

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【※島根2号炉の技術的能力1.3 添付資料1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p style="text-align: center;">ISLOCA発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建物原子炉棟内環境評価</p> <p>1. A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の評価</p> <p>1.1 評価条件 A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度、湿度、圧力及び溢水による影響）を評価した。 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別表8-1に、原子炉建物ノード分割モデルを別図8-1に示す。</p>	<p style="text-align: center;">別添-3 ツインパワー弁操作場所及び充てんポンプ室の温度評価</p> <p>ツインパワー弁操作場所及び充てんポンプ室は原子炉補助建屋T.P.10.3mであり、溢水の影響を直接受けなためISLOCA発生時に雰囲気温度が大きく上昇することはないと考えられる。一方で、原子炉補助建屋内で発生する高温の水蒸気が機器搬入ハッチ等を介して、操作場所及び充てんポンプ室の雰囲気温度に影響を与えることは否定できない。 ここでは、原子炉補助建屋を対象に解析コードGOTHICを用いた解析を行い、機器搬入ハッチ等の開口部から流入した蒸気がツインパワー弁の操作場所及び充てんポンプ室の雰囲気温度に与える影響を評価する。</p> <p>1. 評価条件</p> <p>本評価条件を表1に、評価モデルの概念図を図1に、ISLOCA発生時の原子炉補助建屋内の状況概要を図2に示す。なお、漏えい量については、別紙-2と同様に、有効性評価から得られた余熱除去系の弁等からの漏えい量及びエンタルピを、漏えいが想定される機器の漏えい面積に基づいて按分し、原子炉補助建屋内にある漏えい対象機器の設置区画から漏えいするものとした。</p>	<p>※蒸気の流入パスを網羅的に考慮している島根2号炉を参考に記載する。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																																														
<p>【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p>	<p>表1 主要解析条件</p>																																																																															
<p style="text-align: center;">別表 8-1 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">項目</th> <th style="width: 35%;">解析条件</th> <th style="width: 50%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定</td> </tr> <tr> <td>漏えい箇所及び漏えい面積</td> <td>A-残留熱除去ポンプ室：1cm² A-残留熱除去系熱交換器室：16cm²</td> <td>圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">事故シナリオ</td> <td>原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム</td> <td>保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動</td> <td>インターロック設定値</td> </tr> <tr> <td>事象発生から30分後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開放</td> <td>中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の操作時間を考慮して事象発生から30分後を設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉急速減圧後、漏えい箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持</td> <td>漏えい最低減のために実施する操作を想定</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱は事象発生から40分後に開始</td> <td>サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から1時間40分後に停止し、原子炉停止時冷却モードによる原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を事象発生から2時間後に開始</td> <td>原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定 なお、事象発生後の状況確認及び原子炉減圧操作等に余裕を加味し、操作可能な時間として2時間後を設定</td> </tr> <tr> <td>事象発生10時間後にインターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離</td> <td>運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物への流出経路条件</td> <td>原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし。</td> <td>原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定</td> </tr> <tr> <td>評価コード</td> <td>MAAP4</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物モデル</td> <td>分割モデル（別図 8-1 参照）</td> <td>現実的な伝播経路を想定</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物壁から環境への放熱</td> <td>考慮しない</td> <td>雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物換気系</td> <td>考慮しない</td> <td>雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉スクラム</td> <td>原子炉水位低（レベル3）</td> <td>インターロック設定値</td> </tr> <tr> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>原子炉水位低（レベル2）</td> <td>インターロック設定値</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源</td> <td>サブプレッション・プール水</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プールの水源初期水温</td> <td>35℃</td> <td>通常運転時の制限値を設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉建物燃料取替階プロアウトパネル開放圧力</td> <td>7.0kPa[gage]</td> <td>安全要求値</td> </tr> </tbody> </table>	項目	解析条件	条件設定の考え方	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定	漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去ポンプ室：1cm ² A-残留熱除去系熱交換器室：16cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値	事故シナリオ	原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値	事象発生から30分後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の操作時間を考慮して事象発生から30分後を設定	原子炉急速減圧後、漏えい箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持	漏えい最低減のために実施する操作を想定	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱は事象発生から40分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から1時間40分後に停止し、原子炉停止時冷却モードによる原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を事象発生から2時間後に開始	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定 なお、事象発生後の状況確認及び原子炉減圧操作等に余裕を加味し、操作可能な時間として2時間後を設定	事象発生10時間後にインターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定	原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし。	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定	評価コード	MAAP4	-	原子炉建物モデル	分割モデル（別図 8-1 参照）	現実的な伝播経路を想定	原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定	原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値	主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・プール水	-	サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定	原子炉建物燃料取替階プロアウトパネル開放圧力	7.0kPa[gage]	安全要求値	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">項目</th> <th style="width: 45%;">解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>GOTHIC</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>評価モデル</td> <td>分割モデル（図1参照）</td> <td>現実的な伝搬経路を想定</td> </tr> <tr> <td>補助建屋内の漏えい箇所</td> <td>T.P. -1.7m 通路 T.P. 2.8m 通路 T.P. 10.3m 中間床 充てんポンプバルブ室</td> <td>有効性評価まとめ資料の漏えい機器評価および配置に基づく</td> </tr> <tr> <td>漏えい停止</td> <td>事象発生後60分</td> <td>有効性評価と整合 運転員操作時間を考慮</td> </tr> <tr> <td>ヒートシンク</td> <td>考慮（コンクリート壁）</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>補助建屋外への放熱</td> <td>考慮しない</td> <td>雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定</td> </tr> <tr> <td>建屋内換気系</td> <td>考慮しない</td> <td>雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定</td> </tr> </tbody> </table>	項目	解析条件	条件設定の考え方	解析コード	GOTHIC	-	評価モデル	分割モデル（図1参照）	現実的な伝搬経路を想定	補助建屋内の漏えい箇所	T.P. -1.7m 通路 T.P. 2.8m 通路 T.P. 10.3m 中間床 充てんポンプバルブ室	有効性評価まとめ資料の漏えい機器評価および配置に基づく	漏えい停止	事象発生後60分	有効性評価と整合 運転員操作時間を考慮	ヒートシンク	考慮（コンクリート壁）	-	補助建屋外への放熱	考慮しない	雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定	建屋内換気系	考慮しない	雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定	<p>※泊では事故シナリオ等 は有効性評価と同様であり、環境評価特有の評価条件としていないため記載していない</p>
項目	解析条件	条件設定の考え方																																																																														
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定																																																																														
漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去ポンプ室：1cm ² A-残留熱除去系熱交換器室：16cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値																																																																														
事故シナリオ	原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定																																																																														
	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値																																																																														
	事象発生から30分後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の操作時間を考慮して事象発生から30分後を設定																																																																														
	原子炉急速減圧後、漏えい箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持	漏えい最低減のために実施する操作を想定																																																																														
	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱は事象発生から40分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定																																																																														
	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から1時間40分後に停止し、原子炉停止時冷却モードによる原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を事象発生から2時間後に開始	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定 なお、事象発生後の状況確認及び原子炉減圧操作等に余裕を加味し、操作可能な時間として2時間後を設定																																																																														
	事象発生10時間後にインターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定																																																																														
原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし。	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定																																																																														
評価コード	MAAP4	-																																																																														
原子炉建物モデル	分割モデル（別図 8-1 参照）	現実的な伝播経路を想定																																																																														
原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定																																																																														
原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度、湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定																																																																														
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値																																																																														
主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値																																																																														
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・プール水	-																																																																														
サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定																																																																														
原子炉建物燃料取替階プロアウトパネル開放圧力	7.0kPa[gage]	安全要求値																																																																														
項目	解析条件	条件設定の考え方																																																																														
解析コード	GOTHIC	-																																																																														
評価モデル	分割モデル（図1参照）	現実的な伝搬経路を想定																																																																														
補助建屋内の漏えい箇所	T.P. -1.7m 通路 T.P. 2.8m 通路 T.P. 10.3m 中間床 充てんポンプバルブ室	有効性評価まとめ資料の漏えい機器評価および配置に基づく																																																																														
漏えい停止	事象発生後60分	有効性評価と整合 運転員操作時間を考慮																																																																														
ヒートシンク	考慮（コンクリート壁）	-																																																																														
補助建屋外への放熱	考慮しない	雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定																																																																														
建屋内換気系	考慮しない	雰囲気温度の観点から保守的の想定として設定																																																																														

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

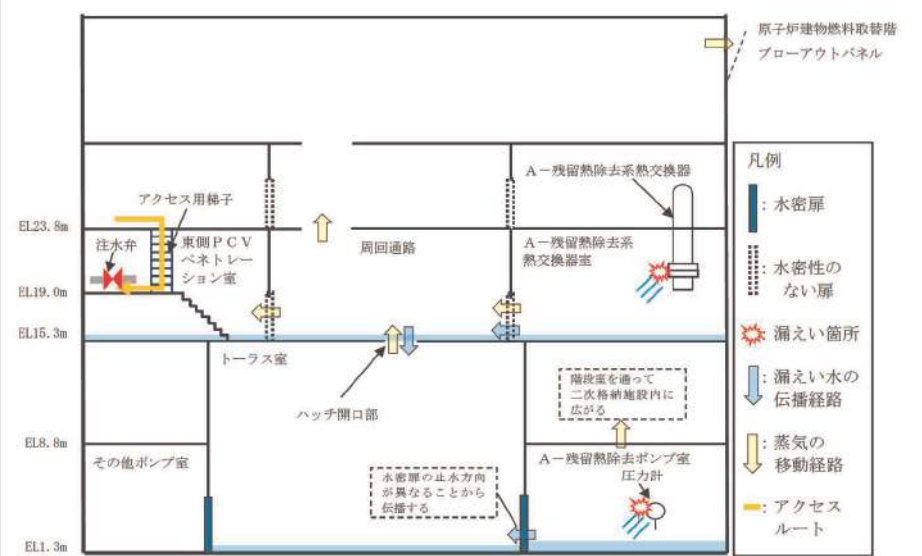
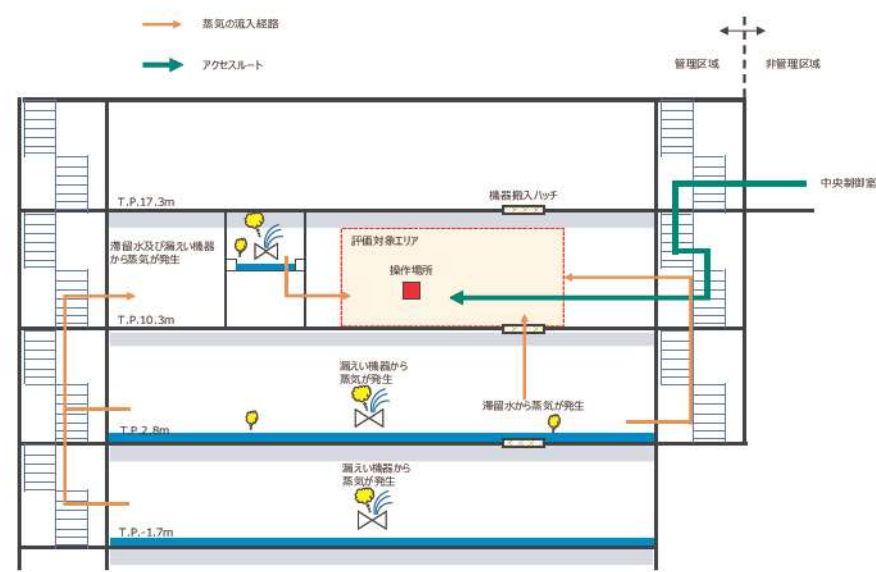
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p>別図 8-1 原子炉建物ノード分割モデル</p>	<p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> □：扉※2 ◇：機器搬入ハッチ※3 ○：ガラリ ⊗：気密扉※4 ✖：ドレン目皿 <p>除間や開口からの流入を考慮する経路 除間や開口からの流入を考慮しない経路</p> <p>図 1 評価モデルの概念図</p> <p>※1ドレンラインからの蒸気流入については、別添-4にて影響が軽微であることを確認していることからモデル化は実施しない ※2閉止されている扉の除間から蒸気は出入りする ※3機器搬入ハッチの除間から蒸気は出入りする ※4気密であるため蒸気は出入りしない</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

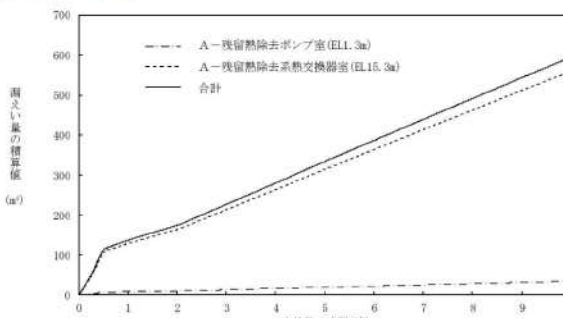
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p>1.2 評価結果</p> <p>解析結果に基づく、ISLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図8-2に、各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図8-3に、原子炉建物内の雰囲気温度、湿度及び圧力の推移を別図8-4から別図8-6に示す。</p>  <p>別図8-2 ISLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要</p>	 <p>図2 ISLOCA発生時の原子炉補助建屋内状況概要</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

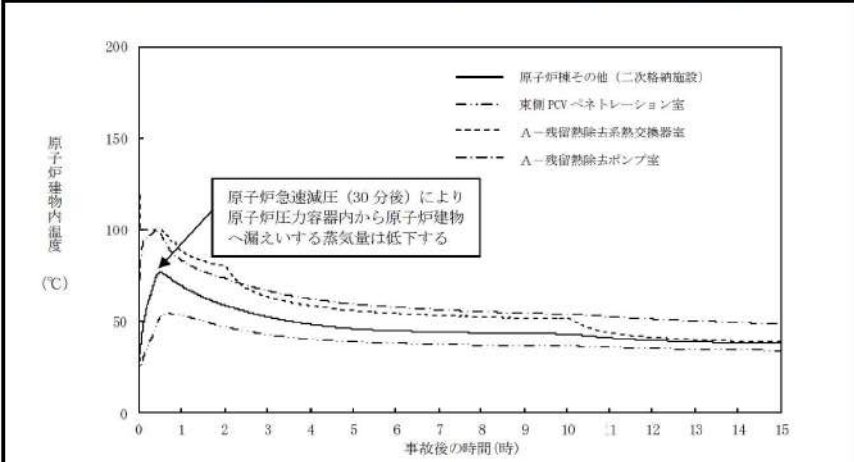
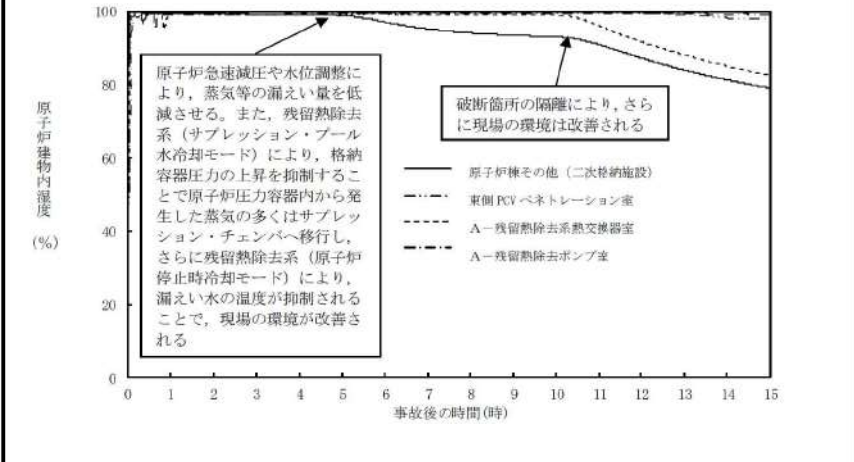
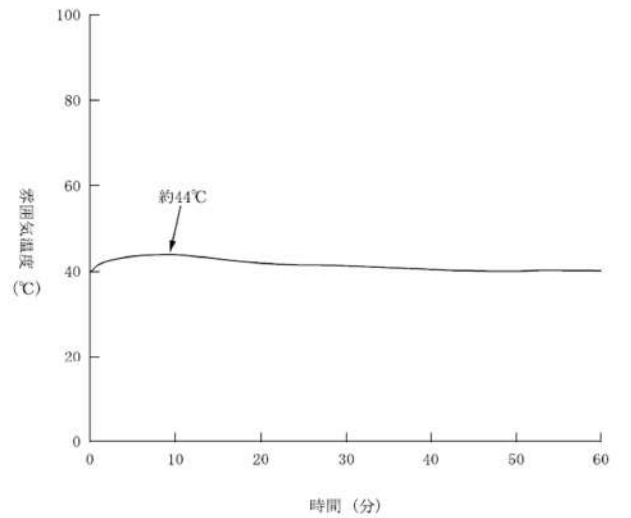
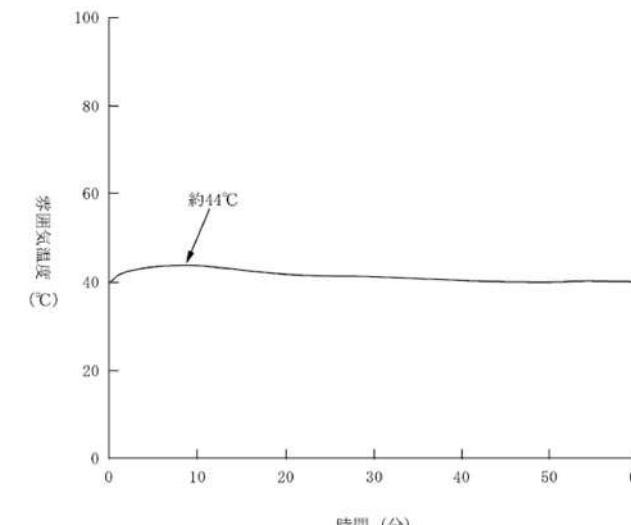
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p>○各漏えい発生区画における漏えい量 別図8-3に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生10時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約600m³である。</p>  <p>別図8-3 各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移</p> <p>○温度・湿度・圧力の想定 別図8-4から別図8-6に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「東側PCVベネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約78℃となるが、原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため、雰囲気温度は低下傾向となり、建物内環境が静定する事象発生9時間後から10時間後までの雰囲気温度の最大値は約44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、破断箇所隔離操作を実施することで約10時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。</p>	<p>○蒸気流入経路の考え方について ISLOCA発生時における、ツインパワー弁操作場所（T.P.10.3m）への蒸気流入経路に対する解析上の扱いを以下に示す。</p> <p>①機器搬入ハッチ 当該ハッチの隙間を蒸気の流入経路として設定する。</p> <p>②階段室 原子炉補助建屋下層フロア（T.P.-1.7m及びT.P.2.8m）で発生した蒸気が閉止された扉の隙間から階段室に流入し、T.P.10.3mの閉止された扉の隙間を介してツインパワー弁操作場所へ流入する経路を設定する。</p> <p>③補助建屋通路部の目皿 ドレン配管内で発生する蒸気量はわずかであるため、流入パスとして考慮しない。（別添-4参照）</p> <p>2. 評価結果 ①ツインパワー弁操作場所およびアクセスルートへの影響 図3から図5に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉補助建屋通路等（T.P.10.3m 機器ハッチ設置区画）」、「階段室」及び操作場所である「原子炉補助建屋 通路（操作エリア）」における雰囲気温度の最大値は約45℃となり、ツインパワー弁の操作に影響がないことが確認できた。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

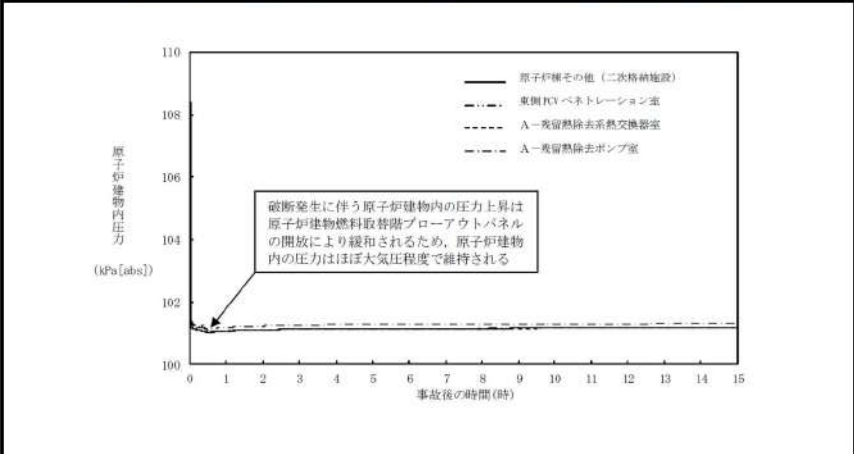
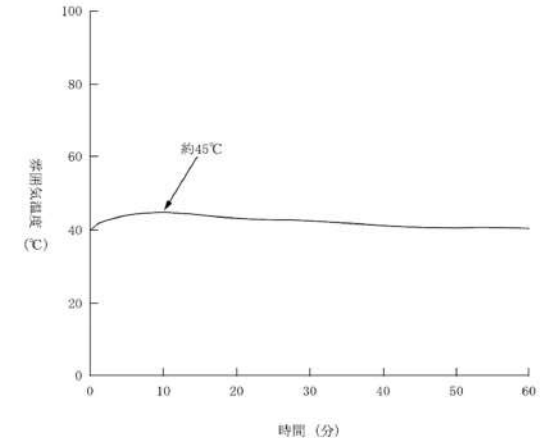
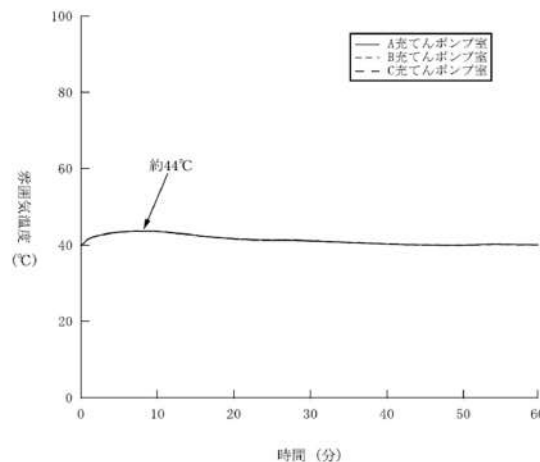
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="246 167 873 191">【島根2号炉の技術的能力1.3 添付資料1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p>  <p data-bbox="291 726 761 758">別図8-4 原子炉建物内の雰囲気温度の推移</p>  <p data-bbox="324 1300 728 1332">別図8-5 原子炉建物内の湿度の推移</p>	 <p data-bbox="1108 734 1881 758">図3 原子炉補助建屋通路の雰囲気温度 (T.P.10.3m 機器ハッチ設置区画)</p>  <p data-bbox="1366 1372 1635 1396">図4 階段室の雰囲気温度</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="241 169 875 196">【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p>  <p data-bbox="387 667 730 691">別図 8-6 原子炉建物内の圧力の推移</p>	 <p data-bbox="1249 659 1765 683">図5 ツインパワー弁操作場所 (T.P. 10.3m) の蒸気気温度</p> <p data-bbox="1041 722 1384 746">② 充てんポンプ室蒸気気温度への影響</p> <p data-bbox="1041 751 1962 802">図6に示す通り充てんポンプ室の蒸気気温度の最大値は約44℃となり、充てんポンプの機能は維持される。</p>  <p data-bbox="1283 1350 1731 1374">図6 充てんポンプ室 (T.P. 10.3m) の蒸気気温度</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p>1.2.1 溢水による影響 別図8-2に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」で発生した漏えい水は、原子炉建物1階（EL15.3m）に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出される。 「A-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから「原子炉隔離時冷却ポンプ室」へ伝播しないが、「トーラス室」に対しては、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから伝播する。溢水範囲を別図8-7に、想定する漏えい量を別表8-2に示す。</p> <p>(1) 注水弁（MV222-5A）へのアクセス性に対する影響 A-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁（MV222-5A）は、原子炉建物中1階（EL19.0m）の床面上に設置されており、ISLOCAにより漏えいが発生する機器は、1階（EL15.3m）及び地下2階（EL1.3m）に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない2階（EL23.8m）からアクセスするため、アクセス性への影響はない。</p> <p>(2) ISLOCA時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響 A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、トーラス室とB-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。 漏えい水が伝播する区画においてISLOCA時に必要となる系統の溢水評価結果を別表8-3に示す。</p>		<p>※泊では溢水による各機器への影響評価を別紙1で実施</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="248 172 875 196">【島根2号炉の技術的能力1.3 添付資料1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <div data-bbox="129 204 999 1257" style="border: 2px solid black; height: 660px; margin: 10px 0;"></div> <p data-bbox="344 1262 752 1286">別図8-7 A-残留熱除去系 溢水範囲(1/2)</p> <div data-bbox="488 1305 945 1337" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 10px auto; width: fit-content;"> <p data-bbox="517 1313 909 1329">本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。</p> </div>		<p data-bbox="1995 172 2168 252">※泊3号炉では溢水範囲を別紙1で提示している。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																						
<p data-bbox="246 167 873 191">【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <div data-bbox="134 199 985 718" style="border: 2px solid black; height: 325px; width: 100%;"></div> <p data-bbox="324 726 750 750">別図8-7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)</p> <p data-bbox="414 805 683 829">別表8-2 想定する漏えい量</p> <table border="1" data-bbox="168 837 929 1252"> <thead> <tr> <th rowspan="2">事故後の時間[h]</th> <th colspan="2">漏えい量[m³]</th> </tr> <tr> <th>A-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-02N)</th> <th>A-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-05N)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.5</td><td>約7</td><td>約107</td></tr> <tr><td>1.0</td><td>約9</td><td>約130</td></tr> <tr><td>2.0</td><td>約11</td><td>約165</td></tr> <tr><td>3.0</td><td>約14</td><td>約214</td></tr> <tr><td>4.0</td><td>約17</td><td>約265</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>約20</td><td>約315</td></tr> <tr><td>6.0</td><td>約23</td><td>約364</td></tr> <tr><td>7.0</td><td>約26</td><td>約414</td></tr> <tr><td>8.0</td><td>約29</td><td>約463</td></tr> <tr><td>9.0</td><td>約32</td><td>約512</td></tr> <tr><td>10.0</td><td>約35</td><td>約560</td></tr> </tbody> </table> <div data-bbox="481 1364 963 1396" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;"> 本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。 </div>	事故後の時間[h]	漏えい量[m ³]		A-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-02N)	A-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-05N)	0.5	約7	約107	1.0	約9	約130	2.0	約11	約165	3.0	約14	約214	4.0	約17	約265	5.0	約20	約315	6.0	約23	約364	7.0	約26	約414	8.0	約29	約463	9.0	約32	約512	10.0	約35	約560		<p data-bbox="1993 167 2161 247">※泊3号炉では溢水範囲を別紙1で提示している。</p>
事故後の時間[h]		漏えい量[m ³]																																						
	A-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-02N)	A-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-05N)																																						
0.5	約7	約107																																						
1.0	約9	約130																																						
2.0	約11	約165																																						
3.0	約14	約214																																						
4.0	約17	約265																																						
5.0	約20	約315																																						
6.0	約23	約364																																						
7.0	約26	約414																																						
8.0	約29	約463																																						
9.0	約32	約512																																						
10.0	約35	約560																																						

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉											泊発電所3号炉		相違理由
【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】													
別表 8-3 溢水評価結果													
建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m ³ /s] ^{※1}	滞留面積 [m ²]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL-[m] ^{※2}	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統の溢水防護対象設備 ^{※3}	② 機能喪失高さ FL-[m] ^{※2}	影響評価	備考	
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-05N R-1F-04N	560	808	0.075	0.17 ^{※1}	2-R1R-1-8D	D-原子炉圧力容器計器7ヶ	0.59	①<②		
		R-1F-07-1N	R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N	560	860	0.075	0.17 ^{※1}	MV227-3	逃がし弁 N ₂ 供給弁	0.55	①<②		
		R-1F-10N	R-1F-05N R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N	560	827	0.075	0.17 ^{※1}	MV222-15B	B-R1Rテスト弁	1.99	①<②		
1.3	R-B2F-31N	R-1F-05N R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N R-B2F-02N	595	1041	0.025	0.60	MV224-9	HPCSポンプ CST 側第2ニニ=PL7ヶ弁	7.63	①<②			
<p>■ : 溢水源のある区画</p> <p>※1 事象発生10時間後の溢水量</p> <p>※2 基準床からの高さ</p> <p>※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器</p> <p>※4 ハッチからの排出評価を実施</p>													
<p>1.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響</p> <p>別図8-2に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」、「A-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉建物原子炉棟内を移動し、原子炉建物原子炉棟内の圧力や温度を一時的に上昇させる。原子炉建物原子炉棟内の圧力上昇に伴い原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放し、環境へ蒸気が放出されるとともにハッチ開口部等を通じてガス流動が発生することで、原子炉建物原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になる。なお、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放された以降は、原子炉建物原子炉棟から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、その他ポンプ室等への蒸気の流入はない。蒸気の滞留範囲を別図8-8に示す。</p> <p>(1) 注水弁 (MV222-5A) への影響</p> <p>隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度100%、温度100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。ISLOCA発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5A) の隔離操作を除いては、すべて中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5A) の隔離操作については、事象発生9時間後から行うこととしており、その際の原子炉建物内雰囲気温度及び湿度は約44℃及び約100%である。防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉建物原子炉棟内の滞在時間は約38分である。</p>													※泊3号炉ではISLOCA時に機能に期待する機器への雰囲気温度の影響を別紙-2で実施している。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【島根2号炉の技術的能力1.3 添付資料1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <p>(2) ISLOCA時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響</p> <p>A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、トーラス室とB-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ、弁及び計器等は、ISLOCA発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有している。</p> <p>逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。</p>		<p>※泊3号炉ではISLOCA時に機能に期待する機器への雰囲気温度の影響を別紙-2で実施している。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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


1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="248 172 875 194">【島根2号炉の技術的能力1.3 添付資料1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <div data-bbox="107 194 1012 1257" style="border: 2px solid black; height: 666px; margin: 10px 10px;"></div> <p data-bbox="315 1257 763 1279">別図 8-8 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)</p> <div data-bbox="488 1342 958 1374" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 10px auto; width: fit-content;"> 本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。 </div>		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>【島根2号炉の技術的能力 1.3 添付資料 1.3.6 別紙8の抜粋を掲載】</p> <div style="border: 2px solid black; width: 100%; height: 100%; position: relative;"> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; position: relative;"> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; position: relative;">  </div> </div> </div> <p>別図 8-8 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲(2/2)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p>本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。</p> </div> <p>【以降、漏えい箇所毎に同様の評価が続くため省略】</p>		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

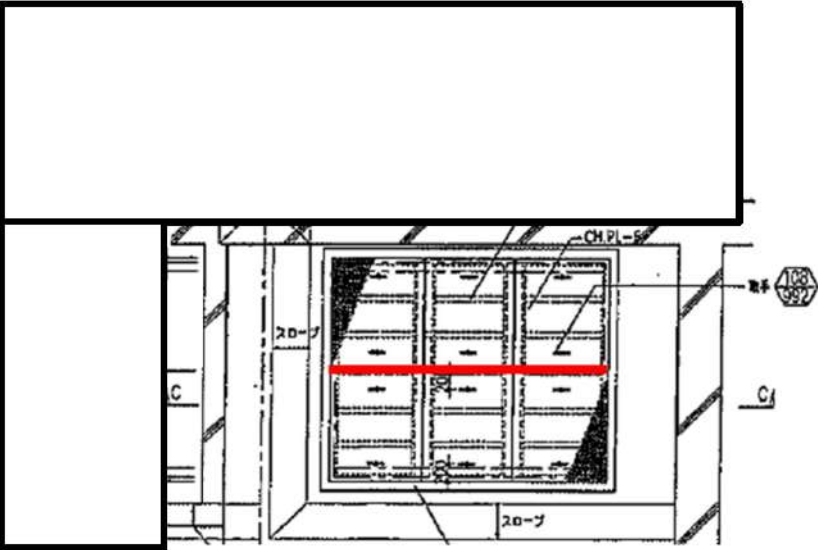
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: right;">別添-4</p> <p style="text-align: center;">ドレン配管内からの蒸気発生量について</p> <p>ISLOCA発生後、原子炉補助建屋内等で発生した漏えい水は補助建屋サンプタンクに集積され、サンプタンクと接続しているドレン配管内に形成された水面から蒸気が発生する。</p> <p>ここでは、ドレン配管内の水面からの蒸気発生量を評価するとともに、T.P. 2.8m 通路部から発生し、機器搬入ハッチを介してツインパワー弁操作場所に流入する蒸気量と比較する。</p> <p>1. 評価条件 (1) ドレン配管</p> <p>ドレン配管内の滞留水の水面近傍では空気の流れはないと考えられることから、ドレン配管内の水面からの物質拡散により蒸気が発生すると仮定する。</p> <p>本評価では、ドレン配管内の水面から発生する蒸気の影響を保守的に評価するため、目皿から水面までの距離を1mと設定する。また、蒸気発生量については、ドレン配管内に発生した蒸気は全てツインパワー弁操作場所に流入すると仮定する（図1）。</p> <div data-bbox="1288 638 1736 1101" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">図1 ドレン配管からの蒸気発生と流入（イメージ図）</p>	<p>※元々別添-3としていた蒸気による雰囲気温度の影響評価の資料を基に作成。蒸気発生量を評価する条件及び結果に関しては変更なし。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(2) T.P.2.8m 通路</p> <p>T.P.2.8m 通路では空気の流れがあると仮定し、別紙-1図6に示す補助建屋内通路に広がった高温(100℃一定)の滞留水から対流物質伝達によって蒸気が発生すると仮定する。さらに、T.P.2.8mに存在する余熱除去系の弁からの蒸気の漏えいを考慮する。</p> <p>本評価では、T.P.2.8mに存在する蒸気のうち、機器搬入ハッチ隙間(0.03m²、図2)に安全率10を乗じた値(0.3m²)と溢水面積(約794m²)の面積比の蒸気がツインパワー弁操作場所に流入すると仮定する。</p>  <p>図2 機器搬入ハッチ</p> <p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>2. 蒸気発生量の評価について</p> <p>ドレン配管および T.P. 2.8m 通路から発生する蒸気は、それぞれ以下に示す通り、静止気体中の場合（物質拡散）の式と空気流れがある場合（対流物質伝達）の式を用いて求める。</p> <p>■静止気体中の場合（物質拡散）</p> $n_w = M_w N_A = \frac{M_w P D_{AB}}{R_o T L} \ln \left(\frac{1}{1 - P_{w0}/P} \right) \quad (5)$ <p> n_w : 蒸発速度 (kg/m²s) M_w : モル質量 (0.018 kg/mol) N_A : 濃度勾配 (mol/m²s) D_{AB} : 拡散係数 (m²/s) $D_{AB} = D_0 \cdot (T/273.15)^m \cdot 101325/P$ $D_0 = 22.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ (水の場合), $m = 1.75$ L : 水面から配管出口までの距離 (m) (約 1 m と設定) P : 大気圧 (101325 Pa) P_{w0} : 水蒸気分圧 R_o : 状態定数 (8.314 J/mol・K) T : 温度 (373.15 K) </p> <p>■空気流れがある場合（対流物質伝達）</p> <p>物質伝達率 h_m は以下の式より求まる。</p> $Sh_L = \frac{h_m L}{D_{AB}} = 0.664 Re_G^{1/2} Sc^{1/3} \quad (1)$ $Re_G = \frac{u_G L}{\nu_G} \quad (2)$ $Sc = \frac{\nu_G}{D_{AB}} \quad (3)$ <p> h_m : 物質伝達率 (m/s) L : 長さ (m) D_{AB} : 拡散係数 (m²/s) $D_{AB} = D_0 \cdot (T/273.15)^m \cdot 101325/P$ $D_0 = 22.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ (水の場合), $m = 1.75$ Sh : シャーウッド数 Re : レイノルズ数 Sc : シュミット数 u_G : 空気流速 (m/s) ν_G : 空気の動粘度 (約 23.5 mm²/s @100°C) </p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由									
	<p>蒸発速度n_wは以下の式により求める。</p> $n_w = \frac{j_w}{1-\omega_w} = \frac{h_M(\rho_w - \rho_{w\infty})}{1-\omega_w} = \frac{h_M(P_w - P_{w\infty})}{(R_0/M_w)T} \frac{1}{1-P_w/P} \quad (4)$ <p> j_w : 質量拡散流速 (kg/m² s) ω_w : 質量分率 (= ρ_i/ρ) ρ_w : 質量濃度 (kg/m³) P : 大気圧 (101325 Pa) P_w : 水蒸気分圧 (界面) R : 状態定数 (8.314 J/mol・K) M_w : モル質量 (0.018 kg/mol) T : 温度 (373.15 K) </p> <p>※下付き文字「0」は界面、「∞」は界面から十分に離れた位置での値を示す。</p> <p>以上より、算出した蒸発速度n_wと溢水面積または配管内面積から蒸発量を求める。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>ツインパワー弁の操作は、ISLOCA 発生の30分後に開始し60分後には操作を終了することを考慮し、30分間及び60分間における蒸気発生量を表1に示す。</p> <p>ドレン配管内の漏えい水面から発生する蒸気量は、T.P. 2.8m 通路部から発生した蒸気が機器ハッチ隙間を介して流入する蒸気量と比べて僅かであり、ツインパワー弁操作場所の雰囲気温度に対して殆ど影響しない。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価結果まとめ</p> <table border="1" data-bbox="1229 783 1818 890"> <thead> <tr> <th>時間</th> <th>ドレン配管</th> <th>下階層</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>30分</td> <td>約 1.2×10³kg</td> <td>約 1.9 kg</td> </tr> <tr> <td>60分</td> <td>約 2.4×10³kg</td> <td>約 3.5 kg</td> </tr> </tbody> </table> <p>※参考文献 JSME テキストシリーズ 伝熱工学、日本機械学会、2006年12月1日</p>	時間	ドレン配管	下階層	30分	約 1.2×10 ³ kg	約 1.9 kg	60分	約 2.4×10 ³ kg	約 3.5 kg	
時間	ドレン配管	下階層									
30分	約 1.2×10 ³ kg	約 1.9 kg									
60分	約 2.4×10 ³ kg	約 3.5 kg									

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;">大飯3/4号炉比較対象なし</p> <p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12のうち別紙-3の抜粋を掲載】</p> <p style="text-align: center;">ISLOCA 時の現場での漏えい停止操作における被ばく線量評価</p> <p>1. ユニハンドラ弁の閉止操作</p> <p>余熱除去系統からの漏えいを停止するために、ユニハンドラ弁を閉止し、漏えい箇所を隔離する必要がある。ユニハンドラ弁は、専用のユニハンドラ装置（ユニハンドラ駆動本体を含む装置一式）を用いて閉止する。ユニハンドラ弁の閉止操作を行う場所は、第1図に示すとおり、原子炉補助建屋 EL.3.3mの通路部であり、当該区画に漏えいする機器はない。一方、隣接区画や上下階には安全補機室区画があり、漏えいする機器が複数存在する。このため、隣接区画や上下階区画で漏えいした1次冷却材に含まれる放射性物質に起因する線量を評価し、作業の成立性を確認した。</p> <p>ユニハンドラ弁の閉止操作にあたっては、溢水評価で示したように、安全補機室入口部に堰を設置することにより、ユニハンドラ弁操作場所には溢水しない。そのため、1次冷却材圧力が余熱除去系統配管の最高使用圧力以下であることを確認すれば、漏えい箇所の隔離操作は可能である。有効性評価で示されたように破断口径が大きい場合であれば、事象発生20分後には1次冷却材圧力が余熱除去系統配管の最高使用圧力を下回っているため、ユニハンドラ装置による閉止操作時間約40分を考慮しても事象発生後1時間以内には漏えい箇所を隔離できる。そのため、事象発生後1時間までに隔離作業をした場合に想定される実効線量を評価した。また、ユニハンドラ弁の閉止操作は、上述のとおり事象発生後1時間までに隔離することを想定しているが、溢水評価で想定されている事象発生後8時間までに隔離作業をした場合に想定される実効線量も評価した。</p> <p>2. 評価手法</p> <p>ユニハンドラ弁操作場所は、安全補機室区画外であるため漏えいする機器はなく、溢水は発生しない。ユニハンドラ弁操作時の線量評価について、以下の被ばく経路を想定し、それぞれ評価した。被ばく経路のイメージは、第2図に示すとおりである。なお、評価の詳細を別添-1に示す。</p> <p><経路①：隣接区画における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与></p> <p>ユニハンドラ弁操作場所の隣接区画は安全補機室区画であるため、漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、安全補機室区画全体での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、安全補機室区画内に均一の濃度で分布しているものとする。また、当該区画での漏えい水は、評価上、当該階から下階への排水配管からの排水を当該階の1系統を除き想定しないため、当該階において一定水位まで滞留することとなる。この滞留水には、気相部へ移行しなかった放射性物質が含まれているものとする。</p> <p>評価にあたっては、区画間のコンクリート壁（コンクリート厚さ m）の遮蔽効果を見込む。</p>	<p style="text-align: center;">ISLOCA 時の放射線量評価</p> <p>ISLOCA 発生時には、事象収束及び長期冷却継続のため、高圧注入ポンプ、主蒸気逃がし弁、補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁、充てんポンプ、健全側余熱除去ポンプ、健全側余熱除去冷却器、ツインパワー弁及びツインパワー装置の機能に期待しているが、ISLOCA 発生時の放射線量評価を行い、必要な対応操作の成立性及び関連計装品も含めた各機器の機能維持に関し以下のとおり確認した。</p> <p>1. 対応操作の成立性</p> <p>(1) 評価条件</p> <p>余熱除去系からの漏えいを停止するために、ツインパワー弁を閉止し、漏えい箇所を隔離する必要がある。ツインパワー弁の閉操作を行う場所は、図1に示すとおり、原子炉補助建屋 T.P.10.3mの通路部であり、当該区画には漏えいする可能性のある機器等はないが、上下階に漏えいする可能性のある機器等が複数存在し、目皿の排水に期待しない場合、上下階区画に漏えい水が滞留することが想定される。また、漏えいした蒸気が操作場所へ流入する可能性がある。そこで、漏えいした1次冷却材に起因する外部被ばく線量及び内部被ばく線量を評価し、作業の成立性を確認する。ただし、放射線量を保守的に評価するために、作業員は放射線防護具（全面マスク又は電動ファン付きマスク）を装着しないことを想定する。</p> <p>漏えい箇所の隔離は1時間以内に行うことから、評価としては、保守的に1時間漏えいが継続すると想定した。</p> <p>なお、漏えいする系統に関しては、温度評価及び溢水評価と同様にA系からの漏えいを想定して放射能濃度を求める。</p> <p>(2) 評価手法</p> <p>ツインパワー弁操作場所（原子炉補助建屋 T.P.10.3mの通路部）は、漏えいする可能性のある機器等はないが、上下階から蒸気が流入することを仮定し、その寄与を考慮する。一方、最下層区画（T.P.-1.7m）には漏えいする可能性のある機器等があり、滞留水が存在することが想定される。しかし、ツインパワー弁操作場所との間には T.P.2.8m 及び T.P.10.3m の合計 1.6m のコンクリートの床があるため、ガンマ線は十分減衰することから、区画に滞留する漏えい水の寄与は考慮せず、発生した蒸気が作業区画に流入する寄与のみ考慮する。</p> <p>ツインパワー弁の閉操作時の線量評価について、以下の被ばく経路を想定して評価する。被ばく経路のイメージは、図2に示すとおりであり、評価の詳細については添付-1に示す。なお、安全補機室空気浄化系は事故発生1時間後に起動することを想定しており、本評価では排気による減衰は考慮しない。</p>	<p>【大飯】</p> <p>大飯では線量評価の条件を記載していないため、同様な評価を実施している伊方を参考に記載した。</p> <p style="text-align: right;">別紙-3</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12のうち別紙-3の抜粋を掲載】</p> <p><経路②・③：上階及び下階区画における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与> 経路①で考慮したユニハンドラ弁操作場所の隣接区画の上下階にも安全補機室区画がある。コンクリートの遮蔽効果が隣接区画と比較して大きいため、ユニハンドラ弁操作場所に対する寄与は小さくなるが、漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質の取扱いは経路①と同様である。また、当該区画での漏えい水は、評価上、当該階から下階への排水配管からの排水を想定しないため、当該階での漏えい水はすべて滞留することとなる。この滞留水には、気相部へ移行しなかった放射性物質が含まれているものとする。 評価にあたっては、上階区画との間のコンクリート床と壁（コンクリート厚さ：□m）及び下階区画との間のコンクリート床（コンクリート厚さ：□m）の遮蔽効果を見込む。</p> <p><経路④：最下階区画(安全補機室区画内)における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与> 最下階にも安全補機室区画がある。コンクリートの遮蔽効果が隣接区画と比較して大きいため、ユニハンドラ弁操作場所に対する寄与は小さくなるが、漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質の取扱いは、経路①（②・③）と同様である。また、当該区画は最下階であるため、評価上、すべての漏えい水が最下階にある補助建屋サンプタンクへ流入するが、総漏えい量がタンク容量を超えるため、排水配管を逆流し、最下階区画に一定水位まで滞留することとなる。この滞留水には、気相部へ移行しなかった放射性物質が含まれているものとする。 評価にあたっては、区画間のコンクリート床（コンクリート厚さ：□m）の遮蔽効果を見込む。</p> <p><経路⑤：最下階区画(安全補機室区画外)における液相部の放射性物質からの寄与> 最下階のうち、安全補機室区画外については、気相部に放射性物質が浮遊しないが、経路④同様排水配管を逆流した漏えい水が、最下階区画に一定水位まで滞留することを考慮し、滞留水には気相部へ移行しなかった放射性物質が含まれているものとする。 評価にあたっては、区画間のコンクリート床（コンクリート厚さ：□m）の遮蔽効果を見込む。</p>	<p><経路①：下階区画（安全補機室内）における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与（外部被ばく）> ツインパワー弁操作場所への影響として、安全補機室内である T.P.2.8m の安全系ポンプバルブ室における漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1時間までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、安全補機室区画内に均一の濃度で分布しているものとする。 また、評価上目皿の排水に期待しないため、弁操作区画下階に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。 評価にあたっては、当区画はツインパワー弁操作場所に対して斜め下区画に位置するが、壁及び天井が共に0.6mであることから、コンクリートによる遮へい効果を0.6mとして実施する。</p> <p><経路②：下階区画（安全補機室外）における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与（外部被ばく）> ツインパワー弁操作場所への影響として、安全補機室外である T.P.2.8m の通路部における漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1時間までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、当区画内に均一の濃度で分布しているものとする。また、評価上目皿による排水に期待しないため、当該区画に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。 評価にあたっては、区画間のコンクリート床（厚さ：0.6m）の遮へい効果を見込む。</p> <p><経路③：上階区画における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与（外部被ばく）> ツインパワー弁操作場所上階の充てんポンプバルブエリアは安全補機室外であるが、漏えいする機器が存在するため、漏えい水から気相部へ移行した放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1時間時点までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、当区画内に均一の濃度で分布しているものとする。 また、評価上目皿による排水に期待しないため、当該区画に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。なお、評価にあたっては、上階区画との間の天井コンクリート（充てんポンプバルブエリアに対してコンクリート厚さ：0.6m）の遮へい効果を見込む。</p> <p><経路④：最下層区画及び上下階区画から流入する蒸気中の放射性物質からの寄与（外部被ばく）> ツインパワー弁操作場所への影響として、図1に示す最下層区画及び上下階から流入した放射性物質の拡散区画範囲の蒸気に含まれる放射性物質からの外部被ばくを評価する。蒸気内の放射性物質は、1時間時点までの当該区画に流入した蒸気（放射性物質）が、保守的にツインパワー弁操作場所の隣接区画の被ばく評価区画（体積）に均一の濃度で分布しているものとする。</p> <p><経路⑤：最下層区画及び上下階区画から流入する蒸気中の放射性物質を吸入した場合の寄与（内部被ばく）> ツインパワー弁操作場所への影響として、図1に示す最下層区画及び上下階から流入した放射性物質の拡散区画範囲の蒸気に含まれる放射性物質を吸入すると仮定した内部被ばくを評価する。蒸気内の放射性物質は、1時間時点までの当該区画に流入した蒸気（放射性物質）が、保守的にツインパワー弁操作場所の隣接区画の被ばく評価区画（体積）に均一の濃度で分布しているものとする。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																					
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12のうち別紙-3の抜粋を掲載】</p> <p>3. 評価結果</p> <p>ユニハンドラ弁操作場所において、事象発生後1時間までに隔離する場合と事象発生後8時間までに隔離する場合の被ばく経路ごとの線量率を第1表に示す。ユニハンドラ弁操作場所における隔離操作で想定される線量率は、それぞれ約5.7×100 mSv/h及び約3.3×10⁻¹ mSv/hであり、操作時間は約40分であるため、ユニハンドラ弁の閉止操作は可能である。</p> <p style="text-align: center;">第1表 現場における隔離作業で想定される線量率評価結果</p> <table border="1" data-bbox="371 357 752 671"> <thead> <tr> <th rowspan="2">被ばく経路</th> <th colspan="2">現場における隔離作業で想定される線量率 (mSv/h)</th> </tr> <tr> <th>事象発生後1時間までに隔離する場合</th> <th>事象発生後8時間までに隔離する場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>経路① (上階区画における放射性物質からの寄与)</td> <td>5.61×10⁰</td> <td>3.06×10⁻¹</td> </tr> <tr> <td>経路② (上階区画における放射性物質からの寄与)</td> <td>6.18×10⁰</td> <td>2.20×10⁻¹</td> </tr> <tr> <td>経路③ (下階区画における放射性物質からの寄与)</td> <td>4.47×10⁰</td> <td>1.06×10⁻¹</td> </tr> <tr> <td>経路④ (最下階区画(安全補機室区画内)における放射性物質からの寄与)</td> <td>1.66×10⁰</td> <td>3.23×10⁻¹</td> </tr> <tr> <td>経路⑤ (最下階区画(安全補機室区画外)における放射性物質からの寄与)</td> <td>2.14×10⁰</td> <td>5.41×10⁻¹</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約5.7×10⁰*</td> <td>約3.3×10⁻¹**</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">*：有効数字3桁目まで四捨五入、有効数字2桁で表記</p>	被ばく経路	現場における隔離作業で想定される線量率 (mSv/h)		事象発生後1時間までに隔離する場合	事象発生後8時間までに隔離する場合	経路① (上階区画における放射性物質からの寄与)	5.61×10 ⁰	3.06×10 ⁻¹	経路② (上階区画における放射性物質からの寄与)	6.18×10 ⁰	2.20×10 ⁻¹	経路③ (下階区画における放射性物質からの寄与)	4.47×10 ⁰	1.06×10 ⁻¹	経路④ (最下階区画(安全補機室区画内)における放射性物質からの寄与)	1.66×10 ⁰	3.23×10 ⁻¹	経路⑤ (最下階区画(安全補機室区画外)における放射性物質からの寄与)	2.14×10 ⁰	5.41×10 ⁻¹	合計	約5.7×10 ⁰ *	約3.3×10 ⁻¹ **	<p>(3) 評価結果</p> <p>ツインパワー弁操作場所における事故発生から1時間後の線量率を表1に示す。</p> <p>ツインパワー弁操作場所での線量率は約29.2mSv/hであるが、ツインパワー弁の閉操作は、余熱除去ポンプ入口弁操作用可搬型空気ポンペをツインパワー弁への空気供給配管に接続することで、ツインパワー弁の操作箱の操作スイッチにより遠隔操作が可能となり、容易に操作できる。この操作に要する時間は余裕を含め15分であるため、運転員の受ける線量は約7.3mSvとなる。</p> <p>したがって、ツインパワー弁の閉操作は十分可能である。なお、被ばく評価は放射線防護具（全面マスク又は電動ファン付きマスク）無しの条件で実施したが、ISLOCA等の内部被ばくの恐れがある場合には、放射線防護具（全面マスク又は電動ファン付きマスク）を装備する運用としている。</p> <p style="text-align: center;">表1 泊3号炉 ツインパワー弁操作場所での線量率計算結果</p> <table border="1" data-bbox="1077 472 1933 775"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>線量率 (mSv/h)※2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>経路①（下階区画：安全補機室内（外部被ばく））</td> <td>約11.1</td> </tr> <tr> <td>経路②（下階区画：安全補機室外（外部被ばく））</td> <td>約4.6</td> </tr> <tr> <td>経路③（上階区画（外部被ばく））</td> <td>約2.4</td> </tr> <tr> <td>経路④（流入蒸気（外部被ばく））</td> <td>約0.3</td> </tr> <tr> <td>経路⑤（流入蒸気（内部被ばく））※1</td> <td>約10.7</td> </tr> <tr> <td>合計※3</td> <td>約29.2</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：内部被ばくにおける放射線防護具（全面マスク又は電動ファン付きマスク）による放射性物質の除去は考慮していない</p> <p>※2：表における「合計」以外の数値は、小数点第2位を四捨五入した値</p> <p>※3：「合計」の数値は、小数点第2位を切り上げた値</p> <p>2. 機器の機能維持</p> <p>(1) 評価対象</p> <p>ISLOCAの緩和操作に必要な機器として、以下の機器を評価対象としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去ポンプモータ ・余熱除去ポンプ流量計 ・高圧注入ポンプモータ ・高圧注入ポンプ流量計 <p>なお、ISLOCA時において、充てんポンプ室及び充てんポンプ流量計の存在する区画に漏えいする機器及び滞留水は存在しない。また、漏えいした蒸気による当該区画の充てんポンプ及び充てんポンプ流量計の耐放射線性は問題にならない。</p> <p>(2) 評価手法</p> <p>ISLOCA時線量評価においては、漏えい機器等から漏えいした1次冷却材から気相に出た希ガス及びよう素及び区画内の滞留水に含まれる腐食生成物及び核分裂生成物を線源として考慮し、これらが区画体積を保存する球の中に一様に存在するとして、その球の中心の線量率を計算する。</p> <p>評価期間としては、事故収束後十分長い期間として、30日間とする。</p>	項目	線量率 (mSv/h)※2	経路①（下階区画：安全補機室内（外部被ばく））	約11.1	経路②（下階区画：安全補機室外（外部被ばく））	約4.6	経路③（上階区画（外部被ばく））	約2.4	経路④（流入蒸気（外部被ばく））	約0.3	経路⑤（流入蒸気（内部被ばく））※1	約10.7	合計※3	約29.2	
被ばく経路		現場における隔離作業で想定される線量率 (mSv/h)																																					
	事象発生後1時間までに隔離する場合	事象発生後8時間までに隔離する場合																																					
経路① (上階区画における放射性物質からの寄与)	5.61×10 ⁰	3.06×10 ⁻¹																																					
経路② (上階区画における放射性物質からの寄与)	6.18×10 ⁰	2.20×10 ⁻¹																																					
経路③ (下階区画における放射性物質からの寄与)	4.47×10 ⁰	1.06×10 ⁻¹																																					
経路④ (最下階区画(安全補機室区画内)における放射性物質からの寄与)	1.66×10 ⁰	3.23×10 ⁻¹																																					
経路⑤ (最下階区画(安全補機室区画外)における放射性物質からの寄与)	2.14×10 ⁰	5.41×10 ⁻¹																																					
合計	約5.7×10 ⁰ *	約3.3×10 ⁻¹ **																																					
項目	線量率 (mSv/h)※2																																						
経路①（下階区画：安全補機室内（外部被ばく））	約11.1																																						
経路②（下階区画：安全補機室外（外部被ばく））	約4.6																																						
経路③（上階区画（外部被ばく））	約2.4																																						
経路④（流入蒸気（外部被ばく））	約0.3																																						
経路⑤（流入蒸気（内部被ばく））※1	約10.7																																						
合計※3	約29.2																																						

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

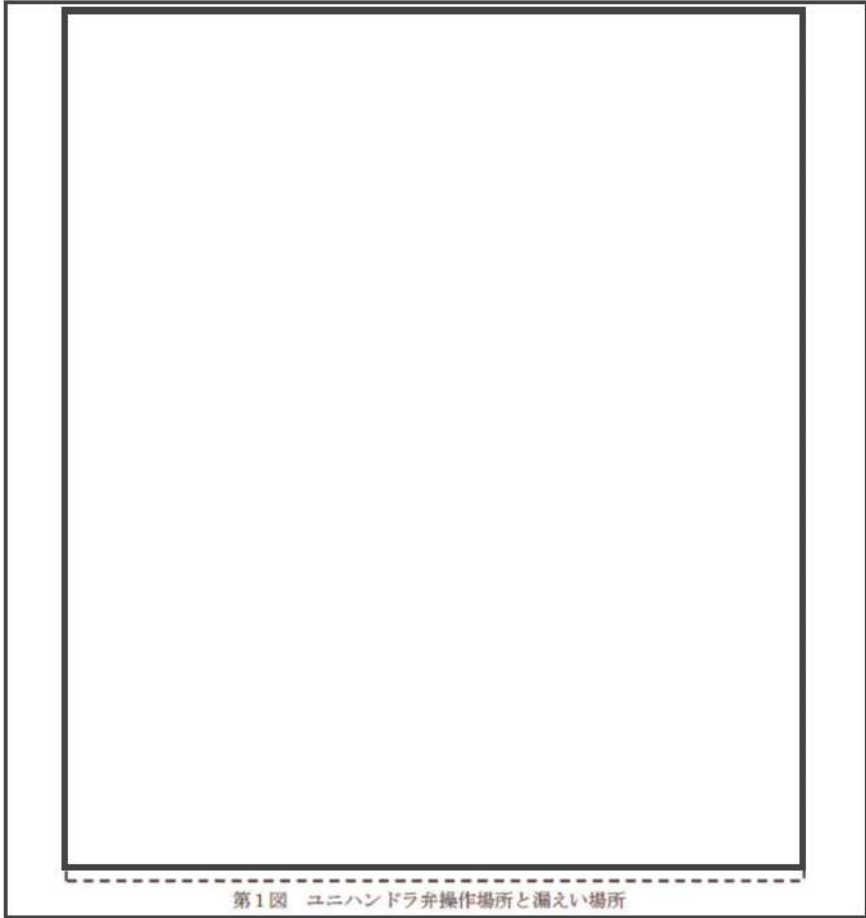
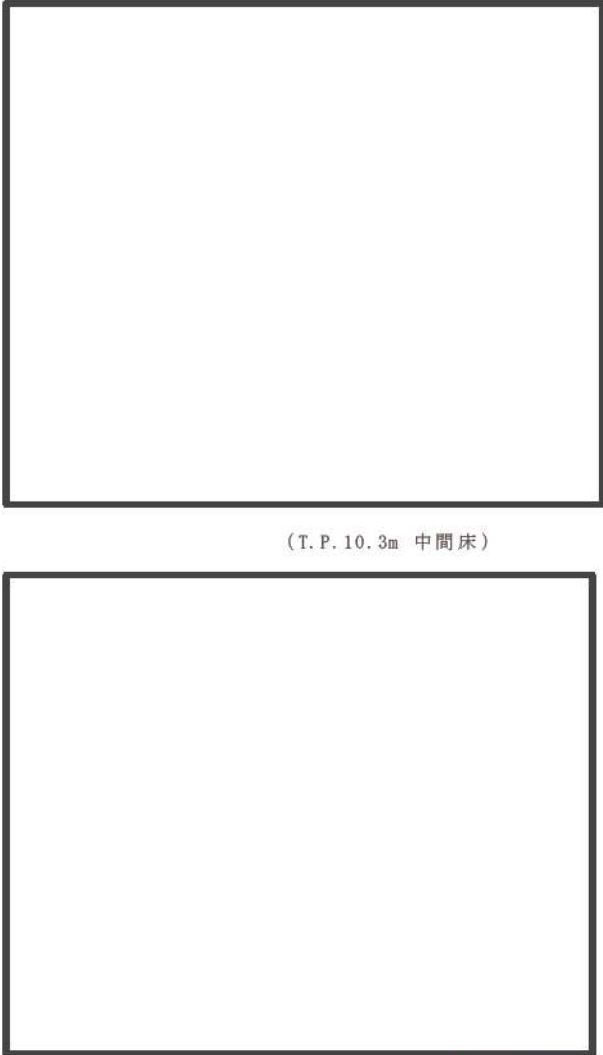



1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
	<p>(3) 評価結果 計算の結果、各機器のある区画内の線量率は表2の通りとなった。</p> <p style="text-align: center;">表2 各機器のある区画内の線量率</p> <table border="1" data-bbox="1066 261 1951 501"> <thead> <tr> <th rowspan="2">T. P. (m)</th> <th rowspan="2">区画</th> <th rowspan="2">評価対象機器</th> <th colspan="3">線量率 [mSv/h]</th> </tr> <tr> <th>1時間後</th> <th>1日後</th> <th>7日後</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">-1.7</td> <td>余熱除去ポンプ室</td> <td>余熱除去ポンプモータ</td> <td>1.88E+02</td> <td>2.48E+01</td> <td>6.34E+00</td> </tr> <tr> <td>高圧注入ポンプ室</td> <td>高圧注入ポンプモータ</td> <td>1.79E+02</td> <td>2.36E+01</td> <td>6.09E+00</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">2.8</td> <td rowspan="2">通路部</td> <td>余熱除去ポンプ流量計</td> <td>3.27E+02</td> <td>4.29E+01</td> <td>1.29E+01</td> </tr> <tr> <td>高圧注入ポンプ流量計</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>表2より、余熱除去ポンプモータ及び高圧注入ポンプモータの被ばく線量として1時間後の線量率が事故後0～1日、1日後の線量率が事故後1～7日、7日後の線量率が事故後7～30日の間継続すると仮定すると、積算線量は以下のとおりとなる。</p> <p>余熱除去ポンプモータ： $(188 \times 24) + (24.8 \times 24 \times 6) + (6.34 \times 24 \times 23) = 1.16E+04 \text{mSv} = 11.6 \text{ Sv}$</p> <p>高圧注入ポンプモータ： $(179 \times 24) + (23.6 \times 24 \times 6) + (6.09 \times 24 \times 23) = 1.11E+04 \text{mSv} = 11.1 \text{ Sv}$</p> <p>ここで、1 Sv=1 Gy とすると、余熱除去ポンプモータの30日間の吸収線量は約12 Gy、高圧注入ポンプモータの30日間の吸収線量は約12 Gyであり、一般的なポンプモータの制限値である2 MGyよりも小さい。</p> <p>また、表2より、余熱除去ポンプ流量計、高圧注入ポンプ流量計の線量として1時間後の線量率が事故後0～1日、1日後の線量率が事故後1～7日、7日後の線量率が事故後7～30日の間継続すると仮定すると、積算線量は以下のとおりとなる。</p> <p>$(327 \times 24) + (42.9 \times 24 \times 6) + (12.9 \times 24 \times 23) = 2.11E+04 \text{mSv} = 21.1 \text{ Sv}$</p> <p>ここで、1 Sv=1 Gy とすると、余熱除去ポンプ流量計、高圧注入ポンプ流量計の30日間の吸収線量は約22 Gyであり、一般的な伝送器の制限値である100 Gyよりも小さい。</p>	T. P. (m)	区画	評価対象機器	線量率 [mSv/h]			1時間後	1日後	7日後	-1.7	余熱除去ポンプ室	余熱除去ポンプモータ	1.88E+02	2.48E+01	6.34E+00	高圧注入ポンプ室	高圧注入ポンプモータ	1.79E+02	2.36E+01	6.09E+00	2.8	通路部	余熱除去ポンプ流量計	3.27E+02	4.29E+01	1.29E+01	高圧注入ポンプ流量計				
T. P. (m)	区画				評価対象機器	線量率 [mSv/h]																										
		1時間後	1日後	7日後																												
-1.7	余熱除去ポンプ室	余熱除去ポンプモータ	1.88E+02	2.48E+01	6.34E+00																											
	高圧注入ポンプ室	高圧注入ポンプモータ	1.79E+02	2.36E+01	6.09E+00																											
2.8	通路部	余熱除去ポンプ流量計	3.27E+02	4.29E+01	1.29E+01																											
		高圧注入ポンプ流量計																														

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

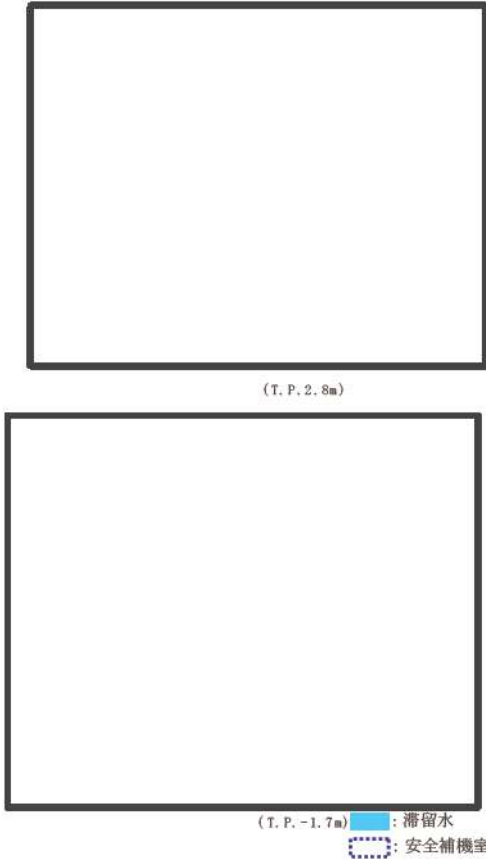
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【伊方3号炉の添付資料1.3.12のうち別紙-3の抜粋を掲載】</p>  <p>第1図 ユニハンドラ弁操作場所と漏えい場所</p>	 <p>(T. P. 10. 3m 中間床)</p> <p>(T. P. 10. 3m)  : 滞留水  : 安全補機室区画</p> <p>※ツインパワー弁操作場所では最下層及び上下階からの蒸気流入を考慮</p> <p>図1(1/2) ツインパワー弁操作場所と漏えい場所(泊3号炉)</p> <p> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	 <p>(T. P. 2.8m)</p> <p>(T. P. -1.7m) 滞留水</p> <p>安全補機室区画</p> <p>図1(2/2) ツインパワー弁操作場所と漏えい場所(泊3号炉)</p> <p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12のうち別紙-3の抜粋を掲載】</p> <p style="text-align: center;">第2図 ユニハンドラ弁操作場所 断面イメージ図 (①～⑤は被ばく経路を示す)</p>	<p style="text-align: center;">*1：本評価では考慮しない</p> <p style="text-align: center;">図2 ツインパワー弁操作場所（泊3号炉） 断面イメージ図 (①，②，③，④及び⑤は被ばく経路を示す)</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																						
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <p style="text-align: center;">線量評価の詳細</p> <p>1. 気相部又は液相部の放射能濃度の評価 (1) 評価条件 余熱除去系統から漏えいする1次冷却材中放射能濃度の算出条件及び漏えい後の評価条件について別添第1表に示す。隣接区画については、部屋毎に3分割して評価した。別添第1図に示すように、バルブ室を隣接区画(1)、格納容器スプレイ冷却器室を隣接区画(2)、余熱除去冷却器室を隣接区画(3)とし、隣接区画(3)からの線量評価においては、考慮しているコンクリート壁(0.9m)による遮蔽に加えて、余熱除去冷却器室周りの壁(1.0m)による遮蔽が期待できるため評価上無視することとし、隣接区画(1)及び隣接区画(2)からの影響を評価することとする。 放出過程は別添第2図に、各核種の1次冷却材中平衡濃度を別添第2表～別添第4表に示す。</p> <p style="text-align: center;">別添第1表 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="206 619 864 1114"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>評価使用値</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉熱出力</td> <td>2,705MWt</td> <td>定格出力の102%</td> </tr> <tr> <td>原子炉運転時間</td> <td>最高40,000時間</td> <td>核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管欠陥率</td> <td>0.1%</td> <td>別添-2に示すとおり</td> </tr> <tr> <td>欠陥燃料からの放出割合</td> <td>希ガス 1.0% よう素 0.5%</td> <td>現行添付書類十に同じ</td> </tr> <tr> <td>安全補機室区画への漏えい量積算値</td> <td>約26m³ (事象発生20分後) 約387m³ (事象発生7時間後)</td> <td>隔離完了を想定するそれぞれの時間に対して、ユニハンドラ弁操作開始時間である20分もしくは7時間時点を想定</td> </tr> <tr> <td>線量評価に用いる安全補機室区画体積</td> <td>9,700m³</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>気相中に放出される放射性物質の割合</td> <td>希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%</td> <td>瞬時放出を想定 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する(別添-3に示すとおり)</td> </tr> <tr> <td>安全補機室空気浄化系による排気風量[*]</td> <td>56m³/min</td> <td>安全補機室排気ファン風量の設計値</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>※：ISLOCA発生時の安全補機室の雰囲気は、高温多量の水蒸気で満たされていることとなり、チャコールフィルタが目詰まりを起こし、排気ができなくなる可能性があるが、温度評価でも考慮している補助排気系給排気系の運転により、安全補機室区画を含め補助機室内を換気できる。ただし、事象発生後1時間までに隔離する場合の評価では、補助排気系が起動していないため、排気は考慮しない。</small></p>	評価条件	評価使用値	備考	原子炉熱出力	2,705MWt	定格出力の102%	原子炉運転時間	最高40,000時間	核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定	燃料被覆管欠陥率	0.1%	別添-2に示すとおり	欠陥燃料からの放出割合	希ガス 1.0% よう素 0.5%	現行添付書類十に同じ	安全補機室区画への漏えい量積算値	約26m ³ (事象発生20分後) 約387m ³ (事象発生7時間後)	隔離完了を想定するそれぞれの時間に対して、ユニハンドラ弁操作開始時間である20分もしくは7時間時点を想定	線量評価に用いる安全補機室区画体積	9,700m ³	設計値	気相中に放出される放射性物質の割合	希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%	瞬時放出を想定 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する(別添-3に示すとおり)	安全補機室空気浄化系による排気風量 [*]	56m ³ /min	安全補機室排気ファン風量の設計値	<p style="text-align: center;">線量評価の詳細</p> <p>1. 気相部又は液相部の放射性物質濃度の評価 (1) 評価条件 1次冷却材から漏えいする放射能濃度算出条件及び漏えい後の評価条件について添付表1に示す。放出過程は添付図1に示すとおりである。 各核種の1次冷却材中平衡濃度を添付表2～添付表4に示す。</p> <p style="text-align: center;">添付表1 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1102 603 1917 1198"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>評価使用値</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>2,705 MWt</td> <td>定格出力の102%</td> </tr> <tr> <td>運転時間</td> <td>最高40,000時間</td> <td>核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管欠陥率</td> <td>0.1%</td> <td>添付-2に示すとおり</td> </tr> <tr> <td>炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合</td> <td>希ガス 1.0% よう素 0.5%</td> <td>現行添付書類十に同じ</td> </tr> <tr> <td>安全補機室区画への漏えい量積算値</td> <td>約97m³*1</td> <td>ツインパワー弁の閉止時間として1時間時点を想定</td> </tr> <tr> <td>線量評価に用いる安全補機室区画体積</td> <td>9,100m³</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>気相中に放出される放射性物質の割合</td> <td>希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%</td> <td>瞬時放出を想定。 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する。 (添付-3に示すとおり)</td> </tr> <tr> <td>安全補機室空気浄化系による排気風量</td> <td>—</td> <td>事象発生1時間後の起動を想定しており、本評価では考慮せず</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>*1：積算漏えい量を水の密度1g/ccとして算出</small></p>	評価条件	評価使用値	備考	炉心熱出力	2,705 MWt	定格出力の102%	運転時間	最高40,000時間	核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定	燃料被覆管欠陥率	0.1%	添付-2に示すとおり	炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合	希ガス 1.0% よう素 0.5%	現行添付書類十に同じ	安全補機室区画への漏えい量積算値	約97m ³ *1	ツインパワー弁の閉止時間として1時間時点を想定	線量評価に用いる安全補機室区画体積	9,100m ³	設計値	気相中に放出される放射性物質の割合	希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%	瞬時放出を想定。 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する。 (添付-3に示すとおり)	安全補機室空気浄化系による排気風量	—	事象発生1時間後の起動を想定しており、本評価では考慮せず	<p style="text-align: center;">添付-1</p>
評価条件	評価使用値	備考																																																						
原子炉熱出力	2,705MWt	定格出力の102%																																																						
原子炉運転時間	最高40,000時間	核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定																																																						
燃料被覆管欠陥率	0.1%	別添-2に示すとおり																																																						
欠陥燃料からの放出割合	希ガス 1.0% よう素 0.5%	現行添付書類十に同じ																																																						
安全補機室区画への漏えい量積算値	約26m ³ (事象発生20分後) 約387m ³ (事象発生7時間後)	隔離完了を想定するそれぞれの時間に対して、ユニハンドラ弁操作開始時間である20分もしくは7時間時点を想定																																																						
線量評価に用いる安全補機室区画体積	9,700m ³	設計値																																																						
気相中に放出される放射性物質の割合	希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%	瞬時放出を想定 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する(別添-3に示すとおり)																																																						
安全補機室空気浄化系による排気風量 [*]	56m ³ /min	安全補機室排気ファン風量の設計値																																																						
評価条件	評価使用値	備考																																																						
炉心熱出力	2,705 MWt	定格出力の102%																																																						
運転時間	最高40,000時間	核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定																																																						
燃料被覆管欠陥率	0.1%	添付-2に示すとおり																																																						
炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合	希ガス 1.0% よう素 0.5%	現行添付書類十に同じ																																																						
安全補機室区画への漏えい量積算値	約97m ³ *1	ツインパワー弁の閉止時間として1時間時点を想定																																																						
線量評価に用いる安全補機室区画体積	9,100m ³	設計値																																																						
気相中に放出される放射性物質の割合	希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%	瞬時放出を想定。 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する。 (添付-3に示すとおり)																																																						
安全補機室空気浄化系による排気風量	—	事象発生1時間後の起動を想定しており、本評価では考慮せず																																																						

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="300 172 842 194">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <div data-bbox="98 197 1025 641" style="border: 2px solid black; width: 414px; height: 278px; margin: 10px auto;"></div> <p data-bbox="367 660 788 683">別添第1図 隣接区画における放射性物質からの寄与</p>		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>【伊方3号炉の添付資料 1.3.12 別紙-3 別添-1 を掲載】</p>		
<p style="text-align: center;">【比較のため再掲】</p>		
<p>(2) 放射能濃度評価</p> <p>(1) の評価条件から、以下の濃度計算式にて各区画での放射能濃度評価を行った。</p> <p>濃度計算式のとおり、1次冷却材に含まれるすべての放射性物質は、隔離操作開始までに別添第1表に示す割合で気相中及び液相中に放出されるものとし、区画毎に、気相部においては各区画の体積、液相部においては各区画の滞留水量に応じた放射エネルギーが存在するものとして評価した。線量評価の対象時間は、放射性崩壊による線量率の低下を踏まえ、事象発生後1時間もしくは8時間までに隔離する場合において、それぞれ操作開始を想定している事象発生20分後もしくは7時間後とした。</p> $C(t) = \frac{Q_{RCS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \left\{ (a \cdot e^{-\Lambda t} \cdot \frac{V_1}{V_2}) + (1-a) \cdot e^{-\lambda_1 t} \cdot \frac{d(t)}{L_{total}} \right\}$ <p> $C(t)$: 各区画内の放射能濃度 (Bq/m³) Q_{RCS} : 各核種の1次冷却材中放射エネルギー (Bq) E : 炉内蓄積量 (Bq) G : 欠陥燃料からの放出割合 (-) 希ガス : 0.01 よう素 : 0.005 f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1 %) V_1 : 各区画体積 (m³) V_2 : 安全補機区画全体積 (m³) $d(t)$: 各区画内滞留水量 (m³) L_{total} : 原子炉補助建屋内での総漏えい量 a : 気相への移行割合 (-) 希ガス : 1.0 よう素 : 0.1 粒子状物質 : 0.0 λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹) λ_2 : 排気による除去定数 (s⁻¹) (=排気風量(m³/s)/安全補機区画面積(m²)) Λ : $\Lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ </p>	<p>(2) 濃度評価</p> <p>上記評価条件から、以下の濃度計算式にて各区画での濃度評価を行った。</p> <p>・安全補機室区画内 (下階区画 安全系ポンプバルブ室)</p> $C(t) = \frac{Q_{RCS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \frac{L_{total}}{V_{RCS}} \cdot \left\{ (a \cdot e^{-\Lambda t} \cdot \frac{V_1}{V_2}) + \frac{d(t)}{L_{total}} \cdot (1-a) \cdot e^{-\lambda_1 t} \right\}$ <p> $C(t)$: 区画内の放射能濃度 (Bq/m³) Q_{RCS} : 各核種の1次冷却材中放射エネルギー (Bq) E : 炉心内蓄積量 (Bq) G : 炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射エネルギー割合 (-) 希ガス : 0.01 よう素 : 0.005 f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1 %) V_{RCS} : 1次冷却材保有水量 (m³) V_1 : 各区画面積 (m³) V_2 : 安全補機室区画全体積 (m³) $d(t)$: 各区画内滞留水量 (m³) (ある場合) L_{total} : 作業終了までの総漏えい量 (m³) a : 気相への移行割合 (-) 希ガス : 1.0 よう素 : 0.1 粒子状物質 : 0.0 λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹) λ_2 : 排気による除去定数 (s⁻¹) (=排気風量(m³/s)/安全補機室区画面積(m²)) Λ : $\Lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ t : 事象開始からの時刻 (s) </p> <p>・安全補機室区画外 (下階区画 通路部, 上階区画 充てんポンプバルブ室)</p> $C(t) = \frac{Q_{RCS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \frac{L_{total}}{V_{RCS}} \cdot \left\{ \frac{q(t)}{L_{total}} \cdot a \cdot e^{-\lambda_1 t} + \frac{d(t)}{L_{total}} \cdot (1-a) \cdot e^{-\lambda_1 t} \right\}$	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																															
	<p> $C(t)$: 区画内の放射能濃度 (Bq/m³) Q_{RCS} : 各核種の1次冷却材中放射エネルギー (Bq) E : 炉内蓄積量 (Bq) G : 炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合 (-) 希ガス : 0.01 よう素 : 0.005 f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1%) V_1 : 各区画体積 (m³) a : 気相への移行割合 (-) 希ガス : 1.0 よう素 : 0.1 粒子状物質 : 0.0 $q(t)$: 各区画への漏えい水量 (m³) λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹) t : 事象開始からの時刻 (s) </p>																																
<p>【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <p>【比較のため再掲】</p> <p>(3) 濃度評価結果 (2)の濃度計算式により算出した放射能濃度は、別添第5表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="313 877 801 1300"> <caption>別添第5表 各区画での放射能濃度</caption> <thead> <tr> <th rowspan="2">対象区画</th> <th colspan="2">放射能濃度 (Bq/m³) (γ線エネルギー0.5MeV換算)</th> </tr> <tr> <th>事象発生 20分後 事象発生後 1時間までに 隔離する場合</th> <th>事象発生 7時間後 事象発生後 8時間までに 隔離する場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">隣接区画^{*1}</td> <td>隣接区画(1)</td> <td>2.0×10¹¹</td> <td>1.1×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>隣接区画(2)</td> <td>1.8×10¹¹</td> <td>9.8×10⁹</td> </tr> <tr> <td>上階区画^{*1}</td> <td>4.8×10¹⁰</td> <td>1.7×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>下階区画^{*1}</td> <td>3.1×10¹¹</td> <td>7.4×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>最下階区画(安全補機室区画内)^{*1}</td> <td>1.3×10¹¹</td> <td>2.6×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>最下階区画(安全補機室区画外)^{*2}</td> <td>1.4×10¹¹</td> <td>3.6×10¹⁰</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：気相部に放射性物質が浮遊及び液相部に放射性物質が滞留 *2：液相部に放射性物質が滞留</p>	対象区画	放射能濃度 (Bq/m ³) (γ 線エネルギー0.5MeV換算)		事象発生 20分後 事象発生後 1時間までに 隔離する場合	事象発生 7時間後 事象発生後 8時間までに 隔離する場合	隣接区画 ^{*1}	隣接区画(1)	2.0×10 ¹¹	1.1×10 ¹⁰	隣接区画(2)	1.8×10 ¹¹	9.8×10 ⁹	上階区画 ^{*1}	4.8×10 ¹⁰	1.7×10 ¹⁰	下階区画 ^{*1}	3.1×10 ¹¹	7.4×10 ¹⁰	最下階区画(安全補機室区画内) ^{*1}	1.3×10 ¹¹	2.6×10 ¹⁰	最下階区画(安全補機室区画外) ^{*2}	1.4×10 ¹¹	3.6×10 ¹⁰	<p>(3) 濃度評価結果 (2)の濃度計算式により算出した濃度は、下表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="1120 853 1899 1109"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th>放射能濃度 (Bq/m³) (0.5MeV換算) (立入時間：事象発生1時間後)</th> </tr> <tr> <th>泊3号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>下階区画</td> <td> 通路部： 2.6×10¹⁰ 安全系ポンプバルブ室： 6.5×10¹⁰ </td> </tr> <tr> <td>上階区画</td> <td> 充てんポンプバルブエリア： 1.7×10¹⁰ </td> </tr> </tbody> </table>		放射能濃度 (Bq/m ³) (0.5MeV換算) (立入時間：事象発生1時間後)	泊3号炉	下階区画	通路部： 2.6×10 ¹⁰ 安全系ポンプバルブ室： 6.5×10 ¹⁰	上階区画	充てんポンプバルブエリア： 1.7×10 ¹⁰	
対象区画		放射能濃度 (Bq/m ³) (γ 線エネルギー0.5MeV換算)																															
	事象発生 20分後 事象発生後 1時間までに 隔離する場合	事象発生 7時間後 事象発生後 8時間までに 隔離する場合																															
隣接区画 ^{*1}	隣接区画(1)	2.0×10 ¹¹	1.1×10 ¹⁰																														
	隣接区画(2)	1.8×10 ¹¹	9.8×10 ⁹																														
上階区画 ^{*1}	4.8×10 ¹⁰	1.7×10 ¹⁰																															
下階区画 ^{*1}	3.1×10 ¹¹	7.4×10 ¹⁰																															
最下階区画(安全補機室区画内) ^{*1}	1.3×10 ¹¹	2.6×10 ¹⁰																															
最下階区画(安全補機室区画外) ^{*2}	1.4×10 ¹¹	3.6×10 ¹⁰																															
	放射能濃度 (Bq/m ³) (0.5MeV換算) (立入時間：事象発生1時間後)																																
	泊3号炉																																
下階区画	通路部： 2.6×10 ¹⁰ 安全系ポンプバルブ室： 6.5×10 ¹⁰																																
上階区画	充てんポンプバルブエリア： 1.7×10 ¹⁰																																

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">別添第2図 1次冷却材中の放射能の放出過程</p> <p>*1：隣接区画(1)/隣接区画(2)の区画体積 *2：事象発生後1時間までに隔離する場合の評価では、排気は考慮しない。</p> </div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">添付図1 1次冷却材中の放射能の放出過程 (泊3号炉)</p> </div>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉

【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】

別添第2表 1次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度 (Bq/g)	冷却材中蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分 (Bq)
I-131	2.84	8.06 d	0.381	4.58×10 ³	8.70×10 ¹¹	2.46×10 ¹⁸	1.23×10 ¹³
I-132	4.21	2.28 h	2.253	2.43×10 ³	4.62×10 ¹¹	3.65×10 ¹⁸	1.82×10 ¹³
I-133	6.77	20.8 h	0.608	8.94×10 ³	1.70×10 ¹²	5.86×10 ¹⁸	2.93×10 ¹³
I-134	7.61	52.6 min	2.75	1.85×10 ³	3.52×10 ¹¹	6.59×10 ¹⁸	3.29×10 ¹³
I-135	6.41	6.61 h	1.645	5.87×10 ³	1.11×10 ¹²	5.55×10 ¹⁸	2.77×10 ¹³
合計	-	-	-	2.37×10 ⁴	4.50×10 ¹²	2.41×10 ¹⁹	1.20×10 ¹⁴

別添第3表 1次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分 (Bq)
				冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー0.5MeV換算 (Bq/g)			
Kr-83m	0.53	1.83 h	0.0025	1.48×10 ³	7.40×10 ³	1.41×10 ⁹	4.59×10 ¹⁷	2.29×10 ¹⁰
Kr-85m	1.31	4.48 h	0.159	7.22×10 ³	2.30×10 ³	4.36×10 ¹¹	1.13×10 ¹⁸	3.61×10 ¹²
Kr-85	0.29	10.73 y	0.0022	7.29×10 ³	3.21×10 ²	6.09×10 ¹⁰	4.15×10 ¹⁶	1.83×10 ⁹
Kr-87	2.54	76.3 min	0.793	4.29×10 ³	6.81×10 ³	1.29×10 ¹²	2.20×10 ¹⁸	3.49×10 ¹³
Kr-88	3.58	2.80 h	1.950	1.24×10 ⁴	4.82×10 ⁴	9.15×10 ¹²	3.10×10 ¹⁸	1.21×10 ¹⁴
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	1.10×10 ⁴	4.40×10 ²	8.37×10 ¹⁰	3.44×10 ¹⁶	1.38×10 ¹⁰
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	1.17×10 ⁴	9.86×10 ²	1.87×10 ¹¹	1.66×10 ¹⁷	1.39×10 ¹¹
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	9.11×10 ³	8.20×10 ⁴	1.56×10 ¹³	5.86×10 ¹⁸	5.27×10 ¹²
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	2.24×10 ⁴	1.93×10 ⁴	3.68×10 ¹¹	9.15×10 ¹⁷	7.91×10 ¹²
Xe-135	6.63	9.083h	0.250	2.43×10 ⁴	1.22×10 ⁴	2.31×10 ¹²	5.75×10 ¹⁸	2.87×10 ¹³
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	2.18×10 ³	5.15×10 ³	9.78×10 ¹¹	5.44×10 ¹⁸	1.29×10 ¹⁴
合計	-	-	-	1.06×10 ⁵	1.60×10 ⁵	3.05×10 ¹³	2.51×10 ¹⁹	3.30×10 ¹⁴

泊発電所3号炉

添付表2 1次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度 (Bq/g)	冷却材中蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分 (Bq)
I-131	2.84	8.06 d	0.381	4.57×10 ³	8.92×10 ¹¹	2.46×10 ¹⁸	1.23×10 ¹³
I-132	4.21	2.28 h	2.253	2.39×10 ³	4.67×10 ¹¹	3.64×10 ¹⁸	1.82×10 ¹³
I-133	6.77	20.8 h	0.608	8.89×10 ³	1.73×10 ¹²	5.86×10 ¹⁸	2.93×10 ¹³
I-134	7.61	52.6 min	2.75	1.81×10 ³	3.53×10 ¹¹	6.58×10 ¹⁸	3.29×10 ¹³
I-135	6.41	6.61 h	1.645	5.80×10 ³	1.13×10 ¹²	5.55×10 ¹⁸	2.77×10 ¹³
合計	-	-	-	2.35×10 ⁴	4.57×10 ¹²	2.41×10 ¹⁹	1.20×10 ¹⁴

添付表3 1次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分 (Bq)
				冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー0.5MeV換算 (Bq/g)			
Kr-83m	0.53	1.83 h	0.0025	1.45×10 ³	7.25×10 ³	1.41×10 ⁹	4.59×10 ¹⁷	2.29×10 ¹⁰
Kr-85m	1.31	4.48 h	0.159	7.07×10 ³	2.25×10 ³	4.38×10 ¹¹	1.13×10 ¹⁸	3.61×10 ¹²
Kr-85	0.29	10.73 y	0.0022	7.10×10 ³	3.12×10 ²	6.09×10 ¹⁰	4.15×10 ¹⁶	1.83×10 ⁹
Kr-87	2.54	76.3 min	0.793	4.20×10 ³	6.66×10 ³	1.30×10 ¹²	2.20×10 ¹⁸	3.49×10 ¹³
Kr-88	3.58	2.80 h	1.950	1.21×10 ⁴	4.72×10 ⁴	9.19×10 ¹²	3.10×10 ¹⁸	1.21×10 ¹⁴
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	1.08×10 ⁴	4.33×10 ²	8.45×10 ¹⁰	3.44×10 ¹⁶	1.38×10 ¹⁰
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	1.15×10 ⁴	9.69×10 ²	1.89×10 ¹¹	1.66×10 ¹⁷	1.39×10 ¹¹
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	8.95×10 ³	8.05×10 ⁴	1.57×10 ¹³	5.86×10 ¹⁸	5.27×10 ¹²
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	2.18×10 ⁴	1.89×10 ⁴	3.68×10 ¹¹	9.15×10 ¹⁷	7.91×10 ¹²
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	2.43×10 ⁴	1.21×10 ⁴	2.36×10 ¹²	5.75×10 ¹⁸	2.87×10 ¹³
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	2.12×10 ³	5.02×10 ³	9.79×10 ¹¹	5.44×10 ¹⁸	1.29×10 ¹⁴
合計	-	-	-	1.04×10 ⁵	1.57×10 ⁵	3.07×10 ¹³	2.51×10 ¹⁹	3.30×10 ¹⁴

相違理由

灰色：女川2号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉

【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】

別添第4表 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度及び追加放出寄与分(1/2)

核種	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量
			冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq)
Br-83	2.39 h	0.0075	2.70×10^2	4.05×10^5	7.70×10^8
Br-84	31.8 min	1.742	1.44×10^2	5.02×10^2	9.53×10^{10}
Rb-88	17.8 min	0.57	1.49×10^4	1.70×10^4	3.23×10^{12}
Rb-89	15.4 min	2.2	3.66×10^2	1.61×10^3	3.06×10^{11}
Sr-89	52.7 d	8×10^{-5}	7.72×10^5	1.24×10^3	2.35×10^5
Sr-90	27.7 y	—	4.89×10^{-1}	—	—
Sr-91	9.67 h	0.71	4.86×10^5	6.90×10^5	1.31×10^9
Sr-92	2.71 h	1.3	2.54×10^5	6.60×10^5	1.25×10^9
Y-90	64.0 h	—	6.24×10^{-1}	—	—
Y-91	58.9 d	0.0027	1.17×10^1	6.32×10^{-2}	1.20×10^7
Y-92	3.53 h	0.23	3.13×10^5	1.44×10^5	2.74×10^9
Zr-95	65.5 d	0.73	1.31×10^5	1.91×10^5	3.63×10^8
Nb-95	35 d	0.77	1.31×10^5	2.02×10^5	3.83×10^8
Mo-99	66.7 h	0.16	8.63×10^3	2.76×10^3	5.25×10^{11}
Te-132	77.7 h	0.22	5.02×10^2	2.21×10^2	4.20×10^{10}

別添第4表 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度及び追加放出寄与分(2/2)

核種	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量
			冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq)
Te-134	42.0 m	0.1302	9.91×10^1	2.58×10^1	4.90×10^9
Cs-134	2.05 y	1.6	2.02×10^3	6.46×10^3	1.23×10^{12}
Cs-136	13.7 d	2.2	1.40×10^2	6.16×10^2	1.17×10^{11}
Cs-137	30.0 y	0.56	4.49×10^3	5.03×10^3	9.55×10^{11}
Cs-138	32.2 m	2.1	3.35×10^3	1.41×10^4	2.67×10^{12}
Ba-140	12.8 d	0.18	7.96×10^5	2.87×10^5	5.44×10^9
La-140	40.27 h	2.3	2.09×10^5	9.61×10^5	1.83×10^9
Ce-144	284 d	0.016	9.43×10^{-1}	3.02×10^{-2}	5.73×10^6
Pr-144	17.27 m	0.030	9.43×10^{-1}	5.66×10^{-2}	1.08×10^7
Cr-51	27.8 d	0.032	3.5×10^1	2.24×10^5	4.26×10^9
Mn-54	312 d	0.84	2.9×10^1	4.87×10^1	9.26×10^9
Mn-56	2.576h	1.8	1.1×10^3	3.96×10^3	7.52×10^{11}
Fe-59	45.6 d	1.2	4.1×10^1	9.84×10^1	1.87×10^{10}
Co-58	71.3 d	0.97	9.6×10^2	1.86×10^3	3.54×10^{11}
Co-60	5.26 y	2.5	2.8×10^1	1.40×10^2	2.66×10^{10}

泊発電所3号炉

添付表4 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度(1/2)

核種	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量
			冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq)
Br-83	2.39 h	0.0075	2.65×10^2	3.98×10^5	7.76×10^8
Br-84	31.8 min	1.742	1.41×10^2	4.90×10^2	9.56×10^{10}
Rb-88	17.8 min	0.57	1.45×10^1	1.66×10^1	3.23×10^{12}
Rb-89	15.4 min	2.2	3.57×10^2	1.57×10^3	3.06×10^{11}
Sr-89	52.7 d	8×10^{-5}	7.72×10^5	1.24×10^3	2.41×10^5
Sr-90	27.7 y	—	4.89×10^{-1}	—	—
Sr-91	9.67 h	0.71	4.82×10^5	6.84×10^5	1.33×10^9
Sr-92	2.71 h	1.3	2.50×10^5	6.50×10^5	1.27×10^9
Y-90	64.0 h	—	6.21×10^{-1}	—	—
Y-91	58.9 d	0.0027	1.16×10^1	6.28×10^{-2}	1.23×10^7
Y-92	3.53 h	0.23	3.08×10^5	1.42×10^5	2.76×10^9
Zr-95	65.5 d	0.73	1.31×10^5	1.91×10^5	3.73×10^8
Nb-95	35 d	0.77	1.31×10^5	2.02×10^5	3.93×10^8
Mo-99	66.7 h	0.16	8.53×10^3	2.73×10^3	5.32×10^{11}
Te-132	77.7 h	0.22	5.01×10^2	2.20×10^2	4.30×10^{10}

添付表4 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度(2/2)

核種	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量
			冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq)
Te-134	42.0 min	0.1302	9.69×10^1	2.52×10^1	4.92×10^9
Cs-134	2.05 y	1.6	1.95×10^3	6.24×10^3	1.22×10^{12}
Cs-136	13.7 d	2.2	1.39×10^2	6.13×10^2	1.20×10^{11}
Cs-137	30.0 y	0.56	4.48×10^3	5.02×10^3	9.79×10^{11}
Cs-138	32.2 min	2.1	3.27×10^3	1.37×10^4	2.68×10^{12}
Ba-140	12.8 d	0.18	7.95×10^5	2.86×10^5	5.58×10^9
La-140	40.27 h	2.3	2.10×10^5	9.68×10^5	1.89×10^9
Ce-144	284 d	0.016	9.43×10^{-1}	3.02×10^{-2}	5.58×10^6
Pr-144	17.27 min	0.030	9.43×10^{-1}	5.66×10^{-2}	1.10×10^7
Cr-51	27.8 d	0.032	3.5×10^1	2.24×10^5	4.37×10^9
Mn-54	312 d	0.84	2.9×10^1	4.87×10^1	9.50×10^9
Mn-56	2.576 h	1.8	1.1×10^3	3.96×10^3	7.72×10^{11}
Fe-59	45.6 d	1.2	4.1×10^1	9.84×10^1	1.92×10^{10}
Co-58	71.3 d	0.97	9.6×10^2	1.86×10^3	3.63×10^{11}
Co-60	5.26 y	2.5	2.8×10^1	1.40×10^2	2.73×10^{10}

相違理由

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																										
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <p>(2) 放射能濃度評価</p> <p>(1)の評価条件から、以下の濃度計算式にて各区画での放射能濃度評価を行った。</p> <p>濃度計算式のとおり、1次冷却材に含まれるすべての放射性物質は、隔離操作開始までに別添第1表に示す割合で気相中及び液相中に放出されるものとし、区画毎に、気相部においては各区画の体積、液相部においては各区画の滞留水量に応じた放射エネルギーが存在するものとして評価した。線量評価の対象時間は、放射性崩壊による線量率の低下を踏まえ、事象発生後1時間もしくは8時間までに隔離する場合において、それぞれ操作開始を想定している事象発生20分後もしくは7時間後とした。</p> $C(t) = \frac{Q_{ACS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \left\{ (a \cdot e^{-\lambda_1 t} \cdot \frac{V_1}{V_2}) + (1-a) \cdot e^{-\lambda_2 t} \cdot \frac{d(t)}{L_{total}} \right\}$ <p> $C(t)$: 各区画内の放射能濃度 (Bq/m³) Q_{ACS} : 各核種の1次冷却材中放射エネルギー (Bq) E : 炉内蓄積量 (Bq) G : 欠陥燃料からの放出割合 (-) 希ガス : 0.01 よう素 : 0.005 f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1 %) V_1 : 各区画体積 (m³) V_2 : 安全補機区画全体積 (m³) $d(t)$: 各区画内滞留水量 (m³) L_{total} : 原子炉補助建屋内での総漏えい量 a : 気相への移行割合 (-) 希ガス : 1.0 よう素 : 0.1 粒子状物質 : 0.0 λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹) λ_2 : 排気による除去定数 (s⁻¹) (=排気流量 (m³/s) / 安全補機区画体積 (m³)) Λ : $\Lambda = \lambda_1 + \lambda_2$ </p> <p>(3) 濃度評価結果</p> <p>(2)の濃度計算式により算出した放射能濃度は、別添第5表のとおりである。</p> <p style="text-align: center;">別添第5表 各区画での放射能濃度</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="3">対象区画</th> <th colspan="2">放射能濃度 (Bq/m³) (γ線エネルギー0.5MeV換算)</th> </tr> <tr> <th>事象発生 20分後 (事象発生後 1時間までに 隔離する場合)</th> <th>事象発生 7時間後 (事象発生後 8時間までに 隔離する場合)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>隣接区画^{*1}</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>隣接区画(1)</td> <td>2.0×10¹¹</td> <td>1.1×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>隣接区画(2)</td> <td>1.8×10¹¹</td> <td>9.8×10⁹</td> </tr> <tr> <td>上階区画^{*2}</td> <td>4.8×10¹⁰</td> <td>1.7×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>下階区画^{*2}</td> <td>3.1×10¹¹</td> <td>7.4×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>最下階区画(安全補機室区画内)^{*1}</td> <td>1.3×10¹¹</td> <td>2.6×10¹⁰</td> </tr> <tr> <td>最下階区画(安全補機室区画外)^{*2}</td> <td>1.4×10¹¹</td> <td>3.6×10¹⁰</td> </tr> </tbody> </table> <p> ^{*1}: 気相部に放射性物質が滞留及び液相部に放射性物質が滞留 ^{*2}: 液相部に放射性物質が滞留 </p>	対象区画	放射能濃度 (Bq/m ³) (γ線エネルギー0.5MeV換算)		事象発生 20分後 (事象発生後 1時間までに 隔離する場合)	事象発生 7時間後 (事象発生後 8時間までに 隔離する場合)	隣接区画 ^{*1}			隣接区画(1)	2.0×10 ¹¹	1.1×10 ¹⁰	隣接区画(2)	1.8×10 ¹¹	9.8×10 ⁹	上階区画 ^{*2}	4.8×10 ¹⁰	1.7×10 ¹⁰	下階区画 ^{*2}	3.1×10 ¹¹	7.4×10 ¹⁰	最下階区画(安全補機室区画内) ^{*1}	1.3×10 ¹¹	2.6×10 ¹⁰	最下階区画(安全補機室区画外) ^{*2}	1.4×10 ¹¹	3.6×10 ¹⁰		
対象区画		放射能濃度 (Bq/m ³) (γ線エネルギー0.5MeV換算)																										
		事象発生 20分後 (事象発生後 1時間までに 隔離する場合)	事象発生 7時間後 (事象発生後 8時間までに 隔離する場合)																									
	隣接区画 ^{*1}																											
隣接区画(1)	2.0×10 ¹¹	1.1×10 ¹⁰																										
隣接区画(2)	1.8×10 ¹¹	9.8×10 ⁹																										
上階区画 ^{*2}	4.8×10 ¹⁰	1.7×10 ¹⁰																										
下階区画 ^{*2}	3.1×10 ¹¹	7.4×10 ¹⁰																										
最下階区画(安全補機室区画内) ^{*1}	1.3×10 ¹¹	2.6×10 ¹⁰																										
最下階区画(安全補機室区画外) ^{*2}	1.4×10 ¹¹	3.6×10 ¹⁰																										

灰色：女川2号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】</p> <p>2. 各被ばく経路での線量評価</p> <p>(1) 評価モデル</p> <p>気相中に浮遊している放射性物質及び区画に溜まっている滞留水中の放射性物質による線量評価は，各区画の体積を保存する等価全球モデルを用いて，の中心の線量率を求めて行う。評価モデルのイメージを別添第3図に示す。なお，今回評価に用いたモデルの妥当性について，別添-4に示すとおりである。</p> <div data-bbox="336 351 806 766"> </div> <p style="text-align: center;">別添第3図 評価モデルのイメージ図</p> <p>球の中心での線量率の算出に用いた計算式は以下のとおりである。</p> $D_{\gamma} = \frac{K}{\mu} \left[\frac{A}{1+\alpha_1} \{1 - \exp(-(1+\alpha_1) \cdot \mu \cdot R_0)\} + \frac{1-A}{1+\alpha_2} \{1 - \exp(-(1+\alpha_2) \cdot \mu \cdot R_0)\} \right] \cdot \frac{E_{\gamma} \cdot A_{CT}}{0.5}$ <p>ここで，</p> <ul style="list-style-type: none"> D_{γ} : ガンマ線による線量率 (nSv/h) K : 線量率換算係数 $0.5\text{MeV}:8.92 \times 10^{-6} ((\text{mSv/h})/(\text{g/cm}^2/\text{s}))$ A, α_1, α_2: テーラー型ビルドアップ係数 (空气中0.5MeV ガンマ線) $A=24.0, \alpha_1=-0.138, \alpha_2=0.0$ μ: 線減衰係数 $1.0 \times 10^{-4} (\text{cm}^{-1})$ (空气中0.5MeV ガンマ線) R_0 : 球の半径 ($R_0 = (3V/4\pi)^{1/3}$) (cm) V : 外部ガンマ線による全身に対する線量評価時の各区画の自由体積 (cm^3) E_{γ} : ガンマ線実効エネルギー (MeV/dis) A_{CT} : 区画内放射能濃度 (γ線エネルギー0.5MeV等価換算値*) (Bq/cm^3) *Gross値 (Bq/cm^3) $\times \gamma$線エネルギー (MeV) $\div 0.5$ (MeV) 	<p>2. 各被ばく経路での線量評価</p> <p>2. 1 滞留水からの寄与</p> <p>(1) 評価モデル</p> <p>気相中に浮遊している放射能及び区画に溜まっている滞留水中の放射能は，各区画の体積を保存する等価全球モデルを用いて，その中心の線量率を求めて線量評価を行う。評価モデルのイメージを添付図2に示す。なお，今回評価に用いたモデルの妥当性について，添付-4に示すとおりである。</p> <div data-bbox="1209 367 1792 654"> </div> <p style="text-align: center;">添付図2 評価モデルのイメージ図</p> <p>球の中心での線量率の算出に用いた計算式は以下のとおりである。</p> $D_{\gamma} = \frac{K}{\mu} \left[\frac{A}{1+\alpha_1} \{1 - \exp(-(1+\alpha_1) \cdot \mu \cdot R_0)\} + \frac{1-A}{1+\alpha_2} \{1 - \exp(-(1+\alpha_2) \cdot \mu \cdot R_0)\} \right] \cdot \frac{E_{\gamma} \cdot A_{CT}}{0.5}$ <p>ここで，</p> <ul style="list-style-type: none"> D_{γ} : ガンマ線による線量率 (mSv/h) K : 線量率換算係数 $0.5\text{MeV}:8.92 \times 10^{-6} ((\text{mSv/h})/(\text{g/cm}^2/\text{s}))$ A, α_1, α_2: テーラー型ビルドアップ係数 (空气中0.5MeV ガンマ線) $A=24.0, \alpha_1=-0.138, \alpha_2=0.0$ μ: 線減衰係数 $1.0 \times 10^{-4} (\text{cm}^{-1})$ (空气中0.5MeV ガンマ線) R_0 : 球の半径 ($R_0 = (3V/4\pi)^{1/3}$) (cm) V : 外部ガンマ線による全身に対する線量評価時の各区画の自由体積 (cm^3) E_{γ} : ガンマ線実効エネルギー (MeV/dis) A_{CT} : 区画内放射能濃度 (ガンマ線0.5MeV等価換算値*) (Bq/cm^3) *Gross値 (Bq/cm^3) \times ガンマ線エネルギー (MeV) $\div 0.5$ (MeV) 	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉

【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-1を掲載】

(2) 遮蔽による減衰率
 ユニハンドラ弁操作場所での線量評価にあたっては、各区画間の遮蔽を考慮する。(1)で算出した球の中心での線量率に、別添第6表に示す遮蔽による減衰率を乗じることで算出する。

別添第6表 遮蔽厚さ及び減衰率

遮蔽厚さ (m)	減衰率 (-)*
0.6	3.02×10 ⁻²

※：コンクリート減衰率の算出にあたっては、保守的にガンマ線エネルギー2.5MeVでの数値とする。以下に算出式を示す。

$$R = A \cdot \exp\{-(1 + \alpha_1) \cdot \mu \cdot t\} + (1 - A) \cdot \exp\{-(1 + \alpha_2) \cdot \mu \cdot t\}$$

R : コンクリートの減衰率
 A, α₁, α₂ : テーラー型ビルドアップ係数 (2.5MeV ガンマ線)
 A = 4.97, α₁ = -0.0769, α₂ = 0.1062
 μ : 線減衰係数 0.08536 (cm⁻¹) (2.5MeV ガンマ線)
 t : 遮蔽厚さ (cm)

(3) 各被ばく経路からの線量評価
 (1)及び(2)により評価したユニハンドラ弁操作場所での線量評価は別添表7に示すとおりである。

別添第7表 線量評価結果

被ばく経路	各区画 体積 (m ³)	遮蔽厚さ (m)	線量率 (mSv/h)	
			事象発生 20分後	事象発生 7時間後
			事象発生後 1時間までに 隔離する場合	事象発生後 8時間までに 隔離する場合
隣接区画(1)	経路①	0.6	3.08×10 ⁰	1.69×10 ⁻¹
隣接区画(2)			2.53×10 ⁰	1.37×10 ⁻¹
上階区画	経路②		6.18×10 ⁻³	2.20×10 ⁻³
下階区画	経路③		4.47×10 ⁻²	1.06×10 ⁻²
最下階区画 (安全補機室区画内)	経路④		1.66×10 ⁻²	3.23×10 ⁻³
最下階区画 (安全補機室区画外)	経路⑤		2.14×10 ⁻²	5.41×10 ⁻³
合計	-		-	約5.7×10 ⁰ *

*：有効数字3桁目を四捨五入、有効数字2桁で表記

泊発電所3号炉

(2) 遮へいによる減衰率
 ツインパワー弁操作場所での線量評価にあたっては、各区画間の遮へいを考慮する。(1)で算出した球の中心での線量率に、添付表5に示す遮へいによる減衰率を乗じることで算出する。

添付表5 遮へい厚さ及び減衰率

遮へい厚さ (m)	減衰率 (-)*
0.6	3.02×10 ⁻²

※ コンクリート減衰率の算出にあたっては、保守的にガンマ線エネルギー2.5MeVでの数値とする。以下に算出式を示す。

$$R = A \cdot \exp\{-(1 + \alpha_1) \cdot \mu \cdot t\} + (1 - A) \cdot \exp\{-(1 + \alpha_2) \cdot \mu \cdot t\}$$

R : コンクリートの減衰率
 A, α₁, α₂ : テーラー型ビルドアップ係数 (2.5MeV ガンマ線)
 A = 24.0, α₁ = -0.138, α₂ = 0.0
 μ : 線減衰係数 0.08536 (cm⁻¹) (2.5MeV ガンマ線) (泊3号炉)
 t : 遮蔽厚さ (cm)

(3) 各経路からの線量評価
 (1)及び(2)により評価した、ツインパワー弁操作場所での線量評価は以下のとおりである。

添付表6 線量率結果 (泊3号炉)

区画	体積 (m ³)	遮へい厚さ (m)	線量率 (mSv/h) (事象発生後1時間)
下階区画 (通路部) 安全補機室外	995	0.6	4.60×10 ⁰
下階区画 (安全系ポンプバルブ室) 安全補機室内	883	0.6	1.11×10 ¹
上階区画 (充てんポンプバルブエリア) 安全補機室外	483	0.6	2.38×10 ⁰

2.2 流入蒸気の寄与
 (1) 評価モデル
 操作区画に流入し、気相中に浮遊している放射能からの外部被ばくは、2.1同様の各区画の体積を保存する等価全球モデルを用いて、その中心の線量率を求めて線量評価を行う。ただし、遮蔽による減衰率を考慮しない。内部被ばくについては、以下の式にて線量率を算出する。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

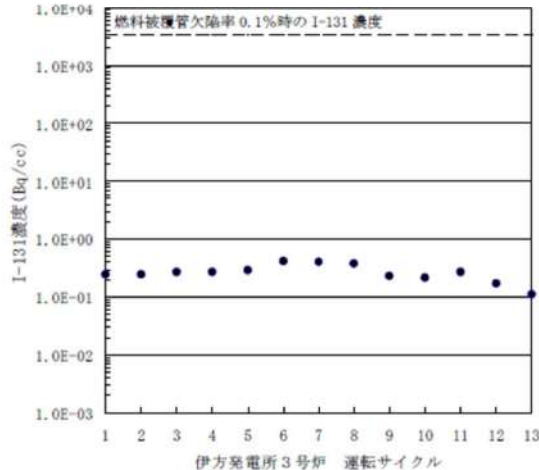
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由						
	<p style="text-align: center;">$D_I = K_I \cdot M \cdot A_{CT}$</p> <p>$D_I$: 吸入による線量率 (mSv/h) K_I : 線量率換算係数 (mSv/Bq) M : 呼吸率 (cm³/h) A_{CT} : 区画内放射能濃度 (Bq/cm³)</p> <p>評価モデルのイメージを添付図2に示す。なお、今回評価に用いたモデルの妥当性について、添付-4に示すとおりである。</p> <p>(2)線量評価 (1)により評価した、ツインパワー弁操作場所での線量評価は以下のとおりである。</p> <p style="text-align: center;">添付表7 線量率結果（泊3号炉）</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>線量率 (mSv/h)^{※2}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部被ばく</td> <td>約 0.3</td> </tr> <tr> <td>内部被ばく^{※1}</td> <td>約 10.7</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 : 内部被ばくにおける放射線防護具（全面マスク又は電動ファン付きマスク）による放射性物質の除去は考慮していない ※2 : 表における数値は、小数点第2位を四捨五入した値</p>	項目	線量率 (mSv/h) ^{※2}	外部被ばく	約 0.3	内部被ばく ^{※1}	約 10.7	
項目	線量率 (mSv/h) ^{※2}							
外部被ばく	約 0.3							
内部被ばく ^{※1}	約 10.7							

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由														
<p data-bbox="286 140 831 164">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-2を掲載】</p> <p data-bbox="421 197 719 221">燃料被覆管欠陥率0.1%の妥当性</p> <p data-bbox="103 255 1016 453">ISLOCA時にユニハンドラ弁操作に係る被ばく評価において、燃料被覆管欠陥率を0.1%として、放射線源強度の算定の基となる1次冷却材放射能濃度を設定している。これは、燃料健全性向上の実績に基づいたものであり、伊方発電所3号炉の運転実績を考慮しても、十分保守的な想定である（別添第8表に示すとおり、これまでステップ1燃料、ステップ2燃料及びMOX燃料を装荷した実績がある）。具体的には、別添第4図に示すとおり、1次冷却材中のI-131濃度は10^{-1}Bq/ccのオーダーであり、燃料被覆管欠陥率を0.1%として評価したI-131濃度（約3.3×10^3Bq/cc）よりも十分小さく、燃料被覆管欠陥率を0.1%として評価することは妥当である。</p> <p data-bbox="103 459 1016 542">なお、別添第5図に示すとおり、国内PWRプラントでの至近の運転実績においても、1次冷却材中のI-131濃度は数Bq/cc～数10Bq/ccであり、燃料被覆管欠陥率を0.1%として評価したI-131濃度よりも十分小さいことを確認している。</p> <table border="1" data-bbox="302 560 759 695"> <caption>別添第8表 各サイクルの装荷燃料型式</caption> <thead> <tr> <th>燃料型式</th> <th>装荷サイクル</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ステップ1燃料</td> <td>3-1サイクル～3-13サイクル</td> </tr> <tr> <td>ステップ2燃料</td> <td>3-9サイクル～3-13サイクル</td> </tr> <tr> <td>MOX燃料</td> <td>3-13サイクル</td> </tr> </tbody> </table>  <p data-bbox="232 1295 826 1345">別添第4図 伊方発電所3号炉 通常運転中の1次冷却材中I-131濃度実績 (サイクル毎最大値)</p>	燃料型式	装荷サイクル	ステップ1燃料	3-1サイクル～3-13サイクル	ステップ2燃料	3-9サイクル～3-13サイクル	MOX燃料	3-13サイクル	<p data-bbox="1379 197 1630 221">燃料被覆管欠陥率について</p> <p data-bbox="1059 255 1968 424">泊3号炉においては、国内PWRプラントでの過去の運転実績を勘案し、建設当初から建屋の遮へい設計や平常時被ばく評価における燃料被覆管欠陥率を0.1%として設定している。ISLOCA時ツインパワー弁の閉操作に係る被ばく評価においても同様に燃料被覆管欠陥率を0.1%として、放射線源強度の算定の基となる1次冷却材中放射能濃度を設定している。</p> <p data-bbox="1059 371 1968 424">なお、本設定は、国内PWRプラントでの至近の運転実績^{*1}および泊3号炉の運転実績^{*2}を考慮しても、十分保守的な想定である。</p> <p data-bbox="1059 459 1968 512">※1：国内PWRプラントでの至近の運転実績において、1次冷却材中のI-131濃度は数Bq/cc～数10Bq/cc（添付図3）</p> <p data-bbox="1059 517 1899 541">※2：泊3号炉の1次冷却材中のI-131濃度は、10^{-1}Bq/ccのオーダーと十分低い（添付表6）</p> <p data-bbox="1193 584 1872 644">添付表8 泊3号炉 通常運転中の1次冷却材中I-131濃度実績 (サイクル毎最大値)</p> <table border="1" data-bbox="1102 649 1872 764"> <thead> <tr> <th>運転サイクル</th> <th>I-131濃度 (Bq/cc)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>第1サイクル</td> <td>1.2E-1</td> </tr> <tr> <td>第2サイクル</td> <td>1.3E-1</td> </tr> </tbody> </table>	運転サイクル	I-131濃度 (Bq/cc)	第1サイクル	1.2E-1	第2サイクル	1.3E-1	<p data-bbox="1883 169 1966 193">添付-2</p>
燃料型式	装荷サイクル															
ステップ1燃料	3-1サイクル～3-13サイクル															
ステップ2燃料	3-9サイクル～3-13サイクル															
MOX燃料	3-13サイクル															
運転サイクル	I-131濃度 (Bq/cc)															
第1サイクル	1.2E-1															
第2サイクル	1.3E-1															

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

<p>大飯発電所3/4号炉 【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-2を掲載】</p> <p>別添第5図 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(1/2)</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>添付図3 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(1/2)</p>	<p>相違理由</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3/4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>【伊方3号炉の添付資料 1.3.12 別紙-3 別添-2を掲載】</p>		
<p>別添第5図 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(2/2)</p>	<p>添付図3 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(2/2)</p>	
<p>出典)「PWRプラントにおける燃料リーク運転時のFP及び燃料挙動と監視方法について」(MNF-1006), (三菱原子燃料株式会社, 平成22年9月)</p>	<p>出典)「PWRプラントにおける燃料リーク運転時のFP及び燃料挙動と監視方法について」 (MNF-1006), (三菱原子燃料株式会社, 平成22年9月)</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-3を掲載】</p> <p style="text-align: center;">気相中に放出される放射性物質の割合設定</p> <p>1. よう素の気相中への放出割合 本評価において、気相中へのよう素の移行割合を10%と設定している。その考え方を以下に示す。</p> <p>(1) 線量目標値評価指針の考え方 「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」(以下、線量目標値評価指針という。)において、PWRの原子炉施設から放出される気体廃棄物中のよう素として、「100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えいするものとし、1次冷却材中のよう素が格納容器雰囲気中に0.1の割合で移行するものとする」と示されている。本評価においてはこれを踏まえ、気相中へのよう素の移行割合を10%としている。以下にその理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ISLOCAの評価では、通常運転中において余熱除去系統の第一・第二隔離弁が誤開することを想定しており、線量目標値評価指針の状態(100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えい)と同じである。 漏えい前の安全補機室雰囲気は、線量目標値評価指針の格納容器雰囲気と同程度である。 <p>(2) Regulatory Guide 1.183の考え方 米国では、Regulatory Guide 1.183において、漏えい水からのよう素の浮遊割合は、以下のフラッシング割合を用いて設定するよう示されている。</p> $FF = \frac{h_{f1} - h_{f2}}{h_{fg}}$ <p>ここで、 FF : フラッシング割合 h_{f1} : 系から漏えいする液体のエンタルピー h_{f2} : 飽和状態(1気圧、100℃)での液体のエンタルピー: 約419kJ/kg h_{fg} : 100℃での気化熱: 約2257kJ/kg</p> <p>h_{f1}は、系から漏洩する水のエンタルピーであるが、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度は時間に応じて変化するため、それに応じたエンタルピーを設定する必要がある。時間毎に設定したフラッシング割合と時間毎の漏えい量を乗じることによって、その時間毎に気相中へ移行した量を算出できる。</p> <p>有効性評価におけるISLOCA解析に基づき気相中へ移行した量を算出した結果、事象発生20分後までの積算量は約9.9m³であり、積算漏えい量約26m³であるため、気相へ移行する割合は約37.3%である。また、事象初期を除き、気相へ移行する割合は約10%である。しかし、気相中へ移行しなかったよう素は液相中にとどまるとして、各区分において滞留水中に存在する放射性物質からの線量率も考慮しているため、気相中へ移行する割合は、本評価において重要なパラメータとはならない。</p> <p>上記のとおり、気相中へのよう素の移行割合は、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度の状態によって変化するもので固定値ではないが、本結果も踏まえ、(1)において示されている線量目標値評価指針に基づき、事象発生後の時間に依らず気相中への移行割合として10%と設定する。本評価においては、評価条件として燃料被覆管欠陥率を0.1%とする等保守性を有しているため、気相中への移行割合を10%とすることは問題ないと考えられる。</p>	<p style="text-align: center;">泊発電所3号炉</p> <p style="text-align: center;">気相中に放出される放射性物質の割合設定</p> <p style="text-align: right;">添付-3</p> <p>1. よう素の気相中への放出割合 本評価において、気相中へのよう素の移行割合を10%と設定している。その考え方を以下に示す。</p> <p>(1) 線量目標値評価指針の考え方 「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」(以下、線量目標値評価指針という。)において、PWRの原子炉施設から放出される気体廃棄物中のよう素として、「100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えいするものとし、1次冷却材中のよう素が格納容器雰囲気中に0.1の割合で移行するものとする」と示されている。本評価においてはこれを踏まえ、気相中へのよう素の移行割合を10%としている。以下にその理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ISLOCAの評価では、通常運転中において余熱除去系の第一・第二隔離弁が誤開することを想定しており、線量目標値評価指針の状態(100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えい)と同じである。 漏えい前の安全補機室雰囲気は、線量目標値評価指針の原子炉格納容器内の温度及び圧力と同程度である。 <p>(2) Regulatory Guide 1.183の考え方 米国では、Regulatory Guide 1.183において、漏えい水からのよう素の浮遊割合は、以下のフラッシング割合を用いて設定するよう示されている。</p> $FF = \frac{h_{f1} - h_{f2}}{h_{fg}}$ <p>ここで、 FF : フラッシング割合 h_{f1} : 系から漏えいする液体のエンタルピー h_{f2} : 飽和状態(1気圧、100℃)での液体のエンタルピー: 約419kJ/kg h_{fg} : 100℃での気化熱: 約2257kJ/kg</p> <p>h_{f1}は、系から漏えいする水のエンタルピーであるが、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度は時間変化するため、それに応じたエンタルピーを設定する必要がある。時間毎に設定したフラッシング割合と時間毎の漏えい量を乗じることによって、その時間毎に気相中へ移行した量を算出できる。</p> <p>有効性評価におけるISLOCA解析に基づき気相中へ移行した量を算出した結果、事象発生1時間後までの積算量は約13m³である。積算漏えい量97m³に対する割合は約13.7%である。しかし、気相中へ移行しなかったよう素は液相中にとどまるとして、各区分において滞留水中に存在する放射性物質からの線量率も考慮しているため、気相中へ移行する割合は、本評価において重要なパラメータとはならない。</p> <p>上記のとおり、気相中へのよう素の移行割合は、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度の状態によって変化するもので固定値ではないが、本結果も踏まえ、(1)において示されている線量目標値評価指針に基づき、事象発生後の時間に依らず気相中への移行割合として10%と設定する。本評価においては、評価条件として燃料被覆管欠陥率を0.1%とする等保守性を有しているため、気相中への移行割合を10%とすることは問題ないと考えられる。</p>	<p>【大阪】 大阪では線量評価の条件を記載していないため、同様な評価を実施している伊方を参考に記載した。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-3を掲載】</p> <p>以上のとおり、本評価において気相中へのよう素の移行割合を10%と設定するのは妥当であると考ええる。</p> <p>2. 粒子状物質の気相中への放出割合</p> <p>ISLOCA時に想定される1次冷却材の温度条件(300℃程度)においては、希ガス及びよう素以外の核種は、金属やランタノイドからなる固体であると考えられる。これらは、水中に保持されている方が化学的に安定であり、漏えい時に気体になることは考えにくい。また、漏えい後の滞留水においては、ほう酸水のためpHが低く、主に固体よりもイオンとして存在する。イオン単体や固体では気相中へ移行できないことから、粒子状物質については液相中に保持されるとし、気相中に放出される割合を0%とする。なお、粒子状物質は滞留水中に存在することとなり、滞留水中に存在する放射性物質からの線量率を考慮している。</p> <p>3. よう素の液相中から気相中への追加移行</p> <p>今回の線量評価において、事故発生前の冷却材中のよう素放射線量及び既損傷の燃料棒から減圧に伴い1次冷却材中に新たに追加放出するよう素放射線量は、隔離操作開始までに気相中及び液相中に全よう素放射線量が放出され、気相中にはそのうち10%が移行するものとして評価している。</p> <p>仮に液相中のよう素が気相中に追加移行したとしても、線量評価は、液相部の放射線量も含めて空間に一様分布するとして等価全球モデルで評価しており、当該区画での気相部及び液相部の総放射線量は同じであることから、各区画において、よう素が液相中から気相中へ追加移行したとしても線量評価への影響はない。</p>	<p>以上のとおり、本評価において気相中へのよう素の移行割合を10%と設定するのは妥当であると考ええる。</p> <p>2. 粒子状物質の気相中への放出割合</p> <p>ISLOCA時に想定される1次冷却材の温度条件(300℃程度)においては、希ガス及びよう素以外の核種は、金属やランタノイドからなる固体であると考えられる。これらは、水中に保持されている方が化学的に安定であり、漏えい時に気体になることは考えにくい。また、漏えい後の滞留水においては、ほう酸水のためpHが低く、主に固体よりもイオンとして存在する。イオン単体や固体では気相中へ移行できないことから、粒子状物質については液相中に保持されるとし、気相中に放出される割合を0%とする。なお、粒子状物質は滞留水中に存在することとなり、滞留水中に存在する放射性物質からの線量率を考慮している。</p> <p>3. よう素の気相中への追加移行</p> <p>今回の線量評価において、事故発生前の冷却材中のよう素放射線量及び既損傷の燃料棒から減圧に伴い1次冷却材中に新たに追加放出するよう素放射線量は、事象初期に全量が瞬時に漏えい水に移行するとしている。さらに漏えい水に含まれる全よう素放射線量のうち10%が気相中へ移行するとして評価している。</p> <p>また、仮に液相中のよう素が気相中に移行したとしても、線量評価は、液相部の放射線量も含めて空間に一様分布するとして等価全球モデルで評価しており、当該区画での気相部及び液相部の総放射線量は同じであることから、各区画において、よう素が液相中から気相中へ追加移行したとしても線量評価への影響はない。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

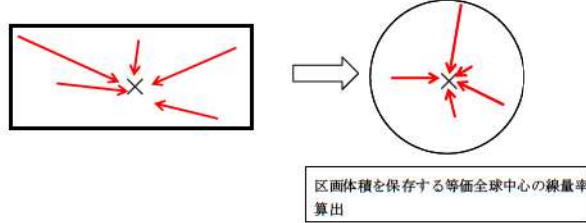
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大阪発電所3/4号炉 【伊方3号炉の添付資料1.3.12 別紙-3 別添-4の抜粋を掲載】	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">評価モデルの保守性</p> <p>本評価において、気相中に浮遊している放射性物質及び区画に溜まっている滞留水中の放射性物質によるユニハンドラ弁操作場所における線量率として、各区画の体積を保存する等価全球の中心の線量率に、ユニハンドラ弁操作場所と当該区画を隔てる遮蔽壁の減衰率を乗じる（今回のモデルでの評価）ことで求めている。評価イメージは、別添第6図及び別添第7図に示す。実形状のとおり区画及び壁を直方体形状で模擬し、壁外面の線量率を計算する方法（実形状での評価）と比較すると、以下の保守性を有している。</p> <ul style="list-style-type: none"> 区画内の各位置の線源から評価点までの空間距離は、球の中心を評価点とする今回のモデルの場合、線源が評価点に最も近づいた形状であり、線量率の距離減衰の効果が最も小さい。 区画内の各位置の線源から評価点までの壁透過距離は、実形状では、評価点軸上から離れた線源は、斜め透過により最小厚さ以上の距離を透過する。一方、今回のモデルの場合、一律最小厚さの減衰率を乗じており、線量率の遮蔽減衰効果が最も小さい。さらに、遮蔽壁の減衰率は、線源組成に応じた減衰率より小さいガンマ線エネルギー2.5MeV に対する減衰率としており、遮蔽減衰効果をより小さく考慮している。 液相部については、面線源ではなく、体積線源として球の中心での線量率を評価しているため、評価点と線源までの距離が離れておらず、全ての線源が評価点に近づいた評価となる。 <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="286 766 840 1021"> <p style="text-align: center;">実形状での評価 今回のモデルでの評価</p> <p style="text-align: center;">別添第6図 評価イメージ（気相部）</p> </div> <div data-bbox="353 1077 795 1348"> <p style="text-align: center;">実形状での評価 今回のモデルでの評価</p> <p style="text-align: center;">別添第7図 評価イメージ（液相部）</p> </div> </div>	<p style="text-align: center;">評価モデルの保守性</p> <p>本評価において、気相中に浮遊している放射能及び区画に溜まっている滞留水中の放射能による操作場所における線量率として、各区画の体積を保存する等価全球の中心の線量率に、操作場所と当該区画を隔てる遮蔽壁の減衰率を乗じる（今回のモデルでの評価）ことで求めている。また、操作場所に流入する蒸気の線量率は、区画の体積を保存する等価全球の中心の線量率を求めている。評価イメージは、添付図4から添付図6に示す。実形状のとおり区画及び壁を直方体形状で模擬し、壁外面の線量率を計算する方法（実形状での評価）と比較すると、以下の保守性を有している。</p> <ul style="list-style-type: none"> 区画内の各位置の線源から評価点までの空間距離は、球の中心を評価点とする今回のモデルの場合、線源が評価点に最も近づいた形状であり、線量率の距離減衰の効果が最も小さい。 区画内の各位置の線源から評価点までの壁透過距離は、実形状では、評価点軸上から離れた線源は、斜め透過により最小厚さ以上の距離を透過する。一方、今回のモデルの場合、一律最小厚さの減衰率を乗じており、線量率の遮蔽減衰効果が最も小さい。さらに、遮蔽壁の減衰率は、線源組成に応じた減衰率より小さいガンマ線エネルギー2.5MeV に対する減衰率としており、線量率の遮蔽減衰効果をより小さく考慮している。 液相部については、面線源ではなく、体積線源として球の中心を評価しているため、評価点と線源までの距離が離れておらず、全ての線源が評価点に近づいた評価となる。 <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="1227 766 1736 1021"> <p style="text-align: center;">実形状での評価 今回のモデルでの評価</p> <p style="text-align: center;">添付図4 評価イメージ（滞留水の気相部）</p> </div> <div data-bbox="1227 1053 1691 1348"> <p style="text-align: center;">実形状での評価 今回のモデルでの評価</p> <p style="text-align: center;">添付図5 評価イメージ（滞留水の液相部）</p> </div> </div>	<p>添付-4</p> <p>【大綱】 大阪では線量評価の条件を記載していないため、同様な評価を実施している伊方を参考に記載した。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: center;">実形状での評価 今回のモデルでの評価</p>  <p style="text-align: center;">添付図6 評価イメージ（操作場所に流入する蒸気）</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="315 172 808 225" style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> 大飯3/4号炉比較対象なし </div> <div data-bbox="338 373 786 400" style="text-align: center;"> 【玄海3/4号炉の添付資料1.3.13の抜粋を掲載】 </div> <div data-bbox="389 403 748 429" style="text-align: center;"> 4. 原子炉補助建屋等の滞留水の処理 </div> <div data-bbox="114 461 1016 574"> <p>故障側余熱除去ポンプ入口弁を閉止するまでに原子炉補助建屋等の最下層（EL. -18.0M）に溜まる水については、雰囲気温度、放射線量が十分低下した後に、参集要員により排水用の可搬型ポンプを設置し、3号炉については燃料取替用水タンクへ、4号炉については燃料取替用水ピットへ移送する。（図13参照）</p> </div> <div data-bbox="174 628 927 957"> </div> <div data-bbox="443 1010 642 1031" style="text-align: center;"> 図13 可搬型ポンプ装置配置図 </div>	<div data-bbox="1344 403 1657 429" style="text-align: center;"> 原子炉補助建屋内の滞留水の処理 </div> <div data-bbox="1034 461 1977 545"> <p>故障側余熱除去ポンプ入口弁を閉止するまでに原子炉補助建屋の最下層（T.P. -1.7m）に溜まる水については、雰囲気温度、放射線量が十分低下した後に、参集要員により排水用の可搬型ポンプを設置し、燃料取替用水ピットへ移送する。（図1参照）</p> </div> <div data-bbox="1120 603 1865 1158"> </div> <div data-bbox="1357 1185 1641 1211" style="text-align: center;"> 図1 可搬型ポンプ装置配置図 </div>	<div data-bbox="2000 172 2177 429"> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊はインターフェースシステム LOCA による建屋内の滞留水の処理方法を添付資料にて整理している。（伊方、玄海と同様）</p> </div>

添付資料 1.3.20

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																		
<p style="text-align: center;">添付資料 1.3.22</p> <p style="text-align: center;">インターフェイスシステムLOCA時の漏えい確認方法</p> <p>1. インターフェイスシステムLOCA発生時の判断方法について インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）は、どちらも1次冷却材の漏えい事象だが大きな違いは、漏えい箇所が原子炉格納容器の内と外で異なる点である。表1に示す通り、どちらの事象も1次系保有水に関するパラメータは同様の兆候を示すが、原子炉格納容器の内と外でサンプル水位や放射線モニタ等のパラメータに相違があるため、容易にインターフェイスシステムLOCAと判断することができる。</p> <p style="text-align: center;">表1 インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）時のパラメータの比較について</p> <table border="1" data-bbox="264 534 846 957"> <thead> <tr> <th>各パラメータ</th> <th>インターフェイスシステムLOCA</th> <th>1次冷却材喪失（LOCA）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1次系保有水</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>体積制御タンク水位</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てん水流量</td> <td>増加</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器圧力</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器水位</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>格納容器温度</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内パラメータ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器サンプル水位</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>凝縮液量測定装置水位</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>格納容器内エアロック区域エリアモニタ（R-2）</td> <td>変化なし^{※1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口側逃がし弁動作時）</td> <td>上昇</td> <td>変化なし^{※2}</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器外パラメータ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉周辺建屋サンプルタンク水位</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> <tr> <td>排気筒ガスモニタ（R-21）</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> <tr> <td>余熱除去ポンプ出口圧力</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">※1 加圧器逃がしタンクラブチャディスクが破損した場合は上昇する。 ※2 加圧器安全弁又は加圧器逃がし弁が漏えいした場合は上昇する。</p> <p>2. インターフェイスシステムLOCA時の漏えい場所（エリア）の特定方法について インターフェイスシステムLOCA発生時は、中央制御室から電動弁を閉操作し、1次冷却材系と系統分離を実施する。余熱除去系は図1に示すとおり、各部屋を分離し漏水検知器等が設置されており、余熱除去ポンプ室、余熱除去冷却器室、余熱除去系統配管室及び再循環弁室については漏えい場所（エリア）の特定が可能である。また、漏えい発生時は火災報知器が動作する可能性が高く、監視カメラの情報も漏えい場所（エリア）特定の参考にすることが可能である。</p>	各パラメータ	インターフェイスシステムLOCA	1次冷却材喪失（LOCA）	1次系保有水			体積制御タンク水位	低下	←	充てん水流量	増加	←	加圧器圧力	低下	←	加圧器水位	低下	←	原子炉格納容器			格納容器圧力	変化なし ^{※1}	上昇	格納容器温度	変化なし ^{※1}	上昇	原子炉格納容器内パラメータ			格納容器サンプル水位	変化なし ^{※1}	上昇	凝縮液量測定装置水位	変化なし ^{※1}	上昇	格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）	変化なし ^{※1}	上昇	格納容器内エアロック区域エリアモニタ（R-2）	変化なし ^{※1}	上昇	加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口側逃がし弁動作時）	上昇	変化なし ^{※2}	原子炉格納容器外パラメータ			原子炉周辺建屋サンプルタンク水位	上昇	変化なし	排気筒ガスモニタ（R-21）	上昇	変化なし	余熱除去ポンプ出口圧力	上昇	変化なし	<p style="text-align: center;">添付資料 1.3.21</p> <p style="text-align: center;">インターフェイスシステムLOCA時の漏えい確認方法</p> <p>1. インターフェイスシステムLOCA発生時の判断方法について インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）は、どちらも1次冷却材の漏えい事象だが大きな違いは、漏えい箇所が原子炉格納容器の内と外で異なる点である。表1に示す通り、どちらの事象も1次冷却系保有水に関するパラメータは同様の兆候を示すが、原子炉格納容器の内と外でサンプル水位、放射線モニタ等のパラメータに相違があるため、容易にインターフェイスシステムLOCAと判断することができる。</p> <p style="text-align: center;">表1 インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）時のパラメータの比較について</p> <table border="1" data-bbox="1146 486 1863 1021"> <thead> <tr> <th></th> <th>各パラメータ</th> <th>インターフェイスシステムLOCA</th> <th>1次冷却材喪失（LOCA）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">1次冷却系保有水</td> <td>体積制御タンク水位</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>充てんライン流量</td> <td>増加</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器圧力</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器水位</td> <td>低下</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉格納容器</td> <td>原子炉格納容器圧力</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>格納容器内温度</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">原子炉格納容器内パラメータ</td> <td>格納容器サンプル水位</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>凝縮液量測定装置水位</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>エアロックエリアモニタ（R-2）</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td>炉内核計装区域エリアモニタ（R-7）</td> <td>変化なし^{*1}</td> <td>上昇</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">原子炉格納容器外パラメータ</td> <td>加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口逃がし弁動作時）</td> <td>上昇</td> <td>変化なし^{*2}</td> </tr> <tr> <td>補助建屋サンプル水位</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> <tr> <td>排気筒ガスモニタ（R-21A、B）</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> <tr> <td>排気筒高レンジガスモニタ（R-80A、B）</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> <tr> <td></td> <td>余熱除去ポンプ出口圧力</td> <td>上昇</td> <td>変化なし</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">*1 加圧器逃がしタンクラブチャディスクが破損した場合は上昇する。 *2 加圧器安全弁又は加圧器逃がし弁が漏えいした場合は上昇する。</p> <p>2. インターフェイスシステムLOCA時の漏えい場所（エリア）の特定方法について インターフェイスシステムLOCA発生時は、中央制御室から電動弁を閉操作し、1次冷却系と系統分離を実施する。余熱除去系は図1に示す通り、各部屋が分離し漏水検知器等が設置されており、余熱除去ポンプ室、余熱除去冷却器室、安全補機配管室、再循環サンプル出口弁室、安全系ポンプバルブ室、安全系補機バルブ室及び格納容器貫通部室については漏えい場所（エリア）の特定が可能である。また、漏えい発生時は火災報知器が動作する可能性が高く、漏えい場所（エリア）特定の参考にすることが可能である。</p>		各パラメータ	インターフェイスシステムLOCA	1次冷却材喪失（LOCA）	1次冷却系保有水	体積制御タンク水位	低下	←	充てんライン流量	増加	←	加圧器圧力	低下	←	加圧器水位	低下	←	原子炉格納容器	原子炉格納容器圧力	変化なし ^{*1}	上昇	格納容器内温度	変化なし ^{*1}	上昇	原子炉格納容器内パラメータ	格納容器サンプル水位	変化なし ^{*1}	上昇	凝縮液量測定装置水位	変化なし ^{*1}	上昇	格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）	変化なし ^{*1}	上昇	エアロックエリアモニタ（R-2）	変化なし ^{*1}	上昇	炉内核計装区域エリアモニタ（R-7）	変化なし ^{*1}	上昇	原子炉格納容器外パラメータ	加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口逃がし弁動作時）	上昇	変化なし ^{*2}	補助建屋サンプル水位	上昇	変化なし	排気筒ガスモニタ（R-21A、B）	上昇	変化なし	排気筒高レンジガスモニタ（R-80A、B）	上昇	変化なし		余熱除去ポンプ出口圧力	上昇	変化なし	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p> <p style="text-align: center;">記載表現の相違 名称の相違</p> <p style="text-align: center;">設備の相違（相違理由⑦）</p>
各パラメータ	インターフェイスシステムLOCA	1次冷却材喪失（LOCA）																																																																																																																		
1次系保有水																																																																																																																				
体積制御タンク水位	低下	←																																																																																																																		
充てん水流量	増加	←																																																																																																																		
加圧器圧力	低下	←																																																																																																																		
加圧器水位	低下	←																																																																																																																		
原子炉格納容器																																																																																																																				
格納容器圧力	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
格納容器温度	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
原子炉格納容器内パラメータ																																																																																																																				
格納容器サンプル水位	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
凝縮液量測定装置水位	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
格納容器内エアロック区域エリアモニタ（R-2）	変化なし ^{※1}	上昇																																																																																																																		
加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口側逃がし弁動作時）	上昇	変化なし ^{※2}																																																																																																																		
原子炉格納容器外パラメータ																																																																																																																				
原子炉周辺建屋サンプルタンク水位	上昇	変化なし																																																																																																																		
排気筒ガスモニタ（R-21）	上昇	変化なし																																																																																																																		
余熱除去ポンプ出口圧力	上昇	変化なし																																																																																																																		
	各パラメータ	インターフェイスシステムLOCA	1次冷却材喪失（LOCA）																																																																																																																	
1次冷却系保有水	体積制御タンク水位	低下	←																																																																																																																	
	充てんライン流量	増加	←																																																																																																																	
	加圧器圧力	低下	←																																																																																																																	
	加圧器水位	低下	←																																																																																																																	
原子炉格納容器	原子炉格納容器圧力	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
	格納容器内温度	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
原子炉格納容器内パラメータ	格納容器サンプル水位	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
	凝縮液量測定装置水位	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
	格納容器じんあい・ガスモニタ（R-40、41）	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
	エアロックエリアモニタ（R-2）	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
	炉内核計装区域エリアモニタ（R-7）	変化なし ^{*1}	上昇																																																																																																																	
原子炉格納容器外パラメータ	加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度（余熱除去ポンプ入口逃がし弁動作時）	上昇	変化なし ^{*2}																																																																																																																	
	補助建屋サンプル水位	上昇	変化なし																																																																																																																	
	排気筒ガスモニタ（R-21A、B）	上昇	変化なし																																																																																																																	
	排気筒高レンジガスモニタ（R-80A、B）	上昇	変化なし																																																																																																																	
	余熱除去ポンプ出口圧力	上昇	変化なし																																																																																																																	

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 大飯3号炉及び4号炉余熱除去系漏えい確認設備概略図</p>	<p>図1 泊3号炉 余熱除去系漏えい確認設備概要図</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所3/4号炉

大飯3/4号炉比較対象なし

【女川2号炉の添付資料1.3.10を掲載】

手続		物理基準記載内容		解釈			
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 代務減圧	a. 手動操作による減圧	主従水素が使用可能	主従水素の空度がMSIV閉設定値(主従水素器内圧力)に	以下に維持可能な状態		
			タービンバイパス等の機能作が可能	タービン制御油圧力が規定(主タービン高圧制御油圧力)にて圧力監視が	以上)している状態		
			主従水素が使用不可	MSIV閉不能又はタービンバイパス作が動作不能、又は主従水素空度(空度)がMSIV閉設定値(主従水素器内圧力)にて	以下に維持可能な状態		
			主蒸気逃がし安全弁の機能作が可能	主蒸気逃がし安全弁作動用空室が確保(高圧蒸気ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が圧力監視値(1.0MPa[range]以上)され、かつ作動電圧が正常(電圧が電圧監視値が発生していない)な状態)			
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(2) 主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な空室喪失時の減圧	a. 高圧蒸気ガス供給系(非常用)による主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)駆動確保	高圧蒸気ガス供給系原子炉格納容器入口圧力監視値が発生した場合	高圧蒸気ガス供給系常用系原子炉格納容器入口圧力監視値(1.68MPa[range]以下)が発生している場合			
			b. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁(自動減圧機能)開閉	高圧蒸気ガス供給系高圧ガスポンプ出口圧力監視値が発生した場合	高圧蒸気ガス供給系高圧ガスポンプ出口圧力監視値(4.9MPa[range]以下)が発生している場合	代替高圧蒸気ガス供給系高圧ガス供給止め弁入口圧力指示値が	以上)に維持可能な状態
			(3) 主蒸気逃がし安全弁の首圧を考慮した減圧	高圧蒸気ガスポンプの作動空室供給圧力指示値が規定圧力未満	代替高圧蒸気ガス供給系高圧ガス供給止め弁入口圧力指示値が	以上)に維持可能な状態	

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

泊発電所3号炉

解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 1次冷却系のフイロアンドグランドによる原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧	添電用原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている
	(2) 蒸気発生器2次側からの除熱による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧(注水)	a. 電動補助給水ポンプ又はタービン駆動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 蒸気発生器へ注水するために必要な補助給水ピットの水位が確保されている 補助給水ピット水位が3%以上 b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位(換域)がRWL-1800mm以上 脱気器タンク水位が確保されている c. SO直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水 蒸気発生器へ注水するために必要な補助給水ピット水位が確保されている 補助給水ピット水位が3%以上 d. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプによる蒸気発生器への注水 代替給水ピットの水位が確保され、使用できる 代替給水ピットの目視による確認 e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプによる蒸気発生器への注水 原水槽の水位が確保され、使用できる 原水槽の目視による確認
	(3) 蒸気発生器2次側からの除熱による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧(蒸気放出)	a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている 補助給水流量：約80m ³ /h(蒸気発生器3基合計) ※有効性評価7.1.2「全交流動力電機喪失」の解析条件より引用 ※原燃熱の低下等により、適宜補助給水流量を調整 b. タービンバイパス弁による蒸気放出 2次冷却系の設備が運転中であり復水器の真空が維持されている 復水器真空が-66.7kPa以下
	(4) 加圧器補助スレイブ弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧	先でんポンプ運転及び燃料取替用水ピット又は体積制御タンクの水位が確保されている 燃料取替用水ピット水位が16.5%以上 体積制御タンク水位が16%以上
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系喪失時の減圧	a. 現場手動操作によるタービン駆動補助給水ポンプの機能回復 タービン駆動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ピットの水位が確保されている 補助給水ピット水位が3%以上 b. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復 補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている 補助給水流量：約80m ³ /h(蒸気発生器3基合計) ※有効性評価7.1.2「全交流動力電機喪失」の解析条件より引用 ※原燃熱の低下等により、適宜補助給水流量を調整
	(2) 主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁の作動に必要な制御用空気喪失時の減圧	a. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復 補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている 補助給水流量：約80m ³ /h(蒸気発生器3基合計) ※有効性評価7.1.2「全交流動力電機喪失」の解析条件より引用 ※原燃熱の低下等により、適宜補助給水流量を調整
	(4) 復旧	a. 現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復 補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている 補助給水流量：約80m ³ /h(蒸気発生器3基合計) ※有効性評価7.1.2「全交流動力電機喪失」の解析条件より引用 ※原燃熱の低下等により、適宜補助給水流量を調整 d. 代替交直電源設備による電動補助給水ポンプの機能回復 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ピットの水位が確保されている 補助給水ピット水位が3%以上
1.3.2.3 炉心損傷時における高圧容器穿漏気直加熱防止手順	-	炉心損傷 炉心出口温度が350℃以上及び格納容器内高圧レンジリアモニタ(高レンジ)の指示値が1×10 ⁵ Pa以上の場合
1.3.2.6 重大事故等対応設備(設計基準仕様)による対応手順	(1) 蒸気発生器2次側からの除熱による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧	b. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている 補助給水流量：約80m ³ /h(蒸気発生器3基合計) ※有効性評価7.1.2「全交流動力電機喪失」の解析条件より引用 ※原燃熱の低下等により、適宜補助給水流量を調整

【大飯】
 記載方針の相違(女川審査実績の反映)

添付資料 1.3.22-(1)

【女川】
 設備の相違による対応手段の相違

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																		
<p>大飯 3 / 4号炉比較対象なし</p>		<p>【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p>																		
<p>【女川2号炉の添付資料 1.3.10 を掲載】</p>	<p>添付資料 1.3.22-(2)</p>																			
<p style="text-align: center;">2. 操作手順の解釈一覧 (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>操作手順記載内容</th> <th>解釈</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順</td> <td>(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 a. 可能型代替直流電源設備による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 b. 主蒸気速がし安全弁可能型蓄電池による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 (2) 主蒸気速がし安全弁の作動に必要な要素喪失時の減圧 a. 高圧蒸気ガス供給系（非常用）による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）駆動解除 b. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放</td> <td>125V 直流主母線電 2B から 125V 直流主母線電 2B-1 への給電ラインを切り離し、125V 代替蓄電池による給電へ切り替えるように遮断器操作を実施 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 中央制御室端子盤 高圧蒸気ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定値以上 高圧蒸気ガス供給系蒸気ガスポンペ出口圧力低警報 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する</td> </tr> </tbody> </table>	手順	操作手順記載内容	解釈	1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 a. 可能型代替直流電源設備による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 b. 主蒸気速がし安全弁可能型蓄電池による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 (2) 主蒸気速がし安全弁の作動に必要な要素喪失時の減圧 a. 高圧蒸気ガス供給系（非常用）による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）駆動解除 b. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放	125V 直流主母線電 2B から 125V 直流主母線電 2B-1 への給電ラインを切り離し、125V 代替蓄電池による給電へ切り替えるように遮断器操作を実施 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 中央制御室端子盤 高圧蒸気ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定値以上 高圧蒸気ガス供給系蒸気ガスポンペ出口圧力低警報 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する	<p style="text-align: center;">2. 操作手順の解釈一覧</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>操作手順記載内容</th> <th>解釈</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順</td> <td>(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 b. 現場手動操作による主蒸気速がし弁の機構回復</td> <td>補助給水ポンプ出口流量調節弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整 無負荷水位（蒸気発生器水位（減域3%））に調整</td> </tr> <tr> <td>1.3.2.4 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の対応手順</td> <td>-</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件 余熱除去系の運転条件</td> </tr> <tr> <td>1.3.2.5 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順</td> <td>-</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件</td> </tr> </tbody> </table>	手順	操作手順記載内容	解釈	1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 b. 現場手動操作による主蒸気速がし弁の機構回復	補助給水ポンプ出口流量調節弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整 無負荷水位（蒸気発生器水位（減域3%））に調整	1.3.2.4 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の対応手順	-	非常用炉心冷却設備停止条件 余熱除去系の運転条件	1.3.2.5 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順	-	非常用炉心冷却設備停止条件	<p>【女川】 設備の相違による対応手段の相違</p>
手順	操作手順記載内容	解釈																		
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 a. 可能型代替直流電源設備による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 b. 主蒸気速がし安全弁可能型蓄電池による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 (2) 主蒸気速がし安全弁の作動に必要な要素喪失時の減圧 a. 高圧蒸気ガス供給系（非常用）による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）駆動解除 b. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放	125V 直流主母線電 2B から 125V 直流主母線電 2B-1 への給電ラインを切り離し、125V 代替蓄電池による給電へ切り替えるように遮断器操作を実施 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 中央制御室端子盤 高圧蒸気ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定値以上 高圧蒸気ガス供給系蒸気ガスポンペ出口圧力低警報 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する																		
手順	操作手順記載内容	解釈																		
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧 b. 現場手動操作による主蒸気速がし弁の機構回復	補助給水ポンプ出口流量調節弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整 無負荷水位（蒸気発生器水位（減域3%））に調整																		
1.3.2.4 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の対応手順	-	非常用炉心冷却設備停止条件 余熱除去系の運転条件																		
1.3.2.5 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順	-	非常用炉心冷却設備停止条件																		
<p style="text-align: center;">2. 操作手順の解釈一覧 (2/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順</th> <th>操作手順記載内容</th> <th>解釈</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(3) 主蒸気速がし安全弁の背圧を考慮した減圧</td> <td>a. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる</td> <td>代替高圧蒸気ガス供給系蒸気ガス供給停止弁入口圧力指示値が 以上 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する</td> </tr> <tr> <td>1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順</td> <td>(1) 非常時操作手順書（最終ベース）「原子炉建屋制御」 - 原子炉圧力容器内の水位を TAP から TAP+100mm の間で維持する 原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替エリア放射能レベルが制限値以下</td> <td>原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 漏えい箇所に応じて中心スプレイスバー ज्या等の高さ以下に水位を維持することで漏えい量を抑制する ただし、炉心冷却維持のため TAP 以下にならない範囲で制御する 「原子炉建屋原子炉建屋放射能高」。「燃料取替エリア放射能高」警報が発生していないこと</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	手順	操作手順記載内容	解釈	(3) 主蒸気速がし安全弁の背圧を考慮した減圧	a. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる	代替高圧蒸気ガス供給系蒸気ガス供給停止弁入口圧力指示値が 以上 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する	1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順	(1) 非常時操作手順書（最終ベース）「原子炉建屋制御」 - 原子炉圧力容器内の水位を TAP から TAP+100mm の間で維持する 原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替エリア放射能レベルが制限値以下	原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 漏えい箇所に応じて中心スプレイスバー ज्या等の高さ以下に水位を維持することで漏えい量を抑制する ただし、炉心冷却維持のため TAP 以下にならない範囲で制御する 「原子炉建屋原子炉建屋放射能高」。「燃料取替エリア放射能高」警報が発生していないこと											
手順	操作手順記載内容	解釈																		
(3) 主蒸気速がし安全弁の背圧を考慮した減圧	a. 代替高圧蒸気ガス供給系による主蒸気速がし安全弁（自動減圧機能）開放 原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気速がし安全弁による減圧完了圧力となる	代替高圧蒸気ガス供給系蒸気ガス供給停止弁入口圧力指示値が 以上 原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する																		
1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順	(1) 非常時操作手順書（最終ベース）「原子炉建屋制御」 - 原子炉圧力容器内の水位を TAP から TAP+100mm の間で維持する 原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替エリア放射能レベルが制限値以下	原子炉圧力容器内の圧力が 0.34MPa [gauge] に到達する 漏えい箇所に応じて中心スプレイスバー ज्या等の高さ以下に水位を維持することで漏えい量を抑制する ただし、炉心冷却維持のため TAP 以下にならない範囲で制御する 「原子炉建屋原子炉建屋放射能高」。「燃料取替エリア放射能高」警報が発生していないこと																		

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

大飯発電所 3 / 4号炉

大飯 3 / 4号炉比較対象なし

【女川2号炉の添付資料 1.3.10 を掲載】

3. 弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
P54-F069A	RPIN 非常用非常用窒素ガス連絡弁(A)	中央制御室 原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋原子炉棟内)
P54-F069B	RPIN 非常用非常用窒素ガス連絡弁(B)	中央制御室 原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋原子炉棟内)
P54-F069A	RPIN 非常用非常用窒素ガス入口弁(A)	中央制御室 原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋原子炉棟内)
P54-F069B	RPIN 非常用非常用窒素ガス入口弁(B)	中央制御室 原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋原子炉棟内)
P54-F104A	代替 RPIN 第一隔離弁(A)	中央制御室
P54-F104B	代替 RPIN 第一隔離弁(B)	中央制御室
P54-F090A	代替 RPIN 窒素ガスボンベラック安全弁(出口ライン止め弁(A))	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F090B	代替 RPIN 窒素ガスボンベラック安全弁(出口ライン止め弁(B))	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F1005A	代替 RPIN 窒素ガスボンベ供給止め弁(A)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F1005B	代替 RPIN 窒素ガスボンベ供給止め弁(B)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F1007A	代替 RPIN 窒素ガスボンベラック供給弁(A)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F1007B	代替 RPIN 窒素ガスボンベラック供給弁(B)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F101A	代替 RPIN 窒素ガス供給止め弁(A)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F101B	代替 RPIN 窒素ガス供給止め弁(B)	原子炉建屋 地上1階(原子炉建屋付属棟内)
P54-F105A-1	代替 RPIN 窒素排気出口弁(A-1)	中央制御室
P54-F105A-2	代替 RPIN 窒素排気出口弁(A-2)	中央制御室
P54-F105B-1	代替 RPIN 窒素排気出口弁(B-1)	中央制御室
P54-F105B-2	代替 RPIN 窒素排気出口弁(B-2)	中央制御室

泊発電所 3号炉

添付資料 1.3.22-(3)

3. 弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
3PCV-3610	A-主蒸気逃がし弁	中央制御室, 周辺補機棟T.P.33.1m
3PCV-3620	B-主蒸気逃がし弁	中央制御室, 周辺補機棟T.P.33.1m
3PCV-3630	C-主蒸気逃がし弁	中央制御室, 周辺補機棟T.P.33.1m
3TCV-500A	A-タービンバイパス弁	中央制御室
3TCV-500B	B-タービンバイパス弁	中央制御室
3TCV-500C	C-タービンバイパス弁	中央制御室
3TCV-500D	D-タービンバイパス弁	中央制御室
3TCV-500E	E-タービンバイパス弁	中央制御室
3TCV-500F	F-タービンバイパス弁	中央制御室
3PCV-138	充てんライン流量制御弁	中央制御室
3V-CS-186	加圧器補助スプレイ弁	中央制御室
3V-CS-191	充てんライン止め弁	中央制御室
3V-IA-505A	A-制御用空気主蒸気逃がし弁供給弁	中央制御室
3V-IA-505B	B-制御用空気主蒸気逃がし弁供給弁	中央制御室
3V-IA-900	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁1	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-902	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁2	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-904	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁3	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-906	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁4	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-908	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁5	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-910	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁6	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-912	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁7	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-914	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル入口弁8	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-924	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル減圧弁	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-926	主蒸気逃がし弁操作用空気供給パネル出口弁	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-796	PCV-3610, 3620, 3630代替制御用空気供給弁 (SA対策)	周辺補機棟T.P.10.3m
3V-IA-508A	A-原子炉格納容器内制御用空気供給元弁	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-508B	B-原子炉格納容器内制御用空気供給元弁	周辺補機棟T.P.17.8m
3PCV-452A	A-加圧器逃がし弁	中央制御室
3PCV-452B	B-加圧器逃がし弁	中央制御室
-	加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスボンベロ金弁1	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-864	加圧器逃がし弁操作用窒素供給パネル入口弁1	周辺補機棟T.P.17.8m
-	加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスボンベロ金弁2	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-866	加圧器逃がし弁操作用窒素供給パネル入口弁2	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-870	加圧器逃がし弁操作用窒素供給パネル減圧弁	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-514A	A-制御用空気原子炉格納容器内供給弁	中央制御室
3V-IA-514B	B-制御用空気原子炉格納容器内供給弁	中央制御室
3V-IA-872	加圧器逃がし弁操作用窒素供給パネル出口弁1	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-874	加圧器逃がし弁操作用窒素供給パネル出口弁2	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-509A	A-制御用空気C/V外側隔離弁T.V弁	周辺補機棟T.P.17.8m
3V-IA-509B	B-制御用空気C/V外側隔離弁T.V弁	周辺補機棟T.P.17.8m

相違理由

【大飯】
 記載方針の相違 (女川審査実績の反映)

【女川】
 設備の相違による対応手段の相違

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT104-9 r.8.0
提出年月日	令和5年6月30日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を
実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
に係る適合状況説明資料
比較表

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に 発電用原子炉を冷却するための手順等

令和5年6月

北海道電力株式会社



枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料			
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)			
1-1) 設計方針・運用・体制等を変更し、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. 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			
c. 当社が自主的に変更したもの : 下記2件			
<ul style="list-style-type: none"> ・屋外に設置していた自主対策設備の淡水源である「代替屋外給水タンク」を溢水対策に伴い撤去し、新たに「代替給水ピット」を設置するため、関連する資料を修正した。【例：比較表p 1.4-19】 ・屋外に設置する自主対策設備であるろ過水タンク及び2次系純水タンクの溢水対策に伴い、タンクの耐震化、タンク容量の見直し、2次系純水タンクの設置数の見直し（4基⇒2基）等の変更を行ったため、関連する資料を修正した。【例：添付資料1.4.3】 			
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 : 下記2件			
<ul style="list-style-type: none"> ・資料構成は、炉型が同じである大飯3/4号炉の対応手段及び操作手順の参照を基本とした上で、配管・弁の流路等を含めた設備の選定方針、文章構成や記載表現については、女川2号炉の審査実績を反映している。また、各図面においても、女川2号炉の審査実績を踏まえた資料構成や記載の充実化等の見直しを行っている。 ・重大事故等対処設備（設計基準拡張）の手順を追加 			
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			

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 大飯3/4号まとめ資料との比較結果の概要</p> <p>2-1) 設備の相違（以下については、相違理由欄にNo.を記載する）</p>			
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
①	<p>【炉心注水に使用する充てんポンプと水源(フロントライン系機能喪失時)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・A、B充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・復水ピット 	<p>【炉心注水に使用する充てんポンプと水源(フロントライン系故障時)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-16）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、3台ある充てんポンプのうち遠心式であるA、B号機を炉心注水に使用し、往復動式であるC号機は使用しないため、使用号機を限定した記載としている。また、充てんポンプの水源として、燃料取替用水ピットが使用できない場合に復水ピットが使用可能。 ・泊3号炉は、3台ある充てんポンプのすべてが遠心式であることから使用号機を限定していない。また、充てんポンプの水源として燃料取替用水ピットを使用し、補助給水ピットは水源として使用できる設備構成となっていない。 ・泊3号炉は、充てんポンプの水源として補助給水ピットは使用できないが、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイポンプにて補助給水ピットを水源とした炉心注水が可能であり、この設備構成は、伊方3号炉、玄海3/4号炉と同様である。また、充てんポンプ（充てん/高压注入ポンプ）の水源が燃料取替用水ピット（燃料取替用水タンク）のみである設備構成は、高浜1/2号炉、伊方3号炉、川内1/2号炉及び玄海3/4号炉と同様である。
②	<p>【常設設備による代替格納容器スプレイに使用する設備（フロントライン系機能喪失時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・恒設代替低圧注水ポンプ ・空冷式非常用発電装置 ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー 	<p>【常設設備による代替格納容器スプレイに使用する設備（フロントライン系故障時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイポンプ ・非常用交流電源設備 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-17）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、恒設代替低圧注水ポンプを起動する場合に空冷式非常用発電装置から給電する系統構成となっている。 ・泊3号炉は、非常用交流電源設備であるディーゼル発電機が健全であれば、非常用高压母線からも代替格納容器スプレイポンプへ給電可能であり、川内1/2号炉及び玄海3/4号炉と同様である。なお、サポート系故障時に代替格納容器スプレイポンプを起動する場合は、大飯3/4号炉と同様に常設代替交流電源設備により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 ・大飯3/4号炉は、空冷式非常用発電装置への燃料補給に使用する設備を記載しているが、泊3号炉は女川審査実績を反映し、可搬型タンクローリーによる燃料補給に使用するディーゼル発電機燃料油貯油槽、燃料タンク（SA）及びディーゼル発電機燃料油移送ポンプのこれら設備を「常設代替交流電源設備」に含めて整理している。
③	<p>【可搬型設備による代替炉心注水で使用する重大事故等対処設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬式代替低圧注水ポンプ ・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・仮設組立式水槽 ・送水車 ・軽油ドラム缶 <p>— (泊3号炉との比較対象なし)</p>	<p>【可搬型設備による代替炉心注水で使用する重大事故等対処設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・燃料補給設備 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備及び自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-19, 20）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、可搬式代替低圧注水ポンプの水源として仮設組立式水槽を使用し、送水車により海水を水槽に補給する。 ・泊3号炉の可搬型大型送水ポンプ車は、海又は淡水源から直接注水可能なため、仮設の水槽は不要であり、水源切替による注水の中断が発生しない海を水源とする手段を重大事故等対処設備による対応手段として整備し、淡水である代替給水ピットと原水槽は耐震性が確保できないことから自主対策設備による対応手段としている。なお、淡水である2次純水タンクとろ過水タンクは、原水槽への補給に使用する。（以降において、原水槽への補給手段は同様であるため記載を割愛する。） ・大飯3/4号炉の可搬式代替低圧注水ポンプは専用の電源車が必要であるが、泊3号炉の可搬型大型送水ポンプ車は車両エンジンを駆動源とすることから、専用の電源車は必要ない。専用の電源車を必要としないのは、伊方3号炉及び玄海3/4号炉と同様である。 ・原子炉容器への注水に用いる可搬型設備により、水源から直接注水する設備構成は、柏崎6/7号炉と同様である。また、海水及び淡水を注水する方針は、柏崎6/7号炉、伊方3号炉、川内1/2号炉及び玄海3/4号炉と同様である。 ・大飯3/4号炉の送水車の燃料補給に軽油ドラム缶を使用する。泊3号炉の可搬型大型送水ポンプ車は燃料補給設備であるディーゼル発電機燃料油貯油槽からディーゼル発電機燃料油移送ポンプ又はタンクローリーを用いて軽油を汲み上げ、タンクローリーにて燃料補給する。手順については技術的能力1.14まとめ資料に整理している。（以降において、燃料補給手段は同様であるため記載を割愛する。）

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

※ 本比較結果の概要において、設備を比較する場合は、女川2号炉の審査実績により追加した配管・弁等の記載は省略している。

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-1) 設備の相違（以下については、相違理由欄に No.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
④	<p>【蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動） 復水ピット 	<p>【蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> SG直接給水用高圧ポンプ 補助給水ピット 可搬型大型送水ポンプ車 代替給水ピット 原水槽 2次系純水タンク ろ過水タンク 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-36,37）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯 3/4 号炉は、可搬型設備である蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）（吐出圧力約 3.0MPa[gage]）により復水ピットを水源として、蒸気発生器へ注水する手段がある。 泊 3 号炉は、補助給水ポンプと同程度の揚程、容量である SG 直接給水用高圧ポンプを常設設備として設置しており、補助給水ピットを水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。なお、SG 直接給水用高圧ポンプは、ディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電により起動できる。 <ul style="list-style-type: none"> 電動補助給水ポンプ：揚程 約 900m、容量 約 90m³/h（1 台当たり） タービン動補助給水ポンプ：揚程 約 900m、容量 約 115m³/h SG 直接給水用高圧ポンプ：揚程 約 900m、容量 約 90m³/h 補助給水ポンプの代替手段として、常設のポンプにより補助給水ピット水を蒸気発生器へ注水する設計方針は伊方 3 号炉と同様である。また、泊 3 号炉は、可搬型大型送水ポンプ車（吐出圧力約 1.3MPa[gage]）により海又は淡水（代替給水ピット又は原水槽）を水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。 補助給水ポンプの代替手段として、可搬のポンプにより淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する設計方針は玄海 3/4 号炉及び川内 1/2 号炉と同様である。 	
⑤	<p>【溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の格納容器水張り（代替格納容器スプレー）で使用する重大事故等対処設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬式代替低圧注水ポンプ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） 仮設組立式水槽 送水車 軽油ドラム缶 	<p>【溶融炉心が原子炉容器に残存する場合の原子炉格納容器水張り（代替格納容器スプレー）で使用する自主対策設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 代替給水ピット 原水槽 2次系純水タンク ろ過水タンク 燃料補給設備 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備及び自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-33）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯 3/4 号炉は、有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、格納容器へスプレーする恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピットが枯渇する前に恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレーから可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレーに切り替える手順としていることから、可搬式代替低圧注水ポンプを重大事故等対処設備として整理している。 泊 3 号炉は、同じ有効性評価において、原子炉格納容器内へスプレーする代替格納容器スプレーポンプの水源である燃料取替用水ピットが枯渇する前に燃料取替用水ピットに海水を補給し、原子炉格納容器内へのスプレーを継続することで原子炉格納容器破損を防止する手順としている。このため、可搬設備による原子炉格納容器内へのスプレーに使用する可搬型大型送水ポンプ車は自主対策設備としている。 大飯 3/4 号炉とは基準要求に対する設計方針が相違するが、常設重大事故等対処設備の水源に水を補給することによって代替格納容器スプレーを継続する手段を有効性評価における格納容器破損防止対策とし、代替格納容器スプレーに使用する可搬型設備を自主対策設備と位置付けている点は、川内 1/2 号炉、玄海 3/4 号炉及び伊方 3 号炉と同様である。 大飯 3/4 号炉は、可搬式代替低圧注水ポンプの水源として仮設組立式水槽を使用し、送水車により海水を水槽に補給する。 泊 3 号炉の可搬型大型送水ポンプ車は、海又は淡水源から直接注水可能なため、仮設の水槽は不要である。 大飯 3/4 号炉の可搬式代替低圧注水ポンプは専用の電源車が必要であるが、泊 3 号炉の可搬型大型送水ポンプ車は車両エンジンを駆動源とすることから、専用の電源車は必要ない。専用の電源車を必要としないのは、伊方 3 号炉及び玄海 3/4 号炉と同様である。 	

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

※ 本比較結果の概要において、設備を比較する場合は、女川 2 号炉の審査実績により追加した配管・弁等の記載は省略している。

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-1) 設備の相違 （以下については、相違理由欄にNo.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
⑥	【代替炉心注水または代替再循環運転で使用する設備（サポート系機能喪失時）】 ・A余熱除去ポンプ（空調用冷水）	— （大飯3/4号炉との比較対象なし）	【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-20） ・大飯3/4号炉は、空調用冷水による代替補機冷却にてA余熱除去ポンプを使用する手段がある。 ・泊3号炉は、空調用冷水による代替補機冷却の手段を整備していないが、重大事故等対処設備である可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による代替補機冷却の手段を整備しており、高浜3/4号炉と同様である。 ・空調用冷水による代替補機冷却は、原子炉補機冷却水喪失に対するアクシデントマネジメント対策であり、先行PWRプラントは設備改造を行って整備した手段である。泊3号炉は建設時の設計段階において、敦賀2号炉にて実績のある原子炉補機冷却水サージタンク水位低信号によるトレン自動分離インターロックを採用し、空調用冷水による代替補機冷却の手段は不要としている。	
⑦	【運転停止中の炉心注水で使用する設備】 ・蓄圧タンクによる炉心注水	— （大飯3/4号炉との比較対象なし）	【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-47, 165） ・大飯3/4号炉は、運転停止中の炉心注水的手段として蓄圧タンクによる炉心注水を実施する。 ・泊3号炉は、作業安全への万一の影響に配慮して蓄圧タンクからの注水を実施しない方針としており、この方針は川内1/2号炉と同様である。なお、泊3号炉の停止時有効性評価では、全交流動力電源喪失時において、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水にて炉心損傷防止を図ることとしており、この方針は伊方3号炉、玄海3/4号炉と同様である。	
⑧	【格納容器再循環サンプ取水ラインの系統構成】 ・設計基準事故対処設備である「 <u>高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁</u> 」の故障時は、高圧注入ポンプによる「 <u>再循環運転</u> 」へ移行不可となり、A格納容器スプレイポンプによる「 <u>代替再循環運転</u> 」を実施する。	【格納容器再循環サンプ取水ラインの系統構成】 ・設計基準事故対処設備である「 <u>余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁</u> 」の故障時においても、高圧注入ポンプによる「 <u>再循環運転</u> 」が可能であり、「 <u>再循環運転</u> 」ができない場合にB一格納容器スプレイポンプによる「 <u>代替再循環運転</u> 」を実施する。	【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-12） ・大飯3/4号炉は、格納容器再循環サンプからの取水ラインが、余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプに繋がるラインと、格納容器スプレイポンプに繋がるラインの構成である。そのため、余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプに繋がるラインに設置している「高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁」の故障時は、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転を行う。 ・泊3号炉は、格納容器再循環サンプからの取水ラインが、余熱除去ポンプに繋がるラインと、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプに繋がるラインの構成である。そのため、余熱除去ポンプに繋がるラインに設置している「余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁」の故障時においても、格納容器再循環サンプを水源とした高圧注入ポンプによる再循環運転が可能である。	
⑨	【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイから炉心注水へ切替える手順】 ・中央制御室からの電動弁の操作により切替えが可能。	【代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイから炉心注水へ切り替える手順】 ・中央制御室からの電動弁の操作及び現場での <u>手動弁の操作</u> により切替えを実施。	【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-80） ・大飯3/4号炉は、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の系統構成で操作するRHRS-CSS連絡ライン弁が電動弁であり、注水先の切替えは中央制御室からの遠隔操作より実施可能。 ・泊3号炉は、RHRS-CSS連絡ラインの弁が手動弁であり、かつ流量調整を行うための手動弁を別途設置しているため、代替格納容器スプレイポンプの注水先の切替えは現場操作が必要である。注水先の切替えに現場操作が必要なのは、伊方3号炉と同様である。	

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-1) 設備の相違 （以下については、相違理由欄にNo.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
⑩	<p>【蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードで蒸気発生器へ送水する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ポンプ車 ・送水車 <p>【蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時の蒸気発生器からの排出先】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器ブローダウンタンク 	<p>【蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードで蒸気発生器へ送水する設備】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 <p>【蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時の蒸気発生器からの排出先】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・温水ピット 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-40, 134）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、ポンプ車にて取水した海水を送水車へ給水し、送水車により蒸気発生器へ注水する手順である。蒸気発生器からの排出は、主蒸気ドレンラインを使用し蒸気発生器ブローダウンタンクへ排出する。 ・泊3号炉は、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用可能な可搬型大型送水ポンプ車にて取水した海水を蒸気発生器へ直接注水する手順である。蒸気発生器からの排出は、主蒸気ドレンラインを使用し温水ピットへ排出する。 ・泊3号炉は、1台の可搬型大型送水ポンプ車にて蒸気発生器への注水が可能であり大飯3/4号炉と設備構成は相違するが、可搬の設備を用いて蒸気発生器へ海水を注水する設計方針は相違なし。 ・蒸気発生器へ注水した海水の排出先は相違するが、発電用原子炉の冷却機能としての相違はない。泊3号炉のようにタービン建屋の排水ピットへ排水する手順は伊方3号炉及び玄海3/4号炉と同様である。 	
⑪	<p>【RHRS-CSS連絡ライン使用時の系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHRS-CSS連絡ライン弁は電動弁であり、中央制御室からの遠隔操作が可能。<u>ただし、弁の電源が回復していない場合は現場手動操作</u> ・A格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（代替再循環運転）を行う場合において、A格納容器スプレイポンプが格納容器スプレイにより運転中の場合は、<u>ポンプ停止することなくRHRS-CSS連絡ラインの系統構成が可能。</u> 	<p>【RHRS-CSS連絡ライン使用時の系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHRS-CSS連絡ラインの弁は手動弁であり、<u>現場操作が必要。</u> ・B一格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（代替再循環運転）を行う場合において、B一格納容器スプレイポンプが格納容器スプレイにより運転中の場合は、<u>ポンプを一旦停止し、RHRS-CSS連絡ラインの系統構成完了後、ポンプを再起動する。</u> 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-77）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、RHRS-CSS連絡ライン弁が電動弁のため、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、A格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（代替再循環運転）を行う場合は、格納容器スプレイ中のA格納容器スプレイポンプの運転を継続したまま当該弁を開操作を実施する手順である。 ・泊3号炉は、RHRS-CSS連絡ラインの弁が手動弁のため現場操作が必要であり、B一格納容器スプレイポンプにより代替炉心注水（代替再循環運転）を行う場合は、格納容器スプレイ中のB一格納容器スプレイポンプを停止し、当該弁の開操作を実施後、ポンプを再起動する手順である。 ・泊3号炉の有効性評価「ECCS再循環機能喪失」において、B一格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、事象発生後約49分までに実施可能であること、また、有効性評価「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」においても事象発生後約2.2時間までに代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水が可能であることを確認しており、重大事故等対応においてRHRS-CSS連絡ライン弁が手動弁であることによる影響はない。 ・RHRS-CSS連絡ラインの弁を手動弁とする設計方針は、伊方3号炉、玄海3/4号炉と同様である。 	
⑫	<p>【A格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（代替再循環運転）時の監視計器】</p> <p>【監視項目「原子炉圧力容器内への注水量」】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・A余熱除去流量計（重大事故等対処設備） 	<p>【B一格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（代替再循環運転）時の監視計器】</p> <p>【監視項目「原子炉圧力容器内への注水量」】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B一格納容器スプレイ流量（自主対策設備） ・B一格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）（重大事故等対処設備） 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-77）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水（代替再循環運転）を実施する場合は、注水流量を「A余熱除去流量計」により監視する。 ・泊3号炉は、B一格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水（代替再循環運転）を実施する場合は、注水流量を「B一格納容器スプレイ流量」及び「B一格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）」にて監視する。（操作手順では「B一格納容器スプレイ流量等」と記載する。）原子炉容器内への注水量を重大事故等対処設備及び自主対策設備の監視計器により確認するのは、美浜3号炉と同様である。 ・泊3号炉と大飯3/4号炉の監視計器は相違するが、原子炉容器への注水量を把握するための監視計器を整備していることに相違はない。 	
<p>※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。</p> <p>※ 本比較結果の概要において、設備を比較する場合は、女川2号炉の審査実績により追加した配管・弁等の記載は省略している。</p>				

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-1) 設備の相違 （以下については、相違理由欄に No.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
⑬	<p>【恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水時の監視計器】</p> <p>【監視項目「原子炉圧力容器内への注水量」】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ A余熱除去流量計（重大事故等対処設備） ・ 恒設代替低圧注水積算流量計（重大事故等対処設備） 	<p>【代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水時の監視計器】</p> <p>【監視項目「原子炉圧力容器内への注水量」】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量（重大事故等対処設備） 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-85）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大飯3/4号炉は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施する場合は、注水流量を「A余熱除去流量計」及び「恒設代替低圧注水積算流量計」により監視する。（操作手順では、「余熱除去流量等」と記載） ・ 泊3号炉は、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水を実施する場合は、注水流量を「代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量」にて監視する。原子炉容器内への注水量を1つの重大事故等対処設備の監視計器により確認するのは、玄海3/4号炉と同様である。 ・ 泊3号炉と大飯3/4号炉の監視計器は相違するが、原子炉容器への注水量を把握するための監視計器を整備していることに相違はない。 	
⑭	<p>【B充てんポンプ（自己冷却）の自己冷却ラインの系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 自己冷却ラインの系統構成において、化学体積制御系と原子炉補機冷却水系を接続するため、<u>ディスタンスピースの取替え作業が必要。</u> 	<p>【B-充てんポンプ（自己冷却）の自己冷却ラインの系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 自己冷却ラインの系統構成において、化学体積制御系と原子炉補機冷却水系の接続は、<u>弁操作により実施する。</u> 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-104）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大飯3/4号炉のB充てんポンプの自己冷却ラインは、通常運転時において化学体積制御系と原子炉補機冷却水系をディスタンスピースで分離する設計であり、ディスタンスピースの取替え作業が必要。 ・ 泊3号炉のB-充てんポンプの自己冷却ラインは、通常運転時において化学体積制御系と原子炉補機冷却水系を多重の弁により分離する設計であり、弁操作により系統構成を実施する。設計方針は相違するが、代替炉心注水の機能に相違なし。 	
⑮	<p>【A格納容器スプレイポンプ自己冷却ラインの系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 自己冷却ラインの系統構成において、格納容器スプレイ系と原子炉補機冷却水系を接続するため、<u>ディスタンスピースの取替え作業が必要。</u> 	<p>【B-格納容器スプレイポンプ自己冷却ラインの系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 自己冷却ラインの系統構成において、格納容器スプレイ系と原子炉補機冷却水系を接続するため、<u>弁操作と可搬型ホースの接続作業が必要。</u> 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-106）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大飯3/4号炉のA格納容器スプレイの自己冷却ラインは、通常運転時において格納容器スプレイ系と原子炉補機冷却水系をディスタンスピースで分離する設計であり、ディスタンスピースの取替え作業が必要。 ・ 泊3号炉のB-格納容器スプレイポンプの自己冷却ラインは、通常運転時において格納容器スプレイ系と原子炉補機冷却水系を可搬型ホースの取外しにより分離する設計であり、弁操作及び可搬型ホースの接続により系統構成を実施する。 ・ 設計方針は相違するが、代替炉心注水の機能に相違はなく、自主対策設備による対応手段の相違。 	
⑯	<p>【電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水の系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替炉心注水の系統構成において、消火水系と代替炉心注水ラインの接続は、<u>弁操作により実施する。</u> 	<p>【電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水の系統構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替炉心注水の系統構成において、消火水系と代替炉心注水ラインを接続するため、<u>弁操作と可搬型ホースの接続作業が必要。</u> 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表 p 1.4-85）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大飯3/4号炉の消火水ポンプの代替炉心注水ラインは、通常運転時において消火水系と代替炉心注水ラインを弁で分離する設計であり、弁操作により系統構成を実施する。 ・ 泊3号炉の消火水ポンプの代替炉心注水ラインは、通常運転時において消火水系と代替炉心注水ラインを可搬型ホースの取外しにより分離する設計であり、弁操作及び可搬型ホースの接続により系統構成を実施する。 ・ 設計方針は相違するが、代替炉心注水の機能に相違はなく、自主対策設備による対応手段の相違。 	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。				

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-2) 運用の相違 （以下については、相違理由欄にNo.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
①	<p>【1.4.2.1(1) a. (a) A、B充てんポンプによる炉心注水】</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>充てんポンプによる原子炉への注水は、<u>1次冷却材の漏えい規模によって注水量が不足するため、その場合はA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ又は可搬式代替低圧注水ポンプとあわせて使用する。</u></p> <p>【1.4.2.1(1) b. (a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水】</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>充てんポンプの故障等により原子炉への注水を充てん流量等にて確認できない場合に原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p>	<p>【1.4.2.1(1) a. (a) B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水】</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>充てんポンプによる原子炉容器への注水開始後、又は充てんポンプの故障等により原子炉容器への注水を充てん流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p>	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-74）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、充てんポンプの故障等に加えて、充てんポンプによる炉心注水では注水量が不足と判断した場合にもA格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水の手順に着手するため、充てんポンプによる炉心注水と他の代替炉心注水手段の併用について、充てんポンプによる炉心注水の操作の成立性の項目に記載している。 泊3号炉は、充てんポンプによる原子炉容器への注水開始後又は注水されていない場合にB-格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水の手順に着手する判断基準としているため、充てんポンプによる炉心注水の「操作の成立性」に大飯3/4号炉のような記載はなく、伊方3号炉、玄海3/4号炉と同様である。 記載内容は異なるが、充てんポンプによる原子炉容器への注水と他の代替炉心注水手段を併用する手順に相違なし。 	
②	<p>【再循環運転及び代替再循環運転（フロントライン系機能喪失時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転開始後、あわせて<u>A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。</u> 高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障により高圧及び低圧再循環運転が不能であれば、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。 	<p>【再循環運転及び代替再循環運転（フロントライン系故障時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉容器へ注水し、あわせて<u>格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転又はC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</u> 高圧注入ポンプが使用できない場合は、B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する。 	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表 p 1.4-101）</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯3/4号炉は、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転開始後、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転も併せて原子炉を冷却する。 泊3号炉は、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉容器へ注水し、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ又は格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する手順である。B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転は、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転ができない場合に実施する手順としており、この方針は伊方3号炉と同様である。 なお、大飯3/4号炉のフロントライン機能喪失時の高圧注入ポンプによる高圧再循環運転手順については、泊3号炉と同様であり格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ又は格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内の冷却を行う。 	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。				

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-2) 運用の相違 （以下については、相違理由欄にNo.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
③	<p>【「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（サポート系機能喪失時）」の手順着手の判断基準】</p> <p>「全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失において、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。」</p>	<p>【「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水（サポート系故障時）」の手順着手の判断基準】</p> <p>「全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時において、<u>1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合に</u>、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。」</p>	<p>【設計方針の相違（重大事故等対処設備）（例：比較表 p 1.4-102）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯 3/4 号炉は、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合において、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水側で準備を開始し、対応途中で、事象が進展し炉心損傷と判断すれば注水先を格納容器スプレイ側に切り替える手順である。 ・泊 3 号炉は、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時において、蓄圧タンクからの注水が開始されるような大規模な1次冷却材喪失が同時に発生した場合には、早期に炉心損傷に至ると判断し、代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイにて系統構成を行い、1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合に、炉心注水にて系統構成することから左欄に示す判断基準としている。なお、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水中に事象が進展し炉心損傷と判断すれば、注水先を原子炉格納容器へ切り替える手順を整備している。「1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合」を代替炉心注水の作業着手の判断基準として考慮する方針は、川内1/2号炉、玄海3/4号炉と同様である。 	
④	<p>【運転停止中における炉心注水の優先順位（フロントライン系機能喪失時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・蓄圧タンクによる炉心注水ができない場合に、A格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。 	<p>【運転停止中における炉心注水の優先順位（フロントライン系故障時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピットによる重力注水とB一格納容器スプレイポンプによる炉心注水を<u>同時並行</u>で実施する。 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備と重大事故等対処設備）（例：比較表 p 1.4-146, 162）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯 3/4 号炉は、①充てんポンプ→②高圧注入ポンプ→③燃料取替用水ピット（重力注水）→④蓄圧タンク→⑤A格納容器スプレイポンプ→⑥・・・の順で炉心注水を実施し、前段の手段ができない場合に次の手段に着手する。 ・泊 3 号炉は、①充てんポンプ→②高圧注入ポンプ→③燃料取替用水ピット（重力注水）、B一格納容器スプレイポンプ→④・・・の順で原子炉容器への注水を実施し、前段の手段ができない場合に次の手段に着手する手順は大飯と同様であるが、③燃料取替用水ピット（重力注水）とB一格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水については、同時注水が可能のため並行操作する手順としている。この方針は、伊方3号炉と同様である。 ・なお、泊 3 号炉が運転停止中において蓄圧タンクによる原子炉容器への注水を実施しない理由については、設備の相違⑦にて整理に記載したとおり。 	
⑤	<p>【運転停止中における炉心注水の優先順位（サポート系機能喪失時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピットによる重力注水ができない場合に、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同時並行で実施する。 	<p>【運転停止中における炉心注水の優先順位（サポート系故障時）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水ができない場合に、燃料取替用水ピットによる重力注水とB-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水を同時並行で実施する。 	<p>【設計方針の相違（自主対策設備と重大事故等対処設備）（例：比較表 p 1.4-146）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯 3/4 号炉は、①燃料取替用水ピット（重力注水）→②蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ→③B充てんポンプ（自己冷却）・・・の順で炉心注水を実施し、空冷式非常用発電装置からの給電後は、蓄圧タンクに加え恒設代替低圧注水ポンプにより継続的に炉心注水を実施する。燃料取替用水ピット（重力注水）による炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの給電前に実施することから、注水に必要な電動弁の開操作を現場で実施する。 ・泊 3 号炉は、①代替格納容器スプレイポンプ→②燃料取替用水ピット（重力注水）、B-充てんポンプ（自己冷却）→③・・・の順で炉心注水を実施し、②燃料取替用水ピット（重力注水）、B-充てんポンプ（自己冷却）は並行操作で対応する。 ・泊 3 号炉は、常設代替交流電源設備により電源を回復させ、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイポンプにより確実に原子炉容器へ注水する手順を第1優先とする。なお、燃料取替用水ピット（重力注水）による原子炉容器への注水は、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水ができない場合に実施する手順としており、常設代替交流電源設備からの給電後となることから、中央制御室で注水に必要な電動弁の開操作を実施する。 ・なお、泊 3 号炉が運転停止中において蓄圧タンクによる原子炉容器への注水を実施しない理由については、設備の相違⑦に記載したとおり。 	

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 記載方針の相違（以下については、相違理由欄にNo.を記載する）				
No.	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
①	<p>【1.4.1(2) d. 手順等】の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電所対策本部長</u>※7、<u>当直課長</u>、<u>運転員等</u>※8及び<u>緊急安全対策要員</u>※9の対応として・・・手順等に定める（第1.4.1表～第1.4.6表）。</p> <p>※7 <u>発電所対策本部長</u>：重大事故等発生時における<u>発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。</u></p> <p>※8 <u>運転員等</u>：<u>運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。</u></p> <p>※9 <u>緊急安全対策要員</u>：<u>重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。</u></p>	<p>【1.4.1(2) d. 手順等】の記載】</p> <p>これらの手順は、<u>発電課長（当直）</u>、<u>運転員及び災害対策要員</u>の対応として・・・手順等に定める（第1.4.1表）。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称以外に「運転員等」という名称を使用していることから、要員名称の定義を記載している。（例：比較表p 1.4-71） ・泊3号炉は、技術的能力1.0にて整理する要員の名称を記載している場合、改めて要員名称の定義は記載しないこととしており、記載方針は女川2号炉及び伊方3号炉と同様である。 	
②	<p>【1.4.1(2) a. (a) ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備】の記載】</p> <p>「炉心注水、代替炉心注水、再循環運転及び代替再循環運転で使用する設備のうち・・・は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。」</p>	<p>【1.4.1(2) a. (a) v. 重大事故等対処設備と自主対策設備】の記載】</p> <p>「炉心注水で使用する設備のうち・・・は、いずれも重大事故等対処設備と位置付ける。」 「代替炉心注水で使用する設備のうち・・・」 「再循環運転で使用する設備のうち・・・」 「代替再循環運転で使用する設備のうち・・・」</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、対応手段を纏めて重大事故等対処設備を記載している。（例：比較表p 1.4-23） ・泊3号炉は、対応手段毎の重大事故等対処設備を明確にするため、手段毎に設備を記載しており、記載方針は伊方3号炉、玄海3/4号炉と同様である。 「1.4.1(2) a. (b) iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備」 「1.4.1(2) b. (a) iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備」 「1.4.1(2) b. (b) v. 重大事故等対処設備と自主対策設備」 「1.4.1(2) c. (a) viii. 重大事故等対処設備と自主対策設備」 「1.4.1(2) c. (b) vii. 重大事故等対処設備と自主対策設備」 	
③	<p>【「操作の成立性」の記載】</p> <p>「・・・は、中央制御室での遠隔操作が可能である。」</p>	<p>【「操作の成立性」の記載】</p> <p>「上記の操作は、中央制御室にて運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。 「操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。」</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、中央制御室の運転員による操作のみで対応する場合においても、要員数と通常の運転操作であることを「操作の成立性」へ記載している。（例：比較表p 1.4-74） 	
④	<p>— （泊3号炉との比較対象なし）</p>	<p>【中央制御室で対応する手順の「概要図」の整理】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・第1.4.32図「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」 ・第1.4.34図「タービンバイパス弁による蒸気放出」 	<ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、女川審査実績を反映し、中央制御室の運転操作のみで対応する手順についても概要図を整理している。大飯3/4号炉と泊3号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表p 1.4-130, 133） 	

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-4) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
・恒設代替低圧注水ポンプ	・代替格納容器スプレイポンプ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-17）	
・A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）	・B-格納容器スプレイポンプ又はB-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-17, 21）	
・A格納容器スプレイ冷却器	・B-格納容器スプレイ冷却器		
・A-格納容器スプレイポンプ再循環サンプ側入口格納容器隔離弁	・B-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁		
・A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）	・B-格納容器スプレイポンプ又はB-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-26, 105）	
・B高圧注入ポンプ（海水冷却）	・A-高圧注入ポンプ又は可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプ	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-28, 109）	
・大容量ポンプ	・可搬型大型送水ポンプ車	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-28） ・ポンプ容量は異なるが、代替補機冷却水（海水）を供給する機能に相違はないため、「設備名称の相違」に分類する。 ・大飯3/4号炉 大容量ポンプ（容量約1800m ³ /h） ・泊3号炉 可搬型大型送水ポンプ車（容量約300m ³ /h）	
・A、D格納容器再循環ユニット	・C、D-格納容器再循環ユニット	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-97）	
・電動消火ポンプ	・電動機駆動消火ポンプ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-18）	
・ディーゼル消火ポンプ	・ディーゼル駆動消火ポンプ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-18）	
・復水ピット	・補助給水ピット	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-17）	
・No. 3淡水タンク	・2次系純水タンク	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-97）	
・No. 2淡水タンク	・ろ過水タンク	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-18）	
・空冷式非常用発電装置	・常設代替交流電源設備	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-25）	
・炉外核計装置	・炉外核計装	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-86）	
・RCP	・1次冷却材ポンプ	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-112）	
・1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁	・1次冷却材ポンプ封水戻りラインC/V外側隔離弁	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-112）	
・可搬型格納容器水素ガス濃度計	・可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット	・設備名称の相違（例：比較表 p 1.4-119）	
・エバケーションアラーム	・格納容器内退避警報	・警報名称の相違（例：比較表 p 1.4-186）	
・ベージング装置	・所内通話設備	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-186）	
・復水器真空度	・復水器の真空	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-40）	
・余熱除去流量	・低圧注入流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-73）	
・原子炉水位	・原子炉容器水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-74）	
・充てん水流量	・充てん流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-73）	

※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-4) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
・格納容器圧力計（広域）	・格納容器圧力	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-119）	
・AM用格納容器圧力計	・格納容器圧力（AM用）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-119）	
・可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）	・可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-119）	
・主蒸気圧力	・主蒸気ライン圧力	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-133）	
・1次冷却系統水位	・1次冷却系統ループ水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表 p 1.4-146）	
・停止時SR中性子束高退避警報作動警報	・SR炉停止時中性子束高警報	・警報名称の相違（例：比較表 p 1.4-186）	
・蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用し、蒸気発生器ブローダウンタンクに排出させ、適時放射性物質濃度等を確認し排出する。	・蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用し、温水ピットに排出させ、適時水質を確認し排出する。	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.4-159） ・当該手段は蒸気発生器が健全な場合を想定した手順であることから、泊3号炉は「水質を確認し排出」と記載している。この記載は、伊方3号炉及び玄海3/4号炉と同様。	
【格納容器内自然対流冷却に使用する設備】 ・格納容器再循環ユニット	【格納容器内自然対流冷却に使用する設備】 ・C、D-格納容器再循環ユニット	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.4-94） ・泊3号炉は、格納容器内自然対流冷却時の使用ユニットを明確にしている。	
・恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順等	・発電用原子炉の冷却を維持する手順書等	・手順名称の相違（例：比較表 p 1.4-71）	
・恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量計 ・可搬式代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量計	・代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.4-79） ・大飯3/4号炉の「恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量計」と「可搬式代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量計」は同一計器。	
【格納容器内への注水量の記載】 「・・・注水量が、格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位計等により確認すれば原子炉への注水を停止する。」	【原子炉格納容器内への注水量の記載】 「・・・注水量が、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影響しない上限の高さまで注水されたことを格納容器水位等により確認すれば原子炉への注水を停止する。」	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.4-98） ・大飯3/4号炉は、原子炉格納容器内への注水量上限について、格納容器内自然対流冷却を成立させ、格納容器圧力計を水没させずに残存溶融炉心の冷却ができる原子炉格納容器内の水位を注水量の上限に設定している。 ・泊3号炉は、原子炉格納容器内への注水量上限について、格納容器内自然対流冷却を成立させ、監視に影響のない一部の格納容器圧力計の水没を考慮しても残存溶融炉心の冷却ができる原子炉格納容器内の水位を注水量の上限に設定している（川内1/2号炉、高浜3/4号炉、美浜3号炉及び伊方3号炉と同様）。 ・泊3号炉の記載表現は、監視に影響のない一部の格納容器圧力計の水没を考慮しているプラントのうち、美浜3号炉の記載と同様（美浜3号炉の設備名称は「格納容器循環冷暖房ユニット」）。 ・格納容器内自然対流冷却を成立させ、残存溶融炉心の冷却ができる水位を原子炉格納容器内への注水量上限に設定している観点では大飯3/4号と相違はない。	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-4) 記載表現、設備名称等の相違（以下については、相違理由を省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
・原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）	・原子炉格納容器	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-11） ・泊3号炉は「原子炉格納容器」を讀替えない	
・蒸気発生器2次側による炉心冷却	・蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-36）	
・多様性拡張設備	・自主対策設備	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-13）	
・概略系統	・概要図	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-73）	
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）	・主蒸気逃がし弁	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-43）	
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出	・主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-138）	
・熔融デブリ	・熔融炉心	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-12）	
・原子炉	・原子炉容器	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表 p 1.4-11）	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
・原子炉圧力容器	・原子炉容器	・記載表現の相違（例：比較表 p 1.4-12）	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-5) 相違識別の省略（以下については、各対応手順の共通の相違理由のため、本文中の相違識別と相違理由は省略する）			
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
<p>【「操作手順」の対応要員】</p> <ul style="list-style-type: none"> 当直課長 運転員等 発電所対策本部長 緊急安全対策要員 	<p>【「操作手順」の対応要員】</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電課長（当直） 運転員 災害対策要員 	<ul style="list-style-type: none"> 対応要員、要員名称の相違（例：比較表 p 1.4-71） 泊3号炉の本審査項目で整理する操作手順は、発電課長（当直）の指示により運転員と災害対策要員にて対応するため、発電所対策本部長へ依頼する作業はない。また、可搬型設備を取り扱う災害対策要員は、運転班の要員であることから、運転員と災害対策要員は連携して対応が可能である。 大飯3/4号炉の要員名称の定義については「記載方針の相違①」にて整理する。 大飯3/4号炉の本審査項目で整理する操作手順は、当直課長の指示により運転員等が対応するとともに、発電所対策本部長の指示により緊急安全対策要員が対応する。なお、手順着手は当直課長が判断し、運転員等と発電所対策本部長へ作業開始を指示する。 操作手順の比較において、これら要員の名称差異、作業開始指示及び完了報告に関する事項の差異識別は省略する。 	
<p>【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】</p> <p>「上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等○名、現場にて1ユニット当たり運転員等○名により作業を実施し、所要時間は約○分と想定する。」</p>	<p>【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】</p> <p>「上記の操作は、運転員（中央制御室）○名及び運転員（現場）○名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから・・・開始まで○分以内で可能である。」</p>	<ul style="list-style-type: none"> 泊3号炉は複数号炉の審査ではないため、「1ユニット当たり」の記載は必要ない。（例：比較表 p 1.4-78） 対応要員、操作対象機器の配置場所等の相違により、各対応手段の所要時間は相違することから、対応要員数と所要時間の相違識別は省略する。（例：比較表 p 1.4-78） なお、第1.4.1表「機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順」の「設備分類b（37条に適合する重大事故等対処設備）」に該当する対応手段については、重大事故対策の有効性評価における各事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の成立性を確認しており、各対応手段が要求される時間までに実施可能であることに相違はない。 	
※ 相違点を強調する箇所を下線部にて示す。			

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.4.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合</p> <p>b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合</p>	<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目次></p> <p>1.4.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備 (b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 復旧 ii. 重大事故等対処設備 (c) 熔融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備</p> <p>i. 低圧代替注水 ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p>	<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p style="text-align: center;"><目 次></p> <p>1.4.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合の対応手段及び設備</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備 i. 炉心注水 ii. 代替炉心注水 iii. 再循環運転 iv. 代替再循環運転 v. 重大事故等対処設備と自主対策設備 (b) サポート系故障時の対応手段及び設備 i. 代替炉心注水 ii. 代替再循環運転 iii. 復旧 iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備 (c) 熔融炉心が原子炉容器内に残存する場合の対応手段及び設備 i. 原子炉格納容器水張り ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合の対応手段及び設備 (a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備 i. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） ii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） iii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却 iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備 (b) サポート系故障時の対応手段及び設備 i. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） ii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） iii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却 iv. 復旧 v. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p>	<p>女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容は、灰色ハッチングとする。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】目次構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】目次構成の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 運転停止中の場合</p> <p>d. 手順等</p> <p>1.4.2 重大事故等時の手順等</p> <p>1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合</p> <p>(1) フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 炉心注水</p> <p>(a) A、B 充てんポンプによる炉心注水</p> <p>b. 代替炉心注水</p> <p>(a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水</p>	<p>b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>ii. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱</p> <p>iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 復旧</p> <p>ii. 重大事故等対処設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.4.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(c) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(d) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(e) ろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水</p>	<p>c. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 炉心注水</p> <p>ii. 代替炉心注水</p> <p>iii. 再循環運転</p> <p>iv. 代替再循環運転</p> <p>v. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>vi. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>vii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>viii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 代替炉心注水</p> <p>ii. 代替再循環運転</p> <p>iii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>iv. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>v. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>vi. 復旧</p> <p>vii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>d. 手順等</p> <p>1.4.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合の対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 炉心注水</p> <p>(a) 充てんポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>b. 代替炉心注水</p> <p>(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による原子炉容器への注水</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(c) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】目次構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【女川】記載箇所の相違</p> <p>・泊の比較対象は(b)</p> <p>【女川】記載箇所の相違</p> <p>・泊の比較対象は(d)</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>d. 代替再循環運転</p> <p>(a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転</p> <p>(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順</p> <p>e. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>f. 優先順位</p> <p>(2) サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 代替炉心注水</p> <p>(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(b) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水</p> <p>(c) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>(d) A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水</p> <p>(e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</p> <p>i. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転</p> <p>(b) 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合</p> <p>i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循</p>	<p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p>	<p>(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>d. 代替再循環運転</p> <p>(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転</p> <p>(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順</p> <p>e. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p> <p>a. 代替炉心注水</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(b) B充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水</p> <p>(c) B格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水</p> <p>(d) ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(e) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(f) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(g) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</p> <p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>(b) 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>環運転</p> <p>ii. B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転</p> <p>c. 格納容器隔離弁の閉止</p> <p>d. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>e. 優先順位</p> <p>(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等</p>	<p>a. 復旧</p> <p>(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <p>(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(c) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(d) ろ過水ポンプによる残存溶融炉心の冷却</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>c. 原子炉格納容器隔離弁の閉止</p> <p>d. 復旧</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水</p> <p>(b) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>e. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(3) 溶融炉心が原子炉容器内に残存する場合の対応手順</p> <p>a. 原子炉格納容器水張り</p> <p>(a) 格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融炉心の冷却</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】目次構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p>
<p>1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合</p> <p>(1) フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>(b) タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード</p>	<p>(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(c) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却</p> <p>(d) ろ過水ポンプによる残存溶融炉心の冷却</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合の対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>b. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>(b) タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出</p> <p>c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード</p> <p>(3) その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>(4) 優先順位</p>	<p>1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水</p>	<p>電用原子炉の冷却</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p> <p>a. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(d) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(e) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>b. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出</p> <p>c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>d. 復旧</p> <p>(a) 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>
<p>1.4.2.3 運転停止中の場合</p> <p>(1) フロントライン系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 炉心注水</p> <p>(a) A、B充てんポンプによる炉心注水</p> <p>(b) 高圧注入ポンプによる炉心注水</p> <p>(c) 蓄圧タンクによる炉心注水</p> <p>b. 代替炉心注水</p> <p>(a) 燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水</p> <p>(b) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水</p> <p>(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p>	<p>1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水</p>	<p>1.4.2.3 発電用原子炉停止中における対応手順</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>a. 炉心注水</p> <p>(a) 充てんポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(b) 高圧注入ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>b. 代替炉心注水</p> <p>(a) 燃料取替用水ピットからの重力注水による原子炉容器への注水</p> <p>(b) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【女川】記載箇所の相違 ・泊の比較対象は(e)</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>d. 代替再循環運転</p> <p>(a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転</p> <p>e. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p> <p>f. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>(b) タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>g. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード</p> <p>h. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>i. 優先順位</p> <p>(2) サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 代替炉心注水</p>	<p>(d) ろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>c. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱</p> <p>(a) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱</p> <p>d. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p>	<p>(d) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(e) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(f) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(g) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>d. 代替再循環運転</p> <p>(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替再循環運転</p> <p>e. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>f. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>(b) タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>g. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>h. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(2) サポート系故障時の対応手順</p> <p>a. 代替炉心注水</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水</p> <p>(b) 蓄圧タンクによる代替炉心注水</p> <p>(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(d) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水</p> <p>(e) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>(f) A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水</p> <p>(g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水</p> <p>(h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合</p> <p>i. B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転</p> <p>(b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合</p> <p>i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転</p> <p>ii. B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転</p> <p>c. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</p>		<p>(a) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(b) 燃料取替用水ピットからの重力注水による原子炉容器への注水</p> <p>(c) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水</p> <p>(d) B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水</p> <p>(e) ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(f) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(g) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>(h) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 発電用原子炉停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合</p> <p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>(b) 発電用原子炉停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合</p> <p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>c. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(b) SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>(c) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(d) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p> <p>(e) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水</p>	<p>【大飯】運用の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>d. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出</p> <p>e. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード</p> <p>a. 復旧</p> <p>(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱</p> <p>f. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>g. 優先順位</p> <p>(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等</p> <p>1.4.2.4 復旧に係る手順等</p> <p>添付資料 1.4.1 重大事故等対処設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.4.2 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備整理表</p> <p>添付資料 1.4.3 多様性拡張設備仕様</p> <p>添付資料 1.4.4 A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水</p> <p>添付資料 1.4.5 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p>	<p>a. 復旧</p> <p>(a) 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1.4.2.3 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱</p> <p>1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料 1.4.1 審査基準、基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料 1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.4.3 重大事故等対策の成立性</p> <p>1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>2. 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p>	<p>d. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>(a) 主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出</p> <p>e. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>f. 復旧</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水</p> <p>(b) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>(c) 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>g. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順</p> <p>1.4.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順</p> <p>(1) 高圧注入ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(2) 余熱除去ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>(3) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>(4) 余熱除去ポンプによる低圧再循環運転</p> <p>(5) 余熱除去ポンプによる発電用原子炉からの除熱</p> <p>1.4.2.5 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料 1.4.1 審査基準、基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料 1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料 1.4.3 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料 1.4.4 B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水</p> <p>添付資料 1.4.5 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.1～3の復旧にて整理 【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2 【大飯】資料構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】資料構成の相違（女川実績の反映） ・泊の比較対象は添付資料 1.4.1</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
添付資料 1.4.6 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水	添付資料 1.4.4 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて	添付資料 1.4.6 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水	【大飯】設備の相違（相違理由③）
添付資料 1.4.7 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水		添付資料 1.4.7 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水	
添付資料 1.4.8 A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転		添付資料 1.4.8 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水	
添付資料 1.4.9 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞時の対応手順について		添付資料 1.4.9 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水	
添付資料 1.4.10 全交流動力電源喪失とLOCA事象が重畳する場合の対応操作について		添付資料 1.4.10 B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転	
添付資料 1.4.11 B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水		添付資料 1.4.11 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞時の対応手順について	
添付資料 1.4.12 A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水		添付資料 1.4.12 全交流動力電源喪失時とLOCA事象が重畳する場合の対応操作について	
添付資料 1.4.13 全交流動力電源が喪失した状態においてRCPシールLOCAが発生した場合の手順		添付資料 1.4.13 B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水	
添付資料 1.4.14 1次冷却材ポンプ封水ライン隔離弁等閉操作		添付資料 1.4.14 B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水	
添付資料 1.4.15 原子炉格納容器内冷却状況の原子炉格納容器外温度計での確認について		添付資料 1.4.15 全交流動力電源が喪失した状態においてRCPシールLOCAが発生した場合の手順	
添付資料 1.4.16 炉心損傷時における原子炉格納容器破損防止等操作について		添付資料 1.4.16 1次冷却材ポンプ封水ライン隔離弁等閉操作	
添付資料 1.4.17 炉心損傷時の再循環運転について		添付資料 1.4.17 原子炉格納容器内の冷却状況の原子炉格納容器外温度計での確認について	【大飯】記載表現の相違 ・目次と添付の名称を統一
添付資料 1.4.18 ポンプ車を使用した蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード		添付資料 1.4.18 炉心損傷時における原子炉格納容器破損防止等操作について	
添付資料 1.4.19 1次冷却系への燃料取替用水ピット重力注水について		添付資料 1.4.19 炉心損傷時の再循環運転について	
添付資料 1.4.20 燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水		添付資料 1.4.20 可搬型大型送水ポンプ車を用いた蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	【大飯】設備の相違（相違理由④） 【大飯】記載表現の相違（表現の統一）
添付資料 1.4.21 蓄圧タンクによる代替炉心注水		添付資料 1.4.21 RCSへの燃料取替用水ピット重力注水について	【大飯】運用の相違（相違理由⑤）
添付資料 1.4.22 ミッドループ運転中の事故時における格納容器内作業員の退避について		添付資料 1.4.22 発電用原子炉停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の発電用原子炉の冷却手段	【大飯】設備の相違（相違理由⑦）
添付資料 1.4.23 運転停止中の除熱機能と炉心注水手段		添付資料 1.4.23 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 1.4.24 ミッドループ運転概要図		添付資料 1.4.24 発電用原子炉停止中の除熱機能と原子炉容器への注水手段	【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）
		添付資料 1.4.25 ミッドループ運転概要図	

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料 1.4.25 恒設代替低圧注水ポンプにおける優先順位の考え方及び他の機器への相互の悪影響について</p> <p>添付資料 1.4.26 代替炉心注水における各注水手段の信頼性について</p>	<p>添付資料 1.4.5 解釈一覧</p> <p>1. 判断基準の解釈一覧</p> <p>2. 操作手順の解釈一覧</p> <p>3. 弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>添付資料 1.4.26 代替格納容器スプレイポンプにおける優先順位の考え方及び他の機器への相互の悪影響について</p> <p>添付資料 1.4.27 代替炉心注水における各注水手段の信頼性について</p> <p>添付資料 1.4.28 解釈一覧</p> <p>1. 判断基準の解釈一覧</p> <p>2. 操作手順の解釈一覧</p> <p>3. 弁番号及び弁名称一覧</p>	<p>【大飯】資料構成の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。 (2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、以下のとおりである。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生して1次冷却系の保有水量を確保する必要がある場合に、非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する冷却機能。また、長期的な原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水ピットから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環運転による冷却機能。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。 (2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレィ系による冷却機能である。</p> <p>また、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。 (2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、以下のとおりである。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生して1次冷却系の保有水量を確保する必要がある場合に、非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する冷却機能。また、長期的な発電用原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水ピットから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環運転による冷却機能。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合又は発電用原子炉停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） ・泊は「発電用原子炉」を読替えない ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.4.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧状態にある場合には、以下の機能により原子炉を冷却する。</p> <p>なお、選定に当たり1次冷却系の保有水量により原子炉の冷却手段が異なるため、1次冷却材喪失事象が発生している場合、1次冷却材喪失事象が発生していない場合及び運転停止中に分けて整理する。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生している場合に、1次冷却系の保有水量を確保し、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水ピットを設置する。また、1次冷却材喪失事象後の再循環運転による原子炉の冷却が必要である場合の設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置する。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。</p> <p>運転停止中において、崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。</p> <p>なお、本条項での運転停止中とは、1次冷却材温度 177℃以下及び1次冷却材圧力 2.7MPa [gage] 以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が格納容器の外にある場合を除く。）とする。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対して対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図～第1.4.4図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。</p> <p>また、1次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、格納容器の破損を防止する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。</p>	<p>1.4.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系を設置している。</p> <p>発電用原子炉停止中において、発電用原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4-1図）。</p> <p>また、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。</p>	<p>1.4.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として、以下を設置している。</p> <p>なお、選定に当たり1次冷却系の保有水量により発電用原子炉の冷却手段が異なるため、1次冷却材喪失事象が発生している場合、1次冷却材喪失事象が発生していない場合及び発電用原子炉停止中に分けて整理する。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生している場合に、1次冷却系の保有水量を確保し、発電用原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水ピットを設置している。また、1次冷却材喪失事象後の再循環運転による発電用原子炉の冷却が必要である場合の設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置している。</p> <p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備により発電用原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置している。</p> <p>発電用原子炉停止中において、発電用原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置している。</p> <p>なお、本条項での発電用原子炉停止中とは、1次冷却材温度 177℃未満及び1次冷却材圧力 2.7MPa [gage] 以下で余熱除去設備により発電用原子炉を冷却している期間（すべての燃料が原子炉格納容器の外にある場合を除く。）とする。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図）。</p> <p>また、1次冷却材喪失事象後、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、溶融炉心が原子炉容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】記載表現の相違（大飯実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・泊は保安規定で定める原子炉の運転モード4の「177℃未満」と同じ記載表現としており、玄海と同様。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】記載内容の相違（大飯実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。</p> <p>※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。</p> <p>(添付資料 1.4.1、1.4.2、1.4.3)</p>	<p>重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備※を選定する。</p> <p>※ 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十七条及び「技術基準規則」第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	<p>重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備※を選定する。</p> <p>※ 自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十七条及び「技術基準規則」第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p> <p>(添付資料 1.4.1、1.4.2、1.4.3)</p>	<p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【女川】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p>
<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p>	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系(低圧注水モード又は原子炉停止時冷却モード)又は低圧炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等対処設備(設計基準拡張)として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・残留熱除去系 熱交換器・配管・弁・ストレーナ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む。) ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、燃料取替用水ピット、余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁及び格納容器再循環サンプスクリーンが健全であれば重大事故等対処設備(設計基準拡張)として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>高圧注入ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・ほう酸注入タンク ・燃料取替用水ピット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備(高圧注入系) 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>余熱除去ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去ポンプ ・燃料取替用水ピット ・余熱除去冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備(低圧注入系) 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 	<p>【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・設計基準拡張設備の整理</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・設計基準拡張設備の整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・設計基準拡張設備の整理</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いる。</p> <p>低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低圧炉心スプレイ系ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパー ジャ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系ポンプ ・原子炉圧力容器 ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉再循環系 配管・弁・ジェットポンプ ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 <p>高圧注入ポンプによる高圧再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・ほう酸注入タンク ・格納容器再循環サンブ ・格納容器再循環サンブスクリーン ・安全注入ポンプ再循環サンブ側入口 C/V 外側隔離弁 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 <p>余熱除去ポンプによる低圧再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去ポンプ ・格納容器再循環サンブ ・格納容器再循環サンブスクリーン ・余熱除去ポンプ再循環サンブ側入口弁 ・余熱除去冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 <p>余熱除去ポンプによる発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去ポンプ ・余熱除去冷却器 ・余熱除去設備 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・設計基準拡張設備の整理 【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・設計基準拡張設備の整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・設計基準拡張設備の整理 【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.4.1表～第1.4.6表に示す。</p> <p>a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として非常用炉心冷却設備である、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ燃料取替用水ピット、余熱除去冷却器又は高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障等を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。</p> <p>サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。</p> <p>また、炉心溶融後において、溶融デブリが原子炉容器に残存した場合を想定する。</p> <p>1次冷却材喪失事象の発生は、加圧器水位、圧力の低下、格納容器内温度、圧力の上昇、格納容器サンプ水位の上昇、凝縮液量測定装置の水位上昇、格納容器内の放射線モニタの指示上昇等により判断する。</p> <p>(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段</p> <p>非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ピットの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、炉心注水^{*2}により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水^{*3}により原子炉へ注水する手段がある。</p>	<p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、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）及び低圧炉心スプレイ系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障を想定する。</p> <p>さらに、炉心溶融後、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.4-1表に整理する。</p> <p>a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備</p> <p>【比較のため、上段より再掲】</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、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）及び低圧炉心スプレイ系の故障を想定する。</p> <p>また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障を想定する。</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>【比較のため、比較表p1.4-16より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.4.1表に整理する。</p> <p>a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合の対応手段及び設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、余熱除去冷却器又は余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁の故障等を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。</p> <p>サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。</p> <p>また、炉心溶融後において、溶融炉心が原子炉容器内に残存した場合を想定する。</p> <p>1次冷却材喪失事象の発生は、加圧器水位、圧力の低下、原子炉格納容器内温度、圧力の上昇、格納容器サンプ水位の上昇、凝縮液量測定装置の水位上昇及び原子炉格納容器内の放射線モニタの指示値上昇等により判断する。</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 炉心注水</p> <p>設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ピットの故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、炉心注水[*]により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>【女川】記載箇所の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は1.4.1(2)「a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合」、「b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合」及び「c. 発電用原子炉停止中の場合」の対応手段及び設備に分けて記載している。 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ A、B 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ビット ・ 復水ビット ・ ほう酸ポンプ ・ ほう酸タンク ・ 1次系補給水ポンプ ・ 1次系純水タンク <p>※2 炉心注水：設計基準事故対処設備で原子炉へ注水する手段をいう。</p>	<p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による発電用原子炉の冷却 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 復水移送ポンプ ・ 復水貯蔵タンク ・ 補給水系 配管・弁 ・ 残留熱除去系 配管・弁 ・ 高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・ 燃料プール補給水系 弁 ・ 原子炉圧力容器 ・ 非常用交流電源設備 	<p>(i) 充てんポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <p>充てんポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ビット ・ ほう酸ポンプ ・ ほう酸タンク ・ 1次系補給水ポンプ ・ 1次系純水タンク ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 常用電源設備 ・ 非常用交流電源設備 <p>※炉心注水：設計基準事故対処設備で発電用原子炉を冷却する手段をいう。</p> <p>ii. 代替炉心注水</p> <p>設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ビットの故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、代替炉心注水により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 流路等の設備を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【女川】炉型の相違による対応手段の相違 【女川】記載箇所の相違 ・ 泊との比較は後段の「代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却」にて実施する。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>代替炉心注水で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用） <p>・恒設代替低圧注水ポンプ</p> <p>・空冷式非常用発電装置</p> <p>・燃料取替用水ピット</p> <p>・復水ピット</p> <p>・燃料油貯蔵タンク</p> <p>・重油タンク</p> <p>・タンクローリー</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・代替所内電気設備 <p>(ii) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による発電用原子炉の冷却</p> <p>低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による発電用原子炉の冷却で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・直流駆動低圧注水系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・補給水系 配管 ・直流駆動低圧注水系 配管・弁 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁・スパージャ ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替直流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>また、上記所内常設蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 <p>【比較のため、比較表 p1.4-16 より再掲】</p> <p>(i) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による発電用原子炉の冷却</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による発電用原子炉の冷却で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水移送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉圧力容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・代替所内電気設備 	<p>(i) B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却</p> <p>B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B-格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・B-格納容器スプレイ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 <p>(ii) 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却で使用使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・補助給水ピット ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・電動消火ポンプ ・ディーゼル消火ポンプ ・No. 2淡水タンク</p>	<p>(iii) 低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却 低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・大容量送水ポンプ（タイプ1） ・淡水貯水槽（No.1） ・淡水貯水槽（No.2） ・ホース延長回収車 ・ホース・注水用ヘッダ・接続口 ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）及び淡水貯水槽（No.2））の淡水だけでなく、海水又はろ過水タンクの淡水も利用できる。</p> <p>(iv) 代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却 代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・代替循環冷却ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備</p> <p>(v) ろ過水ポンプによる発電用原子炉の冷却 ろ過水ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・ろ過水ポンプ ・ろ過水タンク ・ろ過水系 配管・弁</p>	<p>(iii) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・電動機駆動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ろ過水タンク</p>	<p>【女川】記載箇所の相違 ・泊との比較は後段の「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却」にて実施する。</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・可搬式代替低圧注水ポンプ ・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・仮設組立式水槽 ・送水車 <ul style="list-style-type: none"> ・軽油ドラム缶 	<ul style="list-style-type: none"> ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 <p>【比較のため、比較表 p1. 4-18 より再掲】</p> <p>(iii) 低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大容量送水ポンプ（タイプI） ・淡水貯水槽（No.1） ・淡水貯水槽（No.2） ・ホース延長回収車 ・ホース・注水用ヘッダ・接続口 ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）及び淡水貯水槽（No.2））の淡水だけでなく、海水又はろ過水タンクの淡水も利用できる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型ホース ・火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・常用電源設備 <p>(iv) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用取水設備 ・燃料補給設備 <p>(v) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・代替給水ピット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>※3 代替炉心注水：非常用炉心冷却設備による炉心注水ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、自己冷却又は空調用冷水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。</p> <p>再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる再循環運転^{*4}により原子炉へ注水する手段がある。</p> <p>再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-16 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・燃料補給設備 <p>(vi) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・燃料補給設備 <p>※ 代替炉心注水：設計基準事故対処設備による炉心注水ができない場合に、その代替手段として発電用原子炉を冷却する手段をいう。また、自己冷却を使用した代替補機冷却による注水時も同様。</p> <p>iii. 再循環運転</p> <p>再循環運転中に設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、高圧注入ポンプによる再循環運転[*]により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>高圧注入ポンプによる高圧再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン ・安全注入ポンプ再循環サンプ側入口 C/V 外側隔離弁 ・ほう酸注入タンク 	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>※4 再循環運転：設計基準事故対処設備で、格納容器に溜まった水を原子炉へ注水する手段をいう。</p> <p>再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器又は高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環運転※5により原子炉へ注水する手段がある。</p> <p>代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用） ・A格納容器スプレイ冷却器 ・A格納容器スプレイポンプ再循環サンプ側入口格納容器隔離弁 ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン <p>※5 代替再循環運転：非常用炉心冷却設備による再循環運転ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、空調用冷水又は海水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。</p>	<p>【比較のため、比較表 p1.4-16 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 <p>※ 再循環運転：設計基準事故対処設備で、原子炉格納容器に溜まった水を発電用原子炉へ注水する手段をいう。</p> <p>iv. 代替再循環運転</p> <p>再循環運転中に設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器又は余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、代替再循環運転※により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替再循環運転 B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B-格納容器スプレイポンプ ・B-格納容器スプレイ冷却器 ・B-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口/V外側隔離弁 ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 <p>※ 代替再循環運転：設計基準事故対処設備による再循環運転ができない場合に、その代替手段として原子炉容器へ注水する手段をいう。また、海水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。</p>	<p>・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、炉心注水により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水により原子炉へ注水する手段がある。</p> <p>炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ A、B 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 復水ピット ・ ほう酸ポンプ ・ 1次系補給水ポンプ <p>【比較のため記載順序変更】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ほう酸タンク ・ 1次系純水タンク 		<p>(ii) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順</p> <p>再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、炉心注水により原子炉容器への注水操作を行い、原子炉容器へ注水ができない場合は代替炉心注水により原子炉容器へ注水する手段がある。</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ ほう酸ポンプ ・ 1次系補給水ポンプ ・ B-格納容器スプレイポンプ ・ 代替格納容器スプレイポンプ ・ 電動機駆動消火ポンプ ・ ディーゼル駆動消火ポンプ ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 補助給水ピット ・ 代替給水ピット ・ 原水槽 ・ ほう酸タンク ・ 1次系純水タンク ・ 2次系純水タンク ・ ろ過水タンク ・ ほう酸注入タンク ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 再生熱交換器 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ B-格納容器スプレイ冷却器 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 燃料補給設備 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備 ・ 常用電源設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替炉心注水で使用する設備も記載 ・ 流路等の設備を整理

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>代替炉心注水に使用する設備は余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ピットの故障等時に使用する設備と同様。</p> <p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備 機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転及び代替再循環運転で使用する設備のうち、A、B充てんポンプ（以下「充てんポンプ」という。）、燃料取替用水ピット、復水ピット、A格納容器スプレイポンプ（RHR S-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、A格納容器スプレイ冷却器及びA格納容器スプレイポンプ再循環サンプ側入口格納容器隔離弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p>	<p>ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備 低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁、残留熱除去系配管・弁、高圧炉心スプレイ系配管・弁・スパーージャ、燃料プール補給水系弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、代替所内電気設備、直流駆動低圧注水系ポンプ、直流駆動低圧注水系配管・弁、大容量送水ポンプ（タイプI）、ホース延長回収車、ホース・注水用ヘッダ・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。 淡水貯水槽（No.1）及び淡水貯水槽（No.2）は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p>	<p>v. 重大事故等対処設備と自主対策設備 炉心注水で使用する設備のうち、充てんポンプ、燃料取替用水ピット、再生熱交換器、非常用炉心冷却設備配管・弁、化学体積制御設備配管・弁、1次冷却設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備として位置付ける。 原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。 代替炉心注水で使用する設備のうち、B一格納容器スプレイポンプ、代替格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、可搬型大型送水ポンプ車、B一格納容器スプレイ冷却器、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。 原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。 再循環運転で使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。 代替再循環運転で使用する設備のうち、B一格納容器スプレイポンプ、B一格納容器スプレイ冷却器、B-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、高圧注入ポンプ、充てんポンプ、代替格納容器スプレイポンプ、可搬型大型送水ポンプ車、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・女川は手順で使用する設備に対して他手順と同様としていない。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②） 【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②） 【大飯】設備の相違（相違理由③） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の炉心注水及び代替炉心注水で使用する設備も記載</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <p>【比較のため、下段より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2 淡水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク 原子炉補給系の補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効である。 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2 淡水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 	<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替循環冷却ポンプ 復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが、低圧で注水可能な設備であるため、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。 ろ過水ポンプ、ろ過水タンク、ろ過水配管・弁 耐震性が確保されておらず、復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが、ろ過水系が健全であれば、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。 	<p>弁、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、1次冷却設備、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、原子炉容器、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置づける。</p> <p>原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備による原子炉容器への注水機能が喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク 補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効である。 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット 水源である代替給水ピットは耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。 可搬型大型送水ポンプ車、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク 	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注水及び代替再循環運転により原子炉へ注水する手段がある。</p> <p>代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 恒設代替低圧注水ポンプ <p>【比較のため、下段より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> 復水ピット <ul style="list-style-type: none"> 空冷式非常用発電装置 <ul style="list-style-type: none"> B 充てんポンプ（自己冷却） 燃料取替用水ピット 復水ピット 	<p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>【比較のため、比較表 p1. 4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレー系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレー系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>水源である原水槽は耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる発電用原子炉の冷却ができない場合は、代替炉心注水により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 代替格納容器スプレーポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <p>代替格納容器スプレーポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレーポンプ 燃料取替用水ピット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 原子炉格納容器スプレー設備 配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器 補助給水ピット 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 <p>(ii) B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却</p> <p>B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> B-充てんポンプ 燃料取替用水ピット 	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊の代替格納容器スプレーポンプは可搬型代替交流電源設備から受電が可能。</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー <ul style="list-style-type: none"> ・A格納容器スプレィポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用） <ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル消火ポンプ ・No. 2淡水タンク <p>【比較のため、比較表 p1. 4-28 より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動消火ポンプ 		<ul style="list-style-type: none"> ・再生熱交換器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・化学体積制御設備 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 <p>(iii) B-格納容器スプレィポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却 B-格納容器スプレィポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B-格納容器スプレィポンプ <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型ホース ・燃料取替用水ピット ・B-格納容器スプレィ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレィ設備 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・常設代替交流電源設備 <p>(iv) ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却 ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ろ過水タンク <ul style="list-style-type: none"> ・電動機駆動消火ポンプ 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は可搬型タンクローリーによる燃料補給に使用するディーゼル発電機燃料油貯油槽、燃料タンク（SA）及びディーゼル発電機燃料油移送ポンプのこれら設備を「常設代替交流電源設備」に含めて整理している。 ・以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・ 仮設組立式水槽 ・ 送水車 ・ 軽油ドラム缶 		<ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型ホース ・ 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 常用電源設備 (v) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 非常用取水設備 ・ 燃料補給設備 (vi) 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 代替給水ビット ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 燃料補給設備 (vii) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 	<ul style="list-style-type: none"> 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 管路等の設備を整理 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】設備の相違（相違理由③） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 管路等の設備を整理 【大飯】設備の相違（相違理由③） 【大飯】設備の相違（相違理由③） 【大飯】設備の相違（相違理由③）

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> A余熱除去ポンプ（空調用冷水） 電動消火ポンプ <p>代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> B 高圧注入ポンプ（海水冷却） 大容量ポンプ 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレー系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレー系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 原水槽 2次系純水タンク ろ過水タンク 非常用炉心冷却設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 原子炉格納容器スプレー設備 配管・弁 給水処理設備 配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器 燃料補給設備 <p>ii. 代替再循環運転</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの再循環運転による発電用原子炉の冷却ができない場合は、代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> A-高圧注入ポンプ 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン A-安全注入ポンプ再循環サンブ側入口 C/V 外側隔離弁 ほう酸注入タンク 非常用炉心冷却設備 配管・弁 	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 比較表 1. 4-26 で比較する。 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 流路等の設備を整理 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 流路等の設備を整理

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・空冷式非常用発電装置</p> <p>・燃料油貯蔵タンク</p> <p>・重油タンク</p> <p>・タンクローリー</p> <p>・A余熱除去ポンプ（空調用冷水）</p> <p>【比較のため、比較表 p1. 4-193 より再掲】</p> <p>1.4.2.4 復旧に係る手順等</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源を設計基準対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。</p>	<p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却水系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>なお、発電用原子炉停止後は発電用原子炉からの除熱を長期的に行うため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、「b. (b) i. 復旧」にて整備する。</p> <p>(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。</p>	<p>・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁</p> <p>・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁</p> <p>・1次冷却設備</p> <p>・原子炉容器</p> <p>・非常用取水設備</p> <p>・常設代替交流電源設備</p> <p>・燃料補給設備</p> <p>iii. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる発電用原子炉の冷却ができない場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、自己冷却運転又は代替補機冷却により冷却水を確保することで充てんポンプ又は高圧注入ポンプを復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備及び代替補機冷却に使用する設備へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、充てんポンプ又は高圧注入ポンプを十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>(i) B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却</p> <p>B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>記載方針の相違（女川審査実績の反映）</p> <p>泊は可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給に使用する可搬型タンクローリー、ディーゼル発電機燃料油貯油槽等の設備を「燃料補給設備」と総称して記載している。</p> <p>以降、同様の相違は、相違理由の記載を省略する。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水及び代替再循環運転で使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、B充てんポンプ（自己冷却）、燃料取替用水ビット、復水ビット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、B高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンブ及</p>	<p>・残留熱除去系ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・残留熱除去系 熱交換器・配管・弁・ストレーナ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備</p> <p>なお、残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いる。</p> <p>(ii) 常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧 常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・低圧炉心スプレイ系ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・低圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパー ジャ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備</p> <p>ii. 重大事故等対処設備</p>	<p>・B-充てんポンプ ・燃料取替用水ビット ・再生熱交換器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・化学体積制御設備 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・常設代替交流電源設備</p> <p>(ii) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・A-高圧注入ポンプ ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・格納容器再循環サンブ ・格納容器再循環サンブスクリーン ・A-安全注入ポンプ再循環サンブ側入口C/V外側隔離弁 ・ほう酸注入タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用取水設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備</p> <p>iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備 代替炉心注水で使用する設備のうち、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ、燃料取替用水ビット、補助給水ビット、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、原子炉補機冷</p>	<p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②、③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・流路等の設備を整理</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>び格納容器再循環サンプスクリーンは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <p>・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）、燃料取替用水ピット 自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復</p>	<p>復旧で使用する設備のうち、原子炉補機代替冷却水系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、残留熱除去系ポンプ、サブプレッションチェンバ、残留熱除去系熱交換器・配管・弁・ストレナ、原子炉圧力容器、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）、非常用取水設備、低圧炉心スプレイ系ポンプ及び低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレナ・スパージャは重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p>	<p>却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>代替再循環運転で使用する設備のうち、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、非常用取水設備、常設代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。A-高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、A-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、1次冷却設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>復旧で使用する設備のうち、B-充てんポンプ、燃料取替用水ピット、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、再生熱交換器、非常用炉心冷却設備配管・弁、化学体積制御設備配管・弁、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、常設代替交流電源設備、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、A-高圧注入ポンプ、A-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、ほう酸注入タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、非常用炉心冷却設備 配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、1次冷却設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。 あわせて、その理由を示す。</p> <p>・ B-格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット 自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載内容の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2淡水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 A余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水ピット、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン 冷却水の供給設備である空調用冷凍機は耐震性がないものの、空調用冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。 <p>(c) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手段及び設備 i. 対応手段</p> <p>炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合は、格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）^{*6}により残存する溶融デブリを冷却する手段がある。</p>	<p>(c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備 i. 低圧代替注水</p> <p>炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより残存した溶融炉心を冷却する手段がある。</p>	<p>旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイポンプのバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット 水源である代替給水ピットは耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。 可搬型大型送水ポンプ車、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク 水源である原水槽は耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。 <p>(c) 溶融炉心が原子炉容器内に残存する場合の対応手段及び設備 i. 原子炉格納容器水張り</p> <p>炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉容器内に溶融炉心が残存する場合は、原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）[*]により残存した溶融炉心を冷却する手段がある。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器スプレイポンプ ・恒設代替低圧注水ポンプ ・空冷式非常用発電装置 ・燃料取替用水ピット ・復水ピット ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー ・電動消火ポンプ ・ディーゼル消火ポンプ ・No. 2淡水タンク ・可搬式代替低圧注水ポンプ ・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・仮設組立式水槽 ・送水車 ・軽油ドラム缶 <p>【比較のため、上段より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・空冷式非常用発電装置 <p>※6 格納容器水張り：格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内にスプレイすることで炉心本体を水で満たすことをいう。</p>	<p>(i) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による残存溶融炉心の冷却</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水移送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・残留熱除去系ヘッドスプレイ 配管・弁 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・代替所内電気設備 	<p>(i) 格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融炉心の冷却</p> <p>格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器スプレイポンプ ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・補助給水ピット ・電動機駆動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ろ過水タンク ・可搬型大型送水ポンプ車 ・燃料補給設備 ・代替給水ピット ・原水槽 ・2次系純水タンク ・格納容器スプレイ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイリング ・スプレイノズル ・原子炉格納容器 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用取水設備 ・原子炉補機冷却設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・非常用交流電源設備 ・常用電源設備 <p>※ 原子炉格納容器水張り：格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内にスプレイすることで炉心本体を水で満たすことをいう。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載箇所の相違 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由⑤） 【大飯】設備の相違（相違理由⑤） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊の代替格納容器スプレイポンプは可搬型代替交流電源設備から受電が可能。

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による残存熔融炉心の冷却 低圧代替注水系（可搬型）による残存熔融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大容量送水ポンプ（タイプI） ・淡水貯水槽（No.1） ・淡水貯水槽（No.2） ・ホース延長回収車 ・ホース・注水用ヘッダ・接続口 ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・残留熱除去系ヘッドスプレー 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による残存熔融炉心の冷却は、代替淡水源（淡水貯水槽（No.1）及び淡水貯水槽（No.2））の淡水だけでなく、海水又はろ過水タンクの淡水も利用できる。</p> <p>(iii) 代替循環冷却系による残存熔融炉心の冷却 代替循環冷却系による残存熔融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ ・残留熱除去系ヘッドスプレー 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 <p>(IV) ろ過水ポンプによる残存熔融炉心の冷却 ろ過水ポンプによる残存熔融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ろ過水ポンプ ・ろ過水タンク ・ろ過水系 配管・弁 ・補給水系 配管・弁 ・残留熱除去系 配管・弁 ・残留熱除去系ヘッドスプレー 配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 		<p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>審査基準及び基準規則で要求される格納容器水張りで使用される設備のうち、格納容器スプレイポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水ピット、復水ピット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車及び軽油ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p> <p>これらの重大事故等対処設備により、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合においても、残存する溶融デブリを冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2 淡水タンク <p>消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。</p> <p>【比較のため、玄海3/4号炉技術的能力1.4まとめ資料より引用（下線部が泊と同様）】</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル注入ポンプ、中間受槽、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー <p>可搬型ホース及びポンプ車等の運搬、接続作業に時間を要するため、常設設備と比べて短時間で確実な注水を担保することは困難であるが、水源を特定しない代替手段として有効である。</p>	<p>ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>低圧代替注水で使用される設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ、高圧炉心スプレイ系配管・弁、燃料プール補給水系弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、代替所内電気設備、大容量送水ポンプ（タイプI）、ホース延長回収車、ホース・注水用ヘッダ・接続口、代替循環冷却ポンプ、サブプレッションチェンバ、残留熱除去系熱交換器、原子炉補機代替冷却水系及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>淡水貯水槽（No. 1）及び淡水貯水槽（No. 2）は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>（添付資料 1.4.1）</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合においても、残存した溶融炉心を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系ヘッドスプレイ 配管・弁 <p>残留熱除去系注入配管からの注水と同等の流量は確保できないが、低圧で注水が可能な設備であるため、残留熱除去系（A）及び（B）注入配管から注水ができない場合において、残存した溶融炉心を冷却する手段として有効である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ろ過水ポンプ、ろ過水タンク、ろ過水系配管・弁 <p>耐震性が確保されておらず、復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが、ろ過水系が健全であれば、残存した溶融炉心を冷却する手段として有効である。</p>	<p>ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>原子炉格納容器水張りで使用される設備のうち、格納容器スプレイポンプ、代替格納容器スプレイポンプ、常設代替交流電源設備、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、格納容器スプレイ冷却器、非常用炉心冷却設備配管・弁、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、スプレイング、スプレインズル、原子炉格納容器、可搬型代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>（添付資料 1.4.1）</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、溶融炉心が原子炉容器内に残存する場合においても、残存した溶融炉心を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク <p>消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク <p>可搬型ホース等の運搬及び接続作業に時間を要するため、常設設備と比べて短時間で確実な注水を確保することは困難であるが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等を想定する。</p> <p>また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失を想定する。</p> <p>(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・復水ピット ・蒸気発生器 <p>・電動主給水ポンプ</p> <p>・脱気器タンク</p>	<p>【比較のため、比較表 p1.4-15 より再掲】</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、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）及び低圧炉心スプレイ系の故障を想定する。</p> <p>また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障を想定する。</p> <p>【比較のため、比較表 p1.4-16 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合の対応手段及び設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等を想定する。</p> <p>また、サポート系故障として全交流動力電源喪失を想定する。</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>(ii) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動主給水ポンプ ・脱気器タンク ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管・弁 ・常用電源設備 <p>(iii) SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SG直接給水用高圧ポンプ ・可搬型ホース 	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）</p>		<p>・補助給水ビット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備</p> <p>(iv) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備</p> <p>(v) 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・代替給水ビット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備</p> <p>(vi) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 <p>・タービンバイパス弁</p> <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ポンプ車 ・送水車 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-16 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表 p1. 4-16 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>ii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>主蒸気逃がし弁による蒸気放出で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>(ii) タービンバイパス弁による蒸気放出</p> <p>タービンバイパス弁による蒸気放出で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・タービンバイパス弁 ・蒸気発生器 ・復水器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・常用電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>iii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違（相違理由@）

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器2次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。</p> <p>これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による炉心冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。 	<p>【比較のため、比較表 pl. 4-35 より再掲】</p> <p>ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁、残留熱除去系配管・弁、高圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ、燃料プール補給水系弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、代替所内電気設備、直流駆動低圧注水系ポンプ、直流駆動低圧注水系配管・弁、大容量送水ポンプ（タイプ I）、ホース延長回収車、ホース・注水用ヘッダ・接続口及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>淡水貯水槽（No. 1）及び淡水貯水槽（No. 2）は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。 (添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p>	<p>・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・燃料補給設備</p> <p>iv. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備のうち、所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）で使用する設備のうち、所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>主蒸気逃がし弁、蒸気発生器及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は、重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。 (添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.4より抜粋】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器代替注水ポンプ 系統構成に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、耐震Sクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。 ・ 蒸気発生器補給用仮送中圧ポンプ（電動）、復水ピット ポンプ吐出圧力が約3.0MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 ・ タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。 ・ ポンプ車、送水車 可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 		<ul style="list-style-type: none"> ・ SG直接給水用高圧ポンプ、補助給水ピット 系統構成に時間を要し、蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 ・ 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク ポンプ吐出圧力が約1.3MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 ・ タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線が健全で復水器の真空状態が維持できていれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。 	<p>【大阪】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【伊方】設備名称、記載表現の相違</p> <p>・ 泊は比較対象の大阪の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため、伊方と記載表現は相違するが、自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大阪】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大阪】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>・ 泊は「蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード」と「蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）」はいずれも可搬型大型送水ポンプ車を使用して蒸気発生器へ注水することから、自主対策設備とする理由を1つに集約して記載している。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・空冷式非常用発電装置 <ul style="list-style-type: none"> ・タービン動補助給水ポンプ ・復水ピット ・蒸気発生器 <p>【比較のため、上段より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・空冷式非常用発電装置 ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレー系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレー系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ <ul style="list-style-type: none"> ・タービン動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 <ul style="list-style-type: none"> ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>(ii) SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SG 直接給水用高圧ポンプ ・可搬型ホース ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・常設代替交流電源設備 	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）</p>		<p>(iii) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 非常用取水設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 <p>(iv) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 代替給水ピット ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 <p>(v) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 原水槽 ・ 2次系純水タンク ・ ろ過水タンク ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 管路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁（現場手動操作） <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ポンプ車 ・送水車 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表 p1. 4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>ii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出</p> <p>主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 <p>iii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・燃料補給設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由@）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表 p1.4-192 より再掲】</p> <p>1.4.2.4 復旧に係る手順等</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源を設計基準対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。</p>	<p>【比較のため、比較表 p1.4-29 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、 「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却水系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>なお、発電用原子炉停止後は発電用原子炉からの除熱を長期的に行うため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、「b. (b) i. 復旧」にて整備する。</p> <p>(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系ポンプ ・サブプレッションチェンバ ・残留熱除去系 熱交換器・配管・弁・ストレーナ ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備 	<p>iv. 復旧</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで電動補助給水ポンプを復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、電動補助給水ポンプを十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>(i) 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・補助給水ビット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器2次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、空冷式非常用発電装置、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット、蒸気発生器、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は重大事故等対処設備として位置づける。</p> <p>これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による原子炉の冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.4より抜粋】</p> <p>・蒸気発生器代替注水ポンプ</p> <p>系統構成に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、耐震Sクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。</p>	<p>【比較のため、比較表 pl. 4-24 より再掲】</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p>	<p>v. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）で使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁、蒸気発生器及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>復旧で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>電動補助給水ポンプ、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管及び2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <p>・SG 直接給水用高圧ポンプ、補助給水ピット</p> <p>系統構成に時間を要し、蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【伊方】設備名称、記載表現の相違</p> <p>・泊は比較対象の大飯の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため、伊方と記載表現は相違するが、自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット</p> <p>ポンプ吐出圧力が約3.0MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・ポンプ車、送水車</p> <p>可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p>		<p>・可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク</p> <p>ポンプ吐出圧力が約1.3MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>・泊は「蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード」と「蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）」はいずれも可搬型大型送水ポンプ車を使用して蒸気発生器へ注水することから、自主対策設備とする理由を1つに集約して記載している。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 運転停止中の場合 機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等を想定する。 また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。</p> <p>(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転、代替再循環運転、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ A、B 充てんポンプ <p>【比較のため、下段より比較対象部分抜粋を再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料取替用水ピット ・ ほう酸ポンプ ・ ほう酸タンク ・ 1次系補給水ポンプ ・ 1次系純水タンク <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 復水ピット ・ 蓄圧タンク 	<p>b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備 【比較のため、比較表 p1. 4-48 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びびろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>c. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備 機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等を想定する。 また、サポート系故障として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。</p> <p>(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 炉心注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、炉心注水により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 充てんポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <p>充てんポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ ほう酸ポンプ ・ ほう酸タンク ・ 1次系補給水ポンプ ・ 1次系純水タンク ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 常用電源設備 ・ 非常用交流電源設備 <p>(ii) 高圧注入ポンプによる発電用原子炉の冷却 高圧注入ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 燃料取替用水ピット 	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 流路等の設備を整理 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ほう酸ポンプ ・ほう酸タンク ・1次系補給水ポンプ ・1次系純水タンク</p> <p>代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・燃料取替用水ピット（重力注水）</p>	<p>i. 低圧代替注水 発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。 これらの対応手段で使用する設備は、「a.(a) i. 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。</p> <p>ii. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備が使用可能な場合において、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合に、原子炉冷却材浄化系により発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。 (i) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。 ・原子炉冷却材浄化系ポンプ ・原子炉圧力容器 ・原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器 ・原子炉再循環系 配管 ・原子炉冷却材浄化系 配管・弁 ・復水給水系 配管・弁・スパーージャ ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備</p>	<p>・ほう酸注入タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁</p> <p>・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備</p> <p>ii. 代替炉心注水 発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、代替炉心注水により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 燃料取替用水ピットからの重力注水による発電用原子炉の冷却 燃料取替用水ピットからの重力注水による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・燃料取替用水ピット ・余熱除去ポンプ ・余熱除去冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載箇所の相違 ・比較表1.4-47で比較する。</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用） ・恒設代替低圧注水ポンプ ・空冷式非常用発電装置 ・燃料取替用水ピット ・復水ピット ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー ・電動消火ポンプ ・ディーゼル消火ポンプ ・No. 2淡水タンク 		<p>(ii) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却 B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・B格納容器スプレイ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 <p>(iii) 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・補助給水ピット ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 <p>(iv) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動機駆動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ろ過水タンク ・可搬型ホース ・火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・ 仮設組立式水槽 ・ 送水車 <ul style="list-style-type: none"> ・ 軽油ドラム缶 		<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水处理設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 常用電源設備 <p>（v）海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 非常用取水設備 ・ 燃料補給設備 <p>（vi）代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 代替給水ピット ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 燃料補給設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン 	<p>【比較のため、比較表p1.4-48より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>(vii) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・燃料補給設備 <p>iii. 再循環運転</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、再循環運転により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転</p> <p>高圧注入ポンプによる高圧再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入ポンプ ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン ・安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁 ・ほう酸注入タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備 	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流路等の設備を整理

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用） ・ A格納容器スプレイ冷却器 ・ 格納容器再循環サンプ ・ 格納容器再循環サンプスクリーン <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 電動補助給水ポンプ ・ タービン動補助給水ポンプ ・ 復水ピット ・ 蒸気発生器 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-48 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表 p1. 4-48 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>iv. 代替再循環運転</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替再循環運転</p> <p>B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ B-格納容器スプレイポンプ ・ B-格納容器スプレイ冷却器 ・ 格納容器再循環サンプ ・ 格納容器再循環サンプスクリーン ・ B-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備 <p>v. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 電動補助給水ポンプ ・ タービン動補助給水ポンプ ・ 補助給水ピット ・ 蒸気発生器 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 流路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-48 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・代替給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>(vi) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・2次系純水タンク ・ろ過水タンク ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>vi. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） 発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出</p> <p>主蒸気逃がし弁による蒸気放出で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・タービンバイパス弁</p> <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ポンプ車 ・送水車 <p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備 機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転、代替再循環運転及び蒸気発生器2次側による炉心冷却で使用する設備のうち、A、B 充てんポンプ、高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、復水ピット、蓄圧タンク、A格納容器スプレイポンプ（R HRS-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、A格納容器スプレイ冷却器、格納容器再循環サンブ、格納容器再循環サンブスクリーン、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置</p>	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-48 より再掲】</p> <p>i. 低圧代替注水</p> <p>発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系及びびろ過水ポンプにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備 低圧代替注水で使用する設備において、重大事故等対処設備及び自主対策設備としての位置付けは、「a. (a) i. 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。</p>	<p>(ii) タービンバイパス弁による蒸気放出 タービンバイパス弁による蒸気放出により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・タービンバイパス弁 ・蒸気発生器 ・復水器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・常用電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>vii. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却 発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等により発電用原子炉からの除熱ができない場合は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・燃料補給設備 <p>viii. 重大事故等対処設備と自主対策設備 炉心注水で使用する設備のうち、充てんポンプ、燃料取替用水ピット、再生熱交換器、非常用炉心冷却設備配管・弁、化学体積制御設備配管・弁、1次冷却設備、所内常設蓄電式直流電源設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>代替炉心注水で使用する設備のうち、B-格納容器スプレイポンプ、代替格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、可搬型大型送水ポンプ車、B-</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（表現の明確化）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>づける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて</p>	<p>これらの選定した設備のうち重大事故等対処設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網</p>	<p>格納容器スプレイ冷却器、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、非常用取水設備及び燃料補給設備は、重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>再循環運転で使用する設備のうち、高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備、1次冷却設備、原子炉容器及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>代替再循環運転で使用する設備のうち、B-格納容器スプレイポンプ、B-格納容器スプレイ冷却器、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、B-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、1次冷却設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備のうち、所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ピット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）で使用する設備のうち、所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>主蒸気逃がし弁、蒸気発生器及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの故障等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク 原子炉補給系の補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効である。 ・燃料取替用水ピット（重力注水） プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。 ・電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2淡水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 ・電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。 	<p>羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材浄化系ポンプ、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、原子炉冷却材浄化系 配管・弁 原子炉運転停止直後の発電用原子炉からの除熱を行うための十分な熱交換量が確保できず、耐震性は確保されていないが、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器への原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の通水が可能であれば、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の崩壊熱除去機能が喪失した場合において、発電用原子炉からの除熱を行う手段として有効である。 	<p>すべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの故障等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク 原子炉補給系の補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効である。 ・燃料取替用水ピット プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉容器へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。 ・電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。 ・可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット 水源である代替給水ピットは耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。 ・可搬型大型送水ポンプ車、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク 水源である原水槽は耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。 ・電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。 	<p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.4より抜粋】</p> <ul style="list-style-type: none"> 蒸気発生器代替注水ポンプ 系統構成に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、耐震Sクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット ポンプ吐出圧が約3.0MPa [gage] であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。 ポンプ車、送水車 可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 		<ul style="list-style-type: none"> SG 直接給水用高圧ポンプ、補助給水ピット 系統構成に時間を要し、蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク ポンプ吐出圧力が約1.3MPa [gage] であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。 タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線が健全で復水器の真空状態が維持できていれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。 	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【伊方】設備名称、記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊は比較対象の大飯の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため、伊方と記載表現は相違するが、自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。 <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊は「蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード」と「蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）」はいずれも可搬型大型送水ポンプ車を使用して蒸気発生器へ注水することから、自主対策設備とする理由を1つに集約して記載している。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備</p> <p>i. 対応手段 余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット（重力注水） <ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク 恒設代替低圧注水ポンプ <p>【比較のため、比較表 p1.4-60 より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット <p>空冷式非常用発電装置</p> <p>【比較のため、比較表 p1.4-60 より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> 復水ピット <p>【比較のため、上段より比較対象部分抜粋を再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット（重力注水） 	<p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備 【比較のため、比較表 p1.4-67 より再掲】</p> <p>i. 復旧 発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p>	<p>(b) サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>i. 代替炉心注水 発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替炉心注水により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却 代替格納容器スプレイポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ピット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 補助給水ピット 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 <p>(ii) 燃料取替用水ピットからの重力注水による発電用原子炉の冷却 燃料取替用水ピットからの重力注水による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 非常用炉心冷却設備 配管・弁 	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違 ・泊との比較は後段の「燃料取替用水ピットからの重力注水による発電用原子炉の冷却」にて実施する。 【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・管路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊の代替格納容器スプレイポンプは可搬型代替交流電源設備から受電が可能。</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・管路等の設備を整理</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ B 充てんポンプ (自己冷却)</p> <p>・ 燃料取替用水ピット</p> <p>・ 復水ピット</p> <p>・ 燃料油貯蔵タンク</p> <p>・ 重油タンク</p> <p>・ タンクローリー</p> <p>・ A格納容器スプレィポンプ (自己冷却) (RHRS-CSS 連絡ライン使用)</p>		<p>・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁</p> <p>・ 1次冷却設備</p> <p>・ 原子炉容器</p> <p>・ 常設代替交流電源設備</p> <p>(iii) B-充てんポンプ (自己冷却) による発電用原子炉の冷却 B-充てんポンプ (自己冷却) による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・ B-充てんポンプ</p> <p>・ 燃料取替用水ピット</p> <p>・ 再生熱交換器</p> <p>・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁</p> <p>・ 化学体積制御設備 配管・弁</p> <p>・ 原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁</p> <p>・ 1次冷却設備</p> <p>・ 原子炉容器</p> <p>・ 常設代替交流電源設備</p> <p>(iv) B-格納容器スプレィポンプ (自己冷却) (RHRS-CSS 連絡ライン使用) による発電用原子炉の冷却 B-格納容器スプレィポンプ (自己冷却) (RHRS-CSS 連絡ライン使用) による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <p>・ B-格納容器スプレィポンプ</p> <p>・ 燃料取替用水ピット</p> <p>・ 可搬型ホース</p> <p>・ B-格納容器スプレィ冷却器</p> <p>・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁</p> <p>・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁</p> <p>・ 原子炉格納容器スプレィ設備 配管・弁</p> <p>・ 原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁</p> <p>・ 1次冷却設備</p> <p>・ 原子炉容器</p> <p>・ 常設代替交流電源設備</p>	<p>【大飯】記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <p>・ 泊との比較は後段の「代替格納容器スプレィポンプによる発電用原子炉の冷却」にて実施する。</p> <p>【大飯】記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>・ 流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>・ 流路等の設備を整理</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表 pl.4-62 より再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動消火ポンプ ・ディーゼル消火ポンプ ・No. 2 淡水タンク <ul style="list-style-type: none"> ・可搬式代替低圧注水ポンプ ・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） ・仮設組立式水槽 ・送水車 <ul style="list-style-type: none"> ・軽油ドラム缶 		<p>(v) ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却 ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動機駆動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・ろ過水タンク ・可搬型ホース ・火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 ・給水処理設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・常用電源設備 <p>(vi) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用取水設備 ・燃料補給設備 <p>(vii) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・管路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・管路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> ・ A余熱除去ポンプ（空調用冷水） ・ 電動消火ポンプ 	<p>【比較のため、比較表 p1. 4-67 より再掲】</p> <p>i. 復旧 発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替給水ビット ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 燃料補給設備 <p>(viii) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 原水槽 ・ 2次系純水タンク ・ ろ過水タンク ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 燃料補給設備 <p>ii. 代替再循環運転 発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違 ・ 泊との比較は上段の「ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却」にて実施する。</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ B 高压注入ポンプ（海水冷却） ・ 大容量ポンプ <ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器再循環サンプ ・ 格納容器再循環サンプスクリーン <ul style="list-style-type: none"> ・ 空冷式非常用発電装置 ・ 燃料油貯蔵タンク ・ 重油タンク ・ タンクローリー <ul style="list-style-type: none"> ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水） 		<p>(i) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高压注入ポンプによる高压代替再循環運転 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高压注入ポンプによる高压代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ A-高压注入ポンプ ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） <ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器再循環サンプ ・ 格納容器再循環サンプスクリーン ・ A-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁 ・ ほう酸注入タンク ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備（高压注入系）配管・弁 ・ 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 非常用取水設備 ・ 常設代替交流電源設備 <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料補給設備 	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・空冷式非常用発電装置 <p>・タービン動補助給水ポンプ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水ピット ・蒸気発生器 <p>【比較のため、上段より比較対象部分抜粋を再掲】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・空冷式非常用発電装置 ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー 	<p>【比較のため、比較表 p1.4-67 より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p>	<p>iii. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ <p>・タービン動補助給水ポンプ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・常設代替交流電源設備 <p>・所内常設蓄電式直流電源設備</p> <p>(ii) SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水</p> <p>SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SG直接給水用高圧ポンプ ・可搬型ホース ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・常設代替交流電源設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊との比較は下段にて実施する。 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）</p>		<p>(iii) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 非常用取水設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 <p>(iv) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 代替給水ピット ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 <p>(v) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型大型送水ポンプ車 ・ 可搬型ホース・接続口 ・ ホース延長・回収車（送水車用） ・ 原水槽 ・ 2次系純水タンク ・ ろ過水タンク ・ 蒸気発生器 ・ 2次冷却設備（給水設備）配管 ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・ 給水処理設備 配管・弁 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 燃料補給設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 泊は手順ごとに項目を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④） 【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 流路等の設備を整理</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁（現場手動操作） <p>蒸気発生器2次側フィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ポンプ車 ・送水車 	<p>【比較のため、比較表p1.4-67より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p> <p>【比較のため、比較表p1.4-67より再掲】</p> <p>i. 復旧</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p>	<p>iv. 蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却により発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>(i) 主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出</p> <p>主蒸気逃がし弁の現場手動操作による蒸気放出で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気逃がし弁 ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 <p>v. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプの崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>蒸気発生器2次側フィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・燃料補給設備 	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理 <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は手順ごとに項目を整理 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑩）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・管路等の設備を整理

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表 p1.4-192 より再掲】</p> <p>1.4.2.4 復旧に係る手順等</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源を設計基準対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。</p>	<p>i. 復旧</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、「(a) i. 低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却水系へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系ポンプ ・原子炉圧力容器 ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系 配管・弁 ・原子炉再循環系 配管・弁・ジェットポンプ ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備 	<p>vi. 復旧</p> <p>発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失した場合は、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給し、自己冷却運転又は代替補機冷却により冷却水を確保することで充てんポンプ、高圧注入ポンプ又は電動補助給水ポンプを復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。</p> <p>常設代替交流電源設備及び代替補機冷却に使用する設備へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより、充てんポンプ、高圧注入ポンプ又は電動補助給水ポンプを十分な期間、運転継続することが可能である。</p> <p>(i) B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却</p> <p>B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・B-充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・再生熱交換器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・化学体積制御設備 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・常設代替交流電源設備 <p>(ii) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・A-高圧注入ポンプ ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・格納容器再循環サンブ ・格納容器再循環サンブスクリーン ・A-安全注入ポンプ再循環サンブ側入口C/V外側隔離 	<p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】文章構成の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備</p> <p>機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水、代替再循環運転及び蒸気発生器2次側による炉心冷却で使用する設備のうち、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、B充てんポンプ（自己冷却）、燃料取替用水ピット、復水ピット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、B高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンブ、格納容器再循環サンブスクリーン、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。</p>	<p>ii. 重大事故等対処設備</p>	<p>弁</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸注入タンク ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・1次冷却設備 ・原子炉容器 ・非常用取水設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>(iii) 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用 する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・2次冷却設備（給水設備）配管 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 <p>vii. 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>代替炉心注水で使用する設備のうち、代替格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、B充てんポンプ、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、代替所内電気設備、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>代替再循環運転で使用する設備のうち、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、非常用取水設備、常設代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。A高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンブ、格納容器再循環サンブスクリーン、A安全注入ポンプ再循環サンブ側入口C/V外側隔離弁、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑦）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、炉心を冷却できる。</p> <p>また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。</p>	<p>復旧で使用する設備のうち、原子炉補機代替冷却水系及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、残留熱除去系ポンプ、原子炉圧力容器、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系配管・弁、原子炉再循環系配管・弁・ジェットポンプ、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備が全て網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が故障した場合においても、発電用原子炉からの除熱を行うことができる。</p>	<p>1 次冷却設備及び原子炉容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、補助給水ビット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）に使用する主蒸気逃がし弁、蒸気発生器及び2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は、重大事故等設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>復旧で使用する設備のうち、B-充てんポンプ、燃料取替用水ビット、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、常設代替交流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、再生熱交換器、非常用炉心冷却設備配管・弁、化学体積制御設備配管・弁、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、非常用取水設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>また、A-高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、A-安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁、ほう酸注入タンク、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、1次冷却設備、原子炉容器、電動補助給水ポンプ、補助給水ビット、蒸気発生器、2次冷却設備（給水設備）配管及び2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.4.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失した場合においても、発電用原子炉を冷却することができる。また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>・大飯の比較対象は添付資料 1.4.2</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・燃料取替用水ピット（重力注水） プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>・A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS 連絡ライン使用）、燃料取替用水ピット 自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。</p> <p>・電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2 淡水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>【比較のため、伊方3号炉の技術的能力1.4より抜粋】</p> <p>・蒸気発生器代替注水ポンプ 系統構成に時間を要するため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが、耐震Sクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって、補助給水ポンプが故障した場合でも、常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。</p>		<p>・燃料取替用水ピット プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉容器へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>・B格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット 自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。</p> <p>・電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク 消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>・可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット 水源である代替給水ピットは耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>・可搬型大型送水ポンプ車、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク 水源である原水槽は耐震性がないものの、設備が健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。</p> <p>・SG 直接給水用高圧ポンプ、補助給水ピット 系統構成に時間を要し、蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため、蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【伊方】設備名称、記載表現の相違</p> <p>・泊は比較対象の大飯の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため、伊方と記載表現は相違するが、自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット ポンプ吐出圧力が約3.0MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・ポンプ車、送水車 可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>・A余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水ピット、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン 冷却水の供給設備である空調用冷凍機は耐震性がないものの、空調用冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。</p> <p>d. 手順等 上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順及び復旧に必要な手順を整備する。</p> <p>また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.4.7表、第1.4.8表）。</p> <p>これらの手順は、発電所対策本部長^{*7}、当直課長、運転員等^{*8}及び緊急安全対策要員^{*9}の対応として恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順等に定める（第1.4.1表～第1.4.6表）。</p>	<p>c. 手順等 上記「a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、運転員及び重大事故等対応要員の対応として、非常時操作手順書（徴候ベース）、非常時操作手順書（シビアアクシデント）、非常時操作手順書（プラント停止中）、非常時操作手順書（設備別）及び重大事故等対応要領書に定める（第1.4-1表）。</p>	<p>・可搬型大型送水ポンプ車、代替給水ピット、原水槽、2次系純水タンク、ろ過水タンク ポンプ吐出圧力が約1.3MPa[gage]であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。</p> <p>d. 手順等 上記「a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合の対応手段及び設備」、「b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合の対応手段及び設備」及び「c. 発電用原子炉停止中の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、発電課長（当直）、運転員及び災害対策要員の対応として発電用原子炉の冷却を維持する手順書等に定める（第1.4.1表）。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑩）</p> <p>・泊は「蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード」と「蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）」はいずれも可搬型大型送水ポンプ車を使用して蒸気発生器へ注水することから、自主対策設備とする理由を1つに集約して記載している。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>・女川・泊は下段に記載</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由①）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>※7 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。</p> <p>※8 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。</p> <p>※9 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。</p>	<p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.4-2表、第1.4-3表）。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料1.4.2）</p>	<p>また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.4.2表、第1.4.3表）。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料1.4.2）</p>	<p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p> <p>iii. 操作の成立性 充てんポンプによる原子炉への注水は、中央制御室での遠隔操作が可能である。</p> <p>充てんポンプによる原子炉への注水は、1次冷却材の漏えい規模によって注水量が不足するため、その場合はA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ又は可搬式代替低圧注水ポンプとあわせて使用する。</p> <p>b. 代替炉心注水</p>	<p>a. 低圧代替注水 復水給水系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合において、交流電源が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への代替注水を同時並行で準備する。全交流動力電源が喪失し、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線 2C 系及び 2D 系の受電ができない場合は、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水を準備する。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、ろ過水ポンプ及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による手段のうちポンプ1台以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。</p> <p>また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、ろ過水ポンプ及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）のうち1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、主蒸気逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施し、原子炉圧力容器への注水を開始する。原子炉圧力容器への注水に使用する手段は、準備が完了した代替注水手段のうち、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、代替循環冷却系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、ろ過水ポンプ、低圧代替注水系（可搬型）の順で選択する。交流電源が確保できない場合、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水を使用する。</p>	<p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>b. 代替炉心注水</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由①）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>なお、原子炉圧力容器内の水位が不明になる等、発電用原子炉を満水にする必要がある場合は、上記注水手段及び代替注水手段のうち使用できる手段にて原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水手順の概要（残留熱除去系（A）注入配管使用）は以下のとおり（残留熱除去系（B）注入配管を使用した手順も同様）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-8図に、タイムチャートを第1.4-9図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）Aは、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（中央制御室）Aは、系統構成としてCRD復水入口弁※1、MUWC サンプリング取出止め弁、FPMUW ポンプ吸込弁※2、T/B 緊急時隔離弁、R/B B1F 緊急時隔離弁及びR/B 1F 緊急時隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>※1：制御棒駆動水圧系に異常がなく、制御棒駆動水ポンプを運転する場合はCRD復水入口弁を全開のままとする。</p> <p>※2：燃料プール補給水系に異常がなく、燃料プール補給水ポンプを運転する場合はFPMUW ポンプ吸込弁を全開のままとする。</p> <p>④運転員（中央制御室）Aは、復水移送ポンプの水源確保として復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の全開操作）を実施する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）Aは、復水移送ポンプ（2台）の起動操作を実施し、復水移送ポンプ出口圧力指示値が</p>		<p>【女川】記載箇所の相違</p> <p>・泊との比較は後段の「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水」にて実施する。</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p>	<p>規定値以上であることを確認する。 ⑥運転員（中央制御室）Aは、RHR A系 LPCI 注入隔離弁及び RHR ヘッドスプレイライン洗浄流量調整弁の全開操作を実施する。 ⑦発電課長は、注水のための系統構成完了を確認後、運転員に原子炉圧力容器内の圧力が復水移送ポンプの出口圧力以下であることを確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水開始の確認を指示する。 ⑧運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 ※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全開後、RHR A系格納容器スプレイ隔離弁及び RHR A系格納容器スプレイ流量調整弁を全開してスプレイを実施する。 ⑨運転員（中央制御室）Aは、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合は、原子炉冷却材浄化系配管の隔離として CUW ボトムドレンライン元弁の全開操作を実施する。 ⑩発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p>	<p>(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合に、B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>充てんポンプの故障等により原子炉への注水を充てん水流量等にて確認できない場合に原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.4.6図に、タイムチャートを第1.4.7図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室でA格納容器スプレイポンプが起動していることを確認するとともに、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉への注水の系統構成を実施する。</p> <p>③ 当直課長は、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の開を確認した後に、RHRS-CSS連絡ラインの電動弁を開操作する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室でA余熱除去流量等により原子炉への注水が開始されたことを確認する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度の低下等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p>	<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-10図に、タイムチャートを第1.4-11図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉压力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）Aは、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉压力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（現場）B及びCは、系統構成としてHPCS注入隔離弁の開全操作を実施する。</p> <p>④運転員（中央制御室）Aは、系統構成としてFPMWポンプ吸込弁の開全操作及びDCLIポンプ吸込弁の開全操作を実施する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）Aは、直流駆動低圧注水系ポンプの起動操作を実施し、直流駆動低圧注水系ポンプ出口圧力指示値が上昇したことを確認する。</p> <p>⑥運転員（中央制御室）Aは、DCLI注入流量調整弁の開全操作を実施する。</p> <p>⑦発電課長は、注水のための系統構成完了を確認後、運転員に原子炉压力容器内の圧力が直流駆動低圧注水系ポンプの出口圧力以下であることを確認後、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉压力容器への注水開始の確認を指示する。</p> <p>⑧運転員（中央制御室）Aは、DCLI注入流量調整弁の調整開操作を実施する。</p> <p>⑨運転員（中央制御室）Aは、原子炉压力容器への注水が開始されたことを直流駆動低圧注水系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告する。なお、原子炉压力容器内の水位が原子炉水位高（レベル8）に到達後、原子炉压力容器</p>	<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>充てんポンプによる原子炉容器への注水開始後、又は充てんポンプの故障等により原子炉容器への注水を充てん水流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.3図に、タイムチャートを第1.4.4図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でB格納容器スプレイポンプが起動している場合は停止する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場でB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 発電課長（当直）は、B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水が可能となれば、運転員に注水開始を指示する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でB格納容器スプレイポンプを起動し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でB格納容器スプレイ流量等により原子炉容器への注水が開始されたことを確認する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度の低下等により、発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p>	<p>【大飯】運用の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約20分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.4)</p> <p>静的機器の単一故障であるA余熱除去ポンプ出口逆止弁～低温側注入配管の間において配管が損傷した場合は、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水はできない。これと同時に、B余熱除去ポンプ、A高圧注入ポンプ及びB高圧注入ポンプの3つの動的機器の多重故障の組合せを想定した場合は、原子炉への注水機能が喪失するが、このシーケンスは稀な場合であって、万一の場合においては格納容器破損防止策にて対応する。その他の代替炉心注水についても同様。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉に注水する手順を整備する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。</p> <p>炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実</p>	<p>器への注水を停止する。その後、原子炉圧力容器内の水位が原子炉水位低（レベル2）に到達した場合に注水を再開し、原子炉水位高（レベル8）に到達後、注水を停止する。</p> <p>⑩発電課長は、発電所対策本部に復水貯蔵タンクへの補給を依頼する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水開始まで35分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.3)</p> <p>【比較のため、比較表p1.4-75より再掲】</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水</p>	<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB一格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水開始まで25分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.4)</p> <p>静的機器の単一故障であるB余熱除去ポンプ出口逆止弁～低温側注入配管の間において配管が損傷した場合は、B一格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水はできない。これと同時に、A余熱除去ポンプ、A高圧注入ポンプ及びB高圧注入ポンプの3つの動的機器の多重故障の組合せを想定した場合は、原子炉容器への注水機能が喪失するが、このシーケンスは稀な場合であって、万一の場合においては原子炉格納容器破損防止策にて対応する。その他の代替炉心注水についても同様。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合、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原子炉容器に注水する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、補助給水ピットを使用する。</p> <p>炉心損傷前に代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイを実施していた場合に、原子炉容器への注水が必要と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替え、原子炉容器への注水を行う。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器へ</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.8図に、タイムチャートを第1.4.9図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室及び現場で恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を行うための系統構成を実施する。</p> <p>④ 当直課長は、運転員等に原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。</p> <p>⑤ 運転員等は、現場で恒設代替低圧注水ポンプを起動し、恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p>	<p>【比較のため、比較表 p1.4-75 より再掲】</p> <p>i. 手順着手の判断基準 復水給水系及び非常用炉心冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉压力容器への注水手順の概要（残留熱除去系（A）注入配管使用）は以下のとおり（残留熱除去系（B）注入配管を使用した手順も同様）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-8図に、タイムチャートを第1.4-9図に示す。</p> <p>【比較のため、川内1/2号炉技術的能力1.4まとめ資料1.4.2.1(1)a.(b)より引用】</p> <p>④ 運転員等は、非常用高圧母線による給電が必要な場合、現場でC又はD非常用母線の受電遮断器の投入操作を実施する。</p> <p>⑤ 運転員等は、保修対応要員にディスタンスピースの取替えが完了したことを確認し、常設電動注入ポンプの水張り操作を行う。</p>	<p>の注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉容器から原子炉格納容器へ切り替える。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 B—格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水をB—格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.5図に、タイムチャートを第1.4.6図、1.4.7図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（現場）Cは、非常用高圧母線による給電が必要な場合、現場でA又はB—非常用高圧母線の受電遮断器の投入操作を実施する。</p> <p>又は、運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替非常用発電機が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び災害対策要員は、中央制御室及び現場で、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水を行うための系統構成を行い、現場で系統の水張り操作を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 発電課長（当直）は、運転員及び災害対策要員に原子炉容器への注水が可能となれば、注水開始を指示する。</p> <p>⑤ 運転員（現場）Bは、現場で代替格納容器スプレイポンプを起動し、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等により、代替格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が監視可能となるまでは最大流量で注水し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等により、発電用原子炉が冷却状態にあることを継</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】設備の相違 ・本項の記載は、川内1/2号炉の記載内容を引用し、操作手順を整理する。 ・泊3号炉は、系統構成において、水源とポンプ入ロライン間及びポンプ出ロラインの水張りを実施する。（川内も水張り操作について記載）</p> <p>【川内】記載表現の相違、設備の相違 【大飯】記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える場合の手順】</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを確認し、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行うことを指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等を監視し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【比較のため、比較表 p1.4-76 より再掲】</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p>	<p>続して確認する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び災害対策要員は、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で代替格納容器スプレイポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>【代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替える場合の手順】</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイを確認し、運転員に代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替え、原子炉容器への注水を行うことを指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替え、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等により、代替格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が監視可能となるまでは最大流量で注水する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等を監視し、発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で代替格納容器スプレイポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水開始まで35分以内で可能である。 なお、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替える場合の上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水開始まで25分以内で可能である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑨）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載内容の相違 ・泊は、整備した手順について、操作の成立性に整理する方針としている。（注水先の切替えについて整理する方針は、伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>RHRS-CSS連絡ラインの電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手で操作する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.4.5)</p>	<p>(c) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>i. 手順着手の判断基準 復水給水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（淡水貯水槽（No.1）又は淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（原子炉・格納容器下部注水接続口（北）を使用する場合の手順は、原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合の手順と同様）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-12図に、タイムチャートを第1.4-13図、第1.4-14図及び第1.4-15図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②a 原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホース敷設及び接続を依頼する。</p> <p>②b 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を依頼する。また、運転員にホース敷設のために必</p>	<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.4.5)</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】記載箇所の相違 ・泊との比較は後段の「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」にて実施する。</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>要な扉の開放を指示する。</p> <p>②c 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合） 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホースの敷設及び接続を依頼する。また、運転員にホース敷設のために必要な扉の開放及びホース敷設を指示する。</p> <p>③運転員（中央制御室）A は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>④運転員（中央制御室）A は、復水補給水系バイパス流防止として T/B 緊急時隔離弁、R/B B1F 緊急時隔離弁及び R/B 1F 緊急時隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）A は、RHR A 系 LPCI 注入隔離弁又は RHR B 系 LPCI 注入隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑥a 原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合 重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプ I）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑥b 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合 運転員（現場）B 及び C は、ホース敷設のために必要な扉の開放を実施し、発電課長に報告する。重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプ I）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑥c 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合） 運転員（現場）B 及び C は、ホース敷設のために必要な扉の開放を実施する。運転員（現場）B 及び C 並びに重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプ I）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑦発電課長は、送水準備完了を確認後、大容量送水ポンプ（タイプ I）による送水開始を発電所対策本部に依頼する。</p>		<p>【女川】記載箇所の相違</p> <p>・泊との比較は後段の「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」にて実施する。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>⑤重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプI）の起動、原子炉・格納容器下部注水弁及び緊急時原子炉東側外部注水入口弁の全開操作を実施し、発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑨発電課長は、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑩運転員（中央制御室）Aは、RHRヘッドスプレイライン洗浄流量調整弁又はRHR B系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁の開操作を実施する。</p> <p>⑪運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量指示値又は残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>【原子炉・格納容器下部注水接続口（北）又は原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 <p>【原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 <p>【格納容器スプレイ接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び重大事故等対応要員10名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。大容量送水ポンプ（タイプI）からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、</p>		<p>【女川】記載箇所の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊との比較は後段の「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」にて実施する。

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。</p> <p>また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 1.4.3）</p> <p>(d) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>復水給水系、非常用炉心冷却系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、代替循環冷却系が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サブプレッションチェンバ）が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-16図に、タイムチャートを第1.4-17図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）Aは、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（中央制御室）Aは、系統構成として、代替循環冷却ポンプバイパス弁の全開を確認、代替循環冷却ポンプ流量調整弁の開操作及び代替循環冷却ポンプ吸込弁の全開操作を実施し、発電課長に代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水の準備完了を報告する。</p> <p>④発電課長は、運転員に代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）Aは、代替循環冷却ポンプの起動、RHR A系 LPCI 注入隔離弁の全開操作及び代替循環冷却ポンプ流量調整弁を開とし、代替循環冷却系の運転を開始する。</p> <p>⑥運転員（中央制御室）Aは、RHR 熱交換器（A）バイパス弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑦運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発</p>		<p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ（以下「消火ポンプ」という。）によりNo. 2淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。 使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なNo. 2淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。</p> <p>ii. 操作手順 消火ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.10図に、タイムチャートを第1.4.11図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に消火ポンプによる原子炉への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で消火ポンプ起動のための駆動源や水源が確保されていることを確認して系統構成</p>	<p>電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>(e) ろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水</p> <p>i. 手順着手の判断基準 復水給水系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、代替循環冷却系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、ろ過水ポンプが使用可能な場合※。 ※：設備に異常がなく、電源及び水源（ろ過水タンク）が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 ろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水手順の概要（残留熱除去系（A）注入配管使用）は以下のとおり（残留熱除去系（B）注入配管を使用した手順も同様）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-18図に、タイムチャートを第1.4-19図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、ろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計</p>	<p>(c) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合、常用設備である電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプ（以下「消火ポンプ」という。）によりろ過水タンク水を原子炉容器へ注水する。 使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水が代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要なろ過水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。</p> <p>ii. 操作手順 消火ポンプによる原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.8図に、タイムチャートを第1.4.9図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火ポンプによる原子炉容器への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び運転員（現場）Cは、中央制御室及び現場で消火ポンプ起動</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>を実施する。</p> <p>③ 当直課長は、消火ポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、消火水ライン弁を開操作する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室でAM用消火水積算流量等により原子炉への注水が開始されたことを確認する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示の低下又は炉外核計装装置による原子炉出力の監視等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.4.6)</p>	<p>器の電源並びに電源容量が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（中央制御室）Aは、復水補給水系バイパス流防止としてT/B緊急時隔離弁、R/B B1F緊急時隔離弁及びR/B 1F緊急時隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>④運転員（中央制御室）Aは、ろ過水ポンプの起動操作を実施し、ろ過水ポンプ出口圧力指示値が上昇したことを確認する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）Aは、系統構成としてFW系連絡第一弁及びFW系連絡第二弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑥運転員（中央制御室）Aは、RHR A系 LPCI 注入隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑦発電課長は、運転員にろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑧運転員（中央制御室）Aは、RHR ヘッドスプレイライン洗浄流量調整弁の開操作を実施する。</p> <p>⑨運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全閉後、RHR A系格納容器スプレイ隔離弁及びRHR A系格納容器スプレイ流量調整弁又はRHR A系 S/C スプレイ隔離弁を全開してスプレイを実施する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからろ過水ポンプによる原子炉圧力容器への注水開始まで20分以内で可能である。</p>	<p>のための駆動源や水源が確保されていることを確認して系統構成を実施する。また、消火水系と格納容器スプレイ系の接続のため可搬型ホースの取付けを実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 発電課長（当直）は、消火ポンプによる原子炉容器への注水が可能となれば、運転員に注水開始を指示する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で消火ポンプを起動し、原子炉容器への注水を開始し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でAM用消火水積算流量等により原子炉容器への注水が開始されたことを確認する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等の指示値の低下又は炉外核計装による原子炉出力の監視等により、原子炉容器が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火ポンプによる原子炉容器への注水開始まで40分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.4.6)</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載内容の相違 ・泊は消火ポンプ起動にて注水開始。</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合。</p> <p>ii. 操作手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。 概略系統を第1.4.12図に、タイムチャートを第1.4.13図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、可搬型ホース等を所定の位置に配置する。</p> <p>④ 緊急安全対策要員は、現場で仮設組立式水槽配置位置まで送水車、可搬型ホース等を敷設、接続する。</p> <p>⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置するとともに仮設組立式水槽を組立て、可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。また、敷設された可搬型ホースを仮設組立式水槽に接続する。</p>	<p>【比較のため、比較表p1.4-81より再掲】</p> <p>(c) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水</p> <p>i. 手順着手の判断基準 復水給水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（淡水貯水槽（No.1）又は淡水貯水槽（No.2））が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（原子炉・格納容器下部注水接続口（北）を使用する場合の手順は、原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合の手順と同様）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-12図に、タイムチャートを第1.4-13図、第1.4-14図及び第1.4-15図に示す。</p> <p>① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②a 原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホース敷設及び接続を依頼する。</p> <p>②b 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を依頼する。また、運転員にホース敷設のために必要な扉の開放を指示する。</p> <p>②c 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリ</p>	<p>(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合、可搬型大型送水ポンプ車により海水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水が代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等にて確認できない場合。</p> <p>ii. 操作手順 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。 概要図を第1.4.10図に、タイムチャートを第1.4.11図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき運転員及び災害対策要員に海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 災害対策要員は、現場の資機材の保管場所へ移動し、現場で可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。</p> <p>③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを屋内に敷設し、非常用炉心冷却系の配管と接続する。</p> <p>④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを屋外に敷設する。</p> <p>⑤ 災害対策要員は、現場で海水取水箇所近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬型ホース及び可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。</p> <p>⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。</p> <p>⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認し、遮断器を投入する。</p> <p>⑨ 緊急安全対策要員は、中央制御室と現場で安全注入系の弁を操作し代替炉心注水の系統構成を行う。</p> <p>⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、仮設組立式水槽への水張りを行う。また、その水を利用して可搬式代替低圧注水ポンプ本体への水張りを行う。</p> <p>⑪ 発電所対策本部長は、当直課長に炉外核計装置により原子炉出力の監視が可能であることを確認する。</p> <p>⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に原子炉への注水が可能になれば、注水開始を指示する。</p> <p>⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。</p> <p>⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を開操作して原子炉への注水を開始するとともに、仮設組立式水槽の水位を確認し、補給状態に異常のないことを確認する。</p> <p>⑮ 緊急安全対策要員は、中央制御室で原子炉への注水が確保されたことを確認する。</p> <p>⑯ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示低下及び炉外核計装置での原子炉出力の監視により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑰ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p>	<p>ズムによる影響がある場合） 発電課長は、発電所対策本部に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備のため、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を依頼する。また、運転員にホース敷設のために必要な扉の開放及びホース敷設を指示する。</p> <p>③運転員（中央制御室）Aは、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>④運転員（中央制御室）Aは、復水補給水系バイパス流防止としてT/B緊急時隔離弁、R/B B1F緊急時隔離弁及びR/B 1F緊急時隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）Aは、RHR A系 LPCI 注入隔離弁又はRHR B系 LPCI 注入隔離弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑥a 原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合 重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプI）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑥b 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合 運転員（現場）B及びCは、ホース敷設のために必要な扉の開放を実施し、発電課長に報告する。重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプI）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑥c 原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合） 運転員（現場）B及びCは、ホース敷設のために必要な扉の開放を実施する。運転員（現場）B及びC並びに重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設及び接続を行い、大容量送水ポンプ（タイプI）による送水準備完了を発電所対策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑦発電課長は、送水準備完了を確認後、大容量送水ポンプ（タイプI）による送水開始を発電所対策本部に依頼する。</p> <p>⑧重大事故等対応要員は、大容量送水ポンプ（タイプI）の起動、原子炉・格納容器下部注水弁及び緊急時原子炉東側外部注水入口弁の全開操作を実施し、発電所対</p>	<p>⑥ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車から水中ポンプを取り出し、可搬型ホースと接続後、海水取水箇所水中ポンプを水面より低く、かつ着底しない位置に設置する。</p> <p>⑦ 災害対策要員は、可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及びCは、中央制御室及び現場で代替炉心注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑨ 運転員（中央制御室）Aは、炉外核計装置により原子炉出力の監視が可能であることを確認する。</p> <p>⑩ 発電課長（当直）は、原子炉容器への注水が可能となり、かつその他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に注水開始を指示する。</p> <p>⑪ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、原子炉容器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替格納容器スプレイポンプ出口ラインに設置された代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等により原子炉容器への注水が確保されたことを確認する。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等の低下及び炉外核計装置での原子炉出力の監視により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないこと及び発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑭ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p>	<p>【大飯】設備の相違 ・泊3号炉は、海水を取水するためにポンプ車付属の水中ポンプを使用する。（海水取水に水中ポンプを使用するのは、川内1/2号炉及び玄海3/4号炉と同様）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑬ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機及び送水車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、約10時間の運転が可能。送水車は、約5.4時間の運転が可能。）。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場及び中央制御室にて1ユニット当たり緊急安全対策要員12名により作業を実施し、所要時間は約4時間と想定する。</p> <p>RHRS-CSS連絡ライン弁の電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手動で操作する。</p>	<p>策本部に報告する。また、発電所対策本部は発電課長に報告する。</p> <p>⑨発電課長は、運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑩運転員（中央制御室）Aは、RHRヘッドスプレイレイン洗浄流量調整弁又はRHR B系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁の開操作を実施する。</p> <p>⑪運転員（中央制御室）Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ヘッドスプレイレイン洗浄流量指示値又は残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い、原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>【原子炉・格納容器下部注水接続口（北）又は原子炉・格納容器下部注水接続口（東）を使用する場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 <p>【原子炉・格納容器下部注水接続口（建屋内）を使用する場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び重大事故等対応要員9名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 <p>【格納容器スプレイ接続口（建屋内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び重大事故等対応要員10名にて作業を実施した場合、385分以内で可能である。 	<p>⑮ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する。（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能。）</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水開始まで200分以内で可能である。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、専用の電源車は必要なし。 ・ポンプ車仕様の相違による燃料消費量の相違 <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑩）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう可搬式代替低圧注水ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.4.7)</p>	<p>【比較のため、比較表 pl.4-83 より再掲】</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。大容量送水ポンプ（タイプI）からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。</p> <p>また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.4.3)</p>	<p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。</p> <p>速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。</p> <p>また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.4.7)</p> <p>(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合に、代替給水ピットを水源として可搬型大型送水ポンプ車により原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水を代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等にて確認できない場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する又は原水槽が使用できないと判断し、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。</p> <p>概要図を第1.4.12図に、タイムチャートを第1.4.13図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 災害対策要員は、現場の資機材の保管場所へ移動し、現場で可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。</p> <p>③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを屋内に敷設</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>し、非常用炉心冷却系の配管と接続する。</p> <p>④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを屋外に敷設する。</p> <p>⑤ 災害対策要員は、現場で代替給水ピット近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置し、可搬型大型送水ポンプ車の吸管を代替給水ピットへ挿入する。</p> <p>⑥ 災害対策要員は、代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及びCは、中央制御室及び現場で原子炉容器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、炉外核計装により原子炉出力の監視が可能であることを確認する。</p> <p>⑨ 発電課長（当直）は、代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水が可能となり、かつその他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に原子炉容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑩ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、原子炉容器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替格納容器スプレイポンプ出口ラインに設置された代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等により原子炉容器への注水が確保されたことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等の低下及び炉外核計装での原子炉出力の監視により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないこと及び発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p> <p>⑭ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による</p>	

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>原子炉容器への注水開始まで145分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。</p> <p>速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。</p> <p>また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料1.4.8)</p> <p>(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合に、原水槽を水源として可搬型大型送水ポンプ車により原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水を代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等にて確認できない場合において、海水の取水ができないと判断し、原水槽の水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。</p> <p>概要図を第1.4.14図に、タイムチャートを第1.4.15図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 災害対策要員は、現場の資機材の保管場所へ移動し、現場で可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。</p> <p>③ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを屋内に敷設し、非常用炉心冷却系の配管と接続する。</p> <p>④ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを屋外に敷設する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>⑤ 災害対策要員は、現場で原水槽マンホール近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置し、可搬型大型送水ポンプ車の吸管を原水槽マンホールへ挿入する。</p> <p>⑥ 災害対策要員は、原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及びCは、中央制御室及び現場で原子炉容器への注水の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、炉外核計装により原子炉出力の監視が可能であることを確認する。</p> <p>⑨ 発電課長（当直）は、原子炉容器への注水が可能となり、かつその他の注水手段が喪失していれば、運転員及び災害対策要員に原子炉容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑩ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、原子炉容器への注水を開始する。また、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で代替格納容器スプレイポンプ出口ラインに設置された代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等により原子炉容器への注水が確保されたことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等の低下及び炉外核計装での原子炉出力の監視により、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないこと及び発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。</p> <p>⑭ 発電課長（当直）は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから原水槽への補給を発電所対策本部長に依頼する。</p> <p>⑮ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の補給を実施する（燃料を補給しない場合、可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水開始まで200分以内で可能である。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転 再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉へ注水する手順を整備する。 格納容器圧力及び温度が上昇した場合は、格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ又は格納容器再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却による格納容器冷却に期待する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプの故障等により、低圧再循環運転による原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプルの水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.14図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の確認を指示する。 ② 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度、高圧注入流量等により高圧注入ポンプによる高圧再循環運転に異常がないことを確認する。</p>		<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。 速やかに作業を開始できるように、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。 可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。 また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。</p> <p>(添付資料1.4.9)</p> <p>c. 再循環運転</p> <p>(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転 再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプル水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉容器へ注水する。 原子炉格納容器圧力及び温度が上昇した場合は、格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ又はC、D-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る原子炉格納容器内の冷却に期待する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプの故障等により、低圧再循環運転による原子炉容器への注水が低圧注入流量等にて確認できない場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプルの水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.16図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の確認を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度、高圧注入流量等により高圧注入ポンプによる高圧再循環運転に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>iii. 操作の成立性 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の確認は、中央制御室で可能である。</p> <p>d. 代替再循環運転 1次冷却材喪失事象が発生している場合に燃料取替用水ピット水を原子炉に注水し、格納容器再循環サンプ水位が再循環切替可能な水位に到達すれば、再循環運転を開始する。このとき、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転に移行できない場合に代替再循環運転により原子炉を冷却する。</p> <p>(a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転 再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及びA格納容器スプレイ冷却器により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプの故障等により、低圧再循環運転による原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）を用いた代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.15図に、タイムチャートを第1.4.16図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転による原子炉への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室でA格納容器スプレイポンプが起動していることを確認するとともに、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転の系統構成を実施する。</p> <p>③ 当直課長は、運転員等にA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）を用いた代替再</p>		<p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>d. 代替再循環運転 1次冷却材喪失事象が発生している場合に燃料取替用水ピット水を原子炉容器に注水し、格納容器再循環サンプ水位が再循環運転切替可能な水位に到達すれば、再循環運転を開始する。このとき、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転に移行できない場合に代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>(a) B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転 再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉容器へ注水する機能が喪失した場合、B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及びB格納容器スプレイ冷却器により格納容器再循環サンプ水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプの故障等により、高圧再循環運転による原子炉容器への注水が高圧注入流量等にて確認できない場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.17図に、タイムチャートを第1.4.18図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転による原子炉容器への注水準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でB格納容器スプレイポンプが起動している場合は停止する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場でB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転の系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 発電課長（当直）は、B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）を用いた代替再循環運</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>循環運転による原子炉の冷却が可能となれば、開始を指示する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、RHR S-CSS連絡ライン弁を開操作する。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室でA余熱除去流量等により原子炉への注水流量が確保されたことを確認する。</p> <p>⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約15分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。 (添付資料1.4.8)</p> <p>(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順</p> <p>A格納容器スプレイポンプ(RHR S-CSS連絡ライン使用)による代替再循環運転により原子炉への注水を行っている際に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手段がある。この再循環運転での原子炉への注水に至るまでには、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプを使用した再循環運転を行っていることも考えられるため、これらを含めて格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手順を整備する。</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーンについては、海外で発生した格納容器再循環サンプスクリーン閉塞対策として、必要な設備の対策を行っており閉塞することは考えにくいものの、閉塞が発生した場合に備え対応する。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>による発電用原子炉の冷却が可能となれば、開始を指示する。</p> <p>⑤ 運転員(中央制御室)Aは、中央制御室でB一格納容器スプレイポンプを起動し、発電課長(当直)に報告する。</p> <p>⑥ 運転員(中央制御室)Aは、中央制御室でB一格納容器スプレイ流量等により原子炉容器への注水流量が確保されたことを確認する。</p> <p>⑦ 運転員は、中央制御室で炉心出口温度等により、発電用原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員(中央制御室)1名及び運転員(現場)1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB一格納容器スプレイポンプ(RHR S-CSS連絡ライン使用)による原子炉容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.4.10)</p> <p>(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順</p> <p>B一格納容器スプレイポンプ(RHR S-CSS連絡ライン使用)による代替再循環運転により原子炉容器への注水を行っている際に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手段がある。この再循環運転での原子炉容器への注水に至るまでには、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプを使用した再循環運転を行っていることも考えられるため、これらを含めて格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する。</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーンについては、海外で発生した格納容器再循環サンプスクリーン閉塞対策として、必要な設備の対策を行っており閉塞することは考えにくいものの、閉塞が発生した場合に備え対応する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】設備の相違(相違理由④)</p> <p>【大飯】設備の相違(相違理由⑤)</p> <p>【大飯】記載表現の相違 【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプによる再循環運転で原子炉へ注水を行っている場合に、格納容器再循環サンプ水位の低下、ポンプの流量低下、ポンプ出口圧力の変動又は低下等により格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合の手順の概要は以下のとおり。手順内の格納容器内自然対流冷却の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「A、D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」にて整備する。概略系統を第1.4.5図、第1.4.17図に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.9)</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で再循環運転している場合は格納容器スプレイを停止する。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系の窒素加圧を行い、窒素加圧が完了すれば格納容器再循環ユニットに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。</p> <p>⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットの水量確保のため、1次系純水タンク、ほう酸タンク、No. 3淡水タンク、No. 2淡水タンク及び復水ピットを水源とし燃料取替用水ピットへの補給を行う。</p>	<p>ii. 操作手順</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合の概要は以下のとおり。手順内の格納容器内自然対流冷却については、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「C、D—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」の操作手順と同様である。概要図を第1.4.19図～第1.4.21図に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.11)</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で再循環運転している場合は格納容器スプレイを停止し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系の窒素加圧を行い、窒素加圧が完了すればC、D—格納容器再循環ユニットに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い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットの水量確保のため、1次系純水タンク、ほう酸タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、代替給水ピット、原水槽及び海を水源とした燃料取替用水ピットへの補給を行い、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプによる再循環運転で原子炉容器へ注水を行っている場合に、格納容器再循環サンプ水位の低下、ポンプの流量低下、ポンプ出口圧力、電動機電流の変動又は低下等格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合の概要は以下のとおり。手順内の格納容器内自然対流冷却については、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「C、D—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」の操作手順と同様である。概要図を第1.4.19図～第1.4.21図に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.4.11)</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で再循環運転している場合は格納容器スプレイを停止し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系の窒素加圧を行い、窒素加圧が完了すればC、D—格納容器再循環ユニットに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い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットの水量確保のため、1次系純水タンク、ほう酸タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、代替給水ピット、原水槽及び海を水源とした燃料取替用水ピットへの補給を行い、発電課長（当直）に報告する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、電動機電流も監視パラメータとしており、伊方3号炉、玄海3/4号炉と相違なし。 <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は操作手順②に示す1次系純水タンク及びほう酸タンクを水源とした充てんポンプによる原子炉容器への注水の状態を示す概要図を第1.4.21図に整理した。 <p>【大飯】記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉は、格納容器内自然対流冷却に使用するユニットの号機を明確に記載している。 <p>【大飯】設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピットへの補給手段の相違。詳細は、技術的能力1.13参照。 ・大飯3/4号炉は復水ピットから燃料取

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑥ 運転員等は、中央制御室で低圧再循環機能を回復させるため、余熱除去ポンプ1台を除き、他の高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを停止する。また、原子炉の注水に使用するポンプがキャピテーションを起こさない範囲で流量を低下させる。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプ1台による低圧再循環運転での原子炉への注水に失敗した場合、余熱除去ポンプを停止し、高圧注入ポンプ1台による高圧再循環運転での原子炉への注水を行う。</p> <p>⑧ 運転員等は、中央制御室で高圧注入ポンプ1台による高圧再循環運転での原子炉への注水に失敗した場合、燃料取替用水ピットを水源とした高圧注入ポンプ1台による原子炉への注水を行う。高圧注入ポンプが使用できない場合は充てんポンプによる炉心注水を行い、さらに充てんポンプが使用できない場合は代替炉心注水を実施する。</p> <p>⑨ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピットの水位を確認し、燃料取替用水ピット水位が3%以下となった場合は、燃料取替用水ピットを水源とするすべてのポンプを停止する。</p> <p>⑩ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピットへの補給状況を確認し、補給に成功している場合は、燃料取替用水ピット水位が3%以下にならないように、高圧注入ポンプ、充てんポンプ又は代替炉心注水を断続運転し原子炉への注水を継続する。</p> <p>⑪ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットへの補給不能の場合は、体積制御タンクへほう酸タンク及び1次系純水タンクからの補給を実施し、充てんポンプ1台による原子炉への注水を行う。</p> <p>⑫ 運転員等は、中央制御室で原子炉への注水量が、格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば原子炉への注水を停止する。</p>		<p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で低圧再循環機能を回復させるため、余熱除去ポンプ1台を除き、他の高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを停止し、発電課長（当直）に報告する。また、原子炉容器の注水に使用するポンプがキャピテーションを起こさない範囲で流量を低下させる。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で余熱除去ポンプ1台による低圧再循環運転での原子炉容器への注水に失敗した場合、余熱除去ポンプを停止し、高圧注入ポンプ1台による高圧再循環運転での原子炉容器への注水を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で高圧注入ポンプ1台による高圧再循環運転での原子炉容器への注水に失敗した場合、燃料取替用水ピットを水源とした高圧注入ポンプ1台による原子炉容器への注水を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑨ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で高圧注入ポンプ1台による原子炉容器への注水に失敗した場合、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる原子炉容器への注水を行い、さらに充てんポンプが使用できない場合は代替炉心注水を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑩ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で燃料取替用水ピットの水位を確認し、燃料取替用水ピット水位が3%以下となった場合は、燃料取替用水ピットを水源とするすべてのポンプを停止して、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑪ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で燃料取替用水ピットへの補給状況を確認し、補給に成功している場合は、燃料取替用水ピット水位が3%以下にならないように、高圧注入ポンプ、充てんポンプ又は代替炉心注水を断続運転し原子炉容器への注水を継続する。</p> <p>⑫ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットへの補給不能の場合は、体積制御タンクへほう酸タンク及び1次系純水タンクからの補給を実施し、充てんポンプ1台による原子炉容器への注水を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑬ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器への注水量が、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影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば原</p>	<p>替用水ピットへ補給する手順を整備し、泊3号炉は可搬型大型送水ポンプにより海又は淡水を補給する手順を整備している。</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・高圧注入ポンプによる炉心注水が行えない場合に燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心注水を行う手順に相違なし。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により実施する。</p> <p>対応手順のフローチャートを第1.4.18図に示す。</p> <p>代替再循環運転による原子炉への注水が実施できない場合、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の開不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、高圧注入ポンプ等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水するとともに、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により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。</p> <p>高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁については、定期試験及び定期点検を実施し、信頼性を確保する。</p> <p>e. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の復水ピットからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水ピットから復水ピットへの水源切替」及び1.13.2.2(9)「復水ピットから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。</p> <p>燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の1次系純水タンク及びほう酸タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(1)「燃料取替用水ピットから1次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(5)「1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。</p> <p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車への燃料補給に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.4(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.6.2.4(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。</p> <p>1次冷却材喪失事象の発生に伴い、炉心損傷の兆候が見られた場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(1)a.(a)「格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ」及び1.8.2.1(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。</p>		<p>子炉容器への注水を停止し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて実施する。</p> <p>対応手順のフローチャートを第1.4.40図に示す。</p> <p>代替再循環運転による原子炉容器への注水が実施できない場合、余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁及び安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V 外側隔離弁の開操作不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、高圧注入ポンプ等により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水するとともに、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により原子炉格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。</p> <p>余熱除去ポンプ再循環サンプ側入口弁及び安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V 外側隔離弁については、定期試験及び定期点検を実施し、信頼性を確保する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1(1)a.(a)「A、D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」又は1.6.2.1(1)b.「代替格納容器スプレィ」にて整備する。</p> <p>空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p> <p>f. 優先順位</p> <p>1次冷却材喪失事象時に、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合の原子炉の冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>炉心注水及び代替炉心注水による原子炉への注水については、重大事故等対処設備である充てんポンプ、A格納容器スプレィポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した注水手段を優先する。充てんポンプ、A格納容器スプレィポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプの優先順位については、早期に運転が可能な充てんポンプ、その次に準備時間の短いA格納容器スプレィポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）を優先し、それができない場合に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。</p> <p>充てんポンプ、A格納容器スプレィポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水及び代替炉心注水ができない場合は、常用母線が健全であれば、電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合においては、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水手段を失った場合に消火ポンプによる代替炉心注水と同時に準備を開始する。</p>	<p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-42図に示す。</p> <p>外部電源、代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合、復水貯蔵タンクが使用可能であれば低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により原子炉圧力容器へ注水する。低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）が使用できない場合、代替循環冷却系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）、ろ過水ポンプ又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>交流電源が確保できない場合、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>なお、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水を実施する際の注入配管の選択は、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。</p> <p>優先①：残留熱除去系（A）注入配管 優先②：残留熱除去系（B）注入配管</p>	<p>e. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4.40図に示す。</p> <p>1次冷却材喪失事象時に、非常用炉心冷却設備による原子炉容器への注水機能が喪失した場合の発電用原子炉の冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>炉心注水による原子炉容器への注水については、重大事故等対処設備であり、早期に運転が可能な充てんポンプを使用する。</p> <p>代替炉心注水による原子炉容器への注水については、重大事故等対処設備である、B-格納容器スプレィポンプ及び代替格納容器スプレィポンプを使用した注水手段を優先する。B-格納容器スプレィポンプ及び代替格納容器スプレィポンプの優先順位については、準備時間の短いB-格納容器スプレィポンプを優先し、それができない場合に代替格納容器スプレィポンプを使用する。</p> <p>B-格納容器スプレィポンプ及び代替格納容器スプレィポンプによる原子炉容器への注水ができない場合は、常用母線が健全であれば、電動機駆動消火ポンプを使用し、電動機駆動消火ポンプが使用できなければディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合においては、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる原子炉容器への注水ができない場合は、可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水を行う。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車は重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、代替格納容器スプレィポンプによる原子炉容器への注水手段を失った場合に消火ポンプによる原子炉容器への注水と同時に準備を開始する。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3/4号炉は、炉心注水と代替炉心注水の優先順位を纏めて整理している。 ・泊3号炉は、炉心注水と代替炉心注水を分けて記載し、優先順位を明確にしている。 ・早期に対応可能な充てんポンプによる原子炉容器への注水を優先し、代替炉心注水を行う優先順位に相違なし。

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.19 図に示す。</p> <p>1次冷却材喪失事象時に、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合の冷却手段を以下に示す。</p> <p>炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、余熱除去ポンプによる低圧再循環運転が不能であれば、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉を冷却する。</p> <p>高圧注入ポンプによる高圧再循環運転だけでも十分な冷却効果があるが、低圧再循環運転による冷却効果を補うため、あわせてA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。</p> <p>また、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障により高圧及び低圧再循環運転が不能であれば、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.20 図に示す。</p>		<p>可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水のための水源は、水源の切替えによる注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水槽を使用する。原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。</p> <p>1次冷却材喪失事象時に、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合の冷却手段を以下に示す。</p> <p>炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉容器へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、余熱除去ポンプによる低圧再循環運転が不能であれば、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により発電用原子炉を冷却し、あわせて格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転又はC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>高圧注入ポンプが使用できない場合は、B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により発電用原子炉を冷却する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉の可搬型大型送水ポンプ車は、淡水又は海水の注水が可能のため、水源の優先順位を整理している。 <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) サポート系機能喪失時の手順等</p> <p>a. 代替炉心注水</p> <p>(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。</p> <p>炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水側とするよう準備を行い、空冷式非常用発電装置より受電すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。なお、対応途中で、事象が進展し炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイ側へ変更し、代替格納容器スプレイを行うとともに、その後、B充てんポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。</p> <p>(添付資料 1.4.10)</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失において、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>1.4.2.1(1)b.(b)と同様。</p>	<p>(2) サポート系故障時の対応手順</p>	<p>(2) サポート系故障時の対応手順</p> <p>a. 代替炉心注水</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合において、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原子炉容器へ注水する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、補助給水ピットを使用する。</p> <p>炉心損傷前に代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイを実施していた場合において、代替炉心注水が必要と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替え、代替炉心注水を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を原子炉容器とする準備を行い、常設代替交流電源設備より受電すれば、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水を行う。なお、対応途中で、事象が進展し炉心損傷と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器へ変更し代替格納容器スプレイを行うとともに、その後、B-充てんポンプ（自己冷却）により原子炉容器への注水を行う。</p> <p>(添付資料 1.4.12)</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時において、1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水については、1.4.2.1(1)b.(b)「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水開始まで35分以内で可能であ</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】運用の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水 原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却機能喪失が発生し恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第1.4.21図に示す。 なお、空調用冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)b.「空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。</p> <p>(c) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、B充てんポンプ（自己冷却）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。 B充てんポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失時に、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。</p>		<p>る。 なお、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉格納容器から原子炉容器へ切り替える場合の上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水開始まで25分以内で可能である。</p> <p>(b) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、B-充てんポンプ（自己冷却）により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、代替格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水が代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉補機冷却機能喪失時の対応であるA余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 B充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.22図に、タイムチャートを第1.4.23図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室及び現場で、B充てんポンプの自己冷却運転準備のため、化学体積制御系の弁や原子炉補機冷却水系の弁等を隔離し、ベンディングホースの接続を実施する。</p> <p>⑤ 緊急安全対策要員は、現場でB充てんポンプ（自己冷却）ディスタンスピース2箇所の取替えを実施する。</p> <p>⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピース取替え完了後に、化学体積制御系の弁を操作しB充てんポンプ（自己冷却）冷却水通水のための系統構成を行う。</p> <p>⑦ 当直課長は、運転員等にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。</p> <p>⑧ 運転員等は、中央制御室でB充てんポンプを起動する。ポンプ起動後、現場で冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。</p> <p>⑨ 運転員等は、現場で中央制御室と連絡を密にし、充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁により充てん水流量を調整し、1次冷却系の保有水量を回復させる。</p> <p>⑩ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度、充てん水流量等により、原子炉が冷却状態であること及びB充てんポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。</p>		<p>ii. 操作手順 B充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.22図に、タイムチャートを第1.4.23図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び災害対策要員は、中央制御室及び現場でB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で系統構成完了後に水張り操作を行い、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>④ 発電課長（当直）は、運転員にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水が可能となれば、注水開始を指示する。</p> <p>⑤ 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室でB充てんポンプを起動する。ポンプ起動後、中央制御室及び現場で充てん流量、B充てんポンプ油冷却器、封水冷却器補機冷却水流量等を確認し、起動状態に異常がないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>⑥ 運転員（現場）Bは、現場で中央制御室と連絡を密にし、充てん流量制御弁バイパスラインに設置している手動弁により充てん流量を調整し、1次冷却系の保有水量を回復させる。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度、充てん流量等により、発電用原子炉が冷却状態であること及びB充てんポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・弁操作による系統構成と水張りを実施する手順に相違なし。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④）</p> <p>【大飯】記載表現の相違 ・充てんポンプの運転状態及び自己冷却ラインの通水流量を確認する手順に相違なし。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>① 運転員等は、中央制御室で原子炉水位により1次冷却系の保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約84分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。 ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 (添付資料1.4.11)</p> <p>(d) A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 B充てんポンプ（自己冷却）の故障等により、原子炉への注水を充てん水流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.24図に、タイムチャートを第1.4.25図に示す。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。</p>		<p>⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水開始まで40分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.4.13)</p> <p>(c) B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水ピット水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 B-充てんポンプの故障等により、原子炉容器への注水を充てん流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。</p> <p>ii. 操作手順 B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.24図に、タイムチャートを第1.4.25図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にB-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水の準備作業と系統構成を指示する。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違 ・泊3号炉は、「等」に「加圧器水位」が含まれ監視可能であれば「加圧器水位」も併せて監視する。大飯3/4号炉も監視計器一覧に「加圧器水位」は記載しており、記載表現の相違。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑧）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプ自己冷却運転準備のため、格納容器スプレイ系の弁や原子炉補機冷却水系の弁等を隔離する。</p> <p>⑤ 緊急安全対策要員は、現場でA格納容器スプレイポンプ自己冷却運転準備のため、ディスタンスピース2箇所の取替え及びベンディングホースの接続を実施する。</p> <p>⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作しA格納容器スプレイポンプ冷却水通水のための系統構成及び系統ベンディングを行う。</p> <p>⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプ起動準備のために他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、RHR S-CSS連絡ライン弁を開操作する。</p> <p>⑧ 当直課長は、A格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に原子炉への注水開始を指示する。</p> <p>⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプを起動し、冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室でA余熱除去流量等により原子炉への注水が確保されたことを確認する。</p> <p>⑩ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の低下により、A格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態であることを継続して確認する。</p> <p>⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位により1次冷却系の保有水量が回復することを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、中央制御室及び現場で注水流量を調整する。</p>		<p>② 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び運転員（現場）Cは、中央制御室及び現場でB格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（現場）B及び運転員（現場）Cは、現場で自己冷却ラインを構成するために、冷却水用可搬型ホースを接続する。</p> <p>④ 運転員（現場）B及び運転員（現場）Cは、現場でB格納容器スプレイポンプの補機冷却水系隔離後、自己冷却ラインの系統構成を行う。</p> <p>⑤ 発電課長（当直）は、B格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水が可能となれば、運転員に原子炉容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でB格納容器スプレイポンプを起動し、冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認して、発電課長（当直）に報告する。また、中央制御室でB格納容器スプレイ流量等により原子炉容器への注水が確保されたことを確認する。</p> <p>⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で炉心出口温度等の低下により、B格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないこと及び発電用原子炉が冷却状態であることを継続して確認する。</p> <p>⑧ 運転員（中央制御室）A、運転員（現場）B及び運転員（現場）Cは、中央制御室で原子炉容器水位等により1次冷却系の保有水量が回復することを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場でRHR S-CSS連絡ラインの手動弁を操作し注水流量を調整する。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違 ・弁操作により系統構成を実施する手順に相違なし。</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由①）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②） 【大飯】記載表現の相違 ・泊3号炉も系統構成にて水張りを行う手順に相違なし。 【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由④） 【大飯】記載表現の相違 ・泊3号炉は、「等」に「加圧器水位」が含まれ監視可能であれば「加圧器水位」も併せて監視する。大飯3/4号炉も監視計器一覽に「加圧器水位」は記載しており、記載表現の相違。 【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p>
<p>iii. 操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等3名及び緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約85</p>		<p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS連</p>	

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>分と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。</p> <p>ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 (添付資料 1.4.12)</p> <p>(e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりNo. 2淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによりNo. 2淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。</p> <p>使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水に余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なNo. 2淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。</p> <p>ii. 操作手順 1.4.2.1(1)b. (c)と同様。</p>		<p>絡ライン使用)による原子炉容器への注水開始まで50分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.4.14)</p> <p>(d) ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル駆動消火ポンプによりろ過水タンク水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>また、原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによりろ過水タンク水を原子炉容器へ注水する。</p> <p>使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 B格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水をB格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合に、原子炉容器へ注水するために必要なろ過水タンクの水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。</p> <p>ii. 操作手順 ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水については、1.4.2.1(1)b. (c)「電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火ポンプによる原子炉容器への注水開始まで40分以内で可能である。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑤）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉へ海水を注水する手順を整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>1.4.2.1(1)b.(d)と同様。</p>		<p>(e) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬型大型送水ポンプ車により原子炉容器へ海水を注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>B格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水をB格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水については、1.4.2.1(1)b.(d)「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水開始まで200分以内で可能である。</p> <p>(f) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬型大型送水ポンプ車により代替給水ピットから原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>B格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉容器への注水をB格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する又は原水槽が使用できないと判断し、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水については、1.4.2.1(1)b.(e)「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由②）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</p> <p>i. B 高压注入ポンプ（海水冷却）による高压代替再循環運転</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合、B 高压注入ポンプ（海水冷却）を用いた高压代替再循環運転を行い、あわせて大容量ポンプを用いた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格納容器を冷却する手順を整備する。</p>		<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水開始まで145分以内で可能である。</p> <p>(g) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬型大型送水ポンプ車により原水槽から原子炉容器へ注水する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>B-格納容器スプレィポンプの故障等により、原子炉容器への注水をB-格納容器スプレィ流量等にて確認できない場合において、海水の取水ができないと判断し、原水槽の水位が確保され、使用できることを確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水については、1.4.2.1(1) b.(f)「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p> <p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水開始まで200分以内で可能である。</p> <p>b. 代替再循環運転</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</p> <p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高压注入ポンプによる高压代替再循環運転</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉補機冷却機能が喪失した場合、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高压注入ポンプによる高压代替再循環運転を行い、あわせて可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(i) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>(ii) 操作手順</p> <p>B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.26図に、タイムチャートを第1.4.27図に示す。</p> <p>大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水」にて整備する。</p> <p>① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にB高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転の系統構成が完了すれば高圧代替再循環運転の開始を指示する。</p> <p>② 運転員等は、中央制御室で高圧代替再循環運転のための系統構成を実施する。</p> <p>③ 運転員等は、中央制御室でB高圧注入ポンプを起動し、原子炉へ注水されていることを高圧注入流量で確認する。</p> <p>④ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度の低下、高圧注入流量等により、原子炉の冷却及びB高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。</p> <p>(iii) 操作の成立性</p> <p>上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施する。</p> <p>(b) 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合</p> <p>i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転</p> <p>1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）</p>		<p>(i) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、可搬型大型送水ポンプ車による代替補機冷却により冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>(ii) 操作手順</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4.26図に、タイムチャートを第1.4.27図に示す。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による冷却水通水については、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「可搬型大型送水ポンプ車によるA-高圧注入ポンプへの補機冷却水（海水）通水」の操作手順と同様である。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転の準備と系統構成を指示する。</p> <p>② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で高圧代替再循環運転のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でA-高圧注入ポンプを起動し、発電課長（当直）に報告する。また、原子炉容器へ注水されていることを高圧注入流量等で確認する。</p> <p>④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で1次冷却材温度の低下、高圧注入流量等により、原子炉容器の冷却及びA-高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。</p> <p>(iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>(b) 1次冷却材喪失事象時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合</p>	<p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた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格納容器内を冷却する手順を整備する。</p> <p>(i) 手順着手の判断基準 1次冷却材喪失時における再循環運転時において原子炉補機冷却機能が喪失し原子炉補機冷却水の通水を原子炉補機冷却水供給母管流量等にて確認できない場合に、空調用冷水系が運転中で、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>(ii) 操作手順 A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第1.4.28図に示す。 なお、空調用冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。</p> <p>ii. B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた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格納容器内を冷却する手順を整備する。</p> <p>(i) 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却機能喪失時にA余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>(ii) 操作手順 1.4.2.1(2)b.(a) i. と同様。</p>		<p>i. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転 1次冷却材喪失事象時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により原子炉容器への注水を行い、あわせて、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>(i) 手順着手の判断基準 1次冷却材喪失事象時における再循環運転時において原子炉補機冷却機能喪失を原子炉補機冷却水供給母管流量等にて確認した場合に、可搬型大型送水ポンプ車による代替補機冷却により冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。</p> <p>(ii) 操作手順 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転については、1.4.2.1(2)b.(a) i. 「可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転」の操作手順と同様である。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 格納容器隔離弁の閉止</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、RCPシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがあるため、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等を閉操作する手順を整備する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。タイムチャートを第1.4.29図に示す。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の対応は現場にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約2.5時間と想定する。</p> <p>円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運</p>		<p>(iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>c. 原子炉格納容器隔離弁の閉止</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合、1次冷却材ポンプシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがあるため、1次冷却材ポンプ封水戻りラインC/V外側隔離弁等を閉操作する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p>常設代替交流電源設備により電源が確保されれば、中央制御室にて、1次冷却材ポンプ封水戻りラインC/V外側隔離弁等を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する原子炉格納容器隔離弁の閉を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合の操作手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.4.28図に示す。</p> <p>① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に原子炉格納容器隔離弁の閉止を指示する。</p> <p>② 運転員（現場）A及び災害対策要員は、現場で1次冷却材ポンプ隔離弁等及び原子炉格納容器隔離弁の閉止操作を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>③ 運転員（現場）B及び災害対策要員は、現場で主給水隔離弁の閉止操作を実施し、発電課長（当直）に報告する。</p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（現場）2名及び災害対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから1次冷却材ポンプ封水戻りラインC/V外側隔離弁等を閉止するまで60分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同</p>	<p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊は隔離弁等の電源が回復していない場合の操作手順の概要を記載しているが、操作手順は大飯と同様である。</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>転状態と同程度である。</p> <p>隔離操作については、RCPシール部からの1次冷却材漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を優先して閉操作する。 (添付資料 1.4.13、1.4.14)</p> <p>d. その他の手順項目にて考慮する手順</p> <p>1次冷却材喪失事象の発生に伴い、炉心損傷の兆候が見られる場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(1)a.(a)「格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ」及び1.8.2.1(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。</p> <p>格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1(2)b.(a)「大容量ポンプを用いたA、D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」又は1.6.2.1(2)a.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。</p> <p>空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。</p> <p>燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の復水ピットからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水ピットから復水ピットへの水源切替」及び1.13.2.2(9)「復水ピットから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。</p> <p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプ及び送水車への給油に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.4(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.6.2.4(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。</p>		<p>程度である。</p> <p>隔離操作については、1次冷却材ポンプシール部からの1次冷却材漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻りラインC/V外側隔離弁を優先して閉操作する。 (添付資料 1.4.15、1.4.16)</p>	<p>【大飯】記載箇所の相違(女川実績の反映) ・泊は1.4.2.5にて同等の内容を整理。</p>

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため、比較表 p.1.4-192 より再掲】</p> <p>空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(i)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。</p>	<p>a. 復旧</p> <p>(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の故障により、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備により残留熱除去系の電源を復旧し、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（低圧注水モード）にて原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却水系に関する手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線 2C 系又は 2D 系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が使用可能な状態[※]に復旧された場合。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サプレッションチェンバ）が確保されている状態。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>残留熱除去系 (A) (低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系 (B) (低圧注水モード) 又は残留熱除去系 (C) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水手順も同様）。概要図を第 1.4-20 図に、タイムチャートを第 1.4-21 図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に残留熱除去系 (A) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）A は、残留熱除去系 (A) (低圧注水モード) の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（中央制御室）A は、残留熱除去系ポンプ (A) の起動操作を実施し、残留熱除去系ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認後、発電課長に残留</p>	<p>d. 復旧</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水</p> <p>全交流動力電源喪失により、B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備により B-充てんポンプの電源を復旧することで、B-充てんポンプにて原子炉容器へ注水する。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線の受電が完了し、B-充てんポンプが使用可能な状態に復旧された場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水については、1.4.2.1(2) a. (b)「B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水」の操作手順と同様である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】文章構成の相違(女川実績の反映)</p> <p>・大飯は「1.4.2.4 復旧に係る手順等」に整理しているが、泊は女川と同様に各手段の項目に「復旧」を設ける。</p> <p>【女川】炉型の相違による対応手段の相違</p> <p>【女川】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載箇所の相違</p> <p>【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>熱除去系(A) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。</p> <p>④発電課長は、原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去系ポンプ(A)の出口圧力以下であることを確認後、運転員に残留熱除去系(A) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑤運転員(中央制御室) Aは、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全開して原子炉圧力容器への注水を開始する。</p> <p>⑥運転員(中央制御室) Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3) から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> <p>※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全開後、RHR A系格納容器スプレイ隔離弁、RHR A系格納容器スプレイ流量調整弁及びRHR A系S/Cスプレイ隔離弁を全開してスプレイを実施する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員(中央制御室) 1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系(低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む。)の故障により、残留熱除去系(低圧注水モード) 及び低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備により低圧炉心スプレイ系の電源を復旧し、原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む。)又は原子炉補機代替冷却水系により冷却水を確保することで、低圧炉心スプレイ系にて原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む。)及び原子炉補機代替冷却水系に関する手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。</p>	<p>熱除去系(A) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。</p> <p>④発電課長は、原子炉圧力容器内の圧力が残留熱除去系ポンプ(A)の出口圧力以下であることを確認後、運転員に残留熱除去系(A) (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑤運転員(中央制御室) Aは、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全開して原子炉圧力容器への注水を開始する。</p> <p>⑥運転員(中央制御室) Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3) から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p> <p>※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイする場合は、RHR A系 LPCI 注入隔離弁を全開後、RHR A系格納容器スプレイ隔離弁、RHR A系格納容器スプレイ流量調整弁及びRHR A系S/Cスプレイ隔離弁を全開してスプレイを実施する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員(中央制御室) 1名、運転員(現場) 1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB-充てんポンプ(自己冷却) による原子炉容器への注水開始まで40分以内で可能である。</p> <p>(b) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転 全交流動力電源喪失により、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転による原子炉容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備によりA-高圧注入ポンプの電源を復旧することで、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転にて原子炉容器へ注水する。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、運転員(中央制御室) 1名、運転員(現場) 1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB-充てんポンプ(自己冷却) による原子炉容器への注水開始まで40分以内で可能である。</p> <p>(b) 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転 全交流動力電源喪失により、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転による原子炉容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備によりA-高圧注入ポンプの電源を復旧することで、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転にて原子炉容器へ注水する。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>【女川】対応手段の相違による要員及び所要時間の相違</p> <p>【大飯】文章構成の相違(女川実績の反映) ・大飯は「1.4.2.4 復旧に係る手順等」に整理しているが、泊は女川と同様に各手段の項目に「復旧」を設ける。</p> <p>【女川】記載表現の相違</p>

泊発電所 3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線 2C 系の受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水モード）が復旧できず、低圧炉心スプレイ系が使用可能な状態[*]に復旧された場合。</p> <p>※：設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源（サプレッションチェンバ）が確保されている状態。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.4-22 図に、タイムチャートを第 1.4-23 図に示す。</p> <p>①発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。</p> <p>②運転員（中央制御室）A は、低圧炉心スプレイ系の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>③運転員（中央制御室）A は、低圧炉心スプレイ系ポンプの起動操作を実施し、低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認後、発電課長に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。</p> <p>④発電課長は、原子炉圧力容器内の圧力が低圧炉心スプレイ系ポンプの出口圧力以下であることを確認後、運転員に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。</p> <p>⑤運転員（中央制御室）A は、LPCS 注入隔離弁を全開して原子炉圧力容器への注水を開始する。</p> <p>⑥運転員（中央制御室）A は、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>常設代替交流電源設備により非常用高圧母線の受電が完了し、A-高圧注入ポンプが使用可能な状態に復旧された場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転については、1.4.2.1(2) b. (a) i. 「可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転」の操作手順と同様である。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>e. 優先順位</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>代替炉心注水による原子炉への注水は、空冷式非常用発電装置から電源を確保できる場合、重大事故等対処設備であり、注水流量が大きく、準備時間の短い恒設代替低圧注水ポンプを優先して使用する。次に高揚程であるB充てんポンプ（自己冷却）を使用する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及びB充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水ができない場合は、A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR-S-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水を行う。これらの手段が実施できない場合は消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合は、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR-S-CSS連絡ライン使用）による原子炉への注水手段を失った場合に準備を開始し、使用準備が完了し、多様性拡張設備を含む他の原子炉への注水手段がなければ原子炉へ海水の注水を行う。</p>	<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで15分以内で可能である。</p> <p>b. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4-42図に示す。</p> <p>常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の運転が可能であれば残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉圧力容器へ注水する。また、残留熱除去系（低圧注水モード）が復旧できず、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の運転が可能であれば低圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の運転ができない場合、原子炉補機代替冷却水系を設置し、残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉圧力容器へ注水するが、原子炉補機代替冷却水系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等による原子炉圧力容器への注水を並行して実施する。</p> <p>発電用原子炉停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱を実施する。</p>	<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。</p> <p>操作器による中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>e. 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.4.40図に示す。</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合の発電用原子炉の冷却手段の優先順位を以下に示す。</p> <p>代替炉心注水による原子炉容器への注水は、常設代替交流電源設備から電源を確保できる場合、重大事故等対処設備であり、注水流量が大きく、準備時間の短い代替格納容器スプレイポンプを優先して使用する。次に高揚程であるB一充てんポンプを使用する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプ及びB一充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水ができない場合は、B一格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR-S-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水を行う。これらの手段ができない場合は、消火ポンプによる原子炉容器への注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合は、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる原子炉容器への注水ができない場合は、淡水又は海水を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水を行う。可搬型大型送水ポンプ車は重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、B一格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR-S-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水手段を失った場合に準備を開始し、使用準備が完了し、自主対策設備を含む他の原子炉容器への注水手段がなければ原子炉容器へ淡水又は海水の注水を行う。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水のための水源は、水源の切替えによる注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水タンクを使用する。原水タンクへの補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。</p>	<p>【女川】対応手段の相違</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由③）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊3号炉の可搬型大型送水ポンプ車は、淡水又は海水の注水が可能のため、水源の優先順位を整理している。

泊発電所3号炉 技術的能力 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は上記手段に加えて空調用冷水を使用したA余熱除去ポンプ及び電動消火ポンプによる原子炉への注水手段がある。A余熱除去ポンプ（空調用冷水）は恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水ができない場合に使用する。電動消火ポンプは原子炉補機冷却機能喪失時でも使用可能なためA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水ができない場合に使用する。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.30 図に示す。</p> <p>代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉へ注水後、大容量ポンプによる補機冷却水が確保できれば格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。</p> <p>1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失し、余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合は、準備時間の短いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。</p> <p>A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転ができない場合は、B高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。</p> <p>以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.31 図に示す。</p>		<p>原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は上記手段に加えて電動機駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水手段がある。電動機駆動消火ポンプは原子炉補機冷却機能喪失時でも使用可能なためB一格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水ができない場合に使用する。</p> <p>代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉容器へ注水後、可搬型大型送水ポンプ車による補機冷却水が確保できれば格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により原子炉容器へ注水を行い、あわせて、可搬型大型送水ポンプ車からの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失し、余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合は、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により原子炉容器へ注水を行い、あわせて、可搬型大型送水ポンプ車からの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】設備の相違（相違理由⑥）</p> <p>【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 熔融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合に、熔融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、格納容器スプレー又は代替格納容器スプレーにより原子炉下部キャビティに注水することで熔融炉心を冷却する。</p> <p>原子炉容器に熔融デブリが残存した場合、その熔融デブリ量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部キャビティに熔融落下するため、原子炉容器に熔融デブリが残存することは考えにくい。原子炉容器に残存熔融デブリが存在することを想定し、格納容器スプレー又は代替格納容器スプレーにより格納容器内へのスプレーによる残存熔融デブリの冷却（格納容器水張り）手順として整備する。</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融発生時に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレーが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレーを行う手順を整備する。</p> <p>なお、炉心損傷後の格納容器の減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、可搬型格納容器水素ガス濃度計で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>格納容器圧力は格納容器圧力計（広域）又はAM用格納容器圧力計により監視するが、これらの計器が機能喪失により監視できない場合においては、格納容器内温度を監視することで圧力と飽和温度の関係から格納容器圧力を推定する。</p> <p>(添付資料1.4.15、1.4.16)</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合に、格納容器圧力と温度の上昇又は可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）等の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であると判断した場合。</p>	<p>(3) 熔融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合において、熔融炉心が原子炉圧力容器を破損し原子炉格納容器下部へ落下した場合、原子炉格納容器下部注水系により原子炉格納容器下部へ注水することで落下した熔融炉心を冷却するが、原子炉圧力容器内に熔融炉心が残存した場合は、低圧代替注水により原子炉圧力容器へ注水（残留熱除去系ヘッドスプレー配管が使用可能である場合は、ヘッドスプレー水により残存した熔融炉心を冷却する。）することで残存した熔融炉心を冷却し、原子炉圧力容器から原子炉格納容器への放熱を抑制する。</p> <p>a. 低圧代替注水</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による残存熔融炉心の冷却</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、代替循環冷却系が使用できず、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉圧力容器への注水が可能の場合^{※2}</p>	<p>(3) 熔融炉心が原子炉容器内に残存する場合の対応手順</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合において、熔融炉心が原子炉容器を破損し原子炉格納容器下部に落下した場合、原子炉格納容器下部への注水により原子炉下部キャビティへ注水することで熔融炉心を冷却するが、原子炉容器内に熔融炉心が残存した場合は、その熔融炉心量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部キャビティに熔融落下するため、原子炉容器に熔融炉心が残存することは考えにくい。原子炉容器に残存熔融炉心が存在することを想定し、格納容器スプレー又は代替格納容器スプレーにより原子炉格納容器へ水張りすることで残存した熔融炉心を冷却し、原子炉容器から原子炉格納容器への放熱を抑制する。</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融発生時に代替格納容器スプレーポンプによる原子炉容器への注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレーが必要と判断すれば、代替格納容器スプレーポンプの注水先を原子炉容器から原子炉格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレーを行う。</p> <p>なお、炉心損傷後の原子炉格納容器の減圧操作については、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力から0.05MPa低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットで計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>原子炉格納容器圧力は格納容器圧力又は格納容器圧力（AM用）により監視するが、これらの計器が機能喪失により監視できない場合においては、原子炉格納容器内温度を監視することで圧力と飽和温度の関係から原子炉格納容器圧力を推定する。</p> <p>(添付資料1.4.17、1.4.18)</p> <p>a. 原子炉格納容器水張り</p> <p>(a) 格納容器スプレー又は代替格納容器スプレーによる残存熔融炉心の冷却</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合に、原子炉格納容器圧力と温度の上昇又は可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度）等の温度差の変化により原子炉格納容器内が過熱状態であると判断した場合。</p>	<p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違</p> <p>【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】記載表現の相違（女川実績の反映）</p>