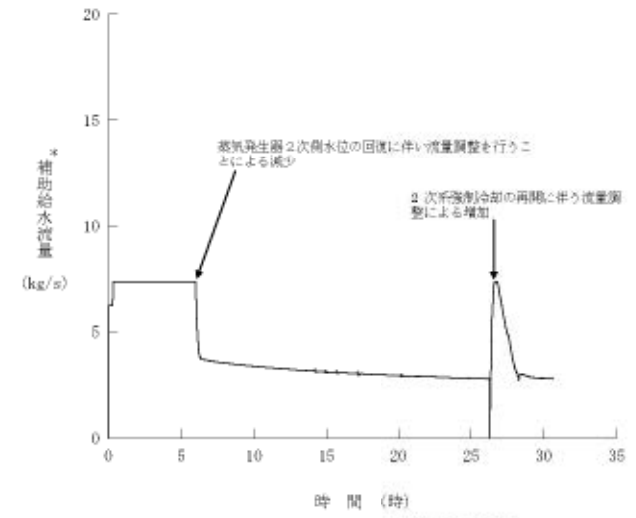
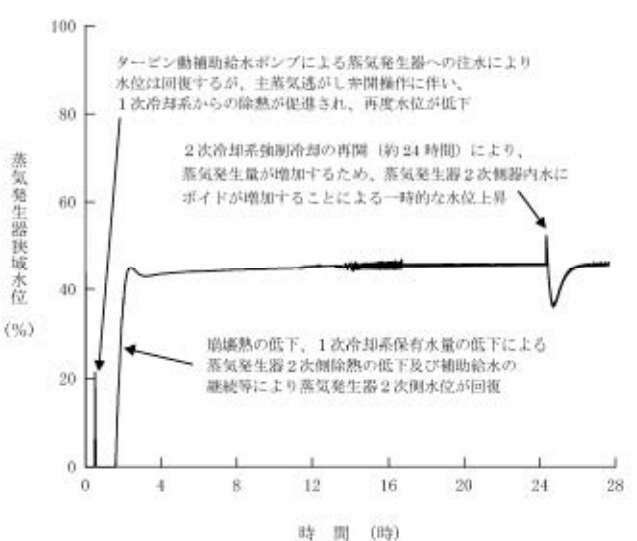
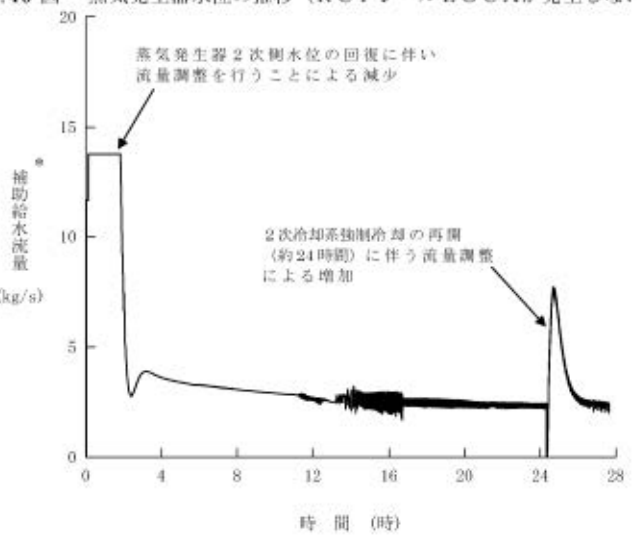
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.37 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>  <p>第 7.1.2.38 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.38 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.39 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違 ・泊3号は補助給水流量が少ないため、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる。</p>

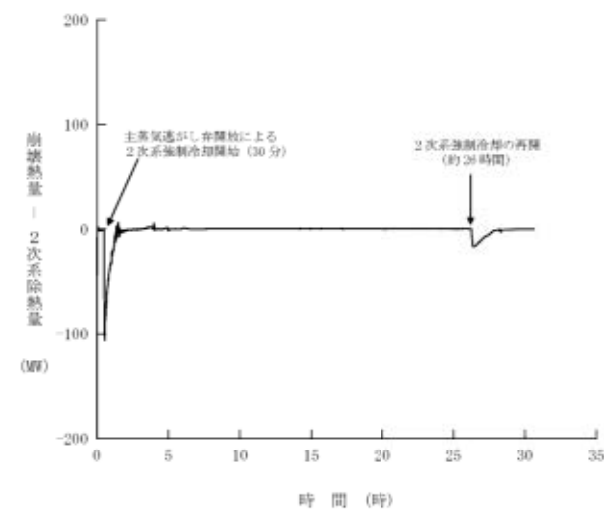
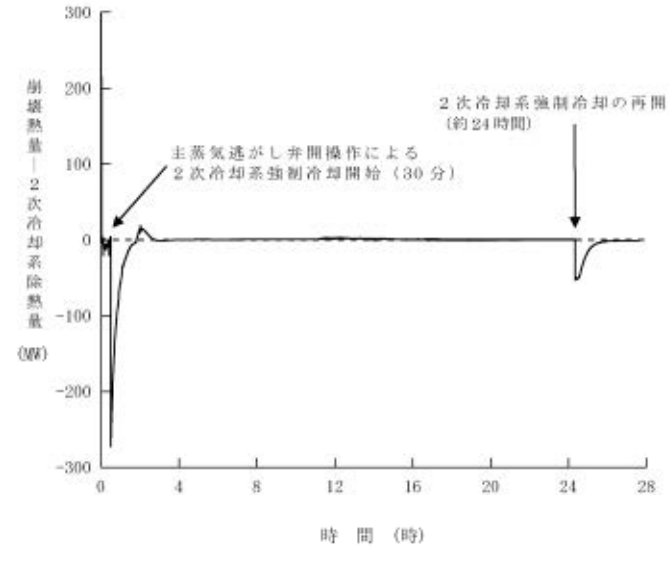
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.39 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p>  <p>第 7.1.2.40 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)</p> <p>*：蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	 <p>第 2.2.40 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.41 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> <p>*：蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</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、蒸気発生器水位の回復が遅くなる。</p> <p>解析結果の相違 ・タービン動補助給水ポンプ流量の差異により、事象初期の最大流量が異なる</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.41 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.42 図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>

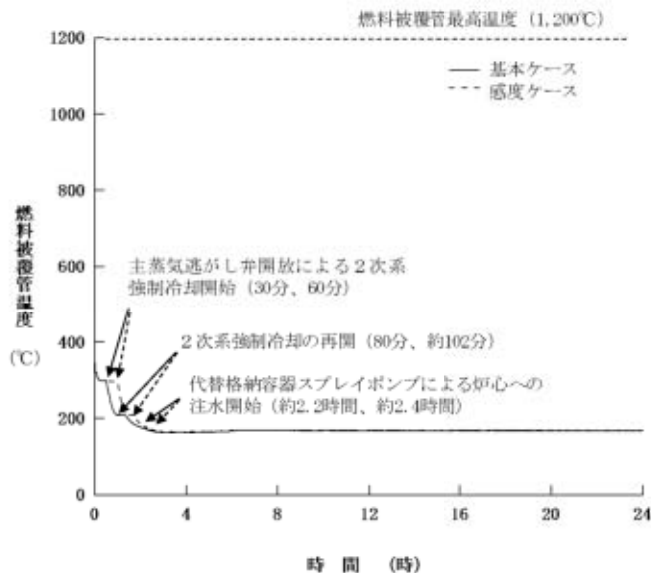
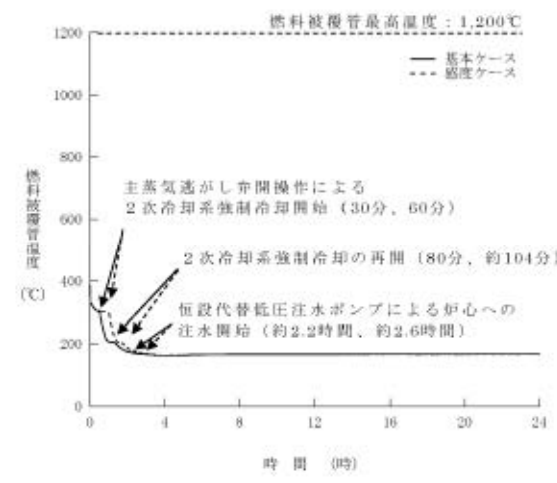
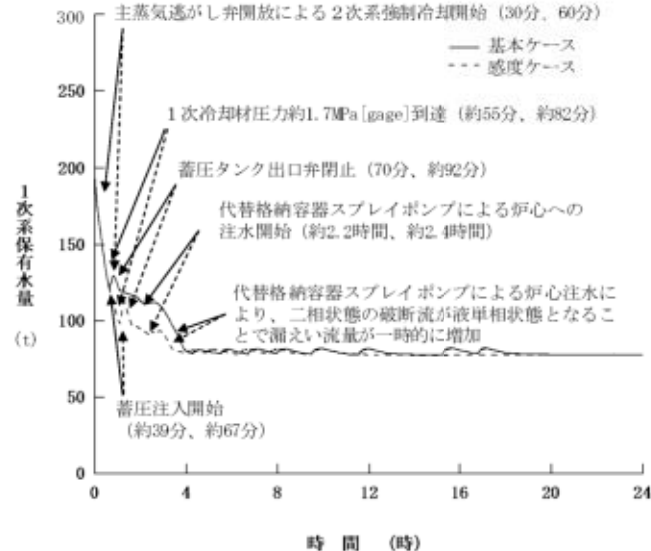
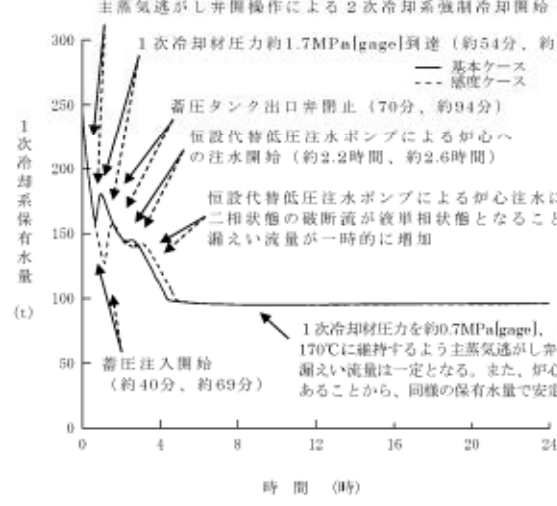
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.42 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	<p>第 7.1.2.43 図 2次系圧力の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>解析結果の相違</p>

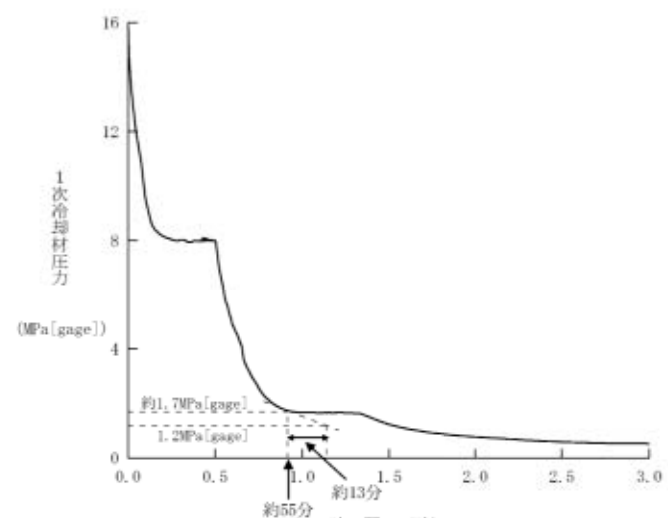
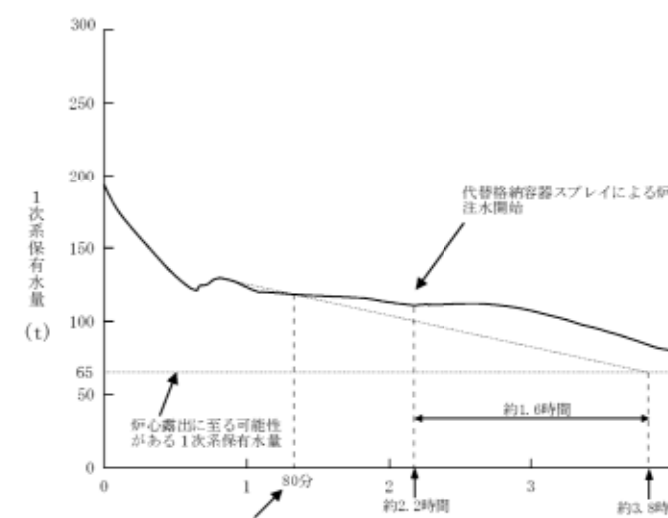
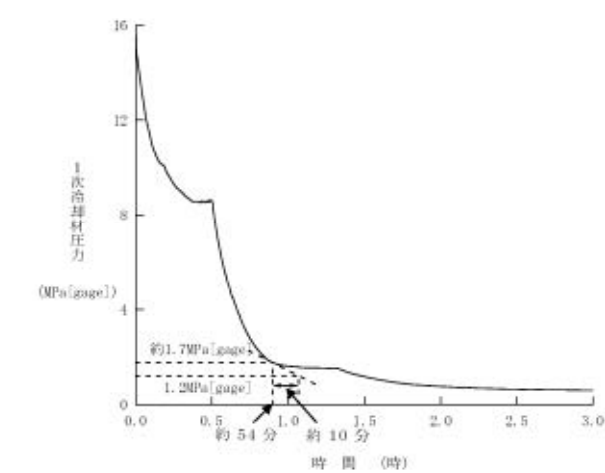
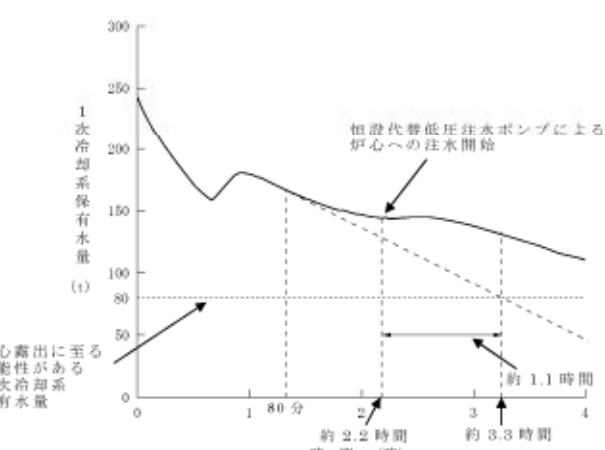
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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>燃料被覆管最高温度 (1,200℃)</p> <p>— 基本ケース --- 感度ケース</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>2次系強制冷却の再開 (80分, 約102分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間, 約2.4時間)</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 7.1.2.44 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	 <p>燃料被覆管最高温度 : 1,200℃</p> <p>— 基本ケース --- 感度ケース</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80分, 約104分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間, 約2.6時間)</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 2.2.45 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p>
	 <p>主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>— 基本ケース --- 感度ケース</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa [gage]到達 (約55分, 約82分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分, 約92分)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間, 約2.4時間)</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により、二相状態の破断流が液相状態となることで漏えい流量が一時的に増加</p> <p>蓄圧注入開始 (約39分, 約67分)</p> <p>1次系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 7.1.2.45 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)</p>	 <p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分, 60分)</p> <p>— 基本ケース --- 感度ケース</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa [gage]到達 (約54分, 約84分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分, 約94分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間, 約2.6時間)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、二相状態の破断流が液相状態となることで漏えい流量が一時的に増加</p> <p>1次冷却材圧力を約0.7MPa [gage]、1次冷却材温度を170℃に維持するよう主蒸気逃がし弁を調整することから、漏えい流量は一定となる。また、炉心注水流量も一定であることから、同様の保有水量で安定</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分, 約69分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 2.2.46 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</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）

7.1.2 全交流動力電源喪失

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 7.1.2.46 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)</p>  <p>第 7.1.2.47 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作時間余裕確認)</p>	 <p>第 2.2.47 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)</p>  <p>第 2.2.48 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>