

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE742-9 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）

7.4.2 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
比較結果等を取りまとめた資料			
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			
<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、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燃料が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	差異なし （記載表現は異なるが、全交流動力電源喪失に伴い余熱除去機能（女川は原子炉注水機能及び除熱機能）が喪失し、炉心崩壊熱により1次冷却材が蒸発し、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し燃料損傷に至る特徴は、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）

7.4.2 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)			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
燃料損傷防止対策 (概略系統図参照)	初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段を整備する。 また、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。	代替格納容器スプレイポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を整備する。 長期的な除熱を可能とするため、可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び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整備する。	記載方針の相違 ・女川は常設代替交流電源設備による給電手段も明記しているが、泊は明記していない 設備の相違 ・設備は異なるが、短期対策として炉心注水手段を整備する点は、泊も女川も同様 ・長期対策として除熱手段（女川は原子炉除熱手段、泊は格納容器除熱手段）を整備する点は、泊も女川も同様
重要事故シーケンス	「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」	「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。		差異なし
2-3) 主な差異			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスの相違	①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、③「外部電源喪失+直流電源喪失」及び④「外部電源喪失+交流電源喪失」	「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	・PWRとBWRでは事故シーケンス選定の考え方が異なる
解析コードの使用の有無（差異①）	解析コードを使用しない このため、条件については「評価条件」と記載	解析コードM-RELAP5を使用して解析を実施 このため、条件については「解析条件」と記載	・評価方法の相違
解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価	(記載なし)	(記載有り)	・同上
解析（評価）条件の不確かさの影響評価	—	—	・プラント型式の相違により解析（評価）条件・項目や運転員等操作が異なるため、不確かさの影響評価の記載が異なる
2-4) 差異の識別の省略			
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 余熱除去系（泊） ⇔ 残留熱除去系（女川） ➢ 蒸発（泊） ⇔ 蒸散（大飯） ➢ 炉心注水（泊） ⇔ 代替炉心注水（大飯） ➢ 解析条件（泊） ⇔ 評価条件（女川） 			

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）

7.4.2 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
2-5) 重大事故等対策の概略系統図			
<p style="text-align: center;">女川原子力発電所2号炉</p> <p>第5.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p> <p>第5.2.2図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)</p>	<p style="text-align: center;">泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.2.1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>短期対策：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</p> <p>長期対策：高圧注入ポンプによる高圧再循環 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</p>	
<p>短期対策：低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段</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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段</p>	<p>短期対策：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</p> <p>長期対策：高圧注入ポンプによる高圧再循環 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</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）

7.4.2 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>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</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」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、③「外部電源喪失+直流電源喪失」及び④「外部電源喪失+交流電源喪失」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料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、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、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燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源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、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、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行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷</p>	<p>7.4.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</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」において燃料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燃料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、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水量を確保し、燃料損傷を防止する。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>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</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」において燃料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燃料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、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。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>事故シーケンスの相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、SBOになり除熱機能が喪失し、冷却材が減少することで炉心が露出し燃料損傷に至るという特徴は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・女川は具体的な手段を記載している（泊は(3)燃料損傷</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）

7.4.2 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>却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策 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、燃料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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段を整備する。また、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に、手順の概要を第5.2.3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操作手順の関係を第5.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び現場操作を行う重大事故等対応要員で構成され、合計28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3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5.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。</p>	<p>(3) 燃料損傷防止対策 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、燃料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、代替格納容器スプレイポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、可搬型大型送水ポンプ車を用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び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整備する。対策の概略系統図を第7.4.2.1図に、対応手順の概要を第7.4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第7.4.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「7.4.2.2(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14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は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち災害対策要員は5名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.2.3図に示す。</p>	<p>(3) 燃料損傷防止対策 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、燃料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、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び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整備する。対策の概略系統図を第5.2.1図に、対応手順の概要を第5.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第5.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.2.2(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40名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が24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5.2.3図に示す。</p>	<p>傷防止対策に具体的な手段を記載)</p> <p>対策の相違 ・設備は異なるが短期対策として炉心注水を行う点では、泊も女川も同様 ・長期対策は女川は原子炉除熱手段を整備するのに対して、泊は高圧再循環及び格納容器内自然滞留冷却を整備する</p> <p>記載内容の相違 ・泊は重要事故シーケンス以外の事故シーケンスがないため記載がない</p>

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

7.4.2 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>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 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、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するため</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失の判断 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の判断を行う。また、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。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、代替非常用発電機、代替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設備の空気作動弁への代替空気供給、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、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び可搬型大型送水ポンプ車の準備を行う。</p> <p>c. 余熱除去機能喪失の判断 低圧注入流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。 余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止 原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 （添付資料7.4.1.1）</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失の判断 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の判断を行う。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、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処置及び送水車の準備を行う。</p> <p>c. 余熱除去機能喪失の判断 余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。 余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止 原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 （添付資料5.1.1）</p> <p>e. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピ</p>	<p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、SB0の判断を行う点は、泊も女川も同様 ・余熱除去機能喪失の判断について、泊はc.に記載している</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、非常用母線の電源回復に失敗した時点で電源回復不能と判断し、代替非常用発電機等の準備を行う点は、泊も女川も同様</p> <p>WRとBWRの相違 ・以降の手順はPWRとBWRで異なるため大飯と比較する 【大飯】 設備名称の相違 【大飯】 手順の相違 ・全交流動力電源喪失</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）

7.4.2 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>に必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持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>d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。また、復水移送ポンプ1台を手動起動し、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開始する。これにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>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>e. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>f. 炉心注水及び1次系保有水確保操作</p> <p>炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</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一充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 （添付資料7.4.2.1）</p> <p>g. 燃料取替用水ピットによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の炉心への重力注水が期待できる場合は実施する。</p> <p>燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料7.4.2.2）</p>	<p>ット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料5.2.1）</p> <p>f. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作</p> <p>炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目及び3基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</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。 （添付資料5.1.2）</p>	<p>失時は、泊は重力注水より代替格納容器スプレイポンプの方が短時間で注水でき、また確実に注水できるため、重力注水の優先順位が異なる</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・泊3号は、代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や誤動作の防止や作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない</p> <p>手順の相違 ・前述のとおり優先順位が異なる</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）

7.4.2 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>e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p>	<p>h. 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>原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、B-アンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>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に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 高圧再循環運転による1次系の冷却</p> <p>長期対策として、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炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプ（海水冷却）への海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプからA-高圧注入ポンプ（海水冷却）により炉心へ注水する高圧再循環運転に切替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>高圧再循環運転による1次系の冷却操作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>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実</p>	<p>h. 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>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し39.0kPa[gage]となれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、現場でアンユラス空気浄化系ダンプの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、アンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>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プの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>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に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 高圧代替再循環による炉心冷却</p> <p>長期対策として、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継続して実施する。</p> <p>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、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であること及び大容量ポンプによるB高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプからB高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。</p> <p>高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・大飯はSBO時の手順を詳細に記載</p> <p>【大飯】 設計の相違</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）

7.4.2 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>施す。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>k. 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>	<p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>k. 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>	

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）

7.4.2 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>5.2.2 燃料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+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>7.4.2.2 燃料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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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>余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.2.6)</p> <p>また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから、1次系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。</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と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、併せて措置の有効性</p>	<p>5.2.2 燃料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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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と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、あわせて措置の有効</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を選定した理由を記載している 重要事故シーケンスの相違 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが、運転停止中の他のプラント状態においても評価項目を満足できる点は、泊も女川も同様 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同上 <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）

7.4.2 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、評価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>(添付資料 5.1.2, 5.1.3)</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評価条件を第 5.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14MW である。 なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 24m³/h である。</p> <p>(添付資料 5.1.4)</p>	<p>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・対向流並びに1次冷却系における ECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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 7.4.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 7.4.2.3)</p>	<p>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・対向流並びに1次冷却系における ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 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 5.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 5.2.2)</p>	<p>評価方法の相違 ・泊は解析コードを使用して評価をするため重要現象等を記載している(差異①)</p> <p>差異①</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違 ・泊は「6.5.2 共通解析条件」に記載している条件は各事故シーケンスグループ等では記載しない方針のため記載していない</p>

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

7.4.2 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>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、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。 起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、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 外部電源はないものとする。 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、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 外部電源はないものとする。 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 蓄圧タンク</p>	<p>記載方針の相違 ・女川は外電喪失する理由も記載している</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、SBOになりCCW機能が喪失する点は、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）

7.4.2 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>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水流量は100m³/hとする。</p> <p>(b) 原子炉補機代替冷却水系</p> <p>伝熱容量は16MW（原子炉冷却材温度154℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</p> <p>伝熱容量は、熱交換器1基当たり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 常設代替交流電源設備による交流電源の供給は、事象発生20分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は事象発生25分</p>	<p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</p> <p>原子炉停止72時間後を事象開始として、c.(a)で設定した炉心注水開始時点の炉心崩壊熱に相当する蒸発量を上回る流量として、29m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替</p>	<p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び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）1.0MPa [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）</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</p> <p>原子炉停止72時間後を事象開始として、「5.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員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) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生の60分後、2基目は事象発生の100分後、3基目は事象発生の140分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流</p>	<p>機器条件の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は代替非常用発電機の起動時間は記載していない（タイムチャートには記載）</p> <p>操作条件の相違</p> <p>・設備は異なるが余</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）

7.4.2 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>までに完了するが、原子炉注水操作は事象発生2時間後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、軸受等の冷却が必要となるため、原子炉補機代替冷却水系の準備が完了する事象発生24時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.2.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.2.6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崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から2時間経過した時点で、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）によ</p>	<p>交流電源の準備並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生60分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.2.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第7.4.2.4図から第7.4.2.12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、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生60分後に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、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣</p>	<p>電源の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として、事象発生141分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第5.2.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第5.2.4図から第5.2.12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、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心へ注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加し、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生141分後に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、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り</p>	<p>裕時間を見込んで炉心注水開始時間を設定している点は、泊も女川も同様</p> <p>操作条件の相違</p> <p>記載方針の相違 ・泊は事象進展と解析結果を示しているのに対して、女川は原子炉水位の推移と水位と線量率の関係を示している</p> <p>事象進展の相違 ・事象進展は異なるが、代替非常用発電機により電源を確保し、炉心注水を行い水位が安定する点は、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）

7.4.2 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>る原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するととどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.2.5図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するととどまり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第5.2.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{*2}を確保できる水位である燃料有効長頂部の約2.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>り合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料7.4.1.4、7.4.2.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第7.4.2.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>この効果は、ほう素価値が大きいほど顕著となることから、ウラン・プルトニウム混合酸化燃料装荷炉心に比べてほう素価値が大きいウラン炉心の評価対象に、事象発生後の1次冷却</p>	<p>合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料5.1.5、5.2.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第5.2.5図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2%Δ</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は長期対策の記載は「b. 評価項目等」に記載している <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持できる水位に関して記載している点は同様であり、泊も女川も放射線の遮蔽を維持できる <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが未臨界性の確保に関して記載している点は同様であり、泊も女川も未臨界の維持が可能

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）

7.4.2 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>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生2時間後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p>	<p>材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象発生後の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心であるウラン平衡炉心において約-7.1% Δk/k であり、未臨界を確保できる。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して、その絶対値を小さめに設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化するが、取替炉心のほう素価値はウラン炉心で同程度であり、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷により小さくなる方向であることから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で同程度又は小さくなる。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 7.4.1.6）</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.4.2.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第 7.4.2.9 図及び第 7.4.2.11 図に示すとおり、事象発生の約 120 分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、原子炉は安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、A-高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環運転に切替え、炉心注水を継続すること及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 7.4.1.7, 7.4.1.9, 7.4.2.5）</p>	<p>k/k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。</p> <p>したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 5.1.7）</p> <p>燃料被覆管温度は第 5.2.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第 5.2.9 図及び第 5.2.11 図に示すとおり、事象発生の約 220 分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること、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により原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 5.1.8, 5.2.4, 5.1.10）</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッド</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが安定状態を維持できる点は同様</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）

7.4.2 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>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は 3.5 時間であり、その被ばく量は最大で 35mSv となる。また、現場作業員の退避は 1 時間以内であり、その被ばく量は 10mSv 以下となる。よって、被ばく量は最大でも 35mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.0m 上（通常運転水位から約 3.2m 下）の位置である。</p> <p>(添付資料 4.1.3, 5.1.6, 5.1.7, 5.2.1)</p>		<p>ループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.2.5)</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違 ・女川の作業員の被ばく量は被ばく限度 100mSv に比較的近い値となるが、泊の必要な遮蔽の目安とする線量率は 0.15mSv であり女川の約 1/100 と低く作業員の被ばく量が問題となることはないため記載していない</p>

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

7.4.2 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>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.2.3 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ものとする。</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代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水量を確保することが特徴である。また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分</p>	<p>5.2.3 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ものとする。</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蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水量を確保することが特徴である。また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分</p>	<p>差異①</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は事象進展の特徴を記載しており、女川は事故シーケンスの特徴を記載している</p> <p>対策設備の相違</p> <p>・重大事故等対策の相違による不確かさの影響を確認する運転員等操作が異なる</p> <p>解析コードの使用の有無の相違</p> <p>・女川は解析コードを使用していないため記載がない(差異①)</p>

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

7.4.2 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>(1) 評価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 5.2.2 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、評価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>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14MW に対して最確条件は、約 14MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の</p>	<p>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、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.2.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.0m の高さであるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.4.1.13)</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 7.4.2.2 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次冷却材の蒸発率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>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、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 2.2.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</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 5.2.2 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次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>差異①</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>記載表現の相違 ・記載は異なるが、崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる点は、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）

7.4.2 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>認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は</p>			<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は原子炉水温及び原子炉水位を最確条件とした場合の影響を評価しているが、泊の水温及び水位は影響が軽微と考えられるため添付資料でのみ考察をしている（添付資料7.4.2.7） <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は評価条件を最確値としているものに対しても記載しているが、泊は解析条件を最確値としているものは添付資料でのみ記

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）

7.4.2 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>原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MW に対して最確条件は、約14MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{*2}が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から避難するまでの時間</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却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>載している</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊の解析条件は原子炉容器蓋が閉止されている状態だが、蓋取外し時はキャピティに水張をしており多量の水があることから本重要事故シーケンスに包絡されることを添付資料7.4.2.6に記載 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱よりも小さくなることは泊も女川も同様

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）

7.4.2 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>及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、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>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価</p>			<p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は原子炉水温と原子炉水位の評価条件を保守的な値としているため、最確値とした場合の影響を考察しているが、泊の1次冷却材高温側温度及び1次冷却材水位は最確値を解析条件としているため添付資料でのみ考察している <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は評価条件を最確値としているものに対しても記載しているが、泊は解析条件を最確値としているものは添付資料でのみ記

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）

7.4.2 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>項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最悪条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の運転操作においては、評価上の受電完了時間と比べ短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であ</p>	<p>載している</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊の解析条件は原子炉容器蓋が閉止されている状態だが、蓋取外し時はキャビティに水張をしており多量の水があることから本重要事故シーケンスに包絡されることを添付資料7.4.2.6に記載</p> <p>記載表現の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊も代替非常用発電機の起動操作があるが主要操作ではないため記載していない</p>

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

7.4.2 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）による原子炉注水操作は、事象発生から2時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、時間余裕を含めて設定されていることから、実態の運転操作においては、評価上の想定よりも短くなる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から24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、9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ことから、操作開始時間が早ま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。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電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が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</p>	<p>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、第7.4.2.3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 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、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>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>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.2.3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 蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却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>記載表現の相違 ・記載は異なるが炉心注水操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>運転員等操作の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが炉心注水操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>運転員等操作の相違</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）

7.4.2 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) 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生24時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉への注水を継続する。 (添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.2.2)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価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。</p> <p>その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作</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>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第7.4.2.13図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の1次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約30分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 7.4.1.14)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び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</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>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.2.13図及び第5.2.14図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約92分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで、事象発生約60分後から約32分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.2.15図に示すとおり、3基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移が2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生約140分後から60分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び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</p>	<p>記載表現の相違 ・記載は異なるが炉心注水操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>運転員等操作の相違</p> <p>差異① 記載内容の相違 差異①</p>

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

7.4.2 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>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。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>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、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 7.4.2.7)</p>	<p>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、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.2.6)</p>	<p>記載表現の相違 ・泊は具体的な操作を記載している</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）

7.4.2 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>5.2.4 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おける必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり28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28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、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.3)</p> <p>a. 水源</p> <p>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日間の対応を考慮すると、約534m³の水が必要である。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³の水量を保有している。これにより、注水によって復水貯蔵タンクを枯渇させることなく、必要な水量を確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>7.4.2.4 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「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり14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>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代替炉心注水については、事象発生の約59.6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>5.2.4 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、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり40名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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>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炉心注水については、事象発生の約68.7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>体制の相違 ・要員体制の相違</p> <p>水源の相違 ・泊は燃料取替用水ピットを取水源とするが、女川は復水貯蔵タンクを取水源としている ・泊も女川も7日間の注水継続が可能なのは同様</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）

7.4.2 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. 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、事象発生後7日間の運転継続に約414kLの軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。</p> <p>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（合計使用量 約505kL）。</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日間の運転継続には約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>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、事象発生後の10.5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.3kLの軽油が必要となる。</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための可搬型大型送水ポンプ車については、事象発生直後から使用済燃料ピット水が蒸発を開始すると想定し、使用済燃料ピット水位を維持するよう可搬型大型送水ポンプ車で間欠的に注水した場合、7日間の運転継続に約1.7kLの軽油が必要となる。</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>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、事象発生後の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>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、ポンプ車に関して評価し7日間の運転継続が可能な点は泊も女川も同様</p>

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

7.4.2 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>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4,440kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未滿となることから、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>所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、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り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>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約158.5kLとなるが「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量(540kL)にて供給可能である。</p> <p>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>(添付資料7.4.2.8)</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後の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4,771L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9,542L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>(添付資料5.2.7)</p>	<p>記載表現の相違 ・記載は異なるが代替非常用発電機により電源供給可能な点は泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・緊急時対策所への電源共有に関してはSA61条で評価しており、有効性評価内で評価する方針としていないことから泊は記載していないが、女川同様必要な負荷に対して電源供給が可能</p> <p>・蓄電池容量に関しては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</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）

7.4.2 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
			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

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）

7.4.2 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>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転</p>	<p>7.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能が喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い1次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水する手段を、長期対策として可搬型大型送水ポンプ車を用いてA-高圧注入ポンプ（海水冷却）及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、A-高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧再循環及び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により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれ</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能が喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環及び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により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれ</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>重大事故等対策の相違</p> <p>・設備及び手順は異なるが、短期対策及び長期対策を整備している点は、泊も女川も同様</p> <p>重要事故シーケンスの相違</p> <p>重大事故等対策の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・女川は燃料損傷しないことを記載しており、泊は評価項目に関して記載している</p> <p>差異①</p>

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

7.4.2 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>員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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」に対して有効である。</p>	<p>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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、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>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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第5.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
全交流動力電源喪失による格納容器冷却水ポンプ停止時の対応	・原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、格納容器冷却水ポンプ（原子炉停止時冷却モーター）運転停止による格納容器冷却水の減少が懸念される	125V 蓄電池 2A 125V 蓄電池 2B	【格納容器冷却水ポンプ出口流量】*
過負荷による原子炉の低圧状態維持	・冷却剤ポンプ（原子炉停止時冷却モーター）運転停止により原子炉冷却水が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するための、中央制御室からの緊急操作により過負荷を解除する（自動減圧運転）	125V 蓄電池 2A 125V 蓄電池 2B 過負荷安全弁（自動減圧運転）*	原子炉圧力* 原子炉圧力（S/A） 原子炉圧力計器精度
格納容器注水（原液）（冷却ポンプ）による原子炉注水	・中央制御室からの格納容器注水ポンプを用いた冷却剤ポンプの運転停止による交流電源供給の喪失を防止するため、格納容器注水ポンプ1台を手動起動し、格納容器注水ポンプ（常設）（冷却ポンプ）による原子炉注水を開始する	ガスタービン発電機 蓄電池ポンプ* 格納容器注水ポンプ* ガスタービン発電機冷却ポンプ タンク	原子炉本体（広帯域）* 原子炉本体（S/A広帯域） 格納容器注水ポンプ流量（既設格納容器注水ポンプ流量） 格納容器注水ポンプ流量（既設格納容器注水ポンプ流量）
冷却剤ポンプ停止時の対応	・原子炉格納容器注水ポンプを用いた冷却剤ポンプの運転停止による交流電源供給の喪失を防止するため、格納容器注水ポンプ1台を手動起動し、格納容器注水ポンプ（常設）（冷却ポンプ）による原子炉注水を開始する	ガスタービン発電機 【冷却剤ポンプ停止時冷却モーター】* 格納容器注水ポンプ タンク	【冷却剤ポンプ注水出口流量】* 格納容器注水ポンプ注水出口流量* 原子炉圧力計器精度

*：設計上の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
 【】：有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

泊発電所3号炉

第7.4.2.1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（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失の判断	・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非常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用母線への給電を確認する。	-	-
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗すること、早期の電源回復不能と判断し、代替非常用発電機、代替格納容器スプレッドポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュウラス空気浄化装置ダンパへの作動空気供給、可搬型大型冷却水ポンプ車による格納容器内自然冷却処理、中央制御室非常用母線のダンパ開放及び可搬型大型冷却水ポンプ車の搬入を行う。	代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯蔵槽	可搬型タンクローリー
c. 余熱除去機能喪失の判断	・格納容器注水ポンプのパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。	-	格納容器注水ポンプ注水出口流量 1次冷却材流量（広域-低濃度） 1次冷却材流量（広域-低濃度）
d. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にある作業員に対して格納容器内過渡指示又は所内過渡指示により過渡の指示を行う。 ・作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	-	-

【】：有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

大飯発電所3/4号炉

第5.2.1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（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失の判断	・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非常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	-	-
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗すること、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電機、代替格納容器注水ポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュウラス空気浄化装置ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然冷却処理、中央制御室非常用母線のダンパ開放及び注水車の搬入を行う。	空冷式非常用発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 蓄電池（放射線防護用）	タンクローリー
c. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。	-	余熱除去流量 1次冷却材流量（広域） 1次冷却材流量（広域）
d. 原子炉格納容器からの過渡指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にある作業員に対してエベケーションアラーム又はベレーリング装置により過渡の指示を行う。 ・作業員が所定の過渡場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	-	-
e. 燃料冷却器注水レベルによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料冷却器注水レベルの原子炉への注水レベルが所定の範囲内である場合は、優先して実施する。	-	-
f. 原子炉格納容器過熱防止	・放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器過熱防止を行う。	-	-

【】：有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

差異の説明

設計方針の相違
 ・手順や設備は異なるが、SBOを確認し、原子炉へ注水するという点では、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）

7.4.2 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7.4.2.1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（3/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判所及び操作</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>i. 高圧再循環運転による1次系の冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレッドポンプによる炉心注水を継続して実施する。 燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達、格納容器再循環ポンプ水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプ（海水冷却）への海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環ポンプからA-高圧注入ポンプ（海水冷却）により炉心へ注水する高圧再循環運転に切り替えること </td> <td> 代替格納容器スプレッドポンプ 燃料取替用水ピット 代替非常用発電機 デイゼル発電機燃料油貯油槽 A-高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプスクリーン </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> 高圧注入流量 加圧器水位 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取替用水ピット水位 代替格納容器スプレッドポンプ出口積算流量 </td> </tr> <tr> <td>j. 格納容器内自然対流冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 </td> <td> C、D-格納容器再循環ユニット デイ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 可搬型流量計測装置 </td> <td> 格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AM用） 格納容器再循環ユニット入口温度 /出口温度 </td> </tr> <tr> <td>k. 原子炉機械冷却系の復旧作業</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉機械冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集員が予備品の原子炉機械冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 </td> <td> - </td> <td> - </td> <td> - </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判所及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	i. 高圧再循環運転による1次系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレッドポンプによる炉心注水を継続して実施する。 燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達、格納容器再循環ポンプ水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプ（海水冷却）への海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環ポンプからA-高圧注入ポンプ（海水冷却）により炉心へ注水する高圧再循環運転に切り替えること 	代替格納容器スプレッドポンプ 燃料取替用水ピット 代替非常用発電機 デイゼル発電機燃料油貯油槽 A-高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプスクリーン	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	高圧注入流量 加圧器水位 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取替用水ピット水位 代替格納容器スプレッドポンプ出口積算流量	j. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	C、D-格納容器再循環ユニット デイ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 可搬型流量計測装置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AM用） 格納容器再循環ユニット入口温度 /出口温度	k. 原子炉機械冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉機械冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集員が予備品の原子炉機械冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 	-	-	-	<p>第5.2.1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（3/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判所及び操作</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>i. 格納容器内自然対流冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 </td> <td> A、D格納容器再循環ユニット 燃料加貯蔵タンク 重油タンク </td> <td> 大容量ポンプ タンクローリー </td> <td> 格納容器内温度 格納容器圧力（広域） AM用格納容器圧力 可搬型流量計測装置 （格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用） </td> </tr> <tr> <td>h. 原子炉機械冷却系の復旧作業</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策要員の作業時間や原子炉機械冷却水系統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、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 </td> <td> - </td> <td> - </td> <td> - </td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備</p>	判所及び操作	手順	重大事故等対応設備			常設設備	可搬設備	計装設備	i. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	A、D格納容器再循環ユニット 燃料加貯蔵タンク 重油タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力（広域） AM用格納容器圧力 可搬型流量計測装置 （格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）	h. 原子炉機械冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策要員の作業時間や原子炉機械冷却水系統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、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 	-	-	-	<p>設計方針の相違 ・手順や設備は異なるが、SBOを確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様</p>
判所及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																					
i. 高圧再循環運転による1次系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレッドポンプによる炉心注水を継続して実施する。 燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達、格納容器再循環ポンプ水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプ（海水冷却）への海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環ポンプからA-高圧注入ポンプ（海水冷却）により炉心へ注水する高圧再循環運転に切り替えること 	代替格納容器スプレッドポンプ 燃料取替用水ピット 代替非常用発電機 デイゼル発電機燃料油貯油槽 A-高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプスクリーン	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	高圧注入流量 加圧器水位 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 燃料取替用水ピット水位 代替格納容器スプレッドポンプ出口積算流量																																					
j. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	C、D-格納容器再循環ユニット デイ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 可搬型流量計測装置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AM用） 格納容器再循環ユニット入口温度 /出口温度																																					
k. 原子炉機械冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉機械冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集員が予備品の原子炉機械冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 	-	-	-																																					
判所及び操作	手順	重大事故等対応設備																																							
		常設設備	可搬設備	計装設備																																					
i. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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への海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	A、D格納容器再循環ユニット 燃料加貯蔵タンク 重油タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力（広域） AM用格納容器圧力 可搬型流量計測装置 （格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）																																					
h. 原子炉機械冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 緊急安全対策要員の作業時間や原子炉機械冷却水系統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、原子炉機械冷却水系統の復旧を図る。 	-	-	-																																					

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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

女川原子力発電所2号炉

第5.2.2表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
原子炉停止	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約14MW (9×9燃料(A型)、原子炉停止1日後*)	平衡炉心の炉心平均燃焼度30MWd/L**を基に ANSI/ASME-1-1470にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位(セパレータスカーフ下 幅から+113mm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期温度	50℃	原子炉停止1日後の燃焼を踏まえ、原子炉は残留 熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却さ れているため、その設計温度である50℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の燃焼を考慮して設定
	冷却水の温度	100℃	燃焼を考慮し、原子炉水位低下を保守的に評価 する条件として設定
冷却系	起停事象	外部電源喪失	送電系統又は炉内主要設備の故障等によって、 外部電源が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 原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却 海水系を含む。)喪失	全ての非常用ディーゼルの発電機等の機能喪失を考 慮して設定 原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却水系を含 む。)が機能喪失することにより、崩壊熱除去機 能を喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	起停事象として、外部電源が喪失するものとして 設定
原子炉補機冷却水系	低圧代替注水(常設)(復 水移送ポンプ)	100%にて原子炉注水	復水移送ポンプの設計値に注入配管の流路径損失 及び保守性を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系	10MPa (原子炉冷却材温度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
原子炉停止後の時間	残存熱除去系(原子炉停止時 冷却モード)	熱交換器1基当たり約80MW(原子炉冷 却材温度50℃、海水温度26℃におい て)	残存熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の設計 値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱除去の注水を実施す ることにより水位を維持するが、残存熱除去系(原子 炉停止時冷却モード)を実施することにより原子炉内 への崩壊熱が除去されるため、水位が上昇しない)
	常設代替交流電源設備からの 発電機出力	事象発生20分後	事象発生時間を考慮して、事象発生10分後に常設 代替交流電源設備から発電機出力を開始し、動作時 間として10分間を設定
	低圧代替注水(常設)(復 水移送ポンプ)による原子炉 注水操作	事象発生20分後	常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注 水(常設)(復水移送ポンプ)の起動作業に要す る時間を考慮して設定
	低圧代替注水(常設)(復 水移送ポンプ)による原子炉 注水操作	事象発生2時間後	事象の告知や操作時間を基に、時間余裕を考慮し て設定
	原子炉補機代替冷却水系運転 操作	事象発生24時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備期間を考慮して設 定
	原子炉補機代替冷却水系を用 いた残存熱除去系による原子 炉停止時冷却モード運転操作	事象発生24時間後	原子炉補機代替冷却水系を用いた残存熱除去系によ る原子炉停止時冷却モード運転操作を踏まえて設定

※1 原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常運転操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮

泊発電所3号炉

第7.4.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シナリオシナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、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
原子炉停止後の時間	72時間	評価結果を厳しくするよう、定期検査工地上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見ながら時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が小さくなり、1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材圧力(初期)	大気圧(0MPa(gage))	ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態として設定。
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限值として設定。1次冷却材温度が高いと1次系の保有水量が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。
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型燃料集合体を装着した3ループプラントを包絡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、燃焼度が高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・プルトニウム混合酸化物燃料の衰変を考慮している。
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁1個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2次系の状態	2次系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から2次系からの冷却は想定しない。

初期条件

大飯発電所3/4号炉

第5.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シナリオシナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、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
原子炉停止後の時間	72時間	評価結果を厳しくするよう、定期検査工地上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見ながら時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が小さくなり、1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材圧力(初期)	大気圧(0MPa(gage))	ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態として設定。
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード6)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード(モード6)の上限值として設定。1次冷却材温度が高いと1次系の保有水量が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ+200mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が高いと1次系保有水量が多くなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
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型燃料集合体を装着した3ループプラントを包絡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、燃焼度が高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・プルトニウム混合酸化物燃料の衰変を考慮している。
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2次冷却材の状態	2次冷却材からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から2次冷却材からの冷却は想定しない。

差異の説明

条件の相違
 ・泊は解析を実施しているため解析条件
 ・女川は解析コードを使用せずに評価しているため評価条件
 ・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

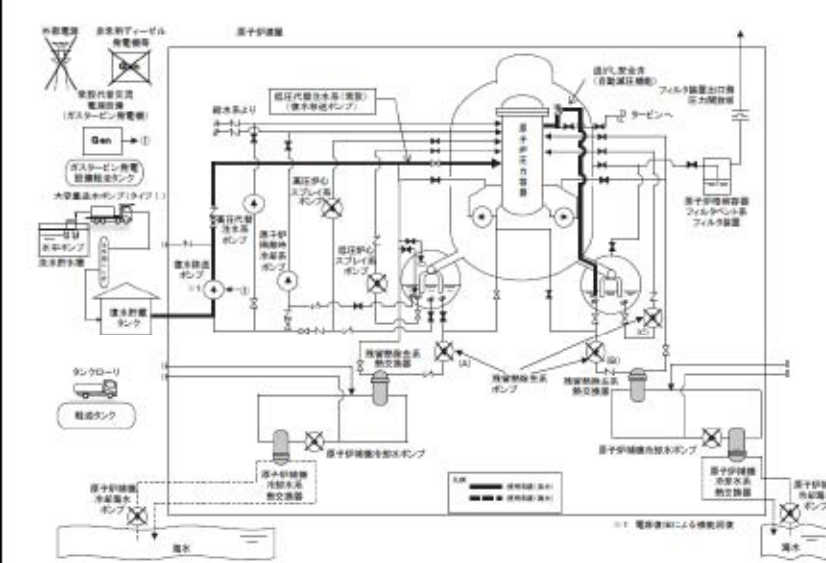
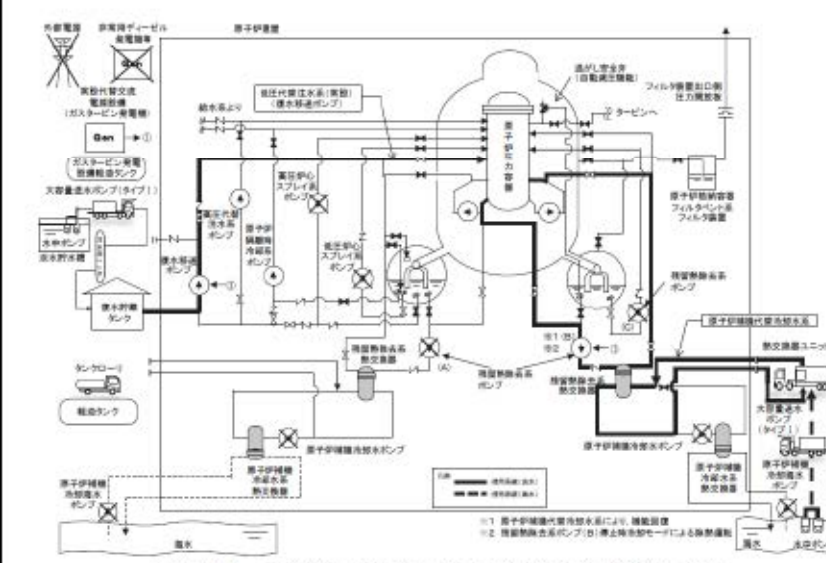
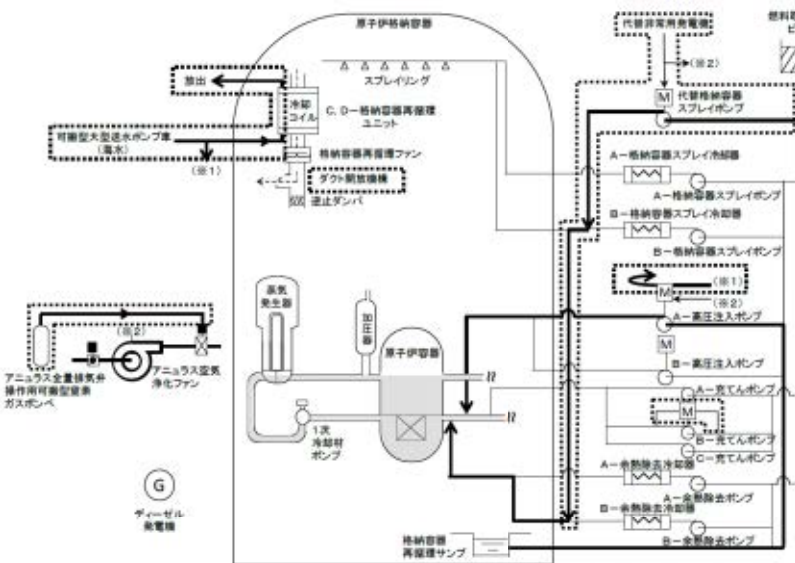
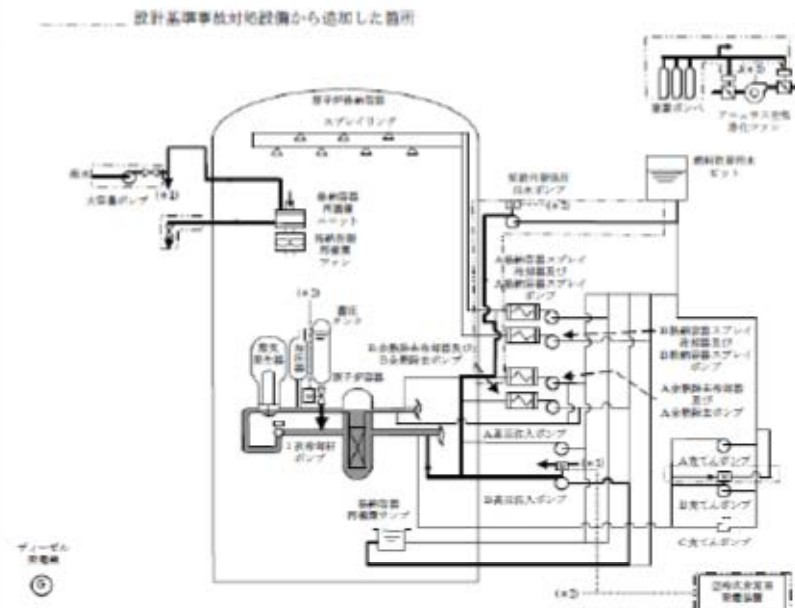
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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7.4.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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) (2/2)</p> <table border="1" data-bbox="1101 296 1724 1417"> <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>起因事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>起因事象として、外部電源が喪失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>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</td> </tr> <tr> <td>重大事象とする機器動作条件</td> <td>代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 29m³/h</td> <td>原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における姉妹熱による蒸発量約28.4m³/hを上回る値として設定。</td> </tr> <tr> <td>重大事象とする機器動作条件に関連</td> <td>代替格納容器スプレイポンプ起動</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間。</td> </tr> </tbody> </table>	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	起因事象として、外部電源が喪失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。	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。	重大事象とする機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 29m ³ /h	原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における姉妹熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。	重大事象とする機器動作条件に関連	代替格納容器スプレイポンプ起動	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間。	<p>第5.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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) (2/2)</p> <table border="1" data-bbox="1952 296 2531 1417"> <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>起因事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>起因事象として、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>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保持圧力</td> <td>1.0MPa[case] (最低保持圧力)</td> <td>最低の保持圧力を設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保有水量</td> <td>26.9m³ (1基当たり) (最低保有水量)</td> <td>最低の保有水量を設定。</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</td> <td>28m³/h</td> <td>原子炉停止後72時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間141分時点における炉心蒸発熱による蒸発量27.5m³/hを上回る値として設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク炉心注水操作(*)</td> <td>1基目：事象発生後60分後 2基目：事象発生後100分後 3基目：事象発生後140分後</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に1基目は計60分、2基目は100分、3基目は140分を想定して設定。</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプ起動</td> <td>3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後141分後)</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認、炉心注水完了後、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：定期検査中の備付け対象となる場合は、全4基のうち1基には期待しない。</p>	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	起因事象として、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。	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa[case] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。	蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	28m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間141分時点における炉心蒸発熱による蒸発量27.5m ³ /hを上回る値として設定。	蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1基目：事象発生後60分後 2基目：事象発生後100分後 3基目：事象発生後140分後	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に1基目は計60分、2基目は100分、3基目は140分を想定して設定。	恒設代替低圧注水ポンプ起動	3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後141分後)	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認、炉心注水完了後、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。	<p>条件の相違 ・泊は解析を実施しているため解析条件 ・女川は解析コードを使用せずに評価しているため評価条件 ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																														
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源が喪失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。																																														
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。																																														
重大事象とする機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 29m ³ /h	原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における姉妹熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。																																														
重大事象とする機器動作条件に関連	代替格納容器スプレイポンプ起動	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間。																																														
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	起因事象として、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。																																														
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。																																														
蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa[case] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。																																														
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。																																														
恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	28m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間141分時点における炉心蒸発熱による蒸発量27.5m ³ /hを上回る値として設定。																																														
蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1基目：事象発生後60分後 2基目：事象発生後100分後 3基目：事象発生後140分後	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に1基目は計60分、2基目は100分、3基目は140分を想定して設定。																																														
恒設代替低圧注水ポンプ起動	3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後141分後)	運転員等操作時間として、事象発生後検知及び確認、炉心注水完了後、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。																																														

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）

7.4.2 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5.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第5.2.2図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)</p>	 <p>第7.4.2.1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5.2.1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>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備は異なるが、SB0を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様 ・また、長期冷却(泊は高圧再循環+自然対流冷却、女川は原子炉補器代替冷却水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による除熱)も記載している点は、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）

7.4.2 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5.2.3図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p>	<p>第7.4.2.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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5.2.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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>対応手順の相違 ・詳細な対応手順は異なるが、SB0を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様</p>

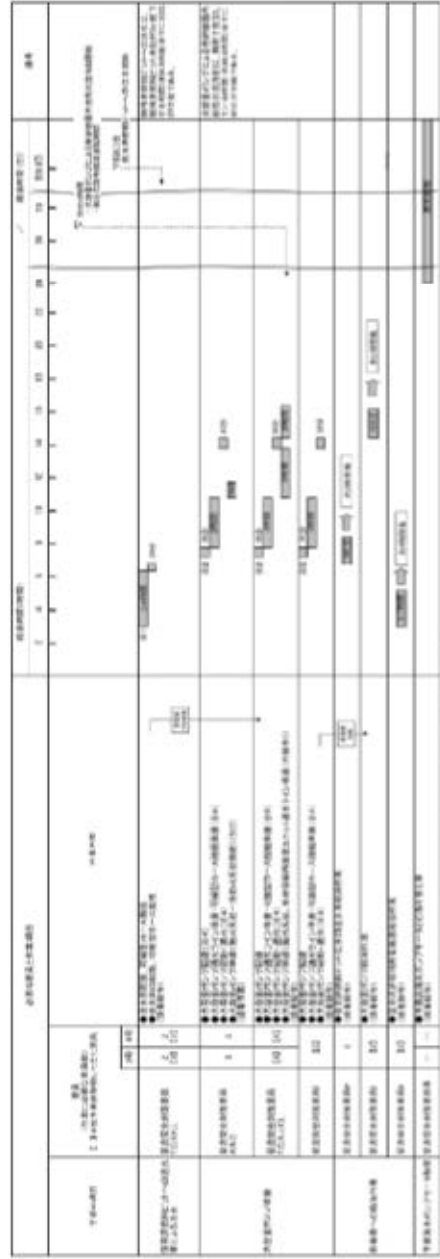
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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7.4.4図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間</p>	<p>第7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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7.4.2.8図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するととも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>作業等の相違 ・作業と所要時間は異なるが、放射線の遮蔽を維持できる水位まで水位が低下する前に注水できる点は、泊も女川も同様</p>

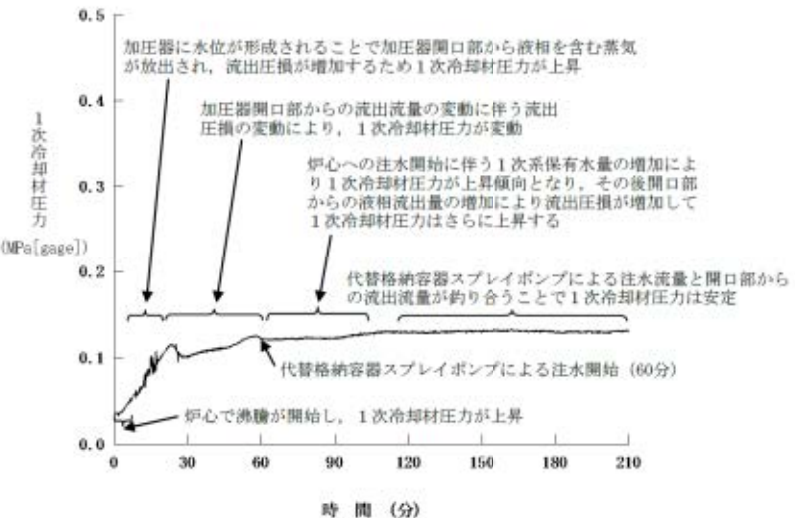
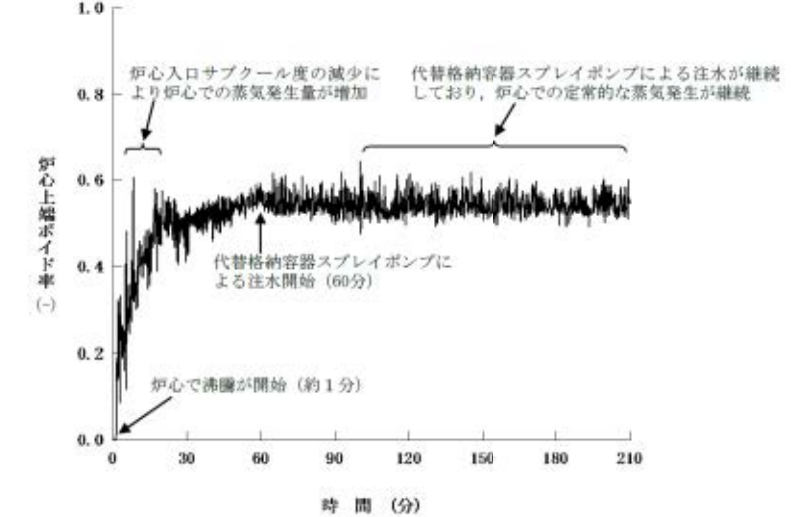
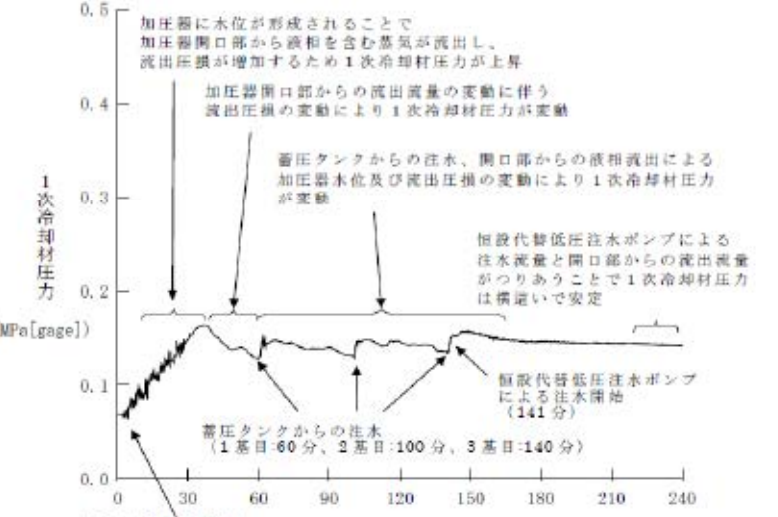
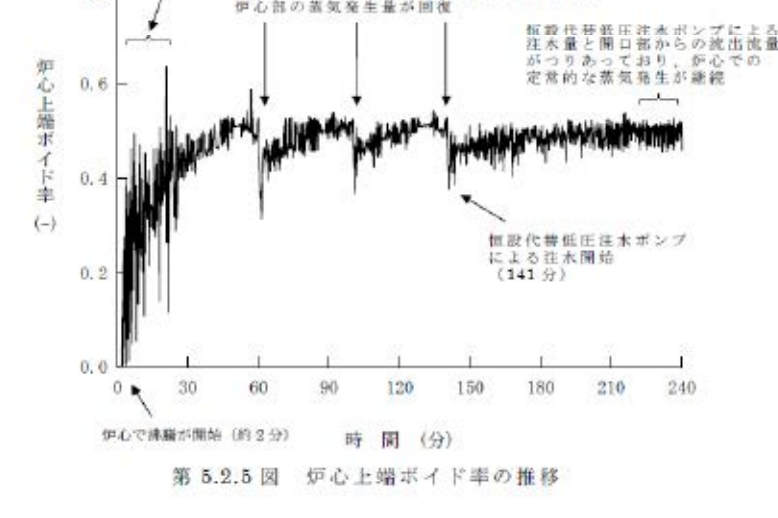
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに 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)(2/2)</p>	

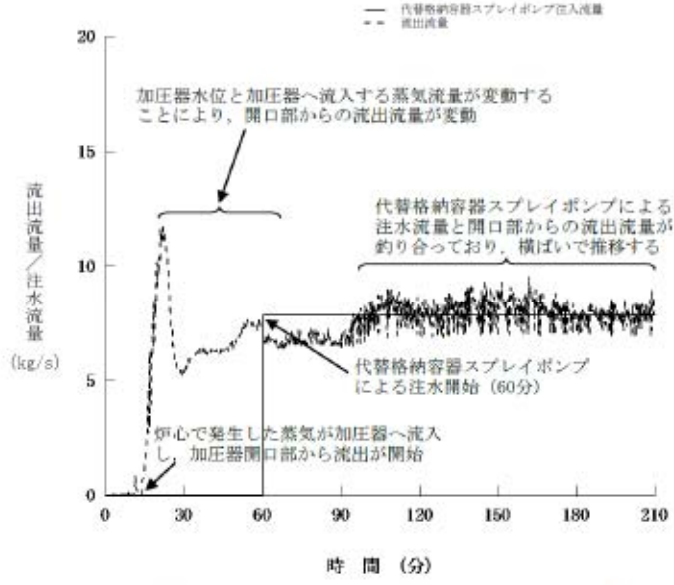
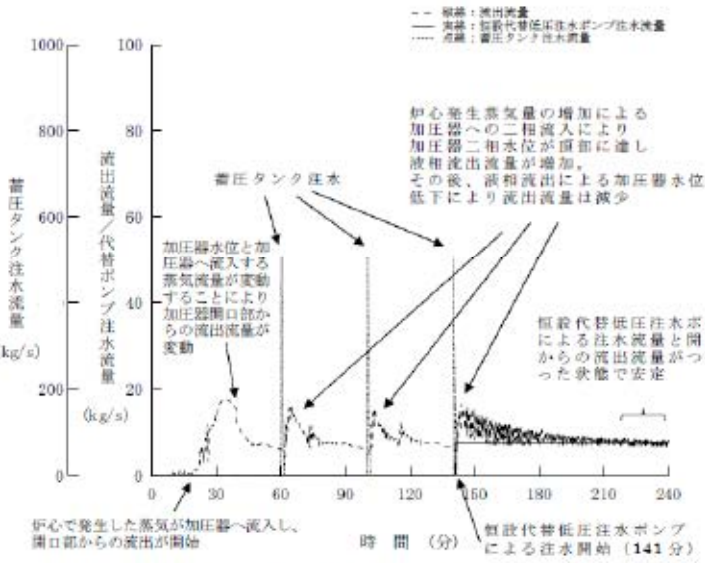
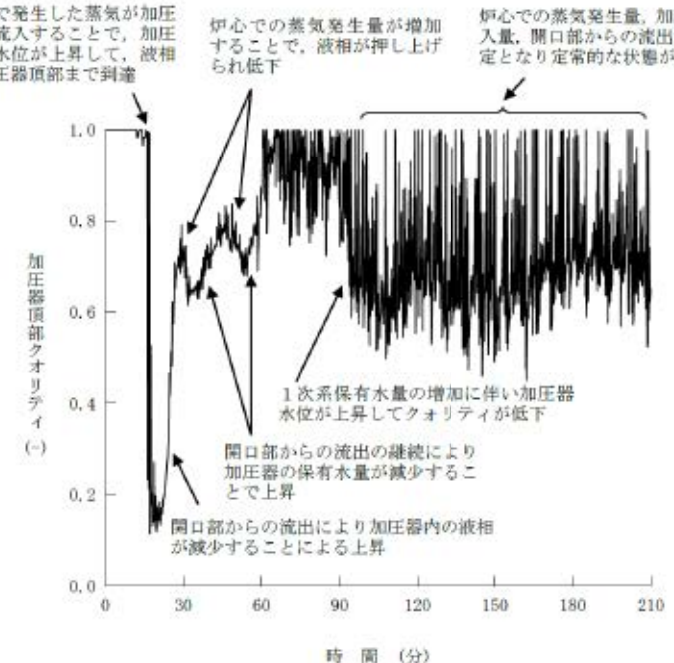
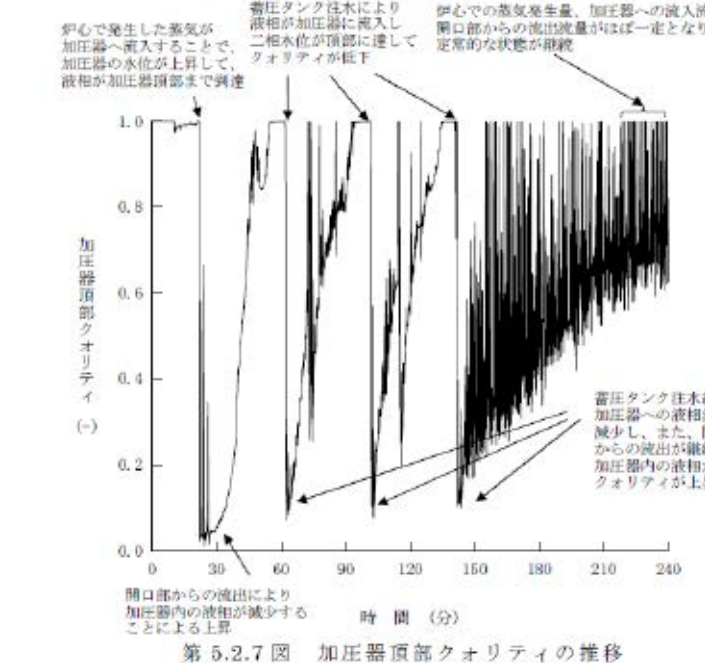
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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7.4.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第7.4.2.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	 <p>第5.2.4図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第5.2.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>以降、炉心解析を実施していないため大飯と比較</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）

7.4.2 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7.4.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、加圧器開口部から流出が開始</p> <p>加圧器水位と加圧器へ流入する蒸気流量が変動することにより、開口部からの流出流量が変動</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる注水流量と開口部からの流出流量が釣り合っており、横ばいで推移する</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる注水開始（60分）</p>	 <p>第5.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、開口部からの流出が開始</p> <p>加圧器水位と加圧器へ流入する蒸気流量が変動することにより、開口部からの流出流量が変動</p> <p>蓄圧タンク注水</p> <p>炉心発生蒸気量の増加による加圧器への二相流入により、加圧器二相水位が頂部に達し、液相流出流量が増加。その後、液相流出による加圧器水位の低下により流出流量は減少</p> <p>仮設代替低圧注水ポンプによる注水流量と開口部からの流出流量が釣り合った状態で安定</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>
	 <p>第7.4.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで、加圧器の水位が上昇して、液相が加圧器頂部まで到達</p> <p>炉心での蒸気発生量が増加することで、液相が押し上げられ低下</p> <p>炉心での蒸気発生量、加圧器への流入量、開口部からの流出量がほぼ一定となり定常的な状態が継続</p> <p>開口部からの流出の継続により加圧器の保有水量が減少することで上昇</p> <p>開口部からの流出により加圧器内の液相が減少することによる上昇</p> <p>1次系保有水量の増加に伴い加圧器水位が上昇してクオリティが低下</p>	 <p>第5.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで、加圧器の水位が上昇して、液相が加圧器頂部まで到達</p> <p>蓄圧タンク注水により液相が加圧器に流入し、二相水位が頂部に達してクオリティが低下</p> <p>炉心での蒸気発生量、加圧器への流入量、開口部からの流出量がほぼ一定となり定常的な状態が継続</p> <p>蓄圧タンク注水終了後、加圧器への液相流入が減少し、また、開口部からの流出が継続するため、加圧器内の液相が減少してクオリティが上昇</p>	

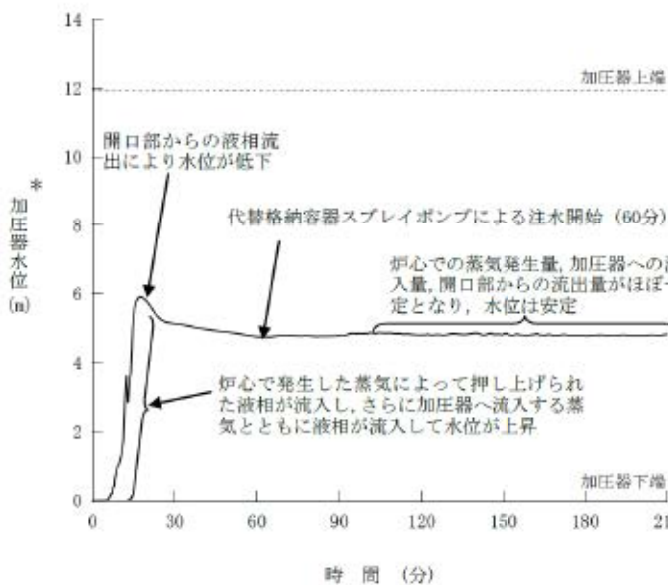
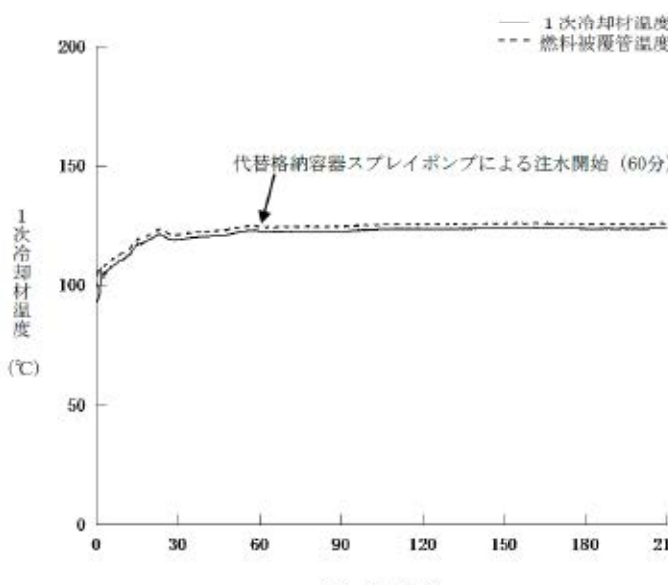
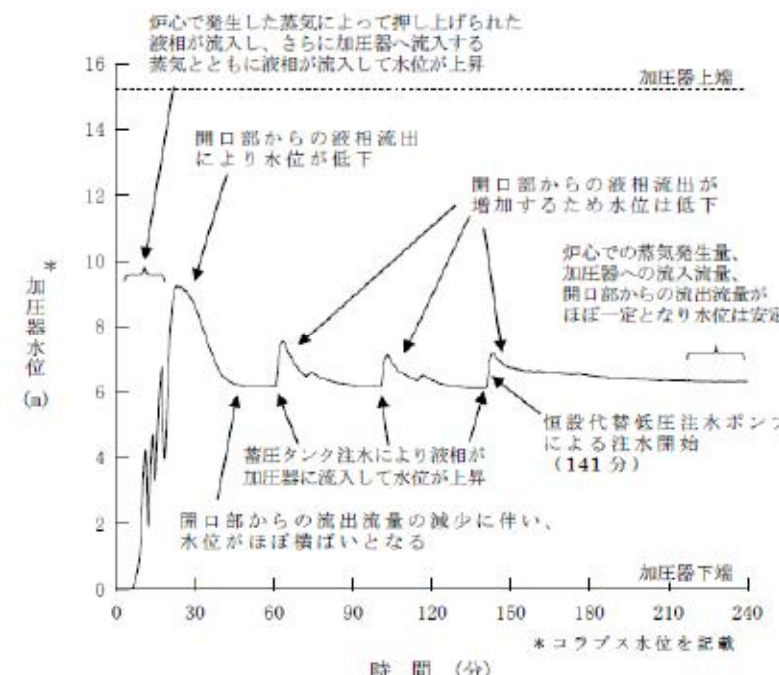
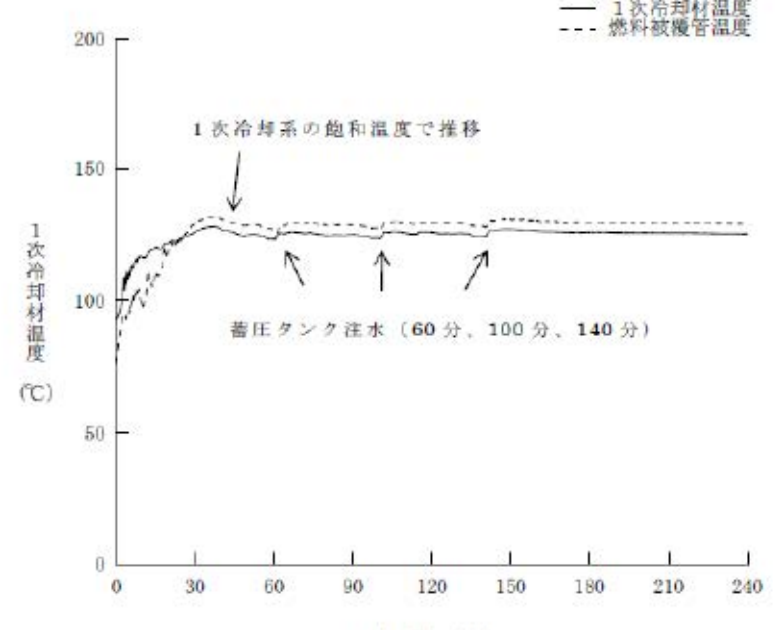
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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5.2.5図 原子炉水位の推移</p>	<p>第7.4.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第5.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	<p>第7.4.2.9図 1次系保有水量の推移</p>	<p>第5.2.9図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>解析結果の相違</p>

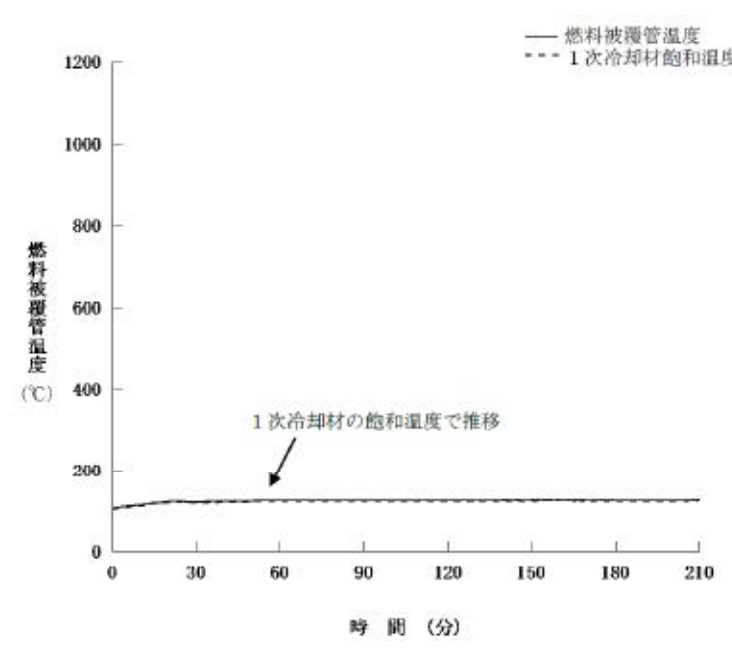
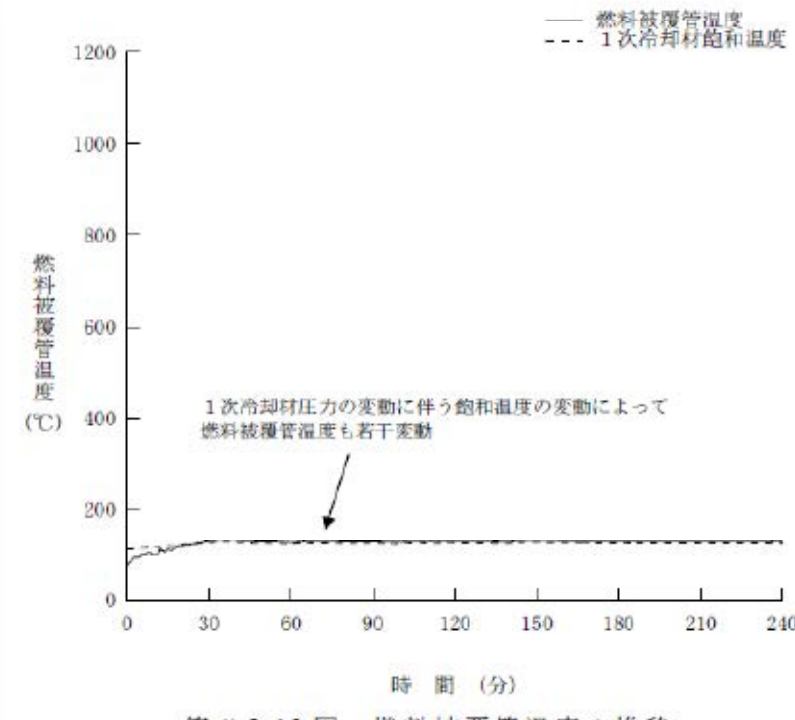
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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7.4.2.10図 加圧器水位の推移</p>  <p>第7.4.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	 <p>第5.2.10図 加圧器水位の推移</p>  <p>第5.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

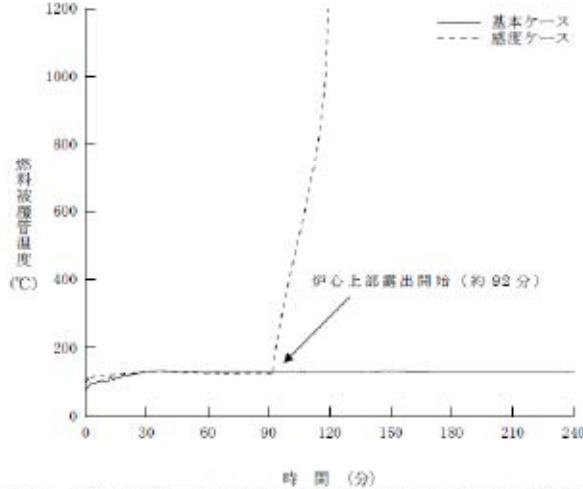
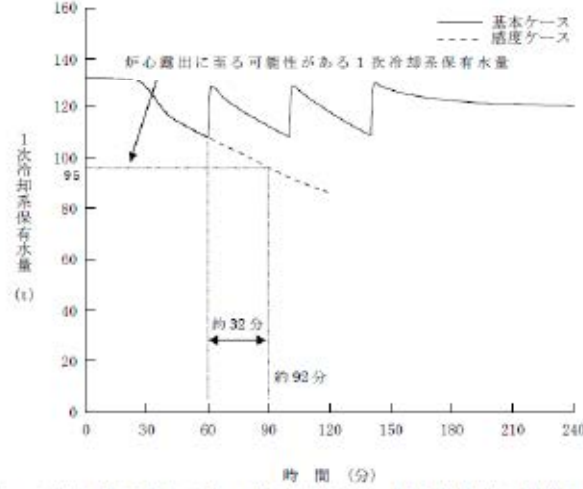
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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 data-bbox="1157 1239 1602 1291">第7.4.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1958 1197 2433 1249">第5.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="2611 525 2789 619">【大飯】 解析結果の相違</p>

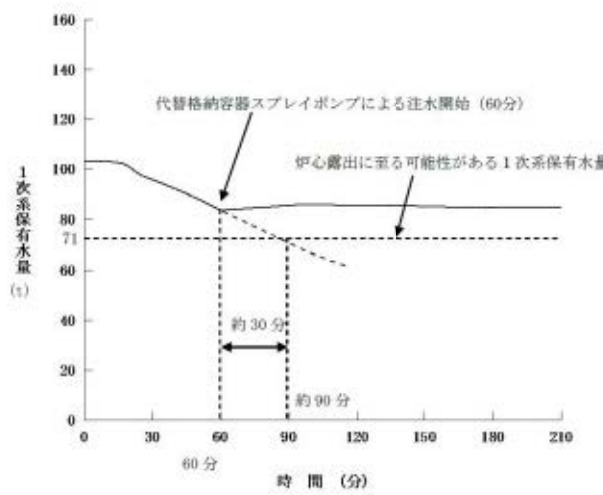
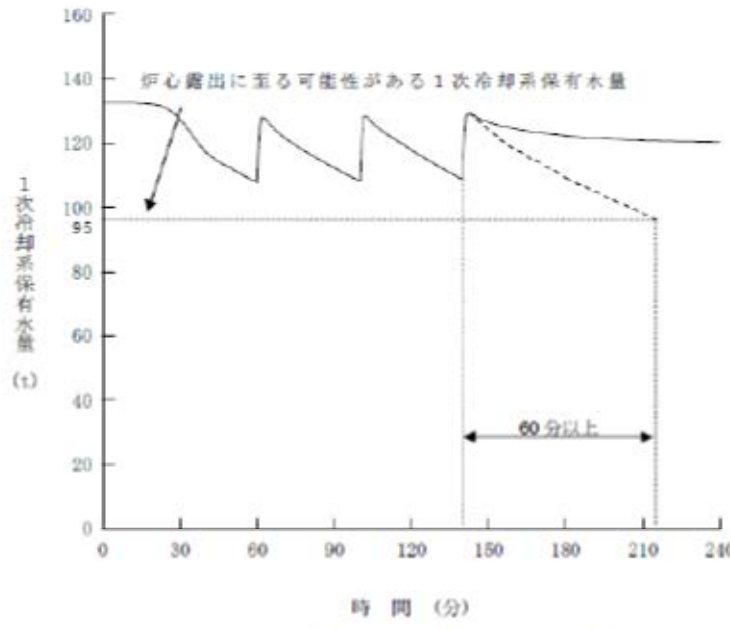
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 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5.2.13図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>  <p>第5.2.14図 1次冷却系保有水量の推移（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 ・泊3号は、蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）</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）

7.4.2 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7.4.2.13図 1次系保有水量の推移（代替炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	 <p>第5.2.15図 1次冷却系保有水量の推移 （恒設代替低圧注水ポンプ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>

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）

7.4.2 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5.2.6図 原子炉水位と線量率</p>			<p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはないことを説明している ・評価項目を満足している点では泊も女川も同様