

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.8 安定状態について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料 2.1.8</p> <p>安定停止状態について</p> <p>2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失+補助給水失敗）時の安定停止状態については以下のとおり。</p>	<p>添付資料 7.1.1.8</p> <p>安定状態について</p> <p>2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失+補助給水失敗）時の安定状態については、以下のとおり。</p>	
<p>原子炉安定停止状態：1次冷却材圧力及び温度の安定又は低下傾向</p>	<p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器安定状態についても定義</p>
<p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>蒸気発生器広域水位が10%未満となれば炉心冷却が脅かされるものの、フィードアンドブリードにて炉心注水することにより、炉心の冷却は維持される。</p> <p>燃料取替用水ビット水位低下により再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号機：16.0%）に到達すると、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切替信号が発信し、再循環運転へ移行し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。第2.1.5図及び第2.1.14図の解析結果より、事象発生の約3.7時間後に余熱除去系による炉心冷却が使用可能となり、余熱除去系ウォーミング（約1時間：定検実績より算出）及び1次冷却材温度177℃から93℃までの冷却時間（約7.1時間：定検実績より算出）を足した、事象発生の約11.8時間後を原子炉の安定停止状態とした。</p> <p>余熱除去系による長期安定状態の維持について</p> <p>1次冷却系の冷却に必要な外部電源等のサポート系は使用可能であり、余熱除去系により長期にわたり炉心の冷却が可能であることから、原子炉の安定停止状態を長期にわたり維持可能である。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>蒸気発生器広域水位が10%未満となれば炉心冷却が脅かされるものの、1次冷却系のフィードアンドブリード運転にて炉心注水することにより、炉心の冷却は維持される。</p> <p>燃料取替用水ビット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示71%以上を確認し、高圧再循環に切替え、高圧再循環運転に移行する。また、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。余熱除去系が使用可能となる温度、圧力（177℃未満、2.7MPa[gage]）となれば、余熱除去系による冷却操作に移行する。ここでは、余熱除去系が使用可能となる時間（約3.3時間）に、余熱除去系ウォーミング（約2時間：定期検査実績より算出）、加圧器気相消滅操作（約4時間）及び1次冷却材温度176℃から93℃までの冷却時間（約6.5時間：定期検査実績より算出）を足した時間（約15.8時間）を原子炉安定停止状態とした。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p>
	<p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>フィードアンドブリードにより1次冷却材が加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいする場合、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンによる原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器の圧力が</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

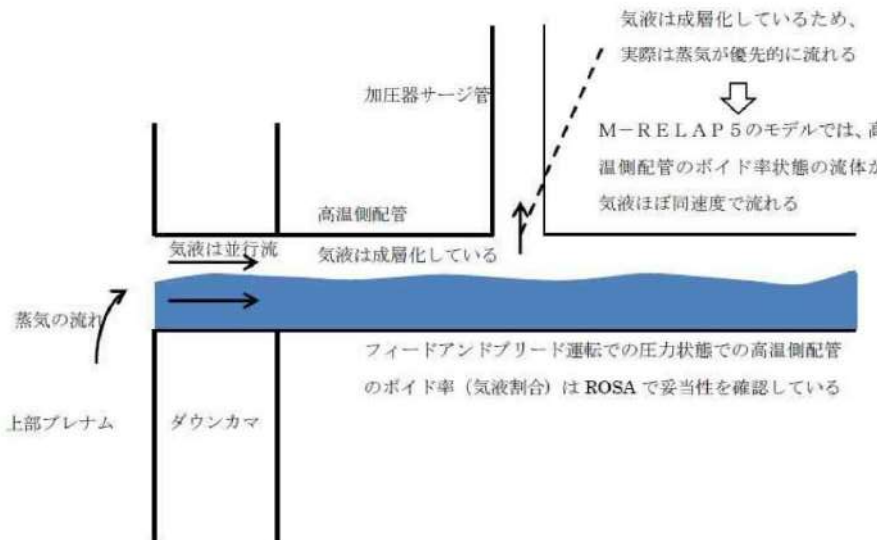
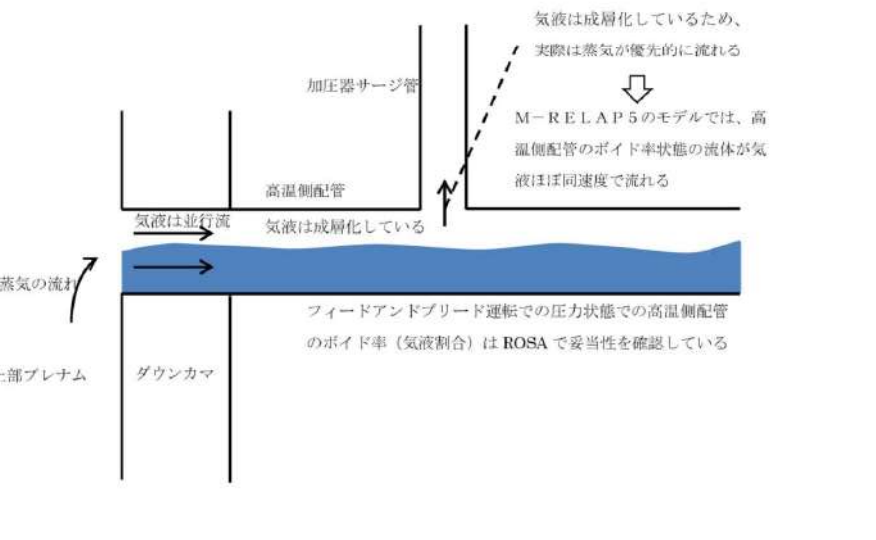
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.8 安定状態について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>上昇した場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により原子炉格納容器除熱を継続的に行うことで、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><u>【安定状態の維持について】</u></p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、原子炉格納容器除熱機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。</p>	

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.9 フィードアンドブリードにおける高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について）

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;">添付資料 2.1.9</p> <p>フィードアンドブリードにおける高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系を減圧し、高温側配管が二相化した後の高温側配管及び加圧器サージ管での流況を図1に示す。図1のとおり高温側配管の主流方向は流体が低速であり、低ボイド率の水平層状流となっていることから、高温側配管からサージラインへの流れについては実際には蒸気による水の巻き込み（エントレイン）があったとしても、蒸気の方が多くサージ管に流れ込む。</p> <p>M-RELAP5では、蒸気による水の巻き込み（エントレイン）を考慮した蒸気が主配管から枝管の流れを取り扱うことは可能である。しかし、有効性評価においては、フィードアンドブリードでの減圧を遅くするためそのような模擬とはせず、高温側配管のボイド率状態の二相混合流体がサージ管に流れ込み、液相が多くサージ管方向に流出する模擬としている。高温側配管とサージ管を接続する流路では、上流側である高温側配管から液相を多く含む流体がサージ管に流れ込むため、加圧器逃がし弁からの蒸気の流出が少なくなる。このため、M-RELAP5では、フィードアンドブリードでの減圧が遅くなる傾向となる。</p>  <p>図1 実機解析におけるフィードアンドブリード運転中の高温側配管の流況</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.1.9</p> <p>フィードアンドブリードにおける高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系を減圧し、高温側配管が二相化した後の高温側配管及び加圧器サージ管での流況を図1に示す。図1のとおり高温側配管の主流方向は流体が低速であり、低ボイド率の水平層状流となっていることから、高温側配管からサージラインへの流れについては実際には蒸気による水の巻き込み（エントレイン）があったとしても、蒸気の方が多くサージ管側に流れ込む。</p> <p>M-RELAP5では、蒸気による水の巻き込み（エントレイン）を考慮した蒸気が主配管から枝管の流れを取り扱うことは可能である。しかし、有効性評価においては、フィードアンドブリードでの減圧を遅くするためそのような模擬とはせず、高温側配管のボイド率が低い状態の二相混合流体がサージ管に流れ込み、液相が多くサージ管方向に流出する模擬としている。高温側配管とサージ管を接続する流路では、上流側である高温側配管から液相を多く含む流体がサージ管に流れ込むため、加圧器逃がし弁からの蒸気の流出が少なくなる。このため、M-RELAP5では、フィードアンドブリードでの減圧が遅くなる。</p>  <p>図1 実機PWR解析におけるフィードアンドブリード中の高温側配管の流況</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.1.10</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の 高圧注入ポンプ運転台数について</p> <p>事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を維持するための除熱手段確保として実施するものであり、非常用炉心冷却設備の手動作動及び加圧器逃がし弁の手動開放により実施するものである。ここで、非常用炉心冷却設備の手動作動において自動起動を想定する高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度解析を実施した。</p> <p>1. 解析条件 高圧注入ポンプ2台運転と1台運転の場合の高圧注入ポンプの注入特性を図1に示す。図1のとおり、1次冷却材圧力が約12MPa以上の高圧である場合を除き、1次冷却系への注水流量は2台運転時の約7割以上あり、フィードアンドブリード中の冷却材供給が不足して、冷却性が著しく低下するわけではない。</p> <p>2. 解析結果 感度解析の結果を図2から図7に示す。高圧注入ポンプの運転台数が1台の場合、2台運転時に比べ炉心への注水流量が減少し、炉心へ流入する冷却水のサブクール度が小さくなる。このため、フィードアンドブリード開始直後は沸騰が起こりやすくなり、1次冷却材圧力がより高圧で推移する傾向となる（図2の約30分～約60分）。ポンプ台数の減少により炉心への注水流量が減少し、1次冷却材圧力が高圧で推移することにより、炉心への注水流量はさらに減少する（図3）。このため、1次冷却系保有水量は減少し（図4）、炉心は一時的に露出するが、燃料被覆管温度は約507℃に到達（図6）した後、加圧器逃がし弁による減圧の継続により炉心への注水流量が回復し、炉心は再冠水する（図7）。</p> <p>また、高圧注入ポンプ1台運転の場合、1次冷却系保有水量の減少に伴い約63分から炉心が露出するが、加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出となることによる1次冷却系の減圧に伴う高圧注入流量の増加により、炉心水位は約67分から回復を開始し、約80分に炉心が再び冠水する（図7）。加圧器逃がし弁からの蒸気放出開始後の1次冷却材圧力が高い期間においては、加圧器逃がし弁から放出される蒸気流量が高圧注入流量を上回っているため（図3、図7：約30分～約74分）、1次冷却系保有水量は減少を続け、その後、高圧注入流量が放出流量を上回る事象発生の約74分後から1次冷却系保有水量は回復に転じる（図4）。加圧器逃がし弁からの蒸気放出により、1次冷却系保有水量としては減少し続けているものの、炉心領域では下部からの冷却水流入流量が炉心での発生蒸気を上回ることで、事象発生の約64分後には炉心水位が回復に転じ（図7）、水位回復による蒸気の冷却効果により事</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.1.10</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の 高圧注入ポンプ運転台数について</p> <p>事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」におけるフィードアンドブリードは、蒸気発生器2次側の保有水が喪失した場合に炉心冷却を維持するための除熱手段確保として実施するものであり、非常用炉心冷却設備の手動作動及び加圧器逃がし弁の手動開放により実施するものである。ここで、非常用炉心冷却設備の手動作動において自動起動を想定する高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度解析を実施した。</p> <p>1. 解析条件 高圧注入ポンプ2台運転と1台運転の場合の高圧注入ポンプの注入特性を図1に示す。図1のとおり、1次冷却材圧力が約11MPa以上の高圧である場合を除き、1次冷却系への注水流量は2台運転時の約8割以上あり、フィードアンドブリード中の冷却材供給が不足して、冷却性が著しく低下するわけではない。</p> <p>2. 解析結果 感度解析の結果を図2から図7に示す。高圧注入ポンプの運転台数が1台の場合、2台運転時に比べ炉心への注水流量が減少し、炉心へ流入する冷却水のサブクール度が小さくなる（図3）。このため、フィードアンドブリード開始直後は沸騰が起こりやすくなり、1次冷却材圧力がより高圧で推移する傾向となる（図2の約30分～約50分）。その間、炉心への注水流量は減少し、一時的に炉心への注水が停止する期間が生じる（図3）。このため、1次冷却系保有水量は減少し（図4）、原子炉容器内水位が低下することにより一時的に炉心上部が露出するが、加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、1次冷却系の減圧が促進することにより高圧注入流量が増加し、炉心は再冠水する（図7）。燃料被覆管温度は、炉心上部露出時に上昇するが、初期値を超えることはなく、その後炉心の再冠水に伴い低下するため影響はない。（図6）。</p>	<p>設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>象発生約69分後に燃料被覆管最高温度に到達した後、温度は低下している。(図6)。上記の炉心水位回復に比べると1次冷却系保有水量回復が遅れることから、1次冷却系保有水量が最小となる前に燃料被覆管最高温度が生じる結果となっている。</p> <p>以上より、2次冷却系からの除熱機能喪失時のフィードアンドブリードについて、高圧注入ポンプを1台運転とした場合には、フィードアンドブリード開始直後の1次冷却材圧力が高圧で推移する期間に炉心は一時的に露出するものの、その後、再冠水することにより、評価項目となるパラメータに与える影響はないことが確認できた。</p> <p>したがって、実運用においては、フィードアンドブリードは高圧注入ポンプ2台にて実施することとしているが、高圧注入ポンプ1台の場合でもフィードアンドブリードを継続することとしている。</p> <div data-bbox="152 560 1037 1150" style="border: 2px solid black; height: 370px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図1 高圧注入特性</p> <div data-bbox="347 1257 999 1305" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> 枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。 </div>	<p>以上より、2次冷却系からの除熱機能喪失時のフィードアンドブリードについて、高圧注入ポンプを1台運転とした場合においても、一時的に炉心は露出するものの、その後の水位回復により炉心は冠水を維持しており、燃料被覆管温度は初期値以下で推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響はないことが確認できた。</p> <p>したがって、実運用においては、フィードアンドブリードは高圧注入ポンプ2台にて実施することとしているが、高圧注入ポンプ1台の場合でもフィードアンドブリードを継続することとしている。</p> <div data-bbox="1068 552 1937 1222" style="border: 2px solid black; height: 420px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図1 高圧注入特性</p> <div data-bbox="1218 1294 1951 1331" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> ：枠囲みの内容は機密情報に属するものですので公開できません。 </div>	<p>解析結果の相違</p>

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉トリップ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の自動動作による冷却に伴う1次冷却材圧力の低下</p> <p>蒸気発生器広域水位0% (約25分)</p> <p>高圧注入ポンプ1台 高圧注入ポンプ2台</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約30分)</p> <p>加圧器からの放出が蒸気放出となることで除熱が促進され、1次冷却材圧力は低下</p> <p>低温水が炉心部に流入することによりそれまで停滞していた高温水/蒸気が収縮/凝縮することにより1次冷却材圧力が低下</p> <p>加圧器逃がし弁自動動作*</p> <p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁が気相から気液二相の放出に遷移することで蒸気放出が抑制されて、1次冷却材圧力が上昇</p> <p>1次冷却材圧力 (MPa [gage])</p> <p>時間 (分) *：炉心圧力を表示</p> <p>図2 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>原子炉トリップ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の自動動作による冷却に伴う1次冷却材圧力の低下</p> <p>蒸気発生器広域水位0% (約22分)</p> <p>高圧注入ポンプ1台 高圧注入ポンプ2台</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約27分)</p> <p>加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となることにより蒸気放出が促進されることから、1次冷却材圧力が低下</p> <p>低温水が炉心部に流入することによりそれまで停滞していた高温水及び蒸気が収縮又は凝縮することにより1次冷却材圧力が低下</p> <p>加圧器逃がし弁自動動作</p> <p>1次冷却材圧力の急減により減圧沸騰が発生し、加圧器逃がし弁からの放出が気液二相となることで蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力が上昇</p> <p>1次冷却材圧力 (MPa [gage])</p> <p>時間 (分) *：炉心圧力を表示</p> <p>図2 1次冷却材圧力の推移</p>	
<p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁が気相から気液二相の放出に遷移することで蒸気放出が抑制されて、1次冷却材圧力が上昇することで注水流量が低下</p> <p>高圧注入ポンプ1台の場合、ポンプ台数の減少により炉心注水流量が減少するほか、1次冷却材圧力も高圧で推移することから、炉心への注水流量はさらに小さくなる</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次冷却材圧力低下に伴う注水流量の増加</p> <p>低温水が炉心部に流入することによりそれまで停滞していた高温水/蒸気が収縮/凝縮することにより1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p> <p>加圧器水位の低下に伴い逃がし弁が蒸気放出となり、除熱が促進されて、1次冷却材の圧力が低下し、注水流量が増加</p> <p>高圧注入流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図3 高圧注入流量の推移</p>	<p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁が気液二相放出に遷移することで蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力が上昇し、注水流量が減少</p> <p>高圧注入ポンプ1台の場合は、ポンプ台数の減少により炉心注水流量が減少するほか、1次冷却材圧力も高圧で推移することから、炉心への注水流量がさらに減少</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次冷却材圧力低下に伴う注水流量の増加</p> <p>低温水が炉心部に流入することによりそれまで停滞していた高温水及び蒸気が収縮又は凝縮することにより1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p> <p>加圧器水位の低下に伴い加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、蒸気放出が促進されることから、1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p> <p>高圧注入流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図3 高圧注入流量の推移</p>	

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3 / 4号炉</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約30分)</p> <p>— 高圧注入ポンプ1台 高圧注入ポンプ2台</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴う高圧注入流量の増加により保有水量が回復</p> <p>高圧注入ポンプ台数の減少により、炉心への注水流量が低下することで、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図4 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約27分)</p> <p>..... 高圧注入ポンプ1台 — 高圧注入ポンプ2台</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴う高圧注入流量の増加により、1次冷却系保有水量が回復</p> <p>高圧注入ポンプ台数の減少により、炉心への注水流量が低下することで、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図4 1次冷却系保有水量の推移</p>	
<p>※1：加圧器安全弁は作動しない</p> <p>— 加圧器逃がし弁1台 加圧器逃がし弁2台</p> <p>フィードアンドブリード開始に伴う加圧器逃がし弁手動開 (約30分)</p> <p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁からの放出が二相となる</p> <p>給水喪失による1次冷却材圧力の上昇に伴う加圧器逃がし弁の開閉※1</p> <p>加圧器逃がし弁からの蒸気放出</p> <p>加圧器逃がし弁からの二相放出</p> <p>加圧器逃がし弁流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図5 加圧器逃がし弁流量</p>	<p>..... 加圧器逃がし弁1台 — 加圧器逃がし弁2台</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作によるフィードアンドブリード開始 (約27分)</p> <p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁からの放出が気液二相となる</p> <p>加圧器逃がし弁からの蒸気放出</p> <p>加圧器逃がし弁からの二相放出</p> <p>加圧器逃がし弁流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図5 加圧器逃がし弁流量の推移</p>	

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>時間 (分)</p> <p>— 高圧注入ポンプ1台 高圧注入ポンプ2台</p> <p>1次冷却系保有水量の減少により、一時的に炉心露出に至るが、加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、1次冷却系の減圧が促進することにより高圧注入流量が増加し、炉心水位が回復に転じることで炉心は再冠水する</p> <p>蒸気発生器ドライアウトによる1次冷却材温度の上昇に伴い被覆管温度が上昇</p> <p>燃料被覆管最高温度 約507°C (約69分)</p> <p>1次冷却材圧力の低下に合わせ、高圧注入流量の増加に伴い1次冷却材温度が低下して、被覆管温度は低下に転じる</p>	<p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>時間 (分)</p> <p>..... 高圧注入ポンプ1台 — 高圧注入ポンプ2台</p> <p>1,200°C</p> <p>蒸気発生器ドライアウトによる1次冷却材温度の上昇に伴い、燃料被覆管温度が上昇</p> <p>高圧注入ポンプ1台運転の場合、2台に比べて炉心注水流量が減少することに加え、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプの締切圧以上となる期間に高圧注入ポンプによる炉心注水が一時的に停止し、一時的に炉心が露出するため、燃料被覆管温度が一時的に上昇する</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、高圧注入流量が増加することにより1次冷却材温度が低下し、燃料被覆管温度が低下</p>	
<p>図6 燃料被覆管温度の推移</p> <p>気泡炉心水位 (m)</p> <p>時間 (分)</p> <p>— 高圧注入ポンプ1台 高圧注入ポンプ2台</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約30分)</p> <p>減圧沸騰の開始により、炉心及び上部プレナムが液相から気液二相へ遷移することによる水位低下</p> <p>高圧注入の減少により炉心入り口温度が上昇し、蒸気発生量が増加することによる水位低下</p> <p>炉心水位が回復</p> <p>停滞していた低温水が炉心に流入することにより気泡炉心水位が回復</p> <p>1次系保有水量の減少により、一時的に炉心露出に至るが、加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、1次冷却系の減圧を促進することにより高圧注入流量が増加し、炉心水位が回復に転じることで炉心は再冠水する</p>	<p>図6 燃料被覆管温度の推移</p> <p>原子炉容器内水位 (m)</p> <p>時間 (分)</p> <p>--- 高圧注入ポンプ1台 — 高圧注入ポンプ2台</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約27分)</p> <p>減圧沸騰の開始により、炉心及び上部プレナムが液相から気液二相へ遷移することによる水位低下</p> <p>高圧注入流量の一時的な減少により炉心入り口温度が上昇し、蒸気発生量が増加することによる水位低下</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴う高圧注入流量の増加による水位回復</p> <p>炉心水位が回復</p> <p>1次冷却系保有水量の減少により、一時的に炉心露出に至るが、加圧器逃がし弁からの放出が気相放出となり、1次冷却系の減圧を促進することにより高圧注入流量が増加し、炉心水位が回復に転じることで炉心は再冠水する</p> <p>*：気泡炉心水位を表示</p>	
<p>図7 気泡炉心水位の推移</p>	<p>図7 原子炉容器内水位の推移</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: right;">参考</p> <p style="text-align: center;">高圧注入ポンプ1台によるフィードアンドブリードに対して 操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価について</p> <p>重大事故等時の運転手順において、フィードアンドブリードは、高圧注入ポンプが1台しか使用できない場合においても実施することとしているが、その成立性は、「2次冷却系の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、高圧注入ポンプ運転台数を2台から1台に減らした感度解析により確認されている。</p> <p>ここでは、高圧注入ポンプ運転台数を1台とした場合の対策の成立性に対する余裕を確認するため、有効性評価における解析と同様の方法及び考え方に基づき、操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価を実施した。</p> <p>なお、本評価は「保安規定変更に係る基本方針」に基づき、重大事故等対処設備としての高圧注入ポンプのAOTを設定する際に参考となるものである。</p> <p>1. 操作開始が遅くなる場合 (1) 解析条件</p> <p>上述の高圧注入ポンプの運転台数を1台とした感度解析（感度ケース1）では、安全注入信号の手動発信後、加圧器逃がし弁全2個の手動開操作を行い、フィードアンドブリードを開始することとしている。このときの運転員操作時間としては5分を仮定し、蒸気発生器広域水位が0%以下となった5分後には安全注入が開始されるものとしている。</p> <p>ここでは、運転員操作が遅くなる場合の影響を確認するため、フィードアンドブリードを蒸気発生器広域水位が0%以下となった10分後に開始した場合の感度解析（感度ケース2）を実施する。解析条件を表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 感度解析の条件</p> <table border="1" data-bbox="156 1053 1041 1276"> <thead> <tr> <th></th> <th>基本ケース</th> <th>感度ケース1</th> <th>感度ケース2 (今回実施)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ運転台数</td> <td>2台</td> <td>1台</td> <td>1台</td> </tr> <tr> <td>フィードアンドブリード操作開始 (SGドライアウト後の時間)</td> <td>5分</td> <td>5分</td> <td>10分</td> </tr> </tbody> </table>		基本ケース	感度ケース1	感度ケース2 (今回実施)	高圧注入ポンプ運転台数	2台	1台	1台	フィードアンドブリード操作開始 (SGドライアウト後の時間)	5分	5分	10分	<p style="text-align: right;">参考</p> <p style="text-align: center;">高圧注入ポンプ1台によるフィードアンドブリードに対して 操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価について</p> <p>重大事故等時の運転手順において、フィードアンドブリードは、高圧注入ポンプが1台しか使用できない場合においても実施することとしているが、その成立性は、「2次冷却系からの除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、高圧注入ポンプ運転台数を2台から1台に減らした感度解析により確認されている。</p> <p>ここでは、高圧注入ポンプ運転台数を1台とした場合の対策の成立性に対する余裕を確認するため、有効性評価における解析と同様の方法及び考え方に基づき、操作条件の不確かさを考慮した場合の影響評価を実施した。</p> <p>なお、本評価は「保安規定変更に係る基本方針」に基づき、重大事故等対処設備としての高圧注入ポンプのAOTを設定する際に参考となるものである。</p> <p>1. 操作開始が遅くなる場合 (1) 解析条件</p> <p>上述の高圧注入ポンプの運転台数を1台とした感度解析（感度ケース1）では、安全注入信号の手動発信後、加圧器逃がし弁全2個の手動開操作を行い、フィードアンドブリードを開始することとしている。このときの運転員操作時間としては5分を仮定し、蒸気発生器広域水位が0%以下となった5分後には安全注入が開始されるものとしている。</p> <p>ここでは、運転員操作が遅くなる場合の影響を確認するため、フィードアンドブリードを蒸気発生器広域水位が0%以下となった10分後に開始した場合の感度解析（感度ケース2）を実施する。解析条件を表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 感度解析の条件</p> <table border="1" data-bbox="1075 1053 1937 1236"> <thead> <tr> <th></th> <th>基本ケース</th> <th>感度ケース1</th> <th>感度ケース2 (今回実施)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ運転台数</td> <td>2台</td> <td>1台</td> <td>1台</td> </tr> <tr> <td>フィードアンドブリード操作開始 (蒸気発生器ドライアウト後の時間)</td> <td>5分</td> <td>5分</td> <td>10分</td> </tr> </tbody> </table>		基本ケース	感度ケース1	感度ケース2 (今回実施)	高圧注入ポンプ運転台数	2台	1台	1台	フィードアンドブリード操作開始 (蒸気発生器ドライアウト後の時間)	5分	5分	10分	
	基本ケース	感度ケース1	感度ケース2 (今回実施)																							
高圧注入ポンプ運転台数	2台	1台	1台																							
フィードアンドブリード操作開始 (SGドライアウト後の時間)	5分	5分	10分																							
	基本ケース	感度ケース1	感度ケース2 (今回実施)																							
高圧注入ポンプ運転台数	2台	1台	1台																							
フィードアンドブリード操作開始 (蒸気発生器ドライアウト後の時間)	5分	5分	10分																							

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																						
<p>(2) 解析結果</p> <p>感度ケース2の主要な解析結果を図1から図6に示す。フィードアンドブリードの開始が遅れることで、感度ケース1に比べて、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することから、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、1次冷却材圧力が高く推移する。この結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少することで、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量は表2に示すとおりであり、炉心冷却性に係る判断基準^{※1}を満足することから、蒸気発生器ドライアウトからフィードアンドブリード開始までに約10分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>※1 炉心冷却性に係る判断基準</p> <p>「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については、以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。</p> <p>(1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。</p> <p>(2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。</p> <p style="text-align: center;">表2 主要解析結果</p> <table border="1" data-bbox="152 791 1041 1066"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">解析結果</th> </tr> <tr> <th>感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕</th> <th>感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度</td> <td>約507℃</td> <td>約1,148℃</td> </tr> <tr> <td>局所的最大ジルコニウム-水反応量</td> <td>0.1%未満</td> <td>約8%</td> </tr> </tbody> </table>		解析結果		感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕	感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕	燃料被覆管最高温度	約507℃	約1,148℃	局所的最大ジルコニウム-水反応量	0.1%未満	約8%	<p>(2) 解析結果</p> <p>感度ケース2の主要な解析結果を参考図1から参考図6に示す。フィードアンドブリードの開始が遅れることで、感度ケース1に比べて、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することから、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、1次冷却材圧力が高く推移する。この結果、高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少することで、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量は表2に示すとおりであり、炉心冷却性に係る判断基準^{※1}を満足することから、蒸気発生器ドライアウトからフィードアンドブリード開始までに10分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>※1 炉心冷却性に係る判断基準</p> <p>「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については、以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。</p> <p>(1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。</p> <p>(2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。</p> <p style="text-align: center;">表2 主要解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1064 812 1957 1054"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">解析結果</th> </tr> <tr> <th>感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕</th> <th>感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度</td> <td>約380℃</td> <td>約477℃</td> </tr> <tr> <td>局所的最大ジルコニウム-水反応量</td> <td>0.1%以下</td> <td>0.1%以下</td> </tr> </tbody> </table>		解析結果		感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕	感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕	燃料被覆管最高温度	約380℃	約477℃	局所的最大ジルコニウム-水反応量	0.1%以下	0.1%以下	<p>解析結果の相違</p>
		解析結果																						
	感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕	感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕																						
燃料被覆管最高温度	約507℃	約1,148℃																						
局所的最大ジルコニウム-水反応量	0.1%未満	約8%																						
	解析結果																							
	感度ケース1 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+5分〕	感度ケース2 〔高圧注入ポンプ1台 蒸気発生器ドライアウト+10分〕																						
燃料被覆管最高温度	約380℃	約477℃																						
局所的最大ジルコニウム-水反応量	0.1%以下	0.1%以下																						

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉トリップ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の自動動作による冷却に伴う1次冷却材圧力の低下 蒸気発生器広域水位0%（約25分） フィードアンドブリード開始（約30分、約35分） 加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出となることで除熱が促進され、1次冷却材圧力は低下 再冠水に伴う蒸気発生量の増加により1次冷却材圧力が一時的に上昇 低温水が炉心部に流入することによりそれぞれまで停滞していた高温水及び蒸気が収縮又は凝縮することにより1次冷却材圧力が低下 減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁からの放出が気相から二相の放出に遷移することで蒸気放出が抑制されて、1次冷却材圧力が上昇</p> <p>--- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>※：炉心圧力を記載 時間（分）</p>	<p>原子炉トリップ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の自動動作による冷却に伴う1次冷却材圧力の低下 蒸気発生器広域水位0%（約22分） フィードアンドブリード開始（約27分、約32分） 加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出となることで蒸気放出が促進され、1次冷却材圧力が低下 停滞していた高温水/蒸気が低圧側配管やダウンカマ部に流入して収縮/凝縮することにより1次冷却材圧力が低下 加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相に遷移することにより蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力が上昇</p> <p>--- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>※：炉心圧力を表示 時間（分）</p>	
<p>図1 1次冷却材圧力の推移（感度ケース2）</p>	<p>参考図1 1次冷却材圧力の推移（感度ケース2）</p>	
<p>蒸気発生器ドライアウトにより1次冷却材温度が上昇する フィードアンドブリード開始（約30分、約35分） 再冠水に伴う蒸気発生量の増加により1次冷却材圧力が一時的に上昇し、1次冷却材温度も一時的に上昇 1次冷却材圧力の低下に合わせ、高圧注入流量の増加に伴い、1次冷却材温度は低下</p> <p>--- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 1次冷却材温度飽和温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 1次冷却材飽和温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分 1次冷却材温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分 1次冷却材飽和温度</p> <p>1次冷却材温度（°C） 時間（分）</p>	<p>蒸気発生器ドライアウトにより1次冷却材温度が上昇 1次冷却材圧力の低下に伴い高圧注入流量が増加し、1次冷却材温度が低下</p> <p>--- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 1次冷却材温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 1次冷却材飽和温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分 1次冷却材温度 --- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分 1次冷却材飽和温度</p> <p>1次冷却材温度（°C） 時間（分）</p>	
<p>図2 1次冷却材温度の推移（感度ケース2）</p>	<p>参考図2 1次冷却材温度の推移（感度ケース2）</p>	

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3 / 4号炉 フィードアンドブリード開始 (約30分、約35分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>----- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 —— 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴う高圧注入流量の増加により1次冷却系保有水量が回復</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>----- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 —— 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>フィードアンドブリード開始 (約27分、約32分)</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴う高圧注入流量の増加により1次冷却系保有水量が回復</p>	
<p>図3 1次冷却系保有水量の推移 (感度ケース2)</p>	<p>参考図3 1次冷却系保有水量の推移 (感度ケース2)</p>	
<p>高圧注入流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>----- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 —— 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁が気相から二相の放出に遷移することで蒸気放出が抑制されて、1次冷却材圧力が上昇することで注水流量が低下</p> <p>再加水に伴う蒸気発生量の増加により1次冷却材圧力が一時的に上昇し、高圧注入流量が一時的に減少</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却材圧力の低下に伴う注水流量の増加</p> <p>加圧器水位の低下に伴い加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出となり、除熱が促進されて、1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p> <p>低温水が炉心部に流入することによりそれまで停滞していた高温水及び蒸気が取縮又は凝縮することにより1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p>	<p>高圧注入流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p> <p>----- 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+10分 —— 高圧注入ポンプ1台かつ蒸気発生器広域水位0%+5分</p> <p>減圧沸騰による1次冷却材体積の増加に伴い、加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相に遷移することにより蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力が上昇することで注水流量が減少</p> <p>再加水に伴う蒸気発生量の増加により1次冷却材圧力が一時的に上昇し、高圧注入流量が一時的に減少</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却材圧力の低下に伴う注水流量の増加</p> <p>加圧器水位の低下に伴い加圧器逃がし弁からの放出が蒸気放出となり、蒸気放出が促進されることから、1次冷却材圧力が低下し、注水流量が増加</p>	
<p>図4 高圧注入流量の推移 (感度ケース2)</p>	<p>参考図4 高圧注入流量の推移 (感度ケース2)</p>	

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図5 気泡炉心水位の推移（感度ケース2）</p>	<p>参考図5 原子炉容器内水位の推移（感度ケース2）</p>	
<p>図6 燃料被覆管温度の推移（感度ケース2）</p>	<p>参考図6 燃料被覆管温度の推移（感度ケース2）</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード時の高圧注入ポンプ運転台数について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 操作開始が早くなる場合</p> <p>感度ケース2とは反対に解析コードの不確かさ及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる場合には、有効性評価における基本ケースとフィードアンドブリード操作開始を早めた感度ケース（高圧注入ポンプ運転台数：2台、フィードアンドブリード操作開始：蒸気発生器ドライアウト+2分）の解析結果の比較により、1次冷却材温度がより低くサブクール度がより大きい状態で減圧を開始する感度ケースの方が、沸騰開始までの減圧幅が大きくなることが確認されている。このため、炉心注水流量の増加が大きく作用し、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、図1から図6に示す感度ケース2の解析結果よりも評価項目に対する余裕は大きくなる。</p> <p>3. 結論</p> <p>上記1.及び2.での影響評価より、高圧注入ポンプ1台運転の場合において、「2次冷却系からの除熱機能喪失」時のフィードアンドブリード操作条件の不確かさを考慮すると、フィードアンドブリード操作開始が遅くなる場合には、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量はそれぞれ1,200℃以下、15%以下を満足することから、対策の成立性に対する余裕が確保されていることを確認した。</p> <p style="text-align: center;">-以上-</p>	<p>2. 操作開始が早くなる場合</p> <p>感度ケース2とは反対に解析コードの不確かさ及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異により操作開始が早くなる場合には、有効性評価における基本ケースとフィードアンドブリード操作開始を早めた感度ケース（高圧注入ポンプ運転台数：2台、フィードアンドブリード操作開始：蒸気発生器ドライアウト+2分）の解析結果の比較により、1次冷却材温度がより低くサブクール度がより大きい状態で減圧を開始する感度ケースの方が、沸騰開始までの減圧幅が大きくなることが確認されている。このため、炉心注水流量の増加が大きく作用し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、参考図1から参考図6に示す感度ケース2の解析結果よりも評価項目に対する余裕は大きくなる。</p> <p>3. 結論</p> <p>上記1.及び2.での影響評価より、高圧注入ポンプ1台運転の場合において、「2次冷却系からの除熱機能喪失」時のフィードアンドブリード操作条件の不確かさを考慮すると、フィードアンドブリード操作開始が遅くなる場合には、炉心は一時的に露出するものの、燃料被覆管最高温度及び局所的最大ジルコニウム-水反応量はそれぞれ1,200℃以下、15%以下を満足することから、対策の成立性に対する余裕が確保されていることが確認された。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（2次冷却系からの除熱機能喪失））

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;">添付資料 2.1.11</p> <p style="text-align: center;">解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （2次冷却系からの除熱機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響について、表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.1.11</p> <p style="text-align: center;">解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （2次冷却系からの除熱機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」における解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失 (添付資料 7.1.1.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (2次冷却系からの除熱機能喪失))

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

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/2)

項目	解析条件 (最悪条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉トリップ (停炉)	蒸気発生器水位低 (90%水位) (記号時間: 0.09)	蒸気発生器水位低 (90%水位) (記号時間: 0.09) (注: 記号時間: 0.09) (以下)	トリップ設定値に非線形性を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ設定値を設定。補償遅延や異常検出時間等を考慮して、必要時調整を決定。	解析条件で想定している原子炉トリップ時間より長くなるため、原子炉トリップ時点での蒸気発生器水位低下が深刻となり、蒸気発生器水位低下による炉心注水機が動作し、原子炉トリップ時の追加注水ポンプによる炉心注水機が動作することから、1次冷却系は炉心注水機が動作することから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。	解析条件で想定している原子炉トリップ時間より長くなるため、炉心注水機が動作することから、1次冷却系は炉心注水機が動作することから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。
高圧注入ポンプ	最小注入特性	定格注入特性	炉心冷却能力が低下する観点から、資料欄に記入されている高圧注入ポンプの性能を考慮して、炉心冷却能力が低下する観点から、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。
加圧設備がしず	95ch (1個当たり)	96ch (1個当たり)	設計値として設定。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/2)

項目	解析条件 (最悪条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
原子炉トリップ (停炉)	蒸気発生器水位低 (90%水位) (記号時間: 0.09)	蒸気発生器水位低 (90%水位) (記号時間: 0.09) (以下)	トリップ設定値に非線形性を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ設定値を設定。補償遅延や異常検出時間等を考慮して、必要時調整を決定。	解析条件で想定している原子炉トリップ時間より長くなるため、原子炉トリップ時点での蒸気発生器水位低下が深刻となり、蒸気発生器水位低下による炉心注水機が動作し、原子炉トリップ時の追加注水ポンプによる炉心注水機が動作することから、1次冷却系は炉心注水機が動作することから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。	解析条件で想定している原子炉トリップ時間より長くなるため、炉心注水機が動作することから、1次冷却系は炉心注水機が動作することから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。
高圧注入ポンプ	最小注入特性	定格注入特性	炉心冷却能力が低下する観点から、設計値に注入ポンプの性能を考慮して、炉心冷却能力が低下する観点から、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。
加圧設備がしず	95ch (1個当たり)	96ch (1個当たり)	設計値として設定。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件で想定している日本仕様より多くあるため、トリップ後高圧注入ポンプが動作することから、炉心注水機が動作することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料7.1.1.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（2次冷却系からの除熱機能喪失））

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

表3 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータとなる影響及び操作時間余裕

項目	操作条件（操作条件）の不確かさ		条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕
	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響				
解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	条件設定の考え方 条件設定の考え方 条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕 操作時間余裕 操作時間余裕
解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	条件設定の考え方 条件設定の考え方 条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕 操作時間余裕 操作時間余裕

表3 運転員等操作時間による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータとなる影響及び操作時間余裕

項目	操作条件（操作条件）の不確かさ		条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕
	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響				
解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	条件設定の考え方 条件設定の考え方 条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕 操作時間余裕 操作時間余裕
解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析コード（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響 解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	条件設定の考え方 条件設定の考え方 条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響 要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響 評価項目となるパラメータとなる影響	操作時間余裕 操作時間余裕 操作時間余裕

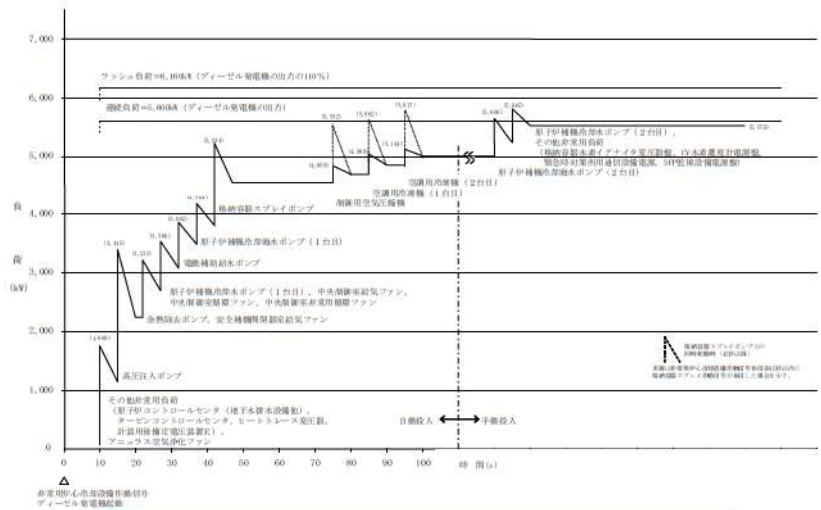
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.12 燃料評価結果について）

大飯発電所3/4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
添付資料 2.1.12		添付資料 7.1.1.12		
燃料評価結果について		燃料、電源負荷評価結果について (2次冷却系からの除熱機能喪失)		記載方針の相違 ・泊では電源に関する評価も記載
1. 燃料消費に関する評価（2次冷却系からの除熱機能喪失） 重要事故シナシス【主給水流量喪失+補助給水機能喪失】 プラント状況：3, 4号炉運転中。 事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。		1. 燃料消費に関する評価 重要事故シナシス【主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故】 事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。		設計の相違 記載表現の相違 (女川実績の反映)
燃料種別	重油	燃料種別	軽油	
号炉	3号炉	号炉	4号炉	
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h) 非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG: 燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG: 燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計: 約 594,720kWh	事象発生直後～7日間 (=168h) 非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG: 燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG: 燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計: 約 594,720kWh	時系列 事象発生直後～7日間 (=168h) ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$	
時系列	緊急時対策所用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策所用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約 19.2kL	
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761kWh	7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL	
結果	3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	ディーゼル発電機燃料油時油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能	
		※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式 $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$		
		$\left(\begin{array}{l} V: \text{軽油必要容量 (kL)} \\ N: \text{発電機定格出力 (kW)} = 5,800 \\ H: \text{運転時間 (h)} = 168 \text{ (7日間)} \\ \gamma: \text{燃料油の密度 (kg/kL)} = 825 \\ c: \text{燃料消費率 (kg/kWh)} = 0.2311 \end{array} \right)$		

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

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.12 燃料評価結果について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【記載無し】</p>	<p>2. 電源に関する評価</p> <p>重要事故シナリオ【主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故】</p> <p>事象：本重要事故シナリオの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。</p> <p>評価結果：本重要事故シナリオでは補助給水機能が喪失するものとする。このことから、重大事故等対策時の負荷は、下記の負荷曲線のうち電動補助給水ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>  <p>図 7.1.1.12-2 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線*</p> <p>※A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載</p>	<p>記載方針の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失（添付資料 7.1.1.13 2次冷却系からの除熱機能喪失の感度解析における燃料被覆管の健全性について）

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;">添付資料 2.1.13</p> <p>2次冷却系からの除熱機能喪失の感度解析における燃料被覆管の健全性について</p> <p>「2次冷却系からの除熱機能喪失」においては、解析条件又は操作条件の不確かさを確認するために、高圧注入ポンプの作動台数を2台から1台とした場合の感度解析（以下、「感度解析①」という。）及びフィードアンドブリード操作時間を5分遅らせた場合の感度解析（以下、「感度解析②」という。）を実施している。上記感度解析においては、一時的に炉心上部が露出する結果となっていることから、炉心が露出し被覆管の冷却状態が悪化した場合には、被覆管の温度上昇に伴い</p> <ul style="list-style-type: none"> ・被覆管の酸化量が増加する ・高温クリープにより被覆管の外径が大きくなる ・被覆管パーストが発生する <p>が生じる可能性があるものの、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に記載の判断基準である燃料被覆管の温度が1,200℃以下かつ短時間の露出であれば、酸化量についても著しくならないと考えられる。</p> <p>なお、被覆管の温度及び酸化量について確認した結果は下表のとおりであり、燃料被覆管の健全性を確認する判断基準^{*1}を満足することから燃料被覆管の健全性に問題はない。</p> <p>※1：燃料被覆管の健全性を確認する判断基準</p> <p>「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。 <p style="text-align: center;">表. 燃料被覆管の健全性に係るパラメータについて</p> <table border="1" data-bbox="159 1074 1034 1233"> <thead> <tr> <th></th> <th>感度解析①</th> <th>感度解析②</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>被覆管温度</td> <td>約 507℃</td> <td>約 880℃</td> </tr> <tr> <td>被覆管酸化量 (局所最大酸化量)</td> <td>約 0.1%</td> <td>約 1.2%</td> </tr> </tbody> </table>		感度解析①	感度解析②	被覆管温度	約 507℃	約 880℃	被覆管酸化量 (局所最大酸化量)	約 0.1%	約 1.2%	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.1.13</p> <p>2次冷却系からの除熱機能喪失の感度解析における燃料被覆管の健全性について</p> <p>「2次冷却系からの除熱機能喪失」においては、解析条件又は操作条件の不確かさを確認するために、高圧注入ポンプの作動台数を2台から1台とした場合の感度解析（以下、「感度解析①」という。）及びフィードアンドブリード操作時間を5分遅らせた場合の感度解析（以下、「感度解析②」という。）を実施している。上記感度解析においては、一時的に炉心上部が露出する結果となっていることから、炉心が露出し被覆管の冷却状態が悪化した場合には、被覆管の温度上昇が考えられるが、被覆管温度は初期値（約 380℃）を上回ることではないため、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に記載の判断基準である燃料被覆管の温度及び酸化量はそれぞれ1,200℃以下、15%以下である。</p> <p>なお、被覆管の温度及び酸化量について確認した結果は下表のとおりであり、燃料被覆管の健全性を確認する判断基準^{*1}を満足することから燃料被覆管の健全性に問題はない。</p> <p>※1：燃料被覆管の健全性を確認する判断基準</p> <p>「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること」については以下に掲げる要件を満たすものであることと定められている。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。 <p style="text-align: center;">表 燃料被覆管の健全性に係るパラメータについて</p> <table border="1" data-bbox="1061 1086 1955 1225"> <thead> <tr> <th></th> <th>感度解析①</th> <th>感度解析②</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>被覆管温度</td> <td>約 380℃</td> <td>約 380℃</td> </tr> <tr> <td>被覆管酸化量 (局所最大酸化量)</td> <td>0.1%以下</td> <td>0.1%以下</td> </tr> </tbody> </table>		感度解析①	感度解析②	被覆管温度	約 380℃	約 380℃	被覆管酸化量 (局所最大酸化量)	0.1%以下	0.1%以下	<p>※新規作成資料</p> <p>解析結果の相違 (事象進展に関しては伊方と同様)</p> <p>解析結果の相違 (解析結果については伊方と同様)</p>
	感度解析①	感度解析②																		
被覆管温度	約 507℃	約 880℃																		
被覆管酸化量 (局所最大酸化量)	約 0.1%	約 1.2%																		
	感度解析①	感度解析②																		
被覆管温度	約 380℃	約 380℃																		
被覆管酸化量 (局所最大酸化量)	0.1%以下	0.1%以下																		

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE712-9 r.11.0
提出年月日	令和5年7月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.1.2 全交流動力電源喪失

令和5年7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。

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件				
・SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正(第7.1.2.5図(2/2)、第7.1.2.6図(2/2))【比較表P75、77】				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「差異の説明」欄に差異理由を記載しているプラントを【高浜】【大飯】と記載している				
・女川は「全交流動力電源喪失」を4つの事故シーケンスグループ(長期TB、TBU、TBD、TBP)に細分化している。泊の「全交流動力電源喪失」は「RCPシールLOCAが発生する場合」と「RCPシールLOCAが発生しない場合」の2つの事故シーケンスで評価している。24時間の交流電源喪失を想定する泊の「RCPシールLOCAが発生しない場合」の横に女川の「長期TB」を掲載する。				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある(添付資料6.5.8)				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性(高圧時の注入流量が若干多い) : 「ECCS注水機能喪失(2インチ破断)」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ(CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い) : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目(1/3)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温、減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、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から、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。			相違なし (補助給水ピットの設定名称がプラントにより異なるが事故シーケンスグループの特徴は同一)

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 有効性評価の主な項目 (2/3)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
炉心損傷防止対策	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。	炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として高圧注入系による高圧代替再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却並び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る原子炉格納容器除熱手段を整備する。	対策に相違なし （代替炉心注水及び炉心注水に使用するポンプが異なる。また、高浜はブースティングプラントのため再循環に低圧注入系及び高圧注入系を使用する。） 記載表現の相違（女川実績の反映） ・泊では初期の対策及び安定状態に向けた対策を明確化
重要事故シーケンス	「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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果 （評価項目等） a. RCPシールLOCAが発生する場合（上段）	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約390℃）以下にとどまり、1200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.39MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回っている	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回っている	燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回っている	相違なし （設計の相違により評価値やCVの最高使用圧力等が異なるが、何れも判断基準を下回る）

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 有効性評価の主な項目 (3/3)				
<p>項目</p> <p>有効性評価の結果 (評価項目等) b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第2.2.26図及び第2.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」に比べ厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる 1次冷却材圧力：初期値(約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る 原子炉格納容器圧力及び温度：RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.179MPa[gage]及び約110℃に比べて厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る</p>	<p>相違理由</p> <p>相違なし (設計の相違により評価値やCVの最高使用圧力等が異なるが、何れも判断基準を下回る)</p>
2-4) 主な差異 (RCP シール LOCA が発生しない場合)				
<p>項目</p> <p>RCP シール部からの漏えい率(初期)</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h(21gpm相当)とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm(約0.13インチ)を設定</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h(21gpm相当)とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm(約0.13インチ)を設定</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m³/hとし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm(約0.07インチ)を設定</p>	<p>相違理由</p> <p>設計の相違 ・大飯、高浜はW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。大飯、高浜はWCAP-15603に基づく値を評価に用い、泊はWCAP-15603を参考にした上で国内実機評価に基づく値を使用している。(伊方と同様)</p>
<p>項目</p> <p>事象進展</p>	<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>事象発生約11時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>事象発生約13時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約27時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p>	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違 ・蓄圧タンク出口弁の閉止は、代替交流電源確立又は1次冷却材圧力約1.7MPa到達10分後に実施する。大飯、高浜は代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止するが、泊はRCPシークリーク量が泊より少なく1次冷却材圧力の下降が緩やかになり1.7MPa到達が代替交流電源確立よりも遅くなるため、蓄圧タンク出口弁閉止の起因が異なる。</p>
<p>・RCPシールLOCAが発生する場合に関しては泊、大飯、高浜のプラント設備の相違による差異以外で、上記2-3)に記載した事項以外の主な差異はない</p>				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	—
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	—
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B充てんポンプ（自己冷却）	—
	燃料取替用水ピット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ピット	—
	復水ピット	復水タンク	補助給水ピット	—
	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置	代替非常用発電機	—
	送水車	消防ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	（大飯と同様）
	閉操作/閉	閉止/閉止	閉操作/閉	（大飯と同様）
	開操作	開放	開操作	（大飯と同様）
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	（大飯と同様）
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有“水量”に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一
	動作	作動	動作	（大飯と同様）

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温、減圧及び復水ビットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリア</p>	<p>2.2 全交流動力電源喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリア</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 TB）</p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 TB）」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して、原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。</p> <p>このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p>	<p>7.1.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失することを想定する。</p> <p>このため、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次冷却系の減温、減圧及び補助給水ビットへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、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</p>	<p>※相違が生じているが相違理由を省略しているものについては比較結果をとりまとめた資料を参照</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載箇所の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>アの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p>	<p>アの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p>	<p>本事故シーケンスグループは、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>ことから、緩和措置がとられない場合には、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、外部電源及びディーゼル発電機が喪失した状態において、蓄圧注入系以外の原子炉容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧するとともに、代替非常用発電機から電源を給電した代替格納容器スプレイポンプにより炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、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る原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。</p> <p>また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.2.1図に、対応手順の概要を第2.2.2図から第2.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。</p> <p>また、長期的な冷却を可能とするため、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、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.2.1.1図に、対応手順の概要を第2.2.1.2図から第2.2.1.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.2.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1図から第2.3.1.3図に、手順の概要を第2.3.1.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びにB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策としてC、D-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る原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、手順の概要を第7.1.2.2図から第7.1.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計21名である。その内訳は次のとおりであ</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊は非ブースティングプラントであり、高圧代替再循環には余熱除去系を使用しない設計（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・大飯及び高浜がツインプラントなのに対して、</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>で構成され、合計 46 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員 12 名（1号炉及び2号炉中央制御室要員2名を含む。）である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が 26 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.2.5 図及び第 2.2.6 図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁に</p>	<p>構成され、合計70名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生後の6時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員16名（内1号炉及び2号炉中央制御室要員6名）、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が22名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生後の6時間後以降に必要な召集要員は24名である。この必要な要員と作業項目について第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁に</p>	<p>室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.3.1.5図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p>	<p>る。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.2.5図及び第7.1.2.6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし</p>	<p>泊はシフトプラントのため少ない要員数となっている。また、主にサポート系故障時に実施する作業については、設備構成等の相違により泊は対応が少なく（ゲイスクラス取付、仮設水櫃配備等が不要）、比較的少人数での対応が可能となっている。</p> <p>【女川】 対応手順の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では蓄電池（非常用）による給電確認を明確化（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>よる炉心冷却を行う。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認 蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B 充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアンユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常</p>	<p>より炉心冷却を行う。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認 蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B 充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアンユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放並びに消防ポンプの準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する。</p>	<p>し弁による炉心冷却を行う。 (添付資料 7.1.2.1)</p> <p>b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認 蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</p> <p>補助給水流量の確立を確認するために必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応</p> <p>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アンユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は「常用母線電源電圧低」でも起動する可能性があるため等と記載（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・「加圧器逃がし弁の準備」は、2次冷却系強制冷却が実施できない場合を想定したものであり、この準備操作は格納容器過温破損シナリオで実施するため、泊は本事象</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.1、2.2.3、2.2.4)</p> <p>e. 補助給水系機能維持の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作 充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。</p>	<p>常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.3、2.2.4)</p> <p>e. 補助給水系の機能維持の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 80m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止 充てん/高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p>		<p>電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。 (添付資料 7.1.2.5)</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 7.1.2.1、7.1.2.2、7.1.2.21)</p> <p>e. 補助給水系機能維持の判断 すべての補助給水流量指示の合計が 80m³/h 以上であることを確認する。 補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。</p> <p>f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉操作 充てんポンプの起動時における1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。 なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。</p>	<p>では記載しない(伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>g. 不要直流電源負荷切離し</p> <p>空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ビットへの補給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>g. 不要直流電源負荷切離し</p> <p>空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、消防ポンプによる復水タンクへの供給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>d. 125V 直流電源負荷切離し</p> <p>原子炉隔離時冷却系で使用している所内常設蓄電池式直流電源設備（125V蓄電池）の枯渇を防止するため、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて125V直流負荷の切離しを実施する。また、事象発生から8時間後に制御建屋内に125V直流負荷の切離しを実施することにより24時間にわたって125V直流電源の供給を行う。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>g. 不要直流電源負荷切離し</p> <p>代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切離しを行い、蓄電池（非常用）及び後備蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。</p> <p>(添付資料7.1.2.5)</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力（広域）指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ビットへの補給を行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は2つの異なる蓄電池を使用して24時間の直流給電を継続するため明確に記載</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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 2.2.5、2.2.6) i. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。 j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンプの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、アンユラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンプの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 k. 蓄圧タンク出口弁閉操作 1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。 (添付資料 2.2.5) 1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	(添付資料 2.2.5) i. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。 j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンプの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、アンユラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンプの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 k. 蓄圧タンク出口弁閉止 1次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。 (添付資料 2.2.6) 1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	【再掲】 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。	(添付資料 7.1.2.4、7.1.2.6) i. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系の動作を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。 j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンプへの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、B-アンユラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンプの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 k. 蓄圧タンク出口弁閉操作 1次冷却材圧力（広域）指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。 (添付資料 7.1.2.6) 1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設備名称の相違

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉</p>	<p>蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。</p> <p>なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>また、恒設代替注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心</p>	<p>f. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると、原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位は</p>	<p>蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度及び圧力を維持する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水</p> <p>代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水量を回復させるように調整する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>心注水を行う。 (添付資料 2.2.7)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高压代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニット、B高压注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高压代替再循環運転を行う。</p> <p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により高压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>注水を行う。 (添付資料 2.2.7)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却並びに低圧代替再循環運転及び高压代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニット、B余熱除去ポンプ及びC充てん/高压注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧代替再循環運転又は高压代替再循環運転を行う。 (添付資料 2.2.8)</p> <p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水タンク水位計指示16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示67%以上を確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から手動により低圧代替再循環運転又は高压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>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>代替炉心注水を行う。 (添付資料 7.1.2.3)</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び高压代替再循環運転</p> <p>RCP シール LOCA が発生している場合、安定状態に向けた対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D一格納容器再循環ユニット及びA一格納容器再循環ユニット及びA一格納容器再循環ユニット及び高压代替再循環運転を行う。</p> <p>海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示71%以上であることを確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高压代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違 ・高浜では添付資料2.2.8にて、大容量ポンプ車の運用変更（SWP代替機能と放水機能の兼用をとりやめ、各々整備）を説明。泊は当初より可搬型大型送水ポンプ車を各々整備しており運用変更は実施していない。</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等であり、高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続</p> <p>長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>(添付資料 2.2.9)</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等であり、低圧代替再循環運転及び高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続</p> <p>長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>g. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転</p> <p>原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。</p>	<p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等であり、高圧代替再循環運転に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続</p> <p>外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p>	<p>【高浜】 添付資料の相違 ・高浜では添付資料 2.2.9 にて、ブースティングプラントでは高圧代替再循環には低圧注入系も必要なことを記載。泊は非ブースティングプラントのため、この添付資料は作成していない。 (大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前記とおり (3 ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川実績の反映) ・泊では長期対策という記載はしない方針</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>p. 原子炉補機冷却系の復旧作業 召集要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転に切り替える。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を再開する。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>以降、炉心冷却はA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は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継続的に行う。</p> <p>p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業 参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・炉心冷却と格納容器除熱を異なる手段で実施するため女川のLOCA時注水機能喪失の記載を参考とした</p> <p>【大飯、高浜】 対応要員の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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 2.2.8)	(添付資料 2.2.10)		(添付資料 7.1.2.22)	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、</p>	<p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、</p>	<p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシ</p>	<p>7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」である。</p> <p>なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】 重要現象の相違 ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>デント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2表及び第2.2.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.2.9)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>「(a) 起回事象」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>RCP シール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 109m³/h (480gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約 1.4cm</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2.1表及び第2.2.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.2.11)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、外部電源喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>「(a) 起回事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>RCP シール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 109m³/h (480gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm (約 0.6イ</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>【参考：伊方3号炉】</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>RCP シール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 7.1.2.9)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>(d) RCP シール部からの漏えい率</p> <p>RCP シール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・大飯、高浜はIW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。大飯、高浜はWCAP-15603に</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>(約 0.6 インチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定しない場合の RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、1 次冷却系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m³/h (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約 0.3cm (約 0.13 インチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料 2.2.10、2.2.11、2.2.24)</p>	<p>ンチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定しない場合の RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、1 次系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m³/h (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約 0.3cm (約 0.13 インチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料 2.2.12、2.2.13)</p>	<p>1 台当たり、定格圧力において約 109m³/h (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm (約 0.6inch) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性は維持される。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定せず、RCP シール部が機能維持している場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の 1 次系温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 1.5m³/h とし、その漏えい率相当となる口径約 0.2cm (約 0.07inch) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料 2.2.9、2.2.10)</p>	<p>1 台当たり、定格圧力において約 109m³/h (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm (約 0.6 インチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。</p> <p>RCP シール LOCA の発生を想定しない場合の RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の 1 次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 1.5m³/h (6.6gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約 0.2cm (約 0.07 インチ) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>(添付資料 7.1.2.10、7.1.2.11、7.1.2.23)</p>	<p>基づく値を評価に用い、泊は WCAP-15603 を参考にした上で国内実機評価に基づく値を使用している。 (伊方と同様) 【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・同上</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	
<p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 200m³/h の流量で注水するものとする。</p>	<p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 160m³/h の流量で注水するものとする。</p>	<p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低 (レベル 2) で自動起動し、90.8m³/h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) の流量で</p>	<p>(a) 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、1 次冷却材ポンプ電源電圧低信号によるものとする。</p> <p>(b) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 80m³/h の流量で注水するものとする。</p>	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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) 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。 (添付資料 2. 2. 24)</p> <p>(c) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4. 04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 26. 9m³ (1基当たり) (添付資料 2. 2. 12)</p> <p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に</p>	<p>る。 (b) 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。 (c) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4. 04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 29. 0m³ (1基当たり) (添付資料 2. 2. 14)</p> <p>(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量 運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に</p>	<p>注水するものとする。 (c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力パウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。 (d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は事象発生から24時間後に手動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大130m³/hの流量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。 (e) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m³/h (0.14MPa[diff]において) (最大1,191m³/h) の流量で注水するものとする。なお、低圧注水モードによる原子炉注水は、サブプレッションプール水冷却モードと同じ残留熱除去系ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。 (f) 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード） 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、実施す</p>	<p>(c) 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。 (添付資料 7. 1. 2. 23)</p> <p>(d) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4. 04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 29. 0m³ (1基当たり) (添付資料 7. 1. 2. 12)</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に</p>	<p>・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。 (添付資料 2.2.13)</p> <p>(e) RCP シール部からの漏えい停止 RCP シール LOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である 0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。 (添付資料 2.2.8)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発</p>	<p>1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。 (添付資料 2.2.15)</p> <p>(e) RCP シール部からの漏えい停止 RCP シール LOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である 0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発</p>	<p>るものとする。 また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり16MW(サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において)とする。</p> <p>(g) 原子炉補機代替冷却水系 伝熱容量は16MW(サブプレッションプール水温154℃、海水温度26℃において)とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速</p>	<p>1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。 (添付資料 7.1.2.7)</p> <p>(f) RCP シール部からの漏えい停止 RCP シール LOCA が発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である 0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 2次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始する。</p> <p>(b) 交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生後の60分後、RCP シール LOCA が発生しない場合においては24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に代替非常用発電機によって供給を開始する。 (添付資料 7.1.2.5)</p> <p>(c) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) ・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次冷却系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料2.2.6、2.2.14)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 (添付資料2.2.5)</p> <p>(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料2.2.6)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>(g) RCPシールLOCAが発生する場合には、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。</p>	<p>生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して約0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料2.2.5、2.2.16)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。 (添付資料2.2.6)</p> <p>(e) 2次系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。 (添付資料2.2.5)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>(g) RCPシールLOCAが発生する場合には、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。</p>	<p>減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(c) 原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生から25時間後に開始する。</p> <p>(d) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱操作は、事象発生から25時間後に開始する。</p> <p>(e) 原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。</p>	<p>生器2次側冷却による1次冷却系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次冷却系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持する。 (添付資料7.1.2.4、7.1.2.13)</p> <p>(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施する。 (添付資料7.1.2.6)</p> <p>(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持する。 (添付資料7.1.2.4)</p> <p>(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持する。</p> <p>(g) RCPシールLOCAが発生する場合には、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水を開始する。</p>	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.2.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第2.2.7図から第2.2.17図に、2次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第2.2.18図から第2.2.23図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第2.2.24図及び第2.2.25図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.2.1.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第2.2.1図から第2.2.2.11図に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第2.2.2.12図から第2.2.2.17図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第2.2.2.18図及び第2.2.2.19図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.3.1.6図から第2.3.1.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1.12図から第2.3.1.14図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第2.3.1.15図から第2.3.1.18図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCSの起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>外部電源喪失により自動起動する</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. RCP シール LOCA が発生する場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.7図から第7.1.2.17図に、2次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.18図から第7.1.2.23図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.1.2.24図及び第7.1.2.25図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>外部電源喪失に伴い、1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>外部電源喪失により自動起動する</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・原子炉トリップ信号</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生の約40分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約54分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、事象発生の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで1次冷却系の保有水量は回復する。</p>	<p>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生の約38分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約52分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、事象発生の80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで1次系の保有水量は回復する。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機等が起動しないことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>併せて、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、除熱機能喪失が発生する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電式直流電源設備は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>(添付資料2.3.1.1)</p> <p>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことにより、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>(添付資料2.3.1.2)</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水</p>	<p>ディーゼル発電機が起動しないことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生の約39分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約55分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉じた後、事象発生の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで1次冷却系の保有水量は回復する。</p>	<p>の相違（高浜と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【女川】 事象進展の相違 ・RCPシールLOCAが発生する場合は通常操作で早期に交流電源が確立するため、交流電源の記載は女川同様に24時間後に供給を開始するRCPシールLOCAが発生しない事象に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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2.2.15)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第 2.2.17 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>(添付資料2.2.17)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第 2.2.11 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>が開始すると回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から 25 時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、蒸気の流入によってサブプレッションプール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵タンクとする。</p> <p>b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は、第 2.3.1.12 図に示すとおり、初期値（約 309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>RCP シール部から 1 次冷却材が原子炉格納容器内に漏えいすることにより、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、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る原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生の約 81 時間後に実施する。</p> <p>(添付資料7.1.2.14, 7.1.2.24)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は第 7.1.2.17 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p> <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違（女川実績の反映） ・SBO 後 24 時間の間に期待しているタービン動補助給水ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプの運転継続の妥当性に関して整理した資料を作成</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な数</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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次冷却材圧力は第2.2.7図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.2.24図及び第2.2.25図に示すとおり、RCP シール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.39MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧代替再循環運転を行うとともに、第2.2.26図及び第2.2.27図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度100℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ約0.130MPa[gage]及び約100℃で維持される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.16)</p> <p>第2.2.7図から第2.2.9図に示すとおり、事象発生約4時間後に高温の</p>	<p>1次冷却材圧力は第2.2.2.1図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.2.2.18図及び第2.2.2.19図に示すとおり、RCP シール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、再循環運転を行うことで、第2.2.2.20図及び第2.2.2.21図に示すとおり、事象発生約75時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.18)</p> <p>第2.2.2.1図から第2.2.2.3図に示すとおり、事象発生約4時間後に高</p>	<p>原子炉圧力は、第2.3.1.6図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.47MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.77MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.366MPa[gage]及び約153℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.3)</p> <p>第2.3.1.7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</p>	<p>1次冷却材圧力は第7.1.2.7図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.24図及び第7.1.2.25図に示すとおり、RCP シール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回っている。</p> <p>その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧代替再循環運転を行うとともに、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図に示すとおり、事象発生約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ約0.135MPa[gage]及び約102℃で維持される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料7.1.2.8)</p> <p>第7.1.2.15図及び第7.1.2.16図に示すとおり、代替格納容器スプレイボ</p>	<p>字を記載</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が銅製CVに対して大飯がPCCVのため異なる</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・再循環ユニットのダクト開放機構が開放する温度設定が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>停止状態になり、1次冷却系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.17)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>(添付資料2.2.8)</p>	<p>温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.19)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p>	<p>による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.3.1.4)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>ンプによる注水継続により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後は、約51時間後にA-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転を、約81時間後にC、D-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る原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.2.15)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>(添付資料7.1.2.22)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映) 【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり(3ページ参照)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.28 図から第 2.2.36 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 2.2.37 図から第 2.2.42 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p>	<p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 2.2.1.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 2.2.2.22 図から第 2.2.2.30 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの推移を第 2.2.2.31 図から第 2.2.2.36 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p>	<p>【参考のため再掲】</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.3.1.6 図から第 2.3.1.11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.3.1.12 図から第 2.3.1.14 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第 2.3.1.15 図から第 2.3.1.18 図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>外部電源喪失に伴い、主蒸気止め弁閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>外部電源喪失により自動起動する非常用ディーゼル発電機等が起動し</p>	<p>b. RCP シール LOCA が発生しない場合</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.28 図から第 7.1.2.36 図に、2 次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.37 図から第 7.1.2.42 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>外部電源喪失に伴い、1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>外部電源喪失により自動起動するディーゼル発電機が起動しない</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>・原子炉トリップ信号の相違（高浜と同様）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シールLOCAは発生しないことから1次冷却系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生約63分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生約11時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達</p>	<p>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シールLOCAは発生しないことから1次系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生約60分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>事象発生約13時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達</p>	<p>ないことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>併せて、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、除熱機能喪失が発生する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設蓄電池式直流電源設備は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>(添付資料2.3.1.1)</p> <p>この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことにより、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>(添付資料2.3.1.2)</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系</p>	<p>ことにより、全交流動力電源喪失に至る。</p> <p>また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シールLOCAは発生しないことから1次冷却系は高圧で維持される。</p> <p>事象発生1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生約60分後に蓄圧注入系が動作する。</p> <p>蓄電池（非常用）及び後備蓄電池は、中央制御室及び中央制御室隣接箇所において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。</p> <p>(添付資料7.1.2.5)</p> <p>事象発生24時間後に代替非常用発電機による交流電源の供給を開始する。</p> <p>事象発生約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・直流電源の供給について記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・代替交流電源の供給について記載</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生の約26時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料2.2.15、2.2.23)</p>	<p>した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約25時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生の約27時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料2.2.17)</p>	<p>(常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水が開始すると回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、原子炉補機代替注水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から25</p>	<p>した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、さらに10分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生の約31時間後に1次冷却材圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。</p> <p>(添付資料7.1.2.14、7.1.2.24)</p> <p>RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は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る原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・蓄圧タンク出口弁の閉止は、代替交流電源確立又は1次冷却材圧力約1.7MPa到達10分後に実施する。泊はRCPシール部量が約1.5m³/h/台と大飯、高浜の約4.8m³/h/台に比べ小さく1次冷却材圧力の下降が緩やかになり1.7MPa到達が代替交流電源確立よりも遅くなるため、蓄圧タンク出口弁閉止の起因が異なる。</p> <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違(女川実績の反映) ・SBO後24時間の間に期待しているタービン動補助給水ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプの運転継続の妥当性に関して整理した資料を作成</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.2.36 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.2.28 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、RCP シール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第 2.2.26 図及</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.2.2.30 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.2.2.22 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、RCP シール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「全交流動力電</p>	<p>時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、蒸気の流入によってサブプレッショナルプール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵タンクとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.3.1.12 図に示すとおり、初期値（約 309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.3.1.6 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.47MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.77MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉炉</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.2.36 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.2.28 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と 1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、RCP シール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第 7.1.2.26 図</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・燃料被覆管の酸化量に関して具体的な数字を記載</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・治は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p> <p>【高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>び第2.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCP シールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.130MPa[gage]及び約100℃に比べて厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.2.28図及び第2.2.29図に示すとおり、事象発生約26時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.18)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>源喪失(RCP シールLOCAが発生する場合)」に比べ厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.2.22図及び第2.2.23図に示すとおり、事象発生約27時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p>	<p>機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによつて、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.366MPa[gage]及び約153℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>(添付資料2.3.1.3)</p> <p>第2.3.1.7図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.3.1.4)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>及び第7.1.2.27図に示す「全交流動力電源喪失(RCP シールLOCAが発生する場合)」の原子炉格納容器圧力及び温度の最大値である約0.179MPa[gage]及び約110℃に比べて厳しくならないことから、原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.2.34図及び第7.1.2.35図に示すとおり、蓄圧注入により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.2.16)</p> <p>なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>記載方針の相違(大飯と同様)</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・CVの構造が泊・高浜が鋼製CVに対して大飯がPCCVのため最高使用圧力及び温度が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) ・具体的に評価した評価項目をまとめて記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次冷却系強制冷却操作により1次冷却系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、2次冷却系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉操作、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するもの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給機能が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設直流電源負荷切離し操作、原子炉補機代替冷却水系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、事象発生後30分後に操作を行う2次冷却系強制冷却、2次冷却系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉操作、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は47ページ「(3) 操作時間余裕の把握」の記載と整合を図っている（伊方と同様）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よっ</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よっ</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）にわりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よっ</p>	<p>【女川】 重要現象の相違 ・重要事故シーケンス及び使用する解析コードの相違により重要現象が異なるため、不確かさの考察が異なる</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>て、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確か</p>	<p>て、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制される。よって、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確か</p>		<p>て、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確か</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>さを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与</p>	<p>さを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなる</p>	<p>さを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の起動操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.19)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価す</p>	<p>える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価す</p>	<p>ものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価する</p>	<p>える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価す</p>	<p>【大綱】 記載箇所の相違 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめて参照しており、他事象とも整合）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少な</p>	<p>る不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、1次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、モデルは二相臨界流の漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい流量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、</p>	<p>が、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。</p>	<p>する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少な</p>	<p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6</p>	<p>1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器 温</p>	<p>くなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6</p>	<p>相違理由</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で 20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.2.19)</p>	<p>倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で 20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で 20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめて参照しており、他事象とも整合）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.2.2表及び第2.2.3表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.2.2.1表及び第2.2.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）及びRCPシール部からの漏えい率、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱よ</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。</p> <p>また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p>	<p>り小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早く</p>	<p>対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性</p>	<p>条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>なる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>RCP シール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(設計値)の保守性、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下することで、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.12)</p> <p>なお、本重要事故シナリオよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シナリオでも長期的な除熱は可能であり、このことは第2.2.26図及び第2.2.27図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温</p>	<p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.14)</p> <p>なお、本重要事故シナリオよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「2.4 原子炉格納容器除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シナリオでも長期的な除熱は可能であり、このことは第2.2.20図及び第2.2.21図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「2.4 原子炉格納容器除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温</p>	<p>位、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び残留熱除去系（低压注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p>	<p>機器条件の蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.1.2.12)</p> <p>なお、本重要事故シナリオよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シナリオでも長期的な除熱は可能であり、このことは第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は基本ケースに粗フィルタがある場合</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.2.19)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 2次冷却系強制冷却は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 2次系強制冷却は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「全交流動力電源喪失（TBU）」 操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、解析上の操作開始時間として事象発生1時間後までに切離し及び事象発生8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、が、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>り、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の2次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間として事象発生30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。このため運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>の設計値を使用しており、感度解析における評価条件の明確化を図った（伊方と同様）</p> <p>【大飯】 記載箇所の相違 ・不確かさに関する添付資料の参照箇所の相違（泊、高浜は(4)まとめで参照しており、他事象とも整合）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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次冷却材温度及び圧力の維持は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉操作は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重</p>	<p>操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>1次冷却材温度及び圧力の維持は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展</p>	<p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生 25 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 15 時間を想定することで、合計 25 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生約 40 分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達</p>	<p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の1次冷却材温度及び圧力の保持操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材温度 208℃（約 1.7MPa[gage]）到達時及び1次冷却材温度 170℃（約 0.7MPa[gage]）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の蓄圧タンク出口弁の閉操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達時及び代替交流</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>2次冷却系強制冷却再開は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプの起動は、第2.2.5図及び第2.2.6図に示すとおり、中央制御室及び現場での</p>	<p>上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】 当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】 2次系強制冷却再開は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】 当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】 恒設代替低圧注水ポンプの起動は、第2.2.1.5図及び第2.2.1.6図に示すとおり、中央制御室及び現場での</p>	<p>後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】 【参考：高圧注水・減圧機能喪失】 操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】 【参考：高圧注水・減圧機能喪失】 操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間と</p>	<p>電源確立時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却再開は、解析上の操作開始時間として蓄圧タンク出口弁閉止から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材圧力</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>して原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生約40分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>【参考：高圧・低圧注水機能喪失】</p> <p>操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧・低圧注水機能喪失】</p>	<p>0.7MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却開始は、運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川 実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川 実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>蓄圧タンク出口弁の閉操作は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉操作すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「2.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始の</p>	<p>蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度</p>	<p>操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【再掲】</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、原子炉補機代替冷却水系運転操作開始時間のみが早ま</p>	<p>操作条件の蓄圧タンク出口弁の閉操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却再開は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があるが、操作開始が早くなる場合には1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「7.1.2.3 (3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の30分後の2次冷却系強制冷却開始</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.20)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次冷却系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>また、操作開始が遅くなる場合は、「2.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.21)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>ったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>【再掲】 操作条件の常設直流電源負荷切離し操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合直流電源設備の枯渇時間を遅延できるが、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開も、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.1.2.18)</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>また、操作開始が遅くなる場合は、「7.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次冷却系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第2.2.43図から第2.2.46図に示す。その結果、1次冷却系の減温、減圧が遅くなることで、1次冷却系からの漏えい量が多くなり、1次冷却系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.20)</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第2.2.47図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約10分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料2.2.14)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>2次系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第2.2.3.1図から第2.2.3.4図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.21)</p> <p>蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第2.2.3.5図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として約14分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料2.2.16)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）については、事象発生から20分後までに実施可能であるが、事象発生から1時間後までに常設直流電源負荷切離し操作（中央制御室内操作）が実施できれば、直流電源が枯渇することはないことから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の常設直流電源負荷切離し操作（現場操作）については、事象発生8時間後から操作時間60分で実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離しの対象となる負荷について9.5時間給電を継続する条件としていることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作については、原子炉補機代替冷</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却開始については、2次冷却系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.43図から第7.1.2.46図に示す。その結果、1次冷却系の減温、減圧が遅くなることで、1次冷却系からの漏えい量が多くなり、1次冷却系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の時間余裕がある。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開についても同程度の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.2.18)</p> <p>操作条件の蓄圧タンク出口弁閉止については、蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第7.1.2.47図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約13分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.2.13)</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプ起動については、代替格納容器スプレ</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>2.2.48図に示すとおり、1次冷却材圧力が2次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約1.1時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.21)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.19)</p>	<p>2.2.3.6図に示すとおり、1次冷却材圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として約0.7時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 2.2.22)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.22)</p>	<p>却水系の運転開始までの時間は事象発生から25時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>レイポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第7.1.2.48図に示すとおり、1次冷却系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1次冷却材圧力が2次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約1.6時間の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.1.2.19)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.1.2.17)</p>	<p>実績の反映</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・記載内容を明確化 (伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違 (女川 実績の反映)</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>2.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり46名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「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」及び、RCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「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</p>	<p>2.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり70名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「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」及び、RCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「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</p>	<p>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.3.1.6)</p>	<p>7.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり21名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス「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」及び、RCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「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</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価条件の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である 大飯、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>ル LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,860m³:有効水量) を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約 64.2 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>復水ピット (1,035m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能である。なお、6.7 時間以降は、復水ピットに送水車(約</p>	<p>ル LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク (1,600m³:有効水量) を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約 55.5 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p> <p>復水タンク (646m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 12.5 時間の注水継続が可能である。なお、4 時間以降は、復水タンクに消防ポンプ(約 46m³/h</p>	<p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 760m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱については、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはない。</p>	<p>ル LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,700m³:有効水量) を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水により事象発生の約 51 時間後に燃料取替用水ピット水位が 16.5%となるが、この時点で格納容器再循環サンプ水位(広域)は71%以上となるため格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転に移行することが可能である。したがって、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>補助給水ピット (570m³:有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能である。なお、5.4 時間以降は、補助給水ピットに可</p>	<p>相違理由</p> <p>【女川】 設計の相違 ・女川と PWR では事故対応手段が異なる。PWR では炉心注水に関しては再循環運転に移行するため補給不要であり、2 次冷却系の冷却に関しては補助給水ピットが枯渇する前までに補給する。</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・燃料取替用水ピットへ補給が不要である理由について詳細に記載 【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり(3 ページ参照) 【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット(復水タンク/ピット)水量の差異により注水継続時間が異なる ・補給に用いる設備が</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>300m³/h（1台当たり）による補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>【比較のため再掲】</p> <p>送水車による復水ピットへの蒸気発生器注水の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生時の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約10,107ℓの軽油が必要となる。</p>	<p>(1台当たり)等による補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kℓの重油が必要となる。</p> <p>【比較のため再掲】</p> <p>蒸気発生器給水用の海水を復水タンクへ補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生時の4時間後からの運転を想定して、3号炉については約3,574ℓ、4号炉については約4,468ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生時の18時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,507ℓのガソリンが必要となる。</p>	<p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約414kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【比較のため記載箇所を移動】</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kℓの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約505kℓ）。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>搬型大型送水ポンプ車（約300m³/h（1台当たり））による海水補給を行う。</p> <p>b. 燃料</p> <p>代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約138.1kℓの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの蒸気発生器注水の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>異なる</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の13.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.4kℓの重油が必要となるが「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち、使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油 送水車による復水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約10,107ℓの軽油が必要となる。</p>	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約184.1kℓの重油が必要となるが「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン 蒸気発生器給水用の海水を復水タンクへ補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の4時間後からの運転を想定して、3号炉については約3,574ℓ、4号炉については約4,468ℓのガソリンが必要となる。 使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の18時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,507ℓのガソリンが必要となる。</p>	<p>【再掲】 大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。 原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kℓの軽油が必要となる。 軽油タンク（約755kℓ）及びガスタ一ビン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kℓ）及び燃料タンク（SA）（約50kℓ）にて合計約590kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水並びに格納容器内自然対流冷却について、7日間の継続が可能である（合計使用量約182.3kℓ）。</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約20,214ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,759kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料2.2.22)</p>	<p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、これらを合計して約11,056ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄しているガソリン12,150ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,200kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料2.2.24)</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,485kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.1.1)</p>	<p>c. 電源</p> <p>代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.1.2.20)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・ 緊急所及び蓄電池の 評価結果についても 記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として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、高圧注入系による高圧代替再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却並びに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ことにより、炉心が</p>	<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として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、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに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ことにより、炉心が露出</p>	<p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」では、外部電源及び全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による</p>	<p>7.1.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びにB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水、安定状態に向けた対策として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、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失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」及びRCPシールLOCAが発生しない「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が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却並びに代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（3ページ参照）</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧並びに原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。</p>	<p>心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、C、D一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る原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・具体的な炉心損傷防止対策を記載</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

第2.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+RCPシールドLOCA) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	運転室から30分後	運転室警報発生時間として、警報発生後検査及び修理に10分、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に20分を想定して設定。
1次冷却材温度、圧力の維持	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa(ahead) 閉鎖時) 1次冷却材圧力 10% (約0.23MPa(ahead)) 閉鎖時	208℃については、蒸気発生量と冷却材供給による1次冷却材の自然循環を維持するおそれがある運転者の介入を促すことができる。また、1.7MPa(ahead)に60分、0.23MPa(ahead)に60分を想定して設定。また、10%については、余熱除去への切り替えを考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力1.7MPa(ahead)超過 及び代替交流電源喪失(60分)の10分後	運転室警報発生時間として、蓄圧タンク出口弁の閉鎖操作による代替中心圧水操作を準備するに当たっての余裕を考慮し、1次冷却材圧力の維持を10分後として設定。
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転室警報発生時間として、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に10分を想定して設定。
減圧給水装置の調整	蒸気発生量調整機室内	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。
印後代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.2MPa(ahead)超過時	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。

第2.2.2.1表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	警報発生から30分後	運転室警報発生時間として、警報発生後検査及び修理に10分、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に20分を想定して設定。
1次冷却材温度、圧力の維持	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa(ahead) 閉鎖時) 及び 1次冷却材圧力 10% (約0.23MPa(ahead)) 閉鎖時	208℃については、蒸気発生量と冷却材供給による1次冷却材の自然循環を維持するおそれがある運転者の介入を促すことができる。また、1.7MPa(ahead)に60分、0.23MPa(ahead)に60分を想定して設定。また、10%については、余熱除去への切り替えを考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力1.7MPa(ahead)超過 及び代替交流電源喪失(60分)の10分後	運転室警報発生時間として、蓄圧タンク出口弁の閉鎖操作による代替中心圧水操作を準備するに当たっての余裕を考慮し、1次冷却材圧力の維持を10分後として設定。
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転室警報発生時間として、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に10分を想定して設定。
減圧給水装置の調整	蒸気発生量調整機室内	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。
印後代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.2MPa(ahead)超過時	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	警報発生から30分後	運転室警報発生時間として、警報発生後検査及び修理に10分、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に20分を想定して設定。
1次冷却材温度、圧力の維持	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa(ahead)) 閉鎖時 1次冷却材圧力 10% (約0.23MPa(ahead)) 閉鎖時	208℃については、蒸気発生量と冷却材供給による1次冷却材の自然循環を維持するおそれがある運転者の介入を促すことができる。また、1.7MPa(ahead)に60分、0.23MPa(ahead)に60分を想定して設定。また、10%については、余熱除去への切り替えを考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力1.7MPa(ahead)超過 及び代替交流電源喪失(60分)から10分後	運転室警報発生時間として、蓄圧タンク出口弁の閉鎖操作による代替中心圧水操作を準備するに当たっての余裕を考慮し、1次冷却材圧力の維持を10分後として設定。
2次冷却系減圧弁閉鎖 (主蒸気減圧弁閉鎖)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転室警報発生時間として、主蒸気減圧弁の閉鎖操作に10分を想定して設定。
減圧給水装置の調整	蒸気発生量調整機室内	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。
代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.2MPa(ahead)超過時	運転室警報発生時間として、蒸気発生量調整機室内に維持するよう設定。

泊発電所3号炉

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (1/3)

項目	主要解析条件	後継装置の喪失内容
解析コード	M-RELEAP5	本装置冷却システムSの重要機器である炉心における送風・冷却ポンプ駆動、気液分離、炉内気密を適切に維持する上で必要であること。
炉心輸出力 (目標)	100MCL(111MW)×1.02	炉心出力が設計より高くなることにより、送風装置や冷却ポンプの駆動に必要となる電力が増加することから、厳しい設定。
1次冷却炉圧力 (目標)	15.41+0.21(MPa)±0.01	1次冷却炉の駆動電圧及び燃料補給装置電圧の目標値の範囲から厳しく設定。
1次冷却炉平均温度 (目標)	307.1±2.5℃	評議結果を厳しくする上には、送風装置を考慮した上限値として設定。1次冷却炉平均温度が高くなることで冷却効率が低下し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
炉心補給熱	PP、日本原子力発電所 「アウチニード」(炉心補給熱) (サイクル未定義)	サイクル本機は炉心の冷却機能を喪失し、燃料供給が停止し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
最高送風量 2次側送風装置 (目標)	50 (1基当たり)	設計値として設定。

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (1/3)

項目	主要解析条件	後継装置の喪失内容
解析コード	M-RELEAP6	本装置冷却システムSの重要機器である炉心における送風・冷却ポンプ駆動、気液分離、炉内気密を適切に維持する上で必要であること。
炉心輸出力 (目標)	100MCL(6.032MW)×1.02	炉心出力が設計より高くなることにより、送風装置や冷却ポンプの駆動に必要となる電力が増加することから、厳しい設定。
1次冷却炉圧力 (目標)	15.41+0.21(MPa)±0.01	1次冷却炉の駆動電圧及び燃料補給装置電圧の目標値の範囲から厳しく設定。
1次冷却炉平均温度 (目標)	302.3℃±2.2℃	評議結果を厳しくする上には、送風装置を考慮した上限値として設定。1次冷却炉平均温度が高くなることで冷却効率が低下し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
炉心補給熱	PP、日本原子力発電所 「アウチニード」(炉心補給熱) (サイクル未定義)	サイクル本機は炉心の冷却機能を喪失し、燃料供給が停止し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
最高送風量 2次側送風装置 (目標)	48 (1基当たり)	設計値として設定。

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAP5R 燃料側：MAAP	-
原子炉出力	2,430MW	定額原子炉出力として設定
原子炉圧力	16.90(MPa)	定額原子炉出力として設定
炉心温度	315.4(2F)℃	定額運転として設定
炉心入口温度	約 322℃	燃料側設定による
炉心入口サブクール度	約 9℃	燃料側設定による
原子炉水位	送風機運転 (2F)レベル モードT(約1.913m)	送風機運転時の原子炉水位として設定
燃料	0×9燃料 (A型)	-
最大出力係数	0.988%	送風機運転時の燃料補給率として設定
原子炉炉心の熱出力	約 3031(MW) (1.1-107) (熱効率 33%)	半導体炉心出力係数の炉心平均熱出力に、1.1の安全係数を乗じて設定
燃料補給装置 (ファイユーム)	7,300t/h	燃料補給装置の設計値として設定
燃料補給装置 (サブプレッションチャンセル)	炉容量: 0.100m ³ 送風機: 0.100m ³	燃料補給装置の設計値として設定
サブプレッションプール水位	3.5m (送風機運転)	送風機運転時のサブプレッションプール水位の設計値として設定
燃料補給装置 (ファイユーム)	27℃	送風機運転時の燃料補給装置温度として設定
燃料補給装置 (サブプレッションチャンセル)	22℃	送風機運転時のサブプレッションプール水位の設計値として設定
燃料補給装置圧力	0.04(MPa)	送風機運転時の燃料補給装置圧力として設定
最高送風装置	3,48t/h (ファイユームサブプレッション) (目標値)	最高送風装置の設計値として設定
炉内送風の温度	40℃	炉内送風の設計値として設定

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補給冷却機能が喪失する事故) (1/3)

項目	主要解析条件	後継装置の喪失内容
解析コード	9-DEL05	本装置冷却システムSの重要機器である炉心における送風・冷却ポンプ駆動、気液分離、炉内気密を適切に維持する上で必要であること。
炉心輸出力 (目標)	100%は(6.032MW)×1.02	炉心出力が設計より高くなることにより、送風装置や冷却ポンプの駆動に必要となる電力が増加することから、厳しい設定。
1次冷却炉圧力 (目標)	15.41+0.21(MPa)±0.01	1次冷却炉の駆動電圧及び燃料補給装置電圧の目標値の範囲から厳しく設定。
1次冷却炉平均温度 (目標)	306.0±2.2℃	評議結果を厳しくする上には、送風装置を考慮した上限値として設定。1次冷却炉平均温度が高くなることで冷却効率が低下し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
炉心補給熱	PP、日本原子力発電所 「アウチニード」(炉心補給熱) (サイクル未定義)	サイクル本機は炉心の冷却機能を喪失し、燃料供給が停止し、炉心出力が低下することから、厳しい設定。
最高送風量 2次側送風装置 (目標)	50 (1基当たり)	設計値として設定。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる

【大飯、高浜】
 名称等の相違

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

第 2.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気減がし作動)	事象発生から30分後	運転員等準備時間として、事象発生後約1分間に10分、主蒸気減がし弁の強制閉鎖中に20分を想定して設定。
交流電源喪失	事象発生後の24時間後	—
重大事象発生時等に四層する条件	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa gage) 到達時 及び 1次冷却材圧力 170℃ (約0.7MPa gage) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次冷却材による1次冷却材の自然冷却を期待する年々たれがある状態の原子炉出力を想定して、1.7MPa gageに達して、0.6MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却停止 (主蒸気減がし作動)	1次冷却材圧力約1.7MPa gage到達 及び代替交流電源喪失(24時間) から10分後	運転員等準備時間として、蓄圧タンク出口弁の強制閉鎖がある代替交流電源喪失の検知及び閉鎖に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等準備時間として、主蒸気減がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蒸気発生器放熱域水位内	運転員操作として、蒸気発生器放熱域水位内に維持するよう設定。

第 2.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補給冷却機能喪失) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気減がし作動)	事象発生から30分後	運転員等準備時間として、事象発生後約1分間に10分、主蒸気減がし弁の強制閉鎖中に20分を想定して設定。
交流電源喪失	事象発生後の24時間後	—
重大事象発生時等に四層する条件	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa gage) 到達時 及び 1次冷却材圧力 170℃ (約0.7MPa gage) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次冷却材による1次冷却材の自然冷却を期待する年々たれがある状態の原子炉出力を想定して、1.7MPa gageに達して、0.6MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却停止 (主蒸気減がし作動)	1次冷却材圧力約1.7MPa gage到達 及び代替交流電源喪失(24時間) から10分後	運転員等準備時間として、蓄圧タンク出口弁の強制閉鎖がある代替交流電源喪失の検知及び閉鎖に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等準備時間として、主蒸気減がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蒸気発生器放熱域水位内	運転員操作として、蒸気発生器放熱域水位内に維持するよう設定。

第 2.3.1.2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気減がし作動)	事象発生24時間後	運転員等準備時間として、事象発生後約1分間に10分、主蒸気減がし弁の強制閉鎖中に20分を想定して設定。
交流電源喪失	事象発生24時間後	—
重大事象発生時等に四層する条件	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa gage) 到達時 及び 1次冷却材圧力 170℃ (約0.7MPa gage) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次冷却材による1次冷却材の自然冷却を期待する年々たれがある状態の原子炉出力を想定して、1.7MPa gageに達して、0.6MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却停止 (主蒸気減がし作動)	1次冷却材圧力約1.7MPa gage到達 及び代替交流電源喪失(24時間) から10分後	運転員等準備時間として、蓄圧タンク出口弁の強制閉鎖がある代替交流電源喪失の検知及び閉鎖に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等準備時間として、主蒸気減がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蒸気発生器放熱域水位内	運転員操作として、蒸気発生器放熱域水位内に維持するよう設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補給冷却機能が喪失する事故) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気減がし作動)	事象発生から30分後	運転員等準備時間として、事象発生後約1分間に10分、主蒸気減がし弁の強制閉鎖中に20分を想定して設定。
交流電源喪失	事象発生後の24時間後	—
重大事象発生時等に四層する条件	1次冷却材温度 208℃ (約1.7MPa gage) 到達時 及び 1次冷却材圧力 170℃ (約0.7MPa gage) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次冷却材による1次冷却材の自然冷却を期待する年々たれがある状態の原子炉出力を想定して、1.7MPa gageに達して、0.6MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、蒸気発生器への切り替え等を考慮して設定。
2次冷却系強制冷却停止 (主蒸気減がし作動)	1次冷却材圧力約1.7MPa gage到達 及び 代替交流電源喪失(24時間) から10分後	運転員等準備時間として、蓄圧タンク出口弁の強制閉鎖がある代替交流電源喪失の検知及び閉鎖に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等準備時間として、主蒸気減がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
補給給水流量の調整	蒸気発生器放熱域水位内	運転員操作として、蒸気発生器放熱域水位内に維持するよう設定。

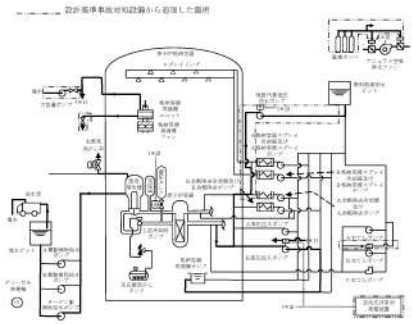
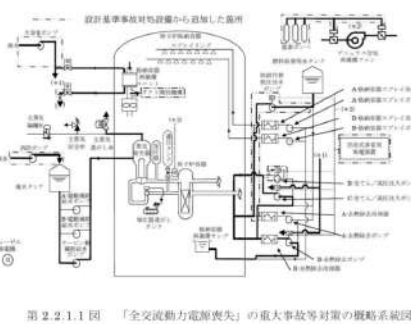
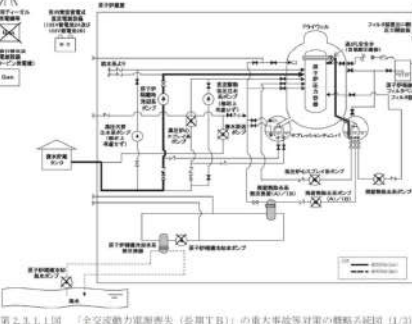
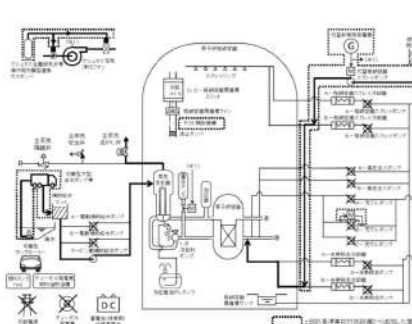
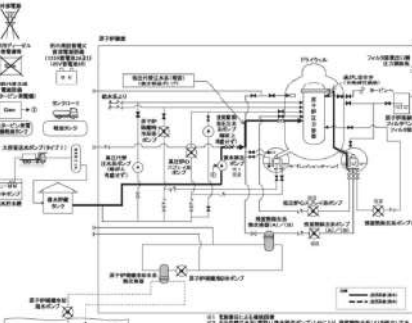
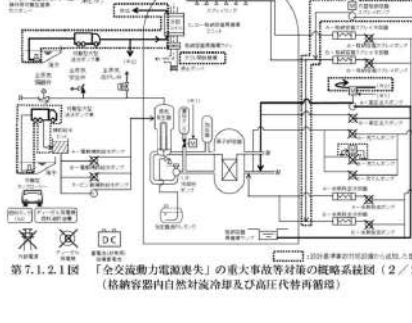
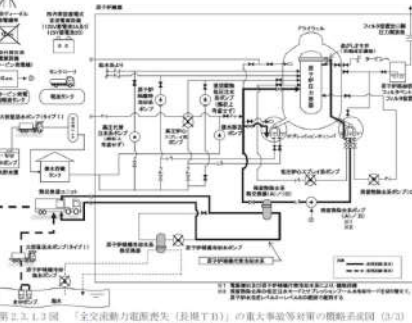
相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる

【大飯、高浜】
 名称等の相違

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>設計基準事故対応施設から取得した箇所</p> <p>第 2.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応施設から取得した箇所</p> <p>第 2.2.1.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 2.3.1.1 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉注水)</p>	 <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図録の反映） ・対応手段に応じた 概略系統図とし、図のタイトルで識別 ・外部電源、蓄電池、可搬型タンクローリー、貯留槽を追記</p>
<p>第 2.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>第 2.2.1.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 2.3.1.2 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p>	 <p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>
<p>第 2.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>第 2.2.1.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 2.3.1.3 図 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び格納容器除熱)</p>	<p>第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環)</p>	

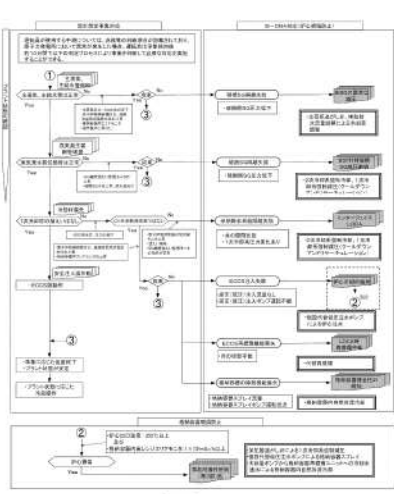
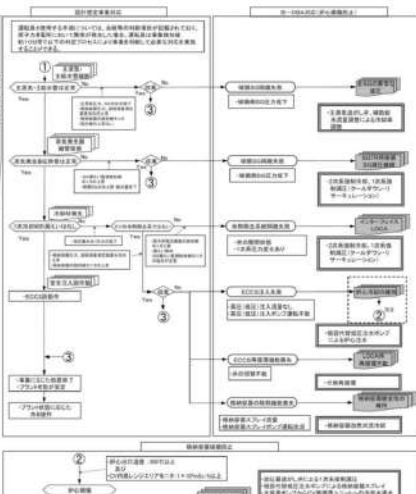

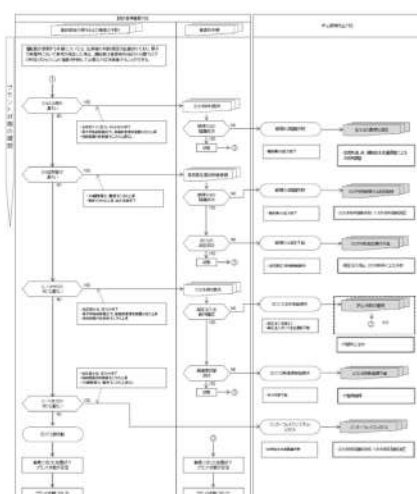
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>図 2.2.2.2 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>図 2.2.1.2 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>図 7.1.2.2 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>図 7.1.2.2 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

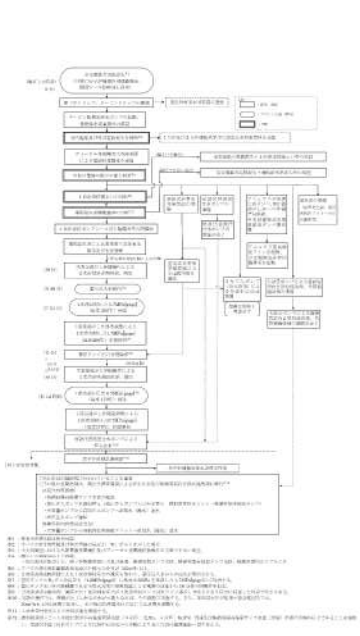
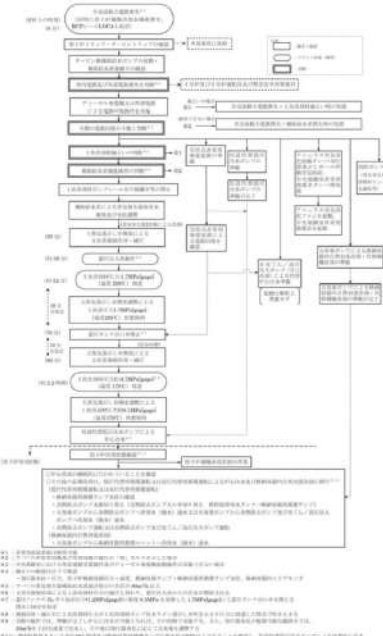
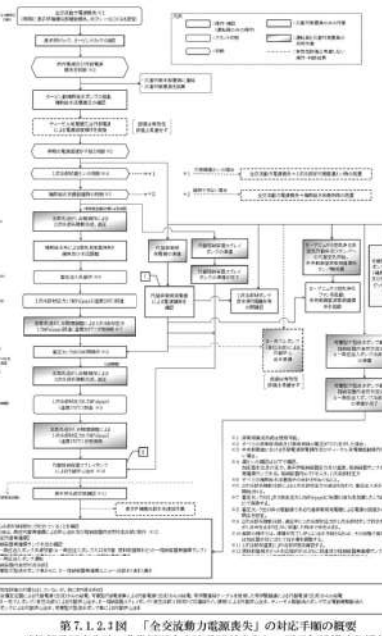
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 2.2.1.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分があるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

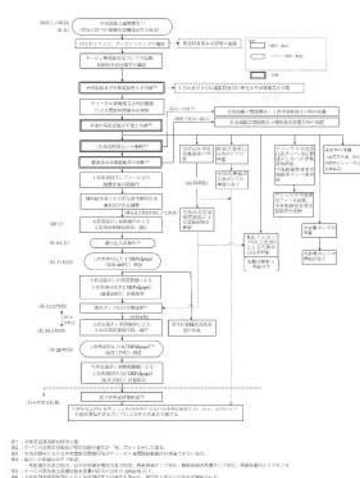
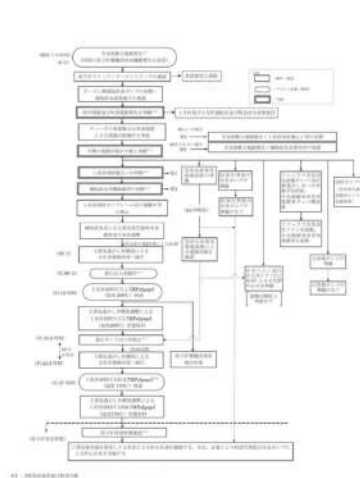
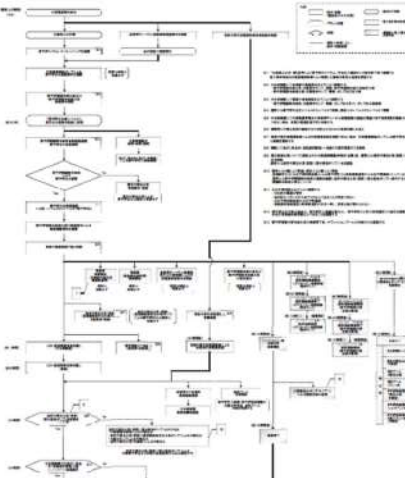
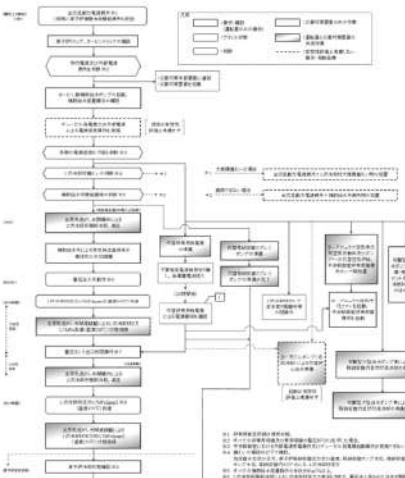
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 2.2.1.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉の対応手順の概要は、本表の比較対象として記載されていません。</p>	 <p>第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「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」の事象進展)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川図表の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>


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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第2.2.4図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 +原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)</p>	 <p>第2.2.1.4図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)</p>	 <p>第2.2.1.4図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.1.2.4図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (「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が喪失する事象」の事象進展)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川 記載の反映） ・凡例に記載のとおり 運転員及び災害対策 要員が行う作業を 分けて記載 ・有効性評価上考慮 しない操作・判断結 果を破線で記載 ・有効性評価の対象 とはしていないが、 ほかに取り得る手段 を記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所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>第2.2.2.2図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+原子炉機械的故障連発火+RCPPシールドLOCA) (1/2)</p>	 <p>第2.2.1.5図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用内交流電源喪失+原子炉機械的故障連発火+RCPPシールドLOCA) (1/2)</p>		 <p>第7.1.2.5.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時に非常用内交流電源が喪失し、原子炉機械的故障連発火+RCPPシールドLOCAが発生する事故) (1/2)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川図集の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

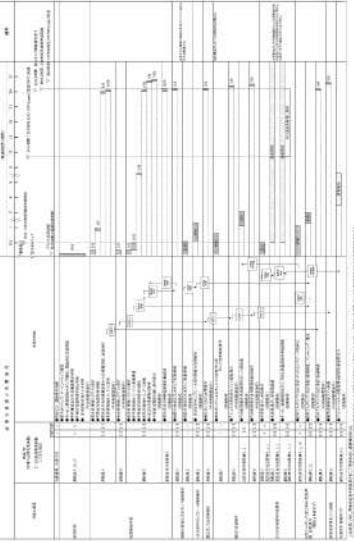
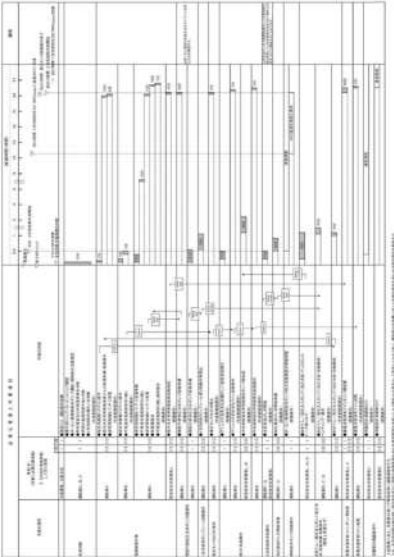
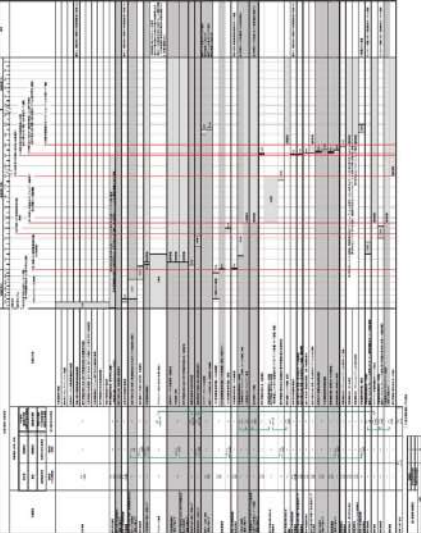
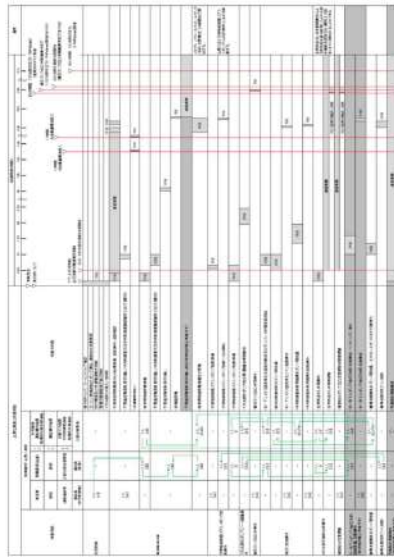
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第2.2.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/2)</p>	<p>第2.2.4.5図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA) (2/2)</p>	<p>第7.1.2.5図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (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シールドLOCAが発生する事故) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図表の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 ・要員数に関して表の下に整理して記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計上の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>	

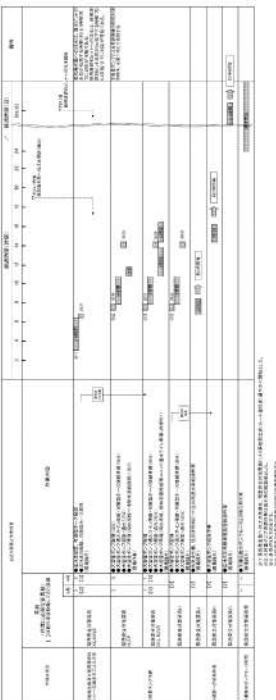
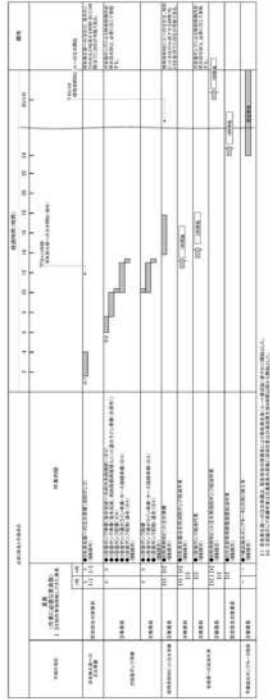
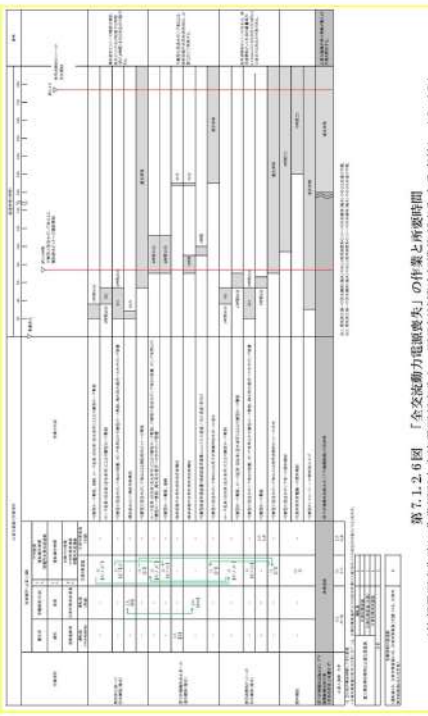
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉制御室停機能喪失) (1/2)</p>	 <p>第 2.2.1.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉制御室停機能喪失) (1/2)</p>	 <p>第 2.2.1.1 図 全交流動力電源喪失(停機時)の作業と所要時間</p>	 <p>第 7.1.2.6 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (外部電源喪失時+非常用所内交流電源が喪失し、原子炉制御室停機能が喪失する事象) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図表の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失) (2/2)</p>	 <p>第 2.2.1.6 図 全交流動力電源喪失の作業と所要時間 (外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失) (2/2)</p>		 <p>第 7.1.2.6 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間 (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が喪失する事故) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川図表の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 ・要員数に関して表の下に整理して記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計上の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

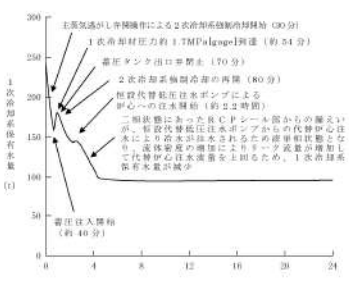
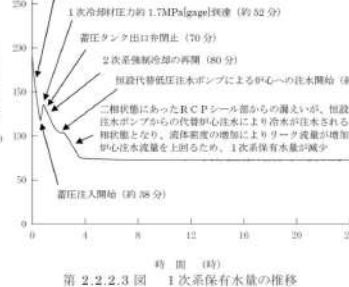
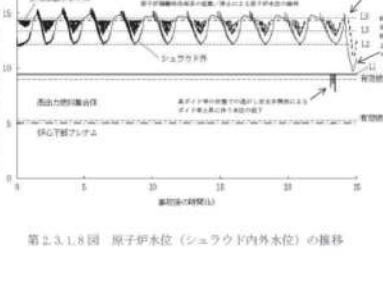
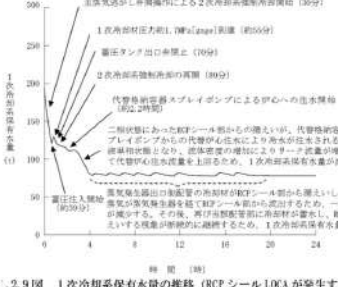
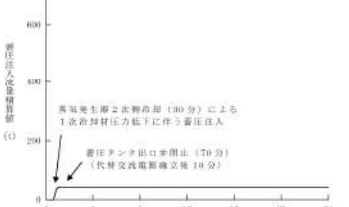
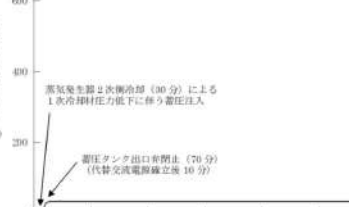
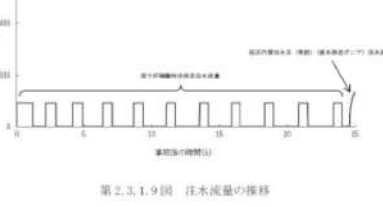
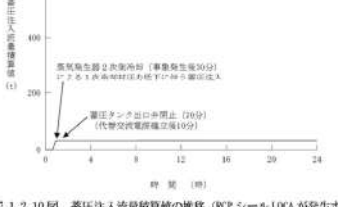
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第2.2.7図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p> <p>第2.2.8図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第2.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p> <p>第2.2.2.2図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p> <p>第2.3.1.6図 原子炉圧力の推移</p> <p>第2.3.1.7図 原子炉水位(シェラッド内水位)の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.1.2.7図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p> <p>第7.1.2.8図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.3 図 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.3.1.8 図 原子炉水位 (シールド内外水位) の推移</p>	 <p>第 7.1.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯・高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的に蒸気がRCPシール部から抜けるために振動するもの</p>
 <p>第 2.2.10 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.4 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.3.1.9 図 注水流量の推移</p>	 <p>第 7.1.2.10 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯・高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.2.5 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第 2.3.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯・高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜ナ質量流量が低下する</p>
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.12 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第 2.2.2.6 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第 2.3.1.11 図 原子炉圧力容器内保水量の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.1.2.12 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯・高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、 泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜ナクオリティが増加する</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.13 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.7 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.3.1.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 7.1.2.13 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜ける可能性がある</p>
<p>第 2.2.14 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.8 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.3.1.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.2.14 図 炉心出口流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.9 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.3.1.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜け炉心上端ボイド率が変動する</p>
<p>第 2.2.16 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.10 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.3.1.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.2.16 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・4時間以降の挙動の差異については、泊のSG出口側配管が大飯・高浜に比べて浅いために、水位が配管の水平管高さまで低下し、一時的にRCPシール部から蒸気が抜ける。その際、一時的に炉心上昇流が促進され原子炉容器内水位が上昇する</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.17 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.11 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>第 7.1.2.17 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.18 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.12 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>第 7.1.2.18 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

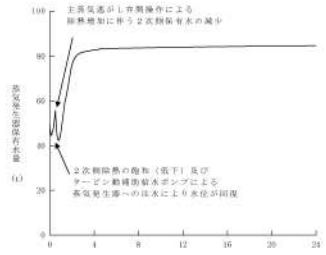
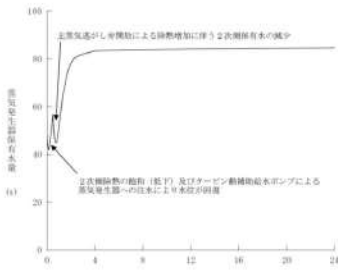
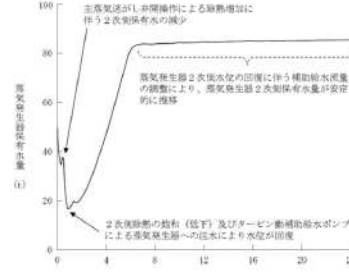
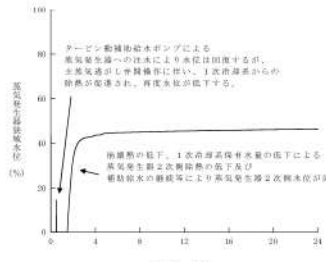
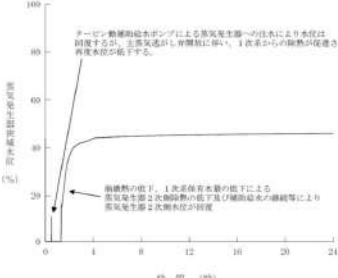
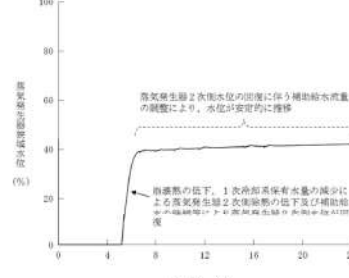
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.19 図 主蒸気過熱弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.13 図 主蒸気過熱弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>第 7.1.2.19 図 主蒸気過熱弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

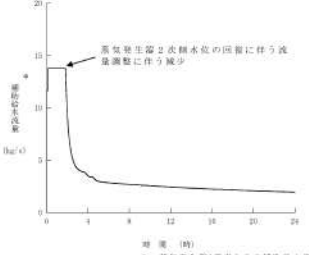
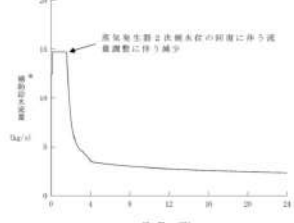
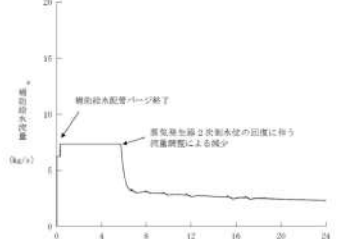
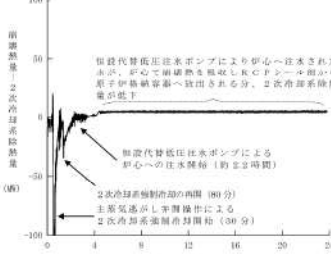
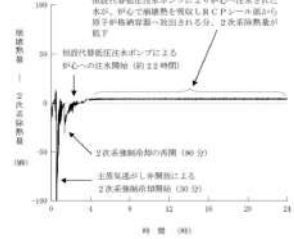
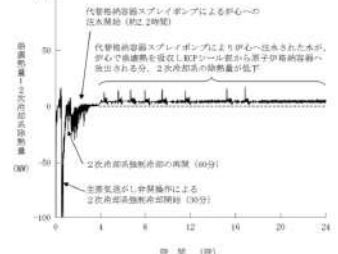
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.20 図 蒸気発生器保水率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.14 図 蒸気発生器保水率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.20 図 蒸気発生器保水率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が 80m³/h と、大飯の 200m³/h、高浜の 160m³/h に比べ少ないため、蒸気発生器保水率の回復が遅くなる</p>
 <p>第 2.2.21 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.15 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.21 図 蒸気発生器換水水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が 80m³/h と、大飯の 200m³/h、高浜の 160m³/h に比べ少ないため、蒸気発生器水位の回復が遅くなる</p>

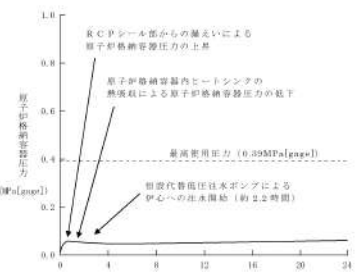
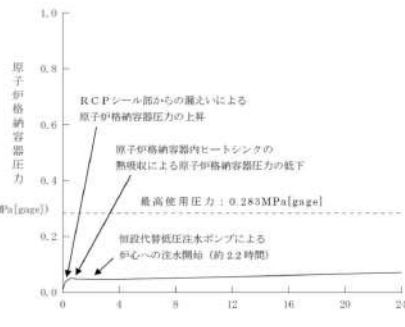
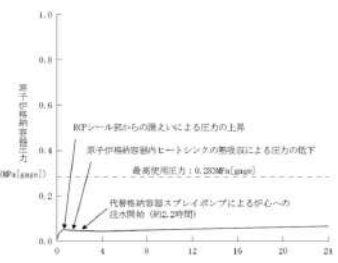
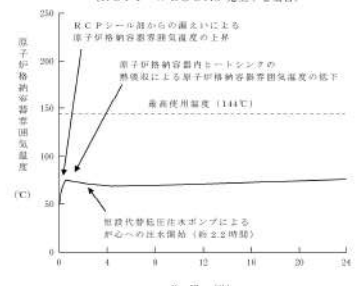
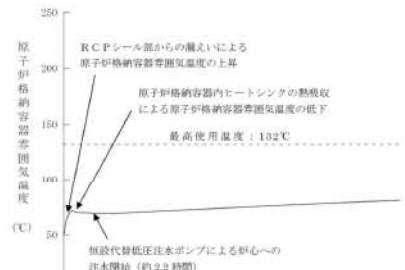
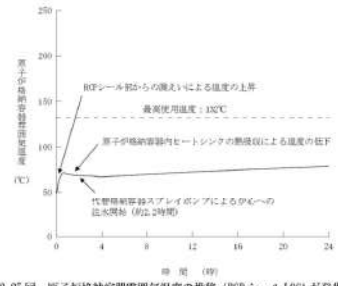
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.16 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・タービン動補助 給水ポンプ流量の 差異（泊 80m³/h、 大飯 200m³/h、高浜 160m³/h）により、 事象初期の最大流 量が異なる</p>
 <p>第 2.2.23 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.17 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.23 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.18 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.2.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	 <p>第 2.2.2.19 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		 <p>第 7.1.2.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

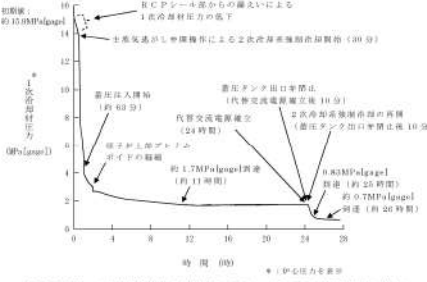
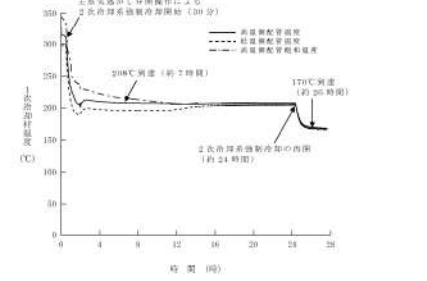
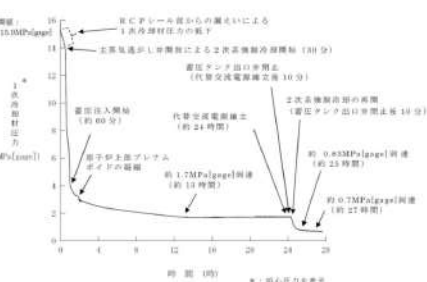
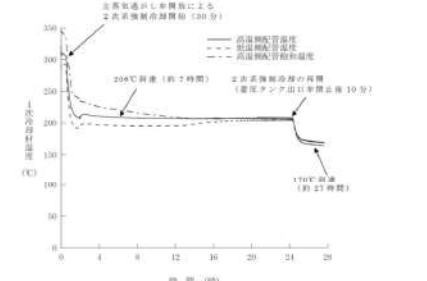
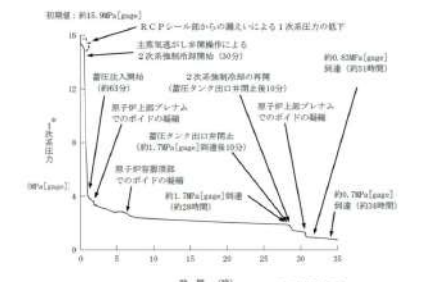
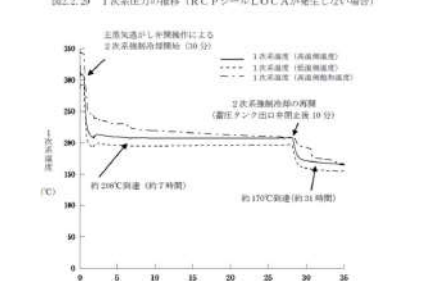
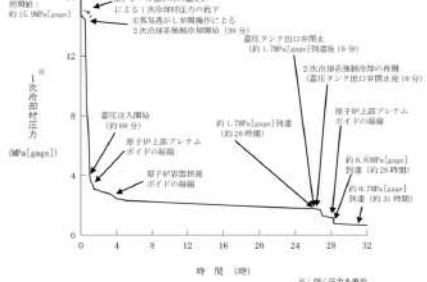
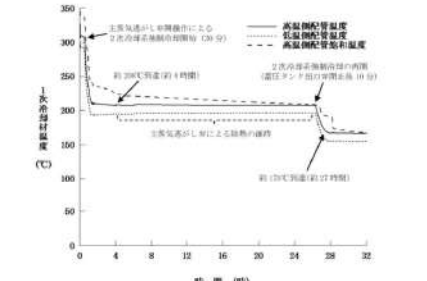
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.26 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.20 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>第 7.1.2.26 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>第 2.2.2.21 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>		<p>第 7.1.2.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.28 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.29 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.22 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.23 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊万発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>  <p>第 2.2.25 図 1次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 2.2.30 図 1次系温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第 7.1.2.28 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>  <p>第 7.1.2.29 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、約12時間以降は高温側配管に気相が流入し二相自然循環となる。このため蒸気発生器に流入する上記の凝縮による除熱の影響が大きくなり高温側配管と低温側配管の温度差が小さくなる。一方泊はリーク量が小さく単相自然循環が維持されているため温度が一定となっている。</p>

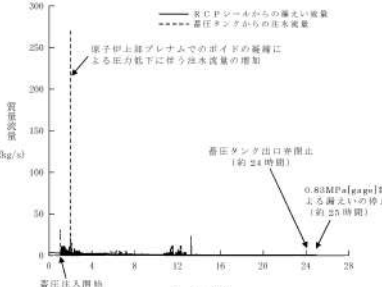
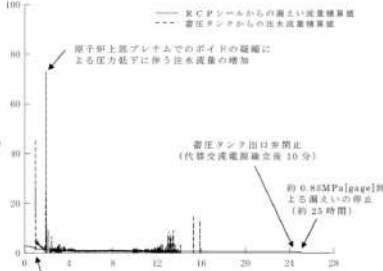
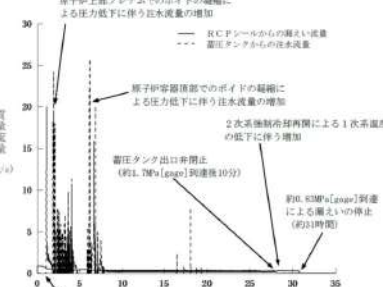
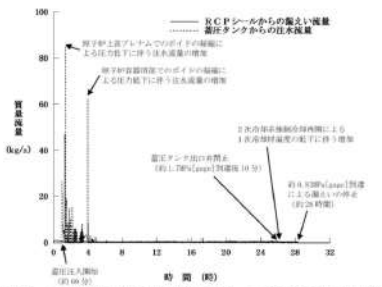
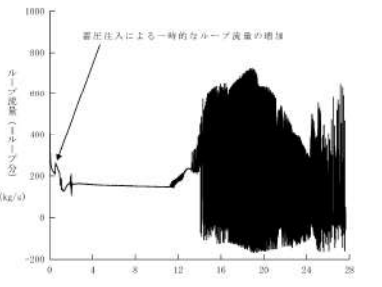
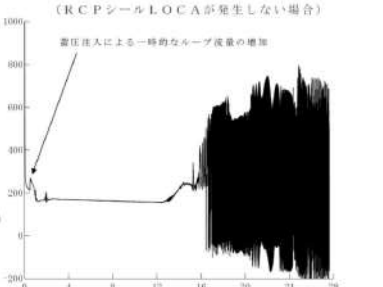
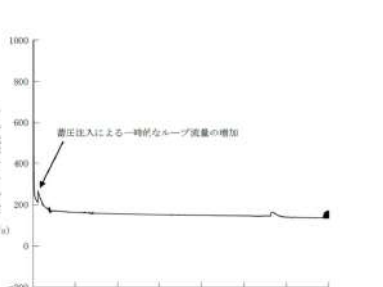
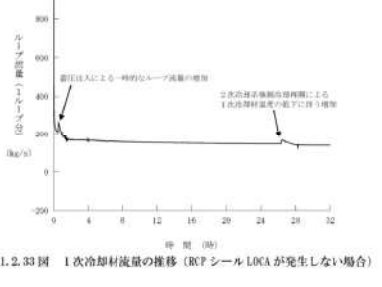
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.30 図 1次冷却系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.24 図 1次冷却系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>図2.2.31 1次系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.30 図 1次冷却系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.25 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図2.2.32 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>・泊はRCPシールリーク量が約1.5m³/h/台と大飯・高浜の約4.8m³/h/台に比べ少ないため、漏えい流量積算値が少なくなる(伊方と同様)</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.32 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.26 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊万発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>  <p>図2.2.33 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.1.2.32 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>大飯発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.33 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第 2.2.27 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>  <p>図2.2.34 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.1.2.33 図 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至り流体振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23参照)</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.34 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.228 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊万発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>第 2.2.35 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.34 図 炉心上部ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至りボイド率に振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23 参照)</p>
<p>第 2.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.229 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.36 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯・高浜のRCPシールリーク量が泊の約1.5m³/h/台に対して約4.8m³/h/台と多いために、事象後半に二相自然循環の状態に至り原子炉容器内水位に振動が生じている。(詳細は大飯の添付資料 2.2.23 参照)</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.36 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.30 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊万発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>図2.2.37 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.36 図 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.37 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.2.31 図 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図2.2.38 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 7.1.2.37 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>図2.2.39 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第7.1.2.38図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.38 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第 2.2.33 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図2.2.40 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>第7.1.2.39図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水量が80m³/hと、大飯の200m³/h、高浜の160m³/hに比べ少ないため、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる。</p>

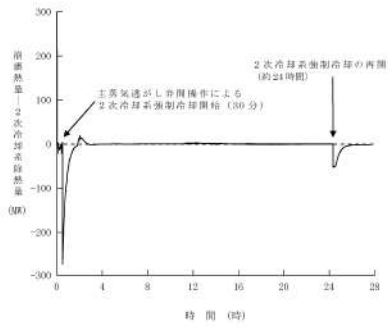
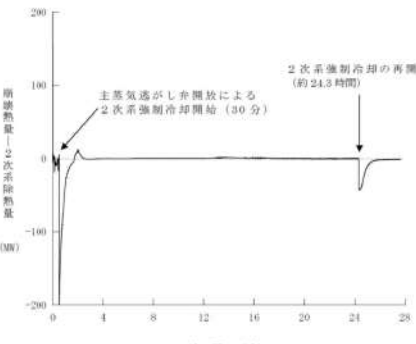
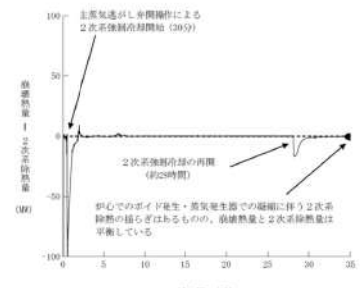
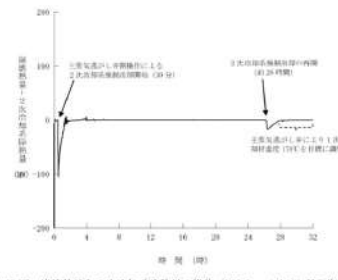
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>タービン動機補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気減圧弁閉鎖に伴い、1次系からの蒸気が配管され、再度水位が低下</p> <p>2次系強制冷却の再開（約24時間）により、蒸気発生量の増大するため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>タービン動機補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気減圧弁閉鎖に伴い、1次系からの蒸気が配管され、再度水位が低下</p> <p>2次系強制冷却の再開（約24時間）により、蒸気発生量の増大するため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>タービン動機補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により水位は回復するが、主蒸気減圧弁閉鎖に伴い、1次系からの蒸気が配管され、再度水位が低下</p> <p>2次系強制冷却の再開（約20時間）により蒸気発生量が増加するため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>2次系強制冷却の再開（約24時間）により、蒸気発生量の増大のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>相違理由</p>
<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊万発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p>	<p>相違理由</p>
<p>第 2.2.40 図 蒸気発生器水位の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系強制冷却の再開（約24時間）に伴う流量調整による増加</p> <p>第 2.2.41 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>第 2.2.2.34 図 蒸気発生器水位の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系強制冷却の再開（約24時間）に伴う流量調整による増加</p> <p>第 2.2.2.35 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>第 2.2.41 図 蒸気発生器水位の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器2次側水位の回復に伴い流量調整を行うことによる減少</p> <p>2次系強制冷却の再開に伴う流量調整による増加</p> <p>第 2.2.42 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>蒸気発生器1基当たりの補助給水流量</p>	<p>第 7.1.2.40 図 蒸気発生器水位の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>2次系強制冷却の再開（約24時間）により、蒸気発生量の増大のため、蒸気発生器2次側管内にボイドが増加することによる一時的な水位上昇</p> <p>再燃熱の低下、1次系保水容量の減少による蒸気発生器2次側管内の蒸気が凝縮することにより蒸気発生器2次側水位が回復</p> <p>第 7.1.2.41 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>補助給水流量（kg/s）</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が80m³/hと、大飯の200m³/h、高浜の160m³/hに比べ少ないため、蒸気発生器水位の回復が遅くなる。</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・タービン動機補助給水ポンプ流量の差異（泊80m³/h、大飯200m³/h、高浜160m³/h）により、事象初期の最大流量が異なる</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.42 図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 2.2.2.36 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【比較のためRCPシールリーク量が泊と同様の伊方発電所3号炉の過渡応答図を記載】</p>  <p>図2.2.43 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	 <p>第 7.1.2.42 図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>第 2.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.1 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.3.2 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.1.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所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>燃料被覆管最高温度：1,200°C</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による 2次冷却系隔離開始時刻（20分、60分）</p> <p>2次冷却系隔離開始時刻の再掲（40分、約144分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.6時間）</p> <p>時間 (分)</p>	<p>燃料被覆管最高温度：1,200°C</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による 2次冷却系隔離開始時刻（30分、60分）</p> <p>2次冷却系隔離開始時刻の再掲（40分、約102分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.3時間）</p> <p>時間 (分)</p>		<p>燃料被覆管最高温度：1,200°C</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による2次冷却系隔離開始時刻（30分、60分）</p> <p>2次冷却系隔離開始時刻の再掲（40分、約140分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.4時間）</p> <p>時間 (分)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.45 図 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合） （主蒸気遮断し弁操作開始の時間余裕確認）</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による2次冷却系隔離開始時刻（30分、60分）</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達（約3.4分、約8.4分）</p> <p>高圧タンク出口弁閉止（70分、約9.4分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.6時間）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心注水により、二相状態の破断液が噴射状態となることで瞬時的に蒸気が一時的に増加</p> <p>1次冷却材圧力約99.7MPa(gage)、1次冷却材温度を170°Cに維持するよう主蒸気遮断し弁を調整することから、瞬時的に蒸気が一時的に増加。また、炉心注水流量も一定であることから、同様の蒸気発生量が確認</p> <p>高圧注水開始（約40分、約69分）</p> <p>時間 (分)</p>	<p>第 2.2.33 図 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合） （主蒸気遮断し弁操作開始の時間余裕確認）</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による2次冷却系隔離開始時刻（30分、60分）</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達（約3.2分、約8.2分）</p> <p>高圧タンク出口弁閉止（70分、約9.2分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.3時間）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心注水により、二相状態の破断液が噴射状態となることで瞬時的に蒸気が一時的に増加</p> <p>1次冷却材圧力約99.7MPa(gage)、1次冷却材温度を170°Cに維持するよう主蒸気遮断し弁を調整することから、瞬時的に蒸気が一時的に増加。また、炉心注水流量も一定であることから、同様の蒸気発生量が確認</p> <p>高圧注水開始（約38分、約67分）</p> <p>時間 (分)</p>		<p>第 7.1.2.45 図 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合） （主蒸気遮断し弁操作時間余裕確認）</p> <p>主蒸気遮断し弁操作による2次冷却系隔離開始時刻（30分、60分）</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達（約3.0分、約8.0分）</p> <p>高圧タンク出口弁閉止（70分、約9.0分）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心への注水開始（約2.2時間、約2.4時間）</p> <p>噴霧剤噴射スプレイドロップによる炉心注水により、二相状態の破断液が噴射状態となることで瞬時的に蒸気が一時的に増加</p> <p>蒸気発生量は破断液の内部圧力が炉心から漏れ出し、炉心で発生した蒸気が破断液と混合して炉心から流出するから、一時的に蒸気発生量が減少する。その後、再び燃料被覆管に冷却材が浸水し、RCPシール破断から発生する蒸気が増加して確認</p> <p>高圧注水開始（約39分、約68分）</p> <p>時間 (分)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2 全交流動力電源喪失

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所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>第 2.2.2.47 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.2.3.5 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>第 7.1.2.47 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.2.2.48 図 1次冷却系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 2.2.2.3.6 図 1次系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>		<p>第 7.1.2.48 図 1次冷却系保水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合) (代替炉心注水操作時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.1 1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータ）

大飯発電所3/4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
添付資料 2.2.1		添付資料 7.1.2.1		
1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータについて		1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータについて		
1次冷却材漏えいに係る事象の判断は、添付-1～3のパラメータにより総合的に判断する。 なお、加圧器圧力および加圧器水位の低下は、共通事象として発生する。		1次冷却材漏えいに係る事象の判断は、添付-1～3のパラメータにより総合的に判断する。 なお、加圧器圧力および加圧器水位の低下は、共通事象として発生する。		
添付-1		添付-1		
○格納容器内での1次冷却材漏えいに係る判断パラメータ一覧		○格納容器内での1次冷却材漏えいに係る判断パラメータ一覧		
判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加圧器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加圧器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
格納容器内高レンジ エリアモニタ	4	○	C, D計装用電源	高レンジ、低レンジ（各2台）
格納容器じんあいモニタ	1	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
格納容器ガスモニタ	1	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
格納容器エアロック 区域エリアモニタ	1	○	E計装用電源	
炉内計装区域 エリアモニタ	1	○	E計装用電源	
格納容器サンプ水位	1	×	E1計装用電源 F1計装用電源	F1計装用電源が復旧対象外のため不可
格納容器再循環サンプ水位	4	○	C, D計装用電源	広域、狭域（各2台）
凝縮液量測定装置水位	1	○	E1計装用電源	
主蒸気圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
格納容器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	広域
格納容器内温度	2	○	A, B計装用電源	
添付-2		添付-2		
○蒸気発生器細管破損に係る判断パラメータ一覧		○蒸気発生器細管破損に係る判断パラメータ一覧		
判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加圧器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加圧器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
主蒸気圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
蒸気発生器水位	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	狭域
復水器空気抽出器 ガスモニタ	1	×	E1計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可
蒸気発生器ブローダウン 水モニタ	1	×	E1計装用電源	SBO時はサンプリングクーラ冷却水が喪失のため不可
高感度型主蒸気管モニタ	1/ループ	×	E1計装用電源	低出力時には、放射線レベルが低下し、検出できない可能性があるため不可

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.2 RCP シール LOCA が発生する場合としない場合の運転員操作等への影響）

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 2.2.4</p> <p style="text-align: center;">RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響</p> <p>1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次冷却系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次冷却系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を用いた2次冷却系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次冷却系保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取り扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。</p> <p>2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次冷却系強制冷却を実施することとなる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標圧力（1.7MPa[gage]又は0.7MPa[gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生しない場合の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作は、長期対策が異なる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合の長期対策は、高圧代替再循環運転と格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却であり、その長期対策へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の長期対策は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。RCPシールLOCAが発生していないことによりRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作よりも時間的余裕[*]があり、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（大容量ポンプ）による最終ヒートシンクの復旧を想定した手順として整備している。また、RCPシール</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.2</p> <p style="text-align: center;">RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響</p> <p>1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次冷却系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び代替格納容器スプレィポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次冷却系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。</p> <p>本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を介した2次冷却系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次冷却系の保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。</p> <p>2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次冷却系強制冷却を実施することとなる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標設定圧力（1.7MPa [gage] 又は0.7MPa [gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。</p> <p>なお、RCPシールLOCAが発生しない場合の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作は、長期対策が異なる。</p> <p>RCPシールLOCAが発生する場合は、高圧再循環運転と格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、その安定状態へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。</p> <p>RCPシールLOCAが発生しない場合は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。RCPシールLOCAが発生していないことによりRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作よりも時間的余裕[*]があるため、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）による最終ヒートシンクの復旧により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、こ</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.2 RCP シールLOCA が発生する場合としない場合の運転員操作等への影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
LOCAが発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。(図5及び図6参照)	れらの手順を整備している。また、RCP シールLOCA が発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。(図5及び図6参照)																																																	
※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。	※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。																																																	
表1 RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点	表1 RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>RCPシールLOCAが発生する場合</th> <th>RCPシールLOCAが発生しない場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RCPシール部からの漏えい量</td> <td>定格圧力で約109m³/h相当 (1台当たり)</td> <td>定格圧力で約4.8m³/h相当 (1台当たり)</td> </tr> <tr> <td>交流電源確立</td> <td>事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)</td> <td>事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)</td> </tr> <tr> <td>漏えい停止圧力</td> <td>考慮しない</td> <td>0.83MPa</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時</td> <td>考慮しない</td> </tr> <tr> <td>①初期の1次冷却材圧力低下量</td> <td>大きい</td> <td>小さい</td> </tr> <tr> <td>②1.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約54分</td> <td>約11時間</td> </tr> <tr> <td>③0.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約2.2時間</td> <td>約26時間</td> </tr> </tbody> </table>		RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合	RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約4.8m ³ /h相当 (1台当たり)	交流電源確立	事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)	事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)	漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa	恒設代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない	①初期の1次冷却材圧力低下量	大きい	小さい	②1.7MPa[gage]までの到達時間	約54分	約11時間	③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約26時間	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>RCPシールLOCAが発生する場合</th> <th>RCPシールLOCAが発生しない場合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RCPシール部からの漏えい量</td> <td>定格圧力で約109m³/h相当 (1台当たり)</td> <td>定格圧力で約1.5m³/h相当 (1台当たり)</td> </tr> <tr> <td>交流電源確立</td> <td>事象発生80分後 (代替非常用発電機)</td> <td>事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)</td> </tr> <tr> <td>漏えい停止圧力</td> <td>考慮しない</td> <td>0.83MPa[gage]</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ起動</td> <td>1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時</td> <td>考慮しない</td> </tr> <tr> <td>①初期のRCS圧力低下量</td> <td>大きい</td> <td>小さい</td> </tr> <tr> <td>②1.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約55分</td> <td>約28時間</td> </tr> <tr> <td>③0.7MPa[gage]までの到達時間</td> <td>約2.2時間</td> <td>約31時間</td> </tr> </tbody> </table>		RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合	RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約1.5m ³ /h相当 (1台当たり)	交流電源確立	事象発生80分後 (代替非常用発電機)	事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)	漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]	代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない	①初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい	②1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約28時間	③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間	
	RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合																																																
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約4.8m ³ /h相当 (1台当たり)																																																
交流電源確立	事象発生後60分後 (空冷式非常用発電装置)	事象発生後24時間後 (空冷式非常用発電装置、外部電源)																																																
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa																																																
恒設代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない																																																
①初期の1次冷却材圧力低下量	大きい	小さい																																																
②1.7MPa[gage]までの到達時間	約54分	約11時間																																																
③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約26時間																																																
	RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合																																																
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当 (1台当たり)	定格圧力で約1.5m ³ /h相当 (1台当たり)																																																
交流電源確立	事象発生80分後 (代替非常用発電機)	事象発生24時間後 (代替非常用発電機、外部電源)																																																
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]																																																
代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない																																																
①初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい																																																
②1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約28時間																																																
③0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間																																																

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.2 RCP シールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約54分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間)</p> <p>二相状態にあったRCPシール部からの滲えいが、恒設代替低圧注水ポンプからの代替炉心注水により冷水が注水されるため液相状態となり、流体密度の増加によりリーク流量が増加して代替炉心注水流量を上回るため、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>主蒸気逃がし弁開放による2次冷却系強制冷却開始 (30分)</p> <p>1次冷却材圧力約1.7MPa(gage)到達 (約66分)</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止 (70分)</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 (80分)</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心への注水開始 (約2.2時間)</p> <p>二相状態にあったRCPシール部からの滲えいが、代替低圧注水ポンプからの代替炉心注水により冷水が注水されるため液相状態となり、流体密度の増加によりリーク流量が増加して代替炉心注水流量を上回るため、1次冷却系保有水量が減少</p> <p>蓄圧注入開始 (約39分)</p> <p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (時)</p>	
<p>図1 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>図1 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	
<p>恒設代替低圧注水ポンプによる注水開始 (約2.2時間)</p> <p>蓄圧注入開始 (約40分)</p> <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>代替低圧注水ポンプによる注水開始 (約2.2時間)</p> <p>蓄圧注入開始 (約39分)</p> <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (時)</p>	
<p>図2 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	<p>図2 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)</p>	

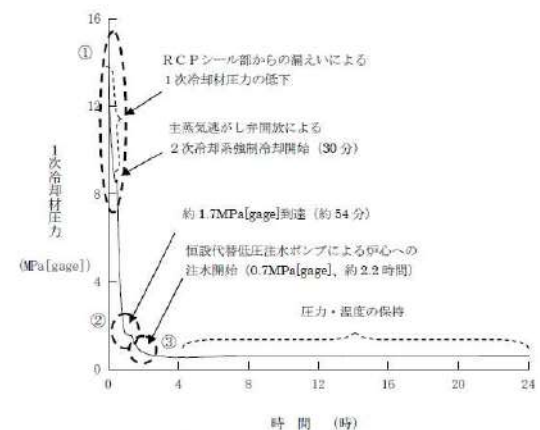
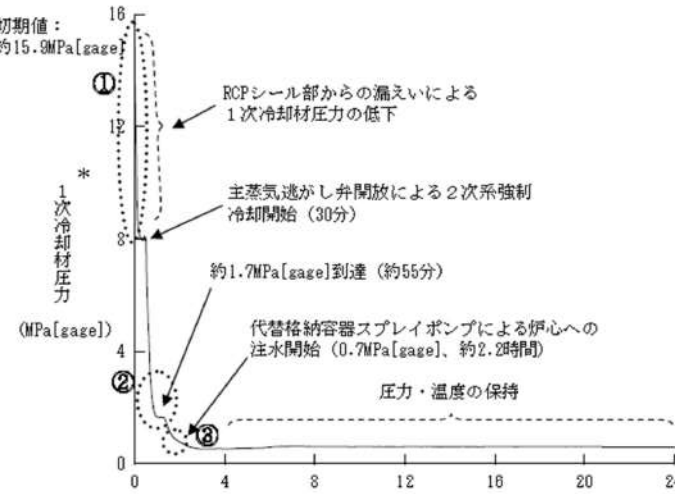
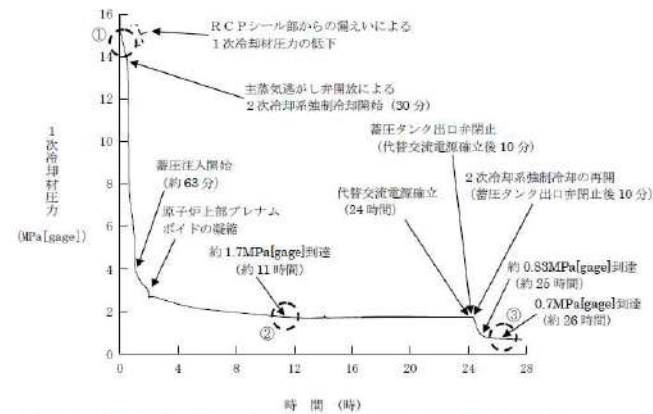
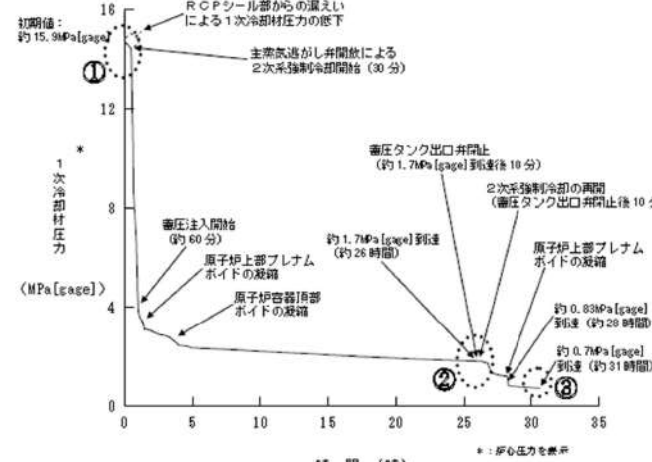
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.2 RCP シールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図3 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	
<p>図4 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	<p>図4 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.2 RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図5 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）</p>	 <p>図5 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）</p>	
 <p>図6 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	 <p>図6 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について）

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 2.2.7</p> <p style="text-align: center;">恒設代替低圧注水ポンプの注水先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について</p> <p>1. 操作概要</p> <p>全交流動力電源喪失時において1次冷却材喪失事象に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために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。</p> <p>炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^6 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注水先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B-充てんポンプ自己冷却運転による代替炉心注水を行う。</p> <p>(1) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え手順</p> <p>a. 中央制御室にて恒設代替低圧注水ポンプの電源確保のため、空冷式非常用発電装置の起動操作を行う。</p> <p>b. 現場にて恒設代替低圧注水ポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>c. 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>d. 事象進展により炉心損傷と判断した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水から格納容器スプレイへ切り替える。</p> <p>(a) 中央制御室にてA格納容器スプレイ冷却器出口格納容器隔離弁を開操作する。</p> <p>(b) 中央制御室にてAM用代替再循環ライン第2電動弁を開操作する。</p> <p>(c) 中央制御室にて原子炉格納容器の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にてB-充てんポンプ（自己冷却）の系統構成及び現場にてディスタンスピース取替えを実施する。</p> <p>b. 系統構成及びディスタンスピース取替え完了後は、事象進展に備える。</p> <p>c. 炉心損傷を判断した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイに切替え後、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(a) 中央制御室にてB-充てんポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(b) 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.3</p> <p style="text-align: center;">代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について</p> <p>1. 操作概要</p> <p>全交流動力電源喪失時において1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施する。</p> <p>炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^6 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B-充てんポンプ自己冷却運転による代替炉心注水を行う。</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にて代替格納容器スプレイポンプの系統構成（炉心注入）を実施する。</p> <p>b. 代替格納容器スプレイポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>c. 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>d. 事象進展により炉心損傷と判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を炉心注水から格納容器スプレイへ切り替える</p> <p>(a) 中央制御室にてB-格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁を開操作する。</p> <p>(b) 現場にて代替格納容器スプレイポンプ出口ラインの切替えを行う。</p> <p>(c) 中央制御室にて余熱除去BラインC/V外側隔離弁を開操作する。</p> <p>(d) 中央制御室にて原子炉格納容器の冷却状態を継続的に監視する。</p> <p>(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水手順</p> <p>a. 中央制御室及び現場にてB-充てんポンプ（自己冷却）の系統構成を実施する。</p> <p>b. 系統構成完了後は、事象進展に備える。</p> <p>c. 炉心損傷を判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を格納容器スプレイに切替え後、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(a) 中央制御室にてB-充てんポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。</p> <p>(b) 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																		
<p>(3) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え</p> <p>必要要員数：1名/1ユニット</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：3分</p> <p>(4) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>必要要員数：1名/1ユニット</p> <p>操作時間（想定）：3分</p> <p>操作時間（実績）：2分</p>	<p>(3) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え</p> <p>a. 現場</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：20分</p> <p>操作時間（実績）：12分</p> <p>b. 中央制御室</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：2分</p> <p>(4) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</p> <p>a. 中央制御室</p> <p>(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成</p> <p>必要要員数：1名</p> <p>操作時間（想定）：5分</p> <p>操作時間（実績）：3分</p>	<p>設計の相違</p>																																																		
<p>3. 必要な要員と作業項目</p>	<p>3. 必要な要員と作業項目</p>																																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>必要の要員と作業項目</th> <th>経過時間(分)</th> <th>経過時間(時間)</th> <th>経過時間(分)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手続の内容</td> <td>10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>要員数 (作業に必要な要員数)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>1 B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> </tbody> </table>	必要の要員と作業項目	経過時間(分)	経過時間(時間)	経過時間(分)	備考	手続の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130				要員数 (作業に必要な要員数)					1 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え	10分	10分	10分	10分	1 B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	10分	10分	10分	10分	<table border="1"> <thead> <tr> <th>必要の要員と作業項目</th> <th>経過時間(分)</th> <th>経過時間(時間)</th> <th>経過時間(分)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手続の内容</td> <td>10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>要員数 (作業に必要な要員数)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1 現場</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>1 中央制御室</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> </tbody> </table>	必要の要員と作業項目	経過時間(分)	経過時間(時間)	経過時間(分)	備考	手続の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130				要員数 (作業に必要な要員数)					1 現場	10分	10分	10分	10分	1 中央制御室	10分	10分	10分	10分	
必要の要員と作業項目	経過時間(分)	経過時間(時間)	経過時間(分)	備考																																																
手続の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130																																																			
要員数 (作業に必要な要員数)																																																				
1 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え	10分	10分	10分	10分																																																
1 B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	10分	10分	10分	10分																																																
必要の要員と作業項目	経過時間(分)	経過時間(時間)	経過時間(分)	備考																																																
手続の内容	10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130																																																			
要員数 (作業に必要な要員数)																																																				
1 現場	10分	10分	10分	10分																																																
1 中央制御室	10分	10分	10分	10分																																																

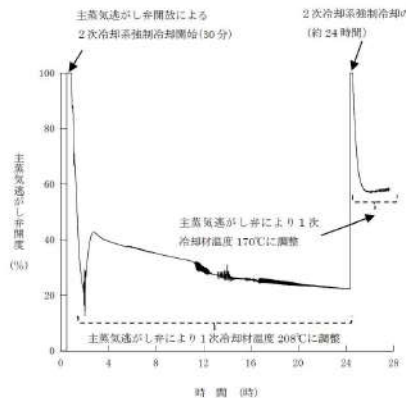
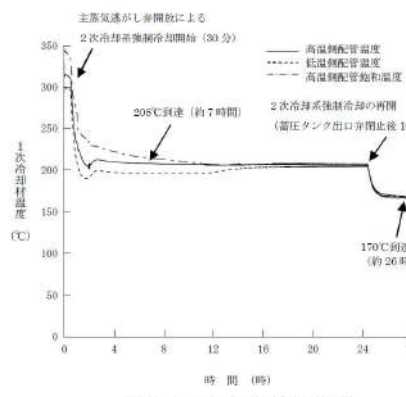
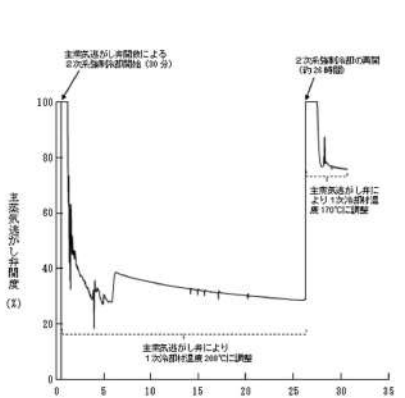
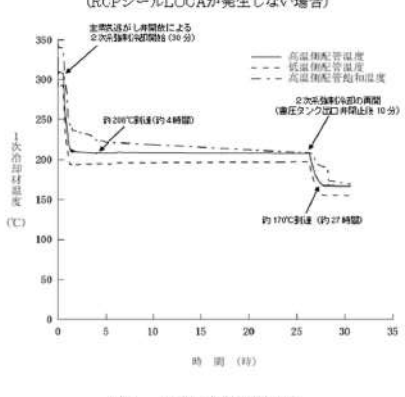
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

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 2.2.6</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系強制冷却における温度目標について</p> <p>全交流動力電源喪失時のプラント停止操作として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系の減温及び減圧を実施する。この際、いくつかの1次冷却材温度（208℃及び170℃）で操作をホールドすることとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取り扱いをまとめた。</p> <p>1. 2次冷却系強制冷却における温度目標 208℃について 「全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」事象が発生した際の2次冷却系強制冷却操作に関する最初の1次冷却材温度目標値を208℃としている。 蓄圧タンク出口弁を閉止する際の1次冷却材圧力は、1次冷却系への窒素ガスの混入を防止する観点から、1次冷却系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して約1.7MPa[gage]としている。この約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃を2次冷却系強制冷却における目標温度とすることで、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]以下となることを防止するとともに、1次冷却材圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次冷却系へ注水することができる。 解析上の取り扱いとしては、主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の開度を調整して冷却を継続する。解析においては、1次冷却系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくPI制御*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。RCPシールLOCAが発生しない場合の解析結果を図1、図2に示す。</p> <p>2. 2次冷却系強制冷却再開後における温度目標 170℃について 約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃で温度維持した後、空冷式非常用発電装置からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止すれば、1次冷却材温度170℃を目標として2次冷却系強制冷却を再開する。 2次冷却系強制冷却再開後における1次冷却材温度の目標温度を0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃とすることで、RCP封水戻りラインに設置している安全弁の閉止圧力よりも1次冷却材圧力を低くし、安全弁からの漏えいを停止することができるとともに、1次冷却系と同様に2次冷却系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプを継続的に運転することが可能となる。また、170℃は余熱除去系への接続が可能な温度である。プラントをスムーズに低温停止状態に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある。従って、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態で、蒸気発生器による冷却状態から余熱除去系による冷却への切替について、プラント状況を十分に把握した上で早期に実施できるよう準備を行うものである。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.4</p> <p style="text-align: center;">2次冷却系強制冷却における温度目標について</p> <p>全交流動力電源喪失時のプラント停止（1次冷却系の減温・減圧）操作は、2次冷却系強制冷却により1次冷却系の減温及び減圧を実施する。この際、いくつかの温度状態（208℃及び170℃）で操作をホールドすることとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取り扱いをまとめた。</p> <p>1. 2次冷却系強制冷却における温度目標 208℃について 「全交流動力電源喪失+補機冷却水の喪失」事象が発生した際の2次冷却系強制冷却操作に関する1次冷却材温度目標値を208℃としている。 蓄圧タンク出口弁を閉止する際の1次冷却材圧力は、1次冷却系への窒素ガスの混入を防止する観点から、1次冷却系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して約1.7MPa[gage]としている。この約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃を2次冷却系強制冷却における目標温度とすることで、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]以下となることを防止するとともに、1次冷却材圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次冷却系へ注水することができる。 解析上の取り扱いとしては、主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の開度を調整して冷却を継続する。解析においては、1次冷却系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくPI制御*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。RCPシールLOCAが発生しない場合の解析結果を図1及び図2に示す。また、当該模擬と運転操作の関係について別紙に示す。</p> <p>2. 2次冷却系強制冷却再開後における目標温度 170℃について 約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃の状態温度維持した後、代替非常用発電機等からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止すれば、1次冷却材温度170℃を目標として2次冷却系強制冷却を再開する。 2次冷却系強制冷却再開後における1次冷却材温度の目標温度を0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃とすることで、RCP封水戻りラインに設置している安全弁の閉止圧力よりも1次冷却材圧力を低くし、安全弁からの漏えいを停止することができるとともに、1次冷却系と同様に2次冷却系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプを継続的に運転することが可能となる。また、170℃は余熱除去系への接続が可能な温度である。プラントをスムーズに低温停止状態に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある。従って、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態で、蒸気発生器による冷却状態から余熱除去系による冷却への切替について、プラント状況を十分に把握した上で早期に実施できるよう準備を行うものである。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

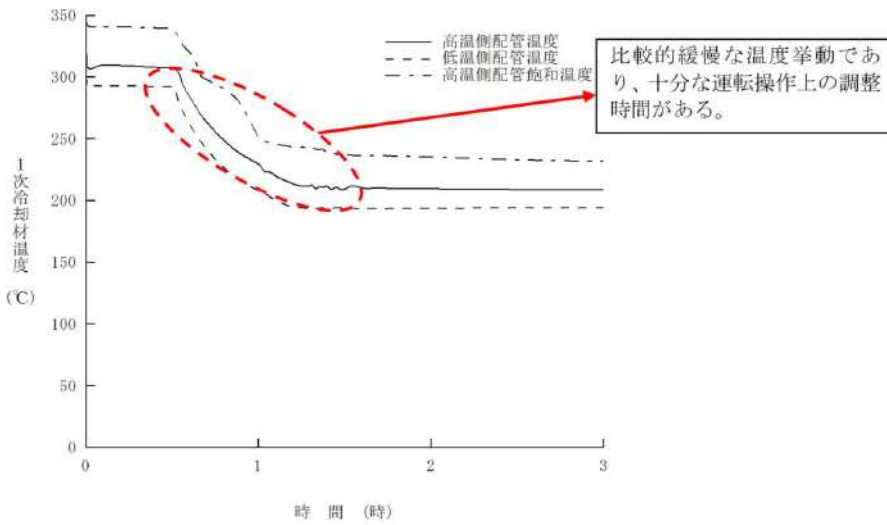
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>2次冷却系強制冷却の再開 （約24時間）</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 170℃に調整</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 208℃に調整</p> <p>時間（時）</p> <p>図1 主蒸気逃がし弁開度の推移 （RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>—— 高温側配管温度 - - - 低温側配管温度 - - - 高温側配管飽和温度</p> <p>208℃到達（約7時間）</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 （蓄圧タンク出口弁閉止後10分）</p> <p>170℃到達（約26時間）</p> <p>時間（時）</p> <p>図2 1次冷却材温度の推移 （RCPシールLOCAが発生しない場合）</p>	<p>※：P I制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせる制御を行う</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>2次冷却系強制冷却の再開 （約24時間）</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 170℃に調整</p> <p>主蒸気逃がし弁により1次冷却材温度 208℃に調整</p> <p>時間（時）</p> <p>図1 主蒸気逃がし弁開度の推移 （RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>主蒸気逃がし弁開放による 2次冷却系強制冷却開始（30分）</p>  <p>—— 高温側配管温度 - - - 低温側配管温度 - - - 高温側配管飽和温度</p> <p>約208℃到達（約4時間）</p> <p>2次冷却系強制冷却の再開 （蓄圧タンク出口弁閉止後10分）</p> <p>約170℃到達（約27時間）</p> <p>時間（時）</p> <p>図2 1次冷却材温度の推移 （RCPシールLOCAが発生しない場合）</p> <p>【再掲】</p> <p>※：P I制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせる制御を行う</p> <p>【再掲終】</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【該当する資料無し】</p>	<p style="text-align: right;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">主蒸気逃がし弁の手动操作の解析上の模擬と実際の運転員操作について</p> <p>1. 主蒸気逃がし弁の手动操作の解析上の模擬</p> <p>運転員による主蒸気逃がし弁の手动操作は、目標温度との偏差や温度の変化に応じて逃がし弁開度の調整を行う。このため、人的操作の模擬をPI制御として解析を実施している。</p> <p>解析においては、運転員が実施する高温側配管温度と目標温度と温度偏差の大きさに応じた弁開度の調整を比例(P)制御とし、温度偏差の推移状況に対する調整を積分(I)制御として評価を行い、評価の結果から、裕度を持った運転員操作が可能な模擬であり、実際の運転操作の検討等にあたり参考指標とするデータとして十分妥当なものと判断している。</p> <p>図3の1次冷却材温度の短期応答に示す通り、事象発生30分後の2次系による強制冷却開始(約310℃)から目標温度(約208℃)付近まで低下するには、1時間以上かかる比較的緩慢な温度挙動である。このため、運転員による主蒸気逃がし弁操作によって容易に目標温度まで減温することが可能であり、また、目標温度到達以降の温度維持も崩壊熱の漸減分に対応する操作となることから調整は容易に行える。したがって、SBO時の収束シナリオに従う運転員操作により、安定な冷却状態へ移行することは十分可能である。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">図3 1次冷却材温度の推移（短期応答図）</p>	<p>記載方針の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>2. 解析評価と運転員操作手順の関連について</p> <p>解析評価と運転操作手順検討の関連を図4に示す。本図に示すとおり、解析評価および運転手順等の検討にあたっては、解析評価担当と運転手順検討部署間で相互確認を行った上で評価の実施、手順の整備を行っている。</p> <div style="text-align: center;"> <p>① 評価条件(操作対応時間等)の確認依頼 ④ 評価結果の提示</p> <p>解析・評価担当部署 ← フィードバック → 運転手順検討部署</p> <p>③ 評価条件の設定 対応手順等に基づく解析の実施 成立性の確認</p> <p>② 対応手順等の検討 運転手順の作成 ⑤ 運転操作の実証確認</p> <p>フィードバック</p> <p>対応、運転手順の確認依頼 評価条件の詳細、運転上の考慮事項の確認</p> </div> <p>図4 解析評価と運転間で相互確認の概念図</p> <p>発電所において、新たに制定する運転手順については、解析評価を参考とした上で、中央操作員及び現場操作員が連携したシミュレータにより、確認・検証しながら作成する。</p> <p>また、運転員は、手順の制定に際し、運転手順の内容に関する教育により、操作目標や挙動等に関する机上学習を実施し、さらに、定期的にシミュレータ訓練を実施することから、本シーケンスにおける主要な運転操作である、主蒸気逃がし弁開度調整操作に伴う1次冷却系の温度、圧力の応答・挙動の確認等を通じ、事故収束に必要な適切な操作の実施が十分可能と判断している。</p>	<p>記載方針の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.4 2次冷却系強制冷却における温度目標について）

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;">(別紙2)</p> <p>補足. 長期にわたり余熱除去系への切り替えが実施できない場合の対応について</p> <p>原子炉補機冷却水系統の故障継続等により、余熱除去系を使用した冷却手段の確保ができない状況が長引いた場合の、プラントのあり方については、そのときの状況と実施に伴う影響を十分に検討し対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が確保されていない場合 <p>タービン動補助給水ポンプによる注水と主蒸気逃がし弁による2次冷却系冷却操作により、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態に維持し続ける。長期的に崩壊熱の減少に伴い、2次側での圧力を0.7MPa[gage]に維持することが困難な状況となれば、蒸気発生器への注水手段をタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプに切り替える。この注水切替については、補助給水流量等の変動によるプラントへの影響、供給電源系統の信頼性に注意を払うこととなる。外部電源が無い場合、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする空冷式非常用発電装置となるため、万一を考慮してタービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせずバックアップとして待機させる。タービン動補助給水ポンプが使用可能な期間は活用し、放出蒸気を活用した効果的な1次冷却系冷却を保持することとしている。</p> 外部電源が確保された場合 <p>外部電源が復旧すれば、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まることから、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを検討する。電動補助給水ポンプは、タービン動補助給水ポンプのように2次側の圧力を0.7MPa[gage]に維持する必要があることから、2次冷却系の圧力をさらに低下させることが可能となり、電動補助給水ポンプによる注水および主蒸気逃がし弁の開放により、可能な範囲で1次冷却系を170℃よりさらに冷却する。</p> 更なる長期対応 <p>更なる長期対応として、1次冷却材温度、圧力が安定している状況を確認し、蒸気発生器および主蒸気配管を満水操作し電動補助給水ポンプによる注水と主蒸気管ドレン弁によるフィードアンドブリードにより1次冷却系を冷却することにより、低温停止（93℃以下）に移行することができる。</p> 	<p>長期にわたり余熱除去系への切り替えが実施できない場合の対応について</p> <p>原子炉補機冷却水系統の故障継続等により、余熱除去系を使用した冷却手段の確保ができない状況が長引いた場合の、プラントのあり方については、そのときの状況と実施に伴う影響を十分に検討し対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が確保されていない場合 <p>タービン動補助給水ポンプによる給水と主蒸気逃がし弁による2次冷却系冷却操作により、1次冷却材圧力、温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態に維持し続ける。長期的に崩壊熱の減少に伴い、2次側での圧力を0.7MPa[gage]に維持することが困難な状況となれば、蒸気発生器への注水手段をタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプに切り替える。この給水切替については、補助給水流量等の変動によるプラントへの影響、供給電源系統の信頼性に注意を払うこととなる。外部電源が無い場合、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする代替非常用発電機となるため、万一を考慮してタービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせずバックアップとして待機させる。タービン動補助給水ポンプが使用可能な期間は活用し、放出蒸気を活用した効果的な1次冷却系冷却を保持することとしている。</p> 外部電源が確保され場合 <p>外部電源が復旧すれば、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まることから、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを検討する。電動補助給水ポンプは、タービン動補助給水ポンプのように2次側の圧力を0.7MPa[gage]に維持する必要があることから、2次冷却系の圧力をさらに低下させることが可能となり、電動補助給水ポンプによる給水および主蒸気逃がし弁の開放により、可能な範囲で1次冷却系を170℃よりさらに冷却する。</p> 低温停止への移行 <p>電動補助給水による給水および主蒸気逃し弁による冷却の後、1次冷却材温度、圧力が安定している状況を確認し、蒸気発生器および主蒸気配管を満水操作し可搬型大型送水ポンプ車による給水と主蒸気管ドレン弁によるフィードアンドブリードにより1次冷却系を冷却することにより、低温停止（93℃以下）に移行することができる。</p> 	<p>記載の適正化 設計の相違</p>

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.1</p> <p style="text-align: center;">蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>直流電源設備として、所内常設蓄電式直流電源設備（125V 蓄電池 2A 及び 125V 蓄電池 2B）及び常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池及び 250V 蓄電池）を有している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.5</p> <p style="text-align: center;">蓄電池による給電時間評価結果について</p> <p>直流電源設備として、所内常設蓄電式直流電源設備（蓄電池（非常用）（A 蓄電池及び B 蓄電池）及び後備蓄電池（A 後備蓄電池及び B 後備蓄電池））を有している。</p>	<p>※蓄電池による給電時間評価に関して 57 条まとめ資料では女川との比較を行っているため、本添付資料も女川との比較を行う。</p> <p>設備・運用の相違（蓄電池の構成）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は 125V 蓄電池 2A 及び 125V 蓄電池 2B で 24 時間こたたり給電する。 ・泊は蓄電池（非常用）及び後備蓄電池を組み合わせるにより 24 時間こたたり給電する。（伊方と同様）（以降、「設備・運用の相違（蓄電池の構成）」と記載する。） <p>設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は代替直流電源設備の所内常設蓄電式直流電源設備のバックアップとして、常設代替直流電源設備及び可搬型代替直流電源設備による直流電源の供給手段を整備している。 ・泊は所内常設蓄電式直流電源設備である後備蓄電池投入後、早期の電源復旧が見込めない場合には、所内常設蓄電式直流電源設備のバックアップとして可搬型代替直流電源設備による直流電源の供給手段を整備する。（大飯及び他 PWR と同様）（以降、「設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）」と記載する。）

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2A に接続されており、125V 蓄電池 2A より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間以内に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、電源供給開始から8時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、電源供給開始から24時間にわたり原子炉隔離時冷却系による原子炉への注水を継続する。</p> <p style="text-align: center;">＜内容比較のため再掲(1)＞</p> <p>高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2B-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2B を経由して125V 蓄電池 2B より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注水系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間以内に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、電源供給開始から8時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、電源供給開始から24時間にわたり高圧代替注水系による原子炉への注水を継続する。</p> <p style="text-align: center;">＜内容比較のため再掲(2)＞</p> <p>低圧代替注水系（常設）の直流駆動低圧注水系ポンプは、250V 直流主母線盤に接続されており、250V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、直流駆動低圧注水系ポンプが起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行い、電源供給開始から24時間にわたり直流駆動低圧注水系ポンプによる原子炉への注水を継続する。</p> <p>上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 7,855Ah であることに対し、125V 蓄電池 2A の容量が約 8,000Ah であることから、電源供給開始から24時間にわたり原子炉隔離時冷却系による原子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p style="text-align: center;">＜内容比較のため再掲(3)＞</p> <p>上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 5,378Ah であることに対し、125V 蓄電池 2B の容量が約 6,000Ah であることから、電源供給開始から24時間にわたり高圧代替注水系による原子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p style="text-align: center;">＜内容比較のため再掲(4)＞</p> <p>上記運転方法に必要な蓄電池容量が、約 4,600Ah であることに対し、250V 蓄電池の容量が約 6,000Ah であることから、電源供給開始から24時間にわたり直流駆動低圧注水系ポンプによる原子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p>なお、低圧代替注水系（常設）の直流駆動低圧注水系ポンプ以外の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2A-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2A を経由して125V 蓄電池 2A より給電される。この負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量は、125V 蓄電池 2A の必要な蓄電池容量約 7,855Ah に含まれている。</p>	<p>タービン動補助給水ポンプの運転操作に係る負荷は、A 直流母線及び B 直流母線に接続されており、A 蓄電池及び B 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、タービン動補助給水ポンプが起動し蒸気発生器への注水が行われ、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間以内に、中央制御室及び隣接する安全系計装盤室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、電源供給開始から8時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、B 系については13 時間後、A 系については17 時間後に後備蓄電池に切り替えることで、電源供給開始から24 時間にわたりタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を継続し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続する。</p> <p>上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が A 蓄電池で 2,381Ah、B 蓄電池で 2,394Ah、A 後備蓄電池で 1,057Ah、B 後備蓄電池で 1,815Ah であることに対し、A 蓄電池、B 蓄電池、A 後備蓄電池及び B 後備蓄電池の容量がいずれも 2,400Ah であることから、電源供給開始から24 時間にわたりタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を継続し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続することが可能である。</p>	<p>設備・対応手段の相違（炉心冷却手段の相違）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系（運転操作に係る負荷は区分Ⅰより給電）、高圧代替注水系（運転操作に係る負荷は区分Ⅱより給電）及び低圧代替注水系（常設）（運転操作に係る負荷は区分Ⅰ及び直流 250V 系統より給電）による炉心冷却を行う。 ・泊は全交流動力電源喪失時タービン動補助給水ポンプ（運転操作に係る負荷は A 系統及び B 系統より給電）による炉心冷却を行う。（大飯及び他 PWR と同様） ・女川、泊ともに多重化した電源系統からの給電により炉心冷却できる点において同等である。 <p>（以降、「設備・対応手段の相違（炉心冷却手段の相違）」と記載する。）</p> <p>設備・対応手段の相違（負荷切り離し）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は中央制御室において簡易な操作で不要負荷を切り離す。 ・泊は中央制御室及び隣接する安全系計装盤室において1時間以内に不要な負荷を切り離す。（伊方と同様）（以降、「設備・運用の相違（負荷切り離し）」と記載する。） <p>設備・運用の相違（蓄電池の構成）</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">＜泊の記載箇所と比較(1)＞</p> <p>高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、125V 直流主母線盤 2B-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2B を経由して 125V 蓄電池 2B より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注水系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から 1 時間以内に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、電源供給開始から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、電源供給開始から 24 時間にわたり高圧代替注水系による原子炉への注水を継続する。</p> <p style="text-align: center;">＜泊の記載箇所と比較(3)＞</p> <p>上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 5,378Ah であることに 対し、125V 蓄電池 2B の容量が約 6,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり高 圧代替注水系による原子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p>また、高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、125V 代替蓄電池からの給電も可能であり、全 交流動力電源喪失及び直流電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注 水系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始か ら 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、電源供給開始から 24 時間にわたり高圧 代替注水系による原子炉への注水を継続する。</p> <p>上記運転方法を含めた負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量が約 1,909Ah であることに 対し、125V 代替蓄電池の容量が約 2,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり 高圧代替注水系による原子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p style="text-align: center;">＜泊の記載箇所と比較(2)＞</p> <p>低圧代替注水系（常設）の直流駆動低圧注水系ポンプは、250V 直流主母線盤に接続されてお り、250V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給に より、直流駆動低圧注水系ポンプが起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供 給としては、電源供給開始から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行い、電 源供給開始から 24 時間にわたり直流駆動低圧注水系ポンプによる原子炉への注水を継続する。</p> <p style="text-align: center;">＜泊の記載箇所と比較(4)＞</p> <p>上記運転方法に必要な蓄電池容量が、約 4,600Ah であることに 対し、250V 蓄電池の容量が約 6,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたり直流駆動低圧注水系ポンプによる原 子炉への注水を継続することが可能である。</p> <p>なお、低圧代替注水系（常設）の直流駆動低圧注水系ポンプ以外の運転操作に係る負荷は、 125V 直流主母線盤 2A-1 に接続されており、125V 直流主母線盤 2A を経由して 125V 蓄電池 2A より 給電される。この負荷に電源供給するために必要な蓄電池容量は、125V 蓄電池 2A の必要な蓄電 池容量約 7,855Ah に含まれている。</p>		<p>設備・運用の相違（常設代替直流 電源設備）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様</p> <p>名称：125V 蓄電池 2A 型式：制御弁式鉛蓄電池 容量：約 8,000Ah 設置場所：制御建屋地下1階 制御建屋地下中1階 制御建屋地下2階</p> <p>名称：125V 蓄電池 2B 型式：制御弁式鉛蓄電池 容量：約 6,000Ah 設置場所：制御建屋地下1階</p> <p>(2) 常設代替直流電源設備仕様</p> <p>名称：125V 代替蓄電池 型式：制御弁式鉛蓄電池 容量：約 2,000Ah 設置場所：制御建屋地上2階</p> <p>名称：250V 蓄電池 型式：制御弁式鉛蓄電池 容量：約 6,000Ah 設置場所：制御建屋地下2階</p>	<p>(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様</p> <p>名称：A蓄電池 型式：鉛蓄電池 容量：約 2,400Ah 設置場所：原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m</p> <p>名称：B蓄電池 型式：鉛蓄電池 容量：約 2,400Ah 設置場所：原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m</p> <p>名称：A後備蓄電池 型式：鉛蓄電池 容量：約 2,400Ah 設置場所：原子炉補助建屋 T.P. 14. 2m</p> <p>名称：B後備蓄電池 型式：鉛蓄電池 容量：約 2,400Ah 設置場所：原子炉補助建屋 T.P. 14. 2m</p>	<p>設備・運用の相違（蓄電池の構成） 記載方針の相違 ・泊は57条の蓄電池の主要仕様を記載している。</p> <p>設備の相違 ・設備の仕様に差異があるが、重大事故等対処設備として必要な設備を設けるという点において同等である。</p> <p>設備・運用の相違（蓄電池の構成）</p> <p>設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

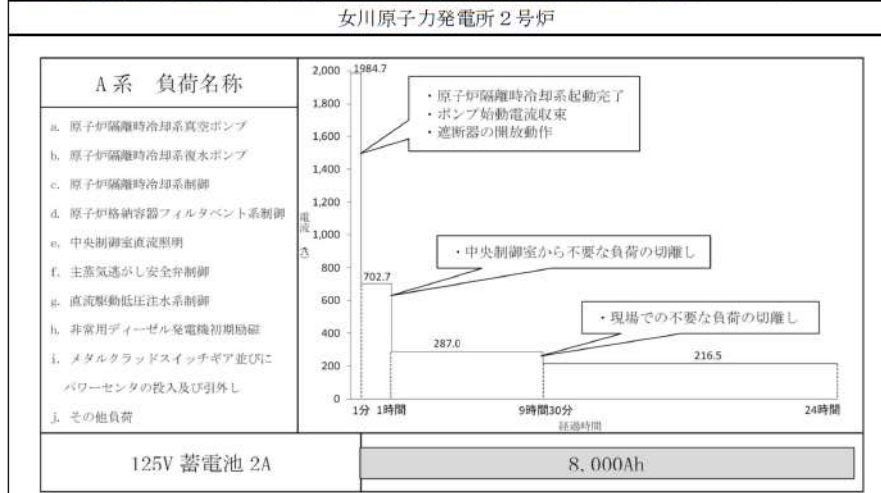


図1 125V蓄電池2A 負荷曲線

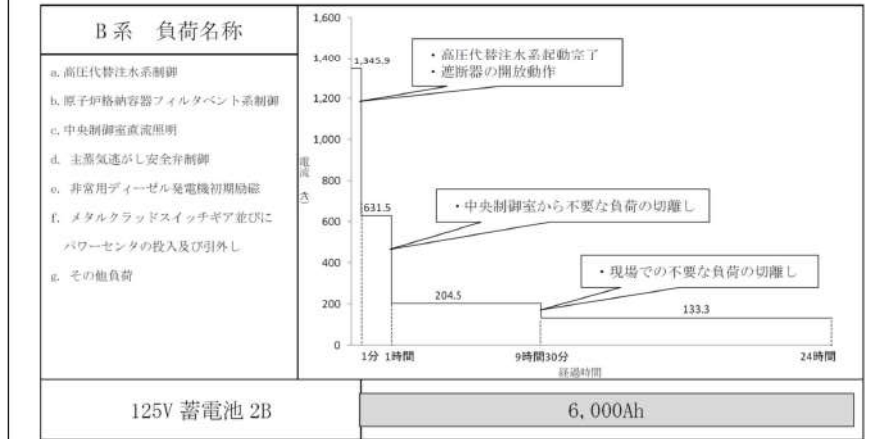


図2 125V蓄電池2B 負荷曲線

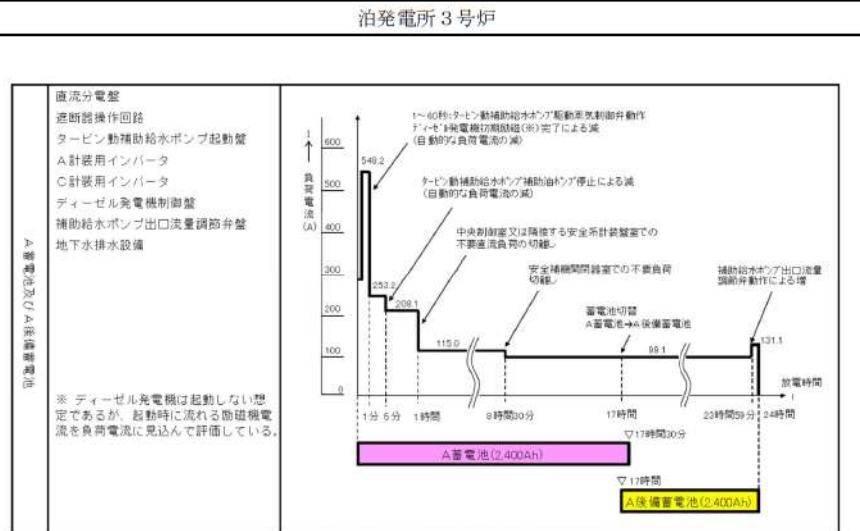


図1 A蓄電池及びA後備蓄電池 負荷曲線

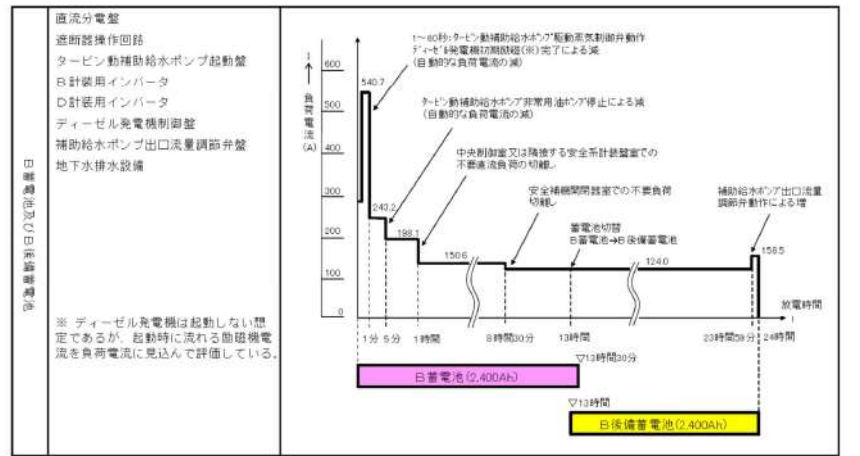


図2 B蓄電池及びB後備蓄電池 負荷曲線

相違理由

設備・運用の相違 (蓄電池の構成)
 設備・運用の相違 (負荷切り離し)
 設備・対応手段の相違 (炉心冷却手段の相違)

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="152 199 987 639"> <p>125V 代替蓄電池 負荷名称</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 高压代替注水系制御 b. 中央制御室直流照明 c. 主蒸気逃がし安全弁制御 d. その他負荷 <p>125V 代替蓄電池</p> <p>2,000Ah</p> </div>		<p>設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）</p>
<p>図3 125V 代替蓄電池 負荷曲線</p>		
<div data-bbox="152 774 987 1342"> <p>250V系 負荷名称</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 直流駆動低圧注水系ポンプ b. その他負荷 <p>250V 蓄電池</p> <p>6,000Ah</p> </div>		<p>設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）</p> <p>設備・対応手段の相違（炉心冷却手段の相違）</p>
<p>図4 250V 蓄電池 負荷曲線</p>		

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について)

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図5 直流電源単線結線図 (125V系統)</p>	<p>図3 直流電源単線結線図</p>	<p>設備・運用の相違 (蓄電池の構成) 設備・運用の相違 (常設代替直流電源設備)</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.5 蓄電池による給電時間評価結果について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図6 直流電源単線結線図（250V系統）</p>		<p>設備・運用の相違（常設代替直流電源設備）</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて）

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 2.2.5</p> <p style="text-align: center;">蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて</p> <p>1. 蓄圧タンク出口弁の閉止タイミングについて</p> <p>プラント運転中、蓄圧タンクについては気相部が約4.5MPa[gage]程度のN₂ガスで加圧されており、出口弁は開状態であり待機状態にある。運転中の1次冷却材圧力は約15.4MPa[gage]であることから、蓄圧タンクが注入されることはない（逆止弁を設置しており1次冷却系からの逆流もない）。蓄圧タンクは非常用炉心冷却設備の一つであり、事故等で1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以下となれば、注入が開始される。</p> <p>外部からの動力を必要としないが、注水量は有限である。その機能が求められる状態が解消すれば出口弁を閉止して蓄圧機能を停止することとなる。特に、蓄圧タンク内の水が全て注入後も出口弁の開状態を継続すると、N₂ガス（非凝縮性ガス）が1次冷却系内に流入し、1次冷却材ポンプ停止後における蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系自然循環が阻害されることとなるため、注水が終了すれば出口弁の閉止が求められる。出口弁を閉止するタイミングは機能要求に合わせて表1のようになる。</p> <p style="text-align: center;">表1 蓄圧タンク出口弁閉止タイミング一覧</p> <table border="1" data-bbox="156 758 1030 1181"> <thead> <tr> <th>蓄圧機能要求</th> <th>蓄圧タンク出口弁閉止タイミング</th> <th>事象例（重大事故等事故シナリオ）</th> <th>出口弁閉止理由（設定根拠）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>要求なし</td> <td>(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止</td> <td>・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）</td> <td>不要注水防止（制御可能）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">要求あり</td> <td>(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1</td> <td>・中破断LOCA+高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA</td> <td>N₂放出防止</td> </tr> <tr> <td>(3) 1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]で閉止※1 （約1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）</td> <td>・全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし</td> <td>N₂放出防止</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：蓄圧注入速度を考慮して設定。大LOCAのような急速注入時は、断熱変化による器内温度低下を考慮し全量注入確認圧力は低めとし、確実な注入とN₂放出防止を図る。全交流動力電源喪失時のように、2次冷却系冷却操作により1次冷却材圧力を制御し蓄圧注入をゆっくりと確実に行う場合は、初期温度が保持されることを考慮し、等温変化と考え、高めの確認圧力とし、必要な注入量の確保とN₂放出防止を図る。</p>	蓄圧機能要求	蓄圧タンク出口弁閉止タイミング	事象例（重大事故等事故シナリオ）	出口弁閉止理由（設定根拠）	要求なし	(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止	・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）	不要注水防止（制御可能）	要求あり	(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1	・中破断LOCA+高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA	N ₂ 放出防止	(3) 1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]で閉止※1 （約1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）	・全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし	N ₂ 放出防止	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.6</p> <p style="text-align: center;">蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて</p> <p>1. 蓄圧タンク出口弁の閉止タイミングについて</p> <p>プラント運転中、蓄圧タンクについては気相部が約4.4MPa[gage]程度のN₂ガスで加圧されており、出口弁は開状態であり待機状態にある。運転中の1次冷却材圧力は約15.4MPa[gage]であることから、蓄圧タンクが注入されることはない（逆止弁を設置しており1次冷却系からの逆流もない）。蓄圧タンクは非常用炉心冷却設備の一つであり、事故等で1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以下となれば、注入が開始される。</p> <p>外部からの動力を必要としないが、注入量は有限である。その機能が求められる状態が解消すれば出口弁を閉止して蓄圧機能を停止することとなる。特に、蓄圧タンク内の水が全て注入後も出口弁の開状態を継続すると、N₂ガス（非凝縮性ガス）が1次冷却系内に流入し、1次冷却材ポンプ停止後における蒸気発生器2次側冷却による1次冷却系自然循環が阻害されることとなるため、注入が終了すれば出口弁の閉止が求められる。出口弁を閉止するタイミングは機能要求に合わせて表1のようになる。</p> <p style="text-align: center;">表1. 蓄圧タンク出口弁閉止タイミング一覧</p> <table border="1" data-bbox="1142 750 1848 1300"> <thead> <tr> <th>蓄圧機能要求</th> <th>蓄圧タンク出口弁閉止タイミング</th> <th>事象例（重大事故等事故シナリオ）</th> <th>出口弁閉止理由（設定根拠）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>要求なし</td> <td>(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止</td> <td>・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）</td> <td>不要注水防止（制御可能）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">要求あり</td> <td>(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1</td> <td>・中破断LOCA +高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA</td> <td>N₂放出防止</td> </tr> <tr> <td>(3) 1次冷却材圧力1.7MPa[gage]で閉止※1 （1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）</td> <td>・全交流動力電源喪失 +RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間） +RCPシールLOCAなし</td> <td>N₂放出防止</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：蓄圧注入速度を考慮して設定。大LOCAのような急速注入時は、断熱変化による器内温度低下を考慮し全量注入確認圧力は低めとし、確実な注入とN₂放出防止を図る。全交流動力電源喪失時のように、2次冷却系冷却操作により1次冷却材圧力を制御し蓄圧注入をゆっくりと確実に行う場合は、初期温度が保持されることを考慮し、等温変化と考え、高めの確認圧力とし、必要な注入量の確保とN₂放出防止を図る。</p>	蓄圧機能要求	蓄圧タンク出口弁閉止タイミング	事象例（重大事故等事故シナリオ）	出口弁閉止理由（設定根拠）	要求なし	(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止	・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）	不要注水防止（制御可能）	要求あり	(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1	・中破断LOCA +高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA	N ₂ 放出防止	(3) 1次冷却材圧力1.7MPa[gage]で閉止※1 （1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）	・全交流動力電源喪失 +RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間） +RCPシールLOCAなし	N ₂ 放出防止	<p style="text-align: center;">設計の相違</p>
蓄圧機能要求	蓄圧タンク出口弁閉止タイミング	事象例（重大事故等事故シナリオ）	出口弁閉止理由（設定根拠）																													
要求なし	(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止	・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）	不要注水防止（制御可能）																													
要求あり	(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1	・中破断LOCA+高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA	N ₂ 放出防止																													
	(3) 1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]で閉止※1 （約1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）	・全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし	N ₂ 放出防止																													
蓄圧機能要求	蓄圧タンク出口弁閉止タイミング	事象例（重大事故等事故シナリオ）	出口弁閉止理由（設定根拠）																													
要求なし	(1) 1次冷却材圧力6.9MPa[gage]で閉止	・通常停止操作 ・小LOCA（ECCS正常） （高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。）	不要注水防止（制御可能）																													
要求あり	(2) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止※1	・中破断LOCA +高圧注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA	N ₂ 放出防止																													
	(3) 1次冷却材圧力1.7MPa[gage]で閉止※1 （1.2MPa[gage]+余裕0.5MPa）	・全交流動力電源喪失 +RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失（24時間） +RCPシールLOCAなし	N ₂ 放出防止																													

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングの設定理由（1次冷却材圧力等）について</p> <p>(1) 1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する理由として、不要な注入を防止するため蓄圧タンク圧力約 4.5MPa[gage]に余裕をみた圧力 6.9MPa[gage]にて閉止するよう定めている。1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。</p> <p>a. 通常停止操作</p> <p>b. 小LOCA（ECCS正常）（蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な1次冷却材喪失）</p> <p>なお、小LOCAにおいては、1次冷却系からの漏えい量が少ないことからECCS停止条件確立後、充てんポンプからの注入により1次冷却材圧力が安定するため、蓄圧タンクの注入前に事象が収束する。</p> <p>(2) 1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する理由として、大LOCA時、RCSからの漏えい量が多いため、蓄圧タンク水は急速に注水される。この場合において、1次冷却系へのN₂ガス流入防止の観点から、RCS圧力が0.6MPa[gage]となれば出口弁を閉止する。1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。（0.6MPa[gage]の根拠については、3項参照）</p> <p>a. 中破断LOCA+高圧注入失敗</p> <p>b. インターフェイスシステムLOCA</p> <p>(3) 1次冷却材圧力（温度）約 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]（208℃）にて閉止する理由として、全交流動力電源喪失時（高・低圧注入系が使用不能）、蓄圧注入により一定量のほう酸水注入による反応度補償および、安定した冷却継続のための1次冷却材インベントリを確保する。確実に注水量を確保する観点から早すぎる閉止操作は適切でないこと、一方で1次冷却系へのN₂ガス流入防止の観点からは、蓄圧タンク注入開始後、適切なタイミングで蓄圧タンク出口弁を閉止する必要がある。したがって、閉止操作を行う1次冷却材圧力は、N₂ガスが1次冷却系内に流入する圧力約 1.2MPa[gage]に対し、運転操作上の余裕+0.5MPaをみて、1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）としている。（約 1.7MPa[gage]の根拠については、3項参照）</p> <p>具体的な操作として、主蒸気逃がし弁による急速冷却により1次冷却系の減温・減圧を行う。やがて蓄圧タンクから注入されるが、電源復旧しなければ出口弁の閉止ができないため、1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）にキープし、電源復旧後、出口弁を閉止する。1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する事象は以下のとおり。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり</p> <p>b. 全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし</p>	<p>2. 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングの設定理由（1次冷却材圧力等）について（表1の解説）</p> <p>(1) 1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する理由として、不要な注入を防止するため蓄圧タンク圧力約 4.4MPa[gage]に余裕をみた圧力 6.9MPa[gage]にて閉止するよう定めている。1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。</p> <p>a. 通常停止操作</p> <p>b. 小LOCA（ECCS正常）（蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な1次冷却材喪失）</p> <p>なお、小LOCAにおいては、1次冷却系からの漏えい量が少ないことからECCS停止条件確立後、充てんポンプからの注入により1次冷却材圧力が安定するため、蓄圧タンクの注入前に事象が収束する。</p> <p>(2) 1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する理由として、大LOCA時、1次冷却系からの漏えい量が多いため、蓄圧タンク水は急速に注入される。この場合において、1次冷却系へのN₂ガス流入防止の観点から、1次冷却材圧力が 0.6MPa[gage]となれば出口弁を閉止する。1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。（0.6MPa[gage]の根拠については、3項参照）</p> <p>a. 中破断LOCA+高圧注入失敗</p> <p>b. インターフェイスシステムLOCA</p> <p>(3) 1次冷却材圧力（温度）約 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する場合</p> <p>1次冷却材圧力約 1.7 MPa[gage]（208℃）にて閉止する理由として、全交流動力電源喪失時（高・低圧注入系が使用不能）、蓄圧注入により一定量のほう酸水注入による反応度補償および、安定した冷却継続のための1次冷却材インベントリを確保する。確実に注水量を確保する観点から早すぎる閉止操作は適切でないこと、一方で1次冷却系へのN₂ガス流入防止の観点からは、蓄圧タンク注入開始後、適切なタイミングで蓄圧タンク出口弁を閉止する必要がある。したがって、閉止操作を行う1次冷却材圧力は、N₂ガスが1次冷却系内に流入する圧力約 1.2 MPa[gage]に対し、運転操作上の余裕+0.5MPaをみて、1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）としている。（約 1.7MPa[gage]の根拠については、3項参照）</p> <p>具体的な操作として、主蒸気逃がし弁による急速冷却により1次冷却系の減温・減圧を行う。やがて蓄圧タンクから注入されるが、電源復旧しなければ出口弁の閉止ができないため、1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）にキープし、電源復旧後、出口弁を閉止する。1次冷却材圧力（温度）を約 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する事象は以下のとおり。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり</p> <p>b. 全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 蓄圧注入後の全量注入確認圧力（蓄圧タンク出口弁閉止圧力（0.6MPa[gage]、約1.7MPa[gage]）の考え方について</p> <p>蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は以下の計算式で求められる。</p> $P = P_i \times (V_i/V)^\gamma$ <p>P_i：初期圧力（MPa[abs]） V_i：初期気相部体積（m³） P：蓄圧タンク空の圧力（MPa[abs]） V：蓄圧タンク空の気相部体積（m³） γ：ポリトロープ指数（等温変化：1.0 断熱変化：1.4）</p> <p>全量注入確認は、蓄圧タンク保有水量の 26.9m³（1基当たり）が放出されたときの圧力として確認できる。注入速度によって、適用するポリトロープ指数が異なることから、この点を考慮して出口弁閉止圧力を以下のとおり設定している。</p> <p>（1）1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止する考え方 大L O C A等のように漏えい量が多く R C S圧力が保持できない場合は、蓄圧タンクの圧力は早い変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度変化は外部の影響を受けないと考えられる。従って温度変化は外部と遮断した状態である断熱変化とみなされ、ポリトロープ指数は、断熱変化：1.4 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は約 0.6MPa[gage] となるため、蓄圧タンク出口弁の閉止は、R C S圧力0.6MPa[gage]としている。また、炉心への注入を優先することから操作余裕は考慮しない。</p> <p>（2）1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]で閉止する考え方 全交流動力電源喪失のように高・低圧注入系が使用不能の場合は、2次冷却系冷却操作により1次冷却系の圧力を制御し蓄圧注入を確実にやっていく。このような事象では1次冷却材圧力の低下に応じて、蓄圧タンクの圧力は、ゆっくりとした変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度は外部の影響を受けると考えられる。従って、温度変化は初期温度を保持できる等温変化とみなされ、ポリトロープ指数は、等温変化：1.0 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は、約1.2MPa[gage]となる。そこに+0.5MPa（注）の運転操作余裕を持たせ、蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]としている。</p> <p>（注）運転操作余裕+0.5MPa の妥当性について 閉止操作を行う1次冷却材圧力は、運転操作の余裕をみて設定する必要がある。また、確実に注水量を確保する観点からは、早すぎる閉止操作は適切ではない。</p>	<p>3. 蓄圧注入後の全量注入確認圧力（蓄圧タンク出口弁閉止圧力（0.6MPa[gage]、約1.7MPa[gage]）の考え方について</p> <p>蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は以下の計算式で求められる。</p> $P = P_i \times (V_i/V)^\gamma$ <p>P_i：初期圧力（MPa[abs]） V_i：初期気相部体積（m³） P：蓄圧タンク空の圧力（MPa[abs]） V：蓄圧タンク空の気相部体積（m³） γ：ポリトロープ指数（等温変化：1.0 断熱変化：1.4）</p> <p>全量注入確認は、蓄圧タンク保有水量の 29.0m³（1基当たり）が放出されたときの圧力として確認できる。注入速度によって、適用するポリトロープ指数が異なることから、この点を考慮して出口弁閉止圧力を以下のとおり設定している。</p> <p>（1）1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止する考え方 大L O C A等のように漏えい量が多く 1次冷却材圧力が保持できない場合は、蓄圧タンクの圧力は早い変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度変化は外部の影響を受けないと考えられる。従って温度変化は外部と遮断した状態である断熱変化とみなされ、ポリトロープ指数は、断熱変化：1.4 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は約0.6MPa[gage] となるため、蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力0.6MPa[gage] としている。また、炉心への注入を優先することから操作余裕は考慮しない。</p> <p>（2）1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]で閉止する考え方 全交流動力電源喪失のように高・低圧注入系が使用不能の場合は、2次冷却系冷却操作により1次冷却系の圧力を制御し蓄圧注入を確実にやっていく。このような事象では1次冷却材圧力の低下に応じて、蓄圧タンクの圧力は、ゆっくりとした変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度は外部の影響を受けると考えられる。従って、温度変化は初期温度を保持できる等温変化とみなされ、ポリトロープ指数は、等温変化：1.0 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N₂ガス放出が生じる圧力は、約1.2MPa[gage]となる。そこに+0.5MPa（注）の運転操作余裕を持たせ、蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage] としている。</p> <p>（注）運転操作余裕+0.5MPa の妥当性について 閉止操作を行う1次冷却材圧力は、運転操作の余裕をみて設定する必要がある。また、確実に注水量を確保する観点からは、早すぎる閉止操作は適切ではない。</p>	<p>設計の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について）

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;">添付資料 2.2.13</p> <p style="text-align: center;">恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水流量の設定について</p> <p>1. はじめに 全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失に重畳して、RCPシールLOCAが発生した場合、1次冷却系保有水量を確保することで炉心露出を防止する観点から、運転員等による炉心注水操作を実施するにあたっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材圧力及び温度の維持を行う、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]に到達した後に、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こととしており、その注水流量の設定の考え方について整理した。</p> <p>2. 設定方法 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における炉心損傷防止対策である、恒設代替低圧注水ポンプにおける代替炉心注水流量は、30m³/hとしており、設置変更許可申請書添付書類十における、小破断LOCA事象の解析において実績のある、小破断ブローダウン解析コード「SATAN-M (Small LOCA)」を用いた確認解析を実施した結果から設定している。</p> <p>3. 確認解析による設定結果 事前に実施した確認解析の結果から、確認解析において炉心露出に至ると想定される時刻（約7時間）に対して、余裕を考慮した時刻（約4時間）における漏えい流量を考慮した値として、30m³/hを設定した。 事前に実施した確認解析における解析条件を表1に、解析結果を図1から図3に示す。 なお、確認解析によって設定した代替炉心注水流量である30m³/hについては、重大事故等対策の有効性評価において、炉心損傷の防止が可能であることが確認されていることから妥当な設定である。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.7</p> <p style="text-align: center;">代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について</p> <p>1. はじめに 全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失に重畳して、RCPシールLOCAが発生した場合、1次冷却系保有水量を確保することで炉心露出を防止する観点から、運転員等による炉心注水操作を実施するにあたっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材圧力及び温度の維持を行う、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]に到達した後に、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することとしており、その注水流量の設定の考え方について整理した。</p> <p>2. 設定方法 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における炉心損傷防止対策である、代替格納容器スプレイポンプにおける代替炉心注水流量は、30m³/hとしており、設置変更許可申請書添付書類十における、小破断LOCA事象の解析において実績のある、小破断ブローダウン解析コード「SATAN-M (Small LOCA)」を用いた確認解析を実施した結果から設定している。</p> <p>3. 確認解析による設定結果 事前に実施した確認解析の結果から、確認解析において炉心露出に至ると想定される時刻（約4時間）に対して、余裕を考慮した時刻（約3時間）における漏えい流量（約25m³/h）に、さらに余裕（約5m³/h）を考慮した値として、30m³/hを設定した。 事前に実施した確認解析における解析条件を表1に、解析結果を図1から図3に示す。 なお、確認解析によって設定した代替炉心注水流量である30m³/hについては、重大事故等対策の有効性評価において、炉心損傷の防止が可能であることが確認されていることから妥当な設定である。</p>	<p style="color: red;">設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
表1 主要解析条件			表1 主要解析条件			
項目	有効性評価	確認解析	項目	有効性評価	確認解析	
解析コード	M-RELAP5	SATAN-M (Small LOCA)	解析コード	M-RELAP5	SATAN-M(Small LOCA)	
炉心熱出力 (初期)	100%(3,411Wt)×1.02	100%(3,411MWt) ^{※1}	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652Wt)×1.02	100%(2,652MWt) ^{※1}	
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	15.41MPa[gage] ^{※1}	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	15.41MPa[gage] ^{※1}	
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+2.2℃	307.1℃ ^{※1}	1次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2℃	302.3℃ ^{※1}	
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	同左	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	同左	
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]	同左	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]	同左	
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ (1基あたり)	同左	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基あたり)	同左	
RCPからの漏えい率 (初期)	定格圧力において 約109m ³ /h (480gpm) (1台あたり) 相 当となる口径 約1.4cm (約0.6インチ) (1台あたり) (事象発生時からの漏えいを仮定)	同左	RCPからの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m ³ /h (480gpm) (1台あたり) 相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) (1台あたり) 事象発生時からの漏えいを仮定	同左	
恒設代替低圧注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m ³ /h	考慮しない ^{※2}	代替格納容器スプレイポンプ の原子炉への注水流量	30m ³ /h	考慮しない ^{※2}	
2次冷却系強制冷却開始	事象発生30分後	同左	2次冷却系強制冷却開始	事象発生30分後	同左	
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa[gage]到達時)	考慮しない ^{※2}	1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa[gage]到達時)	考慮しない ^{※2}	
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及 び代替交流電源確立(60分)の10分後	考慮しない ^{※2}	蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び 代替交流電源確立(60分)から10分後	考慮しない ^{※2}	
2次冷却系強制冷却再開	蓄圧タンク出口弁閉止の10分後	考慮しない ^{※2}	2次冷却系強制冷却再開	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	考慮しない ^{※2}	
恒設代替低圧注水ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達 (約2.2時間後)	考慮しない ^{※2}	代替格納容器スプレイポンプ 起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達 (約2.2時間後)	考慮しない ^{※2}	

※1：炉心露出時間、漏えい流量に十分な余裕を考慮していることから影響は軽微。

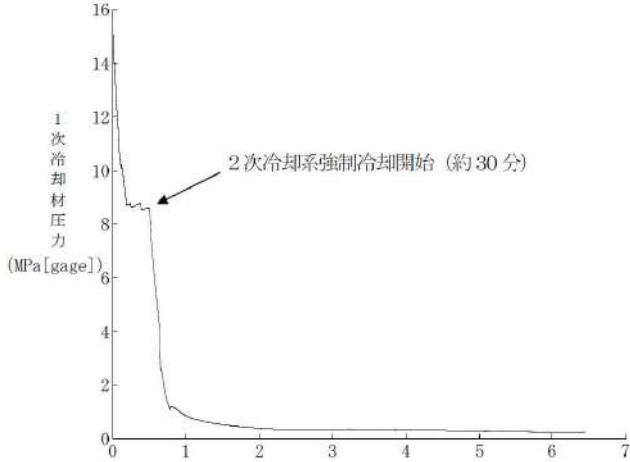
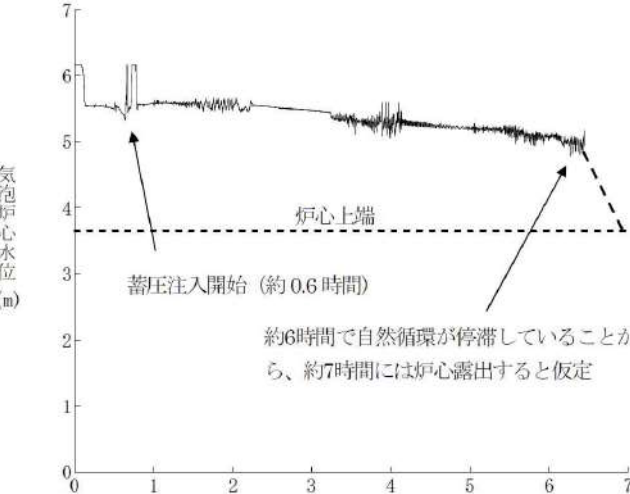
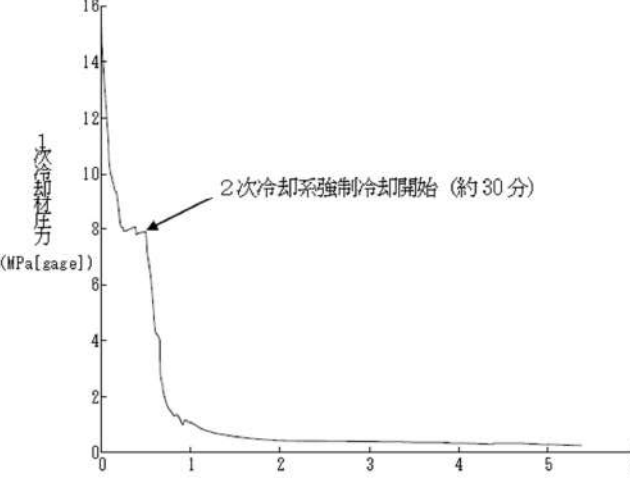
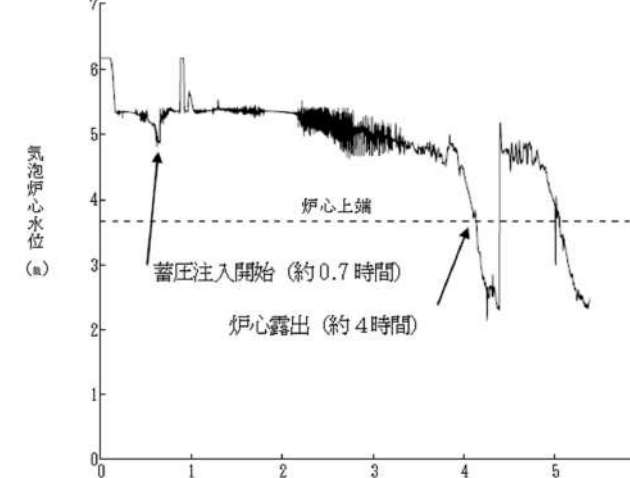
※2：炉心露出までの挙動を確認する観点から考慮は不要。

※1：炉心露出時間、漏えい流量に十分な余裕を考慮していることから影響は軽微。

※2：炉心露出までの挙動を確認する観点から考慮は不要。

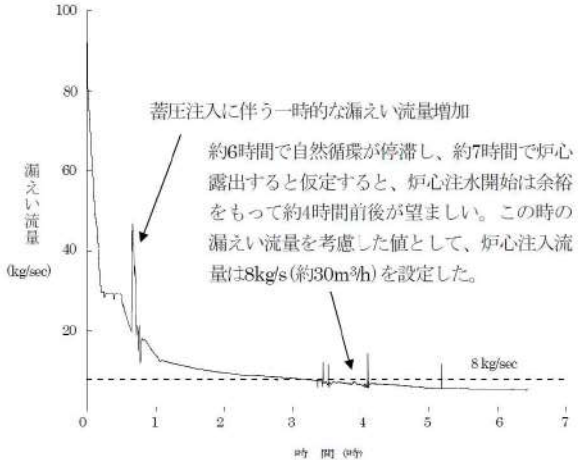
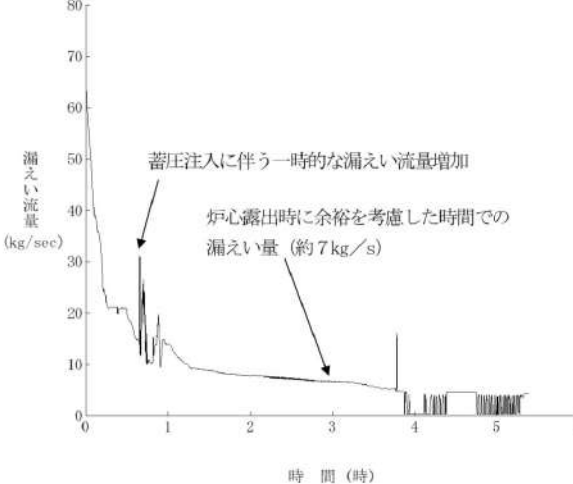
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>2次冷却系強制冷却開始 (約30分)</p> <p>時間(時)</p> <p>図1 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>気泡炉心水位 (m)</p> <p>炉心上端</p> <p>蓄圧注入開始 (約0.6時間)</p> <p>約6時間で自然循環が停滞していることから、約7時間には炉心露出すると仮定</p> <p>時間(時)</p> <p>図2 気泡炉心水位の推移</p>	 <p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>2次冷却系強制冷却開始 (約30分)</p> <p>時間(時)</p> <p>図1 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>気泡炉心水位 (m)</p> <p>炉心上端</p> <p>蓄圧注入開始 (約0.7時間)</p> <p>炉心露出 (約4時間)</p> <p>時間(時)</p> <p>図2 気泡炉心水位の推移</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="504 845 705 869">図3 漏えい流量の推移</p>	 <p data-bbox="1400 853 1601 877">図3 漏えい流量の推移</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.2.16</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の長期安定確認について</p> <p>1. はじめに</p> <p>全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）が発生した場合、事象発生の24時間後には大容量ポンプから格納容器再循環ユニットへの冷却水通水準備が整い、格納容器再循環ユニットを用いた自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器の圧力及び温度が低下する。</p> <p>上記を確認するため、24時間以降の原子炉格納容器圧力及び温度を評価した。</p> <p>2. 確認結果</p> <p>表1に示す全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）と同様の解析条件のもと評価を実施した。評価結果を図1～図4に示す。</p> <p>図1及び図2に示すとおり、事象発生後24時間以降も原子炉格納容器圧力及び温度は上昇するが、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を期待することなく、原子炉格納容器のヒートシンクの効果及び2次冷却系からの除熱により、長期の原子炉格納容器圧力及び温度を抑制することができ、原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を上回ることなく、原子炉格納容器圧力及び温度は低下することを確認した。</p> <p>実態としては、事象発生後時間までに大容量ポンプによる格納容器再循環ユニットへの冷却水（海水）通水が実施可能である。よって、事象発生24時間後に格納容器内自然対流冷却を開始した場合を想定して評価を実施した。なお、評価においては、格納容器再循環ユニットの除熱特性が確認されている100℃に到達した時点から格納容器内自然対流冷却が開始するものとしている。図3及び図4に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度は、原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を上回ることなく、原子炉格納容器圧力及び温度上昇を抑制できることを確認した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.8</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について</p> <p>1. はじめに</p> <p>全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）が発生した場合、事象発生の24時間後には可搬型大型送水ポンプ車から格納容器再循環ユニットへの冷却水通水準備が整い、格納容器再循環ユニットを用いた自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器の圧力及び温度が低下する。</p> <p>上記を確認するため、24時間以降の原子炉格納容器圧力・温度を評価した。</p> <p>2. 確認結果</p> <p>表1に示す全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）と同様の解析条件のもと評価を実施した。評価結果を図1～図4に示す。</p> <p>事象発生後24時間以降も原子炉格納容器圧力及び温度は上昇するが、事象発生約81時間後に格納容器再循環ユニットのダクト開放機構作動温度である110℃に到達し、事象発生約229時間後に最高使用圧力に到達する。</p> <p>他の事故シナリオと同様に、最高使用圧力到達の30分後から、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を開始した場合、図1及び図2に示すとおり、格納容器内自然対流冷却の効果により、原子炉格納容器圧力及び温度が低下するため、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])・温度(200℃)を上回ることなく、原子炉格納容器圧力及び温度が低下することを確認した。</p> <p>実態としては、事象発生約81時間後に格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動するとともに、それまでに可搬型大型送水ポンプ車による格納容器再循環ユニットへの冷却水（海水）通水が実施可能である。よって、事象発生約81時間後の原子炉格納容器雰囲気温度110℃到達時点で格納容器内自然対流冷却を開始した場合、図3及び図4に示すとおり、原子炉格納容器圧力(0.283MPa[gage])及び温度は最高使用圧力及び最高使用温度(132℃)を上回ることなく、原子炉格納容器圧力及び温度上昇を抑制できることを確認した。</p>	<p>設計の相違 ・PCCVのヒートシンク容量が大きいことによる差異</p>

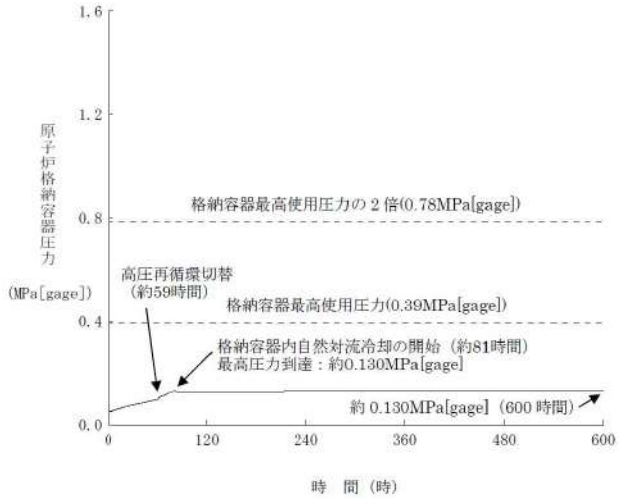
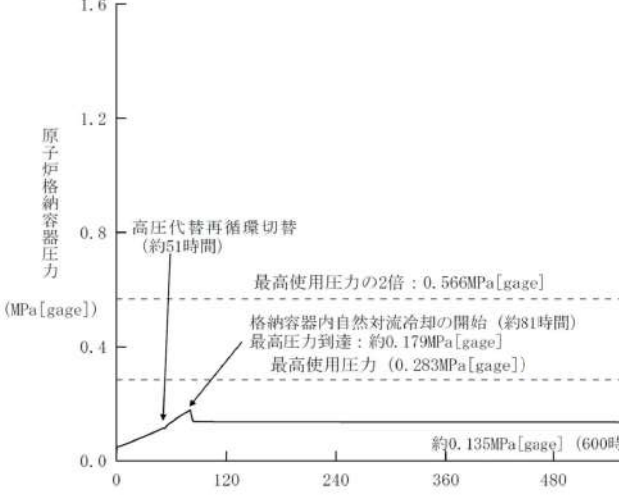
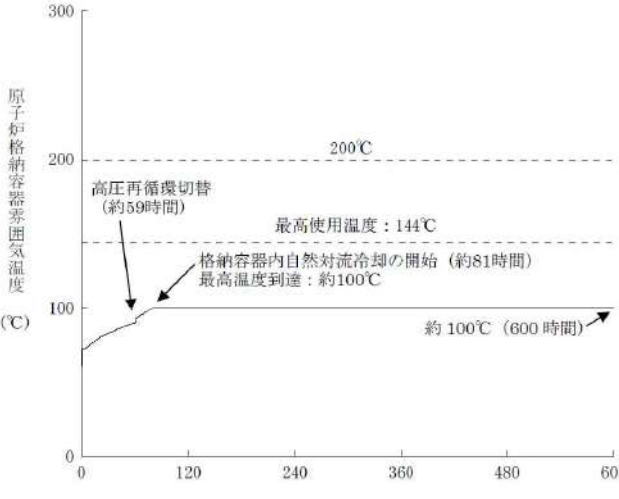
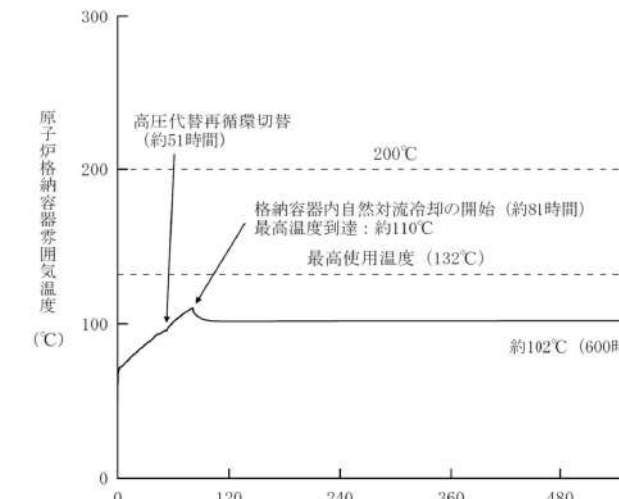
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移（確認解析1）</p>	<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移（確認解析1）</p>	
<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（確認解析1）</p>	<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（確認解析1）</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図3 原子炉格納容器圧力の推移（確認解析2）</p>	 <p>図3 原子炉格納容器圧力の推移（確認解析2）</p>	
 <p>図4 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（確認解析2）</p>	 <p>図4 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（確認解析2）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>補足. COCOとMAAPの違い</p> <p>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有効性を示すために、今回MAAPによる計算を行った。</p> <p>一方、設置変更許可申請書の解析ではCOCOによる計算を行っていたためCOCOとMAAPの特徴を表2に示す。</p> <p>また、両コードの事象発生後の24時間後までの原子炉格納容器圧力及び温度の推移の比較を図5及び図6に示すが、事象発生後24時間時点の原子炉格納容器圧力及び温度はほぼ同等となっている。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の事故シーケンスの原子炉格納容器圧力及び温度の評価では、プラント応答を詳細に評価できるM-RELAP5との親和性が高いCOCOを使用した。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の有効性を示すにあたっては、自然対流冷却を適切に模擬できるMAAPを使用した。</p> <p style="text-align: center;">表2 M-RELAP5/COCOとMAAPの特徴</p> <table border="1" data-bbox="159 678 1037 965"> <thead> <tr> <th></th> <th>M-RELAP5/COCO</th> <th>MAAP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>用途</td> <td colspan="2">原子炉1次冷却系、2次冷却系及び原子炉格納容器を総合的に模擬</td> </tr> <tr> <td>原子炉1次系/2次系モデル</td> <td>あり (M-RELAP5)</td> <td>あり</td> </tr> <tr> <td>格納容器モデル</td> <td>1区画モデル (COCO)</td> <td>多区画モデル</td> </tr> <tr> <td>主たる適用条件</td> <td>格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）</td> <td>シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（格納容器内自然対流冷却を模擬する事象含む）</td> </tr> </tbody> </table>		M-RELAP5/COCO	MAAP	用途	原子炉1次冷却系、2次冷却系及び原子炉格納容器を総合的に模擬		原子炉1次系/2次系モデル	あり (M-RELAP5)	あり	格納容器モデル	1区画モデル (COCO)	多区画モデル	主たる適用条件	格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）	シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（格納容器内自然対流冷却を模擬する事象含む）	<p>補足. COCOコードとMAAPコードの違い</p> <p>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有効性を示すために、今回MAAPコードによる計算を行った。</p> <p>一方、設置変更許可申請書の解析ではCOCOコードによる計算を行っていたため、COCOコードとMAAPコードの特徴を表2に示す。</p> <p>また、両コードの事象発生後の24時間後までの原子炉格納容器圧力及び温度の推移の比較を図5及び図6に示すが、事象発生後24時間時点の原子炉格納容器圧力と温度はほぼ同等となっている。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の事故シーケンスの原子炉格納容器圧力及び温度の評価では、プラント応答を詳細に評価できるM-RELAP5コードとの親和性が高いCOCOコードを使用した。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の有効性を示すにあたっては、自然対流冷却を適切に模擬できるMAAPコードを使用した。</p> <p style="text-align: center;">表2 M-RELAP5/COCOコードとMAAPコードの特徴</p> <table border="1" data-bbox="1070 678 1951 1007"> <thead> <tr> <th></th> <th>M-RELAP5/COCOコード</th> <th>MAAPコード</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>用途</td> <td colspan="2">原子炉1次系、2次系及び格納容器を総合的に模擬</td> </tr> <tr> <td>原子炉1次系/2次系モデル</td> <td>あり (M-RELAP5コード)</td> <td>あり</td> </tr> <tr> <td>格納容器モデル</td> <td>1区画モデル (COCOコード)</td> <td>多区画モデル</td> </tr> <tr> <td>主たる適用事象</td> <td>格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）</td> <td>シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（自然対流冷却を模擬する事象含む）</td> </tr> </tbody> </table>		M-RELAP5/COCOコード	MAAPコード	用途	原子炉1次系、2次系及び格納容器を総合的に模擬		原子炉1次系/2次系モデル	あり (M-RELAP5コード)	あり	格納容器モデル	1区画モデル (COCOコード)	多区画モデル	主たる適用事象	格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）	シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（自然対流冷却を模擬する事象含む）	
	M-RELAP5/COCO	MAAP																														
用途	原子炉1次冷却系、2次冷却系及び原子炉格納容器を総合的に模擬																															
原子炉1次系/2次系モデル	あり (M-RELAP5)	あり																														
格納容器モデル	1区画モデル (COCO)	多区画モデル																														
主たる適用条件	格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）	シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（格納容器内自然対流冷却を模擬する事象含む）																														
	M-RELAP5/COCOコード	MAAPコード																														
用途	原子炉1次系、2次系及び格納容器を総合的に模擬																															
原子炉1次系/2次系モデル	あり (M-RELAP5コード)	あり																														
格納容器モデル	1区画モデル (COCOコード)	多区画モデル																														
主たる適用事象	格納容器内の自然対流の影響が少ない事象（DBAの大破断LOCA含む）	シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般（自然対流冷却を模擬する事象含む）																														

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の安定状態確認について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図5 原子炉格納容器圧力応答の比較（24時間）</p>	<p>図5 原子炉格納容器圧力の推移比較(24時間)</p>	
<p>図6 原子炉格納容器雰囲気温度応答の比較（24時間）</p>	<p>図6 原子炉格納容器雰囲気温度の推移比較(24時間)</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.9 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（全交流動力電源喪失））

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;">添付資料 2.2.9</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （全交流動力電源喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「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（以下「SBO+RCPシールLOCA」という）及び「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が喪失する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA無し」という）」の個別解析条件を表1に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.9</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （全交流動力電源喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「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（以下「SBO+RCPシールLOCA」という）」及び「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が喪失する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA無し」という）」の個別解析条件を第1表に示す。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.9 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）			第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）			
名 称	数 値	解析上の取り扱い	名 称	数 値	解析上の取り扱い	
(1) 原子炉保護設備 D) 1次冷却材ポンプ回転数低 原子炉トリップ i 設定点 ii 応答時間 (2) 事象収束に重要な機器・操作関連 D) RCPからの漏えい率 (定格圧力時)			(1) 原子炉保護設備 D) 1次冷却材ポンプ電圧電圧低 原子炉トリップ i 設定点 ii 応答時間 (2) 事象収束に重要な機器・操作関連 D) RCPからの漏えい率 (定格圧力時)			
	92.6%定格点	設計値（トリップ限界値）		65%定格点	設計値（トリップ限界値）	
	0.6秒後に制御棒落下開始	最大値（設計要求値）		1.8秒後に制御棒落下開始	最大値（設計要求値）	
	約 109m ³ /h(480gpm)(口径約 1.4cm(約 0.6 インチ)) ^{※1}	最大値（実機評価値に余裕を考慮した値）		約 109m ³ /h(480gpm) (口径約 1.6cm(約 0.6 インチ)) (1台当たり) ^{※1}	最大値（実機評価値に余裕を考慮した値）	
	約 4.8m ³ /h(約 0.5cm(約 0.13 インチ)) ^{※2}			約 1.5m ³ /h(6.0gpm) (口径約 0.2cm(約 0.07 インチ)) (1台当たり) ^{※2}	最大値（実機評価値に基づいた値）	
	2) タービン動機補助給水ポンプ i 給水開始 (起動遅れ時間) ii 個数 iii 容量	事象発生時の60秒後 (自動起動) 1台 200m ³ /h(蒸気発生器4基合計)		2) タービン動機補助給水ポンプ i 給水開始 (起動遅れ時間) ii 個数 iii 容量	事象発生時の60秒後 (自動起動) 1台 80m ³ /h(蒸気発生器3基合計)	
		最大値（設計値に余裕を考慮した値）			最大値（設計値に余裕を考慮した値）	
		設計値			設計値	
		最小値（設計値に余裕を考慮した値）			最小値（設計値に余裕を考慮した値）	
3) 主蒸気逃がし弁 i 2次系強制冷却開始 ii 1次系温度の維持 iii 個数 iv 容量			3) 主蒸気逃がし弁 i 2次冷却系強制冷却開始 ii 1次冷却材温度の維持 iii 個数 iv 容量			
	1回目： 事象発生から30分後 2回目： 蓄圧タンク出口弁閉止10分後	運転員等操作余裕の考え方		1回目： 事象発生時の30分後 2回目： 蓄圧タンク出口弁閉止10分後	運転員等操作余裕の考え方	
	208℃（1回目） 170℃（2回目）	運転員等操作条件		208℃（1回目） 170℃（2回目）	運転員等操作条件	
	4個（1ループ当たり1個）	設計値		3個（1ループ当たり1個）	設計値	
	定格主蒸気流量の10%（1個当たり）	設計値		定格ループ流量の10%/個（定格運転時）	設計値	
4) 蓄圧タンク i 出口弁閉止 ii 個数 iii 保持圧力 iv 保有水量			4) 蓄圧タンク i 出口弁閉止 ii 個数 iii 保持圧力 iv 保有水量			
	1次冷却材圧力1.7MPa[gage] 到達及び代替交流電源確立 (60分 ^{※1} /24時間 ^{※2} から10分後)	運転員等操作余裕の考え方		1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(60分 ^{※1} /24時間 ^{※2} から10分後)	運転員等操作余裕の考え方	
	4基（1ループ当たり1基）	設計値		3基（1ループ当たり1基）	設計値	
	4.04MPa[gage]	最低保持圧力		4.04MPa[gage]	最低保持圧力	
	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量		29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量	
5) 恒設代替低圧注水ポンプ i 注水開始 ii 注水流量 6) 漏えい停止圧力			5) 代替格納容器スプレイポンプ i 注水開始 ii 注水流量 6) 漏えい停止圧力			
	1次冷却材圧力0.7MPa[gage] 到達及び代替交流電源確立(60分)時点 ^{※1} /考慮しない ^{※2}	運転員等操作余裕の考え方		1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(60分)時点 ^{※1} /考慮しない ^{※2}	運転員等操作余裕の考え方	
	30m ³ /h ^{※1} /考慮しない ^{※2}			30m ³ /h ^{※1} /考慮しない ^{※2}		
	考慮しない ^{※1} /1次冷却材圧力0.83MPa[gage] ^{※2}	設計値 (RCP封水ライン逃がし弁の吹き止まり圧力)		考慮しない ^{※1} /1次冷却材圧力0.83MPa[gage] ^{※2}	設計値 (RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止まり圧力)	
※1：SBO+RCPシールLOCAの条件 ※2：SBO+RCPシールLOCA無しの条件			※1：SBO+RCPシールLOCAの条件 ※2：SBO+RCPシールLOCA無しの条件			

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付 2.2.9</p> <p style="text-align: center;">有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について</p> <p>1. 全交流電源喪失時における1次冷却材ポンプシール部の挙動</p> <p>通常運転中、1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）のシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの注入及び原子炉補機冷却水系によるサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。（図-1）</p> <p>なお、RCPシール部の細部構造について別紙-1に示す。</p> <p>全交流電源喪失（以下「SBO」という。）には、充てんポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水注入及びサーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、RCPシール部は高温の1次冷却材にさらされる。</p> <p>SBO時の運転手順としては、RCP封水戻りによる原子炉格納容器外での1次冷却材漏えいの防止等のため、封水注入ライン弁及び封水戻りライン弁を閉止するとともに、原子炉補機冷却水系を閉止する。</p> <p>これに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇によりRCP封水戻りライン逃がし弁（吹出し圧力：0.98MPa、吹止り圧力：0.83MPa）が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク（破壊板）が設置されており、規定圧力（約0.7MPa）まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が原子炉格納容器内へ流出する。（図-2）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.10</p> <p style="text-align: center;">有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について</p> <p>1. 全交流動力電源喪失時における1次冷却材ポンプシール部の挙動</p> <p>通常運転中、1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）のシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、および原子炉補機冷却水系によるサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。（図1）</p> <p>なお、RCPシール部の細部構造について別紙-1に示す。</p> <p>全交流動力電源喪失時（以下、「SBO」という）には、充てんポンプおよび原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水注入およびサーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。</p> <p>SBO時の運転手順としては、RCP封水戻りによる原子炉格納容器外での1次冷却材漏えいの防止等のため、封水注入ライン弁及び封水戻りライン弁を閉止するとともに、原子炉補機冷却水系を閉止する。</p> <p>これに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇によりRCP封水戻りライン逃がし弁（吹出し圧力：0.98MPa、吹止り圧力：0.83MPa）が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク（破壊板）が設置されており、規定圧力（約0.7MPa）まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が原子炉格納容器内へ流出する。（図-2）</p>	<p>※RCPの構造が似ており、RCPシールリーク量の設定が同様である伊方3号炉と比較を実施</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉

図-1 RCPシールの状況（通常運転時）

部位	圧力 (MPa)	蒸圧 (MPa)	温度 (°C)
No.2 シール 出口	0.05	0.15	70
No.2 シール 入口	0.2		
No.1 シール 出口	0.2	15.2	70
No.1 シール 入口	15.4		

○ 充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入及びサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。

泊発電所3号炉

図1 RCPシールの状況（通常運転時）

部位	圧力 (MPa)	蒸圧 (MPa)	温度 (°C)
No.2 シール 出口	0.05	0.15	70
No.2 シール 入口	0.2		
No.1 シール 出口	0.2	15.2	70
No.1 シール 入口	15.4		

○ 充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、およびサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。

伊方発電所3号炉

図-2 RCPシールの状況（SBO時）

部位	圧力 (MPa)	蒸圧 (MPa)	温度 (°C)
No.2 シール 出口	0.0	13.5	290
No.2 シール 入口	13.5		
No.1 シール 出口	13.5	1.9	290
No.1 シール 入口	15.4		

○ 充てんポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水の注入、サーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。

○ 対応操作として、封水注入ライン弁及び封水戻りライン弁を閉止することに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇により逃がし弁が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。

○ 加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク（破壊板）が設置されており、規定圧力（約0.7MPa）まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が原子炉格納容器内へ流出する。

泊発電所3号炉

図2 RCPシールの状況（SBO時）

部位	圧力 (MPa)	蒸圧 (MPa)	温度 (°C)
No.2 シール 出口	0.0	13.5	290
No.2 シール 入口	13.5		
No.1 シール 出口	13.5	1.9	290
No.1 シール 入口	15.4		

○ 充てんポンプおよび原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水の注入、サーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。

○ 対応操作として、封水注入ライン弁および封水戻りライン弁を閉止することに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇により逃がし弁が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。

○ 加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク（破壊板）が設置されており、規定圧力まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が格納容器内へ流出する。

○ また、SBO時は、封水戻りラインに設置されている止め弁が自動的に閉止し、当該弁をバイパスする形で設置されているバイパスオリフィスを経路することになり、封水戻り流量は制限される。

○ これに伴い、No.2シール入口の圧力が上昇し、No.2シールからの漏えい量増加が想定される。

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 有効性評価に用いたRCPシール部からの漏えい率</p> <p>SBO時においては、前記のとおり、RCPシール部から1次冷却材が漏えいする。有効性評価においては、1次系保有水量確保の観点から厳しい条件としてシール部が機能喪失した場合（RCPシールLOCAが発生する場合）と、国産RCPの品質を考慮しシール部の機能が維持され漏えい量が少ない場合（RCPシールLOCAが発生しない場合）を評価している。</p> <p>「RCPシールLOCAが発生する場合」における1次冷却材漏えい率については、RCPシール部が大気開放状態になるとして評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、109m³/h/台（480gpm/台）を設定し、その漏えい率相当となる口径約1.6cm（約0.61inch/台）の開口として解析に用いている。</p> <p>「RCPシールLOCAが発生しない場合」における1次冷却材漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件（1次系圧力15.4MPa、1次系温度290℃）を考慮して評価した結果より、約1.5m³/h/台（6.6gpm/台）を設定し、その漏えい率相当となる口径約0.2cm（約0.07inch/台）の開口として解析に用いている。</p> <p>以下に「RCPシールLOCAが発生する場合」及び「RCPシールLOCAが発生しない場合」の漏えい率の設定根拠について説明する。</p> <p>2. 1 「RCPシールLOCAが発生する場合」におけるRCPシール部からの漏えい率</p> <p>SBO時、RCPシールLOCAが発生する場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPシール部の漏えい率を評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、109m³/h/台（480gpm/台）を設定している。</p> <p>以下に漏えい率の設定根拠について説明する。</p> <p>(1) 漏えい率評価</p> <p>以下により国産のRCPシールについて、漏えい率の評価を行った。</p> <p>a. 評価方法</p> <p>シールLOCA時に漏えい率が最大となる全シール（No. 1、2、3）の機能喪失時の流出流量は、シール部や配管等の流出経路の構造によって決まるが、流路構造及びその機能喪失形態とともに複雑であることから、保守的にシール部や配管等の抵抗は考慮せず、それ以外で最も狭い流路であり、上流側に位置するサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみ考慮して評価を行った。また、ラビリンス部の出口の圧力についても、保守的に大気圧として評価した。</p> <p>下図のとおり、ラビリンス2箇所の抵抗で流量が制限され、ラビリンス出口では臨界流となることから、Henry Fauskeの式を用いて臨界流量を算出し、漏えい率を評価した。なお、本評価におけるHenry Fauskeの式の適用性について別紙-2に、1次冷却材が通過することによるラビリンス部への影響について別紙-3に示す。</p>	<p>2. 有効性評価に用いたRCPシール部からの漏えい率</p> <p>SBO時においては、前記のとおり、RCPシール部から1次冷却材が漏えいする。有効性評価においては、1次系保有水量確保の観点から厳しい条件としてシール部が機能喪失した場合（RCPシールLOCAが発生する場合）と、国産RCPの品質を考慮しシール部の機能が維持され漏えい量が少ない場合（RCPシールLOCAが発生しない場合）を評価している。</p> <p>「RCPシールLOCAが発生する場合」における1次冷却材漏えい率については、RCPシール部が大気開放状態になるとして評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、109m³/h/台（480gpm/台）を設定し、その漏えい率相当となる口径約1.6cm（約0.61inch/台）の開口として解析に用いている。</p> <p>「RCPシールLOCAが発生しない場合」における1次冷却材漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件（1次系圧力15.4MPa、1次系温度290℃）を考慮して評価した結果より、約1.5m³/h/台（6.6gpm/台）を設定し、その漏えい率相当となる口径約0.2cm（約0.07inch/台）の開口として解析に用いている。</p> <p>以下に「RCPシールLOCAが発生する場合」及び「RCPシールLOCAが発生しない場合」の漏えい率の設定根拠について説明する。</p> <p>2. 1 「RCPシールLOCAが発生する場合」におけるRCPシール部からの漏えい率</p> <p>SBO時、RCPシールLOCAが発生する場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPシール部の漏えい率を評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、109m³/h/台（480gpm/台）を設定している。</p> <p>以下に漏えい率の設定根拠について説明する。</p> <p>(1) 漏えい率評価</p> <p>以下により国産のRCPシールについて、漏えい率の評価を行った。</p> <p>a. 評価方法</p> <p>シールLOCA時に漏えい率が最大となる全シール（No. 1、2、3）の機能喪失時の流出流量は、シール部や配管等の流出経路の構造によって決まるが、流路構造及びその機能喪失形態とともに複雑であることから、保守的にシール部や配管等の抵抗は考慮せず、それ以外で最も狭い流路であり、上流側に位置するサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみ考慮して評価を行った。また、ラビリンス部の出口の圧力についても、保守的に大気圧として評価した。</p> <p>下図のとおり、ラビリンス2箇所の抵抗で流量が制限され、ラビリンス出口では臨界流となることから、Henry Fauskeの式を用いて臨界流量を算出し、漏えい率を評価した。なお、本評価におけるHenry Fauskeの式の適用性について別紙-2に、1次冷却材が通過することによるラビリンス部への影響について別紙-3に示す。</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 評価結果</p> <p>入力条件として、ラビリンスと主軸の隙間部の設計寸法及び出入口条件（入口温度：290℃、圧力：15.4MPa、出口圧力：0MPa）を与えて評価した結果、ラビリンス部においては、入口から最終段手前までは単相流の差圧流、最終段については臨界流となったことから、同条件にて最終段手前までは単相流の差圧流として、最終段については上側ラビリンス先端部と主軸の隙間部の設計寸法による断面積及び最終段の入口温度・圧力、出口圧力（0MPa）から臨界流の式（Henry Fauskeの式）を用いて流量を算出した。その結果、RCPシール部からの漏えい率は約94m³/h/台（約414gpm/台）となった。</p> <p>(2) 米国RCPシールリークモデル</p> <p>米国WH社においては、RCPシールリークに係るリスクを評価するモデルとして、WOG2000モデルを開発し、トピカルレポートをNRCに提出した。</p> <p>(2000年12月)</p> <p>NRCは、これに対し安全評価書（SER：Safety Evaluation Report）を発行した（2003年5月）。このSERにおいては、確率論的安全評価に用いるRCPシールリークモデルが示されており、シール機能喪失時の漏えい率を、480gpm/台と設定している。</p>	<p>b. 評価結果</p> <p>入力条件として、ラビリンスと主軸の隙間部の設計寸法及び出入口条件（入口温度：290℃、圧力：15.4MPa、出口圧力：0MPa）を与えて評価した結果、ラビリンス部においては、入口から最終段手前までは単相流の差圧流、最終段については臨界流となったことから、同条件にて最終段手前までは単相流の差圧流として、最終段については上側ラビリンス先端部と主軸の隙間部の設計寸法による断面積及び最終段の入口温度・圧力、出口圧力（0MPa）から臨界流の式（Henry Fauskeの式）を用いて流量を算出した。その結果、RCPシール部からの漏えい率は約99m³/h/台（約436gpm/台）となった。</p> <p>(2) 米国RCPシールリークモデル</p> <p>米国WH社においては、RCPシールリークに係るリスクを評価するモデルとして、WOG2000モデルを開発し、トピカルレポートをNRCに提出した。</p> <p>(2000年12月)</p> <p>NRCはこれに対し、安全評価書（SER：Safety Evaluation Report）を発行（2003年5月）し、その中で確率論的安全評価に用いるRCPシールリークモデルが示されており、シール機能喪失時の漏えい量を、480gpm/台と設定している。</p>	<p>設計の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																												
<p style="text-align: center;">RCPシール漏えい率</p> <p style="text-align: center;">COMPARISON OF RCP SEAL LEAKAGE RATES FOR THE "OLD" O-ring SEALS VERSUS THE HIGH-TEMPERATURE O-ring SEALS (AS MODIFIED BY THE STAFF SAFETY EVALUATION REPORT)</p> <table border="1" data-bbox="230 323 958 683"> <thead> <tr> <th colspan="6">TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING</th> </tr> <tr> <th colspan="2">0 - 13 minutes</th> <th colspan="2">13 minutes - 2 hours</th> <th colspan="2">> 2 hours</th> </tr> <tr> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> </tr> <tr> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>21 (1.0)</td> <td>21 (1.0)</td> <td>21 (0.78)</td> <td>21 (0.79)</td> <td></td> <td>21 (0.79)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>76 (0.02)</td> <td>76 (0.01)</td> <td></td> <td>76 (0.01)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>182 (0.195)</td> <td>182 (0.1975)</td> <td></td> <td>182 (0.1975)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>300 (0.995)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>480 (0.005)</td> <td>480 (0.0025)</td> <td>480 (0.005)</td> <td>480 (0.0025)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Sequences with the same resulting leakage rate have been combined in the above table.</p> <p>(出展) SAFETY EVALUATION BY THE OFFICE OF NUCLEAR REACTOR REGULATION WCAP-15603, REVISION 1, "WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRs" WESTINGHOUSE OWNERS GROUP PROJECT NO. 694</p> <p>(3) 漏えい率の設定 国産RCPシール部の漏えい率評価結果（約 94m³/h/台（約 414gpm/台））と、米国のシールリークモデルを参照した漏えい率（109m³/h/台（480gpm/台））から、シール部が機能喪失した場合の漏えい率として、109m³/h/台（480gpm/台）を設定した。</p> <p>2. 2「RCPシールLOCAが発生しない場合」におけるRCPシール部からの漏えい率 SBO時、RCPシール部の機能が維持されている場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件（1次系圧力 15.4MPa、1次系温度 290℃）を考慮して評価した結果より、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じての漏えい率が約 1.1m³/h、No.2 シールからの漏えい率が約 0.4m³/h であり、RCPシール部からの漏えい率は合計で約 1.5m³/h/台（6.6gpm/台）を設定している*。</p> <p style="text-align: right;">(別紙-4)</p>	TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING						0 - 13 minutes		13 minutes - 2 hours		> 2 hours		"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	21 (1.0)	21 (1.0)	21 (0.78)	21 (0.79)		21 (0.79)			76 (0.02)	76 (0.01)		76 (0.01)			182 (0.195)	182 (0.1975)		182 (0.1975)					300 (0.995)				480 (0.005)	480 (0.0025)	480 (0.005)	480 (0.0025)	<p style="text-align: center;">RCPシール漏えい率</p> <p style="text-align: center;">COMPARISON OF RCP SEAL LEAKAGE RATES FOR THE "OLD" O-ring SEALS VERSUS THE HIGH-TEMPERATURE O-ring SEALS (AS MODIFIED BY THE STAFF SAFETY EVALUATION REPORT)</p> <table border="1" data-bbox="1144 323 1872 683"> <thead> <tr> <th colspan="6">TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING</th> </tr> <tr> <th colspan="2">0 - 13 minutes</th> <th colspan="2">13 minutes - 2 hours</th> <th colspan="2">> 2 hours</th> </tr> <tr> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> <th>"old" O-rings (RHODES)</th> <th>high-temperature O-rings (WOG 2000)</th> </tr> <tr> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> <th>gpm/RCP (probability)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>21 (1.0)</td> <td>21 (1.0)</td> <td>21 (0.78)</td> <td>21 (0.79)</td> <td></td> <td>21 (0.79)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>76 (0.02)</td> <td>76 (0.01)</td> <td></td> <td>76 (0.01)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>182 (0.195)</td> <td>182 (0.1975)</td> <td></td> <td>182 (0.1975)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>300 (0.995)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>480 (0.005)</td> <td>480 (0.0025)</td> <td>480 (0.005)</td> <td>480 (0.0025)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Sequences with the same resulting leakage rate have been combined in the above table.</p> <p>(出展) SAFETY EVALUATION BY THE OFFICE OF NUCLEAR REACTOR REGULATION WCAP-15603, REVISION 1, "WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRs" WESTINGHOUSE OWNERS GROUP PROJECT NO. 694</p> <p>(3) 漏えい量の設定 RCPシール部の漏えい量の評価結果（約 99m³/h/台（約 436gpm/台））と米国のシールリークモデルを参照した漏えい量（約 109 m³/h/台（480gpm/台））から、有効性評価においてはシール機能喪失時漏えい量として約 109m³/h/台（480gpm/台）を設定した。</p> <p>2. 2「RCPシールLOCAが発生しない場合」におけるRCPシール部からの漏えい率 SBO時、RCPシール部の機能が維持されている場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件（1次系圧力 15.4MPa、1次系温度 290℃）を考慮して評価した結果より、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じての漏えい率が約 0.8m³/h、No.2 シールからの漏えい率が約 0.4m³/h であり合計で約 1.2m³/h であり、RCPシール部からの漏えい率は保守的に約 1.5m³/h/台（6.6gpm/台）を設定している。</p> <p>SBO時のRCPシールからの漏洩については、過去国内で実証試験がおこなわれており、評価結果と同等の結果が得られている。</p> <p style="text-align: right;">(別紙-4)</p> <p style="text-align: right;">(別紙-5)</p>	TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING						0 - 13 minutes		13 minutes - 2 hours		> 2 hours		"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	21 (1.0)	21 (1.0)	21 (0.78)	21 (0.79)		21 (0.79)			76 (0.02)	76 (0.01)		76 (0.01)			182 (0.195)	182 (0.1975)		182 (0.1975)					300 (0.995)				480 (0.005)	480 (0.0025)	480 (0.005)	480 (0.0025)	<p>設計の相違</p> <p>記載方針の差異・泊固有の評価を記載している</p>
TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING																																																																																																														
0 - 13 minutes		13 minutes - 2 hours		> 2 hours																																																																																																										
"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)																																																																																																									
gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)																																																																																																									
21 (1.0)	21 (1.0)	21 (0.78)	21 (0.79)		21 (0.79)																																																																																																									
		76 (0.02)	76 (0.01)		76 (0.01)																																																																																																									
		182 (0.195)	182 (0.1975)		182 (0.1975)																																																																																																									
				300 (0.995)																																																																																																										
		480 (0.005)	480 (0.0025)	480 (0.005)	480 (0.0025)																																																																																																									
TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING																																																																																																														
0 - 13 minutes		13 minutes - 2 hours		> 2 hours																																																																																																										
"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)	"old" O-rings (RHODES)	high-temperature O-rings (WOG 2000)																																																																																																									
gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)																																																																																																									
21 (1.0)	21 (1.0)	21 (0.78)	21 (0.79)		21 (0.79)																																																																																																									
		76 (0.02)	76 (0.01)		76 (0.01)																																																																																																									
		182 (0.195)	182 (0.1975)		182 (0.1975)																																																																																																									
				300 (0.995)																																																																																																										
		480 (0.005)	480 (0.0025)	480 (0.005)	480 (0.0025)																																																																																																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

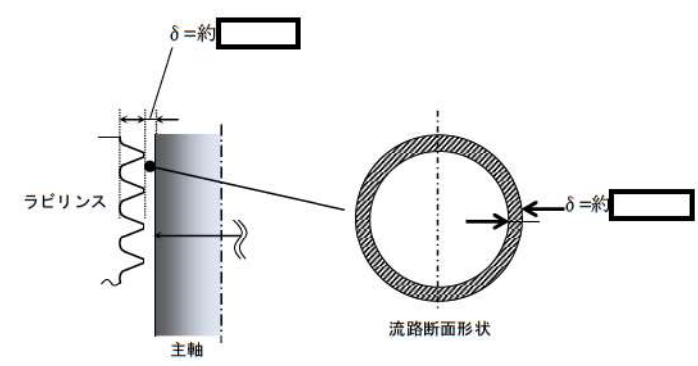
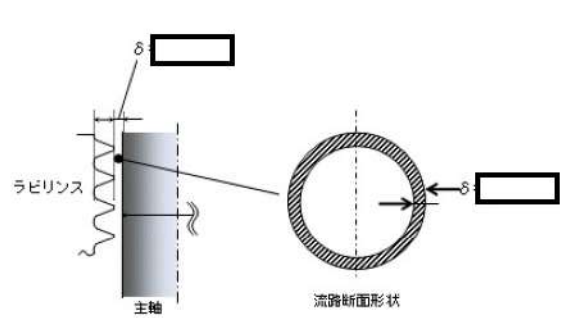
7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なお、漏えい率の評価においては、No.2 シール出口の圧力を大気圧、封水戻りライン（バイパスオリフィス）出口の圧力をRCP封水戻りライン逃がし弁（吹出し圧力:0.98MPa、吹止り圧力:0.83MPa）の吹出し圧力（0.98MPa）として評価しており、実機と同等条件である。</p> <p>有効性評価においては、上記の漏えい率約 1.5m³/h/台（6.6gpm/台）に相当する口径約 0.2cm（約 0.07inch/台）の開口を設定し解析している。ここで、口径の設定にあたっては、開口部の出口圧力は大気圧とした上で、初期の漏えい率が約 1.5m³/h/台となるように設定している。</p> <p>また、有効性評価においては、RCP封水戻りライン逃がし弁が1次系圧力の低下により吹き止った後は、封水戻りライン（バイパスオリフィス）及びNo.2シールともに漏えいが停止する（0m³/h）として評価としている。</p> <p>ここで、封水戻りライン（バイパスオリフィス）は、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止れば流出経路がなくなり漏えいは停止する。RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止りについては、定期的に分解点検を実施し、吹き出し圧力を確認するとともに、吹き止り圧力設定値以上の圧力にて漏えい量が判定基準 []（窒素ガス）以下であることを確認しており、信頼性を有している。</p> <p>また、No.2 シールについては、接触式であり、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止まる圧力（0.83MPa）においては、シール面の接触状態が維持され、十分な押し付け荷重（閉止荷重）がかかることから、漏えいはいじみ程度と考えられる。なお、差圧 0.83MPa で漏えい率の評価に用いた式^{*2}により漏えい率を算定した結果、1ℓ/h以下であり^{*3}有効性評価上無視できる。</p> <p>^{*1}、伊方3号炉の場合、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じての漏えい率が約 0.8m³/h、No.2 シールからの漏えい率が約 0.4m³/hであり、RCPシール部からの漏えい率は合計で約 1.2m³/h/台である。</p> <p>^{*2}、別紙-4（3/4）「No.2シール通過流量評価」（1）式</p> <p>^{*3}、低差圧状態でのNo.2シール漏えい率算定にあたっては、シールの工場試験の実績から求められる撻動面隙間 [] を設定している。なお、1.5m³/hのシール漏えい率評価におけるNo.2シール漏えい率算定においては、保守的にNo.2シール入口圧力を15.4MPa、出口部では沸騰減圧し臨界流になると想定し、別紙-4（3/4）「No.2シール通過流量評価」（1）式、（2）式を用いて求めた撻動面隙間 [] を設定している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>なお、漏えい率の評価においては、No.2 シール出口の圧力を大気圧、封水戻りライン（バイパスオリフィス）出口の圧力をRCP封水戻りライン逃がし弁（吹出し圧力:0.98MPa、吹止り圧力:0.83MPa）の吹出し圧力（0.98MPa）として評価しており、実機と同等条件である。</p> <p>有効性評価においては、上記の漏えい率約 1.5m³/h/台（6.6gpm/台）に相当する口径約 0.2cm（約 0.07inch/台）の開口を設定し解析している。ここで、口径の設定にあたっては、開口部の出口圧力は大気圧とした上で、初期の漏えい率が約 1.5m³/h/台となるように設定している。</p> <p>また、有効性評価においては、RCP封水戻りライン逃がし弁が1次系圧力の低下により吹き止った後は、封水戻りライン（バイパスオリフィス）及びNo.2シールともに漏えいが停止する（0m³/h）として評価としている。</p> <p>ここで、封水戻りライン（バイパスオリフィス）は、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止れば流出経路がなくなり漏えいは停止する。RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止りについては、定期的に分解点検を実施し、吹き出し圧力を確認するとともに、吹き止り圧力設定値以上の圧力にて漏えい量が判定基準 []（窒素ガス）以下であることを確認しており、信頼性を有している。</p> <p>また、No.2 シールについては、接触式であり、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止まる圧力（0.83MPa）においては、シール面の接触状態が維持され、十分な押し付け荷重（閉止荷重）がかかることから、漏えいはいじみ程度と考えられる。なお、差圧 0.83MPa で漏えい率の評価に用いた式^{*1}により漏えい率を算定した結果、1L/h以下であり^{*2}有効性評価上無視できる。</p> <p>^{*1}、別紙-4（3/4）「No.2シール通過流量評価」（1）式</p> <p>^{*2}、低差圧状態でのNo.2シール漏えい率算定にあたっては、シールの工場試験の実績から求められる撻動面隙間 [] を設定している。なお、1.5m³/hのシール漏えい率評価におけるNo.2シール漏えい率算定においては、保守的にNo.2シール入口圧力を15.4MPa、出口部では沸騰減圧し臨界流になると想定し、別紙-4（3/4）「No.2シール通過流量評価」（1）式、（2）式を用いて求めた撻動面隙間 [] を設定している。</p>	<p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違 ・泊固有の評価を記載しているため、注釈が不要となる</p>

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

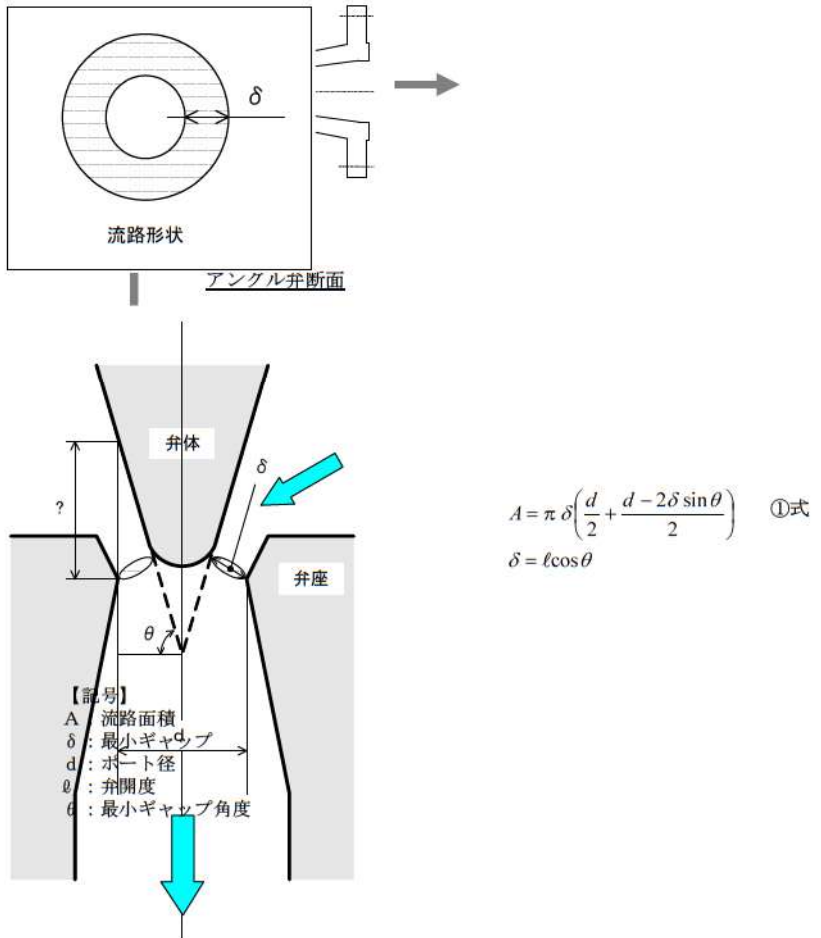
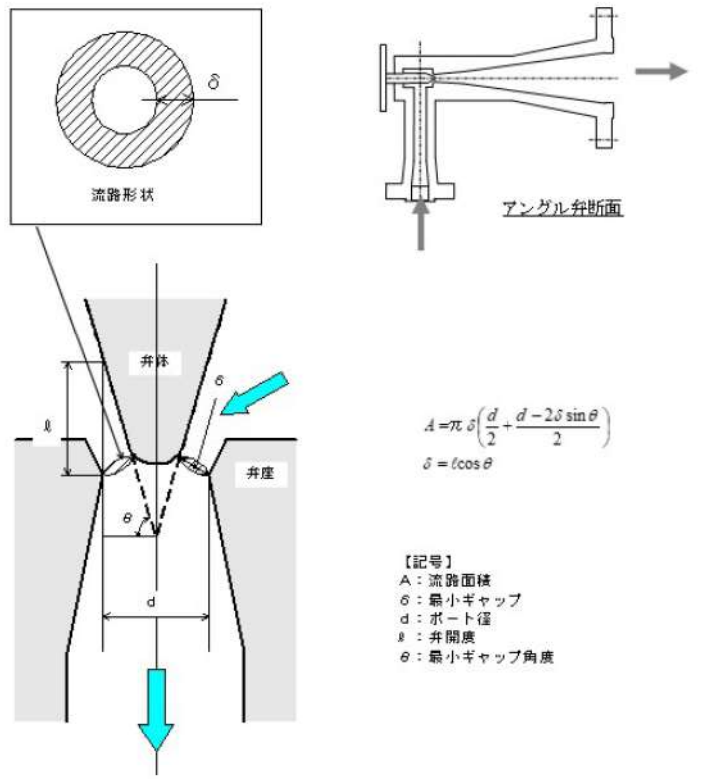
伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">別紙-1</p> <p style="text-align: center;">R C P シール部構造図</p>	<p style="text-align: center;">別紙-1</p> <p style="text-align: center;">R C P シール部構造図</p>	

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">別紙-2</p> <p style="text-align: center;">1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率評価における Henry Fauske の式の適用性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）シール部からの漏えい率の評価においては、最終段のラビリンス部の通過流量を Henry Fauske の式を適用して算出している。</p> <p>ラビリンス部の流路断面は、図1の通り、幅の狭い円環形状であるが、そのような形状に対し Henry Fauske の式を適用することの妥当性について次に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 RCPラビリンス部流路の断面形状</p> <p>2. Henry-Fauske の式の適用性</p> <p>(1) プラントメーカーにおける試験</p> <p>平成14年にプラントメーカーにおいて、社内試験として、アングル弁下流の噴流挙動調査を目的にアングル弁の弁開度と通過流量（臨界流）の関係を試験・調査している。</p> <p>図2に示すとおり、アングル弁を通過する流路は円環形状であり、弁開度を小さくすると流路面積が小さくなるとともにRCPシール部と同様に幅の狭い円環形状となる。同調査によると、アングル弁の流路面積と流量（試験値）の関係について図3の結果を得るとともに、Henry Fauske の式を用いて算定した流量が試験値とよく一致することが確認されている。</p> <p>また、図3には、横軸のアングル弁の流路面積に加え、隙間寸法（最小ギャップ：δ）を今回付加して示しているが、RCPラビリンス部の隙間寸法は試験範囲に包絡されている。</p>	<p style="text-align: center;">別紙-2</p> <p style="text-align: center;">1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率の評価における Henry-Fauske の式の適用性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）シール部からの漏えい率の評価においては、最終段のラビリンス部の通過流量を Henry-Fauske の式を適用して算出している。</p> <p>ラビリンス部の流路断面は、図1の通り、幅の狭い円環形状であるが、そのような形状に対し Henry-Fauske の式を適用することの妥当性について次に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 RCPラビリンス部流路の断面形状</p> <p>2. Henry-Fauske の式の適用性</p> <p>(1) プラントメーカーにおける試験</p> <p>平成14年にプラントメーカーにおいて、社内試験として、アングル弁下流の噴流挙動調査を目的にアングル弁の弁開度と通過流量（臨界流）の関係を試験・調査している。</p> <p>図2に示すとおり、アングル弁を通過する流路は円環形状であり、弁開度を小さくすると流路面積が小さくなるとともにRCPシール部と同様に幅の狭い円環形状となる。同調査によると、アングル弁の流路面積と流量（試験値）の関係について図3の結果を得るとともに、Henry-Fauske の式を用いて算定した流量が試験値とよく一致することが確認されている。</p> <p>また、図3には、横軸のアングル弁の流路面積に加え、隙間寸法（最小ギャップ：δ）を今回付加して示しているが、RCPラビリンス部の隙間寸法は試験範囲に包絡されている。</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>以上のことから、RCPシール部からの漏えい率評価において、Henry Fauske の式を適用することは妥当といえる。</p> <p>なお、同調査におけるアングル弁の流路面積は、RCPラビリンス部より小さいが、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性も示しているといえる。</p>  <p style="text-align: center;">①式</p> <p style="text-align: center;">図 2 流路形状模式図(アングル弁)</p>	<p>以上のことから、RCPシール部からの漏えい率評価において、Henry-Fauske の式を適用することは妥当といえる。</p> <p>なお、同調査におけるアングル弁の流路面積は、RCPラビリンス部より小さいが、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性も示しているといえる。</p>  <p style="text-align: center;">図 2 流路形状模式図(アングル弁)</p>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="181 260 981 946" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="389 986 801 1011" data-label="Caption"> <p>図3 アングル弁流路面積とすきま流量の関係</p> </div> <div data-bbox="159 1054 448 1078" data-label="Section-Header"> <p>(2) 公開文献における検証試験</p> </div> <div data-bbox="138 1088 1048 1284" data-label="Text"> <p>Henry-Fauske の式については、公開文献^(※1)において、PWRのLOCA事象における配管の微小隙間からの漏えい量の評価手法確立を目的に、直径4mm及び16mmのノズルを通過する臨界流量の試験データとの検証を行った結果が示されている。それによると複数の温度・圧力ケースにおいて、Henry-Fauske の式より求められる臨界流量は、試験流量とよく一致することが確認されている。その面積はRCPラビリンス部より小さい面積であり、(1)と同じく、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性を示しているといえる。</p> </div> <div data-bbox="138 1327 958 1388" data-label="Footnote"> <p>※1. Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p> </div>	<div data-bbox="1554 252 1839 300" data-label="Text"> <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> </div> <div data-bbox="1167 325 1839 874" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="1323 916 1688 940" data-label="Caption"> <p>図3 アングル弁流路面積とすきま流量の関係</p> </div> <div data-bbox="1070 1054 1359 1078" data-label="Section-Header"> <p>(2) 公開文献における検証試験</p> </div> <div data-bbox="1055 1088 1964 1284" data-label="Text"> <p>Henry-Fauske の式については、公開文献^{※1}において、PWRにおけるLOCAによる配管の微小隙間からの漏えい量の評価手法確立を目的に、直径4mm及び16mmのノズルを通過する臨界流量の試験データとの検証を行った結果が示されている。それによると複数の温度・圧力ケースにおいて、Henry-Fauske の式より求められる臨界流量は、試験流量とよく一致することが確認されている。その面積はRCPラビリンス部より小さい面積であり、(1)と同じく、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性を示しているといえる。</p> </div> <div data-bbox="1070 1327 1964 1388" data-label="Footnote"> <p>※1: Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p> </div>	

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																								
<p style="text-align: center;">CRITICAL FLOW IN SMALL NOZZLES FOR SATURATED AND SUBCOOLED WATER AT HIGH PRESSURE</p> <p style="text-align: center;">J. C. Lin, G. E. Gruen, W. J. Quapp EG&G Idaho, Inc. Idaho Falls, Idaho 83415</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 TEST CONDITIONS FOR WYLE AND LTSF SMALL NOZZLE CALIBRATION TESTS</p> <hr/> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">TEST</th> <th style="text-align: center;">PRESSURE (Test Section) MPa</th> <th style="text-align: center;">TEMPERATURE (Test Section) K</th> <th style="text-align: center;">NOZZLE SIZE mm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>LOSI-IRRR</td><td style="text-align: center;">9.6</td><td style="text-align: center;">543</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOSI-2</td><td style="text-align: center;">6.20</td><td style="text-align: center;">543</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOSI-3</td><td style="text-align: center;">4.60</td><td style="text-align: center;">538</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOS2-1A</td><td style="text-align: center;">13.44</td><td style="text-align: center;">552</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>LOS2-2</td><td style="text-align: center;">10.5</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>LOS2-3</td><td style="text-align: center;">7.2</td><td style="text-align: center;">551</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>Wyle 3R</td><td style="text-align: center;">14.7</td><td style="text-align: center;">557</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>Wyle 06</td><td style="text-align: center;">14.7</td><td style="text-align: center;">557</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> </tbody> </table> <hr/> <p>LOSI and LOS2: Test Series 1 and 2 for LTSF small nozzle calibration tests.</p> <p>(出展) Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p>	TEST	PRESSURE (Test Section) MPa	TEMPERATURE (Test Section) K	NOZZLE SIZE mm	LOSI-IRRR	9.6	543	16	LOSI-2	6.20	543	16	LOSI-3	4.60	538	16	LOS2-1A	13.44	552	4	LOS2-2	10.5	550	4	LOS2-3	7.2	551	4	Wyle 3R	14.7	557	16	Wyle 06	14.7	557	4	<p style="text-align: center;">CRITICAL FLOW IN SMALL NOZZLES FOR SATURATED AND SUBCOOLED WATER AT HIGH PRESSURE</p> <p style="text-align: center;">J. C. Lin, G. E. Gruen, W. J. Quapp EG&G Idaho, Inc. Idaho Falls, Idaho 83415</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 TEST CONDITIONS FOR WYLE AND LTSF SMALL NOZZLE CALIBRATION TESTS</p> <hr/> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">TEST</th> <th style="text-align: center;">PRESSURE (Test Section) MPa</th> <th style="text-align: center;">TEMPERATURE (Test Section) K</th> <th style="text-align: center;">NOZZLE SIZE mm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>LOSI-IRRR</td><td style="text-align: center;">9.6</td><td style="text-align: center;">543</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOSI-2</td><td style="text-align: center;">6.20</td><td style="text-align: center;">543</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOSI-3</td><td style="text-align: center;">4.60</td><td style="text-align: center;">538</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>LOS2-1A</td><td style="text-align: center;">13.44</td><td style="text-align: center;">552</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>LOS2-2</td><td style="text-align: center;">10.5</td><td style="text-align: center;">550</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>LOS2-3</td><td style="text-align: center;">7.2</td><td style="text-align: center;">551</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> <tr><td>Wyle 3R</td><td style="text-align: center;">14.7</td><td style="text-align: center;">557</td><td style="text-align: center;">16</td></tr> <tr><td>Wyle 06</td><td style="text-align: center;">14.7</td><td style="text-align: center;">557</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> </tbody> </table> <hr/> <p>LOSI and LOS2: Test Series 1 and 2 for LTSF small nozzle calibration tests.</p> <p>(出典) Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p>	TEST	PRESSURE (Test Section) MPa	TEMPERATURE (Test Section) K	NOZZLE SIZE mm	LOSI-IRRR	9.6	543	16	LOSI-2	6.20	543	16	LOSI-3	4.60	538	16	LOS2-1A	13.44	552	4	LOS2-2	10.5	550	4	LOS2-3	7.2	551	4	Wyle 3R	14.7	557	16	Wyle 06	14.7	557	4	
TEST	PRESSURE (Test Section) MPa	TEMPERATURE (Test Section) K	NOZZLE SIZE mm																																																																							
LOSI-IRRR	9.6	543	16																																																																							
LOSI-2	6.20	543	16																																																																							
LOSI-3	4.60	538	16																																																																							
LOS2-1A	13.44	552	4																																																																							
LOS2-2	10.5	550	4																																																																							
LOS2-3	7.2	551	4																																																																							
Wyle 3R	14.7	557	16																																																																							
Wyle 06	14.7	557	4																																																																							
TEST	PRESSURE (Test Section) MPa	TEMPERATURE (Test Section) K	NOZZLE SIZE mm																																																																							
LOSI-IRRR	9.6	543	16																																																																							
LOSI-2	6.20	543	16																																																																							
LOSI-3	4.60	538	16																																																																							
LOS2-1A	13.44	552	4																																																																							
LOS2-2	10.5	550	4																																																																							
LOS2-3	7.2	551	4																																																																							
Wyle 3R	14.7	557	16																																																																							
Wyle 06	14.7	557	4																																																																							

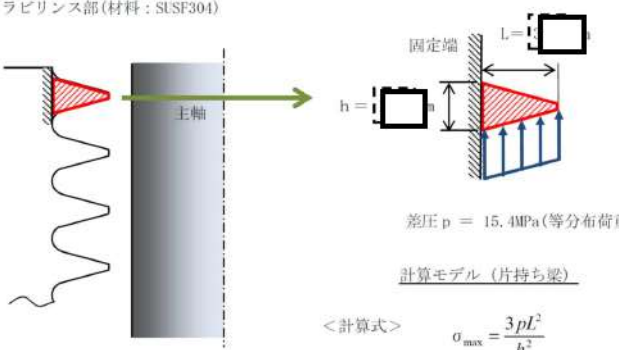
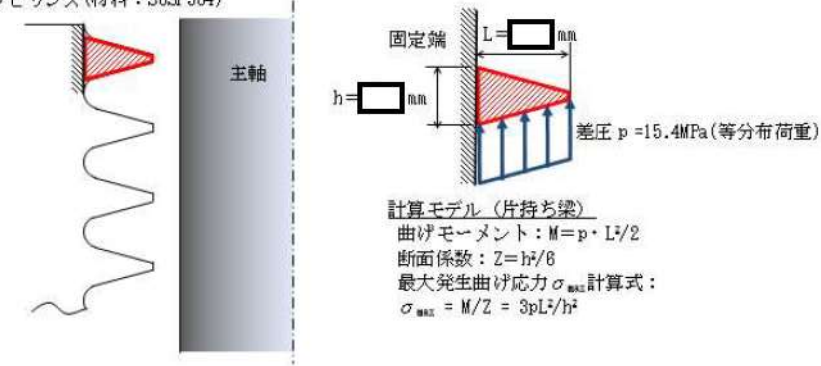
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について)

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

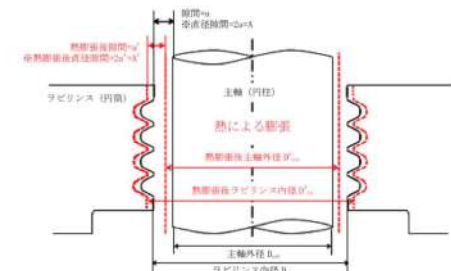
伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																
<p style="text-align: center;">TABLE 4 SUBCOOLED FLOW MASS FLOW MASS FLUX L1SF AND WYLE CALIBRATION DATA</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>TEST</th> <th>PRESSURE</th> <th>DENSITY</th> <th>STAGANATION QUALITY</th> <th>DISCHARGE MASS FLUX</th> <th>HENRY-FAUSKE MASS FLUX</th> <th>MODIFIED BURNELL MASS FLUX</th> <th>GE DATA</th> </tr> <tr> <td></td> <td>MPa</td> <td>kg/m³</td> <td>--</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>LOS1-188R^a</td><td>9.60</td><td>770</td><td>-0.008</td><td>8.2±0.4</td><td>6.4</td><td>8.6</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS1-2</td><td>6.20</td><td>740</td><td>0.001</td><td>3.9±0.2</td><td>4.4</td><td>3.7</td><td>4.1</td></tr> <tr><td>LOS1-3</td><td>4.60</td><td>700</td><td>0.004</td><td>3.0±0.15</td><td>3.7</td><td>3.3</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-1A^a</td><td>13.44</td><td>737</td><td>-0.022</td><td>11.7±3.2</td><td>10.9</td><td>11.4</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-2</td><td>10.59</td><td>719</td><td>-0.005</td><td>7.8±1.6</td><td>8.5</td><td>8.5</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-3</td><td>7.27</td><td>727</td><td>0.0006</td><td>6.0±1.2</td><td>5.2</td><td>5.3</td><td>5.6</td></tr> <tr><td>WYLE 3R^b</td><td>6.50</td><td>700</td><td>0.0033</td><td>4.7±0.4</td><td>4.6</td><td>3.6</td><td>4.6</td></tr> <tr><td>WYLE 06^b</td><td>6.85</td><td>815</td><td>-0.0044</td><td>7.4±0.4</td><td>7.7</td><td>8.3</td><td>7.6</td></tr> <tr><td>WYLE 06</td><td>6.66</td><td>821</td><td>-0.0044</td><td>7.0±0.4</td><td>7.8</td><td>8.2</td><td>7.6</td></tr> </tbody> </table> <p>a. LOS1 and LOS2: L1SF 16 mm and 4 mm nozzles test data, respectively. b. WYLE 3R and WYLE 06: WYLE 16 mm and 4 mm nozzle test data, respectively.</p>	TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HENRY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA		MPa	kg/m ³	--	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	LOS1-188R ^a	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	6.4	8.6	--	LOS1-2	6.20	740	0.001	3.9±0.2	4.4	3.7	4.1	LOS1-3	4.60	700	0.004	3.0±0.15	3.7	3.3	--	LOS2-1A ^a	13.44	737	-0.022	11.7±3.2	10.9	11.4	--	LOS2-2	10.59	719	-0.005	7.8±1.6	8.5	8.5	--	LOS2-3	7.27	727	0.0006	6.0±1.2	5.2	5.3	5.6	WYLE 3R ^b	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6	WYLE 06 ^b	6.85	815	-0.0044	7.4±0.4	7.7	8.3	7.6	WYLE 06	6.66	821	-0.0044	7.0±0.4	7.8	8.2	7.6	<p style="text-align: center;">TABLE 4 SUBCOOLED FLOW MASS FLOW MASS FLUX L1SF AND WYLE CALIBRATION DATA</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>TEST</th> <th>PRESSURE</th> <th>DENSITY</th> <th>STAGANATION QUALITY</th> <th>DISCHARGE MASS FLUX</th> <th>HENRY-FAUSKE MASS FLUX</th> <th>MODIFIED BURNELL MASS FLUX</th> <th>GE DATA</th> </tr> <tr> <td></td> <td>MPa</td> <td>kg/m³</td> <td>--</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> <td>kg/s-m² x10⁴</td> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>LOS1-188R^a</td><td>9.60</td><td>770</td><td>-0.008</td><td>8.2±0.4</td><td>6.4</td><td>8.6</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS1-2</td><td>6.20</td><td>740</td><td>0.001</td><td>3.9±0.2</td><td>4.4</td><td>3.7</td><td>4.1</td></tr> <tr><td>LOS1-3</td><td>4.60</td><td>700</td><td>0.004</td><td>3.0±0.15</td><td>3.7</td><td>3.3</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-1A^a</td><td>13.44</td><td>737</td><td>-0.022</td><td>11.7±3.2</td><td>10.9</td><td>11.4</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-2</td><td>10.59</td><td>719</td><td>-0.005</td><td>7.8±1.6</td><td>8.5</td><td>8.5</td><td>--</td></tr> <tr><td>LOS2-3</td><td>7.27</td><td>727</td><td>0.0006</td><td>6.0±1.2</td><td>5.2</td><td>5.3</td><td>5.6</td></tr> <tr><td>WYLE 3R^b</td><td>6.50</td><td>700</td><td>0.0033</td><td>4.7±0.4</td><td>4.6</td><td>3.6</td><td>4.6</td></tr> <tr><td>WYLE 06^b</td><td>6.85</td><td>815</td><td>-0.0044</td><td>7.4±0.4</td><td>7.7</td><td>8.3</td><td>7.6</td></tr> <tr><td>WYLE 06</td><td>6.66</td><td>821</td><td>-0.0044</td><td>7.0±0.4</td><td>7.8</td><td>8.2</td><td>7.6</td></tr> </tbody> </table> <p>a. LOS1 and LOS2: L1SF 16 mm and 4 mm nozzles test data, respectively. b. WYLE 3R and WYLE 06: WYLE 16 mm and 4 mm nozzle test data, respectively.</p>	TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HENRY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA		MPa	kg/m ³	--	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	LOS1-188R ^a	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	6.4	8.6	--	LOS1-2	6.20	740	0.001	3.9±0.2	4.4	3.7	4.1	LOS1-3	4.60	700	0.004	3.0±0.15	3.7	3.3	--	LOS2-1A ^a	13.44	737	-0.022	11.7±3.2	10.9	11.4	--	LOS2-2	10.59	719	-0.005	7.8±1.6	8.5	8.5	--	LOS2-3	7.27	727	0.0006	6.0±1.2	5.2	5.3	5.6	WYLE 3R ^b	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6	WYLE 06 ^b	6.85	815	-0.0044	7.4±0.4	7.7	8.3	7.6	WYLE 06	6.66	821	-0.0044	7.0±0.4	7.8	8.2	7.6	
TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HENRY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA																																																																																																																																																																											
	MPa	kg/m ³	--	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴																																																																																																																																																																											
LOS1-188R ^a	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	6.4	8.6	--																																																																																																																																																																											
LOS1-2	6.20	740	0.001	3.9±0.2	4.4	3.7	4.1																																																																																																																																																																											
LOS1-3	4.60	700	0.004	3.0±0.15	3.7	3.3	--																																																																																																																																																																											
LOS2-1A ^a	13.44	737	-0.022	11.7±3.2	10.9	11.4	--																																																																																																																																																																											
LOS2-2	10.59	719	-0.005	7.8±1.6	8.5	8.5	--																																																																																																																																																																											
LOS2-3	7.27	727	0.0006	6.0±1.2	5.2	5.3	5.6																																																																																																																																																																											
WYLE 3R ^b	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6																																																																																																																																																																											
WYLE 06 ^b	6.85	815	-0.0044	7.4±0.4	7.7	8.3	7.6																																																																																																																																																																											
WYLE 06	6.66	821	-0.0044	7.0±0.4	7.8	8.2	7.6																																																																																																																																																																											
TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HENRY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA																																																																																																																																																																											
	MPa	kg/m ³	--	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴																																																																																																																																																																											
LOS1-188R ^a	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	6.4	8.6	--																																																																																																																																																																											
LOS1-2	6.20	740	0.001	3.9±0.2	4.4	3.7	4.1																																																																																																																																																																											
LOS1-3	4.60	700	0.004	3.0±0.15	3.7	3.3	--																																																																																																																																																																											
LOS2-1A ^a	13.44	737	-0.022	11.7±3.2	10.9	11.4	--																																																																																																																																																																											
LOS2-2	10.59	719	-0.005	7.8±1.6	8.5	8.5	--																																																																																																																																																																											
LOS2-3	7.27	727	0.0006	6.0±1.2	5.2	5.3	5.6																																																																																																																																																																											
WYLE 3R ^b	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6																																																																																																																																																																											
WYLE 06 ^b	6.85	815	-0.0044	7.4±0.4	7.7	8.3	7.6																																																																																																																																																																											
WYLE 06	6.66	821	-0.0044	7.0±0.4	7.8	8.2	7.6																																																																																																																																																																											
<p>(出展) Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p>	<p>(出典) Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980</p>																																																																																																																																																																																	

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由																
<p style="text-align: right;">別紙-3</p> <p style="text-align: center;">1次冷却材ポンプのラビリンス部の温度、圧力等による影響</p> <p>1次冷却材ポンプのラビリンス部の通過流量は、出入口条件（入口温度：290℃、圧力：15.4MPa、出口圧力：0MPa）で評価しているが、ラビリンス部に対し、温度、圧力による影響、通過流体によるラビリンス部の侵食が考えられる。それらにより、漏えい率の評価に有意な影響を及ぼさないことについて、以下に説明する。</p> <p>1. 圧力差によるラビリンス部の強度評価</p> <p>最終段ラビリンス部の入口/出口の圧力差により発生する応力を評価する。漏えい率評価においては、ラビリンス入口に圧力 15.4MPa の1次冷却材が侵入し、複数のラビリンス突起部を通過し、徐々に減圧されることとなるが、本評価においては、ラビリンス部を下図のとおり、片持ち梁としてモデル化し1つの溝山に差圧 15.4MPa が作用することとして評価を行った。</p> <p>本評価では、ラビリンスの固定端部（台形の底辺部）に発生する曲げ応力が最大となるが¹、ラビリンス部に発生する最大応力は、290℃における SUSF304 の降伏点以下の値となり、塑性変形は生じず健全性は維持される。</p> <p>* 1. 高差圧でのラビリンス部の流況は乱れ、溝山にかかる荷重は一定ではないが、1つの溝山に差圧 15.4MPa が作用することとして保守的な設定となっていることから、等分布荷重として曲げ応力に対する強度を評価した。この場合、ラビリンス部は断面が台形であることから、下記の計算式が示すとおり、曲げ応力は先端部から底辺部に向かって増加するため、ラビリンス部の底辺に発生する応力が最大となる。</p> <table border="1" data-bbox="286 938 900 1037"> <thead> <tr> <th>差圧</th> <th>最大発生応力 σ_{max}</th> <th>SUSF304の降伏点 S_y (290℃)</th> <th>発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15.4MPa</td> <td>121MPa</td> <td>128.6MPa</td> <td>0.94</td> </tr> </tbody> </table> <p>ラビリンス部（材料：SUSF304）</p>  <p style="text-align: center;">差圧 $p = 15.4\text{MPa}$ (等分布荷重)</p> <p style="text-align: center;">計算モデル (片持ち梁)</p> <p style="text-align: center;"><計算式> $\sigma_{max} = \frac{3pL^2}{h^2}$</p>	差圧	最大発生応力 σ_{max}	SUSF304の降伏点 S_y (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y	15.4MPa	121MPa	128.6MPa	0.94	<p style="text-align: right;">別紙-3</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <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> </div> <p style="text-align: center;">1次冷却材ポンプのラビリンスシールの健全性評価について</p> <p>1次冷却材ポンプのラビリンス部の通過流量は、出入口条件（入口温度：290℃、圧力：15.4MPa、出口圧力：0MPa）を与えて評価しているが、ラビリンス部に対し温度・圧力による影響、通過流体によるラビリンスの侵食が考えられる。それらにより、漏えい量の評価に有意な影響を及ぼさないことについて、以下の通り確認した。</p> <p>1. 圧力差によるラビリンスの強度評価</p> <p>ラビリンス突起部の入口/出口の圧力差により発生する応力を評価する。漏えい量評価においては、ラビリンス入口に圧力 15.4MPa の1次冷却材が侵入し、複数のラビリンス突起部を通過し、徐々に減圧されることとなる。本評価においては、リング状のラビリンス部の断面を下図の通り、2次元の片持ち梁としてモデル化し、保守的に1つの溝山に差圧 15.4MPa が等分布荷重として作用することとして評価を行った。</p> <p>本形状での片持ち梁における最大曲げ応力発生部は、固定端付け根部となるため、付け根部の応力を右下の最大発生曲げ応力の σ_{max} の計算式に基づき評価した。</p> <p>評価の結果、ラビリンス付け根部に発生する最大応力は、290℃における SUSF304 の降伏点以下の値となり、強度上健全であり、塑性変形は生じない。なお、ラビリンス突起先端部に発生する応力は、上記の σ_{max} より小さいことから、先端部がかかることはない。</p> <table border="1" data-bbox="1093 922 1787 1018"> <thead> <tr> <th>差圧</th> <th>最大発生応力 σ_{max}</th> <th>SUSF304の降伏点 S_y (290℃)</th> <th>発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15.4MPa</td> <td>121MPa</td> <td>128.6MPa</td> <td>0.94</td> </tr> </tbody> </table> <p>ラビリンス（材料：SUSF304）</p>  <p style="text-align: center;">差圧 $p = 15.4\text{MPa}$ (等分布荷重)</p> <p style="text-align: center;">計算モデル (片持ち梁)</p> <p style="text-align: center;">曲げモーメント： $M = p \cdot L^2/2$ 断面係数： $Z = h^3/6$ 最大発生曲げ応力 σ_{max} 計算式： $\sigma_{max} = M/Z = 3pL^2/h^2$</p>	差圧	最大発生応力 σ_{max}	SUSF304の降伏点 S_y (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y	15.4MPa	121MPa	128.6MPa	0.94	
差圧	最大発生応力 σ_{max}	SUSF304の降伏点 S_y (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y															
15.4MPa	121MPa	128.6MPa	0.94															
差圧	最大発生応力 σ_{max}	SUSF304の降伏点 S_y (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 σ_{max}/S_y															
15.4MPa	121MPa	128.6MPa	0.94															

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

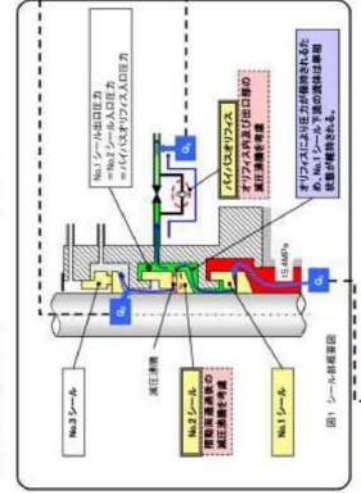
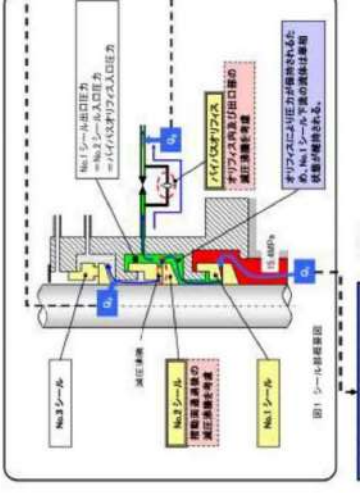
伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>2. 温度及び圧力差によるラビリンスと主軸の隙間への影響</p> <p>ラビリンス部への高温（290℃）の1次冷却材の侵入に伴い、流路構成部材の温度が上昇する。この時の熱膨張差による主軸とラビリンスの隙間の広がり量を計算した結果、隙間の広がり量は、0.5%以下（上側：約□□^μm、下側：約□□^μm）であり、算出流量に与える影響も0.5%以下となり、漏えい率の評価に与える影響はごくわずかである。</p> <p style="text-align: right;">* 1. 直径分の広がり量</p> <p><計算式> 熱膨張量(mm)=$\alpha \times D \times (TSBO - TRT)$</p> <p>$\alpha$: 線膨張係数 (mm/mm℃)</p> <p>D : ラビリンス部内径 or 主軸外径 (mm)</p> <p>TSBO : 290℃</p> <p>TRT : 20℃</p>	<p>2. 温度及び圧力差によるラビリンスと主軸の隙間への影響</p> <p>ラビリンスへの高温（290℃）の1次冷却材の侵入に伴い、流路構成部材の温度が上昇する。この時の熱膨張差による主軸とラビリンスの隙間の広がり量を計算した結果、隙間の広がり量は、0.5%以下（上側：約□□^μm、下側：約□□^μm）であり、算出流量に与える影響も0.5%以下となり、漏えい量の評価に与える影響はごくわずかである。</p> <p>[計算式]</p> <p>熱膨張量(mm)=$\alpha \times D \times (T_{SBO} - T_{RT})$</p> <p>$\alpha$: 線膨張係数 (mm/mm℃)</p> <p>D : ラビリンス内径 or 主軸外径 (mm)</p> <p>T_{SBO} : 290℃</p> <p>T_{RT} : 20℃</p> <p>[計算モデル]</p>  <p>[ラビリンス熱膨張計算]</p> <table border="1" data-bbox="1097 981 1724 1316"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>上側</th> <th>下側</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ラビリンス内径</td> <td>D_{in}</td> <td>mm</td> <td rowspan="8" style="border: 2px solid black;"></td> </tr> <tr> <td>主軸外径</td> <td>D_{out}</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>直径隙間</td> <td>A=D_{in}- D_{out}</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>熱膨張後ラビリンス内径</td> <td>D'_{in}</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>熱膨張後主軸外径</td> <td>D'_{out}</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>熱膨張後直径隙間</td> <td>A'= D'_{in} - D'_{out}</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>隙間の広がり量</td> <td>B=A'-A</td> <td>mm</td> </tr> <tr> <td>変化率</td> <td>B/A</td> <td>%</td> <td>0.46</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1108 1324 1612 1396"> <tbody> <tr> <td>SUSF304の線膨張係数</td> <td>$\times 10^{-6}$mm/mm℃</td> <td>17.018</td> </tr> <tr> <td>SUSF347の線膨張係数</td> <td>$\times 10^{-6}$mm/mm℃</td> <td>17.554</td> </tr> </tbody> </table>			上側	下側	ラビリンス内径	D _{in}	mm		主軸外径	D _{out}	mm	直径隙間	A=D _{in} - D _{out}	mm	熱膨張後ラビリンス内径	D' _{in}	mm	熱膨張後主軸外径	D' _{out}	mm	熱膨張後直径隙間	A'= D' _{in} - D' _{out}	mm	隙間の広がり量	B=A'-A	mm	変化率	B/A	%	0.46	SUSF304の線膨張係数	$\times 10^{-6}$ mm/mm℃	17.018	SUSF347の線膨張係数	$\times 10^{-6}$ mm/mm℃	17.554	
		上側	下側																																			
ラビリンス内径	D _{in}	mm																																				
主軸外径	D _{out}	mm																																				
直径隙間	A=D _{in} - D _{out}	mm																																				
熱膨張後ラビリンス内径	D' _{in}	mm																																				
熱膨張後主軸外径	D' _{out}	mm																																				
熱膨張後直径隙間	A'= D' _{in} - D' _{out}	mm																																				
隙間の広がり量	B=A'-A	mm																																				
変化率	B/A	%		0.46																																		
SUSF304の線膨張係数	$\times 10^{-6}$ mm/mm℃	17.018																																				
SUSF347の線膨張係数	$\times 10^{-6}$ mm/mm℃	17.554																																				

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>上記の熱膨張差に加え、1次系圧力 15.4MPa がラビリンス部に作用した際に発生する変位に伴う隙間の広がり評価する。保守的に、前記1.項で求めたラビリンス部付け根部に発生する最大応力 σ_{max} が、山の圧縮方向全体に発生すると仮定して、ラビリンス隙間の広がりを計算した結果、熱膨張差による変位との合計で1.0%以下（上側：約 %、下側：約 %）であり、算出流量に与える影響も1.0%以下となり、漏えい率の評価に与える影響はごくわずかである。</p> <p style="text-align: center;">* 1. 直径分の広がり量</p> <p><計算式> 差圧による変位量(mm)=(L×σ_{max}/E)</p> <p>L：ラビリンス長さ (mm) σ_{max}：ラビリンス付け根部の発生応力 (MPa) [1.参照] E：縦弾性係数 (MPa)</p> <p>3. 流体によるラビリンス形状への影響</p> <p>漏えい率評価においては最終段ラビリンス部で臨界流となると評価しているが、臨界流の条件下ではラビリンス先端部の浸食が想定される。しかしながら、以下のことから、ラビリンス部の有意な侵食は生じないと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・材料として耐浸食性に比較的優れた SUSF304 を使用している ・事象発生後、1次系温度及び圧力は速やかに減温、減圧され、ラビリンス部の通過流束も速やかに制限される。 ・臨界流となるのは、最終段ラビリンス部の出口であり、ラビリンス本体に液滴が高速で衝突する割合は小さい。 ・昭和54年の(財)発電熱機関協会「蒸気発生器信頼性実証試験 伝熱管破断試験」において、伝熱管の破断開口部を模擬した円孔、またはスリットより、1次系サブクール水（約320℃、15.4MPa）を臨界流で噴出させ、開口部（材質：インコネル600）のエロージョン状況を調査している。同調査によると、20時間の噴出においても開口部の侵食は認められず、開口面積（流量）の変化は生じないことが確認されている。なお、エロージョン影響に対して支配的因子である材質の硬度は、インコネル600よりRCPラビリンス部材である SUSF304 の方が高い。 	<p>上記の熱膨張差に加え、1次系圧力 15.4MPa がラビリンス部に作用した際に発生する変位に伴う隙間の広がり評価する。保守的に、前記1.項で求めたラビリンス部付け根部に発生する最大応力 σ_{max} が、山の圧縮方向全体に発生すると仮定して、ラビリンス隙間の広がりを計算した結果、熱膨張差による変位との合計で1.0%以下（上側： %、下側： %）であり、算出流量に与える影響も1.0%以下となり、漏えい率の評価に与える影響はごくわずかである。</p> <p style="text-align: center;">* 1：直径分の広がり量</p> <p><計算式> 差圧による変位量(mm)=(L×σ_{max}/E)</p> <p style="text-align: center;">= × 121 / 176400 mm</p> <p>L：ラビリンス長さ (mm) σ_{max}：ラビリンス付け根部の発生応力 (MPa) [1.参照] E：縦弾性係数 (MPa)</p> <p>3. 流体によるラビリンス形状への影響</p> <p>漏えい量評価においては最終段ラビリンス部で臨界流となると評価しているが、臨界流の条件下ではラビリンス先端部の侵食が想定される。しかしながら、以下のことから、ラビリンス部の有意な侵食は生じないと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・材料として耐浸食性に比較的優れた SUSF304 を使用している。 ・事象発生後、1次系温度・圧力は速やかに減温・減圧され、ラビリンス部の通過流束も速やかに制限される。 ・臨界流となるのは、最終段ラビリンス部の出口であり、ラビリンス本体に液滴が高速で衝突する割合は小さい。 ・昭和54年の(財)発電熱機関協会「蒸気発生器信頼性実証試験 伝熱管破断試験」において、伝熱管の破断開口部を模擬した円孔、またはスリットより、1次系サブクール水（約320℃、15.4MPa）を臨界流で噴出させ、開口部（材質：インコネル600）のエロージョン状況を調査している。同調査によると、20時間の噴出においても開口部の侵食は認められず、開口面積（流量）の変化は生じないことが確認されている。なお、エロージョン影響に対して支配的因子である材質の硬度は、インコネル600よりRCPラビリンス部材である SUSF304 の方が高い。 	

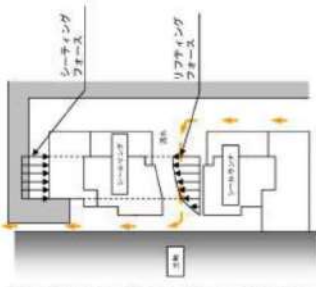
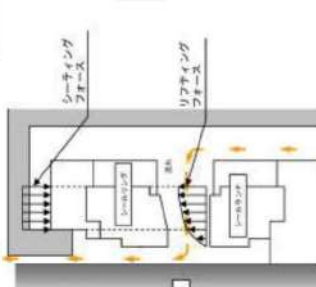
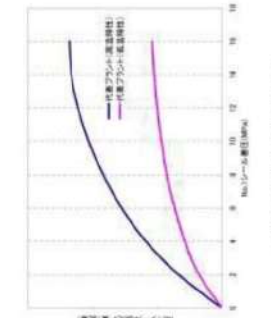
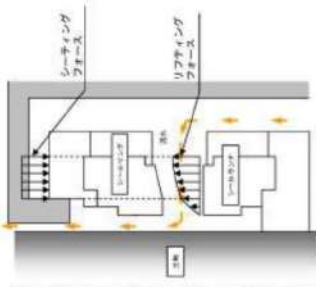
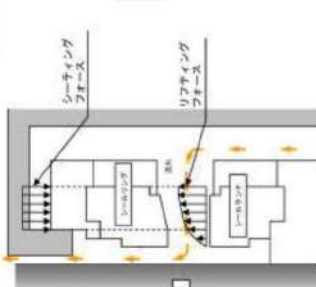
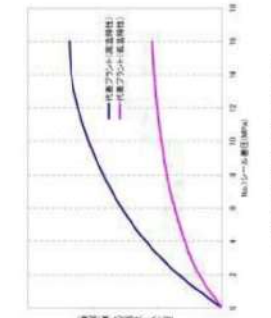
7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について)

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

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div style="text-align: center;"> <h3>全交流電源喪失 (SBO) 時における RCP シール部からの漏えい量評価</h3> </div> <p>漏えい量評価方法</p> <p>No.1 シール部通過流量は、No.2 シール及び昇降管側リライバシール部の通過流量の合計 (=RCP 系統への漏えい量) に等しい。No.1 シール部出口の圧力は No.2 シール及び昇降管側リライバシール部の入口圧力とほぼ等しい。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。</p> <p>評価条件</p> <p>温度 290℃、圧力 15.4 MPa 前 1.5 m³/h</p>  <p>図1 シール部構造図</p> <p>漏えい量 (No.1 シール部通過流量) ... 別紙①</p> <ul style="list-style-type: none"> No.1 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.2 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 温度・圧力が No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 <p>漏えい量 (No.2 シール部通過流量) ... 別紙②</p> <ul style="list-style-type: none"> No.2 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 温度・圧力が No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 <p>RCPシール部漏えい量の算出</p> <ol style="list-style-type: none"> No.2 シール部およびリライバシール部の漏えい量を算出する。 No.1 シール部通過流量が、No.2 シール部通過流量とリライバシール部通過流量に一致することから、昇降管側の流量を評価する。 この評価結果に基づき各要素の流量を算出し、RCPシール部漏えい量を算出する。 <p>図2 計算モデルの考え方 (リライバシール)</p> <p>① RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ② RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ③ RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。</p> <p>図3 計算モデルの考え方 (リライバシール)</p> <p>① RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ② RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ③ RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。</p>	<div style="text-align: center;"> <h3>全交流電源喪失 (SBO) 時における RCP シール部からの漏えい量評価</h3> </div> <p>漏えい量評価方法</p> <p>No.1 シール部通過流量は、No.2 シール及び昇降管側リライバシール部の通過流量の合計 (=RCP 系統への漏えい量) に等しい。No.1 シール部出口の圧力は No.2 シール及び昇降管側リライバシール部の入口圧力とほぼ等しい。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。</p> <p>評価条件</p> <p>温度 290℃、圧力 15.4 MPa 前 1.5 m³/h</p>  <p>図1 シール部構造図</p> <p>漏えい量 (No.1 シール部通過流量) ... 別紙①</p> <ul style="list-style-type: none"> No.1 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.2 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 温度・圧力が No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 <p>漏えい量 (No.2 シール部通過流量) ... 別紙②</p> <ul style="list-style-type: none"> No.2 シール部は、昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 温度・圧力が No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 昇降管側を漏えい量のメカニカルシールである。No.1 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 No.2 シール部の流量と責任を、RCPからの系統への漏えい量と評価する。 <p>RCPシール部漏えい量の算出</p> <ol style="list-style-type: none"> No.2 シール部およびリライバシール部の漏えい量を算出する。 No.1 シール部通過流量が、No.2 シール部通過流量とリライバシール部通過流量に一致することから、昇降管側の流量を評価する。 この評価結果に基づき各要素の流量を算出し、RCPシール部漏えい量を算出する。 <p>図2 計算モデルの考え方 (リライバシール)</p> <p>① RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ② RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ③ RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。</p> <p>図3 計算モデルの考え方 (リライバシール)</p> <p>① RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ② RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。 ③ RCPシール部漏えい量の算出、エネルギーバランス計算。</p>	<p>相違理由</p>

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について)

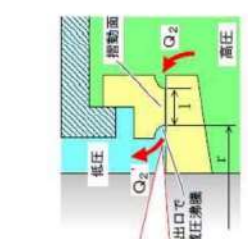
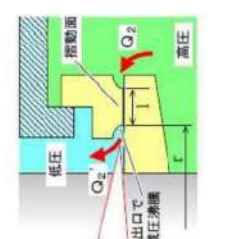
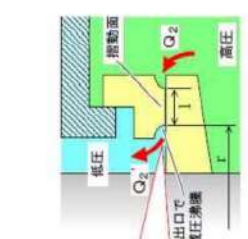
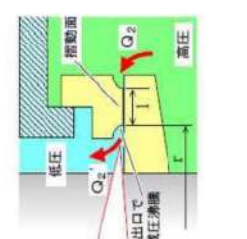
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">別紙①</p> <p style="text-align: center;">No. 1シール通過流量評価</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;">  <p>図1. No.1シールの作動状態模式図</p> </div> <div style="width: 45%;">  <p>図1. No.1シールの作動状態模式図</p> </div> </div> <p>(1) No. 1シール高度制御</p> <p>300 時は高度に保つシールの役割が尽きる。リーク特性が劣化する。高度低下条件下での流動特性を考慮し、300 時のリーク量を算定する。</p> <p>高度が低下する領域(ランナ、シールリングの駆動部)は高度制御により制御される。</p> <p>図3. No.1シールの高度と漏えい率の関係</p>  <p>図4. 計算フロー</p> <pre> 機組データ整理 ↓ 圧力、温度変動解析 ↓ 種知数(水通過時間) ↓ 形状算出 ↓ 隙間内流動計算 ↓ END </pre> <p>図2. 計算フロー</p> <p>(2) 流動特性評価</p> <p>下記に示す式(単位シールの基礎式)を用いて流量を算出した。S/B0時にポンプ停止しているため、静止状態を考慮した。また、隙間の流れは実現象として層流状態となるため、以下の層流の計算式を用いる。</p> $Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \frac{dP}{dx} \cdot \frac{1}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}$ $h = 40 + e \cdot \frac{r - R_{20}}{R_2 - R_{20}}$ $W_L = 2\pi \int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx = 2\pi \cdot \left(\int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx + \int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx \right)$ $W_S = \pi \cdot (R_2^2 - R_1^2) \cdot \rho \cdot V_L$ <p> ρ: 液体密度 e: チューバ係数 r: チューバ半径 P_1: 高圧側圧力 P_2: 低圧側圧力 μ: 流体粘度 h: 隙間厚(0.01mmを考慮) R_1: シールリング外径 R_2: シールリング内径 R_{20}: シールリング外径(実) </p> <p>文献 1) 床設計算式(機械工学雑誌(流体工学)、日本機械学会 pp15-19) </p>	<p style="text-align: center;">別紙①</p> <p style="text-align: center;">No. 1シール通過流量評価</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;">  <p>図1. No.1シールの作動状態模式図</p> </div> <div style="width: 45%;">  <p>図1. No.1シールの作動状態模式図</p> </div> </div> <p>(1) No. 1シール高度制御</p> <p>300 時は高度に保つシールの役割が尽きる。リーク特性が劣化する。高度低下条件下での流動特性を考慮し、300 時のリーク量を算定する。</p> <p>高度が低下する領域(ランナ、シールリングの駆動部)は高度制御により制御される。</p> <p>図3. No.1シールの高度と漏えい率の関係</p>  <p>図4. 計算フロー</p> <pre> 機組データ整理 ↓ 圧力、温度変動解析 ↓ 種知数(水通過時間) ↓ 形状算出 ↓ 隙間内流動計算 ↓ END </pre> <p>図2. 計算フロー</p> <p>(2) 流動特性評価</p> <p>下記に示す式(単位シールの基礎式)を用いて流量を算出した。S/B0時にポンプ停止しているため、静止状態を考慮した。また、隙間の流れは実現象として層流状態となるため、以下の層流の計算式を用いる。</p> $Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \frac{dP}{dx} \cdot \frac{1}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}$ $h = 40 + e \cdot \frac{r - R_{20}}{R_2 - R_{20}}$ $W_L = 2\pi \int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx = 2\pi \cdot \left(\int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx + \int_{R_1}^{R_2} \rho \cdot h^3 \cdot dx \right)$ $W_S = \pi \cdot (R_2^2 - R_1^2) \cdot \rho \cdot V_L$ <p> ρ: 液体密度 e: チューバ係数 r: チューバ半径 P_1: 高圧側圧力 P_2: 低圧側圧力 μ: 流体粘度 h: 隙間厚(0.01mmを考慮) R_1: シールリング外径 R_2: シールリング内径 R_{20}: シールリング外径(実) </p> <p>文献 1) 床設計算式(機械工学雑誌(流体工学)、日本機械学会 pp15-19) </p>	<p>相違理由</p>

「伊方発電所3号炉の安全性に関する総合評価(一次評価)の報告書に係る「1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率評価に関するレビュー条(平成24年1月26日)」の資料より引用

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について)

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


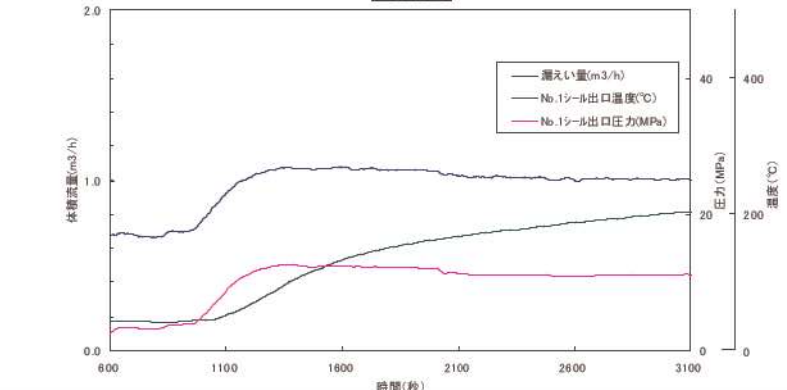
伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">No. 2シール通過流量評価</p> <p>別紙-2</p>  <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> <p>入口条件: 圧力、温度 出口条件: 圧力 流動: 出口条件/流動状態、長さ、断面積</p> <p>断面積に依じた流動部の流量 Q_1 と出口部分の流量 Q_2 を計算する。</p> <p>Q_1 と Q_2 が等しくなるように h を調整する。 $Q_1 = Q_2$ となるまでの流量を求める。</p> <p style="text-align: center;">図2 計算フロー</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>別紙-2</p>  <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> <p>入口条件: 圧力、温度 出口条件: 圧力 流動: 出口条件/流動状態、長さ、断面積</p> <p>断面積に依じた流動部の流量 Q_1 と出口部分の流量 Q_2 を計算する。</p> <p>Q_1 と Q_2 が等しくなるように h を調整する。 $Q_1 = Q_2$ となるまでの流量を求める。</p> <p style="text-align: center;">図2 計算フロー</p> </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p>「伊方発電所3号機の安全性に関する総合評価（一次評価）の報告書に係る「1次冷却材ポンプシール部からの漏えい量評価に関するレビュー会（平成24年1月26日）」の資料より引用</p> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">No. 2シール通過流量評価</p> <p>別紙-2</p>  <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> <p>入口条件: 圧力、温度 出口条件: 圧力 流動: 出口条件/流動状態、長さ、断面積</p> <p>断面積に依じた流動部の流量 Q_1 と出口部分の流量 Q_2 を計算する。</p> <p>Q_1 と Q_2 が等しくなるように h を調整する。 $Q_1 = Q_2$ となるまでの流量を求める。</p> <p style="text-align: center;">図2 計算フロー</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>別紙-2</p>  <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> <p>入口条件: 圧力、温度 出口条件: 圧力 流動: 出口条件/流動状態、長さ、断面積</p> <p>断面積に依じた流動部の流量 Q_1 と出口部分の流量 Q_2 を計算する。</p> <p>Q_1 と Q_2 が等しくなるように h を調整する。 $Q_1 = Q_2$ となるまでの流量を求める。</p> <p style="text-align: center;">図2 計算フロー</p> </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p>「伊方発電所3号機の安全性に関する総合評価（一次評価）の報告書に係る「1次冷却材ポンプシール部からの漏えい量評価に関するレビュー会（平成24年1月26日）」の資料より引用</p> </div>	<p>相違理由</p>

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について)

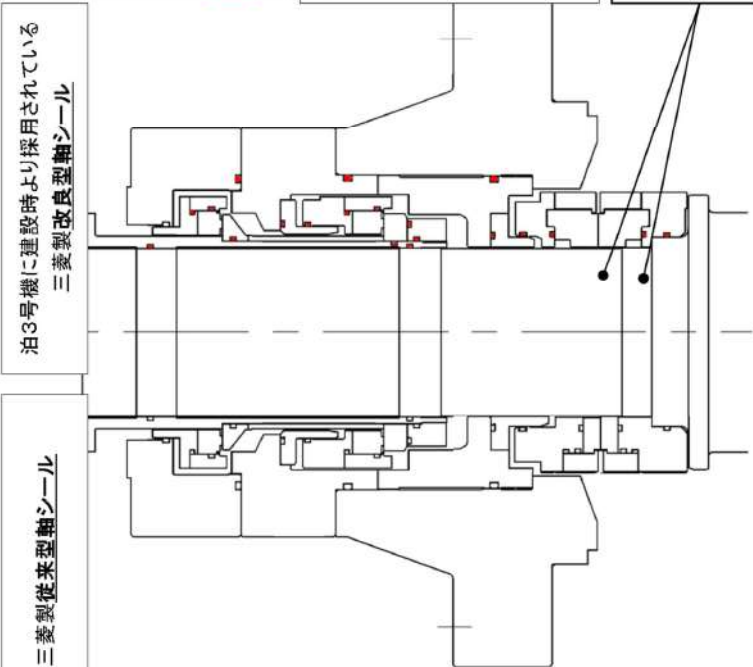
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">別紙-③</p> <p style="text-align: center;">バイパスオリフィス通過流量評価</p> <p>オリフィス孔を通過するものは、その入口では水相状態であるが、圧力降下によって圧力が低下し、その圧力における飽和蒸気圧の温度に匹敵した点から、一部が蒸発して気液二相流になる。計算では、水相または二相流となるを判断して、圧力損失計算に用いる水相相違、二相流で扱い得る。</p> <p>1. 計算の考え方 オリフィス通過時の圧力損失 $\Delta P_f = \phi_c \cdot \frac{\rho_1 V^2}{2D^5 A^2} \quad (1)$ 損失係数は、オリフィスの形状と、上流配管との径比等から求める(文庫1)。 $\phi_c = \phi_1 + \phi_2 = 0.5 \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right) + 1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \quad (2)$ 二相流損失係数ϕ_{2c} (水相相違の場合) (1)(文庫2) $\phi_{2c} = \phi_c \left(1 - \alpha^2 \right)^{1/2} + \phi_1 \left(1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2} \right) + \phi_2 \left(\frac{1-X}{X} \right)^{1/2} \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right) \quad (3)$ 出口圧力 $P_{out} = P_c - \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (4)$ 各段の配管圧降は、管径の異なるが接続するところから最初の管径とみなして変化したと求めた。 A: 流管断面径[m] D: 配管径[m] Q: 質量流量[kg/s] X: 乾き度 [-] C: 二相流損失係数 (Chabaudin の式) [-] P: 圧力 [Pa] P_{sat}: 飽和蒸気圧 [Pa] P₀: 相対圧力 [Pa] V: オリフィス流速 [m/s] W: 相対湿度 [g/kg] Z: 相対湿度 (文庫1) [Pa]</p> <p>文庫 1: 管網データの流管径法, 日本機械学会, pp. 54-100 2: 気液2相流のトランプ</p> </div> <div style="width: 50%;"> <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> </div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">別紙-③</p> <p style="text-align: center;">バイパスオリフィス通過流量評価</p> <p>オリフィス孔を通過するものは、その入口では水相状態であるが、圧力降下によって圧力が低下し、その圧力における飽和蒸気圧の温度に匹敵した点から、一部が蒸発して気液二相流になる。計算では、水相または二相流となるを判断して、圧力損失計算に用いる水相相違、二相流で扱い得る。</p> <p>1. 計算の考え方 オリフィス通過時の圧力損失 $\Delta P_f = \phi_c \cdot \frac{\rho_1 V^2}{2D^5 A^2} \quad (1)$ 損失係数は、オリフィスの形状と、上流配管との径比等から求める(文庫1)。 $\phi_c = \phi_1 + \phi_2 = 0.5 \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right) + 1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \quad (2)$ 二相流損失係数ϕ_{2c} (水相相違の場合) (1)(文庫2) $\phi_{2c} = \phi_c \left(1 - \alpha^2 \right)^{1/2} + \phi_1 \left(1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2} \right) + \phi_2 \left(\frac{1-X}{X} \right)^{1/2} \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right) \quad (3)$ 出口圧力 $P_{out} = P_c - \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (4)$ 各段の配管圧降は、管径の異なるが接続するところから最初の管径とみなして変化したと求めた。 A: 流管断面径[m] D: 配管径[m] Q: 質量流量[kg/s] X: 乾き度 [-] C: 二相流損失係数 (Chabaudin の式) [-] P: 圧力 [Pa] P_{sat}: 飽和蒸気圧 [Pa] P₀: 相対圧力 [Pa] V: オリフィス流速 [m/s] W: 相対湿度 [g/kg] Z: 相対湿度 (文庫1) [Pa]</p> <p>文庫 1: 管網データの流管径法, 日本機械学会, pp. 54-100 2: 気液2相流のトランプ</p> </div> <div style="width: 50%;"> <p style="text-align: center;">図1 計算モデル</p> </div> </div>	<p>相違理由</p>

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

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由										
<p>【該当する資料無し】</p>	<p>別紙-5</p> <p>漏えい量評価方法の妥当性確認に用いた <u>RCPシールフルスケールモックアップによる実証試験の概要</u></p> <p>泊3号炉で使用している国産シールと基本的構造が同じ試験装置を使用し、SBO時を模擬した試験条件で実施された。</p> <p>[実証試験の概要]</p> <p>① 実施日 : 2001年1月18日 ② 実施場所 : 三菱重工業株式会社 高砂研究所 ③ 試験装置 : RCPフルスケールモックアップ ④ 系統構成 : 国産シールの系統構成を模擬 ⑤ 試験方法 : RCPシール部の温度圧力条件を、通常運転時の状態から、SBO時の過渡条件を模擬して推移させ、試験装置シール部からの漏えい量を計測する。 RCPはSBO発生と同時に停止 (コストダウンを模擬) する。</p> <p>試験条件</p> <table border="1" data-bbox="1064 595 1561 1034"> <tr> <td>圧力</td> <td>170kg/cm²からステップ状に降下させる 入口圧力 (kg/cm²)</td> </tr> <tr> <td>温度</td> <td>300℃ (一定)</td> </tr> <tr> <td>試験時間</td> <td>8時間</td> </tr> <tr> <td>Oリング</td> <td>耐熱Oリング</td> </tr> <tr> <td>バypass</td> <td>有り</td> </tr> </table> <p>試験装置外観写真</p>  <p>試験結果</p> 	圧力	170kg/cm ² からステップ状に降下させる 入口圧力 (kg/cm ²)	温度	300℃ (一定)	試験時間	8時間	Oリング	耐熱Oリング	バypass	有り	<p>※泊はヒアリング時のコメントを受けて実証試験の概要について追記</p>
圧力	170kg/cm ² からステップ状に降下させる 入口圧力 (kg/cm ²)											
温度	300℃ (一定)											
試験時間	8時間											
Oリング	耐熱Oリング											
バypass	有り											

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

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【該当する資料無し】</p>	<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>耐熱 Oリングの開発 1988年のNRCからのSBOに対する耐力要求※により、国内にて「技術研究組合原子力用次世代機器開発研究所(ANERI)」にて、耐熱Oリングを開発。耐熱Oリング単体耐力試験、耐熱OリングRCPシール組込み検証試験を経て実用化。</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>※REGULATORY GUIDE 1.155 STATION BLACKOUT</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>耐熱Oリング採用によるSBO時耐力向上 SBOにおいて軸シール部の冷却が喪失する場合、軸シール部分は高温のRCS水にさらされることとなる。軸シールを構成する部品間からの漏れを制限するため、Oリングが各所に設置されているが、従来型軸シールに組み込まれたOリングは高温環境下での耐力が低く、ある程度の時間がたつと、Oリング部分から漏洩が始まり、過大漏洩となる。改良型軸シールでは、高温環境に対する耐力を向上させた耐熱Oリングを採用し、シールできる時間を伸ばしたことで、シール全体としてのSBO時耐力向上を図っている。(赤色部がOリング)</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>No.1シール特性の安定化 No.1シールの駆動部材であるフェースプレート材料を変更し、また大型化することで、外乱に対する摺動部分の変形量が低減され、シールリーク量が不安定になる事象を防止して特性の安定化を図っている。</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>泊3号機に建設時より採用されている 三菱製改良型軸シール</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>三菱製従来型軸シール</p> </div>  </div> <td data-bbox="1966 167 2130 1457"> <p>※泊はヒアリング時のコメントを受けてRCPシールの特徴について追記</p> </td>	<p>※泊はヒアリング時のコメントを受けてRCPシールの特徴について追記</p>