

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE741-9 r.3.0
提出年月日	令和3年10月1日

泊発電所3号炉

重大事故等の有効性評価

比較表

令和3年10月

北海道電力株式会社

目次

6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 6.1 概要
- 6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 6.3 評価にあたって考慮する事項
- 6.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 6.6 解析の実施方針
- 6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 6.8 必要な要員及び資源の評価方針
- 6.9 参考文献

7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失
- 7.1.2 全交流動力電源喪失
- 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失
- 7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 7.1.5 原子炉停止機能喪失
- 7.1.6 ECCS注水機能喪失
- 7.1.7 ECCS再循環機能喪失
- 7.1.8 格納容器バイパス

7.2 重大事故

- 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 7.2.1.1 格納容器過圧破損
 - 7.2.1.2 格納容器過温破損
- 7.2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
- 7.2.4 水素燃焼
- 7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用

7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 7.3.1 想定事故1
- 7.3.2 想定事故2

7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- 7.4.2 全交流動力電源喪失
- 7.4.3 原子炉冷却材の流出
- 7.4.4 反応度の誤投入

7.5 必要な要員及び資源の評価

- 7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件
- 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
- 7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

付録

- 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
- 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
比較結果等を取りまとめた資料			
1. 最新審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)			
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-3) バックフィット関連事項			
なし			
1-4) その他			
女川2号炉まとめ資料に合わせて記載ぶりを修正した箇所はない。			
2. 女川2号炉まとめ資料との比較結果の概要			
2-1) 比較表の構成及び資料構成について			
・比較表 : 女川原子力発電所2号炉はまとめ資料、泊発電所3号炉は設置変更許可申請書補正書案、大飯発電所3/4号炉はまとめ資料を記載しているため、記載表現が異なる箇所があるが文意に差異なし			
・資料構成 : 項目は女川/泊/大飯すべて同一であり、項目単位では各プラント横並びで比較可能			
・プラント型式や事故シーケンスグループ等の相違により記載表現・内容が異なる箇所があるが、基準適合の観点から大きな過不足は見られなかった			
2-2) 有効性評価の主な項目 (1/2)			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、 崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に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。	差異なし (記載表現は異なるが、余熱除去機能の喪失に伴い炉心崩壊熱により1次冷却材が蒸発し、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し燃料損傷に至る特徴は、泊も女川も同様)
燃料損傷防止対策 (概略系統図参照)	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。	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。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。	設備の相違 ・設備は異なるが、短期対策として炉心注水手段を整備する点は、泊も女川も同様 ・長期対策として除熱手段（女川は原子炉除熱手段、泊は格納容器除熱手段）を整備する点は、泊も女川も同様
重要事故シーケンス	「 崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗 」	「 燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故 」	重要事故シーケンスの相違

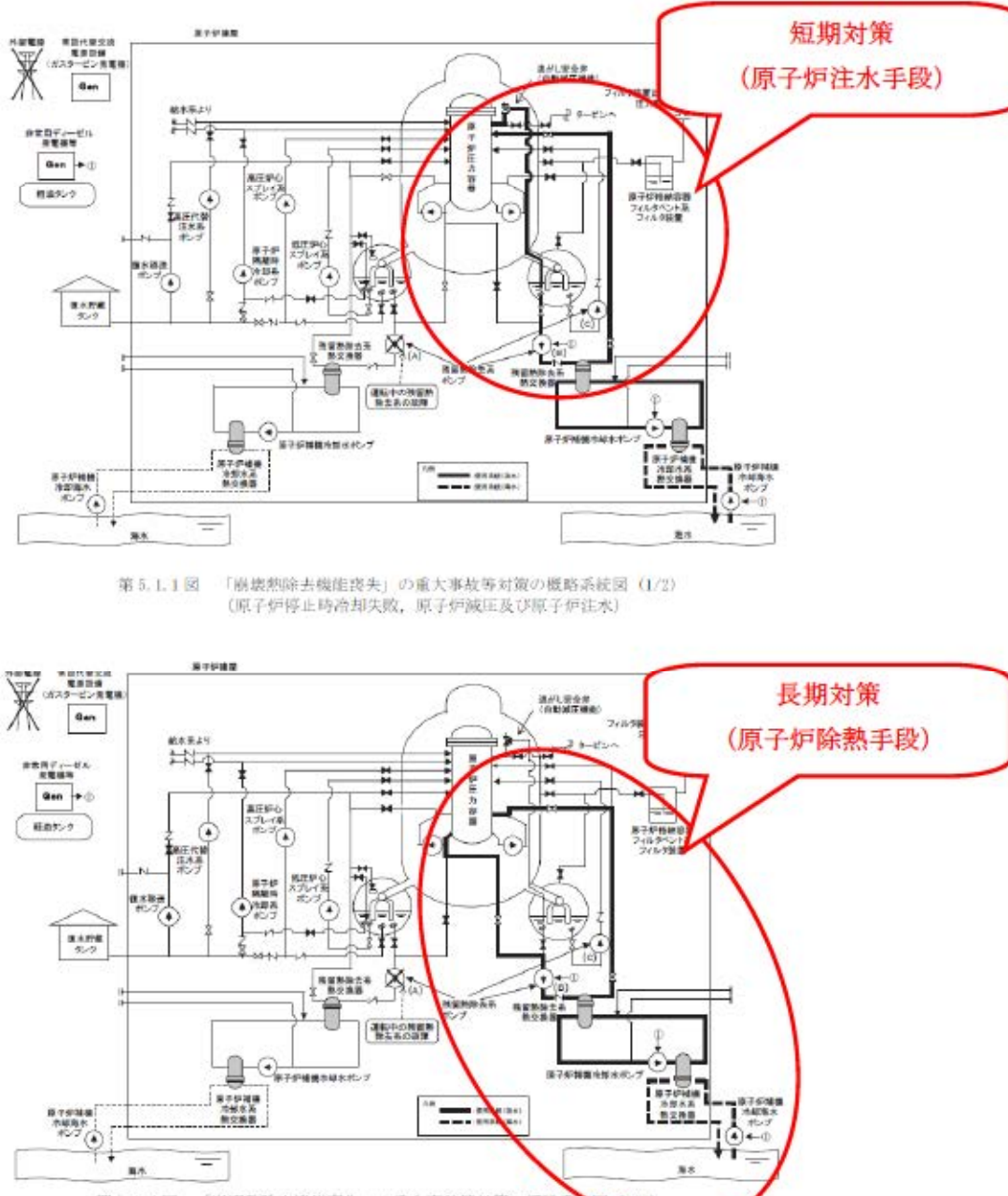
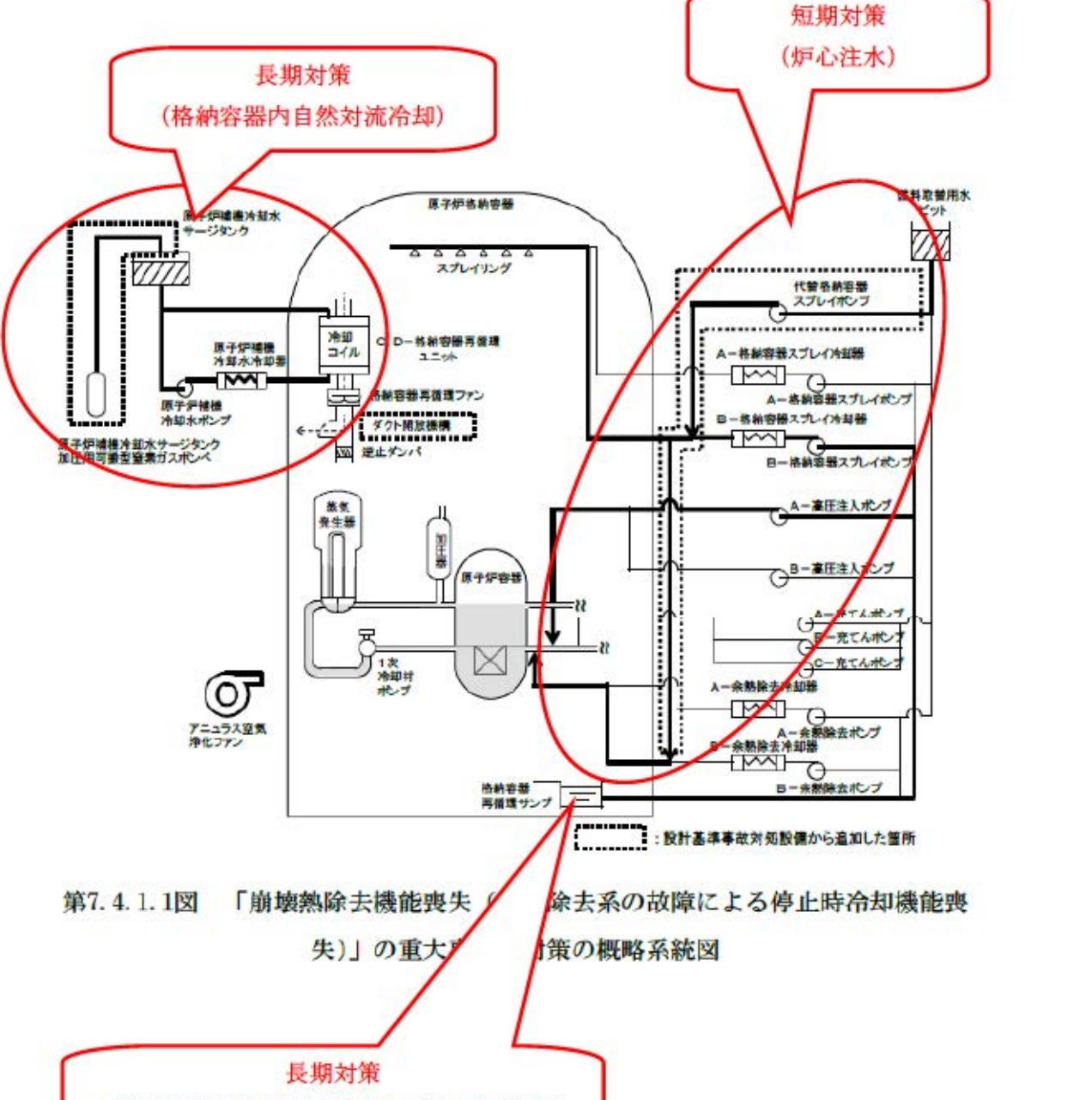
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
2-2) 有効性評価の主な項目 (2/2)			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。		差異なし
2-3) 主な差異			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスの相違	①「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」	「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」	・PWR と BWR では事故シーケンス選定の考え方が異なる
解析コードの使用の有無（差異①）	解析コードを使用しない このため、条件については「評価条件」と記載	解析コード M-RELAP5 を使用して解析を実施 このため、条件については「解析条件」と記載	・評価方法の相違
解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価	(記載なし)	(記載有り)	・同上
解析（評価）条件の不確かさの影響評価	—	—	・プラント型式の相違により解析（評価）条件・項目や運転員等操作が異なるため、不確かさの影響評価の記載が異なる
2-4) 差異の識別の省略			
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 余熱除去系（泊） ⇔ 残留熱除去系（女川） ➢ 蒸発（泊） ⇔ 蒸散（大飯） ➢ 炉心注水（泊） ⇔ 代替炉心注水（大飯） ➢ 解析条件（泊） ⇔ 評価条件（女川） 			

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
2-5) 重大事故等対策の概略系統図			
<p data-bbox="706 296 1003 325">女川原子力発電所2号炉</p>  <p data-bbox="578 955 1142 997">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) (原子炉停止時冷却失敗、原子炉減圧及び原子炉注水)</p> <p data-bbox="578 1564 1142 1606">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 data-bbox="2041 296 2228 325">泊発電所3号炉</p>  <p data-bbox="1647 1344 2656 1428">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 data-bbox="222 1690 1469 1764">短期対策：残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段 長期対策：残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段</p> <p data-bbox="1498 1690 2775 1806">短期対策：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 長期対策：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格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却</p>	

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>5. 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 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「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「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) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「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、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。 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</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>本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、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>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 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「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、「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) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「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>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ーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、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 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「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、「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) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「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>記載方針の相違 ・泊は運転停止中の事故の概要を記載している</p> <p>事故シーケンスの相違</p> <p>記載方針の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>は、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って、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>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「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>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及び災害対策本部要員で構成され、合計10名である。具体的には、初動に必要な要員として、中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操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</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(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>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</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は具体的な手段を記載している（泊は(3) 燃料損傷防止対策に具体的な手段を記載） <p>対策の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備は異なるが炉心注水、除熱を行う点では、泊も女川も同様 <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は別事故シーケンスグループの記載もしている <p>体制の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・要員体制の差異

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>なお、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 style="text-align: right;">（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（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>である。この必要な要員と作業項目について第7.4.1.3図に示す。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>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 style="text-align: right;">（添付資料 7.4.1.1）</p>	<p>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。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、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>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>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 style="text-align: right;">（添付資料 5.1.1）</p>	<p>体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、余熱除去機能喪失の判断を行う点は、泊も女川も同様</p> <p>PWRとBWRの相違 ・以降の手順はPWRとBWRで異なるため大飯と比較する 【大飯】 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>【参考のため移動】</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>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>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、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p> <p>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。</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</p>	<p>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、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p> <p>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。</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</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・泊の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であるが、大飯は空冷式非常用発電装置が必要</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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>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用水ピット水を炉心に注水し、1次系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。</p> <p>炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 高圧再循環運転による1次系の冷却 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、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ル水位（広域）指示が71%以</p>	<p>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。 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。 （添付資料5.1.2）</p> <p>h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 格納容器圧力（広域）計指示が上昇し39.0kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 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 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、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</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・泊3号は、代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり、また誤操作や誤動作の防止や作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない</p> <p>【大飯】 設備名称の相違 設計の相違</p> <p>【大飯】 設備名称の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・大飯は代替再循環も整備している</p> <p>【大飯】 設計の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>上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 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。 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。 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イポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>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 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。 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。 なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・大飯は代替再循環も整備している</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>【大飯】 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>5.1.2 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>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畳を考慮する。</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</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畳を考慮する。</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</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は重要事故シーケンスを選定した理由を記載している <p>重要事故シーケンスの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は重要事故シーケンスに加えて充てんポンプの機能喪失の重畳を考慮する <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが、運転停止中の他のプラント状態においても評価項目を満足できる点は、泊も女川も同様 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同上 <p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は解析コードを使用して評価するため重要現象等を記載している(差

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14MW である。 なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 24m³/h である。 (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</p>	<p>渡解析コード M-RELAP5 により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.1.2)</p>	<p>することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.3)</p>	<p>異①)</p> <p>差異①</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</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ーケンスグループ等では記載しない方針のため記載していない</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>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>(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連する機器条件</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、充てん注入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。 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連する機器条件</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）</p>	<p>差異の説明</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、崩壊熱除去機能が喪失する点は、泊も女川も同様</p> <p>記載表現の相違 ・同上</p> <p>安全機能の喪失の仮定の相違</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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(a) 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、$1,136\text{m}^3/\text{h}$ とする。</p> <p>(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°C、海水温度26°Cにおいて）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 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 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 事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷</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、$29\text{m}^3/\text{h}$ 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 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 事象発生後、余熱除去機能が喪失することに</p>	<p>1.0MPa [gage] 蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）26.9m^3（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、$28\text{m}^3/\text{h}$ 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 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 事象発生後、余熱除去機能が喪失することに</p>	<p>機器条件の相違</p> <p>操作条件の相違 ・設備は異なるが余裕時間を見込んで炉心注水開始時間を設定している点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・泊は事象進展と解析結果を示しているのに対して、女川は原子炉水位の推移と水位と線量率の関係を示している</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>却モード)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>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>より、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、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>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ポイド率は第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を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p>	<p>より、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心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>b. 評価項目等</p> <p>炉心上端ポイド率は第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を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p>	<p>事象進展の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象進展は異なるが、異常を認知し炉心注水を行い水位が安定する点は、泊も女川も同様 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持できる水位に関して記載している点は同様であり、泊も女川も放射線の遮蔽を維持できる

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>なお、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>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>(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、ほう素価値が大きいほど顕著となることから、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷炉心に比べてほう素価値が大きいウラン炉心の評価対象に、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象発生後の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心であるウラン平衡炉心において約-7.1% Δk/k であり、未臨界を確保できる。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して、その絶対値を小さめに設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化するが、取替炉心のほう素価値はウラン炉心で同程度であり、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷により小さくなる方向であることから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で同程度又は小さくなる。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界維持できる。</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、事象発生の約 120 分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、原子炉は</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、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。</p> <p>したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(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、事象発生の約 220 分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>・記載は異なるが未臨界性の確保に関して記載している点は同様であり、泊も女川も未臨界の維持が可能</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・記載は異なるが安定状態を維持でき</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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※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>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>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。</p> <p>(添付資料 5.1.11, 5.1.12, 5.1.13)</p>	<p>る点は同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・女川の作業員の被ばく量は被ばく限度 100mSv に比較的近い値となるが、泊の必要な遮蔽の目安とする線量率は 0.15mSv であり女川の約 1/100 と低く作業員の被ばく量が問題となることはないため記載していない</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>を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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>5.1.3 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>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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分</p>	<p>5.1.3 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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分</p>	<p>差異①</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は事象進展の特徴を記載しており、女川は事故シーケンスの特徴を記載している</p> <p>対策設備の相違</p> <p>・重大事故等対策の相違による不確かさの影響を確認する運転員等操作が異なる</p> <p>解析コードの使用の有無の相違</p> <p>・女川は解析コードを使用していないため記載がない(差異①)</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 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を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14MW に対して最確条件は、約 14MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作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</p>	<p>離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.1.8 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評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点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>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評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点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>差異①</p> <p>差異①</p> <p>記載表現の相違 ・泊は具体的な項目名を記載している</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる点は、泊も女川も同様</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>するものであることから、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</p>			<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は原子炉水温及び原子炉水位を最確条件とした場合の影響を評価しているが、泊の水温及び水位は影響が軽微と考えられるため添付資料でのみ考察をしている（添付資料7.4.1.15） <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は評価条件を最確値としているものに対しても記載しているが、泊は解析条件を最確値としているものは添付資料でのみ記

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>に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^{*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れ、原子炉注水までの</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>載している</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊の解析条件は原子炉容器蓋が閉止されている状態だが、蓋取外し時はキャピティに水張をしており多量の水があることから本重要事故シーケンスに包絡されることを添付資料7.4.1.12に記載 <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱よりも小さくなることは泊も女川も同様

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>時間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</p>			<p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は原子炉水温と原子炉水位の評価条件を保守的な値としているため、最確値とした場合の影響を考察しているが、泊の1次冷却材高温側温度及び1次冷却材水位は最確値を解析条件としているため添付資料でのみ考察している <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は評価条件を最確値としているものに対しても記載しているが、泊は解析条件を最確値としているものは添付資料でのみ記載している

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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>る^{※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。</p> <p>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</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>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. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3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>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>記載方針の相違</p> <p>・泊の解析条件は原子炉容器蓋が閉止されている状態だが、蓋取外し時はキャビティに水張をしており多量の水があることから本重要事故シーケンスに包絡されることを添付資料7.4.1.12に記載</p> <p>記載表現の相違</p> <p>記載内容の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・記載は異なるが炉心注水操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>は容易であり、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。</p> <p>(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</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が大きくなる。</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。</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が大きくなる。</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。 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。 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</p>	<p>記載表現の相違 ・記載は異なるが炉心注水操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、炉心注水操作の操作時間余裕を考察している点は、泊も女川も同様</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>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</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>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>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、事象発生後の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</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>差異①</p> <p>記載内容の相違</p> <p>差異②</p> <p>記載表現の相違 ・泊は具体的な操作を記載している</p> <p>記載内容の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価 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 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。 （添付資料5.1.9）</p> <p>a. 水源 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>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 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初動の要員は「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 10名である。したがって「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す発電所災害対策要員33名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 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 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 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 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。 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 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>体制の相違 ・要員体制の相違</p> <p>水源の相違 ・泊は燃料取替用水ピットを取水源とするが、女川はサブプレッションチェンバ内のプール水を取水源としている ・泊も女川も7日間の注水継続が可能 な点は同様</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>b. 燃料</p> <p>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>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>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>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</p>	<p>燃料の相違</p> <p>・燃料の消費量や貯蔵量は異なるがDG、緊対所に関して評価し7日間の運転継続が可能なのは泊も女川も同様</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>また、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>(添付資料 7.4.1.16)</p>	<p>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>記載方針の相違 ・緊急時対策所への電源共有に関してはSA61条で評価しており、有効性評価内で評価する方針としていないことから泊は記載していないが、女川同様必要な負荷に対して電源供給が可能</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>5.1.5 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>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畳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>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畳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>記載方針の相違</p> <p>重大事故等対策の相違</p> <p>・設備及び手順は異なるが、余熱除去機能の喪失を起点に炉心注水を実施する点は、泊も女川も同様</p> <p>・泊は長期対策についても記載</p> <p>重要事故シーケンスの相違</p> <p>機能喪失の相違</p> <p>・泊は重要事故シーケンスに加えて充てんポンプの機能喪失の重畳を考慮する</p> <p>重大事故等対策の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・女川は燃料損傷しないことを記載しており、泊は評価項目に関して記載している</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>その結果、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>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>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>差異①</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、内容は同等</p> <p>重大事故等対策の相違</p>

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

7.4.1 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」の重大事故等対策について		女川原子力発電所2号炉	
操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより原子炉水圧が上昇し100℃に到達する。 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水圧が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉を減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減圧安全弁（自動減圧機能）1個を閉鎖操作する。 崩壊熱除去機能喪失により、原子炉格納容器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停圧安全弁（自動減圧機能）1個を閉鎖操作する。 崩壊熱除去系（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 	<ul style="list-style-type: none"> 【非常用ディーゼル発電機】* 軽油タンク 	<ul style="list-style-type: none"> 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口流量】* 【残留熱除去系熱交換器出口流量】* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 【残留熱除去系熱交換器入口流量】* 【残留熱除去系熱交換器出口流量】* 原子炉圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口流量】* 原子炉圧力
減圧安全弁（自動減圧機能）の閉鎖	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去系（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 	<ul style="list-style-type: none"> 【残留熱除去系（低圧注水モード）】* 【サブプレッシャーポンプ】* 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力 原子炉水位（SA広帯域）* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口流量】* 原子炉圧力
減圧安全弁（自動減圧機能）の閉鎖	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去系（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 	<ul style="list-style-type: none"> 【残留熱除去系（低圧注水モード）】* 【サブプレッシャーポンプ】* 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力 原子炉水位（SA広帯域）* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口流量】* 原子炉圧力

*：既設許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対策設備（設計基準設備）

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	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 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。 原子炉格納容器内にあ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鎖する。 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る。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 計装設備 低圧注水装置 1次冷却器温度（広域-高温側） 1次冷却器温度（広域-低温側） 	
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鎖	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にあ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鎖する。 		
c. 余熱除去機能回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 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る。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 【余熱除去ポンプ】 	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 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水ポンプによる炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピペットを水源とした充てんポンプ又は高圧注水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。 代替格納容器スプレインポンプの準備を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 【充てんポンプ】 【高圧注水ポンプ】 【燃料取替用水ピペット】 【ディーゼル発電機】 【ディーゼル発電機燃料油貯油槽】 	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却器温度（広域-高温側） 1次冷却器温度（広域-低温側） 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却器圧力（広域）

【 】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（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	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 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。 原子炉格納容器内にあ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鎖する。 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る。 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。 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピペットを水源とした充てんポンプ又は高圧注水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。 代替格納容器スプレインポンプの準備を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去装置 1次冷却器温度（広域） 1次冷却器温度（広域） 	
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鎖	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にあ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鎖する。 		
c. 余熱除去機能回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 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る。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 【余熱除去ポンプ】 	
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 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水ポンプによる炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピペットを水源とした充てんポンプ又は高圧注水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。 代替格納容器スプレインポンプの準備を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 【充てんポンプ】 【高圧注水ポンプ】 【燃料取替用水ピペット】 【ディーゼル発電機】 【燃料油貯油槽タンク】 【重油タンク】 	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位 1次冷却器温度（広域） 1次冷却器温度（広域） 燃料取替用水ピペット水位 1次冷却器圧力（広域） 高圧注水装置

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

差異の説明
 設計方針の相違
 ・手順や設備は異なるが、崩壊熱除去機能の喪失を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第7.4.1.1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（2/3）</p>			
<p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備</p>			
<p>判断及び操作</p> <p>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水</p> <p>g. 炉心注水及び1次系保水確保操作</p> <p>h. アンニウ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>手順</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、優先して実施する。</p> <p>・炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次系保水重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>・原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば、アンニウラス部の水蒸気閉止及び破ばく低減対策としてアンニウラス空気浄化アアンを起動する。</p> <p>・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>手続</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>・炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの蒸発を抑制し、燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次系保水重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>・燃料取替用水ピット水の炉心に注水し、1次系保水重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>設計方針の相違 ・手順や設備は異なるが、崩壊熱除去機能の喪失を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様</p>
<p>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（2/3）</p>			
<p>【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備</p>			
<p>判断及び操作</p> <p>a. アンニウ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>可搬設備</p> <p>加圧器水位 1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域-高温度） 1次冷却材温度（広域-低温度） 燃料取替用水ピット水位 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量</p>	<p>可搬設備</p> <p>加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温度制限値（広域） 1次冷却材低温度制限値（広域） 燃料取替用水ピット水位 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量</p>	<p>計装設備</p> <p>—</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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
-------------	---------	------------	-------

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（3/3）

判断及び操作	手順	常設設備	重大事故等対策設備 可搬設備	計装設備
1. 高圧再循環運転による1次系の管理	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取扱用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイトポンプによる炉心注水を継続して実施する。 余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取扱用水ピット水位指示が16.5%到達及び格納容器再循環システム水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環ポ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り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。 	代替格納容器スプレイトポンプ 燃料取扱用水ピット ディーゼル発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 高圧注入ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプスクリーン	原子炉補機冷却水サーージタンク加圧用可搬型蒸気発生器ポンプ 可搬型温度計設置	高圧注入流量 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域） 1次冷却回路 広域-高圧時 1次冷却回路 広域-低圧時 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 代替格納容器スプレイトポンプ出口流量
3. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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。 原子炉格納容器空間気の状態に応じて格納容器スプレイトポンプにより、格納容器スプレイト再循環運転を継続的に行う。 	C、D-格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水 ボンブ C、D-原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サーージタンク C、D-原子炉補機冷却ポンプ ディーゼル発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 【格納容器スプレイトポンプ】 【格納容器スプレイト冷却器】 【格納容器再循環ポンプ】 【格納容器再循環ポンプスクリーン】	原子炉補機冷却水サーージタンク加圧用可搬型蒸気発生器ポンプ 可搬型温度計設置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AM用） 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域）

【 】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（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（3/3）

判断及び操作	手順	常設設備	重大事故等対策設備 可搬設備	計装設備
1. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の管理	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取扱用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイトポンプによる炉心注水を継続して実施する。 余熱除去機能回復しない状態で、燃料取扱用水ピット水位指示が16.5%到達及び格納容器再循環システム水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環ポンプからA格納容器スプレイトポンプを経てA格納容器スプレイト冷却器で冷却した水を余熱除去系及びA格納容器スプレイト系に配管している冷却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。 	代替格納容器スプレイトポンプ 燃料取扱用水ピット ディーゼル発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 高圧注入ポンプ A格納容器スプレイトポンプ A格納容器スプレイト冷却器 A格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプスクリーン A、D格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水サーージタンク加圧用可搬型蒸気発生器ポンプ 可搬型温度計設置 原子炉格納容器空間気の状態に応じてA格納容器スプレイトポンプにより、格納容器スプレイト再循環運転を継続的に行う。	原子炉補機冷却水サーージタンク加圧用可搬型蒸気発生器ポンプ 可搬型温度計設置	高圧注入流量 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域） 1次冷却回路 広域-高圧時 1次冷却回路 広域-低圧時 加圧器水位 燃料取扱用水ピット水位 代替格納容器スプレイトポンプ出口流量
3. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 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。 原子炉格納容器空間気の状態に応じて格納容器スプレイトポンプにより、格納容器スプレイト再循環運転を継続的に行う。 	C、D格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水 ボンブ C、D-原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サーージタンク C、D-原子炉補機冷却ポンプ ディーゼル発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 【格納容器スプレイトポンプ】 【格納容器スプレイト冷却器】 【格納容器再循環ポンプ】 【格納容器再循環ポンプスクリーン】	原子炉補機冷却水サーージタンク加圧用可搬型蒸気発生器ポンプ 可搬型温度計設置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 AM用格納容器圧力 可搬型温度計設置 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SAI 測） 原子炉補機冷却水サーージタンク加圧器圧力 格納容器再循環ポンプ水位（広域） 格納容器再循環ポンプ水位（狭域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

設計方針の相違
 ・手順や設備は異なるが、崩壊熱除去機能の喪失を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉

第5.1.2表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放
	崩壊熱	前149W (9×9燃料(A型)、原子炉停止1日後*)
	原子炉初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)
	原子炉初期温度	62℃
	原子炉圧力	大気圧
事故条件	起因事象、安全機能喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失
	外部電源	外部電源なし
関連する機器等	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m ³ /hで注水
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基当たり約8.8MPa (原子炉冷却材温度62℃、海水温度26℃において)
関連する条件等	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水	事象発生から2時間後

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

泊発電所3号炉

第7.4.1.2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）」の主要解析条件（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）(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAPS	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	72時間	評価結果を厳しくするよう、定期検査工上で、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始後として考えられる最短時間に余裕を見ながら時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材圧力(初期)	大気圧(0MPa〔gauge〕)	ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態として設けることから設定。
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限值として設定。1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口配管中心高さ+100mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推薦値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17型燃料集合体を装備した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合燃料の燃料を考慮している。
1次系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント手1個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2次系の状態	2次系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から2次系からの冷却は想定しない。

初期条件

大飯発電所3/4号炉

第5.1.2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）」の主要解析条件（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）(1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAPS	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	72時間	評価結果を厳しくするよう、燃料取り出し前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心抽出の観点から崩壊熱と1次冷却材保有水量の最も厳しい場合となる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工上で、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間を考慮し、原子炉停止後の時間短縮に伴い崩壊熱を大きく設定。1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材圧力(初期)	大気圧(0MPa〔gauge〕)	ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態として設けることから設定。
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃(保安規定モード5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限值として設定。1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口配管中心高さ+200mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が高いと1次冷却材保有水量が減少することから厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推薦値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の炉心崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2次冷却系からの冷却	2次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次冷却材保有水量の減少を早める観点から2次冷却系からの冷却は想定しない。

差異の説明

条件の相違
 ・泊は解析を実施しているため解析条件
 ・女川は解析コードを使用せずに評価しているため評価条件
 ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

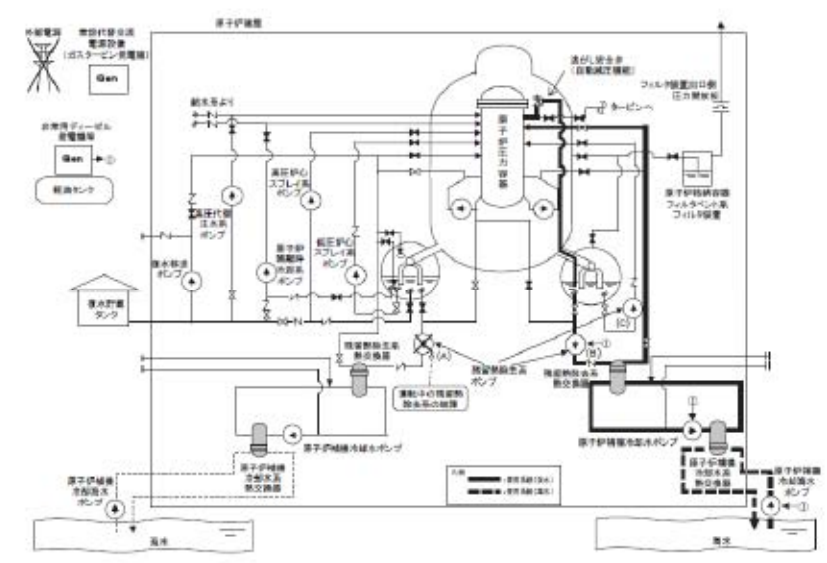
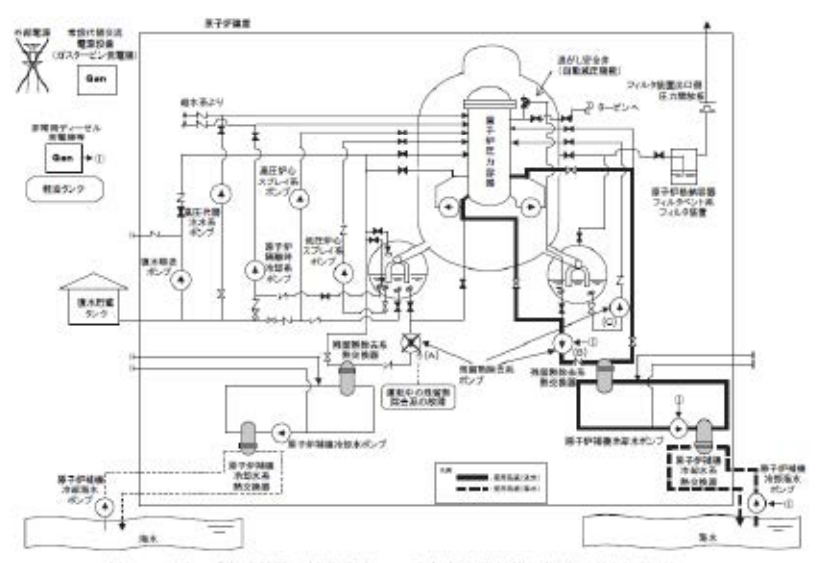
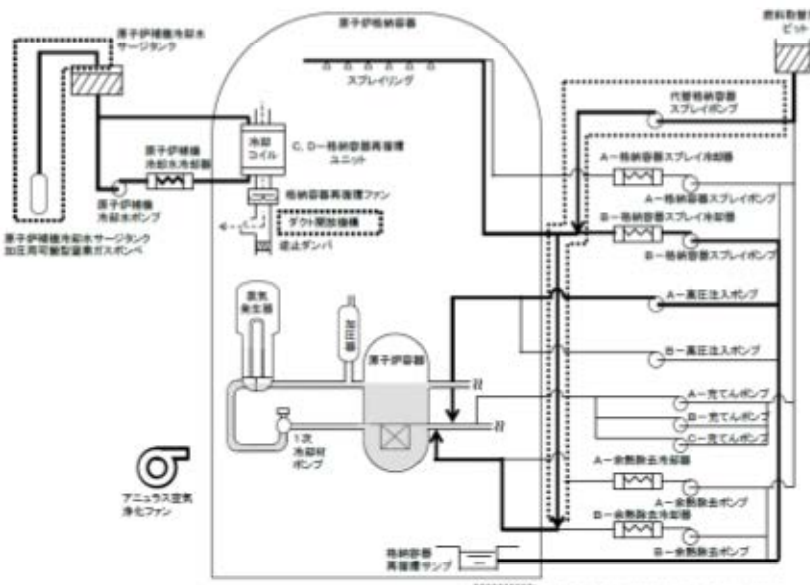
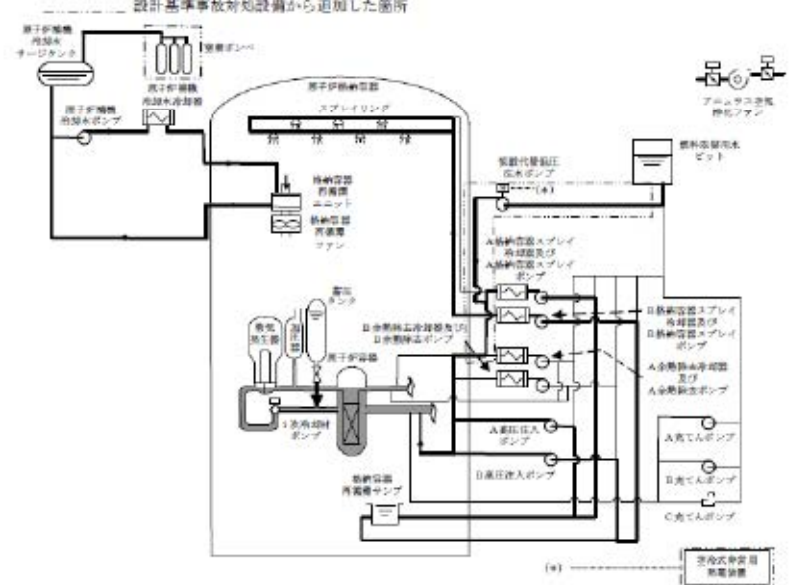
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大阪発電所3/4号炉	差異の説明																																													
	<p>第7.4.1.2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）」の主要解析条件 （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）（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>運転中の余熱除去機能喪失</td> <td>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して設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>待機中の余熱除去系機能喪失 充てん注入機能喪失</td> <td>運転中の余熱除去系の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して設定。また、代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん注入系が機能喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。</td> </tr> <tr> <td>重大事故等に対する機器動作条件</td> <td>代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</td> <td>29m³/h 原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における崩壊熱による蒸発量約28.4m³/hを上回る値として設定。</td> </tr> <tr> <td>重大事故等に対する機器動作条件</td> <td>代替格納容器スプレイポンプ起動</td> <td>事象発生後の60分後 運転員等操作時間として、事象発生後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。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	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して設定。	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去系機能喪失 充てん注入機能喪失	運転中の余熱除去系の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して設定。また、代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん注入系が機能喪失するものとして設定。	外部電源	外部電源なし	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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。	重大事故等に対する機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	29m ³ /h 原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における崩壊熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。	重大事故等に対する機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプ起動	事象発生後の60分後 運転員等操作時間として、事象発生後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。	<p>第5.1.2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）」の主要解析条件 （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）（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>運転中の余熱除去機能喪失</td> <td>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して設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>待機中の余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注水機能喪失</td> <td>運転中の余熱除去系の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して設定。また、高圧タンク及び代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん系及び高圧注水ポンプが機能喪失するものとして設定。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源がない場合、ディーゼル発電機により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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保持圧力</td> <td>1.0MPa(表圧) (最低保持圧力)</td> <td>最低の保持圧力を設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保有水量</td> <td>96.9m³(1基当たり) (最低保有水量)</td> <td>最低の保有水量を設定。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</td> <td>58m³/h</td> <td>原子炉停止後72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間141分時点における炉心崩壊熱による蒸発量約27.5m³/hを上回る値として設定。</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク炉心注水操作(*)</td> <td>1基目：事象発生後の60分後 2基目：事象発生後の100分後 3基目：事象発生後の140分後</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後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、かつ、3基目は100分、3基目は140分を設定。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ起動</td> <td>3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後の141分後)</td> <td>運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断、炉心注水完了後、炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：定期検査中の機器対応となる場合を考慮し、全4基のうち1基には期待しない。</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	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して設定。	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注水機能喪失	運転中の余熱除去系の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して設定。また、高圧タンク及び代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん系及び高圧注水ポンプが機能喪失するものとして設定。	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機により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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa(表圧) (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。	蓄圧タンク保有水量	96.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	58m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間141分時点における炉心崩壊熱による蒸発量約27.5m ³ /hを上回る値として設定。	蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1基目：事象発生後の60分後 2基目：事象発生後の100分後 3基目：事象発生後の140分後	運転員等操作時間として、事象発生後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、かつ、3基目は100分、3基目は140分を設定。	代替格納容器スプレイポンプ起動	3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後の141分後)	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断、炉心注水完了後、炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。	<p>条件の相違 ・泊は解析を実施しているため解析条件 ・女川は解析コードを使用せずに評価しているため評価条件 ・条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																														
起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	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して設定。																																														
安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去系機能喪失 充てん注入機能喪失	運転中の余熱除去系の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して設定。また、代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん注入系が機能喪失するものとして設定。																																														
外部電源	外部電源なし	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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。																																														
重大事故等に対する機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	29m ³ /h 原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における崩壊熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。																																														
重大事故等に対する機器動作条件	代替格納容器スプレイポンプ起動	事象発生後の60分後 運転員等操作時間として、事象発生後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。																																														
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																														
起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	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して設定。																																														
安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注水機能喪失	運転中の余熱除去系の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して設定。また、高圧タンク及び代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん系及び高圧注水ポンプが機能喪失するものとして設定。																																														
外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機により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、質源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。																																														
蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa(表圧) (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。																																														
蓄圧タンク保有水量	96.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。																																														
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	58m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間141分時点における炉心崩壊熱による蒸発量約27.5m ³ /hを上回る値として設定。																																														
蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1基目：事象発生後の60分後 2基目：事象発生後の100分後 3基目：事象発生後の140分後	運転員等操作時間として、事象発生後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、かつ、3基目は100分、3基目は140分を設定。																																														
代替格納容器スプレイポンプ起動	3基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後の141分後)	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断、炉心注水完了後、炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。																																														

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>第5.1.1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） (原子炉停止時冷却失敗、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>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>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>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備は異なるが、崩壊熱除去機能の喪失を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様 ・また、長期冷却(泊は高圧再循環+自然対流冷却、女川は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による除熱)も記載している点は、泊も女川も同様

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第5.1.3図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要</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5.1.2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>対応手順の相違 ・詳細な対応手順は異なるが、崩壊熱除去機能の喪失を確認し、原子炉へ注水するという点では、泊も女川も同様</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第5.1.3図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間</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5.1.3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>作業等の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・作業と所要時間は異なるが、放射線の遮蔽を維持できる水位まで水位が低下する前に注水できる点は、泊も女川も同様

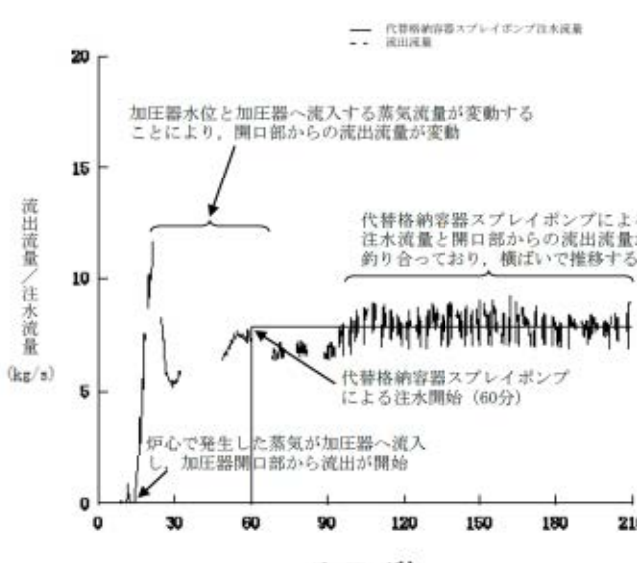
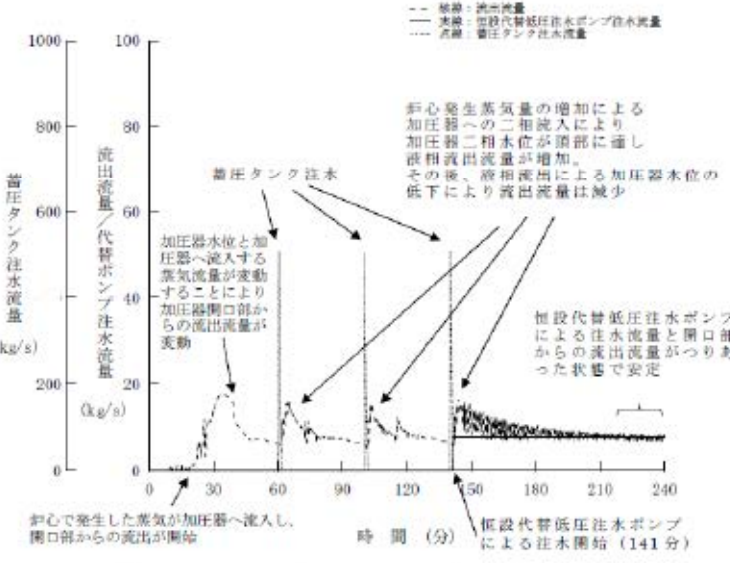
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>第7.4.1.4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5.1.4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>以降、女川は解析を実施していないため大飯と比較</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p>第7.4.1.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで、加圧器の水位が上昇して、液相が加圧器頂部まで到達</p> <p>炉心での蒸気発生量が増加することで、液相が押し上げられ低下</p> <p>炉心での蒸気発生量、加圧器への流入量、開口部からの流出量がほぼ一定となり定常的な状態が継続</p> <p>1次系保有水量の増加に伴い加圧器水位が上昇してクオリティが低下</p> <p>開口部からの流出の継続により加圧器の保有水量が減少することで上昇</p> <p>開口部からの流出により加圧器内の液相が減少することによる上昇</p>	 <p>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>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、開口部からの流出が開始</p> <p>炉心での蒸気発生量の増加による加圧器への二相流入により加圧器二相水位が頂部に達し液相流出流量が増加。その後、液相流出による加圧器水位の低下により流出流量は減少</p> <p>加圧器水位と加圧器へ流入する蒸気流量が変動することにより加圧器開口部からの流出流量が変動</p> <p>加圧タンク注水</p> <p>仮設代替低圧注水ポンプによる注水流量と開口部からの流出流量がほぼ一定となり定常的な状態が継続</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第 5.1.5 図 原子炉水位の推移</p>	<p>第7.4.1.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 5.1.8 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	<p>第7.4.1.9図 1次系保有水量の推移</p>	<p>第 5.1.9 図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>解析結果の相違</p>

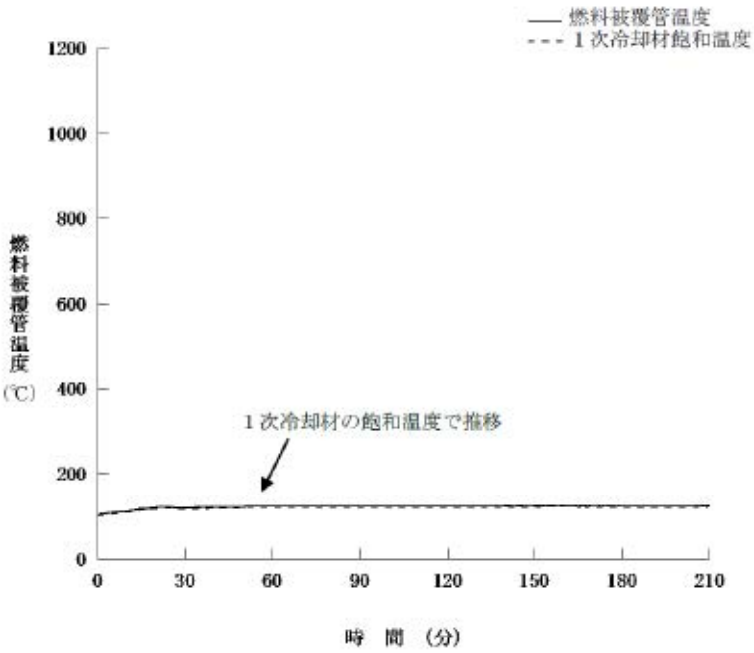
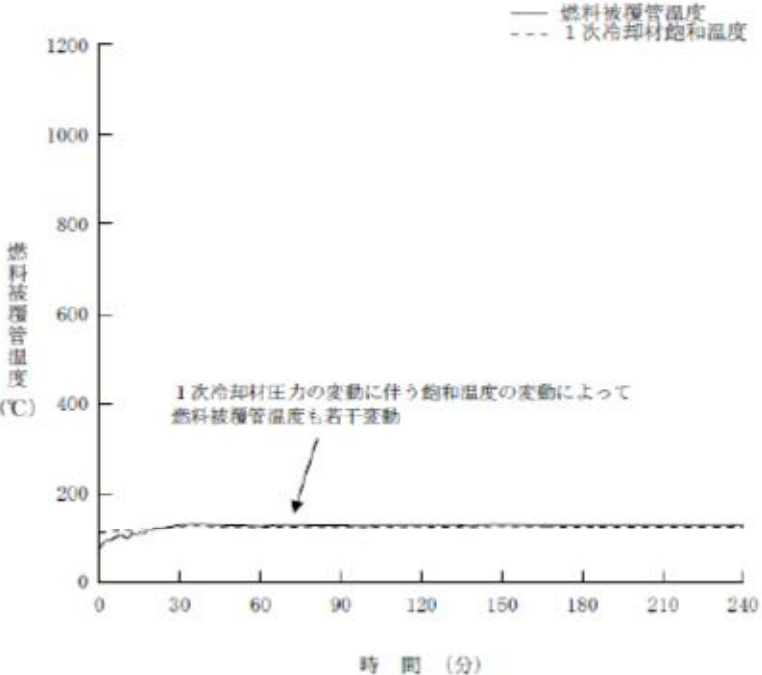
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>第7.4.1.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>第5.1.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
	<p>第7.4.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第5.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>解析結果の相違</p>

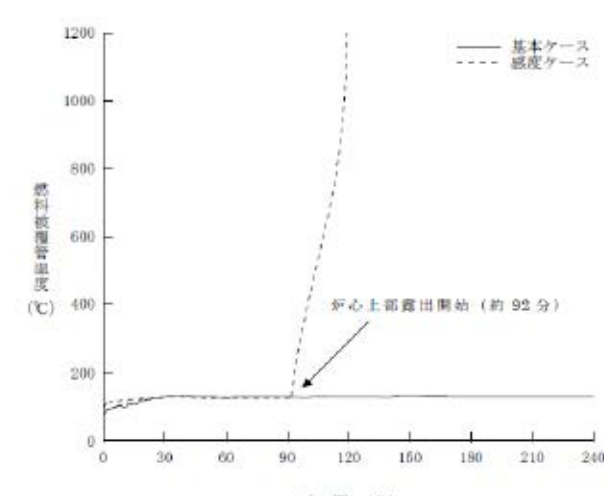
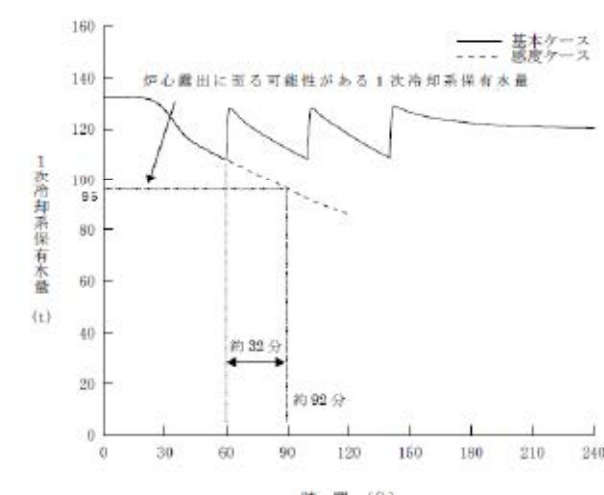
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p data-bbox="1157 1239 1602 1270">第7.4.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1973 1197 2433 1228">第5.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="2611 577 2789 661">【大飯】 解析結果の相違</p>

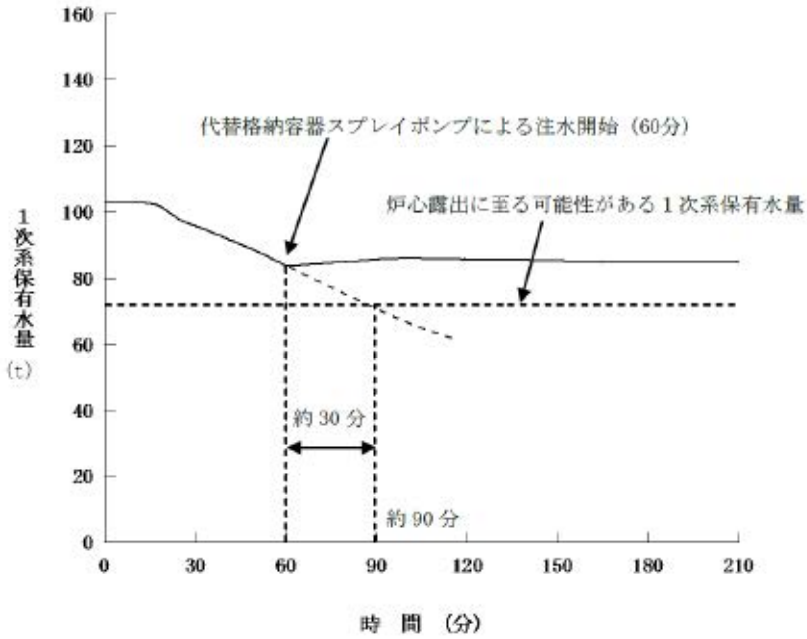
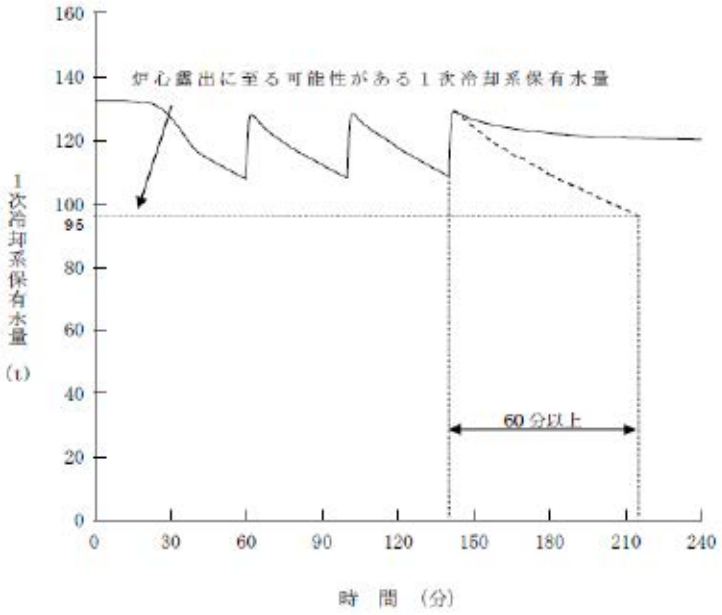
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
		 <p>第 5.1.13 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 5.1.14 図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違 ・泊3号は、蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	 <p data-bbox="1142 1333 1617 1417">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 data-bbox="1855 1339 2567 1417">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 data-bbox="2614 720 2775 793">【大飯】 解析結果の相違</p>

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

7.4.1 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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>第5.1.6図 原子炉水位と線量率</p>			<p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはないことを説明している ・評価項目を満足している点では泊も女川も同様