

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE742-9 r. 4.0
提出年月日	令和4年8月31日

泊発電所3号炉

重大事故等対策の有効性評価 比較表

7.4.2 全交流動力電源喪失

令和4年8月
北海道電力株式会社

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
比較結果等をとりとまとめた資料				
1. 先行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箇所と理由				
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等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件				
・ SFP注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正 (第 7.4.2.3 図) 【比較表 P43】				
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箇所と理由				
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等を確認した結果、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				
2. 大飯3 / 4号炉・高浜3 / 4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・ 泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「差異の説明」欄に差異理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・ 泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある (添付資料 6.5.8)				
● 補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
● 余熱除去ポンプの注入特性 (高圧時の注入流量が若干多い) : 「ECCS注水機能喪失 (2インチ破断)」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
● CV 関連パラメータ (CV 自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い) : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目 (1 / 2)				
項目	大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	差異の説明
事故シークエンスグループの特徴	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
燃料損傷防止対策 (短期対策)	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。	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。	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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。	設計の相違 ・ 泊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、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

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
2-3) 有効性評価の主な項目 (2 / 2)				
項目	大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	差異の説明
燃料損傷防止対策 (長期対策)	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。	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。	長期的な除熱を可能とするため、 大容量ポンプ を用いて 余熱除去ポンプ 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、 余熱除去ポンプによる低圧代替再循環 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。	設計の相違 ・泊は非ブースティングプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同様）
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」			差異なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水 ： 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。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：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 を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保 ：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% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水 ： 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。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：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 を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保 ：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。	燃料有効長頂部の冠水 ： 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。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：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 を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保 ：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-4.6% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	差異なし (燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心半喉の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。)
2-4) 主な差異				
・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違による差異以外で、上記 2-3) に記載した事項以外の主な差異はない				
2-5) 差異の識別の省略				
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 蒸発 (泊) ⇔ 蒸散 (大飯、高浜) ➢ 1次系 (泊、高浜) ⇔ 1次冷却系 (大飯) ➢ 原子炉容器蓋 (泊) ⇔ 原子炉容器ふた (大飯、高浜) 				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2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</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</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</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</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</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次系保有水を確保し、燃料損傷を防止す</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</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</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送電系統又は所内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次系保有水を確保し、燃料損傷を防止す</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</p> <p>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</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</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

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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) 燃料損傷防止対策</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、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、</p>	<p>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) 燃料損傷防止対策</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、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、</p>	<p>ることが必要となる。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) 燃料損傷防止対策</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、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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充てん/高圧注入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余熱除去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、余熱除去ポンプによる低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5.2.1.1図に、対応手順の概要を第5.2.1.2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5.2.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、</p>	<p>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</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、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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊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 【高浜】 設計の相違 ・泊は非プースティンプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事故象において高圧再循環を実施することが可能である</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>「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>「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事象発生3時間まで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、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・指示を行う発電課長（当直）及び副課長の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6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。また、事象発生3時間以降に追加で必要な要員は、タンクローリーによる燃料補給を行うための参集要員2名である。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>「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に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で構成され、合計62名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視・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、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10名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生6時間後以降に必要な召集要員は36名である。この必要な要員と作業項目について第5.2.1.3図に示す。</p>	<p>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>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</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>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>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>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>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は他のSBO事象と同様に非常用直流母線への給電確認を明確化する</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、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）、</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）、A</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/高圧注入ポンプ（自</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、</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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放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ベ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>f. 原子炉格納容器隔離操作 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次冷却系保水確保操作 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。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備</p>	<p>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>e. 原子炉格納容器隔離操作 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次系保水確保操作 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>己冷却)、アニュラス空気浄化設備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放及び消防ポンプの準備を行う。</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ベ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>f. 原子炉格納容器隔離操作 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次系保水確保操作 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放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基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備</p>	<p>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に必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。 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 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。 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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 運用の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 1. 2)</p> <p>【比較のため移動】</p> <p>e. 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。</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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 2. 1)</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パの代替空気供給（窒素ポンベ接続）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>アンユラス空気浄化系及び中央制</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: right;">(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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7. 4. 2. 2)</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</p>	<p>備ができれば炉心への注水を開始し、1次系保有水量を維持すると共に、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炉心注水が行えない場合、B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5. 1. 17)</p> <p>【比較のため移動】</p> <p>e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>燃料取替用水タンク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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 2. 1)</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計指示が上昇し 25.5kPa[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、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</p>	<p>イン洗浄流量）等である。</p> <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>差異の説明</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・全交流動力電源喪失時は、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>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪】 記載方針の相違</p> <p>・大阪はSBO時の手順を詳細に記載</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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 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。 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。 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 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。 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</p>	<p>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 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。 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。 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 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。 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の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集要員</p>	<p>御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>i. 低圧代替再循環による炉心冷却 長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。 また、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であること及び大容量ポンプによるB余熱除去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余熱除去ポンプを経て炉心へ注水する低圧代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続する。 低圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は余熱除去流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B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。 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 召集要員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、</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>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の復旧を図る。</p>	<p>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>記載方針の相違 ・泊は機能喪失要因に基づいて復旧の作業時間を考慮した上で復旧作業を実施するため、主語を明確化した 【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2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>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>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>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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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>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開放及び原子炉ウエ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>【大阪】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違 ・泊と同様の記載を大阪、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載(女川と同様)</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊では停止時の他の事故シーケンスグループと同様に本評価以外のプラント状態についても記載</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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・ボ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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第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。 (添付資料 5.2.2)</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・ボ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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2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。 (添付資料 7.4.2.3)</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・ボ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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2.2.1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 5.2.2)</p>	<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。 (添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第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</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時にについて評価する。原子炉圧力容器の開</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊は「6.5.2 共通解析条件」に記</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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
			<p>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。</p> <p>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。 （添付資料5.1.4）</p> <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>載している条件は各事故シナシグループ等では記載しない方針のため記載していない（大飯、高浜と同様）</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>a. 事故条件</p> <p>(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 外部電源はないものとする。</p> <p>起回事象として、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) 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。 蓄圧タンク保持圧力(最低保持圧力) 1.0MPa[gage] 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 原子炉停止 72 時間後を事象開始</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(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 外部電源はないものとする。</p> <p>起回事象として、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) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 原子炉停止 72 時間後を事象開始</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(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 外部電源はないものとする。</p> <p>起回事象として、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) 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。 蓄圧タンク保持圧力(最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量(最低保有水量) 29.0m³ (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 原子炉停止の 55 時間後を事象開始</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(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>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 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)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 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) 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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【高浜】</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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 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、事象発生の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</p>	<p>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 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、事象発生の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</p>	<p>始として、c.(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、30m³/h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90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、2基目の蓄圧タンクの注水後の時間として、事象発生の91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5.2.1.2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5.2.2.1図から第5.2.2.9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</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</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</p>	<p>解析条件の相違 ・定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大阪、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり(2ページ参照) 【大阪、高浜】 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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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。事象発生の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>事象発生の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>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、蒸散することで、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>事象発生の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>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、蒸散することで、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。事象発生の60分後に1基目、90分後に2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>事象発生の91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 5.2.3、5.1.4)</p>	<p>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、蒸散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）による原子炉注水を行うことにより、原子炉水位は燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下することとどまる。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り、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り、原子炉水温は低下する。</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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い。燃料有効長頂部は冠水している。</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い。燃料有効長頂部は冠水している。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第5.2.2.2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い。燃料有効長頂部は冠水している。</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上まで低下することとどまり、燃料は冠水を維持する。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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% $\Delta k/k$ 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>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物燃料装荷炉心に比べてほう素値が大きいウラン炉心を評価対象に、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% $\Delta k/k$ 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値により変化するが、取替</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 5.1.5)</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-4.6% $\Delta k/k$ 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>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>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>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</p>	<p>(2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は未臨界評価の考え方を詳細に記載（伊方と同様）</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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>(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>(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</p>	<p>炉心のほう素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>(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り替え、炉心注水を継続すること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ことで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.9、7.4.2.5)</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>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第 5.2.2.9 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 5.2.2.6 図及び第 5.2.2.8 図に示すとおり、事象発生約 170 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、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転に切り替え、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>(添付資料 5.1.7、5.2.4、5.1.9)</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</p>	<p>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。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時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>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違</p> <p>・泊は同様の記載を「(1) 有効性評価の方法」に記載 (伊方と同様)</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>もすべての評価項目を満足できる。 (添付資料 5.1.11、5.1.12、5.2.5)</p>		<p>すべての評価項目を満足できる。 (添付資料 5.1.8、5.1.9、5.2.5)</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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>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>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、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述 どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・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。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</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</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5.1.2.5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0.5mの高さ位置であるため、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 5.1.12)</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5.2.2.1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(標準</p>	<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</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段とはしておらず、炉心水位の挙動も異なる 【大阪】 記載方針の相違 【高浜】</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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 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>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 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>値)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 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>果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 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</p>	<p>記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と同様）</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
			<p>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</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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心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>(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>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、原子炉压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。原子炉压力容器の開放時は、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/h² 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</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
			<p>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、</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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</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</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</p>	<p>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確条件は事象ごと異なるものであり、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 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</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>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>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>員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>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.2.1.2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>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.2.1.2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>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が大きくなる。</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が大きくなる。</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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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>(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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</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>(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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水操作の操作時間余裕としては、第 5.2.3.1 図及び第 5.2.3.2 図に示すとおり、蓄圧タンク</p>	<p>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で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</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、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>(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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを</p>

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

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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運転員等操作時間に与える影</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運転員等操作時間に与える影響等を</p>	<p>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73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次系保有水量となるまで、約13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5.2.3.3図に示すとおり、2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次系保有水量の推移が1基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の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、30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 5.1.14)</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運転員等操作時間に与える影</p>	<p>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。</p> <p>(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。その結果、評価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</p>	<p>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>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述 どおり (2ページ参照) 【大飯、高浜】 記載方針の相違 【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを 炉心注水手段と しておらず、代替 のポンプによる炉 心注水操作開始 時刻や開始時点 の炉心水位等が 異なるが、操作時 間余裕は同等</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>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>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>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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2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、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、事象発生約68.7時間後までの注水継続が可能であり、この間に、</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おける事象発生3時間までに必要な要員は「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり15名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の合計33名で対処可能である。また、事象発生3時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から3時間以内に参集可能な要員の2名で確保可能である。</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</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62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」で説明している重大事故等対策要員118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、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）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>燃料取替用水タンク（1,600m³：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、事象発生約54.8時間後までの注水継続が可能である。この間に、</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、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>(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</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊単グループプラント評価のためツインプラントでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピ</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表 r.4.0

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>b. 燃料 (a) 重油 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</p>	<p>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>b. 燃料 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</p>	<p>格納容器再循環サンプを水源とした低圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料 (a) 重油 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</p>	<p>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>b. 燃料 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の電</p>	<p>・保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・再循環運転の差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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>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</p> <p>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</p>	<p>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>追而 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>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>追而</p>	<p>からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kℓ 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、事象発生の 13.5 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 184.1kℓ 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油そうの合計油量のうち、使用可能量 (420kℓ) にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の 18 時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 1,507ℓ のガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、合計して約 3,014ℓ 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</p>	<p>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>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違</p> <p>・泊は燃料の評価条件に基づき SFP 水位を維持するように間欠運転するとして必要な油量を評価</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・必要な燃料量の相違</p> <p>・泊は軽油のみを使用する</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・必要な燃料量の相違</p>

追而理由【3号炉原子炉建屋西側を経由したルートの設定変更】

以降の「追而」標記の追而理由は、上記と同様であることから省略する。

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。

使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の 18 時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 1,507ℓ のガソリンが必要となる。

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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ている軽油 21,000ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>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>c. 電源</p> <p>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>るガソリン 12,150ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>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 438kW 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>c. 電源</p> <p>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>・泊：軽油のみを使用する</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【女川】 記載方針の相違</p> <p>・泊では各設備の設計方針は SA まとめ資料で説明しており改めて有効性評価には記載しない方針</p> <p>・緊急所の電源：SA61 条にて緊急時対策所用発電機 1 台で電源供給可能な容量を有すること</p> <p>・蓄電池の容量：SA57 条にて蓄電池（非常用）は負荷の切り離しを行うことにより 8 時間にわたり電力の供給が可能な設計であり後備蓄電池と組み合わせることで 24 時間にわたり電力の供給を行うことが可能な設計であること</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2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</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</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/高圧注入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余熱除去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、余熱除去ポンプによる低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</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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</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

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>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、本事故シークエ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、事故シークエンスグループ「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クエンスに対して有効であり、事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>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、本事故シークエ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クエンスに対して有効であり、事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>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>重大事故等対策要員は、本事故シークエ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、事故シークエンスグループ「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クエンスに対して有効であり、事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>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クエンスに対して有効であることが確認でき、事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 要員名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文庫内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

大飯発電所3／4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明														
		<p style="text-align: center;">第 5.2.1.1 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（4／4）</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2" style="text-align: center;">対策及び操作</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">手続</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">常設設備</th> <th style="text-align: center;">可能設備</th> <th style="text-align: center;">可能設備</th> <th style="text-align: center;">計画設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: left;">k. 原子炉機械油潤滑の復旧作業</td> <td style="text-align: center;">-</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: center;">【 】は有効性評価上関係しない重大事故等対応設備</p>	対策及び操作	手続		重大事故等対応設備		常設設備	可能設備	可能設備	計画設備	k. 原子炉機械油潤滑の復旧作業	-	-	-	-		<p>【高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対応設備」の記載、名称が異なる</p>
対策及び操作	手続			重大事故等対応設備														
	常設設備	可能設備	可能設備	計画設備														
k. 原子炉機械油潤滑の復旧作業	-	-	-	-														

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

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グループ運転中に非常用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）

項目	主要解析条件
原因事象	原因事象として、外部電源喪失
安全機能の喪失に対する取次	原因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設計 非常用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計。
外部電源	外部電源なし
蓄圧タンク維持圧力	1.0MPa[絶対] （最低維持圧力）
蓄圧タンク保有水量	295 m ³ （13基相当） （最低保有水量）
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの原子炉への注水流量	28m ³ /h
蓄圧タンク中心注水操作（+）	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
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの起動	3 基目の蓄圧タンクの（事象発生後144分後）

※：定期検査中の取替作業となる場合を考慮し、全4基のうち1基には維持しない。

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グループ運転中に非常用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）

項目	主要解析条件
原因事象	原因事象として、外部電源が喪失するものとして設計。
安全機能の喪失に対する取次	非常用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計。 原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設計。
外部電源	外部電源なし
蓄圧タンク維持圧力	4.03MPa〔絶対〕 （最低維持圧力）
蓄圧タンク保有水量	295 m ³ （13基相当） （最低保有水量）
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h
蓄圧タンク中心注水操作（+）	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
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの起動	3 基目の蓄圧タンクの（事象発生後144分後）

※：定期検査中の取替作業となる場合を考慮し、全4基のうち1基には維持しない。

第5.2.2.1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グループ運転中に外部電源が喪失する事故）（2/2）

項目	主要解析条件
原因事象	原因事象として、外部電源が喪失するものとして設計。 非常用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計。
外部電源	外部電源なし
蓄圧タンク維持圧力	4.03MPa〔絶対〕 （最低維持圧力）
蓄圧タンク保有水量	295 m ³ （13基相当） （最低保有水量）
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h
蓄圧タンク中心注水操作（+）	1 基目：事象発生後60分後 2 基目：事象発生後90分後
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの起動	2 基目の蓄圧タンクの（事象発生後91分後）

※：定期検査中の取替作業となる場合を考慮し、全3基のうち1基には維持しない。

第5.2.2.2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グループ運転中に外部電源が喪失する事故）（2/2）

項目	主要解析条件
原因事象	原因事象として、外部電源が喪失するものとして設計。 非常用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計。
外部電源	外部電源なし
蓄圧タンク維持圧力	4.03MPa〔絶対〕 （最低維持圧力）
蓄圧タンク保有水量	295 m ³ （13基相当） （最低保有水量）
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h
蓄圧タンク中心注水操作（+）	1 基目：事象発生後60分後 2 基目：事象発生後90分後
恒圧式蓄圧圧注水ポンプの起動	2 基目の蓄圧タンクの（事象発生後91分後）

※：定期検査中の取替作業となる場合を考慮し、全3基のうち1基には維持しない。

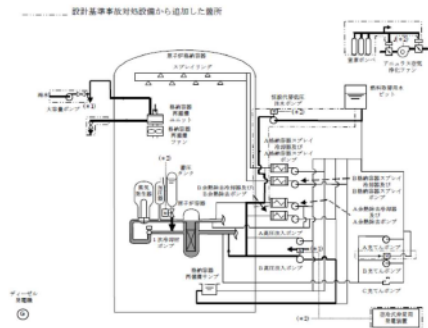
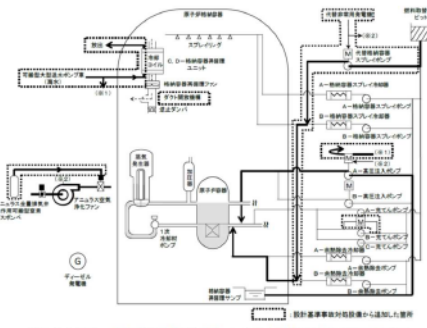
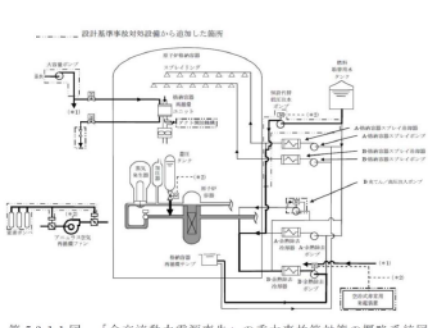
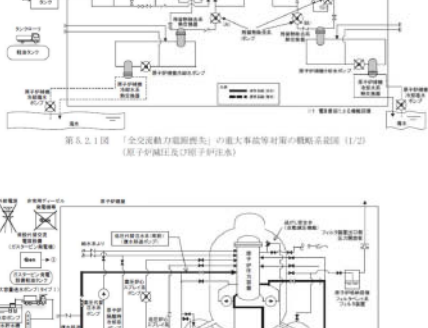
差異の説明

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、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
 ・泊は事象発生を原子炉が停止後72時間後として評価していることにより、代替格納容器スプレッドの起動に対する余裕時間が生じており、また設備や作業者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

【大飯、高浜】
 名称等の相違

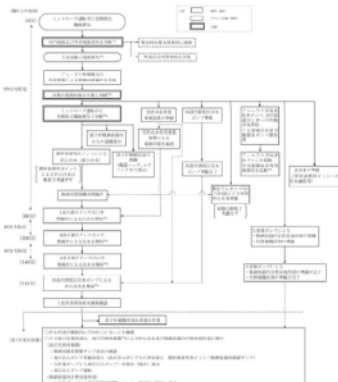
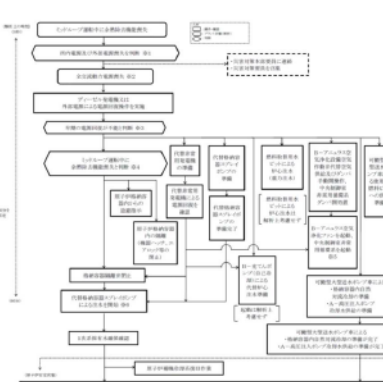
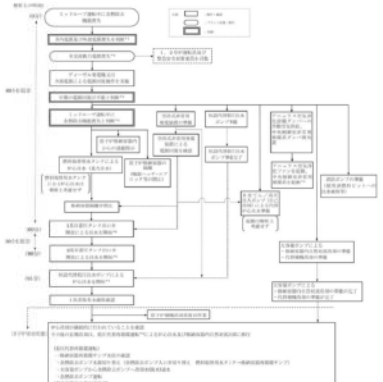
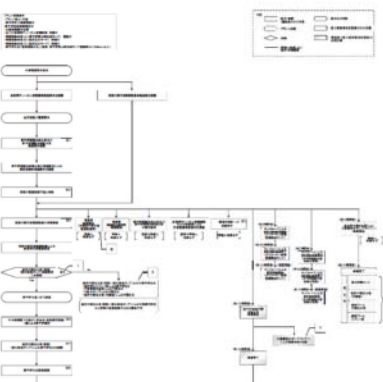
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</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>設計基準事故対応設備から追加した箇所</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>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第5.2.1.1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>設計基準事故対応設備から追加した箇所</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) (原子炉停止冷却炉及び原子炉注水)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

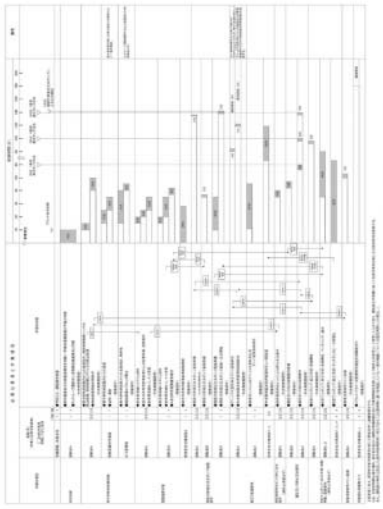
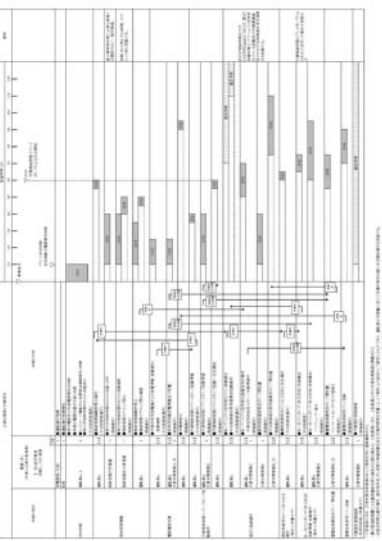
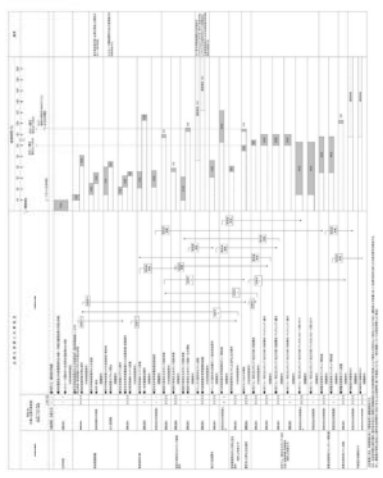
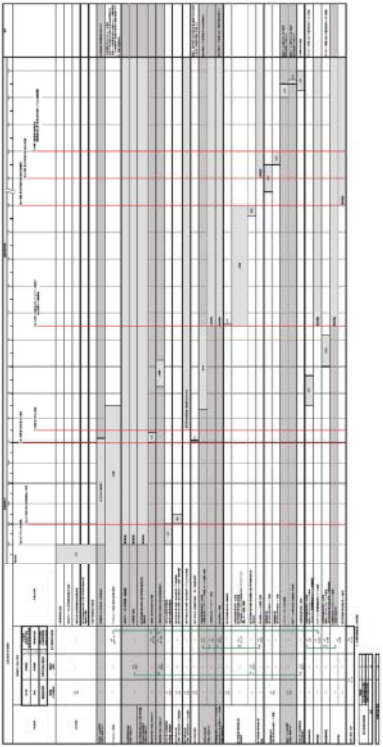
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第5.2.1.2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5.2.1.2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5.2.1.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

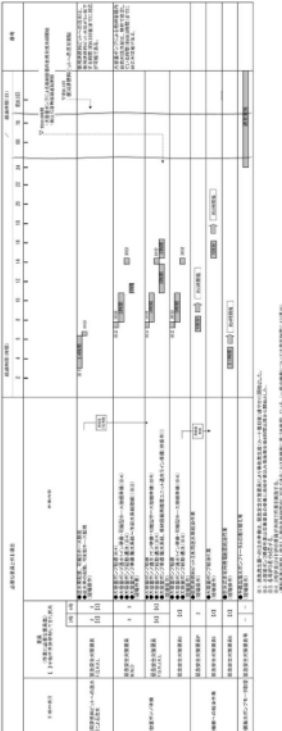
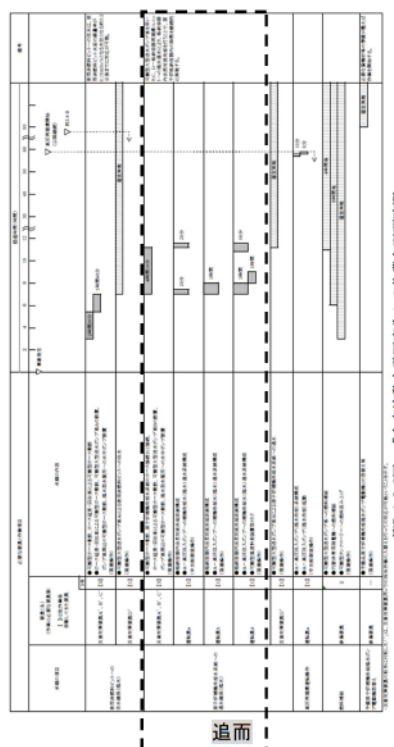
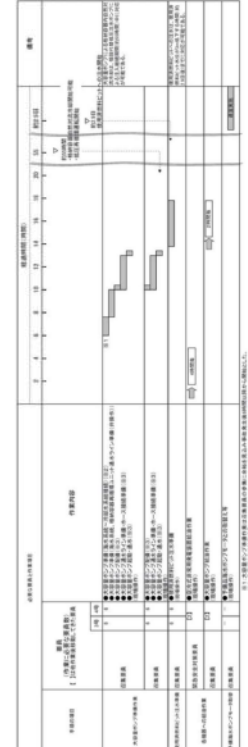
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第5.2.2図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出側のミッドグ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7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出側のミッドグ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6.21.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (燃料取出側のミッドグ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5.2.1.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

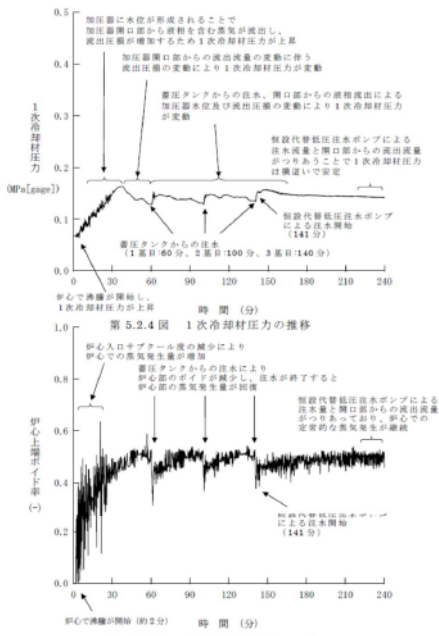
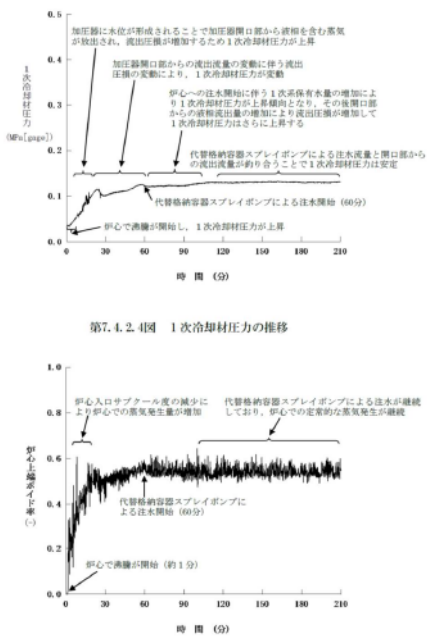
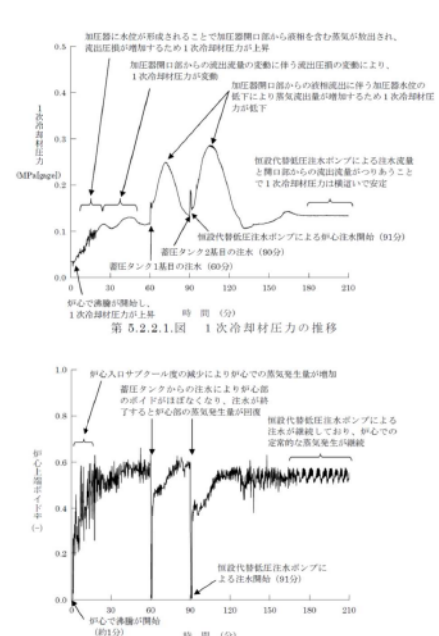
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2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>	 <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>	 <p>第 5.2.1.3 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>		<p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</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）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <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>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5.2.2.1.図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.2.2.2.図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</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

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<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>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>第5.2.2.3図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第5.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第7.4.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第5.2.2.4図 加圧器頂部クオリティの推移</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第 5.2.8 図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>第 5.2.9 図 1次冷却系保水量の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.4.2.8図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>第7.4.2.9図 1次系保水量の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第 5.2.2.5 図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>第 5.2.2.6 図 1次系保水量の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第 5.2.5 図 原子炉水位の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

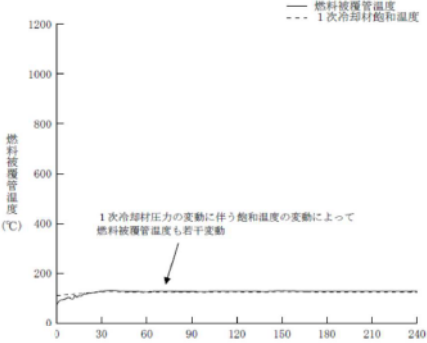
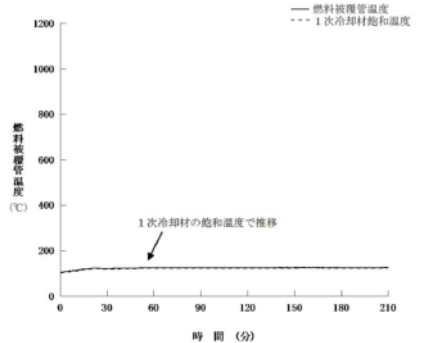
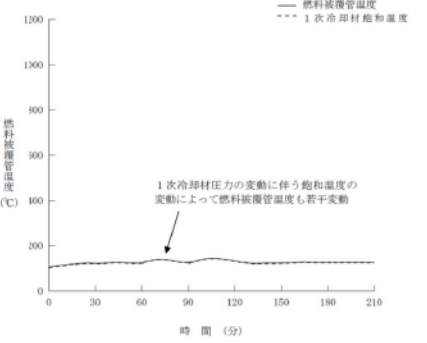
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第5.2.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>第7.4.2.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>第5.2.2.7図 加圧器水位の推移</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第5.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第7.4.2.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第5.2.2.8図 1次冷却材温度の推移</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p data-bbox="235 853 504 874">第 5.2.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="705 845 974 866">第7.4.2.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1153 821 1444 842">第 5.2.2.9 図 燃料被覆管温度の推移</p>		<p data-bbox="2004 406 2139 470">【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

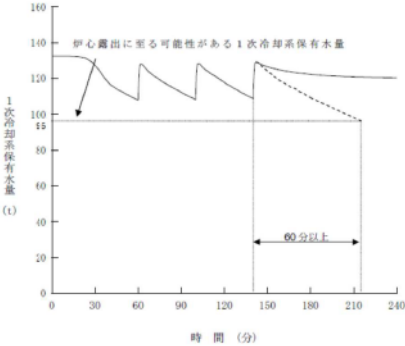
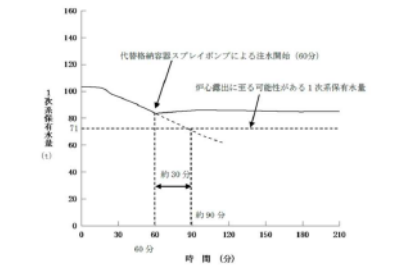
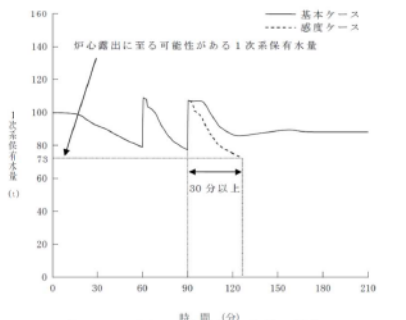
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2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 5.2.3.1 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>第 5.2.3.2 図 1次系保有水量の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊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>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <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>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 5.2.3.3 図 1次系保有水量の推移 (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、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄 圧タンクから注水 を行うため泊とは 挙動が異なる</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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
			<p>第5.2.6図 原子炉水位と線量率</p>	<p>【女川】 評価方法の相違 ・線量率については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を上回ることではないことを説明している（大飯、高浜と同様）</p>

泊発電所3号炉 審査取りまとめ資料 比較対象プラントの選定について

本資料は、泊発電所3号炉（以降、「泊3号炉」という。）のプラント側審査において地震・津波側審査の進捗を待つ期間があったことを踏まえた、審査取りまとめ資料（以降、「まとめ資料」という。）の比較対象プラントの選定について整理を行うものである。

- 整理を行う経緯は、以下の通り
 - 泊3号炉のプラント側審査が地震・津波側審査の進捗待ちとなった期間において、他社プラントの新規制基準適合性審査が実施され、まとめ資料の充実が図られた。
 - 泊3号炉が、まとめ資料一式を提出した2017年3月時点での新規制基準適合性審査はPWRプラントが中心であったが、現在はBWRプラントが中心となっており、それぞれの炉型の審査結果が積み上がった状況にある。
 - 泊3号炉はPWRであり、PWR特有の設備等を有することから、まとめ資料に先行の審査内容を反映する際には、単純に直近の許可済みBWRプラントを反映するのではなく、適切な比較対象プラントを選定した上で反映する必要がある。

- 比較対象プラントを選定する考え方は、以下の通り。

【基準適合に係る設計を反映するために比較するプラント（基本となる比較対象プラント）選定の考え方】

各条文・審査項目の要求を満たすための設備構成・仕様、環境、運用を踏まえ、許可済みプラントの中から、新しい実績のプラントを選定する。具体的には以下の通り。

- ✓ 炉型に拠らず共通的な内容については、泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に審査が行われ、女川2号炉に次いで許可を受けた島根2号炉については、女川2号炉と島根2号炉の差異を確認し、島根2号炉との差異の中で泊3号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。
- ✓ 炉型固有の設備等を有する場合については、PWRプラントの新規制基準適合性審査の最終実績である大飯3/4号炉を選定する。
- ✓ 個別の設計事項に相似性がある場合（例えば3ループ特有の設計等）、大飯3/4号炉以外の適切なプラントを選定する。

【先行審査知見^{*1}を反映するために比較するプラント選定の考え方】

炉型に拠らないことから、まとめ資料を作成している時点で最新の許可済みプラントとする。具体的には以下の通り。

- ✓ 泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に

審査が行われ、女川 2 号炉に次いで許可を受けた島根 2 号炉については、女川 2 号炉と島根 2 号炉の差異を確認し、島根 2 号炉との差異の中で泊 3 号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。

※ 1 主な事項は、以下の通り

- ✓ これまでの審査の中で適正化された記載
- ✓ 基準適合性を示すための説明の範囲、深さ
- ✓ 設置（変更）許可申請書に記載する範囲、深さ

- 上述に基づく検討結果として、「基準適合に係る設計」と「先行審査知見」を反映するために選定した比較対象プラント一覧とその選定理由を別紙 1 に、条文・審査項目毎の詳細を別紙 2 に示す。
 - 別紙 1：比較対象プラント一覧
 - 別紙 2：比較対象プラント選定の詳細

以上

比較対象プラント一覧

凡例

- 大飯3/4号炉
- 女川2号炉
- それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
解析コード	概ね説明済み	有効性評価で使用する解析コードはプラント型式により相違しており、審査もPWR合同/BWR合同で実施済み。			
CV温度圧力	概ね説明済み	大飯3/4号炉 伊方3号炉	大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績 伊方3号炉：「3ループプラント」[PWR鋼製格納容器]	女川2号炉	泊-伊方-大飯
2次冷却系からの除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
全交流動力電源喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
原子炉補機冷却機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉格納容器の除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉停止機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS注水機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS再循環機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過圧破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過温破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
DCH	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
FCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
MCCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
水素燃焼	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
想定事故 1	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川
想定事故 2	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川

プラント

有効性評価（第37条）

炉心

CV

SFP

比較対象プラント一覧

凡例		
●大飯3/4号炉	●女川2号炉	●それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
停止時	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川

比較対象プラント選定の詳細（有効性評価）

【7.4.2：全交流電源喪失（停止中）】

項目		内容
基準適合に係る設計を 反映するために 比較するプラント	プラント名	高浜3 / 4号炉、大飯3 / 4号炉
	具体的理由	<p>【高浜3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高浜3 / 4号炉は泊3号炉と有効性評価の対策・事象進展等が同様であるPWR3ループプラントであり、基準適合性を網羅的に比較可能 また、PWRにおける再稼働審査の最終審査実績である大飯3 / 4号炉と同一の電力会社のプラントであり、資料構成等も類似しているため効果的に比較可能 <p>【大飯3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3 / 4号炉はPWRにおける再稼働審査の最終審査実績であり、基準への適合性を網羅的に比較可能
先行審査知見を 反映するために 比較するプラント	プラント名	女川2号炉
	反映すべき知見を得るための主な方法	<p>① 比較表による比較：比較表に掲載し、先行審査知見（基準適合上で考慮すべき事項、記載内容の充実を図るべき点）の比較・整理を行い、その結果、必要な内容が記載されていることを確認した。（文言単位の比較は行わない）</p> <p>② 資料構成の比較※：当該条文のまとめ資料の構成について比較・整理を行い、その結果、必要な資料が充足していることを確認した。</p>
	（当該方法の選定理由）	<p>① 当該条文は、原子炉施設に共通の要求に係る条文であり、文章構成も類似の部分があることから、比較表形式での比較により先行審査知見の確認が可能のため。</p> <p>② 資料の文章構成が異なる場合であっても、資料構成の比較・整理により基準適合の説明のために必要な資料の充足性を確認することが可能のため。</p>

※ 女川2号炉との資料構成の比較に加え、PWRの先行審査実績の取り込みの総括として、大飯3 / 4号炉のまとめ資料の作成状況（資料構成と内容）を条文・審査項目毎に確認し、基準適合性の網羅的な説明に必要な資料が揃っていることを確認する。

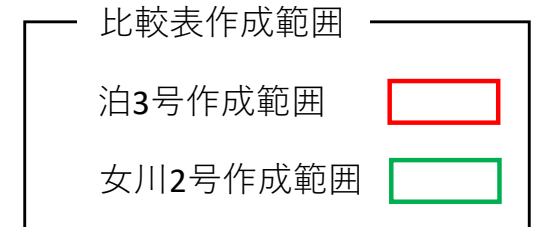
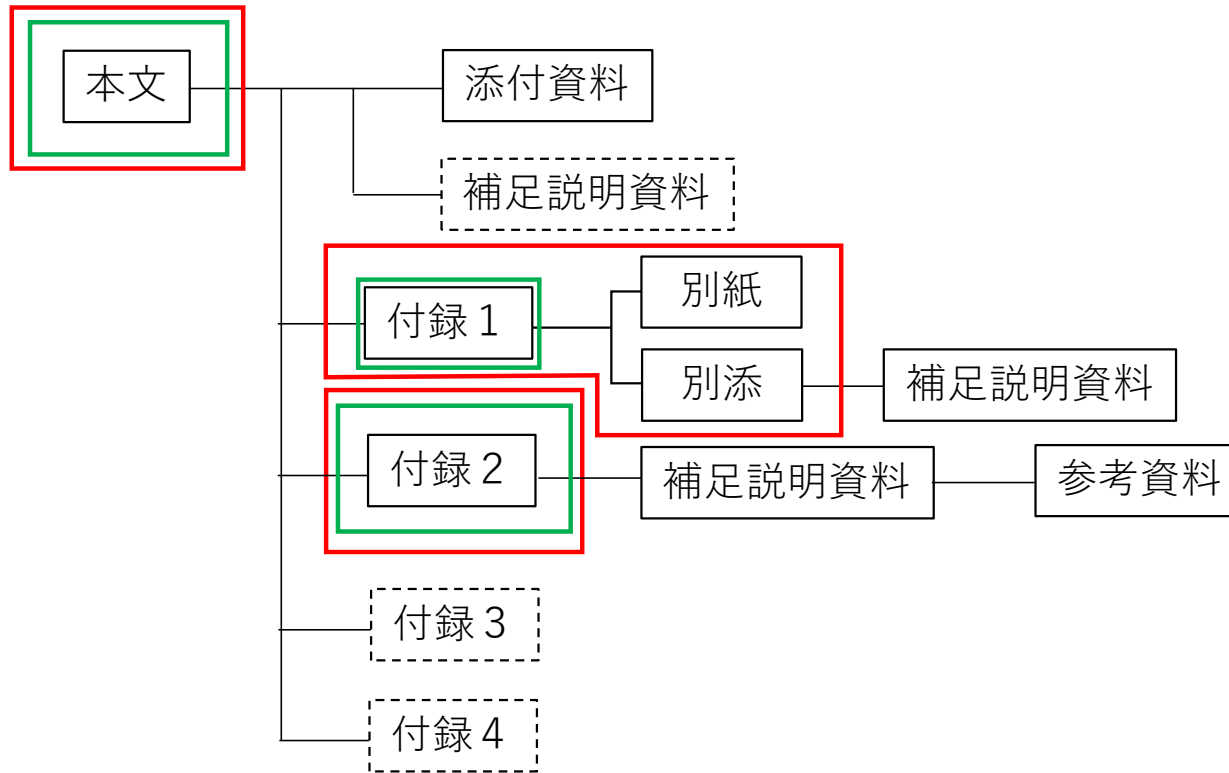
【凡例】 ○：記載あり
 ×：記載なし
 (○)：本文の資料の他箇所に記載
 △：他条文の資料などに記載

7.4.2 全交流動力電源喪失（停止中）

プラント		泊3号炉 作成状況		まとめ資料の作成を不要とした理由	まとめ資料または比較表を新たに作成することとした理由 もしくは 記載の充実を図ることとした理由	比較表を作成していない理由
女川	泊	まとめ資料	比較表			
本文	本文	○	○			
添付資料5.2.1 安定状態について	添付資料 7.4.2.5 安定状態について	○	×			
添付資料5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中全交流動力電源喪失）	添付資料 7.4.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失）	○	×			
添付資料5.2.3 7日間における水源、燃料、電源負荷評価結果について（運転停止中全交流動力電源喪失）	添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）	○	×			
	添付資料 7.4.2.1 運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段	○	×			添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
	添付資料 7.4.2.2 R C Sへの燃料取替用水ピット重力注入について	○	×			
	添付資料 7.4.2.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（全交流動力電源喪失）	○	×			
	添付資料 7.4.2.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について	○	×			
	添付資料 7.4.2.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（全交流動力電源喪失）	○	×			

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価



※ () 書きは泊と女川で資料名が異なる場合の女川の資料名称
破線の四角は泊になく、女川にしかない資料

◆資料構成、資料概要、比較表を作成していない理由については次ページ参照

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
本文	設置変更許可申請書本文及び添付書類十に記載する内容を記載した資料	
添付資料	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
(補足説明資料)	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	本資料は女川が各審査会合時点での設備・手順等の内容を記載した資料であり、女川特有の資料であるため、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。
付録1	事故シーケンスグループ等の選定について記載した資料(後日提出)	
別紙	付録1の補足的な説明資料	
別添	個別プラントのPRA評価	
別紙(補足説明資料)	別添の補足的な説明資料	個別プラントのPRA評価を補足する内容を記載しているものであるため、比較表を作成していない。

泊 3 号炉 比較表の作成範囲

3 7 条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
付録 2	原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価について記載した資料	
補足説明資料、参考資料	付録 2 の具体的評価を記載した資料及び補足的な説明資料	<p>基準適合性を確認するために必要な基本方針及び各対策の有効性は本文、付録 2 に記載しており、比較表を作成し、差異について考察している。</p> <p>補足説明資料及び参考資料は、プラント固有の具体的評価結果を記載しているため、比較表を作成していない。</p>
(付録 3)	解析コードに関する説明資料	<p>解析コードの資料に関してはPWRとBWRで使用する解析コードや妥当性説明が異なること、また、PWRでは解析コードに関する審査資料が公開文献化されており、泊では公開文献を引用する資料構成としていることから、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>
(付録 4)	原子炉格納容器からエアロゾル粒子が漏えいする際の捕集効果に関する資料	<p>PWRではエアロゾル粒子の捕集効果に期待していないため作成不要と判断し、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>