

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE741-9 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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失

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）

7.4.1 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）

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 : 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
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、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。	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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び恒設代替低圧注水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、充てん／高圧注入ポンプ、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整備する。	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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイ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、充てん／高圧注入ポンプ、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）

7.4.1 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）

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、 格納容器スプレイポンプ による 代替再循環 及び格納容器スプレイ並びに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、 高圧注入ポンプ による 高圧再循環 及び格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ並びに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、 格納容器スプレイポンプ による 代替再循環 及び格納容器スプレイ並びに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 ・泊は非プーリ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、余熱除去系が故障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
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余熱除去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反応度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				
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
電源の確保	炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプの電源として空冷式非常用発電装置が必要	炉心注水に使用する代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電可能	大飯と同じ	設計の相違
2-5) 差異の識別の省略				
➤ 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）

7.4.1 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）

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. 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</p> <p>本原子炉施設において選定された事故シナシケンスグループごとに選定した重要事故シナシケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、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を行い、その結果について説明する。</p> <p>5.1 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）</p> <p>5.1.1 事故シナシケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシケンスグループ内の事故シナシケンス</p> <p>事故シナシケンスグループ「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）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシ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>事故シナシケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>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</p> <p>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）</p> <p>7.4.1.1 事故シナシケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシケンスグループ内の事故シナシケンス</p> <p>事故シナシケンスグループ「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）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシ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>事故シナシケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5. 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</p> <p>5.1 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）</p> <p>5.1.1 事故シナシケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシケンスグループ内の事故シナシケンス</p> <p>事故シナシケンスグループ「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）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシ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>事故シナシケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5. 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</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シナシケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシケンスグループ内の事故シナシケンス</p> <p>事故シナシケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シナシケンスは、「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「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シナシ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>事故シナシケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違 ・大阪は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）</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）

7.4.1 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）

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>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り除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「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)」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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、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整備する。</p>	<p>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り除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「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)」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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。</p>	<p>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り除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「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)」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、充てん／高圧注入ポンプ、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整備する。</p>	<p>崩壊熱除去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、崩壊熱除去機能を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、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」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、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード)による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また、原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第</p>	<p>差異の説明</p> <p>【大飯、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、作</p>

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

7.4.1 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）

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>長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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 5.1.1 図に、対応手順の概要を第 5.1.2 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、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 5.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(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16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6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2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 5.1.3 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、中央制御室の運転員、</p>	<p>長期的な除熱を可能とするため、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ並びに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 7.4.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.1.2 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、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「7.4.1.2(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10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1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。必要な要員と作業項目について第 7.4.1.3 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、13名で対処可能であ</p>	<p>長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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 5.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 5.1.1.2 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、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 5.1.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(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本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間までは、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6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2名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第 5.1.1.3 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、54名で対処可能であ</p>	<p>5.1.1 図及び第 5.1.2 図に、手順の概要を第 5.1.3 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 5.1.1 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重大事故等対応要員で構成され、合計11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名である。必要な要員と作業項目について第 5.1.4 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、11名で対処可能であ</p>	<p>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>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は非プーア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、余熱除去系が故障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</p> <p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪】</p>

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

7.4.1 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）

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>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。</p>	<p>る。</p>	<p>る。</p>	<p>る。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・大阪は本事象でのみ重要事故シナリオ以外の事故シナリオでの必要な要員の内訳を記載している</p> <p>・なお、泊では内訳は添付資料に記載し本文には人数のみ記載している（高浜、女川と同様）</p>
<p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>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>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>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>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>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>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う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、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>（添付資料5.1.1）</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>b. 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</p> <p>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。</p> <p>（添付資料 5.1.1）</p>	<p>b. 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</p> <p>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。</p> <p>（添付資料 7.4.1.1）</p>	<p>b. 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</p> <p>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。</p> <p>（添付資料 5.1.1）</p>	<p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が昇することから、原子炉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</p>	
<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続</p>	<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続す</p>	<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続</p>		

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

7.4.1 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）

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>する。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 充てんポンプ又は高圧注入ポンプ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。 。また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p> <p>f. 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。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作 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</p>	<p>る。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 充てんポンプ又は高圧注入ポンプ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。 また、代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。</p> <p>f. 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、燃料取替用水ピット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。 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>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作 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</p>	<p>する。</p> <p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p> <p>e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 充てん／高圧注入ポンプ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。 また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p> <p>f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水 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。 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>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作 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</p>	<p>能) 1個を開操作する。 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>c. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。 残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>d. 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 残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 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。 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>【高浜】 設計の相違 【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊の代替格納容器スプレイポンプはアイゼン発電機により受電可能である 【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

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

7.4.1 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）

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）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。</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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.2)</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>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[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として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、格納容器圧力（広域）であ</p>	<p>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）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。</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>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として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>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。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプの準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）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。</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 style="text-align: right;">(添付資料 5.1.17)</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]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として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、格納容器広域圧力である。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違</p> <p>・蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない</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】</p>

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

7.4.1 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）

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>る。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</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、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作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、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、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>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</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、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプから高圧注入ポンプ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、C、D－格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、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>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>i. 代替再循環運転による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。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、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>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</p>	<p>設備名称の相違</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 ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (3ページ参照)</p> <p>【大阪】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p>	

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

7.4.1 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）

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>る。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレィポンプにより、格納容器スプレィ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>る。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレィポンプにより、格納容器スプレィ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>る。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレィポンプにより、格納容器スプレィ系再循環運転を継続的に行う。</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p>

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

7.4.1 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）

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>5.1.2 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余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、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有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</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</p>	<p>7.4.1.2 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の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、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余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプの機能喪失の重量を考慮する。</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, 7.4.1.12)</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>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</p>	<p>5.1.2 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の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、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余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、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有効性を確認する観点から、充てん/高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</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</p>	<p>5.1.2 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、「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量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>【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)</p> <p>【大飯、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違 ・泊と同様の記載を大飯、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載(女川と同様)</p> <p>【大飯、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> <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）

7.4.1 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）

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>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、本重要事故シナシ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>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.3)</p>	<p>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、本重要事故シナシ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>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.1.2)</p>	<p>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、本重要事故シナシ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>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.2)</p>	<p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシ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>本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナシ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</p> <p>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。</p>	<p>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>【女川】 記載方針の相違</p> <p>・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ナシ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（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）

7.4.1 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）

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、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能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 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものと</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能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 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん機能が喪失するものとする。</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能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 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん／高圧注入機能が喪失するものとする。</p>	<p>(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 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり、残留熱除去系（低圧注水モード）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になる。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て小さくなるため、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</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって、崩壊熱除去機能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 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。</p>	<p>【大阪、高浜】 解析条件の相違</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）

7.4.1 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）

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。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関する機器条件 (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 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c. 重大事故等対策に関する操作条件」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する操作条件</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機により代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関する機器条件</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する操作条件</p>	<p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関する機器条件 (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基あたり)</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 55 時間後を事象開始として、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する操作条件</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。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は1,136m³/h とする。 (b) 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>d. 重大事故等対策に関する操作条件</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は事故対策への影響が大きい設備を記載</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】 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>

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

7.4.1 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）

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>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炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置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以降とし、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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第5.1.4図から第5.1.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、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</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炉心注水操作は、事象発生の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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.1.2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7.4.1.4図から第7.4.1.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、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</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炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置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以降とし、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</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.1.2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5.1.2.1図から第5.1.2.9図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、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</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) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.1.6図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障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。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う</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(3,5ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪】 解析結果の相違</p>

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

7.4.1 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）

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>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することで、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、1次冷却系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.4、5.1.5)</p>	<p>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、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.3、7.4.1.4)</p>	<p>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1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心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、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.3、5.1.4)</p>	<p>原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）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。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</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5.1.5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</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第7.4.1.5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</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ボイド率は第5.1.2.2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</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.1.5図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第5.1.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持され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</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり</p> <p>(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）

7.4.1 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）

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>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次冷却材の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% Δk/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>したがって、取替炉心を考慮した場</p>	<p>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次冷却材の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% 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値により変化するが、取替炉心のほう素値はウラン炉心と同程度であり、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と同程度又は小さくなる。したがって、取替炉</p>	<p>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次冷却材の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% Δk/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>したがって、取替炉心を考慮した場</p>	<p>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>【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>

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）

7.4.1 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）

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>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 5.1.12 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 5.1.9 図及び第 5.1.11 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、A 格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じて B 格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ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、5.1.9、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、5.1.13)</p>	<p>心を考慮した場合でも未臨界維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.4.1.12 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 7.4.1.9 図及び第 7.4.1.11 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、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転に切替え、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、また、必要に応じて格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ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、7.4.1.8、7.4.1.9)</p>	<p>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 5.1.2.9 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 5.1.2.6 図及び第 5.1.2.8 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、A 格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、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、また、必要に応じて B 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ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 5.1.7、5.1.8、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べての評価項目を満足できる。 (添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12)</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に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>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能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）</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>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり (3 ページ参照)</p> <p>【大阪】 記載方針の相違</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）

7.4.1 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）

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>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, 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7）</p>	

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

7.4.1 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）

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>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である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>7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である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>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である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>5.1.3 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残留熱除去系の故障により、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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）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>

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

7.4.1 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）

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5.1.8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5.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等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7.4.1.8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7.4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等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、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 5.1.13)</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5.1.2.1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5.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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、高浜】 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）

7.4.1 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）

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、炉心水位を起点に開始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、炉心水位を起点に開始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、炉心水位を起点に開始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、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能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、注水操作は原子炉水温に応じた対</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）

7.4.1 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）

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>応をとるものではなく、崩壊熱除去機能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、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能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、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能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、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力</p>	

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

7.4.1 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）

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>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、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^{等3} 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、必要な放射線の遮蔽は維持さ</p>	

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

7.4.1 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）

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>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 上の高さには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、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が大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条</p>	

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

7.4.1 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）

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</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</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</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</p>	<p>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、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、沸騰開始時間が遅くなり、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が大きくなる※4。</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、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>※4 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</p>	

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

7.4.1 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）

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>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 蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3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。 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3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>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握す</p>	<p>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 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、第7.4.1.3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>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する</p>	<p>作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.1.3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。 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.1.3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 操作遅れによる影響度合いを把握す</p>	<p>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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2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、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くな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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、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が大きくなる。 （添付資料5.1.2, 5.1.7, 5.1.8）</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合</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>【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>

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）

7.4.1 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）

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>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 5.1.13 図及び第 5.1.14 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、事象発生の約 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の 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 5.1.15 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、事象発生の 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 解析コード及び解析条件の不確かさ</p>	<p>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 7.4.1.13 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 解析コード及び解析条件の不確かさ</p>	<p>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 5.1.3.1 図及び第 5.1.3.2 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、事象発生の約 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 5.1.3.3 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 解析コード及び解析条件の不確かさ</p>	<p>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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、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は 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>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・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> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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】 記載方針の相違</p> <p>【大阪、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）

7.4.1 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）

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>の影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による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 5.1.16)</p>	<p>影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による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 7.4.1.15)</p>	<p>の影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による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 5.1.15)</p>	<p>困として、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>【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述 とおり (2ページ参照) 【大飯、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）

7.4.1 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）

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>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」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、「5.1.1(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「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）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>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>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」において、重大事故等対策時に必要な要員は「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10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。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」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レイポンプによる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>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」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「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり54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「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）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>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炉心注水については、事象発生の約54.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした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>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「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5.1.9)</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊シナ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 ・燃料取替用水ピット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続</p>

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

7.4.1 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）

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. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約69時間後までの運転を想定して、約6.9kℓ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604.7kℓ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</p>	<p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約527.1kℓの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kℓの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約534.5kℓとなるが「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の</p>	<p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9kℓ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2.8kℓの重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約55時間後までの運転を想定して、約5.5kℓ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459.2kℓ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</p>	<p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kℓの軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kℓの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、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777kℓ）。</p>	<p>時間が異なる</p> <p>・再循環運転の差異理由は前述どおり</p> <p>(3ページ参照)</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】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり</p> <p>(5ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・必要な燃料量の相違</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）

7.4.1 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）

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>リンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>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として約145kW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 5.1.17)</p>	<p>油量(540kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.4.1.16)</p>	<p>(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>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として約145kW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 5.1.16)</p>	<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・泊：軽油のみを使用する</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (5ページ参照)</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・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 ・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>

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

7.4.1 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）

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>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に、余熱除去系の故障等に伴い、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「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）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ、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、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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「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）」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余熱除去機能が喪失する事故」に対して、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の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し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、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽</p>	<p>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、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「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）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水、長期対策として高圧注入ポンプによる高圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ並びに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「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）」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余熱除去機能が喪失する事故」に対して、代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプの機能喪失の重量を考慮し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る状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、ま</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「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）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、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「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）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプ、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、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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「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）」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余熱除去機能が喪失する事故」に対して、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の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し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、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び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>【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】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (3 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> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・同上 【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）

7.4.1 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）

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、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時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「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）」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「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）」に対して有効である。</p>	<p>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、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時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「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）」に対して有効である。</p>	<p>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、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時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「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）」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「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）」に対して有効である。</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、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</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 ・ 治では文脈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>

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

7.4.1 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）

第 5.1.1 表 「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）」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	常設設備	可動設備	対策設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却機による冷却不能を判断した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	-	-	冷却機設置 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域）
b. 原子炉格納容器からの過渡期用冷却水供給ポンプの停止	・原子炉格納容器内にある作業員に対してエンバクシヨンプアラーム又はベーンアラーム警報により過渡期の指示を行う。 ・作業員が所定の過渡期指示に従ったことを確認すれば、格納冷却機のアラームを停止する。	-	-	-
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応策を講じ、余熱除去機能の回復操作を実施する。	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 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、原子炉格納容器隔離を行う。	-	-	-
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料格納水ピットを水源とし、高圧注入ポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水の操作で炉心水位を回復させる。 ・炉心水位が回復するまで、高圧注入ポンプの稼働を行う。	【充てんポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【燃料格納水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料格納タンク】 【高圧タンク】	-	高圧注入ポンプ 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 高圧注入電源

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 7.4.1.1 表 「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）」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	常設設備	可動設備	対策設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却機による冷却不能を判断した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	-	-	燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 燃料格納水ピット水位
b. 原子炉格納容器からの過渡期用冷却水供給ポンプの停止	・原子炉格納容器内にある作業員に対して格納容器内冷却水供給ポンプアラーム警報により過渡期の指示を行う。 ・作業員が所定の過渡期指示に従ったことを確認すれば、格納冷却機のアラームを停止する。	-	-	-
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応策を講じ、余熱除去機能の回復操作を実施する。	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 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、原子炉格納容器隔離を行う。	-	-	-
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料格納水ピットを水源とし、高圧注入ポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水の操作で炉心水位を回復させる。 ・炉心水位が回復するまで、高圧注入ポンプの稼働を行う。	【充てんポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【燃料格納水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料格納タンク】 【高圧タンク】	-	高圧注入ポンプ 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 高圧注入電源

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 9.1.1.1 表 「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）」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	常設設備	可動設備	対策設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却機による冷却不能を判断した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	-	-	燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 燃料格納水ピット水位
b. 原子炉格納容器からの過渡期用冷却水供給ポンプの停止	・原子炉格納容器内にある作業員に対してエンバクシヨンプアラーム又はベーンアラーム警報により過渡期の指示を行う。 ・作業員が所定の過渡期指示に従ったことを確認すれば、格納冷却機のアラームを停止する。	-	-	-
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応策を講じ、余熱除去機能の回復操作を実施する。	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 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、原子炉格納容器隔離を行う。	-	-	-
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料格納水ピットを水源とし、高圧注入ポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水の操作で炉心水位を回復させる。 ・炉心水位が回復するまで、高圧注入ポンプの稼働を行う。	【充てんポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【燃料格納水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料格納タンク】 【高圧タンク】	-	高圧注入ポンプ 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 高圧注入電源

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

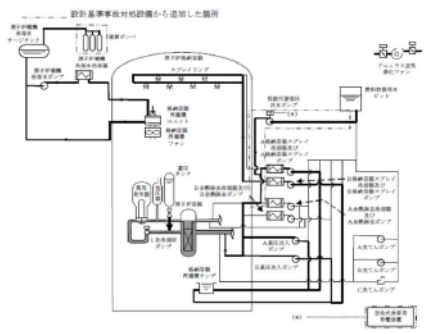
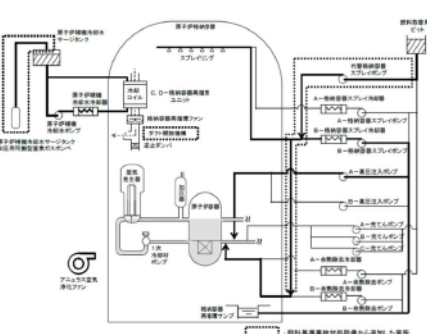
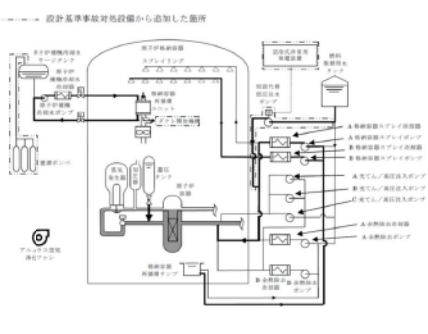
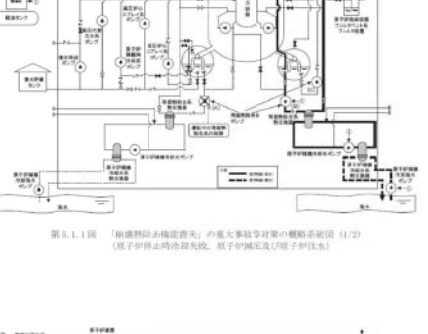
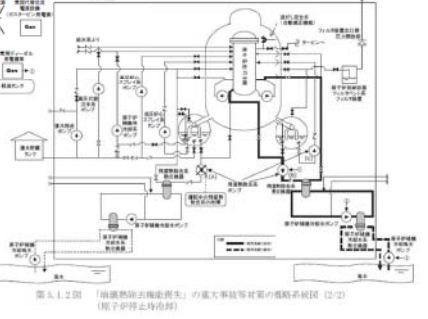
判断及び確認	手順	常設設備	可動設備	対策設備
崩壊熱除去系（原子炉格納容器冷却機）の故障による崩壊熱除去機能喪失の判断	・原子炉の運転状況から崩壊熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを判断し、100℃に到達するまで、冷却機を稼働させる。	【崩壊熱除去ポンプ】	-	【崩壊熱除去ポンプ】 【冷却機】 【燃料格納水ピット】 【高圧タンク】
冷却機が停止した際の炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料格納水ピットを水源とし、高圧注入ポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水の操作で炉心水位を回復させる。	【高圧注入ポンプ】 【燃料格納水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料格納タンク】 【高圧タンク】	-	高圧注入ポンプ 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 高圧注入電源
崩壊熱除去系（原子炉格納容器冷却機）の故障による崩壊熱除去機能喪失の判断	・原子炉の運転状況から崩壊熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを判断し、100℃に到達するまで、冷却機を稼働させる。	【崩壊熱除去ポンプ】	-	【崩壊熱除去ポンプ】 【冷却機】 【燃料格納水ピット】 【高圧タンク】
冷却機が停止した際の炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料格納水ピットを水源とし、高圧注入ポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水の操作で炉心水位を回復させる。	【高圧注入ポンプ】 【燃料格納水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料格納タンク】 【高圧タンク】	-	高圧注入ポンプ 燃料格納水ピット水位 燃料格納水ピット水位 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 1 冷却機付保用電源装置（広域） 高圧注入電源

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

【大坂、高岡】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる


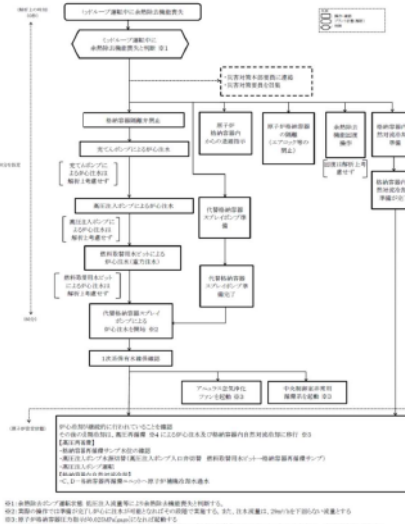
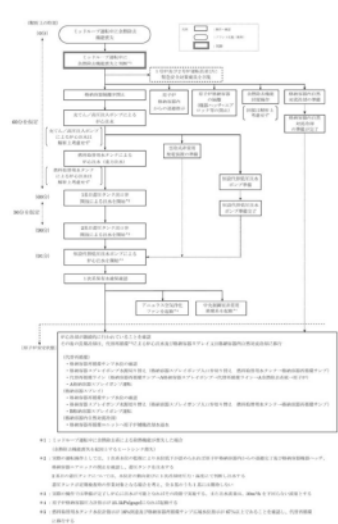
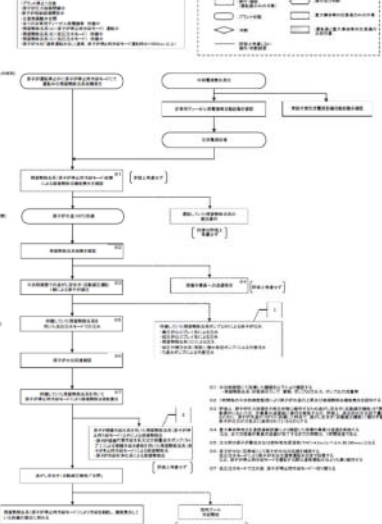
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第5.1.1図 「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）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第7.4.1.1図 「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）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第5.1.1.1図 「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）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第5.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉停止時冷却喪失、原子炉減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第5.1.2図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

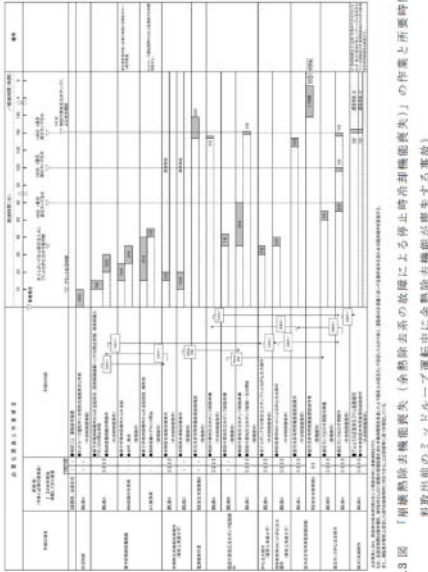
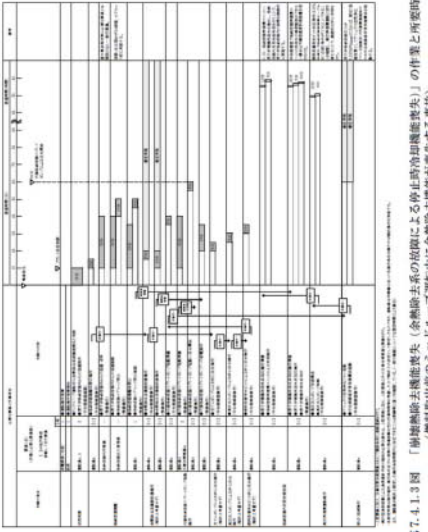
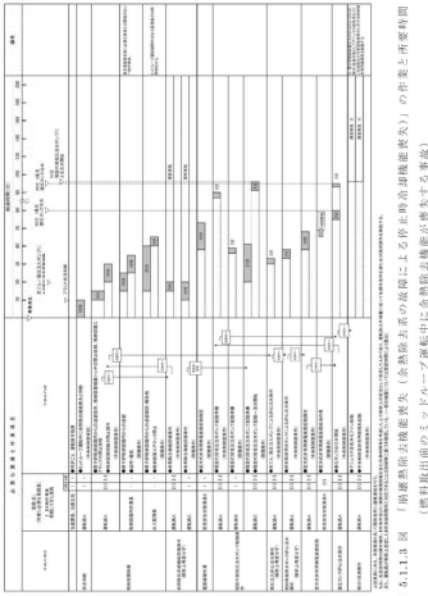
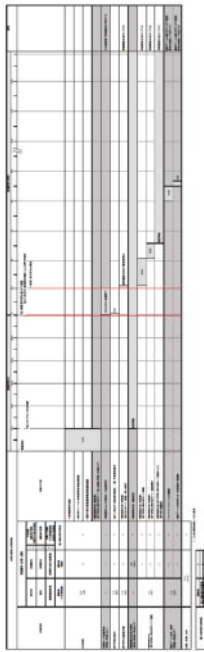
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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5.1.2図 「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）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第7.4.1.2図 「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）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第5.1.1.2図 「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）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第5.1.3図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要</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>

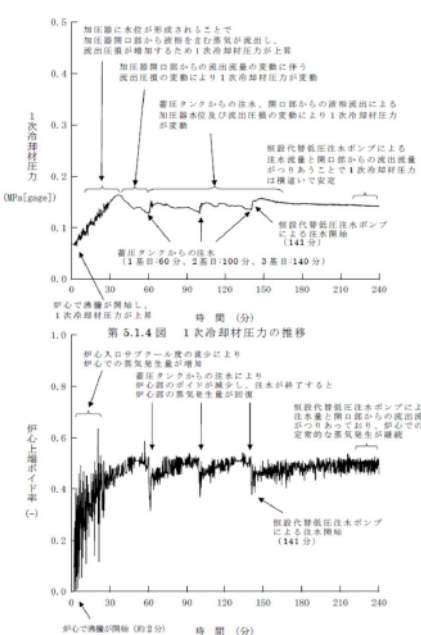
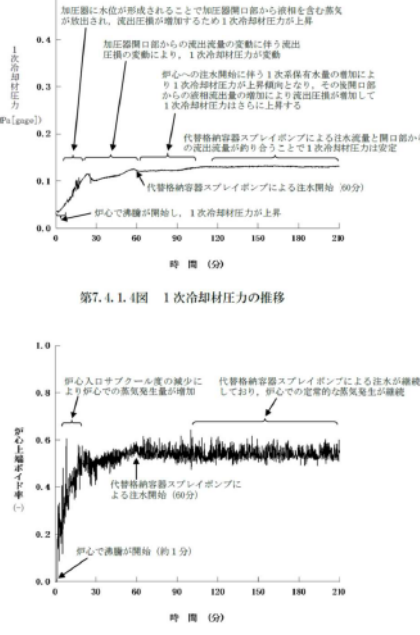
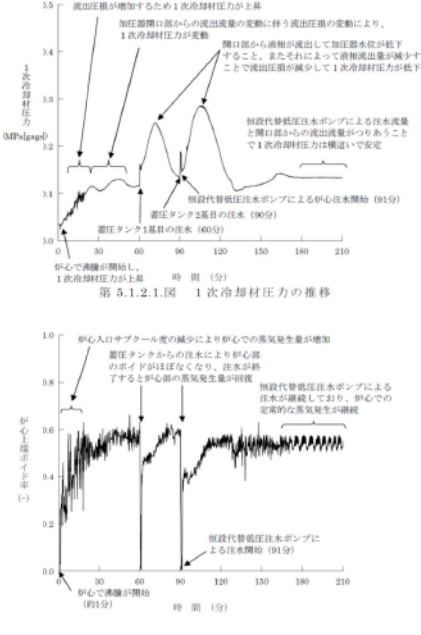
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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 5.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>  <p>第 5.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>第 7.4.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>  <p>第 7.4.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>第 5.1.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>  <p>第 5.1.1.3 図 「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）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>第 5.1.1 図 「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）」の作業と所要時間</p>  <p>第 5.1.1 図 「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）」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）

7.4.1 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）

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5.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	 <p>第7.4.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第7.4.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	 <p>第5.1.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第5.1.2.2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）

7.4.1 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）

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5.1.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第7.4.1.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p>	<p>第5.1.2.3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5.1.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第7.4.1.7図 加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p>第5.1.2.4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）

7.4.1 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）

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 5.1.8 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 7.4.1.8 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 5.1.2.5 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 5.1.5 図 原子炉水位の推移</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>加圧器開口部からの二相流出により1次冷却系保水量が減少</p> <p>第 5.1.9 図 1次冷却系保水量の推移</p>	<p>第 7.4.1.9 図 1次冷却系保水量の推移</p>	<p>第 5.1.2.6 図 1次冷却系保水量の推移</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>

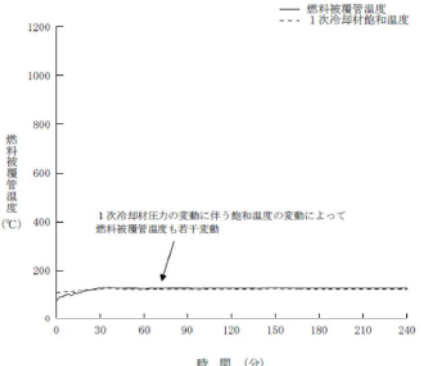
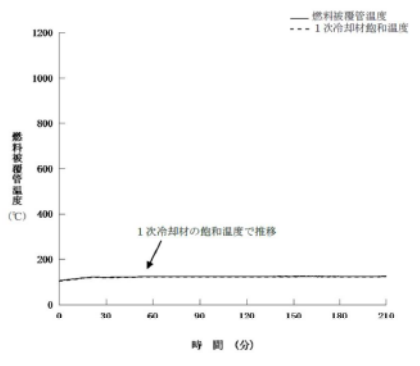
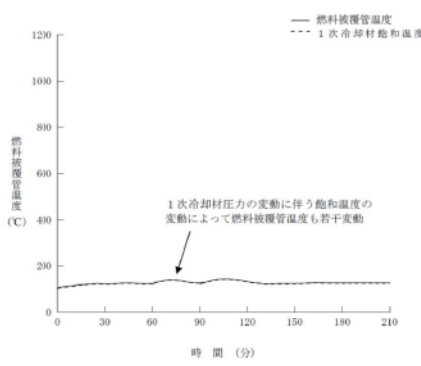
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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 5.1.10 図 加圧器水位の推移</p>	<p>第 7.4.1.10 図 加圧器水位の推移</p>	<p>第 5.1.2.7 図 加圧器水位の推移</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 5.1.11 図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第 7.4.1.11 図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第 5.1.2.8 図 1次冷却材温度の推移</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>

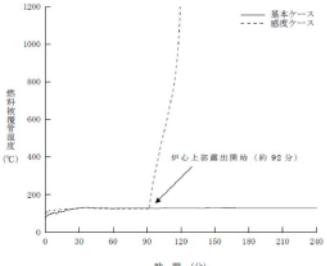
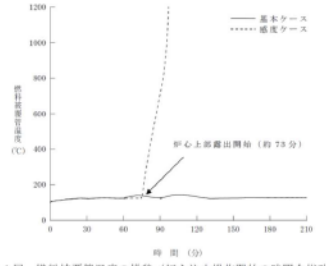
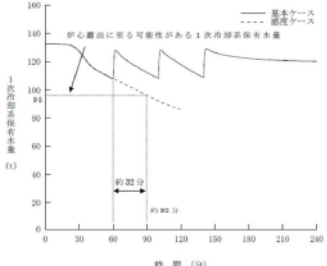
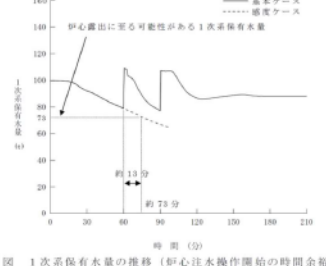
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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 5.1.1.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第7.4.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 5.1.2.9 図 燃料被覆管温度の推移</p>		<p>【大阪】 解析結果の相違</p>

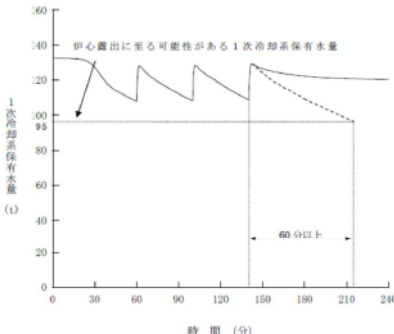
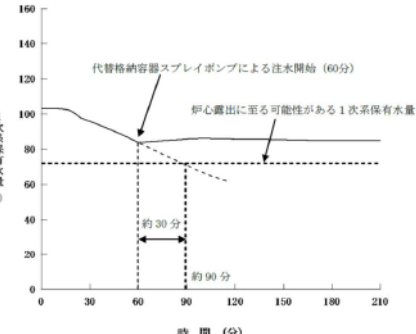
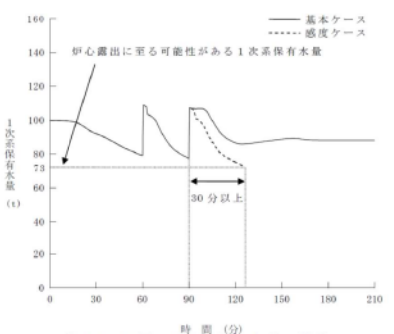
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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 5.1.13 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 5.1.3.1 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 5.1.14 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 5.1.3.2 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>

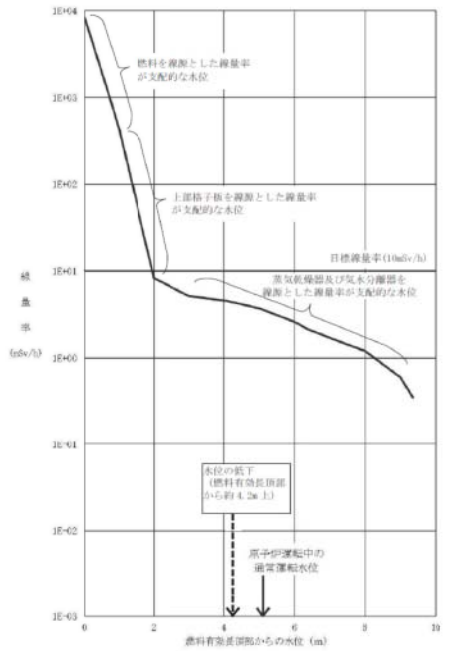
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

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 5.1.15 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7.4.1.13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 5.1.3.3 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）

7.4.1 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）

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 data-bbox="1691 869 1892 893">第5.1.6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（大阪、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）

PSA

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）

【7.4.1：崩壊熱除去機能喪失】

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。

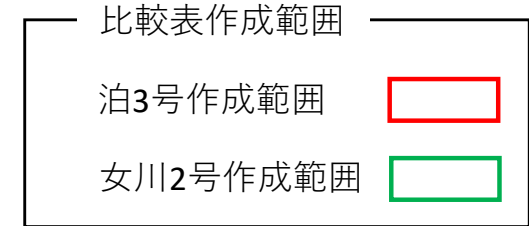
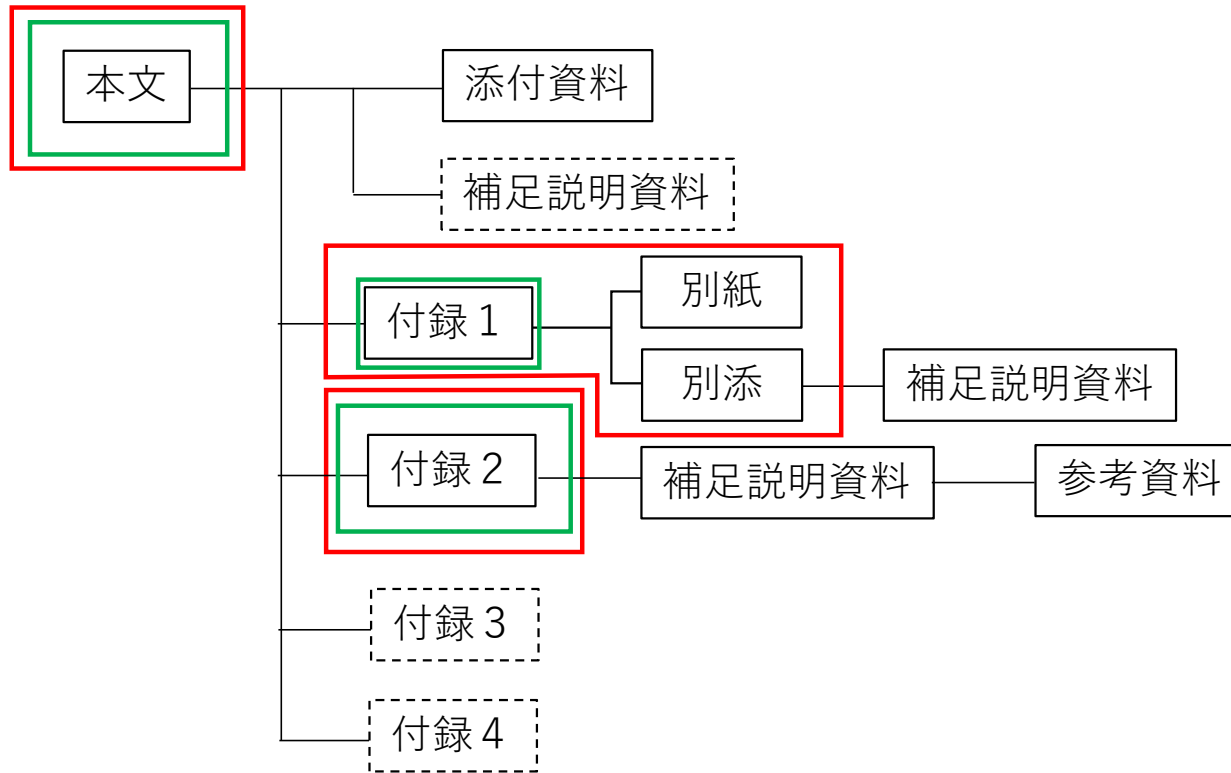
【凡例】 ○：記載あり
 ×：記載なし
 (○)：本文の資料の他箇所に記載
 △：他条文の資料などに記載

7.4.1 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）

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5.1.1 運転停止中における通常時のプラント監視について		(○)	×	余熱除去機能喪失の判断については、本文の第7.4.1.2図「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）」の対応手順の概要に記載しており、まとめ資料の作成は不要と判断		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5.1.2 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について		×	×	女川は解析コードを使用していないため本添付資料にて計算方法を示しているが、泊は解析コードを使用して評価しているため、まとめ資料の作成は不要と判断		まとめ資料を作成していない
添付資料5.1.3 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定	添付資料 7.4.1.12 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（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））	○	×			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5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方		×	×	泊では崩壊熱も考慮してプラント運転状態から重要事故シーケンスを選定していることから、まとめ資料の作成は不要と判断		まとめ資料を作成していない
添付資料5.1.5 安定状態について	添付資料 7.4.1.8 安定状態について	○	×			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5.1.6 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について	添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について	○	×			
添付資料5.1.7 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について	○	×			
	添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について	○	×			
添付資料5.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 7.4.1.15 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（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））	○	×			
添付資料5.1.9 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 7.4.1.16 水源、燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失）	○	×			
	添付資料 7.4.1.2 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（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））	○	×			
	添付資料 7.4.1.3 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 7.4.1.4 「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）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について	○	×			
	添付資料 7.4.1.6 運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について	○	×			
	添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サブ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）	○	×			
	添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について	○	×			
	添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について	○	×			
	添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて	○	×			
	添付資料 7.4.1.14 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時または全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について	○	×			

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>