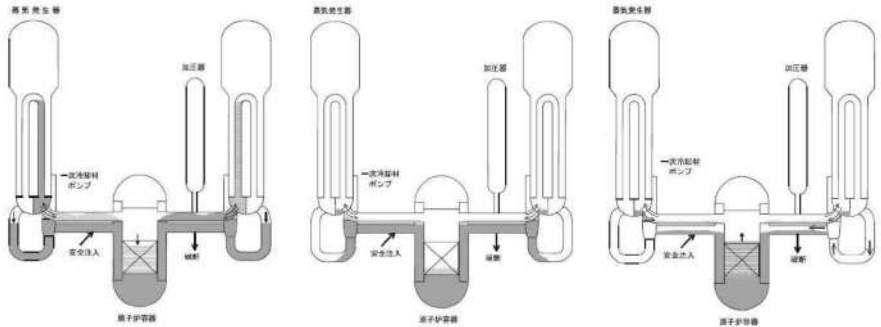
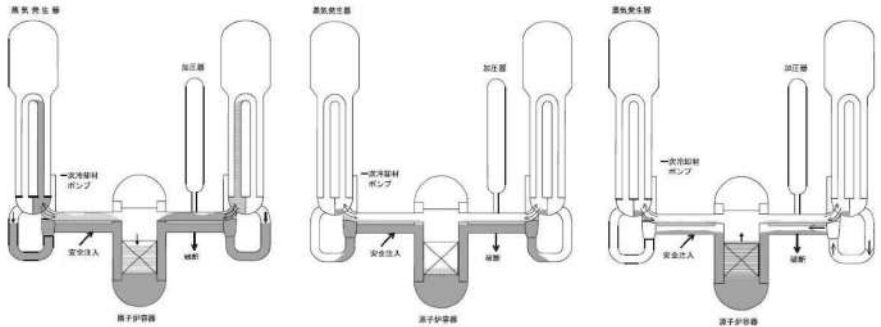


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.11 RCP シール部からの漏えい量による炉心露出への影響）

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 2.2.11</p> <p style="text-align: center;">RCPシール部からの漏えい量による炉心露出への影響</p> <p>一般的に1次冷却材の漏えい量が大きくなると、1次冷却材の保有水量が早期に減少するため炉心露出の観点で厳しくなる。</p> <p>小破断LOCAでは約4インチ～6インチ相当で、燃料被覆管温度が最も高くなる現象が見られる。これはループシール<sup>※</sup>により炉心が露出し、燃料被覆管温度が増加する現象が生じるためである。また、これよりも破断サイズが増加すると蓄圧注入等の注水が早まることにより、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>これに対しRCPシールLOCAでの破断流量約109m<sup>3</sup>/hは、破断サイズがRCP4台分合計で約1.1インチ相当の漏えいであり、この領域ではループシールによる炉心露出が発生することはないため、RCPシール部からの漏えい量が大きい方が早期に炉心露出する想定となり保守的な設定となる。</p> <p>※ループシール：漏えいにより1次冷却材が流出する過程で蒸気発生器出口側配管に水が残りに、シールが形成されることにより、炉心で発生した蒸気が破断口から抜けず、炉心水位が低下する現象。（下図参照）</p>  <p>○炉心露出開始          (蒸気発生器出口側配管の水位低下)          炉心からの蒸気が1次冷却系の炉心より上に蓄積することにより炉心が露出開始する。</p> <p>○ループシールによる炉心露出          炉心発生蒸気は蒸気発生器伝熱管下降側及び蒸気発生器出口側配管に残存する水により破断口から抜けず、炉心水位が低下する。</p> <p>○ループシール解除による炉心水位回復          蒸気発生器伝熱管出口配管及び低温側配管の残水が破断口から流出し、低温側配管の破断口から蒸気が流出するようになるとループシール解除し炉心水位が回復する。</p> <p style="text-align: center;">図 ループシールについて</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.11</p> <p style="text-align: center;">RCPシール部からの漏えい量による炉心露出への影響</p> <p>一般的に1次冷却材の漏えい量が大きくなると、1次冷却材の保有水量が早期に減少するため炉心露出の観点で厳しくなる。</p> <p>小破断LOCAでは約4～6インチ相当で、燃料被覆管温度が最も高くなる現象が見られる。これはループシール<sup>※</sup>により炉心が露出し、燃料被覆管温度が増加する現象が生じるためである。また、これよりも破断サイズが増加すると蓄圧注入等の注水が早まることにより燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>これに対しRCPシールLOCAでの破断流量約109m<sup>3</sup>/hは、破断サイズがRCP3台分合計で約1.1インチ相当の漏えいであり、この領域ではループシールによる炉心露出が発生することはないため、RCPシールからの漏えい量が大きい方が早期に炉心露出する想定となり、保守的な設定となる。</p> <p>※ループシール：漏えいにより1次冷却材が流出する過程で蒸気発生器出口側配管に水が残りに、シールが形成されることにより、炉心で発生した蒸気が破断口から抜けず、炉心水位が低下する現象。（下図参照）</p>  <p>○炉心露出開始          (蒸気発生器出口側配管の水位低下)          炉心からの蒸気が1次冷却系の炉心より上に蓄積することにより炉心が露出開始する。</p> <p>○ループシールによる炉心露出          炉心発生蒸気は蒸気発生器伝熱管下降側及び蒸気発生器出口側配管に残存する水により破断口から抜けず、炉心水位が低下する。</p> <p>○ループシール解除による炉心水位回復          蒸気発生器伝熱管出口配管及び低温側配管の残水が破断口から流出し、低温側配管の破断口から蒸気が流出するようになるとループシール解除し炉心水位が回復する。</p> <p style="text-align: center;">図 ループシールについて</p>	<p style="text-align: center;">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 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

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 2.2.12</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について</p> <p>1. 有効性評価における初期条件設定</p> <p>重大事故等対策の有効性評価において、蓄圧タンク圧力及び保有水量の初期条件として、蓄圧注入に期待する全ての事故シーケンスにおいて以下の設定としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 初期圧力（最低保持圧力）：4.04MPa [gage]</li> <li>・ 初期保有水量（最低保有水量）：26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）</li> </ul> <p>2. 条件設定</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水については、LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次冷却系注水を期待する事象及び全交流動力電源喪失事象等1次冷却系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象に分類でき、それぞれ以下の考え方をもとに設定している。</p> <p>（1）大破断LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次冷却系注水を期待する事象</p> <p>a. 初期圧力</p> <p>蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次冷却系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。</p> <p>b. 初期保有水量</p> <p>炉心への注水量が少なくなり、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなるよう「最低保有水量」としている。</p> <p>（2）全交流動力電源喪失事象等1次冷却系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象</p> <p>a. 初期圧力</p> <p>蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次冷却系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。</p> <p>b. 初期保有水量</p> <p>最低保有水量とした場合、初期の気相部体積が大きくなることに伴い、蓄圧注入開始から、出口弁閉止圧力にて注入停止するまでに1次冷却系へ注水される水量は初期保有水量が多い場合よりもわずかに多くなり厳しい条件とならないが、蓄圧タンクの最高及び最低初期保有水量を考慮した場合の注水量に与える影響は別紙1に示すとおりであり、炉心露出又は燃料被覆管温度1,200℃に対して十分な余裕があることから、標準的に「最低初期保有水量」としている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.12</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について</p> <p>1. 有効性評価における初期条件設定</p> <p>重大事故等対策の有効性評価において、蓄圧タンク圧力及び保有水量の初期条件として、蓄圧注入に期待する全ての事故シーケンスにおいて以下の設定としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 初期圧力（最低保持圧力）：4.04MPa [gage]</li> <li>・ 初期保有水量（最低保有水量）：29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）</li> </ul> <p>2. 条件設定</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水については、LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次冷却系注水を期待する事象及び全交流動力電源喪失事象等1次冷却系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象に分類でき、それぞれ以下の考え方をもとに設定している。</p> <p>a. 大破断LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次冷却系注水を期待する事象</p> <p>(a) 初期圧力</p> <p>蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次冷却系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。</p> <p>(b) 初期保有水量</p> <p>炉心への注水量が少なくなり、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなるよう「最低保有水量」としている。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失事象等1次系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象</p> <p>(a) 初期圧力</p> <p>蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次冷却系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。</p> <p>(b) 初期保有水量</p> <p>最低保有水量とした場合、初期の気相部体積が大きくなることに伴い、蓄圧注入開始から、出口弁閉止圧力にて注入停止するまでに1次冷却系へ注水される水量は初期保有水量が多い場合よりもわずかに多くなり厳しい条件とならないが、蓄圧タンクの最高及び最低初期保有水量を考慮した場合の注水量に与える影響は、別紙1に示すとおりであり、炉心露出又は燃料被覆管温度1,200℃に対して十分な余裕があることから、標準的に「最低初期保有水量」としている。</p>	<p style="text-align: center;">設計の相違</p>

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

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1)</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時における蓄圧タンク初期保有水量の差異による影響検討</p> <p>1. はじめに 蓄圧タンクの初期条件設定として標準的に採用している「最低保有水量」とした場合、「最高保有水量」とした場合を比較すると、「最低保有水量」とした方が注水量はわずかに多くなり、「最低保有水量」の設定が必ずしも保守的とはならないことから、その影響について「全交流動力電源喪失」を対象に考察した。</p> <p>2. 影響確認 (1) RCPシールLOCAが発生する場合 RCPシールLOCAが発生する場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては4基合計で約4m<sup>3</sup>の差異が考えられる。しかし、図1及び図2に示す1次冷却系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるとおり、蓄圧注入開始時点（事象発生後約40分：約158t）から蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後70分：約174t）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次冷却系保有水量は、その後の安定状態に至る時点の1次冷却系保有水量（約96t）に対して十分余裕がある。</p> <p>(2) RCPシールLOCAが発生しない場合 RCPシールLOCAが発生しない場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては4基合計で約6m<sup>3</sup>の差異が考えられる。しかし、図3及び図4に示す1次冷却系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるとおり、蓄圧注入開始時点（事象発生後約63分：約233t）から蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後約24時間：約197t）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次冷却系保有水量は、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態到達時点の1次冷却系保有水量（約96t）に対して十分余裕がある。</p> <p>3. 確認結果 RCPシールLOCAが発生する場合については、安定状態維持時点の1次冷却系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次冷却系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。 RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態維持時点の1次冷却系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次冷却系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。</p>	<p style="text-align: center;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時における蓄圧タンク初期保有水量の差異による影響検討</p> <p>1. はじめに 蓄圧タンクの初期条件設定として標準的に採用している「最低保有水量」とした場合、「最高保有水量」とした場合と比較すると、「最低保有水量」とした方が注水量がわずかに多くなり、「最低保有水量」の設定が必ずしも保守的とはならないことから、その影響について「全交流動力電源喪失」を対象に考察した。</p> <p>2. 影響確認 a. RCPシールLOCAが発生する場合 RCPシールLOCAが発生する場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては、3基合計で約5[m<sup>3</sup>]の注水量の差異が考えられる。しかし、図1及び図2に示すとおり、1次冷却系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるとおり、蓄圧注入開始時点（事象発生後約39分：約121[t]）から蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後70分：約120[t]）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次冷却系保有水量は、その後の安定状態に至る時点の1次冷却系保有水量（約78[t]）に対して十分余裕がある。</p> <p>B. RCPシールLOCAが発生しない場合 RCPシールLOCAが発生しない場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては、3基合計で約8[m<sup>3</sup>]の注水量の差異が考えられる。しかし、図3及び図4に示すとおり、1次冷却系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるように、蓄圧注入開始時点（事象発生後約60分：約191[t]）から、蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後約26時間：約208[t]）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次冷却系保有水量は、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態到達時点の1次冷却系保有水量（約78[t]）に対して十分余裕がある。</p> <p>3. 確認結果 RCPシールLOCAが発生する場合については、安定状態維持時点の1次冷却系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次冷却系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。 RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態維持時点の1次冷却系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次冷却系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。</p>	<p>設計の相違</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 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 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>図2 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>図2 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 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 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4 漏えい量と注水量の推移（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 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

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 style="text-align: center;">蓄圧タンク内の圧力変化に伴う注水量の差異について</p> <p>蓄圧タンク内の圧力変化は、窒素ガスの膨張に伴い、以下の式で求められる。</p> $P_1 \times V_1^\gamma = P \times V_T^\gamma$ <p>ただし、  <math>P_1</math>：初期圧力 (Mpa[abs])  <math>V_1</math>：初期気相部体積 (m<sup>3</sup>)  <span style="color: red;">11.3m<sup>3</sup></span> (最低保有水量 (1基あたり))  <span style="color: red;">10.1m<sup>3</sup></span> (最高保有水量 (1基あたり))  <math>P</math>：蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力 (Mpa[abs])  <math>V_T</math>：蓄圧タンク出口弁閉止時の気相体積 (m<sup>3</sup>)  <math>\gamma</math>：ポリトロープ指数                      1.0：等温変化時                      1.4：断熱変化時                      蓄圧タンク容量 (1基あたり)：<span style="color: red;">38.2m<sup>3</sup></span>                      最低保有水量 (1基あたり)：<span style="color: red;">26.9 m<sup>3</sup></span>                      最高保有水量 (1基あたり)：<span style="color: red;">28.1 m<sup>3</sup></span>                      初期圧力：4.04 (Mpa[gage])                      蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力                      : 1.7Mpa[gage] (全交流動力電源喪失)                      : 0.6Mpa[gage] (ECCS注水機能喪失)、格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) とする。</p> <p>上記評価式より、全交流動力電源喪失等、1次冷却系自然循環冷却を阻害するガスの混入を防止するため、圧力変化で蓄圧注入を停止する事象に対して、以下の通り注水量に対する影響がある。</p> <p>① 全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAが発生する場合)                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約<span style="color: red;">1m<sup>3</sup></span>となり、<span style="color: red;">4基</span>合計で約<span style="color: red;">4m<sup>3</sup></span>となる。</p> <p>② 全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAが発生しない場合)                      事象進展が遅いことから、等温変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約<span style="color: red;">1.6m<sup>3</sup></span>となり、<span style="color: red;">4基</span>合計で約<span style="color: red;">6m<sup>3</sup></span>となる。</p>	<p style="text-align: center;">(別紙2)</p> <p style="text-align: center;">蓄圧タンク内の圧力変化に伴う注水量の差異について</p> <p>蓄圧タンク内の圧力変化は、窒素ガスの膨張に伴い、以下の式で求められる。</p> $P_1 \times V_1^\gamma = P \times V_T^\gamma$ <p>ただし、  <math>P_1</math>：初期圧力 (MPa[abs])  <math>V_1</math>：初期気相部体積 (m<sup>3</sup>)  <span style="color: red;">12.0m<sup>3</sup></span> (最低保有水量 (1基あたり))  <span style="color: red;">10.0m<sup>3</sup></span> (最高保有水量 (1基あたり))  <math>P</math>：蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力 (MPa[abs])  <math>V_T</math>：蓄圧タンク出口弁閉止時の気相体積 (m<sup>3</sup>)  <math>\gamma</math>：ポリトロープ指数                      1.0：等温変化時                      1.4：断熱変化時                      蓄圧タンク容積 (1基あたり)：<span style="color: red;">41.0m<sup>3</sup></span>                      最低保有水量 (1基あたり)：<span style="color: red;">29.0m<sup>3</sup></span>                      最高保有水量 (1基あたり)：<span style="color: red;">31.0m<sup>3</sup></span>                      初期圧力：4.04MPa[gage]                      蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力                      : 1.7MPa[gage] (全交流動力電源喪失)                      : 0.6MPa[gage] (ECCS注水機能喪失)、格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) とする。</p> <p>上記評価式より、全交流動力電源喪失事象等、1次冷却系自然循環冷却を阻害するガスの混入を防止するため、圧力変化で蓄圧注入を停止する事象に対して、以下の通りの注水量に対する影響がある。</p> <p>①全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAあり)                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約<span style="color: red;">1.6[m<sup>3</sup>]</span>となり、<span style="color: red;">3基</span>合計で約<span style="color: red;">5[m<sup>3</sup>]</span>となる。</p> <p>②全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAなし)                      事象進展が遅いことから、等温変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約<span style="color: red;">2.6[m<sup>3</sup>]</span>となり、<span style="color: red;">3基</span>合計で約<span style="color: red;">8[m<sup>3</sup>]</span>となる。</p>	<p style="text-align: center;">設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

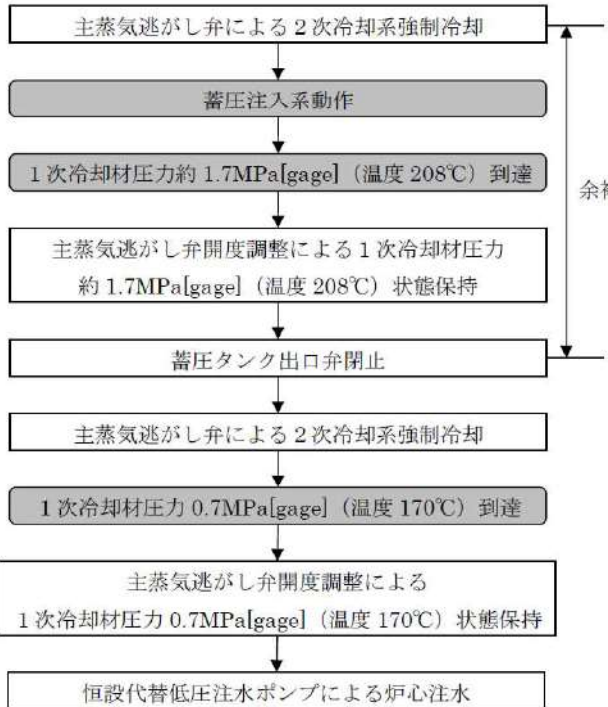
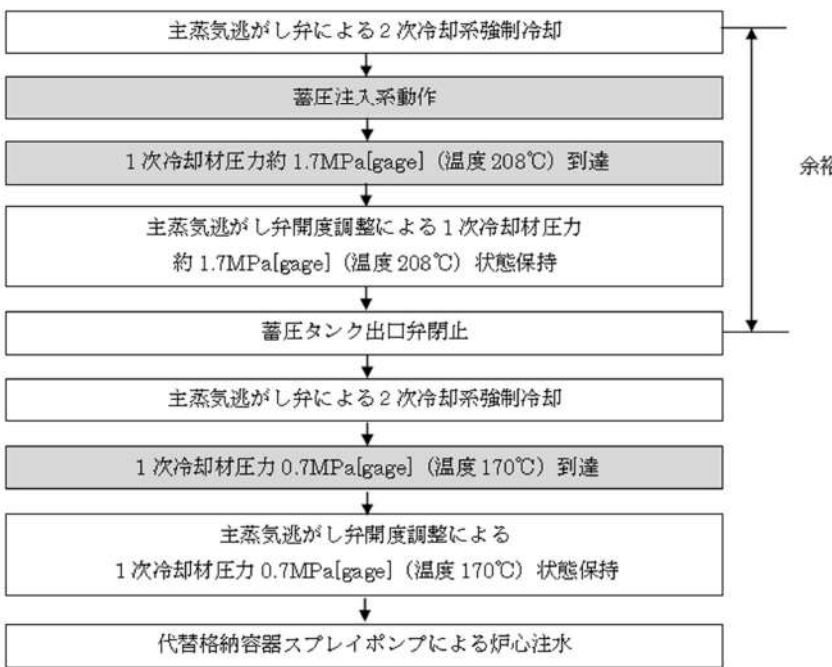
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ ECCS注水機能喪失                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約 1.1[m<sup>3</sup>] となり、3基合計で約 3[m<sup>3</sup>] となる。</p> <p>④ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約 1.1[m<sup>3</sup>] となり、4基合計で約 4[m<sup>3</sup>] となる。</p>	<p>③ECCS注水機能喪失                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約 3.4[m<sup>3</sup>] となり、2基合計で約 7 [m<sup>3</sup>] となる。</p> <p>④格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）                      比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約 3.4[m<sup>3</sup>] となり、3基合計で約 10[m<sup>3</sup>] となる。</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）

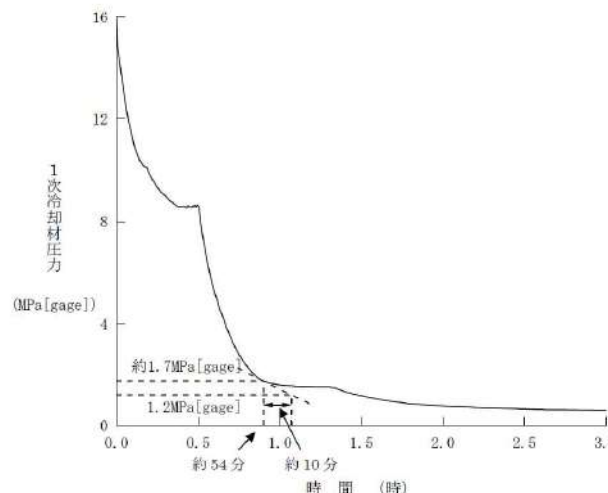
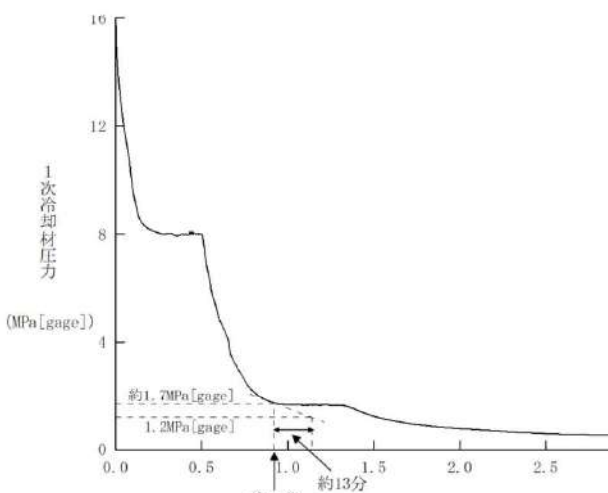
7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について）

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 2.2.14</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について</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）の事故シナリオでは、2次冷却系強制冷却による自然循環冷却に期待しており、自然循環の妨げとなる窒素が1次冷却系に混入することを防止するため、下記フローに示す手順としている。</p> <p>そのうち蓄圧タンク出口弁閉止の操作については、以下の余裕を有して約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としており、確実に閉止できることから炉心損傷防止が可能である。なお、LOCA時に高圧注入系による注水が失敗する場合等、自然循環冷却に期待できず炉心保有水を維持する必要がある場合は蓄圧タンクの保有水をできる限り利用する観点から、0.6MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としている。</p> 	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.13</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について</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）の事故シナリオでは、2次冷却系強制冷却による自然循環冷却に期待しており、自然循環の妨げとなる窒素が1次冷却系に混入することを防止するため、下記フローに示す手順としている。</p> <p>そのうち蓄圧タンク出口弁閉止の操作については、以下の余裕を有して約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としており、確実に閉止できることから炉心損傷防止が可能である。なお、LOCA時に高圧注入系による注水が失敗する場合等、自然循環冷却に期待できず炉心保有水を維持する必要がある場合は蓄圧タンクの保有水をできる限り利用する観点から、0.6MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としている。</p> 	<p>※大阪に合わせて全般修正</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 7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について</p> <p>以下のとおり、蓄圧タンク出口弁を閉止する基準を、余裕をもって設定し、確実に閉止できる運用としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・窒素が流入する際の圧力を、保守的な評価（等温変化を仮定）により高めの約1.2MPa[gage]と求め、さらに不確かさを考慮し0.5MPa を余裕として付加した約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止（隔離）する運用としている。</li> <li>・なお、1次冷却材圧力及び温度が低下し、約1.1MPa[gage]の蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系に一定量混入したとしても、自然循環を阻害しないことを既往の試験結果に基づき評価している（参考1参照）</li> </ul> <p>仮に約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止せず、主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を継続したとしても、以下のとおり運転員が対処することは可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・蓄圧タンク出口弁は電動弁であり、中央制御室から速やかに閉止することが可能</li> <li>・図1のとおり、1次冷却材圧力が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]に到達するまでの時間を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<b>10分程度</b>は確保できる。</li> </ul>  <p>図1 1次冷却材圧力の推移（蓄圧タンク出口弁閉止操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>2. 蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について</p> <p>以下のとおり、蓄圧タンク出口弁を閉止する基準を、余裕をもって設定し、確実に閉止できる運用としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・窒素が流入する際の圧力を、保守的な評価（等温変化を仮定）により高めの約1.2MPa[gage]と求め、さらに不確かさを考慮し0.5MPa を余裕として付加した約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止（隔離）する運用としている。</li> <li>・なお、1次冷却材圧力及び温度が低下し、約1.1MPa[gage]の蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系に一定量混入したとしても、自然循環を阻害しないことを既往の試験結果に基づき評価している（参考1参照）</li> </ul> <p>仮に約1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止せず、主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を継続したとしても、以下のとおり運転員が対処することは可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・蓄圧タンク出口弁は電動弁であり、中央制御室から速やかに閉止することが可能</li> <li>・図1のとおり、1次冷却材圧力が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]に到達するまでの時間を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<b>約13分</b>は確保できる。</li> </ul>  <p>図1 1次冷却材圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【参考1】過去実験の知見を踏まえた実機での自然循環の成立性について</p> <p>1. 過去の実験</p> <p>1次冷却系へ窒素ガスが注入された場合の自然循環への影響について、過去に実験が行われており、蒸気発生器伝熱管内体積 0.063m<sup>3</sup> に対し窒素ガスを約 100NL 注入した場合でも自然循環が成立していることを確認している*。</p> <p>※過去の実験での自然循環成立確認条件：蒸気発生器内体積 0.063m<sup>3</sup> に対し窒素ガスを約 100NL 注入</p> <p>2. 大飯3, 4号炉での自然影響評価</p> <p>大飯3, 4号炉で、1次冷却材圧力が 1.2Mpa[gage]まで低下した場合でも自然循環に影響のないことを、上記実験結果を踏まえ、以下のとおり確認している（参考図1参照）。</p> <p>(1) 実験結果を踏まえた大飯3, 4号炉の窒素ガス注入量</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・蒸気発生器伝熱管体積</li> <li>①実験 : 0.063m<sup>3</sup></li> <li>②大飯3, 4号炉 : 約 23.1m<sup>3</sup>/基×4 基=約 92m<sup>3</sup></li> <li>・実験で注入された窒素ガスの約 1,460 倍 (=②÷①) が、大飯3, 4号炉における窒素ガス注入量相当</li> <li>③100NL×1,460=146m<sup>3</sup> @大気圧 (約 0.1Mpa[abs])</li> </ul> <p>(2) 蓄圧タンクから窒素ガスが放出される場合の窒素ガス体積</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・大飯3, 4号炉の窒素ガスが放出される圧力</li> <li>約 1.2Mpa[gage] (=約 1.3Mpa[abs])</li> <li>・上記圧力下における窒素ガス体積</li> <li>④ 146m<sup>3</sup> (③) × (0.1Mpa[abs]÷1.3Mpa[abs])</li> <li>=約 11.2m<sup>3</sup> @1.3Mpa[abs]</li> </ul> <p>(3) 自然循環が成立する1次冷却材圧力</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・大飯3, 4号炉の蓄圧タンク体積：約 38m<sup>3</sup>/基</li> <li>・④の窒素ガスが蓄圧タンクより放出される際の1次冷却材圧力</li> <li>⑤ 1.3Mpa[abs] × (38m<sup>3</sup>×4 基) = P × (38m<sup>3</sup>×4 基+11.2m<sup>3</sup>)</li> <li>⑥ P=1.2Mpa[abs]=1.1Mpa[gage]</li> </ul> <p>※：非凝縮性ガス存在下での蒸気発生器伝熱管内自然循環熱特性 内海ら（三菱重工）、日本混相流学会年会講演会講演論文集（2004年8月）</p>	<p>【参考1】過去実験の知見を踏まえた実機での自然循環の成立性について</p> <p>1. 過去の実験</p> <p>1次冷却系へ窒素ガスが注入された場合の自然循環への影響について、過去に実験が行われており、蒸気発生器伝熱管内体積 0.063m<sup>3</sup> に対し窒素ガスを約 100NL 注入した場合でも自然循環が成立していることを確認している*。</p> <p>※過去の実験での自然循環成立確認条件：蒸気発生器内体積 0.063m<sup>3</sup> に対し窒素ガスを約 100NL 注入</p> <p>2. 泊3号炉での自然循環に対する影響評価</p> <p>泊3号炉で、1次冷却材圧力が 1.2Mpa[gage]まで低下した場合でも自然循環に影響のないことを、上記実験結果を踏まえ、以下のとおり確認している（参考図1参照）。</p> <p>(1) 実験結果を踏まえた泊3号炉の窒素ガス注入量</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・蒸気発生器伝熱管体積</li> <li>①実験 : 0.063m<sup>3</sup></li> <li>②泊3号炉 : 約 24m<sup>3</sup>/基×3 基=約 72m<sup>3</sup></li> <li>・実験で注入された窒素ガスの約 1,143 倍 (=②÷①) が、泊3号炉における窒素ガス注入量相当</li> <li>③100NL×1,143=114.3m<sup>3</sup> @大気圧 (約 0.1Mpa[abs])</li> </ul> <p>(2) 蓄圧タンクから窒素ガスが放出される場合の窒素ガス体積</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊3号炉の窒素ガスが放出される圧力</li> <li>約 1.2Mpa[gage] (=約 1.3Mpa[abs])</li> <li>・上記圧力下における窒素ガス体積</li> <li>④ 114.3m<sup>3</sup> (③) × (0.1Mpa[abs]÷1.3Mpa[abs])</li> <li>=約 8.8m<sup>3</sup> @1.3Mpa[abs]</li> </ul> <p>(3) 自然循環が成立する1次冷却材圧力</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊3号炉の蓄圧タンク体積：約 41m<sup>3</sup>/基</li> <li>・④の窒素ガスが蓄圧タンクより放出される際の1次冷却材圧力</li> <li>⑤ 1.3Mpa[abs] × (41m<sup>3</sup>×3 基) = P × (41m<sup>3</sup>×3 基+8.8m<sup>3</sup>)</li> <li>⑥ P=1.2Mpa[abs]=1.1Mpa[gage]</li> </ul> <p>※：非凝縮性ガス存在下での蒸気発生器伝熱管内自然循環熱特性 内海ら（三菱重工）、日本混相流学会年会講演会講演論文集（2004年8月）</p>	<p>設計の相違</p>

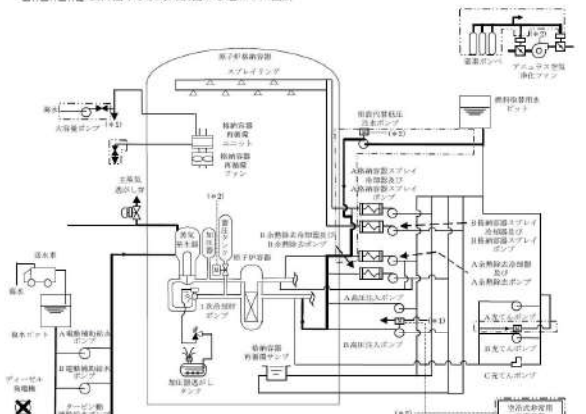
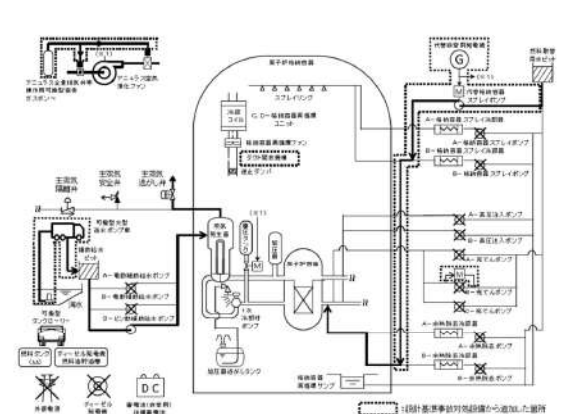
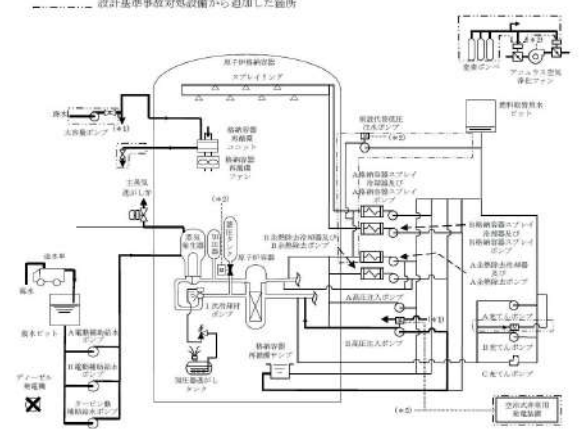
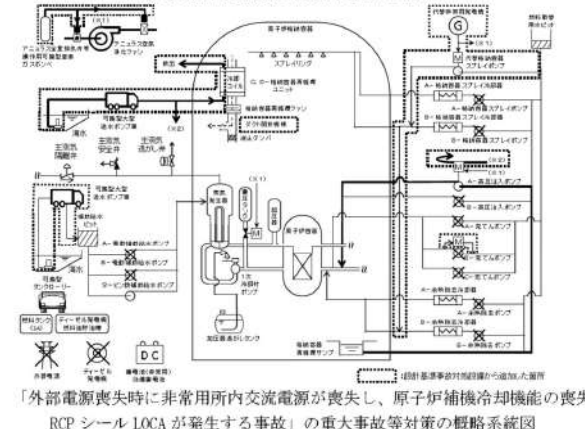
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>過去の実験</p> <p>①蒸気発生器内体積：0.063m<sup>3</sup></p> <p>②蒸気発生器伝熱管：92m<sup>2</sup></p> <p>1.460倍 (=92/0.063)</p> <p>窒素ガス流入量：100NL@0.1MPa[abs]</p> <p>③窒素ガス流入量：100NL×1.460=146m<sup>3</sup></p> <p>・窒素ガス放出時圧力：1.2MPa[gage] (1.3MPa[abs])</p> <p>④窒素ガス体積：146m<sup>3</sup>×0.1MPa/1.3MPa=11.2m<sup>3</sup></p> <p>N<sub>2</sub>有 P MPa[abs] 58m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 P MPa[abs] 38m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 P MPa[abs] 38m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 P MPa[abs] 38m<sup>3</sup></p> <p>N<sub>2</sub>有 1.3MPa[abs] 38m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 1.3MPa[abs] 38m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 1.3MPa[abs] 38m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>有 1.3MPa[abs] 38m<sup>3</sup></p> <p>RCS ~ RCS ~ RCS ~ RCS ~ RCS ~ RCS ~ RCS ~ RCS ~</p> <p><math>P \text{ MPa[abs]} \times (38\text{m}^3 \times 4 + 11.2\text{m}^3) = 1.3\text{MPa[abs]} \times (38\text{m}^3 \times 4)</math>  <math>P \text{ MPa[abs]} = 1.2\text{MPa[abs]} = 1.1\text{MPa[gage]} &lt; 1.2\text{MPa[gage]}</math></p> <p>参考図1 蓄圧注入からの窒素注入による自然循環への影響</p>	<p>過去の実験</p> <p>①蒸気発生器伝熱管内体積：0.063m<sup>3</sup></p> <p>②蒸気発生器伝熱管：72m<sup>2</sup></p> <p>1.143倍 (=72/0.063)</p> <p>・窒素ガス注入量：100NL@0.1MPa[abs]</p> <p>③窒素ガス注入量：100NL×1.143=114.3m<sup>3</sup></p> <p>・窒素ガス放出時圧力：1.2MPa[gage] (1.3MPa[abs])</p> <p>④窒素ガス体積：114.3m<sup>3</sup>×0.1MPa/1.3MPa=8.8m<sup>3</sup></p> <p>H<sub>2</sub>O有 P MPa[abs] 41m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O有 P MPa[abs] 41m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O有 P MPa[abs] 41m<sup>3</sup></p> <p>RCS ~ RCS ~ RCS ~</p> <p><math>P \text{ MPa[abs]} \times (41\text{m}^3 \times 3 + 8.8\text{m}^3) = 1.3\text{MPa[abs]} \times (41\text{m}^3 \times 3) \Rightarrow P = 1.2\text{MPa[abs]} = 1.1\text{MPa[gage]} &lt; 1.2\text{MPa[gage]}</math></p> <p>参考図1 蓄圧注入からの窒素注入による自然循環への影響</p>	
<p>参考図2 実験体系（窒素ガスの自然循環への影響確認）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 炉心</li> <li>② 熱水発生器</li> <li>③ 熱水発生器ヒーター</li> <li>④ ホットレダ</li> <li>⑤ クロスオーバーレダ</li> <li>⑥ 循環ポンプ</li> <li>⑦ コールドレダ</li> <li>⑧ 加圧器</li> <li>⑨ 加圧器ヒーター</li> <li>⑩ 加圧器サージ配管</li> <li>⑪ 一次系給水配管</li> <li>⑫ 蓄圧器</li> <li>⑬ 蓄圧注水配管</li> <li>⑭ 高圧注水配管</li> <li>⑮ シリンダー弁</li> <li>⑯ シリンダー弁</li> <li>⑰ 放出配管</li> <li>⑱ 放出流量制限オリフィス</li> <li>⑲ 加圧器スプレー配管</li> <li>⑳ 逆止弁</li> <li>㉑ 窒素供給弁</li> <li>㉒ 蒸気発生器</li> <li>㉓ 蒸気発生器伝熱管</li> <li>㉔ 蒸気発生器給水配管</li> <li>㉕ 蒸気発生器二次系循環配管</li> <li>㉖ 蒸気配管</li> <li>㉗ 一次系弁（仕切弁）</li> </ul>	<p>参考図2 実験体系（窒素ガスの自然循環への影響確認）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 炉心</li> <li>② 熱水発生器</li> <li>③ 熱水発生器ヒーター</li> <li>④ ホットレダ</li> <li>⑤ クロスオーバーレダ</li> <li>⑥ 循環ポンプ</li> <li>⑦ コールドレダ</li> <li>⑧ 加圧器</li> <li>⑨ 加圧器ヒーター</li> <li>⑩ 加圧器サージ配管</li> <li>⑪ 一次系給水配管</li> <li>⑫ 蓄圧器</li> <li>⑬ 蓄圧注水配管</li> <li>⑭ 高圧注水配管</li> <li>⑮ シリンダー弁</li> <li>⑯ シリンダー弁</li> <li>⑰ 放出配管</li> <li>⑱ 放出流量制限オリフィス</li> <li>⑲ 加圧器スプレー配管</li> <li>⑳ 逆止弁</li> <li>㉑ 窒素供給弁</li> <li>㉒ 蒸気発生器</li> <li>㉓ 蒸気発生器伝熱管</li> <li>㉔ 蒸気発生器給水配管</li> <li>㉕ 蒸気発生器二次系循環配管</li> <li>㉖ 蒸気配管</li> <li>㉗ 一次系弁（仕切弁）</li> </ul>	

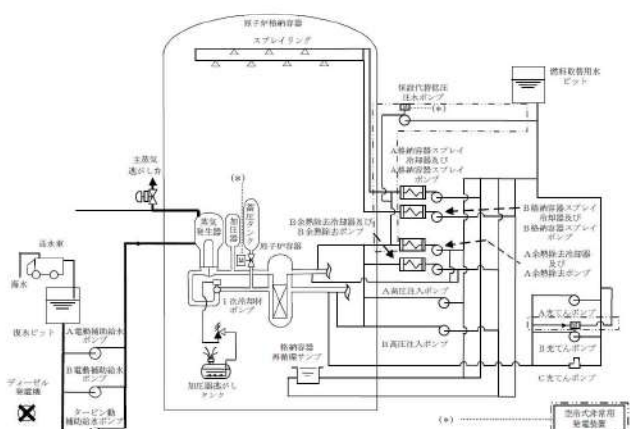
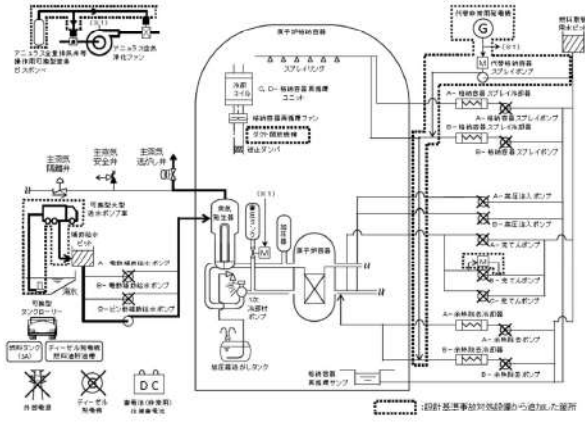
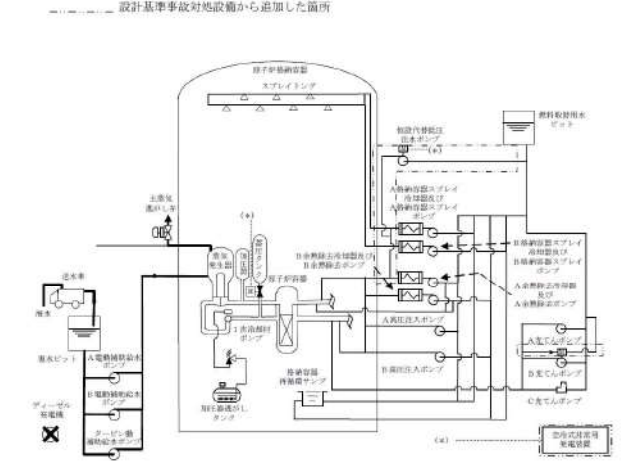
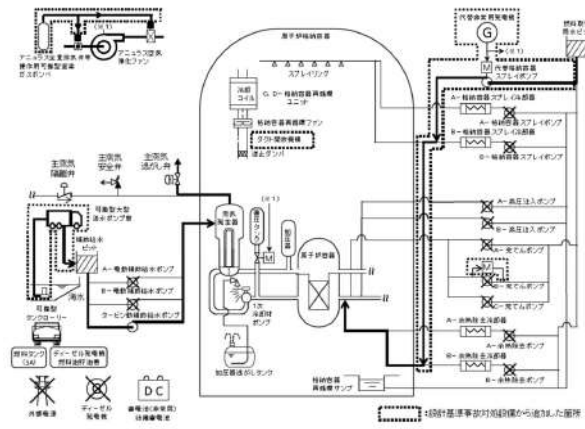
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.14 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

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 2.2.15</p>	<p>添付資料 7.1.2.14</p>	
<p>重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p>	<p>重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p>	
<p>「全交流動力電源喪失」における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」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>	<p>「全交流動力電源喪失」における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」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>	
<p>----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所</p> 		
<p>図1 「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」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>	<p>図1 「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」の重大事故等対策の概略系統図</p>	
<p>----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所</p> 		
<p>図2 「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」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉安定以降の対策）</p>	<p>図2 「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」の重大事故等対策の概略系統図（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（添付資料 7.1.2.14 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、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が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図3 「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」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>	<p>また、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が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図3 「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」の重大事故等対策の概略系統図（2次冷却系強制冷却）</p>	
<p>また、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が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図4 「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」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）（原子炉安定以降の対策）</p>	<p>また、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が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図4 「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」の重大事故等対策の概略系統図（2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水）</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 7.1.2.15 安定状態について①）

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料 2.2.17</p> <p>安定停止状態について①</p> <p>全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA）時の安定停止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0.7MPa(gage)及び温度170℃の保持並びに1次冷却系保有水量維持</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について                  事象発生後30分後から主蒸気速がし弁による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却材圧力0.7MPa(gage)及び温度170℃に到達すれば主蒸気速がし弁開度を調整し、1次冷却材圧力及び温度を保持する。                  第2.2.7図から第2.2.9図の解析結果より、事象発生後約2.2時間後に1時冷却材圧力0.7MPa(gage)及び温度170℃に到達し、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次冷却系保有水量を維持できる。また、第2.2.9図の解析結果より、事象発生後約4時間後に1次冷却系保有水量が安定することから、事象発生後約4時間後を原子炉の安定停止状態とした。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について                  第2.2.26図及び第2.2.27図の解析結果より、事象発生後約81時間後に格納容器雰囲気温度が100℃に到達し、格納容器内自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向となることから、事象発生後約81時間後を原子炉格納容器の安定状態とした。</p> <p>高圧代替再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却による長期安定状態の維持について                  第2.2.26図及び第2.2.27図の解析結果より、事象発生後約59時間後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水から高圧代替再循環運転へ切り替えるとともに、格納容器内自然対流冷却を継続することで、原子炉の安定停止状態及び原子炉格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p>	<p>添付資料 2.3.1.4</p> <p>安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）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：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>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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、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>【安定状態の確立について】                  原子炉安定停止状態の確立について                  原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生24時間以降は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁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）による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>格納容器安定状態の確立について                  炉心冷却を継続し、事象発生から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（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開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。</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>【安定状態の維持について】                  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。また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態維持が可能となる。</p> <p>(添付資料 2.1.1 別紙1)</p>	<p>添付資料 7.1.2.15</p> <p>安定状態について①</p> <p>全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA）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：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>【安定状態の確立について】                  原子炉安定停止状態の確立について                  事象発生後30分後から主蒸気速がし弁による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却材圧力0.7MPa(gage)、温度170℃に到達すれば主蒸気速がし弁開度を調整し、1次冷却材圧力、温度を保持する。                  第7.1.2.7図から第7.1.2.9図の解析結果より、事象発生後約2.2時間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開始することで、1次冷却系保有水量（加圧器水位）を維持することができる。また、第7.1.2.9図の解析結果より約4時間後から1次冷却系保有水（加圧器水位）が安定し、代替格納容器スプレイポンプによる注水継続により、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。その後、燃料取扱用水レベル水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンブ水位（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圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について                  第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図の解析結果より、事象発生後約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達し、格納容器再循環ユニットダクト開放機構作動により格納容器内自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器内温度及び圧力が低下傾向となるため、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>【安定状態の維持について】                  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。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、安定状態維持が可能となる。</p>	<p>記載表現の相違                  （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（添付資料 7.1.2.16 安定状態について②）

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.18</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について②</p> <p>全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失（24 時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：1次冷却材圧力 0.7MPa[gauge]及び温度 170℃の保持並びに1次冷却系保有水量維持</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>事象発生後 30 分後から主蒸気速がし弁による2次冷却系強制冷却を行い、1次冷却材圧力が低下することにより、1次冷却材の漏えい量も減少していく。</p> <p>第2.2.28図の解析結果より、事象発生約25時間後に1次冷却材圧力が0.83MPa[gauge]に到達することでRCP対水戻りライン逃がし弁が閉止し、1次冷却材の漏えいが停止することにより第2.2.30図のとおり1次冷却系保有水量は維持される。</p> <p>第2.2.28図及び第2.2.29図の解析結果より、事象発生約26時間後に1次冷却材圧力0.7MPa及び温度170℃に到達し、高温の停止状態となる。その後も、主蒸気速がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続できることから、事象発生約26時間後を原子炉の安定停止状態とした。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.3.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>全交流動力電源喪失（長期TB）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：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>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格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、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>【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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生24時間以降は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁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）による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から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（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開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。なお、残留熱除去系による格納容器除熱後は、1系統の残留熱除去系により原子炉注水と格納容器除熱を交互に実施する。</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>【安定状態の維持について】</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。また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態維持が可能となる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1 別紙1）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.16</p> <p style="text-align: center;">安定状態について②</p> <p>全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失（24 時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）時の安定状態については、以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <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> </div> <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>事象発生約30分後から主蒸気速がし弁による2次冷却系強制冷却を行い、1次冷却材圧力が低下することにより、1次冷却材漏えい量も減少していく。</p> <p>第7.1.2.28図の解析結果より、事象発生約28時間後に1次冷却材圧力0.83MPa[gauge]にてRCP対水戻りライン逃がし弁からの漏えいが停止することにより第7.1.2.30図のとおり1次冷却系保有水量（加圧器水位）は維持される。</p> <p>第7.1.2.28図及び第7.1.2.29図の解析結果より、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力0.7MPa[gauge]及び温度170℃に到達し、高温の停止状態となる。その後も、主蒸気速がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続でき、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</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り、第7.1.2.28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大値である約0.173MPa[gauge]及び約110℃に比べ厳しくならない。</p> <p>また、原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達した場合、格納容器再循環ユニット開放機構作動により格納容器内自然対流冷却が開始されるため、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向となるため、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>【安定状態の維持について】</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。また、必要により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ことにより、安定状態維持が可能となる。</p>	<p>記載表現の相違（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（添付資料 7.1.2.17 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失））

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2. 2. 19</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 （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>		<p style="text-align: right;">添付資料 7. 1. 2. 17</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 （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交流所内電源が喪失し、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）」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>	













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7.1.2.17 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉	
項目	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視

大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉	
項目	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視

大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉	
項目	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視

大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉		大飯発電所3/4号炉	
項目	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考	備考
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視
運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視	運転員監視

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料7.1.2.17 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失））

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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					
項目	運転条件（運転方針）の相違点	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響

女川原子力発電所2号炉					
項目	運転条件（運転方針）の相違点	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響

泊発電所3号炉					
項目	運転条件（運転方針）の相違点	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響
運転条件	運転条件（運転方針）の相違点 運転条件（運転方針）の相違による影響	運転条件（運転方針）の相違による影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響	相違項目となるパラメータによる影響

相違理由	
相違理由	相違理由









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 7.1.2.18 全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）の感度解析について）

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 2.2.20</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の感度解析について</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）の2次冷却系強制冷却開始時刻の影響を確認するため2次冷却系強制冷却開始時刻を事象発生時の60分後とした感度解析を実施した。</p> <p>2. 影響確認</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図1～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・図1、図2の結果から、2次冷却系強制冷却開始時刻を遅らせることにより圧力挙動に遅れが生じるものの、いずれのケースにおいても安定に至る挙動に大きな差異はない。</li> <li>・図3の結果から、2次冷却系強制冷却開始時刻を遅らせることにより、蓄圧注入、恒設代替低圧注水ポンプによる注水開始時期に遅れが生じるものの、安定に至る挙動に大きな差異はない。</li> <li>・図4の結果から、基本ケース（申請書解析）と同様に、燃料被覆管温度は初期より低下し、24時間時点での燃料被覆管温度の差異はない。</li> </ul> <p>3. 結論</p> <p>2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、主蒸気逃がし弁の操作時間に余裕があり、操作時間余裕として事象発生時の60分程度は確保できることが確認できた。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.18</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の感度解析について</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）の2次冷却系強制冷却開始時刻の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p style="color: green;">感度ケース：2次冷却系強制冷却開始時間【事象発生+30分】⇒【事象発生+60分】</p> <p>2. 影響確認</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図1～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・図1、図2の結果から、2次冷却系強制冷却開始時刻を遅らせることにより、圧力挙動に遅れが生じるものの、いずれのケースにおいても安定に至る挙動に大きな差異はない。</li> <li>・図3の結果から、2次冷却系強制冷却開始時刻を遅らせることにより、蓄圧注入、代替格納容器スプレイポンプによる注水開始時期に遅れが生じるものの、安定に至る挙動に大きな差異はない。</li> <li>・図4の結果から、基本ケース（申請書解析）と同様に、燃料被覆管温度は初期より低下し、24時間時点での燃料被覆管温度の差異はない。</li> </ul> <p>3. 結論</p> <p>2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、主蒸気逃がし弁の操作時間に余裕があり、操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できることが確認できた。</p>	

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.18 全交流動力電源喪失 (RCP シール LOCA が発生する場合) の感度解析について)

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)

表 1 申請書解析と感度解析の主要解析条件・結果の相違

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由
項目	基本ケース (申請書解析)	基本ケース (申請書解析)	感度ケース	
解析コード	M-RELAP5/COCO	M-RELAP5/COCO	(2次冷却系強制冷却開始60分後)	
炉心熱出力 (初期)	100% (3.411MWt) × 1.02	100% (2.652MWt) × 1.02		
1次冷却材圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa[gage]	15.41 + 0.21MPa[gage]		
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1 + 2.2℃	306.6 + 2.2℃		
RCPシール部からの漏えい率 (初期)	約 109m <sup>3</sup> /h (1台当たり)	約 109m <sup>3</sup> /h (1台当たり)		
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)	PP : 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)		
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)		
蓄圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> (1基当たり) (最低保有水量)	26.9m <sup>3</sup> (1基当たり) (最低保有水量)		
恒設代替低圧注水ポンプの 原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h		
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生の30分後	事象発生の30分後	事象発生の60分後	
蓄圧タンク注入	事象発生の約40分後	事象発生の約40分後	事象発生の約69分後	
1次冷却材温度圧力の保持	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa) 到達時 【事象発生の約54分後】	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa) 到達時 【事象発生の約54分後】	【事象発生の約84分後】	
蓄圧タンク出口弁閉止	代替交流電源確立 + 10分 【事象発生の70分後】	代替交流電源確立 + 10分 【事象発生の70分後】	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa) 到達+10分 【事象発生の約94分後】	
2次冷却系強制冷却再開	蓄圧タンク出口弁閉止 + 10分 【事象発生の80分後】	蓄圧タンク出口弁閉止 + 10分 【事象発生の80分後】	【事象発生の約104分後】	
恒設代替低圧注水ポンプ作動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時 【事象発生の約2.2時間後】	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時 【事象発生の約2.2時間後】	【事象発生の約2.6時間後】	

※基本ケース (申請書解析) は、1次冷却材温度約208℃到達【事象発生の約54分後】時点では代替交流電源が確立されていないことから、代替交流電源確立【事象発生の60分後】 + 10分【事象発生の70分後】に蓄圧タンク出口弁閉止としている。しかし、感度解析においては1次冷却材温度約208℃到達【事象発生の約84分後】時点で代替交流電源が確立されていることから、1次冷却材温度約208℃到達+10分【約94分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としている。

表 1 申請書解析と感度解析の主要解析条件・結果の相違

項目	基本ケース (申請書解析)	感度ケース (2次冷却系強制冷却開始60分後)
解析コード	M-RELAP5/COCO	
炉心熱出力 (初期)	100% (2.652MWt) × 1.02	
1次冷却材圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa[gage]	
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6 + 2.2℃	
RCPからの漏えい率 (初期)	約109m <sup>3</sup> /h (1台当たり)	
炉心崩壊熱	PP : 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)	
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	
蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> (1基当たり) (最低保有水量)	
代替格納容器スプレイポンプ の原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	
2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生の30分後	事象発生の60分後
蓄圧タンク注入	事象発生の約39分後	事象発生の約67分後
1次冷却材温度圧力の保持	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa[gage]) 到達時 【事象発生の約55分後】	【事象発生の約82分後】
蓄圧タンク出口弁閉止*	代替交流電源確立 + 10分 【事象発生の70分後】	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa[gage]) 到達 + 10分 【事象発生の約92分後】
2次冷却系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止 + 10分 【事象発生の80分後】	【事象発生の約102分後】
代替格納容器スプレイポンプ 作動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時 【事象発生の約2.2時間後】	【事象発生の約2.4時間後】

※基本ケース (申請書解析) は、1次冷却材温度約208℃到達【約55分後】時点では、代替交流電源が確立されていないことから【60分後】、代替交流電源確立 + 10分【70分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としているが、感度ケースは、1次冷却材温度約208℃到達【約82分後】時点で代替交流電源が確立されていることから、1次冷却材温度約208℃到達 + 10分【約92分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としている。

7.1.2. 全交流動力電源喪失 (添付資料 7.1.2.18 全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAが発生する場合) の感度解析について)

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)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 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>図1 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>図2 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>図2 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>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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 7.1.2.18 全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の感度解析について）

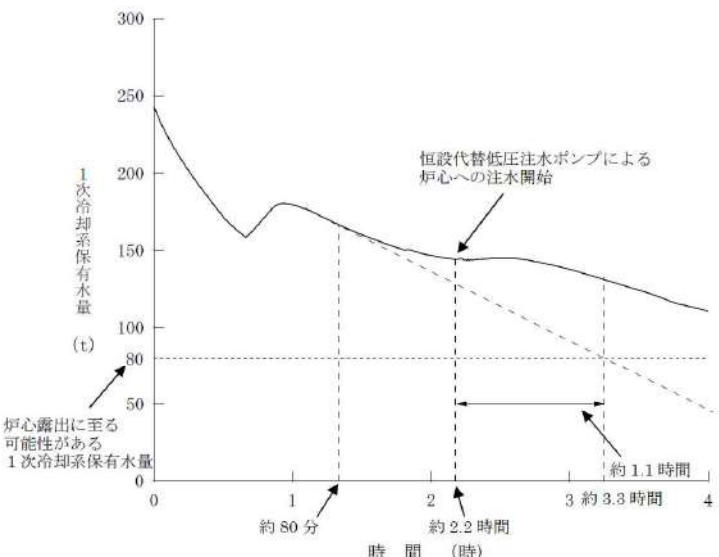
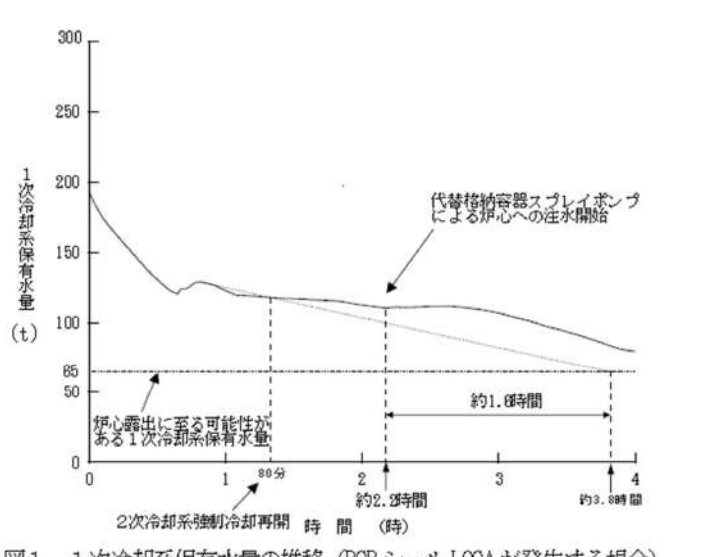
大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 1次冷却系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）                  （主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>図3 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）                  （主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）</p>	
<p>図4 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）                  （主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>図4 1次冷却系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）                  （主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）</p>	

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">感度解析ケース：2次冷却系強制冷却開始時間【事象発生+30分】⇒【事象発生+60分】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p><b>【感度解析ケース】</b> 2次冷却系強制冷却開始時刻に関する主な感度は、蓄圧注入、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始時期の遅れであるが、安定に至る挙動に大きな差異はない</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p><b>【感度解析ケース】</b> 解析条件の変更に伴い操作時間が変更となり、「蓄圧タンク出口弁閉止」の条件が「代替交流電源確立+10分」から「1次冷却材温度 208℃到達+10分」に変更となるが、現行の事故シナリオはすでに両者を満足することとで蓄圧タンク閉止を実施する手順としている。</p> </div> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px; text-align: center;"> <p>結論</p> <p><b>【感度解析ケース】</b> 2次冷却系強制冷却開始時刻が「事象発生+60分」でも炉心損傷が防止でき、主蒸気逃がし弁の操作時間に余裕があることを確認できた。</p> </div> </div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">感度解析ケース：2次冷却系強制冷却開始時間【事象発生+30分】⇒【事象発生+60分】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p><b>【感度ケース】</b> 2次冷却系強制冷却開始時刻に関する主な感度は、蓄圧注入、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始時期の遅れであるが、安定に至る挙動に大きな差異はない</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%; background-color: #ffffcc;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p><b>【感度ケース】</b> 解析条件の変更に伴い操作時間が変更となり、「蓄圧タンク出口弁閉止」の条件が【代替交流電源確立+10分】から【1次冷却材温度約208℃到達+10分】に変更となるが、現行の事故シナリオはすでに両者を満足することとで「蓄圧タンク出口弁閉止」を実施する手順としている</p> </div> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px; background-color: #e0f7fa;"> <p style="text-align: center;">結論</p> <p><b>【感度ケース】</b> ・2次冷却系強制冷却開始時間が【事象発生+60分】でも炉心損傷が防止でき、主蒸気逃がし弁の操作時間に余裕のあることが確認できた</p> </div> </div>	<p style="text-align: center;">図5 感度ケースの解析、手順への影響確認結果</p>

図5 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果

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

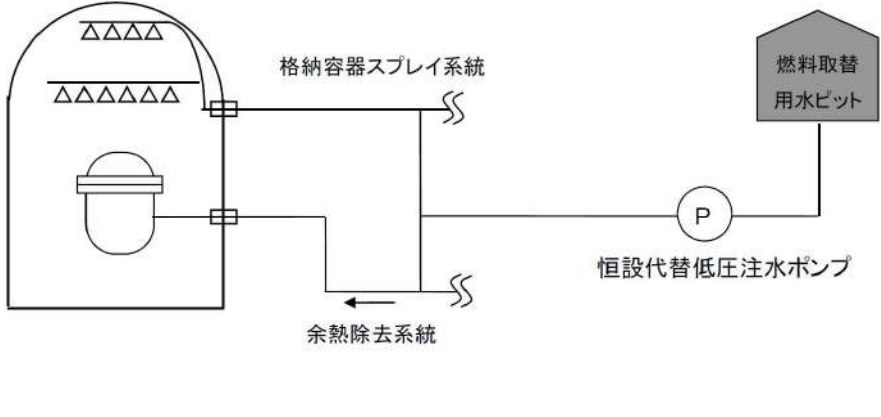
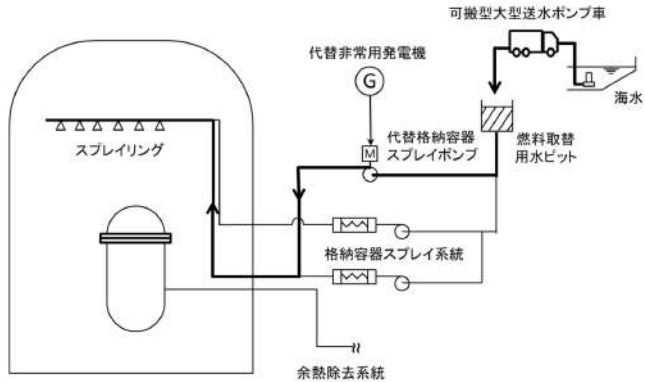
7.1.2 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.19 全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について）

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 2.2.21</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに                      全交流動力電源喪失が発生するとともにRCPシールLOCAが発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]到達後に代替炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認                      恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）時の1次冷却系保有水量の応答から確認できるとおり、2次冷却系強制冷却の再開による1次冷却系の減圧により1次冷却系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次冷却系からの漏えい率を2次冷却系強制冷却再開時点のまま維持するものとして概算した。                      その結果、全交流動力電源喪失時炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量である約80[t]となるまでには、1.1時間程度の時間余裕があることから、操作時間余裕として、1.1時間程度は確保できることを確認した。</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 style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.19</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに                      全交流動力電源喪失が発生するとともにRCPシールLOCAが発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]到達後に代替炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認                      代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）時の1次冷却系保有水量の応答から確認できるとおり、2次冷却系強制冷却操作の再開による1次冷却系の減圧により1次冷却系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次冷却系からの漏えい率を2次冷却系強制冷却再開操作時点で維持するものとして概算した。                      その結果、全交流動力電源喪失時炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量である約65[t]となるまでには、約1.6時間程度の時間余裕があることから、操作時間余裕として、約1.6時間程度は確保できることを確認した。</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>設計の相違                      解析結果の相違</p>



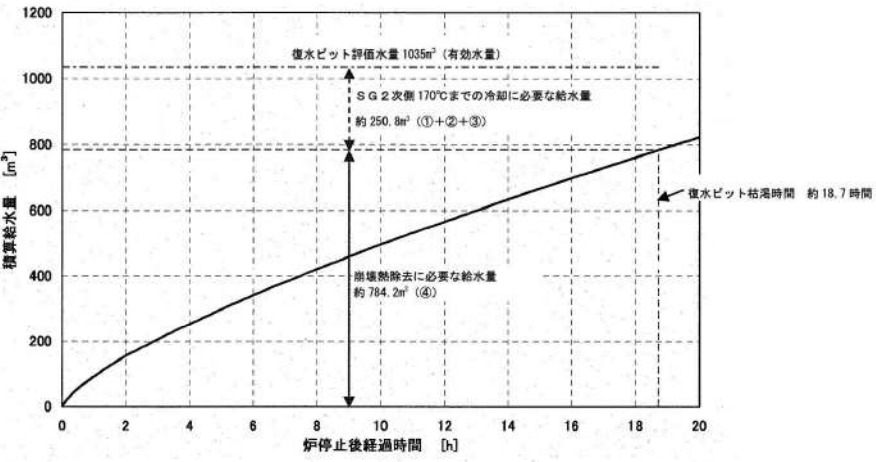
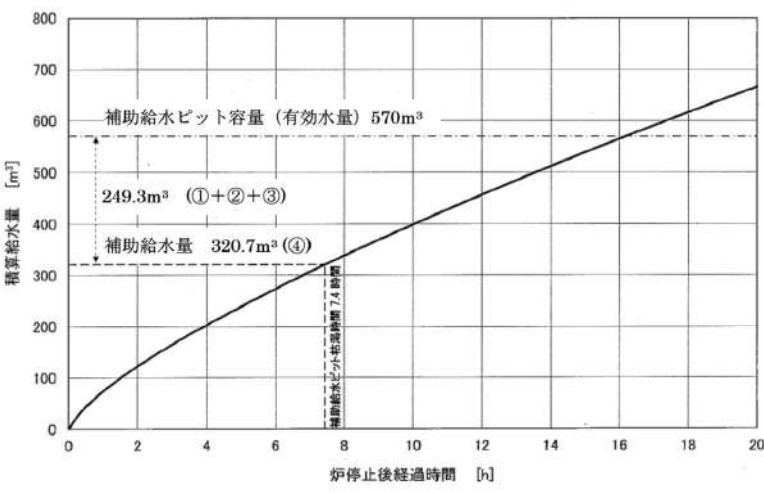
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

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 2.2.22</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水）</p> <p>重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860 m<sup>3</sup>（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：30m<sup>3</sup>/h 事故後 2.2 時間以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） 1,860 m<sup>3</sup> ÷ 30m<sup>3</sup>/h = 約 62.0 時間（事故後約 64.2 時間）</p> <p>○水源評価結果 事故後約 64.2 時間までに大容量ポンプ、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却+再循環運転に移行することで対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.20</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）</p> <p>1. 水源に関する評価（炉心注水）</p> <p>重要事故シーケンス 【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,700m<sup>3</sup>（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 代替格納容器スプレイポンプ：30m<sup>3</sup>/h 事故後 2.2 時間以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価） 燃料取替用水ピット容量 (1,700m<sup>3</sup>) ÷ 30m<sup>3</sup>/h + 2.2hr = 58.8 時間</p> <p>○水源評価結果 事故後 58 時間までに可搬型大型送水ポンプ車、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+高圧代替再循環運転に移行することで対応可能である。 58 時間までに可搬型大型送水ポンプ車で格納容器自然対流冷却+高圧再循環運転への移行が可能なのは成立性評価（所要時間）にて確認した。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 概略系統図</p>	<p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</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 7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 水源に関する評価（蒸気発生器注水）</p> <p>重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA】</p> <p>○ 水源                  ・復水ピット：1035m<sup>3</sup>（有効水量）</p> <p>○ 水使用パターン：                  復水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器（SG）への必要注水量を以下に示す。                  【必要注水量内訳】注水温度 40℃</p> <p>① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去：約21.8m<sup>3</sup>                  （原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）</p> <p>② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去：約205.4m<sup>3</sup>                  （1次冷却材及び蒸気発生器保有水等の顕熱）</p> <p>③ 蒸気発生器水位回復：約67.2m<sup>3</sup></p> <p>上記①～③の合計：約250.8m<sup>3</sup></p> <p>④ 崩壊熱除去：約784.2m<sup>3</sup></p> 	<p>2. 水源に関する評価（蒸気発生器注水）</p> <p>重要事故シーケンス                  【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA】及び                  【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCAが発生しない場合】</p> <p>○ 水源                  補助給水ピット：570m<sup>3</sup>（有効水量）</p> <p>○ 水使用パターン                  補助給水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器への必要注水量を以下に示す。                  【必要注水量内訳】注水温度 40℃</p> <p>① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去：-11.6m<sup>3</sup>                  （原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）</p> <p>② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去：156.5m<sup>3</sup>                  （1次冷却材及び蒸気発生器保有水量等の顕熱）</p> <p>③ 蒸気発生器水位回復：104.4m<sup>3</sup></p> <p>上記①～③の合計：249.3m<sup>3</sup></p> <p>④ 崩壊熱除去：320.7m<sup>3</sup></p> 	<p>記載方針の相違</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 7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																									
<p>復水ビットの水位低警報値までの水量 1,035m<sup>3</sup>（有効水量）から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な注水量（約251m<sup>3</sup>）を引いた量（約784m<sup>3</sup>）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた注水量カーブから求め、約18.7時間後になる。</p> <p>約18.7時間までに、送水車による復水ビットへの補給を行うことにより対応可能である。</p> <p>復水ビットへの補給は、海から取水する。</p> <p>○ 水源評価結果</p> <p>事象発生約18.7時間後までに、送水車による復水ビットへの補給を行うことにより対応可能である。</p> <p>約18.7時間までに、送水車で補給が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認。</p> <p>3. 燃料消費に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シールLOCA】</p> <p>プラント状況：3、4号炉運転中。</p> <p>事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。</p> <table border="1" data-bbox="152 865 1041 1305"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th colspan="2">号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ</td> <td>空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間（=168h）</td> <td>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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ</td> <td>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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後13.6h後～事象発生後7日間（=154.5h）</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ</td> <td>大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>	燃料種別		重油		号炉		3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ	事象発生直後～7日間（=168h）	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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ	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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ	事象発生後13.6h後～事象発生後7日間（=154.5h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ	合計		7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ	結果		3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）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使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能	<p>補助給水ビットの有効水量570m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から170℃まで減温するために必要な給水量等（249.3m<sup>3</sup>）を引いた量（320.7m<sup>3</sup>）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた注水量カーブから求め、7.4時間後となる。</p> <p>7.4時間までに、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ことにより対応可能である。</p> <p>補助給水ビットへの補給は、海から取水する。</p> <p>○ 水源評価結果</p> <p>事故後、7.4時間までに、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ことにより、対応可能である。</p> <p>7.4時間までに、可搬型大型送水ポンプ車により補給が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認した。</p> <p>3. 燃料消費に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス</p> <p>【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シールLOCA】及び</p> <p>【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シールLOCAが発生しない場合】</p> <table border="1" data-bbox="1079 869 1944 1364"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td rowspan="4">事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL</td> </tr> <tr> <td>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=約19,185.6L=約19.2kL</td> </tr> <tr> <td>&lt;補助給水ビット及び使用済燃料ビットへの注水&gt; 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL</td> </tr> <tr> <td>&lt;格納容器内自然対流冷却&gt; 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量（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</td> </tr> </tbody> </table>	燃料種別		軽油	時系列	事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL	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=約19,185.6L=約19.2kL	<補助給水ビット及び使用済燃料ビットへの注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL	合計		7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL	結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量（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	<p>設計の相違</p>
燃料種別		重油																																									
号炉		3号炉	4号炉																																								
時系列	事象発生直後～7日間（=168h）	空冷DG（3号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ	空冷DG（4号炉用2台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約397ℓ/h（定格負荷）×2台×24h×7日間=約133,392ℓ																																								
	事象発生直後～7日間（=168h）	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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ	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18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ																																								
	事象発生後13.6h後～事象発生後7日間（=154.5h）	大容量ポンプ（3,4号炉用1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ	大容量ポンプ（3,4号炉用予備1台）起動 燃費約310ℓ/h（定格負荷）×（154.4h）=約47,864ℓ																																								
合計		7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約184,297ℓ																																								
結果		3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）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使用可能量は548kℓ（重油タンク（160kℓ、2基）、燃料油貯蔵タンク（114kℓ、2基）の合計）であることから、7日間は十分に対応可能																																								
燃料種別		軽油																																									
時系列	事象発生直後～事象発生後7日間（=168h）	代替非常用発電機起動 2台起動 （代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL																																									
		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=約19,185.6L=約19.2kL																																									
		<補助給水ビット及び使用済燃料ビットへの注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL																																									
		<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL																																									
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL																																									
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量（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																																									

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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 7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ</td> <td>4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	軽油			号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ			結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能			<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ</td> <td>空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> <td>緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 13.6h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 154.4h)</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	事象発生後 13.6h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 154.4h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ	合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ		結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) 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使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能	
燃料種別	軽油																																																		
号炉	3号炉	4号炉																																																	
時系列	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ																																																
	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ																																																
合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ																																																		
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能																																																		
燃料種別	重油																																																		
号炉	3号炉	4号炉																																																	
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3970/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392ℓ																																																
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ	緊急時対策用発電機 (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 18.10/h×1台×24h×7日間=約 3,041ℓ																																																
	事象発生後 13.6h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 154.4h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3100/h (定格負荷) × (154.4h) = 約 47,864ℓ																																																
合計	7日間 3号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ	7日間 4号炉で消費する重油量の合計 約 184,297ℓ																																																	
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) 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使用可能量は 548kℓ (重油タンク (160kℓ、2基)、燃料油貯蔵タンク (114kℓ、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ</td> <td>4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ			結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能																														
燃料種別	軽油																																																		
号炉	3号炉	4号炉																																																	
時系列	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ	4号送水車起動 燃費約 540/h×161.7h=約 8,732ℓ																																																
	事象発生後 6.3h 後～ 事象発生後 7 日間 (= 161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.50/h×161.7h=約 1,375ℓ																																																
合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 20,214ℓ																																																		
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000ℓであることから、7日間は十分に対応可能																																																		

重要事故シーケンス【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が発生しない場合】

プラント状況：3、4号炉運転中。

事象：全交流動力電源喪失は全ユニット発災を想定する。

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 7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																		
<p>4. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3（4）号機炉空冷式非常用発電装置(1825kVA×2 台(給電容量：2920kW))</p> <p>&lt;全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA (RCP シール LOCA なしの場合も包絡される) &gt;</p> <div data-bbox="380 367 806 829"> <p>主要負荷リスト</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>1400</td> </tr> <tr> <td>充電器 (A, B)</td> <td rowspan="10">77</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内状態監視盤</td> </tr> <tr> <td>静的触媒式水素再結合装置温度監視装置</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置</td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器水素ガス濃度計</td> </tr> <tr> <td>アニュラス水素濃度計</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉下部キャビティ水位</td> </tr> <tr> <td>A、B、C、D計器用電源</td> </tr> <tr> <td>可搬型照明 (S A)</td> </tr> <tr> <td>衛星電話 (固定)</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプ</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>合計 (kW)</td> <td>1759</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div data-bbox="313 893 851 1404"> </div>	主要機器名称	容量 (kW)	高圧注入ポンプ	1400	充電器 (A, B)	77	原子炉格納容器内状態監視盤	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置	可搬型格納容器水素ガス濃度計	アニュラス水素濃度計	原子炉格納容器水位	原子炉下部キャビティ水位	A、B、C、D計器用電源	可搬型照明 (S A)	衛星電話 (固定)	恒設代替低圧注水ポンプ	145	アニュラス空気浄化ファン	19	中央制御室空調ファン	19	中央制御室循環ファン	11	中央制御室非常用循環ファン	11	合計 (kW)	1759	<p>4. 電源に関する評価</p> <p>代替非常用発電機の負荷</p> <p>【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA】</p> <p>【(全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が発生しない場合) の場合も包絡される】</p> <div data-bbox="1075 430 1926 813"> <p>表 主要負荷リスト</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>機器名称</th> <th>負荷容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧注入ポンプ</td> <td>1,400kW</td> </tr> <tr> <td>充電器 (A, B)</td> <td>77kW</td> </tr> <tr> <td>計器用電源 (計器用)</td> <td>77kW (各電源に含む)</td> </tr> <tr> <td>(A, B, C, D)</td> <td>77kW (各電源に含む)</td> </tr> <tr> <td>(A, B, C, D)</td> <td>77kW (各電源に含む)</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器内状態監視盤</td> <td>20kW</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化ファン</td> <td>38kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>38kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>22kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>22kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>22kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>22kW</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化ファン</td> <td>19kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>19kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11kW</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11kW</td> </tr> <tr> <td>合計 (連続負荷)</td> <td>1,645kW</td> </tr> <tr> <td>(最大負荷)</td> <td>1,759kW</td> </tr> </tbody> </table> <p>図 負荷積算イメージ</p> </div>	機器名称	負荷容量	高圧注入ポンプ	1,400kW	充電器 (A, B)	77kW	計器用電源 (計器用)	77kW (各電源に含む)	(A, B, C, D)	77kW (各電源に含む)	(A, B, C, D)	77kW (各電源に含む)	代替格納容器内状態監視盤	20kW	アニュラス空気浄化ファン	38kW	中央制御室空調ファン	38kW	中央制御室循環ファン	22kW	中央制御室非常用循環ファン	22kW	中央制御室非常用循環ファン	22kW	中央制御室非常用循環ファン	22kW	アニュラス空気浄化ファン	19kW	中央制御室空調ファン	19kW	中央制御室非常用循環ファン	11kW	中央制御室非常用循環ファン	11kW	合計 (連続負荷)	1,645kW	(最大負荷)	1,759kW	<p>相違理由</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・主要負荷リスト及び負荷積算イメージは57条の補足説明資料より引用(女川と同様)</li> </ul>
主要機器名称	容量 (kW)																																																																			
高圧注入ポンプ	1400																																																																			
充電器 (A, B)	77																																																																			
原子炉格納容器内状態監視盤																																																																				
静的触媒式水素再結合装置温度監視装置																																																																				
原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置																																																																				
可搬型格納容器水素ガス濃度計																																																																				
アニュラス水素濃度計																																																																				
原子炉格納容器水位																																																																				
原子炉下部キャビティ水位																																																																				
A、B、C、D計器用電源																																																																				
可搬型照明 (S A)																																																																				
衛星電話 (固定)																																																																				
恒設代替低圧注水ポンプ	145																																																																			
アニュラス空気浄化ファン	19																																																																			
中央制御室空調ファン	19																																																																			
中央制御室循環ファン	11																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	11																																																																			
合計 (kW)	1759																																																																			
機器名称	負荷容量																																																																			
高圧注入ポンプ	1,400kW																																																																			
充電器 (A, B)	77kW																																																																			
計器用電源 (計器用)	77kW (各電源に含む)																																																																			
(A, B, C, D)	77kW (各電源に含む)																																																																			
(A, B, C, D)	77kW (各電源に含む)																																																																			
代替格納容器内状態監視盤	20kW																																																																			
アニュラス空気浄化ファン	38kW																																																																			
中央制御室空調ファン	38kW																																																																			
中央制御室循環ファン	22kW																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	22kW																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	22kW																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	22kW																																																																			
アニュラス空気浄化ファン	19kW																																																																			
中央制御室空調ファン	19kW																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	11kW																																																																			
中央制御室非常用循環ファン	11kW																																																																			
合計 (連続負荷)	1,645kW																																																																			
(最大負荷)	1,759kW																																																																			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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 7.1.2.21 全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について）

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 2.2.3</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について</p> <p>全交流動力電源喪失が発生した時点から恒設代替低圧注水ポンプ及びB充てんポンプ自己冷却運転の準備を開始し、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し炉心に注水が可能となれば、その段階で実施する。また、事象の進展に伴い炉心損傷が確認されれば格納容器破損防止を優先し、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」に変更する。なお、炉心の損傷防止及び緩和のためB充てんポンプ自己冷却運転の準備が整い次第、代替炉心注水を開始する。</p> <p>全交流動力電源喪失時と LOCA 事象が重畳した場合の判断及び対応操作について以下のフローに示す。</p> <pre>             graph TD                 Start[全交流動力電源喪失が発生] --&gt; Decision{1次系冷却系からの漏えいはあるか}                 Decision -- Yes --&gt; Normal[通常の全交流動力電源喪失時の対応を行う]                 Decision -- No --&gt; Prep1[恒設代替低圧注水ポンプ準備 (空冷式非常用発電装置からの受電を含む)]                 Prep1 --&gt; Prep2[B充てんポンプ自己冷却運転の準備]                 Prep2 --&gt; Start2[恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を開始する]                 Start2 --&gt; Check1[炉心損傷の確認 炉心出口温度 350℃以上 及び 格納容器内高レンジエアモニタ 1×10<sup>5</sup>mSv/h以上]                 Check1 --&gt; Change[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」に変更し、MCCIによる格納容器損傷防止を図る]                 Change --&gt; Start3[B充てんポンプ自己冷却運転の準備が整い次第、代替炉心注水を開始し、炉心の損傷進展防止及び緩和を図る]                 Normal -.-&gt; Start3                 Prep1 -.-&gt; Start3                 Prep2 -.-&gt; Start3                 </pre>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.2.21</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について</p> <p>全交流動力電源喪失が発生した時点から代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）の準備を開始する。大 LOCA でないと判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し炉心に注水が可能となれば、その段階で実施する。また、大 LOCA と判断した場合や事象の進展に伴い炉心損傷が確認されれば格納容器破損防止を優先し、代替格納容器スプレイポンプの注水先を「炉心注水」から「格納容器スプレイ」に変更する。なお、炉心の損傷防止及び緩和のためB-充てんポンプ（自己冷却）の準備が整い次第、代替炉心注水を開始する。</p> <p>全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳した場合の判断及び対応操作について以下のフローに示す。</p> <pre>             graph TD                 Start[全交流動力電源喪失が発生] --&gt; Decision{1次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次冷却材圧力が回復しない}                 Decision -- Yes --&gt; Prep1[代替格納容器スプレイポンプ準備 (代替非常用発電機からの受電を含む)]                 Decision -- Yes --&gt; Prep2[B-充てんポンプ (自己冷却) 準備]                 Prep1 --&gt; Start2[代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水]                 Start2 --&gt; Check1[炉心損傷の確認 炉心出口温度 350℃ 及び 格納容器内高レンジエアモニタ 1×10<sup>5</sup>mSv/h]                 Check1 --&gt; Change[代替格納容器スプレイポンプの注水先を「炉心注水」から「格納容器スプレイ」に変更し、MCCIによる格納容器破損防止を図る]                 Change --&gt; Start3[B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水により、炉心の損傷防止及び緩和を図る]                 Prep2 --&gt; Start3                 Decision -- No --&gt; Start2                 Prep1 -.-&gt; Start2                 Prep2 -.-&gt; Start2                 </pre>	<p>※新規作成資料</p> <p>記載方針の相違              ・泊は SBO 時に大 LOCA が重畳した場合には、短時間で炉心損傷に至ることから、その時点で CV 破損防止対応に移行するが、大飯は炉心損傷確認後に移行する手順となっている。炉心損傷に至るような状況となれば CV 破損防止に移行するという対応自体は同一であり、実質差異はない。</p>

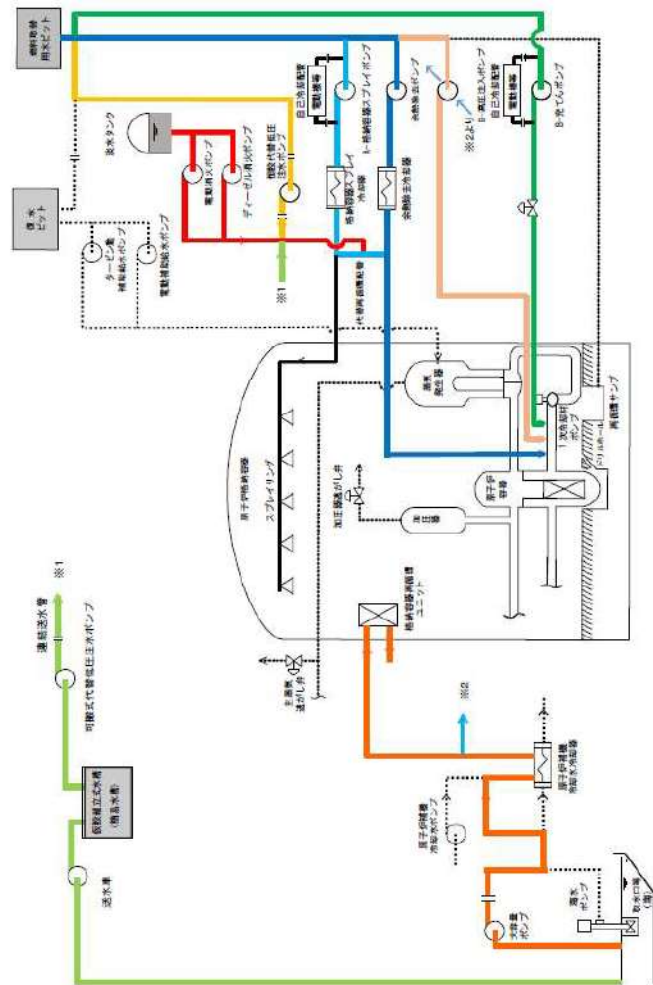
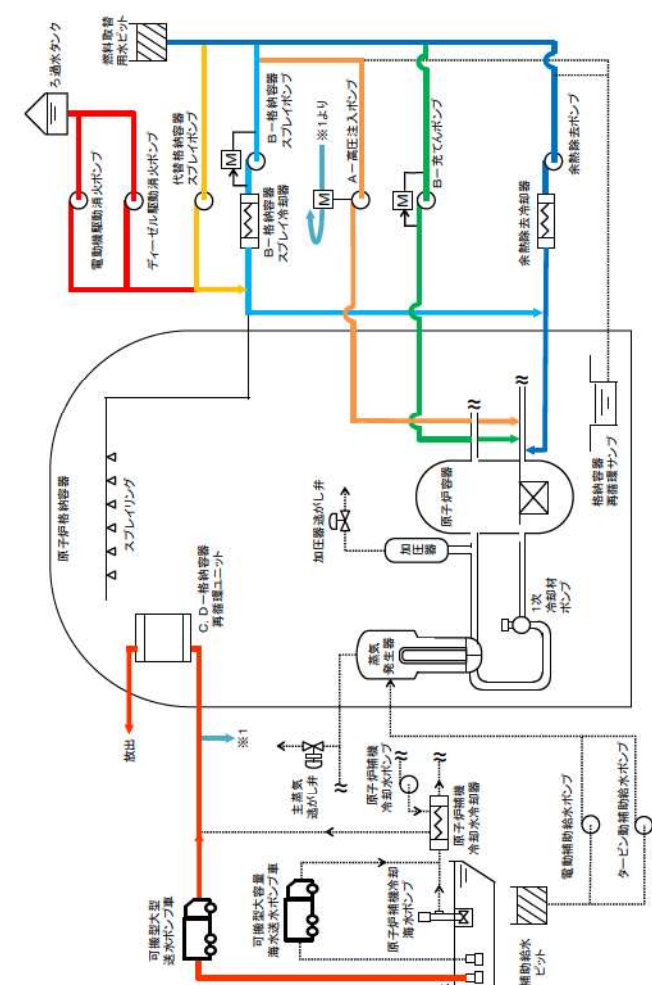
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

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. 8</p> <p style="text-align: center;">補機冷却水の復旧について</p> <p>全交流動力電源喪失が発生するとともに、原子炉補機冷却水の機能喪失及びRCPシールLOCAが発生した場合、事象発生24時間以降の長期の原子炉格納容器内圧力及び雰囲気温度は緩やかに上昇する。事象発生約81時間後（約3.4日後）に原子炉格納容器雰囲気温度は100℃に到達し、これ以降に格納容器内自然対流冷却が開始される。</p> <p>このとき、格納容器再循環ユニットの冷却は大容量ポンプを用いた海水供給により実施され、大容量ポンプの燃料（重油）の備蓄量より、事象発生7日間以上は原子炉格納容器の冷却が継続できる。</p> <p>一方、格納容器内自然対流冷却開始までの間に、原子炉補機冷却水の機能復旧が可能であれば、余熱除去系統による炉心冷却が可能であることから、その成立性について以下に示す。</p> <p>1. 補機冷却水喪失の復旧</p> <p>補機冷却水喪失の要因として、海水ポンプの機能喪失※又は原子炉補機冷却水系統の機能喪失が考えられる。</p> <p>海水ポンプの機能喪失としては、ポンプ不具合又はモータ不具合が考えられる。ポンプ不具合の場合は、大容量ポンプを設置し、当該ポンプにより、海水を供給し、また、モータ不具合の場合は、海水ポンプの予備モータに交換したのち海水ポンプを復旧し、海水を供給することが可能である。なお、大容量ポンプの設置作業時間は約7時間、海水ポンプ予備モータの設置作業時間は約25時間を要することから、大容量ポンプの設置を優先的に実施し、その後、海水ポンプモータに不具合がある場合は、予備モータへの取替えを実施する。</p> <p>原子炉補機冷却水系統の機能喪失としては、配管・機器からの漏えい又は原子炉補機冷却水ポンプの運転不能が考えられる。これらの不具合に対しては、手順書に従い、配管・機器からの漏えいの場合は、当該配管・機器の隔離を行い、原子炉補機冷却水ポンプ運転不能の場合は、運転可能ポンプへの切替えを行う。</p> <p>※自然現象に起因した機能喪失を想定し、海水ポンプは全台喪失を想定する。</p> <p>2. 炉心冷却及び炉心注入</p> <p>補機冷却水喪失が復旧すれば、格納容器内の温度上昇抑制のための炉心冷却手段として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を使用する。</p> <p>また、RCPシールLOCAに対する炉心注入手段としては、恒設代替低圧注水ポンプ、高圧注入ポンプ、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、余熱除去ポンプ及びA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）が考えられる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7. 1. 2. 22</p> <p style="text-align: center;">補機冷却水の復旧について</p> <p>全交流動力電源喪失が発生するとともに、原子炉補機冷却水の機能喪失及びRCPシールLOCAが発生した場合、事象発生24時間以降の長期の原子炉格納容器内圧力及び雰囲気温度は緩やかに上昇する。事象発生約81時間後（約3.4日後）に原子炉格納容器雰囲気温度は110℃に到達し、これ以降に格納容器内自然対流冷却が開始される。</p> <p>このとき、格納容器再循環ユニットの冷却は可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水供給により実施され、可搬型大型送水ポンプ車の燃料（軽油）はディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量により供給可能であり、事象発生7日間以上は原子炉格納容器の冷却が継続できる。</p> <p>一方、格納容器内自然対流冷却開始までの間に、原子炉補機冷却水の機能復旧が可能であれば、余熱除去系統による炉心冷却が可能であることから、その成立性について以下に示す。</p> <p>1. 補機冷却水喪失の復旧</p> <p>補機冷却水喪失の要因として、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失※又は原子炉補機冷却水系統の機能喪失が考えられる。</p> <p>原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失としては、ポンプ不具合又は電動機不具合が考えられる。ポンプ不具合の場合は、可搬型大容量海水送水ポンプ車を設置し、当該ポンプ車により、海水を供給し、また、電動機不具合の場合は、原子炉補機冷却海水ポンプの予備電動機に交換したのち原子炉補機冷却海水ポンプを復旧し、海水を供給することが可能である。なお、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置作業時間は約15時間、海水ポンプ予備電動機の設置作業時間は約26時間を要することから、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置を優先的に実施し、その後、原子炉補機冷却海水ポンプ電動機に不具合がある場合は、予備電動機への取替えを実施する。</p> <p>原子炉補機冷却水系統の機能喪失としては、配管・機器からの漏えい又は原子炉補機冷却水ポンプの運転不能が考えられる。これらの不具合に対しては、手順書に従い、配管・機器からの漏えいの場合は、当該配管・機器の隔離を行い、原子炉補機冷却水ポンプ運転不能の場合は、運転可能ポンプへの切替えを行う。</p> <p>※自然現象に起因した機能喪失を想定し、原子炉補機冷却海水ポンプは全台喪失を想定する。</p> <p>2. 炉心冷却及び炉心注入</p> <p>補機冷却水喪失が復旧すれば、格納容器内の温度上昇抑制のための炉心冷却手段として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を使用する。</p> <p>また、RCPシールLOCAに対する炉心注入手段としては、代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、余熱除去ポンプ及びB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）が考えられる。</p>	<p>※新規作成資料</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>このうち、SBOシールLOCAにおける炉心冷却及び炉心注入手段として、「余熱除去ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプ」、「余熱除去ポンプ2台」、「余熱除去ポンプ及びディーゼル消火ポンプ」、「余熱除去ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプ」、は、空冷式非常用発電装置の容量内であり、使用可能である。「余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ」、「余熱除去ポンプ及びA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）」は、空冷式非常用発電装置の容量超過のため、使用できない。</p> 	<p>このうち、SBOシールLOCAにおける炉心冷却及び炉心注入手段として、「余熱除去ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプ」、「余熱除去ポンプ2台」、「余熱除去ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプ」、「余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ」、「余熱除去ポンプ及びB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）」は、他の必要負荷等を考慮した場合、代替非常用発電機の容量を超過する恐れがあることから、使用できない。</p> 	<p>設計の相違                  記載方針の相違</p>



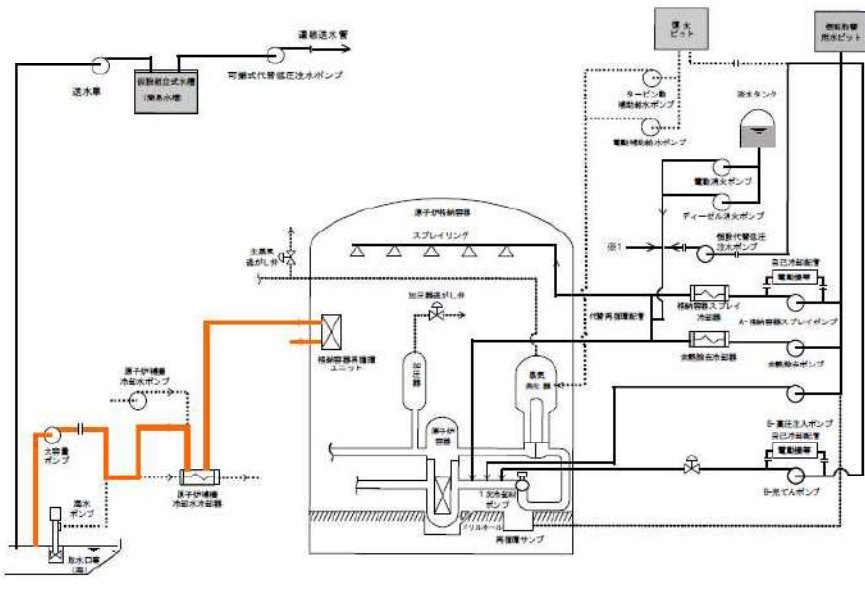
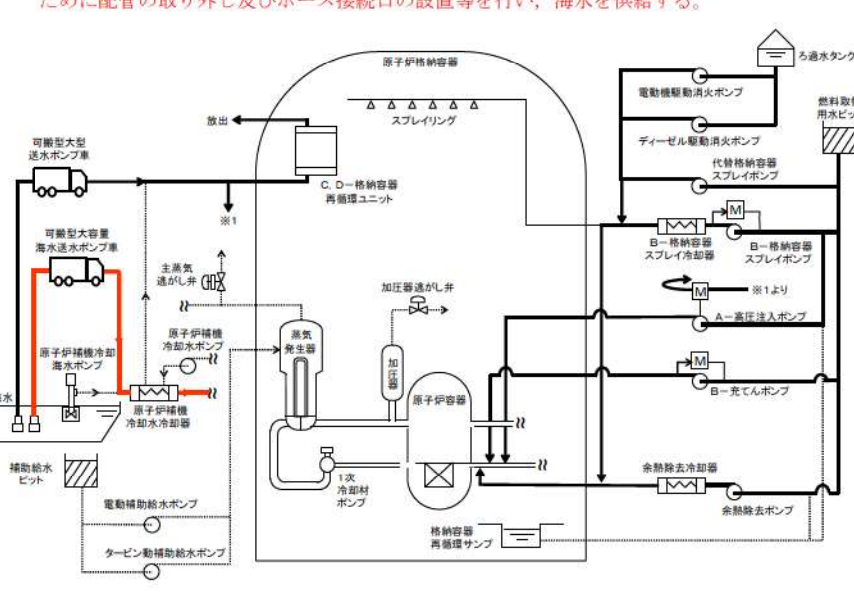
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 補機冷却水喪失の復旧作業成立性</p> <p>(1) 大容量ポンプによる復旧</p> <p>a. 概要</p> <p>大飯3 / 4号炉においては、海水ポンプが機能喪失した場合に、大容量ポンプを用いて海水系統に海水を通水できる設計としている。</p> <p>大容量ポンプは大飯3 / 4号炉において3台（予備1台含む。）配備している。大容量ポンプで海水系統を通じて再循環ユニット等に直接海水を通水することが可能である。</p> <p>大容量ポンプの使用に際しては、大容量ポンプの設置、既設管へのホース接続作業等が必要であり、緊急安全対策要員による作業を想定している。</p> <p>なお、大容量ポンプは、可搬設備であり、高台の保管エリアに配置している。</p> <p>b. 機器仕様</p> <p>種類：大容量ポンプ</p> <p>容量：約1800m<sup>3</sup>/h/台</p> <p>吐出圧力：1.2MPa</p> <p>台数：3（大飯3 / 4号機共用。予備1台含む。）</p> <p>c. 保管場所（予定）及び設置場所</p> <p>図1に保管場所及び設置場所を示す。</p> <div data-bbox="199 999 685 1292" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <div data-bbox="757 1062 999 1182" style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">(大容量ポンプ)</p> <div data-bbox="282 1361 564 1385"> <p>図1 保管場所及び設置場所</p> </div> <div data-bbox="217 1390 815 1414" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>特囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div>	<p>3. 補機冷却水喪失の復旧作業成立性</p> <p>(1) 可搬型大容量海水送水ポンプ車による復旧</p> <p>a. 概要</p> <p>泊3号炉においては、原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失した場合に、可搬型大容量海水送水ポンプ車を用いて海水系統に海水を通水できる設計としている。</p> <p>可搬型大容量海水送水ポンプ車は泊3号炉において2台（予備1台含む。）配備している。可搬型大容量海水送水ポンプ車で海水系統を通じて原子炉補機冷却水冷却器等に直接海水を通水することが可能である。</p> <p>可搬型大容量海水送水ポンプ車の使用に際しては、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、既設管へのホース接続作業等が必要であり、運転員、災害対策要員、機械工作班員による作業を想定している。</p> <p>なお、可搬型大容量海水送水ポンプ車は、可搬設備であり、高台の保管エリアに配置している。</p> <p>b. 機器仕様</p> <p>種類：可搬型大容量海水送水ポンプ車</p> <p>容量：約1,320m<sup>3</sup>/h 約1,440m<sup>3</sup>/h</p> <p>吐出圧力：1.4MPa</p> <p>台数：2（予備1台含む。）</p> <p>c. 保管場所（予定）及び設置場所</p> <p>図1に保管場所及び設置場所を示す。</p> <div data-bbox="1086 959 1671 1342" style="text-align: center;">  </div> <div data-bbox="1697 1043 1957 1238" style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">可搬型大容量 海水送水ポンプ車</p> <div data-bbox="1249 1361 1509 1385"> <p>図1 保管場所及び設置場所</p> </div>	<p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>体制の相違</p> <p>設計の相違</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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>d. 系統図</p> <p>放水路ピット及び取水路に大容量ポンプを設置し、海水ストレーナ又は、海水戻り管にホースを接続し、海水を供給する。</p>  <p>図2 概略系統図</p>	<p>d. 系統図</p> <p>可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプ設置等を行うとともに、可搬型大容量海水送水ポンプ車からの可搬型ホースを原子炉補機冷却海水系統へ接続するために配管の取り外し及びホース接続口の設置等を行い、海水を供給する。</p>  <p>図2 概略系統図</p>	<p>設計の相違</p>
<p>e. 大容量ポンプ設置手順及び所要時間等</p> <p>表1に大容量ポンプ設置作業毎の作業時間を示す。作業は、緊急安全対策要員により、開始から約7時間で完了する。海水ポンプが運転不能の場合には、本手順により海水供給し、補機冷却機能を復旧する。</p> <p>(作業手順)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①大容量ポンプの設置</li> <li>②可搬型ホース等の運搬、設置</li> <li>③海水ストレーナ蓋取替及び可搬型ホース接続</li> </ol>	<p>e. 可搬型大容量海水送水ポンプ車設置手順及び所要時間等</p> <p>表1に可搬型大容量海水送水ポンプ車設置作業毎の作業時間を示す。作業は、運転員、災害対策要員、機械工作班員により、開始から約15時間で完了する。原子炉補機冷却海水ポンプが運転不能の場合には、本手順により海水供給し、補機冷却機能を復旧する。</p> <p>(作業手順)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①系統構成、ホース敷設等</li> <li>②可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプ設置</li> <li>③配管取り外し、ホース接続口の設置、可搬型ホース接続</li> </ol>	<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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3/4号炉

作業の項目	要員(数)	経過時間(時間)											備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
大容量ポンプを用いたA、D格納容器内格納ユニットによる格納容器内自然冷却設備	緊急安全対策要員	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			注：現場移動時間には防護器具着脱時間を含む。
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
		3	4	5	6	7	8	9	10	11					
		4	5	6	7	8	9	10	11						
		5	6	7	8	9	10	11							
		6	7	8	9	10	11								
		7	8	9	10	11									
		8	9	10	11										
		9	10	11											
		10	11												

表1 大容量ポンプ設置作業時間



図3 大容量ポンプ等配置図(1/2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

泊発電所3号炉

手順の項目	要員(数)	経過時間(時間)															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
運転員(中央制御室) A	1	可搬型大容量海水送水ポンプ車による海水送水開始 90分															
運転員(現場) B, C	2	可搬型大容量海水送水ポンプ車の移動、ホース敷設、原子炉格納容器内海水抜き、海水送水系統構成															
災害対策要員 A~C	3	格納容器への移動、可搬型ホース敷設、原子炉格納容器内海水への可搬型ホース接続、送水準備・送水															
災害対策要員 D~F	3	格納容器への移動、可搬型大容量海水送水ポンプ車の移動、設置、可搬型ホース敷設、接続、可搬型大容量海水送水ポンプ車の移動、送水準備・送水															
復旧要員 A~C	3	ディーゼル発電機冷却液取り直し、ホース接続口の設置															

表1 可搬型大容量海水送水ポンプ車設置等作業時間

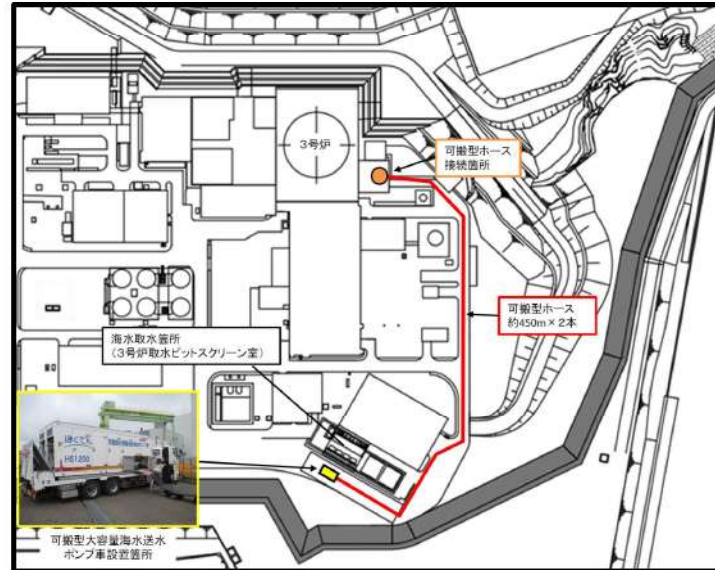


図3 可搬型大容量海水送水ポンプ車等配置図

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="152 212 1041 703" style="border: 2px solid black; height: 300px; width: 100%;"></div> <p data-bbox="360 743 804 770" style="text-align: center;">図3 大容量ポンプ等配置図（2 / 2）</p> <p data-bbox="147 817 488 841">(2) 海水ポンプ予備モータによる復旧</p> <p data-bbox="168 853 253 876">a. 概要</p> <p data-bbox="185 885 1046 944">大飯3 / 4号炉においては、海水ポンプモータの不具合により海水系統が機能喪失した場合には、海水ポンプモータを予備品に取替えることで海水系統設備を復旧することが可能である。</p> <p data-bbox="185 987 1046 1082">海水ポンプモータの予備品への取替に際しては、モータの取外し及び設置、センタリング、ケーブル結線等が必要であり、作業は支援組織の協力の下、必要な体制、重機及び資機材が準備出来た上で実施する。</p> <p data-bbox="168 1125 293 1149">b. 機器仕様</p> <p data-bbox="203 1158 430 1182">種類：3相誘導電動機</p> <p data-bbox="203 1192 342 1216">出力：980kW</p> <p data-bbox="203 1225 535 1249">個数：2（大飯3 / 4号炉各1台）</p>	<p data-bbox="1077 817 1556 841">(2) 原子炉補機冷却海水ポンプ予備電動機による復旧</p> <p data-bbox="1097 853 1182 876">a. 概要</p> <p data-bbox="1115 885 1957 976">泊3号炉においては、原子炉補機冷却海水ポンプ電動機の不具合により海水系統が機能喪失した場合には、原子炉補機冷却海水ポンプ電動機を予備品に取替えることで原子炉補機冷却海水系統設備を復旧することが可能である。</p> <p data-bbox="1115 987 1957 1082">原子炉補機冷却海水ポンプ電動機の予備品への取替に際しては、電動機の取外し及び設置、センタリング、ケーブル結線等が必要であり、作業は支援組織の協力の下、必要な体制、重機及び資機材が準備出来た上で実施する。</p> <p data-bbox="1097 1125 1223 1149">b. 機器仕様</p> <p data-bbox="1133 1158 1359 1182">種類：3相誘導電動機</p> <p data-bbox="1133 1192 1272 1216">出力：310kW</p> <p data-bbox="1133 1225 1240 1249">個数：2</p>	<p data-bbox="1973 1192 2069 1216" style="color: red;">設計の相違</p>

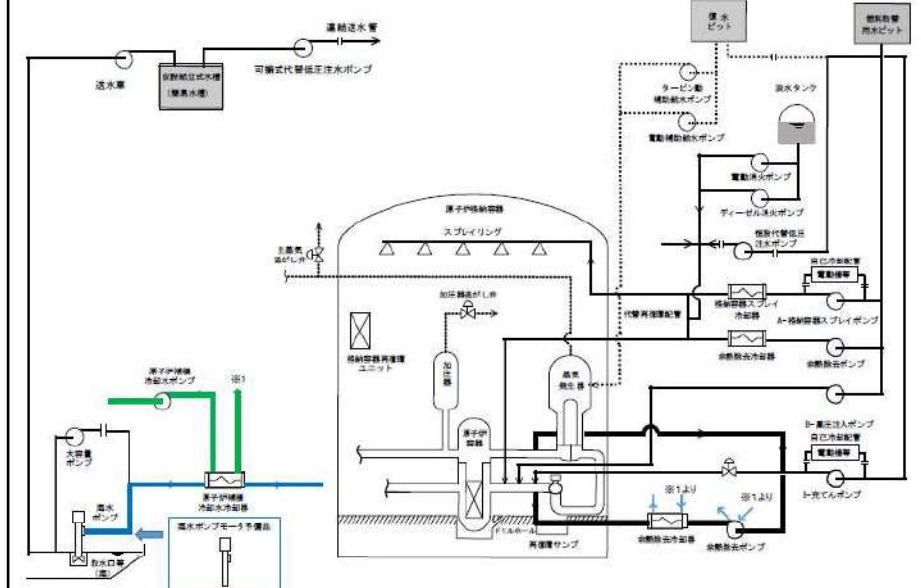
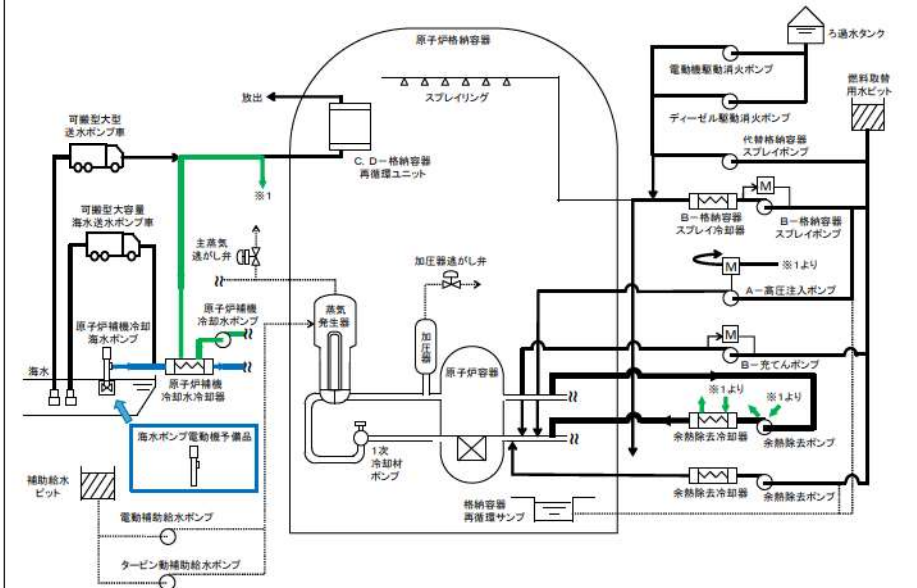
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 保管場所及び設置場所                      図4に保管場所及び設置場所を示す。</p>  <p>図4 保管場所及び設置場所                      枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>  <p>(海水ポンプモータ予備品)                      添2.2.8-8</p>	<p>c. 保管場所及び設置場所                      図4に保管場所及び復旧作業場所を示す。</p>  <p>図4 保管場所及び復旧作業場所</p>  <p>(原子炉補機冷却海水ポンプ電動機予備品)</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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>d. 系統図</p>  <p>図5 概略系統図</p>	<p>d. 系統図</p>  <p>図5 概略系統図</p>	
<p>e. 海水ポンプモータ予備品取替手順及び所要時間等</p> <p>表2に海水ポンプモータ予備品取替作業毎の作業時間を示す。作業は支援組織の協力の下、必要な体制、重機及び資機材が準備出来た上で、開始から約2.5時間で完了する。また、本作業は時間外、休日（夜間）においても構内に確保している要員でも作業可能である。</p> <p>（作業手順）</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①海水ポンプ防護ネット他取外し</li> <li>②海水ポンプモータ予備品運搬</li> <li>③使用する海水ポンプに設置されているモータの取り外し</li> <li>④海水ポンプモータ予備品の設置</li> <li>⑤ケーブルの結線及び油入れ、センタリング、ポンプ本体への結合</li> </ol>	<p>e. 原子炉補機冷却海水ポンプ電動機予備品取替手順及び所要時間等</p> <p>表2に原子炉補機冷却海水ポンプ電動機予備品取替作業毎の作業時間を示す。作業は支援組織の協力の下、必要な体制、循環水ポンプ建屋の防潮壁及び搬入シャッター開放、重機及び資機材が準備出来た上で、開始から約26時間で完了する。</p> <p>（作業手順）</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①原子炉補機冷却海水ポンプ竜巻飛来物防護ネット他取外し</li> <li>②原子炉補機冷却海水ポンプ予備電動機運搬</li> <li>③使用する原子炉補機冷却海水ポンプに設置されている電動機の取外し</li> <li>④原子炉補機冷却海水ポンプ予備電動機取付け</li> <li>⑤原子炉補機冷却海水ポンプと電動機のセンタリング・カップリング結合</li> <li>⑥原子炉補機冷却海水ポンプ竜巻飛来物防護ネット他取付け</li> </ol>	<p>設計の相違                  体制の相違                    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 7.1.2.22 補機冷却水の復旧について）

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;">表2 海水ポンプモータ予備品取替作業時間</p>	<p style="text-align: center;">表2 原子炉補機冷却海水ポンプ予備電動機取替作業時間</p>	
<p>4. 補機冷却水復旧と格納容器内自然対流冷却開始までの時間</p> <p>以上のとおり、<b>大容量ポンプ</b>の設置により、事象発生約<b>24時間</b>後に海水供給が可能となり、原子炉補機冷却水が復旧できる。これにより、<b>大容量ポンプ</b>による格納容器内自然対流冷却（約3.4日後に原子炉格納容器雰囲気温度が<b>100℃</b>に到達し開始）によらず、余熱除去系統による炉心冷却を行うとともに、<b>恒設代替低圧注水ポンプ</b>等による炉心注水が可能である。</p>	<p>4. 補機冷却水復旧と格納容器内自然対流冷却開始までの時間</p> <p>以上のとおり、<b>可搬型大容量送水ポンプ車</b>の設置により、作業開始約<b>15時間</b>後に海水供給が可能となり、原子炉補機冷却水が復旧できる。これにより、<b>可搬型大型送水ポンプ車</b>による格納容器内自然対流冷却（約3.4日後に原子炉格納容器雰囲気温度が<b>110℃</b>に到達し開始）によらず、余熱除去系統による炉心冷却を行うとともに、<b>代替格納容器スプレイポンプ</b>等による炉心注水が可能である。</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 7.1.2.23 全交流動力電源喪失における RCPシール部からの漏えい量及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について）

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 2.2.24</p> <p>全交流動力電源喪失における RCPシール部からの漏えい量及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について</p> <p>1. RCPシール部からの漏えい量を模擬した漏えい口径の設定について                      RCPシール部からの漏えい量は初期定常状態において約 109m<sup>3</sup>/h (480gpm) となるように漏えい口の面積を設定している。具体的には以下のとおり設定する。</p> <p>&lt;設定方法&gt;                      ①漏えい口の破断口径を設定。                      ②初期定常状態における漏えい量を確認。                      ③解析コードでは臨界流モデルにより質量流量として算出されるため、流体密度を乗じることで体積流量に換算し約 109m<sup>3</sup>/h (480gpm) と一致していることを確認。                      ※③で一致していなければ再度①～③を実施し、解析条件と一致するように設定する。</p> <p><b>【参考】高浜3, 4号炉（3ループ解析）との比較について</b>                      大飯3, 4号炉と高浜3, 4号炉では初期定常状態における流体温度が異なり、大飯3, 4号炉の方が流体温度は高いため流体密度は小さくなっている。したがって、大飯3, 4号炉と高浜3, 4号炉の RCPシール部からの体積流量を同じ 109m<sup>3</sup>/h とする場合には、流体密度が小さい大飯3, 4号炉の方が質量流量は小さくなるため、解析コードで設定する漏えい口径については高浜3, 4号炉に比べ大飯3, 4号炉の方が小さく設定されることとなる。</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁流量の解析コードへの入力について                      主蒸気逃がし弁の流量は定格蒸気流量（ループ当たり）の10%以上が流れるように設計しているが、安全解析においては保守的に弁全開時において定格蒸気流量の10%が流れるように弁口径を設定し、解析コードに予め入力している。                      有効性評価解析では、設計圧力で設計流量が放出されるように入力で設定し、2次冷却系からは蒸気単相のみが臨界流として放出されるため、不確かさの影響はない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.23</p> <p>全交流動力電源喪失における RCPシール部からの漏えい量及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について</p> <p>1. RCPシール部からの漏えい量を模擬した漏えい口径の設定について                      RCPシール部からの漏えい量は初期定常状態において約 109m<sup>3</sup>/h (480gpm) となるように漏えい口の面積を設定している。具体的には以下のとおり設定する。</p> <p>&lt;設定方法&gt;                      ①漏えい口の破断口径を設定。                      ②初期定常状態における漏えい量を確認。                      ③解析コードでは臨界流モデルにより質量流量として算出されるため、流体密度を乗じることで体積流量に換算し約 109m<sup>3</sup>/h (480gpm) と一致していることを確認。                      ※③で一致していなければ再度①～③を実施し、解析条件と一致するように設定する。</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁流量の解析コードへの入力について                      主蒸気逃がし弁の流量は定格蒸気流量（ループ当たり）の10%以上が流れるように設計しているが、安全解析においては保守的に弁全開時において定格蒸気流量の10%が流れるように弁口径を設定し、解析コードに予め入力している。                      有効性評価解析では、設計圧力で設計流量が放出されるように入力で設定し、2次冷却系からは蒸気単相のみが臨界流として放出されるため、不確かさの影響はない。</p>	<p>※新規作成資料</p> <p>記載内容の相違                      ・泊3号炉は3ループプラントのため、3ループプラントである高浜3, 4号炉との比較は不要</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 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.3.1.2</p> <p>全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系の運転継続の妥当性について</p> <p>有効性評価の全交流動力電源喪失(長期 TB)において、全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）後 24 時間の間に、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC という。）」を用いた原子炉注水に期待している。</p> <p>SBO 後 24 時間の RCIC の運転継続のために必要な設備は、計測制御設備のほか、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機であり、直流電源設備より給電され、その容量は「添付資料 2.3.1.1」にて確認している。図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源設備の容量以外にもサブプレッションチェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室、RCIC ポンプ設置場所である RCIC タービンポンプ室（以下「RCIC 室」という。）の温度上昇が RCIC の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表 1 参照）。</p> <p>表 1 に記載したそれぞれの要因*は、SBO 後 24 時間の RCIC の運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。</p> <p>*制約要因と整理した項目の抽出方法について                  「原子力発電所における全交流動力電源喪失事象について(平成 5 年 6 月 11 日、原子力安全委員会原子力施設事故・故障分析評価検討会全交流動力電源喪失事象検討ワーキンググループ。）」において、以下の 7 項目が RCIC 等の運転継続の制約となりうる旨、記載されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①主蒸気供給圧力</li> <li>②蓄電池容量</li> <li>③水源容量</li> <li>④RCIC 室温度</li> <li>⑤中央制御室温度</li> <li>⑥サブプレッションプール水温度</li> <li>⑦ドライウェル雰囲気温度</li> </ul> <p>このうち①～③及び⑦については、解析結果や他の添付資料により運転継続の制約とならないことを確認していることから、④～⑥である「RCIC 室温度」、「中央制御室温度」及び「サブプレッションプール水温度」を制約要因として抽出した。</p> <p>また、福島第一原子力発電所事故において 3 号機で運転継続していた RCIC が、S/C 圧力上昇に伴いトリップしたとされていることから、「S/C 圧力」についても、制約要因として追加した。                  (東京電力株式会社、福島原子力事故における未確認・未解明事項の調査・検討結果～第 2 回進捗報告～(2014 年 8 月 6 日))</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.2.24</p> <p>全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について</p> <p>有効性の全交流動力電源喪失において、交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）後、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器に対する給水、および代替格納容器スプレイポンプによる 1 次冷却系統への注水に期待している。</p> <p>SBO 後タービン動補助給水ポンプの運転継続のために必要な設備は、計測制御設備のほか、電動弁であり、直流電源設備より給電される。直流電源への給電が代替非常用発電機で担えるかは「添付資料 7.1.2.20」にて確認している。</p> <p>事故時には直流電源設備の容量以外にも、タービン動補助給水ポンプ室の温度上昇や代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの温度上昇がポンプの運転継続等に影響することも考えられるため、それらへの影響についても確認した（表 1 参照）。</p> <p>表 1 に記載したそれぞれの要因*は、SBO 後のポンプ等の運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてこれらの機能に期待することは妥当と考える。</p> <p>*制約要因と整理した項目の抽出方法について                  「原子力発電所における全交流電源喪失事象について(平成 5 年 6 月 11 日、原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキンググループ。）」において、以下の 5 項目がタービン動補助給水ポンプ等の運転継続の制約となりうる旨、記載されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①蓄電池容量</li> <li>②2 次系水源</li> <li>③タービン動補助給水ポンプ室温度</li> <li>④中央制御室温度</li> <li>⑤インバーター室温度、リレー室温度</li> </ul> <p>このうち①及び②については、解析結果や他の添付資料により運転継続の制約とならないことを確認していることから、③～⑤である「タービン動補助給水ポンプ室温度」、「中央制御室温度」、「インバーター室温度、リレー室温度」を制約要因として抽出した。</p> <p>また、平成 5 年当時は考慮されていなかった SBO 時の代替格納容器スプレイポンプによる 1 次冷却系統への注水を考慮し「代替格納容器スプレイポンプエリア温度」を制約要因として抽出した。</p>	<p>※最新審査プランと同様の資料を作成したが、評価対象が大きく異なることから直接の比較は行わない</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

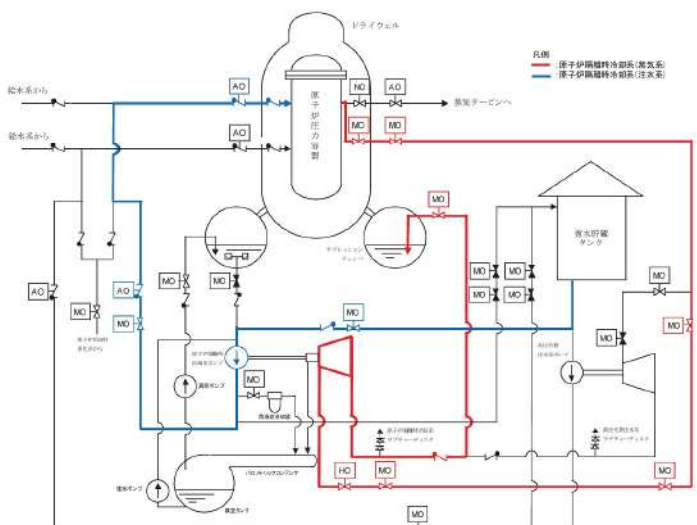
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号			泊発電所3号炉			相違理由																															
<p>表1 RCIC運転継続の影響評価(1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>RCIC運転継続制約要因</th> <th>概要</th> <th>評価</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S/C水温上昇</td> <td>S/Cのプール水の水温が上昇し、RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</td> <td>RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）である。第二水源であるS/Cに自動で水源が切り替わることはなく、SBO時においてS/Cのプール水をRCICポンプの水源として使用しない。したがって、S/Cのプール水の水温上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、CSTは淡水貯水槽の水を大容量送水ポンプ(タイプ1)等により補給するため、水源が枯渇することはない。</td> </tr> <tr> <td>S/C圧力上昇</td> <td>RCICタービン保護のため、S/C圧力294kPa[gage]にてRCICタービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。</td> <td>SBO時にRCICによる原子炉注水を継続した場合のS/C圧力推移を評価した結果、事象発生後24時間におけるS/C圧力は、250kPa[gage]未満<sup>※1</sup>であり、RCICタービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、S/C圧力上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICの運転継続のため、SBO時にはタービン排気圧力高トリップインターロックを除外する運転手順としている。</td> </tr> <tr> <td>中央制御室の温度上昇</td> <td>中央制御室のRCICの制御盤の設計で想定している環境の最高温度は40℃である。SBOでは換気空調系が停止するため、中央制御室の温度が40℃を超える可能性が考えられる。</td> <td>中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約39℃（補足資料参照）と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である40℃<sup>※2</sup>を下回る。したがって、中央制御室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 タービン排気ラインのRCICラプチャーディスク破壊設定圧力は約980kPa[gage]であり、S/C圧力上昇の影響を受けない。</p> <p>※2 使用環境の温度が40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。</p>			RCIC運転継続制約要因	概要	評価	S/C水温上昇	S/Cのプール水の水温が上昇し、RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）である。第二水源であるS/Cに自動で水源が切り替わることはなく、SBO時においてS/Cのプール水をRCICポンプの水源として使用しない。したがって、S/Cのプール水の水温上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、CSTは淡水貯水槽の水を大容量送水ポンプ(タイプ1)等により補給するため、水源が枯渇することはない。	S/C圧力上昇	RCICタービン保護のため、S/C圧力294kPa[gage]にてRCICタービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。	SBO時にRCICによる原子炉注水を継続した場合のS/C圧力推移を評価した結果、事象発生後24時間におけるS/C圧力は、250kPa[gage]未満 <sup>※1</sup> であり、RCICタービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、S/C圧力上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICの運転継続のため、SBO時にはタービン排気圧力高トリップインターロックを除外する運転手順としている。	中央制御室の温度上昇	中央制御室のRCICの制御盤の設計で想定している環境の最高温度は40℃である。SBOでは換気空調系が停止するため、中央制御室の温度が40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約39℃（補足資料参照）と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である40℃ <sup>※2</sup> を下回る。したがって、中央制御室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。	<p>表1 SBO対応継続の影響評価</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>SBO対応継続制約要因</th> <th>概要</th> <th>評価</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>タービン動補助給水ポンプ</td> <td>機器の発熱及びタービン動補助給水ポンプ室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。</td> <td>事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約52℃まで上昇するが、設備の許容温度は80℃であり、SBO対応継続に影響はない。</td> </tr> <tr> <td>中央制御室</td> <td>機器の発熱及び中央制御室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。</td> <td>事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約33℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">インパータ室温度、リレー室温度</td> <td>A、B-安全補器閉器室</td> <td>機器の発熱及び安全補器閉器室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。</td> <td>事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約38℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。</td> </tr> <tr> <td>A、B-安全系計装盤室</td> <td>機器の発熱及び安全系計装盤室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。</td> <td>事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約37℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプエリア</td> <td>機器の発熱及び代替格納容器スプレイポンプエリア外からの入熱を考慮した場合、ポンプの指名期間にポンプの周囲温度がポンプの許容温度を上回るおそれがある。</td> <td>事項発生からポンプの使命期間である60時間後までにポンプ設置エリアの温度は約40℃まで上昇するが、設備の許容温度は40℃であり、SBO対応継続に影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>			SBO対応継続制約要因	概要	評価	タービン動補助給水ポンプ	機器の発熱及びタービン動補助給水ポンプ室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約52℃まで上昇するが、設備の許容温度は80℃であり、SBO対応継続に影響はない。	中央制御室	機器の発熱及び中央制御室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約33℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。	インパータ室温度、リレー室温度	A、B-安全補器閉器室	機器の発熱及び安全補器閉器室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約38℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。	A、B-安全系計装盤室	機器の発熱及び安全系計装盤室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約37℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。	代替格納容器スプレイポンプエリア	機器の発熱及び代替格納容器スプレイポンプエリア外からの入熱を考慮した場合、ポンプの指名期間にポンプの周囲温度がポンプの許容温度を上回るおそれがある。	事項発生からポンプの使命期間である60時間後までにポンプ設置エリアの温度は約40℃まで上昇するが、設備の許容温度は40℃であり、SBO対応継続に影響はない。	
RCIC運転継続制約要因	概要	評価																																			
S/C水温上昇	S/Cのプール水の水温が上昇し、RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）である。第二水源であるS/Cに自動で水源が切り替わることはなく、SBO時においてS/Cのプール水をRCICポンプの水源として使用しない。したがって、S/Cのプール水の水温上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、CSTは淡水貯水槽の水を大容量送水ポンプ(タイプ1)等により補給するため、水源が枯渇することはない。																																			
S/C圧力上昇	RCICタービン保護のため、S/C圧力294kPa[gage]にてRCICタービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。	SBO時にRCICによる原子炉注水を継続した場合のS/C圧力推移を評価した結果、事象発生後24時間におけるS/C圧力は、250kPa[gage]未満 <sup>※1</sup> であり、RCICタービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、S/C圧力上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICの運転継続のため、SBO時にはタービン排気圧力高トリップインターロックを除外する運転手順としている。																																			
中央制御室の温度上昇	中央制御室のRCICの制御盤の設計で想定している環境の最高温度は40℃である。SBOでは換気空調系が停止するため、中央制御室の温度が40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤等からの発熱と中央制御室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約39℃（補足資料参照）と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である40℃ <sup>※2</sup> を下回る。したがって、中央制御室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。																																			
SBO対応継続制約要因	概要	評価																																			
タービン動補助給水ポンプ	機器の発熱及びタービン動補助給水ポンプ室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約52℃まで上昇するが、設備の許容温度は80℃であり、SBO対応継続に影響はない。																																			
中央制御室	機器の発熱及び中央制御室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約33℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。																																			
インパータ室温度、リレー室温度	A、B-安全補器閉器室	機器の発熱及び安全補器閉器室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約38℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。																																		
	A、B-安全系計装盤室	機器の発熱及び安全系計装盤室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する24時間後までに室温は約37℃まで上昇するが、設備の許容温度は50℃であり、SBO対応継続に影響はない。																																		
代替格納容器スプレイポンプエリア	機器の発熱及び代替格納容器スプレイポンプエリア外からの入熱を考慮した場合、ポンプの指名期間にポンプの周囲温度がポンプの許容温度を上回るおそれがある。	事項発生からポンプの使命期間である60時間後までにポンプ設置エリアの温度は約40℃まで上昇するが、設備の許容温度は40℃であり、SBO対応継続に影響はない。																																			
<p>表1 RCIC運転継続の影響評価(2/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>RCIC運転継続制約要因</th> <th>概要</th> <th>評価</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RCIC室の温度上昇</td> <td>RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃を想定している。SBOでは換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室の温度が66℃を超える可能性が考えられる。</td> <td>RCIC室の室内の発熱とRCIC室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後のRCICポンプ室の最高温度は約59℃（補足資料参照）と評価され、RCICの設計上想定している環境温度の上限値である66℃を下回る。したがって、RCIC室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているパロメトリックコンデンサはSBO時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏えいについても問題とならない。</td> </tr> </tbody> </table>			RCIC運転継続制約要因	概要	評価	RCIC室の温度上昇	RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃を想定している。SBOでは換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室の温度が66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC室の室内の発熱とRCIC室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後のRCICポンプ室の最高温度は約59℃（補足資料参照）と評価され、RCICの設計上想定している環境温度の上限値である66℃を下回る。したがって、RCIC室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているパロメトリックコンデンサはSBO時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏えいについても問題とならない。																													
RCIC運転継続制約要因	概要	評価																																			
RCIC室の温度上昇	RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃を想定している。SBOでは換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室の温度が66℃を超える可能性が考えられる。	RCIC室の室内の発熱とRCIC室躯体の放熱の熱バランスから、換気空調系停止後のRCICポンプ室の最高温度は約59℃（補足資料参照）と評価され、RCICの設計上想定している環境温度の上限値である66℃を下回る。したがって、RCIC室の温度上昇がRCIC運転継続に与える影響はない。なお、RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているパロメトリックコンデンサはSBO時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏えいについても問題とならない。																																			

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 RCIC系統概略図</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 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.3.1.2 補足資料</p> <p style="text-align: center;">全交流動力電源喪失時における RCIC 室・中央制御室の温度上昇について</p> <p>1. 評価の流れ</p> <p>SB0 時には換気空調系による除熱が行われないため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等の室内の熱源から受ける熱量(室内熱負荷)と隣の部屋への放熱(躯体放熱)のバランスによって決定される(図1参照)。</p> <p>換気空調系停止後、評価対象室の温度は上昇し始め、室温が評価対象室躯体の温度以上になれば評価対象室から躯体への放熱が始まり、室温の上昇は抑制される。</p> <div data-bbox="224 750 918 1053"> </div> <p style="text-align: center;">図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.2.24 補足資料</p> <p style="text-align: center;">全交流電源喪失時における タービン動補助給水ポンプ室・代替格納容器スプレイポンプ設置エリア 及び中央制御室の温度上昇について</p> <p>1. 評価の流れ</p> <p>SB0 時には換気空調系による除熱が行われないため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等の室内の熱源から受ける熱量(室内熱負荷)と隣の部屋への放熱(躯体放熱)のバランスによって決定される(図1参照)。</p> <p>換気空調系停止後、評価対象室の温度は上昇し始め、室温が評価対象室躯体の温度以上にならないければ評価対象から躯体への放熱が始まり、室温の上昇は抑制される。</p> <div data-bbox="1120 702 1904 1133"> </div> <p style="text-align: center;">図1 室内の熱収支の概念</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 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由																																																																	
<p>2. 評価条件</p> <p>評価条件を以下にまとめる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・評価対象とする部屋の条件:表1参照</li> <li>・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度</li> </ul> <table border="1" data-bbox="179 303 784 542"> <tr><td>一般エリア</td><td>26.0/40.0℃</td></tr> <tr><td>RHRポンプ(A)室</td><td>65.0℃</td></tr> <tr><td>トールラス室</td><td>145.0℃</td></tr> <tr><td>CUW再生熱交換器室</td><td>50.0℃</td></tr> <tr><td>屋外</td><td>28.5℃</td></tr> <tr><td>屋上</td><td>37.0℃</td></tr> <tr><td>地中</td><td>14.0℃</td></tr> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>・壁一空气の熱伝達率<sup>*1</sup>:0 ~3.52W/m<sup>2</sup>K</li> <li>※1 各壁面についての自然対流熱伝達率を「日本機械学会伝熱工学資料第5版」に基づき設定</li> <li>・コンクリートの熱伝導率:1.63W/mK</li> </ul> <p>[出典:日本建築学会原子炉建屋構造設計指針・同解説]</p> <p>表1 評価対象とする部屋の条件</p> <table border="1" data-bbox="224 718 963 941"> <thead> <tr> <th>条件</th> <th>R C I C室</th> <th>中央制御室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱負荷<sup>*2</sup> [W]</td> <td>10744</td> <td>0~1h : 21855 1~8h : 9535 8~24h : 7295</td> </tr> <tr> <td>容積 [m<sup>3</sup>]</td> <td>551</td> <td>3563</td> </tr> <tr> <td>室内空气の比熱<sup>*3</sup> [J/kgK]</td> <td>約 1007</td> <td>約 1007</td> </tr> <tr> <td>初期温度 [℃]</td> <td>40</td> <td>26</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>※ 2 中央制御室の熱負荷は不要な負荷の切離しによる変化を考慮する。</li> <li>※ 3 「日本機械学会伝熱工学資料第5版」に基づき設定</li> </ul>	一般エリア	26.0/40.0℃	RHRポンプ(A)室	65.0℃	トールラス室	145.0℃	CUW再生熱交換器室	50.0℃	屋外	28.5℃	屋上	37.0℃	地中	14.0℃	条件	R C I C室	中央制御室	発熱負荷 <sup>*2</sup> [W]	10744	0~1h : 21855 1~8h : 9535 8~24h : 7295	容積 [m <sup>3</sup> ]	551	3563	室内空气の比熱 <sup>*3</sup> [J/kgK]	約 1007	約 1007	初期温度 [℃]	40	26	<p>2. 評価条件</p> <p>評価条件を以下にまとめる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・対象エリアの評価条件 : 表1参照</li> <li>・対象エリアの評価期間 : 表1参照</li> <li>・対象エリアの隣接温度条件 : 2.1、2.2、2.3、2.4、2.5 項参照</li> </ul> <p>表1 対象エリアの評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1064 710 1955 1045"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>タービン動補助給水ポンプ室</th> <th>代替格納容器スプレイポンプ設置エリア</th> <th>中央制御室</th> <th>A、B-安全補器開閉器室</th> <th>A、B-安全系計装盤室</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発熱量 [kW]</td> <td>約 12</td> <td>約 11</td> <td>約 29</td> <td>約 17</td> <td>約 17</td> </tr> <tr> <td>体積 [m<sup>3</sup>]</td> <td>約 340</td> <td>約 950</td> <td>約 2900</td> <td>A: 約 2,350 B: 約 2,350</td> <td>A: 約 850 B: 約 600</td> </tr> <tr> <td>初期温度 [℃]</td> <td>40</td> <td>30</td> <td>24</td> <td>35</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>評価期間 [hr]</td> <td>24<sup>*1</sup></td> <td>60<sup>*2</sup></td> <td>24<sup>*1</sup></td> <td>24<sup>*1</sup></td> <td>24<sup>*1</sup></td> </tr> <tr> <td>許容温度[℃]</td> <td>80</td> <td>40</td> <td>50</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>※ 1 : 事故時に空調設備による冷却に期待できるため、空調機能復旧までを評価期間とする。</li> <li>※ 2 : 事故時に空調設備による冷却に期待できないエリアであるため、当該ポンプの使命期間のうち最も長いものを評価期間とする。</li> </ul>	評価条件	タービン動補助給水ポンプ室	代替格納容器スプレイポンプ設置エリア	中央制御室	A、B-安全補器開閉器室	A、B-安全系計装盤室	発熱量 [kW]	約 12	約 11	約 29	約 17	約 17	体積 [m <sup>3</sup> ]	約 340	約 950	約 2900	A: 約 2,350 B: 約 2,350	A: 約 850 B: 約 600	初期温度 [℃]	40	30	24	35	24	評価期間 [hr]	24 <sup>*1</sup>	60 <sup>*2</sup>	24 <sup>*1</sup>	24 <sup>*1</sup>	24 <sup>*1</sup>	許容温度[℃]	80	40	50	50	50	
一般エリア	26.0/40.0℃																																																																		
RHRポンプ(A)室	65.0℃																																																																		
トールラス室	145.0℃																																																																		
CUW再生熱交換器室	50.0℃																																																																		
屋外	28.5℃																																																																		
屋上	37.0℃																																																																		
地中	14.0℃																																																																		
条件	R C I C室	中央制御室																																																																	
発熱負荷 <sup>*2</sup> [W]	10744	0~1h : 21855 1~8h : 9535 8~24h : 7295																																																																	
容積 [m <sup>3</sup> ]	551	3563																																																																	
室内空气の比熱 <sup>*3</sup> [J/kgK]	約 1007	約 1007																																																																	
初期温度 [℃]	40	26																																																																	
評価条件	タービン動補助給水ポンプ室	代替格納容器スプレイポンプ設置エリア	中央制御室	A、B-安全補器開閉器室	A、B-安全系計装盤室																																																														
発熱量 [kW]	約 12	約 11	約 29	約 17	約 17																																																														
体積 [m <sup>3</sup> ]	約 340	約 950	約 2900	A: 約 2,350 B: 約 2,350	A: 約 850 B: 約 600																																																														
初期温度 [℃]	40	30	24	35	24																																																														
評価期間 [hr]	24 <sup>*1</sup>	60 <sup>*2</sup>	24 <sup>*1</sup>	24 <sup>*1</sup>	24 <sup>*1</sup>																																																														
許容温度[℃]	80	40	50	50	50																																																														

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 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由																																																
	<p>2.1 タービン動補助給水ポンプ室 隣接温度条件                      タービン動補助給水ポンプ室の隣接温度条件を表2に示す。</p> <p style="text-align: center;">表2 タービン動補助給水ポンプ室 隣接温度条件</p> <table border="1" data-bbox="1122 301 1895 692"> <thead> <tr> <th rowspan="2">エリア名称</th> <th colspan="2">室温</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>通常時 [℃]</th> <th>事故時 [℃]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>タービン動補助給水ポンプ室給気ファン室</td> <td>40</td> <td>45</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>CCWポンプ室</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>制御用空気圧縮機室</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>通路</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>タービン建屋</td> <td>40</td> <td>27</td> <td>事故後外気相当になると想定</td> </tr> </tbody> </table> <p>2.2 代替格納容器スプレイポンプ設置エリア 隣接温度条件                      代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの隣接温度条件を表3に示す。</p> <p style="text-align: center;">表3 代替格納容器スプレイポンプ設置エリア 隣接温度条件</p> <table border="1" data-bbox="1128 895 1888 1227"> <thead> <tr> <th rowspan="2">エリア名称</th> <th colspan="2">室温</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>通常時 [℃]</th> <th>事故時 [℃]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>安全補器室</td> <td>35</td> <td>55</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>制御建屋空気圧縮機室・通路</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>インバータ室・制御棒駆動装置電源室</td> <td>35</td> <td>35</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>風除室</td> <td>27</td> <td>27</td> <td>事故後外気相当になると想定</td> </tr> </tbody> </table>	エリア名称	室温		備考	通常時 [℃]	事故時 [℃]	タービン動補助給水ポンプ室給気ファン室	40	45	空調停止時における24時間後の室温	CCWポンプ室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	制御用空気圧縮機室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	タービン建屋	40	27	事故後外気相当になると想定	エリア名称	室温		備考	通常時 [℃]	事故時 [℃]	安全補器室	35	55	空調停止時における24時間後の室温	制御建屋空気圧縮機室・通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	インバータ室・制御棒駆動装置電源室	35	35	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	風除室	27	27	事故後外気相当になると想定	
エリア名称	室温		備考																																															
	通常時 [℃]	事故時 [℃]																																																
タービン動補助給水ポンプ室給気ファン室	40	45	空調停止時における24時間後の室温																																															
CCWポンプ室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																															
制御用空気圧縮機室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																															
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																															
タービン建屋	40	27	事故後外気相当になると想定																																															
エリア名称	室温		備考																																															
	通常時 [℃]	事故時 [℃]																																																
安全補器室	35	55	空調停止時における24時間後の室温																																															
制御建屋空気圧縮機室・通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																															
インバータ室・制御棒駆動装置電源室	35	35	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																															
風除室	27	27	事故後外気相当になると想定																																															

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由																																																																
	<p>2.3 中央制御室 隣接温度条件                      中央制御室の隣接温度条件を表4に示す。</p> <p style="text-align: center;">表4 中央制御室 隣接温度条件</p> <table border="1" data-bbox="1128 300 1890 753"> <thead> <tr> <th rowspan="2">エリア名称</th> <th colspan="2">室温</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>通常時 [℃]</th> <th>事故時 [℃]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>屋外</td> <td>27</td> <td>27</td> <td>設計外気温度</td> </tr> <tr> <td>安全補機開閉器室</td> <td>35</td> <td>55</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>安全系計装盤室</td> <td>24</td> <td>40</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>資料室</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>通路</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>運転員控室、会議室</td> <td>24</td> <td>24</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> </tbody> </table> <p>2.4 A、B安全補器開閉器室 隣接温度条件                      A、B安全補器開閉器室の隣接温度条件を表5に示す。</p> <p style="text-align: center;">表5 中央制御室 隣接温度条件</p> <table border="1" data-bbox="1128 938 1890 1449"> <thead> <tr> <th rowspan="2">エリア名称</th> <th colspan="2">室温</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>通常時 [℃]</th> <th>事故時 [℃]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中央制御室</td> <td>24</td> <td>33</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>運転員控室、会議室</td> <td>24</td> <td>26</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>安全系計装盤室</td> <td>24</td> <td>37</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>試料採取室</td> <td>24</td> <td>40</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>安全系蓄電池室、後備蓄電池室</td> <td>35</td> <td>40</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>安全補器開閉器室（逆トレン側）</td> <td>35</td> <td>38</td> <td>空調停止時における24時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>通路、階段</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> </tbody> </table>	エリア名称	室温		備考	通常時 [℃]	事故時 [℃]	屋外	27	27	設計外気温度	安全補機開閉器室	35	55	空調停止時における24時間後の室温	安全系計装盤室	24	40	空調停止時における24時間後の室温	資料室	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	運転員控室、会議室	24	24	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	エリア名称	室温		備考	通常時 [℃]	事故時 [℃]	中央制御室	24	33	空調停止時における24時間後の室温	運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における24時間後の室温	安全系計装盤室	24	37	空調停止時における24時間後の室温	試料採取室	24	40	空調停止時における24時間後の室温	安全系蓄電池室、後備蓄電池室	35	40	空調停止時における24時間後の室温	安全補器開閉器室（逆トレン側）	35	38	空調停止時における24時間後の室温	通路、階段	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	
エリア名称	室温		備考																																																															
	通常時 [℃]	事故時 [℃]																																																																
屋外	27	27	設計外気温度																																																															
安全補機開閉器室	35	55	空調停止時における24時間後の室温																																																															
安全系計装盤室	24	40	空調停止時における24時間後の室温																																																															
資料室	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																																															
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																																															
運転員控室、会議室	24	24	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																																															
エリア名称	室温		備考																																																															
	通常時 [℃]	事故時 [℃]																																																																
中央制御室	24	33	空調停止時における24時間後の室温																																																															
運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における24時間後の室温																																																															
安全系計装盤室	24	37	空調停止時における24時間後の室温																																																															
試料採取室	24	40	空調停止時における24時間後の室温																																																															
安全系蓄電池室、後備蓄電池室	35	40	空調停止時における24時間後の室温																																																															
安全補器開閉器室（逆トレン側）	35	38	空調停止時における24時間後の室温																																																															
通路、階段	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																																																															

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

7.1.2. 全交流動力電源喪失（添付資料 7.1.2.24 全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>3. 評価結果</p> <p>SBO 時において、事象発生から 24 時間後の RCIC 室の最高温度は約 59℃、中央制御室の最高温度は約 39℃となり、設計上想定している環境温度の上限値<sup>※4</sup>を超過しないため、RCIC 運転継続に与える影響はない。</p> <p>※ 4 RCIC 室：66℃、中央制御室：40℃</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2.5 A,B-安全系計装盤室 隣接温度条件</p> <p>A,B-安全系計装盤室の隣接温度条件を表 6 に示す。</p> <p style="text-align: center;">表 6 中央制御室 隣接温度条件</p> <table border="1" data-bbox="1128 301 1890 751"> <thead> <tr> <th rowspan="2">エリア名称</th> <th colspan="2">室温</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>通常時 [℃]</th> <th>事故時 [℃]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>空調機器室 (A 系のみ)</td> <td>40</td> <td>55</td> <td>空調停止時における 24 時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>資料室 (B 系のみ)</td> <td>25</td> <td>25</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> <tr> <td>安全補器開閉器室</td> <td>35</td> <td>38</td> <td>空調停止時における 24 時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>中央制御室</td> <td>24</td> <td>33</td> <td>空調停止時における 24 時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>運転員控室、会議室</td> <td>24</td> <td>26</td> <td>空調停止時における 24 時間後の室温</td> </tr> <tr> <td>通路</td> <td>40</td> <td>40</td> <td>運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定</td> </tr> </tbody> </table> <p>3 評価結果</p> <p>SBO 時において、事故発生から 24 時間後のタービン動補助給水ポンプ室の最高温度は「約 52℃」、中央制御室の最高温度は「約 33℃」、A、B-安全補器開閉器室「約 38℃」となり、A、B-安全系計装盤室「約 37℃」となり、事故発生から 60 時間後の代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの最高温度は「約 40℃」となる。</p> <p>従って、当該エリアに設置している設備の許容温度を超過しないため、タービン動補助給水ポンプ等の運転継続に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	エリア名称	室温		備考	通常時 [℃]	事故時 [℃]	空調機器室 (A 系のみ)	40	55	空調停止時における 24 時間後の室温	資料室 (B 系のみ)	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	安全補器開閉器室	35	38	空調停止時における 24 時間後の室温	中央制御室	24	33	空調停止時における 24 時間後の室温	運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における 24 時間後の室温	通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定	
エリア名称	室温		備考																													
	通常時 [℃]	事故時 [℃]																														
空調機器室 (A 系のみ)	40	55	空調停止時における 24 時間後の室温																													
資料室 (B 系のみ)	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																													
安全補器開閉器室	35	38	空調停止時における 24 時間後の室温																													
中央制御室	24	33	空調停止時における 24 時間後の室温																													
運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における 24 時間後の室温																													
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定																													



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 2.2.23 全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合）のループ流量の挙動について（大飯）

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 2.2.23</p> <p>全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合）のループ流量の挙動について</p> <p>1. 1次冷却材流量の挙動について</p> <p>全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生しない場合）の有効性評価の解析では、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達するまでの間、1次冷却材圧力及び温度並びに燃料被覆管温度は安定的に推移し、炉心冷却は維持できていることを示しているが、図1に示す通り、ループ流量が間欠的な挙動を呈しており、これは次のメカニズムによるものである。</p> <p>図2に示すとおりRCPシール部からの漏えいに伴う1次冷却系保有水量の減少により、高温側配管及びSG伝熱管にボイドが流入し、自然循環の駆動力が増加し、1次冷却材流量が増加するもの（注1）、約14時間以降では、以下の（1）、（2）、（3）を繰り返す、1次冷却材流量が間欠的な挙動となる。</p> <p>（1）炉心で発生するボイドが蒸気発生器伝熱管に流入することで、自然循環の駆動力が増加し、1次冷却材流量が増加する。</p> <p>（2）1次冷却材流量が増加するため、炉心で発生するボイド量が低下するとともに、自然循環の駆動力が低下により、1次冷却材流量が低下する。</p> <p>（3）1次冷却材流量が低下することで、炉心で発生するボイド量が増加する。</p> <p>解析モデルは、<span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 1em; vertical-align: middle;"></span>、本メカニズムにより、炉心で生じたボイドが1次冷却系内を間欠的に移動し、1次冷却材流量全体が間欠的な挙動を示す結果となる。しかしながら、実機では、高さの異なる伝熱管毎に間欠的な挙動の周期が異なるため、各伝熱管の流量の合計である炉心流量は比較的安定的なものとなり、炉心での発生ボイド量が安定すると考えられる。</p> <p>注1：自然循環は、図3に示すように、冷却材の密度の違いによる水頭差を駆動力としており、高温冷却材部分（炉心、SG伝熱管上昇部）において、ボイドにより冷却材密度が小さくなると駆動力が大きくなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 20px; width: fit-content;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div>	<p style="text-align: center;">【該当する資料無し】</p>	<p>※大飯3 / 4号炉は次ページの図1のとおりループ流量の挙動が間欠的な挙動を示しているため本資料を作成しループ流量の挙動に関して説明をしているが、泊はそのような挙動を示していないことから本資料は作成していない</p>

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="383 177 806 523"> </div> <div data-bbox="454 547 797 598"> <p>図1 1次冷却材流量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)</p> </div> <div data-bbox="331 612 848 981"> </div> <div data-bbox="412 994 786 1019"> <p>図2 1次冷却材流量の間欠挙動のメカニズム</p> </div> <div data-bbox="280 1026 568 1396"> </div> <div data-bbox="459 1399 685 1425"> <p>図3 PWRの自然循環冷却</p> </div> <div data-bbox="577 1061 918 1364"> <ul style="list-style-type: none"> <li>● PWRでは1次冷却材ポンプが停止してもSG(蒸気発生器)の2次側からの冷却により、炉心での崩壊熱を自然循環冷却(左図)で除熱できる。</li> <li>● 冷却の駆動力は蒸気発生器、炉心部における冷却材温度変化に起因する密度差であることから外部からの動力を必要とせず、炉心を冷却できる</li> </ul> <p>高温部の冷却材密度による水頭(緑)より低温部の冷却材密度による水頭(青)が大きいため、水頭差による駆動力(赤)が発生</p> </div>		

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE713-9 r.11.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉  
重大事故等対策の有効性評価  
比較表

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

令和5年8月  
北海道電力株式会社

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<b>比較結果等をとまとめた資料</b>				
<b>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)</b>				
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. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項 なし				
<b>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</b>				
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、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
・女川の構文を確認する目的で女川の「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」を掲載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	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、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失することを想定する。このため、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により1次冷却系保有水量の減少が生じることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。			相違なし

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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
<b>2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>				
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	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。	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。	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、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、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格納容器再循環ユニットを用いたC、D-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。	設計の相違 ・長期対策は高浜がプースティングプラントのため、高圧代替再循環に余熱除去系が必要
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（「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様）			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。			相違なし

2-4) 主な相違

・大飯3/4号、高浜3/4号との差異で設計方針の相違はない。また、各プラントとも重要事故シーケンスが「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、特筆すべき相違もなし

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	—
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	—
	復水ビット	復水タンク	補助給水ビット	—
	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)
	動作	作動	動作	(大飯と同様)

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>2.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>2.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」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、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が</p>	<p>2.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>2.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」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、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、④「手動停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」及び⑨「大破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、</p>	<p>7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>7.1.3.1 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「原子炉補機冷却機能喪失」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、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」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「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が</p>	<p>※本事象はSBOと同じ重要事象ケースで評価しているためSBOと同様として記載を省略している箇所がある。女川の構文を確認するため女川の「崩壊熱除去機能喪失」を記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により1次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナリオグループでは、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>喪失する。</p> <p>このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水及び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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により1次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シナリオグループでは、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>炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。</p> <p>このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シナリオとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シナリオグループは、取水機能が喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シナリオグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水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、本事故シナリオグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了した後に、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</p>	<p>喪失することを想定する。</p> <p>このため、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに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ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより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、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の流出により1次冷却系保有水量の減少が生じることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナリオグループは、原子炉補機冷却機能が喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シナリオグループである。</p> <p>このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても炉心冷却が可能な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、本事故シナリオグループでは、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、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>【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> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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。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2.3.1図に、対応手順の概要を第2.3.2図及び第2.3.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.3.2(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</p>	<p>長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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。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2.3.1.1図に、対応手順の概要を第2.3.1.2図及び第2.3.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.3.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「2.3.2(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</p>	<p>ンブ)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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」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、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)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、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。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2.4.1.1図から第2.4.1.3図に、手順の概要を第2.4.1.4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2.4.1.1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、</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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、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7.1.3.1図に、手順の概要を第7.1.3.2図及び第7.1.3.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.3.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシ</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>【高浜】 設計の相違 ・泊は非プースティン 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】 記載表現の相違(女川 実績の反映)</p> <p>【大飯、高浜】</p>



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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計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2.3.4図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、46名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、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>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水</p>	<p>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構成され、合計68名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間までの必要要員は、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緊急安全対策要員20名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員6名。召集要員に期待する事象発生6時間以降に追加で必要な召集要員は24名である。この必要な要員と作業項目について第2.3.1.4図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、68名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、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>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水</p>	<p>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2.4.1.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注</p>	<p>ールLOCAが発生する事故」における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7.1.3.4図に示す。</p> <p>なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、21名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認</p> <p>原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、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>b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・本事故シナリオグループを評価する上で選定した事故シーケンスにおける要員を示している点は伊方と同様</p> <p>【大飯、高浜】</p> <p>体制の相違</p> <p>・大飯及び高浜がワイドアウトのに対して、泊はシグナルアウ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（ディスクリス取付、仮設水槽配備等が不要）、比較的少人数での対応が可能となっている。</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作</p> <p>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応</p> <p>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、使用済燃料ピットへの注水確保、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>(添付資料 2. 2. 8、2. 2. 9)</p>	<p>流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作</p> <p>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応</p> <p>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/高圧注水ポンプ（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、使用済燃料ピットへの注水確保、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>水</p> <p>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。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確保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。</p> <p>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</p> <p>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、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。また、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、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。</p> <p>また、原子炉への注水に必要な電動</p>	<p>流量確立の確認</p> <p>蒸気発生器水位低下により電動及び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. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作</p> <p>原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。</p> <p>d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応</p> <p>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、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置及び可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。</p> <p>(添付資料 7. 1. 2. 22、7. 1. 2. 9)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（伊方</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>e. 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次冷却材の漏えいの判断を行う。                      1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>f. 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125m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</p> <p>補助給水系機能維持の判断に必要な</p>	<p>e. 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次冷却材の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。</p> <p>f. 補助給水系の機能維持の判断                      すべての蒸気発生器への補助給水流                      量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</p> <p>補助給水系の機能維持の判断に必</p>	<p>弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であること確認する。                      格納容器除熱機能が喪失しているため、サブプレッションプールの熱容量制限値到達により、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。                      また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。                      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>e. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水                      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注水が開始され、原子炉水位が回復する。                      低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）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3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. 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                      原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、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。                      残留熱除去系（サブプレッ</p>	<p>e. 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次冷却材の漏えいの判断を行う。                      1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>f. 補助給水系機能維持の判断                      すべての補助給水流                      量計指示の合計が80m<sup>3</sup>/h以上であることを確認する。</p> <p>補助給水系機能維持の判断に必要な</p>	<p>と同様                      【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、泊は本事象では記載しない（伊方と同様）</p> <p>【大飯】                      設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>g. 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。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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。                  また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水ピットへの供給を行う。</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。                  （添付資料2.2.6）</p> <p>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。</p> <p>j. アンユラス空気浄化系及び中央制御</p>	<p>要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>g. 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、動作する格納容器隔離弁の閉止を確認する。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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。                  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。                  （添付資料2.2.5）</p> <p>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。</p> <p>j. アンユラス空気浄化系及び中央制御</p>	<p>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>g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水                  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。                  残留熱除去系（低圧注水モード）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。                  原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（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。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、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。</p>	<p>な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>g. 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。</p> <p>h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、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）計指示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。                  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ピットへの供給を行う。                  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。                  （添付資料7.1.2.4）</p> <p>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。</p> <p>j. アンユラス空気浄化系及び中央制御</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> <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> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊は「全交流動力電源喪失」に合わせて補給と記載</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

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>室非常用循環系の起動</p> <p>アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>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、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料2.2.5)</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</p> <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、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>(添付資料2.2.6)</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</p>	<p>室非常用循環系の起動</p> <p>アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>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、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料2.2.6)</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</p> <p>蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、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、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>(添付資料2.2.5)</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</p>		<p>室非常用循環系の起動</p> <p>アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュ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（窒素ボンベ接続）を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>k. 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>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、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料7.1.2.6)</p> <p>1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開</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、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>(添付資料7.1.2.4)</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</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</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> <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

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>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）による代替炉心注水を行う。</p> <p>（添付資料2.2.7）</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び<b>高压代替再循環運転</b></p> <p>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<b>高压代替再循環運転</b>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低下により燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替</p>	<p>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炉心注水が行えない場合、B充てん/高压注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却並びに<b>低圧代替再循環運転</b>及び<b>高压代替再循環運転</b></p> <p>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<b>低圧代替再循環運転</b>又は<b>高压代替再循環運転</b>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、燃料取替用水タンク水位低下により燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>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）による代替炉心注水を行う。</p> <p>（添付資料7.1.2.3）</p> <p>n. 格納容器内自然対流冷却及び<b>高压代替再循環運転</b></p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニット、A-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<b>高压代替再循環運転</b>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低下により燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】                  設計の相違                  ・差異理由は前述どおり②ページ参照                  【大飯、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）                  【大飯、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>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圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.8)</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. 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 style="text-align: right;">(添付資料2.2.9)</p>	<p>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圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</p> <p style="text-align: right;">(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. 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 style="text-align: right;">(添付資料2.2.10)</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>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圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。</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>以降、炉心冷却は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>o. 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 style="text-align: right;">(添付資料7.1.2.22)</p>	<p>設計の相違                      ・燃料取替用水ピット（タンク）の切替水位                      設定の差異</p> <p>【大飯、高浜】                      添付資料の相違                      ・高浜では添付資料2.2.9にて、プ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であることを記載。泊は非プ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。</p> <p>【高浜】                      設計の相違                      ・差異理由は前述とおり（2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）</p> <p>【大飯、高浜】                      対応要員の相違                      ・泊は参集要員の他に運転員が作業を行う</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>2.3.2 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>選定した事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.3.2 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>選定した事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.4.1.2 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策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、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ブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原</p>	<p>7.1.3.2 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、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「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」を重要事故シーケンスとする。</p> <p>本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>【大飯、高浜】                  記載表現の相違（女川実績の反映）</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の条件については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の結果については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の条件については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の結果については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>子炉水位、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</p> <p>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、本重要事故シークエ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>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シークエンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シークエンス特有の解析条件を以下に示す。                      【以降、省略】</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シークエ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）<sup>※1</sup>、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2.4.1.6図から第2.4.1.11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2.4.1.12図から第2.4.1.14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2.4.1.15図から第2.4.1.18図に示す。                      【以降、省略】</p>	<p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シークエンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>2.3.4 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「原子炉補機冷却機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、46名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「2.3.1(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「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な水源、燃料及び電源は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>2.3.4 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「原子炉補機冷却機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、70名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「2.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり68名である。「6.2 重大事故等対策の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名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な資源は「2.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>【以降、省略】</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.4.1.1(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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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>【以降、省略】</p>	<p>7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p> <p>7.1.3.4 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「原子炉補機冷却機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、21名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「7.1.3.1(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「原子炉補機冷却機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>2.3.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シナシ「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」について有効性評価を行った。</p>	<p>2.3.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シナシ「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」について有効性評価を行った。</p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段並びに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している。</p> <p>事故シナシグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シナシ「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水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>7.1.3.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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、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、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を整備している。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シナシ「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」について有効性評価を行った。</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（2ページ参照）</p>

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

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

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>上記は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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>重大事故等対策要員は、本事故シナシ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、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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ナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>上記は、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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>重大事故等対策要員は、本事故シナシ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、「2.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」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ナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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（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等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p>	<p>上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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>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、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。</p> <p>以上のことから、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、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ナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。</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】 記載方針の相違 ・泊では文庫内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大飯、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複数記載</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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

第 2.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（3/5）

制御及び操作	手順	実施設備	可搬設備	目録設備
h. 蒸気発生器2故障による炉心冷却	・補機冷却ポンプによる蒸気発生器への注水を継続し、主蒸気発生器に発生熱量にて炉心冷却を行う。 ・1次冷却材圧力（圧域）を1.70MPa（表）に維持し、炉心冷却材圧力（圧域）を2.0MPa（表）に維持し、炉心冷却材圧力（圧域）を2.0MPa（表）に維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水継続として、発生熱量による炉心冷却材への供給を行う。	・補機冷却ポンプ ・蒸気発生器 ・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉心冷却材圧力（圧域）計 ・蒸気発生器 ・炉心冷却材圧力（圧域）計	・蒸気発生器 ・補機冷却ポンプ	1次冷却材圧力（圧域）計 炉心冷却材圧力（圧域）計 蒸気発生器 補機冷却ポンプ
i. 炉圧注入系動作の確認	・1次冷却材圧力（圧域）の低下に伴い、炉圧注入系が動作することを確認する。	・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉圧注入系	・炉圧注入系	1次冷却材圧力（圧域）計 炉圧注入系
j. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動	・アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動を行う。	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	アニウラス空気浄化系 中央制御室非常用電源系

【1】は炉心冷却材圧力（圧域）計

第 2.3.1.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について（3/5）

制御及び操作	手順	監視設備	可搬設備	目録設備
k. 蒸気発生器3故障による炉心冷却	・補機冷却ポンプによる蒸気発生器への注水を継続し、主蒸気発生器に発生熱量にて炉心冷却を行う。 ・1次冷却材圧力（圧域）を1.70MPa（表）に維持し、炉心冷却材圧力（圧域）を2.0MPa（表）に維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水継続として、発生熱量による炉心冷却材への供給を行う。	・補機冷却ポンプ ・蒸気発生器 ・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉心冷却材圧力（圧域）計 ・蒸気発生器 ・炉心冷却材圧力（圧域）計	・蒸気発生器 ・補機冷却ポンプ	1次冷却材圧力（圧域）計 炉心冷却材圧力（圧域）計 蒸気発生器 補機冷却ポンプ
l. 炉圧注入系動作の確認	・1次冷却材圧力（圧域）の低下に伴い、炉圧注入系が動作することを確認する。	・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉圧注入系	・炉圧注入系	1次冷却材圧力（圧域）計 炉圧注入系
m. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動	・アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動を行う。	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	アニウラス空気浄化系 中央制御室非常用電源系

【1】は炉心冷却材圧力（圧域）計

女川原子力発電所2号炉

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策について（3/5）

制御及び操作	手順	監視設備	可搬設備	目録設備
h. 蒸気発生器2故障による炉心冷却	・補機冷却ポンプによる蒸気発生器への注水を継続し、主蒸気発生器に発生熱量にて炉心冷却を行う。 ・1次冷却材圧力（圧域）を1.70MPa（表）に維持し、炉心冷却材圧力（圧域）を2.0MPa（表）に維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水継続として、発生熱量による炉心冷却材への供給を行う。	・補機冷却ポンプ ・蒸気発生器 ・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉心冷却材圧力（圧域）計 ・蒸気発生器 ・炉心冷却材圧力（圧域）計	・蒸気発生器 ・補機冷却ポンプ	1次冷却材圧力（圧域）計 炉心冷却材圧力（圧域）計 蒸気発生器 補機冷却ポンプ
i. 炉圧注入系動作の確認	・1次冷却材圧力（圧域）の低下に伴い、炉圧注入系が動作することを確認する。	・1次冷却材圧力（圧域）計 ・炉圧注入系	・炉圧注入系	1次冷却材圧力（圧域）計 炉圧注入系
j. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動	・アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用電源系の起動を行う。	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	・アニウラス空気浄化系 ・中央制御室非常用電源系	アニウラス空気浄化系 中央制御室非常用電源系

【1】は炉心冷却材圧力（圧域）計

※：図中の対象となっている設備を重大事故等対策図に位置付けるもの

【1】：重大事故等対策図（設計基礎版）

泊発電所3号炉

【大飯、高浜】  
 名称等の相違  
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載名称が異なる  
 【大飯、高浜】  
 記載方針の相違  
 （女川実績の反映）  
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別

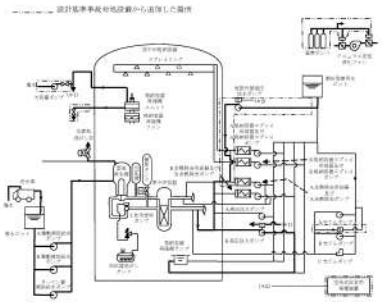
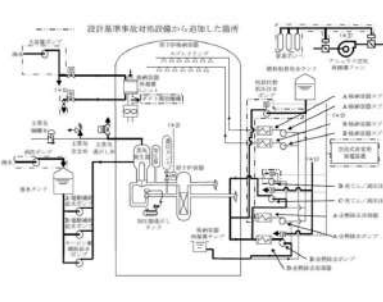
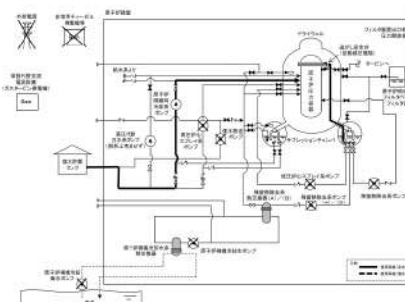
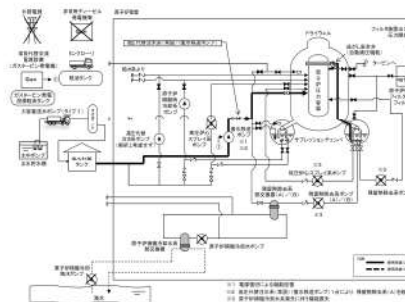
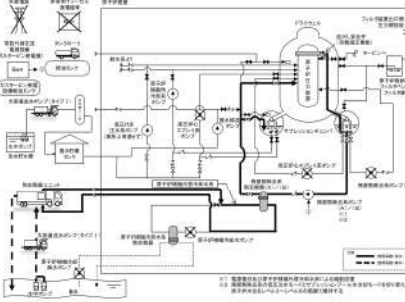
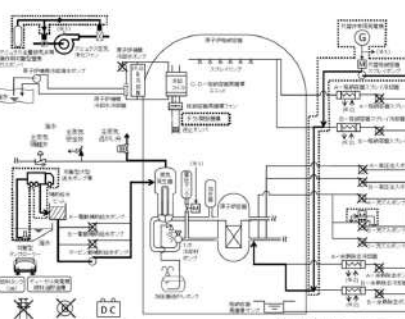
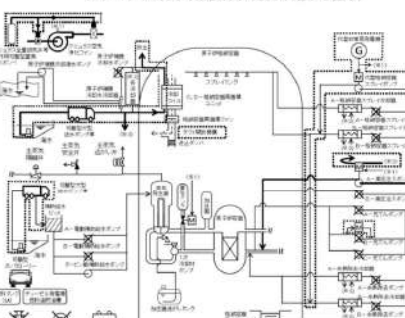






赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>設計基準事故対応施設から取得した箇所</p> <p>第 2.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失時」重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応施設から取得した箇所</p> <p>第 2.3.1.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失時」重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>第 2.4.1.1 図 「排熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故対策の概略系統図 (L/D) (原子炉注水)</p>  <p>第 2.4.1.2 図 「排熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故対策の概略系統図 (D/D) (原子炉急減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第 2.4.1.3 図 「排熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故対策の概略系統図 (D/D) (原子炉注水、原子炉及び格納容器冷却)</p>	 <p>第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故対策の概略系統図 (1/2) (2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水)</p>  <p>第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故対策の概略系統図 (2/2) (高圧代替再循環及び格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>・対応手段に志じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、蓄電池、可搬型タンクローリー、貯油槽を記載</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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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>【大阪、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>
<p>第 2.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要                  （判定プロセス）（1 / 2）</p>	<p>第 2.3.1.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要                  （判定プロセス）（1 / 2）</p>	<p>第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要                  （判定プロセス）（1 / 2）</p>	<p>第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要                  （判定プロセス）（1 / 2）</p>	

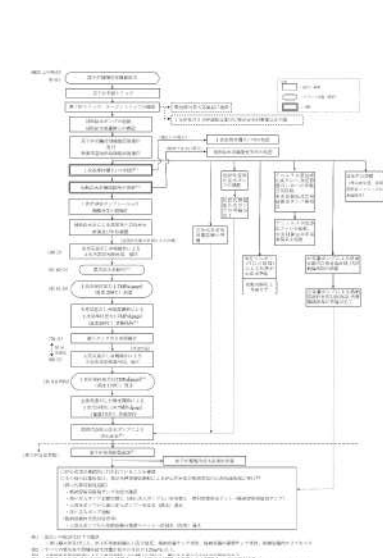

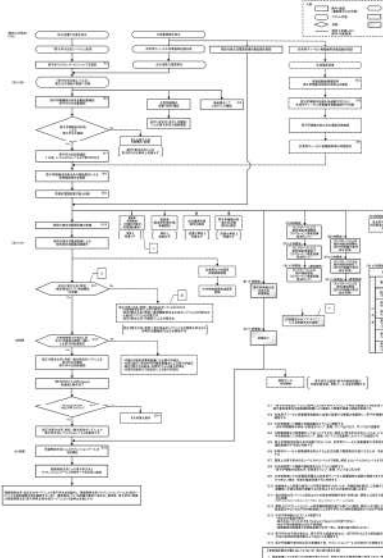
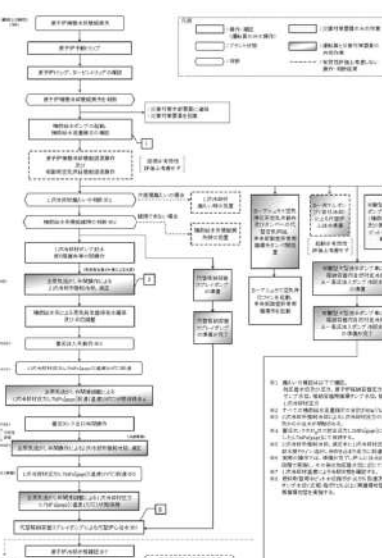
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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 2.3.2 回 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>第 2.3.1.2 回 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>第 7.1.3.2 回 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>第 7.1.3.2 回 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>【大阪、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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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 2.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 2.3.1.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要              (「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 7.1.1 図 「補機冷却機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.1.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失時に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              (女川実績の反映)              ・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、1分ご取り得る手段を記載</p> <p>【大阪、高浜】              設中の相違              解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】              名称等の相違</p>

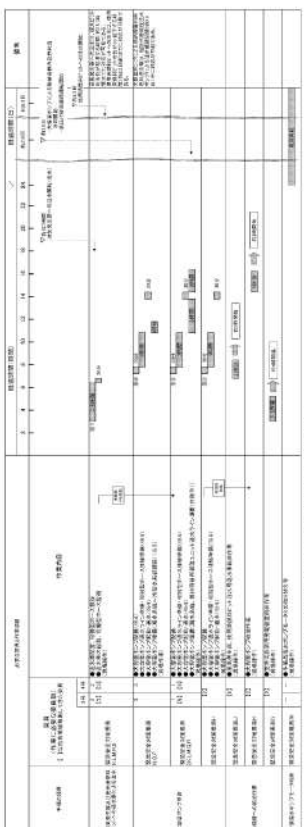
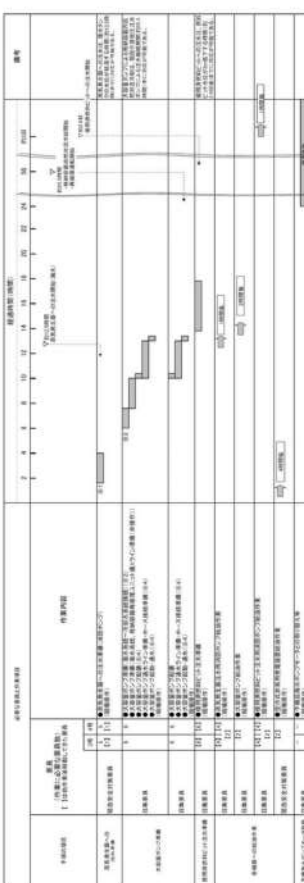
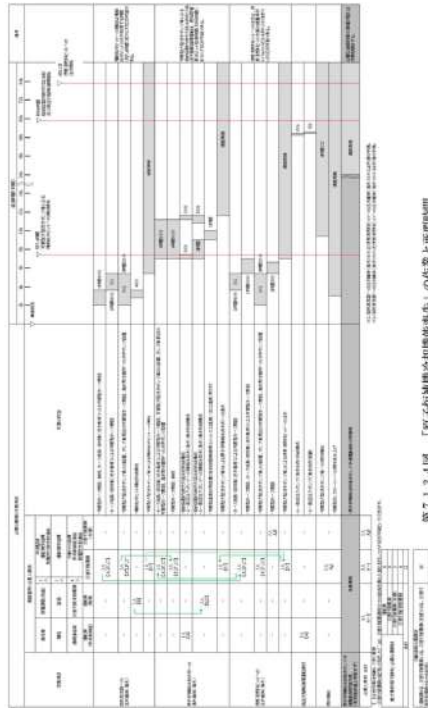
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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 2.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間              (原子炉補機冷却機能喪失+RCP SCLOCA) (1/2)</p>	<p>第 2.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間              (原子炉補機冷却機能喪失+RCP SCLOCA) (1/2)</p>	<p>第 2.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間              (原子炉補機冷却機能喪失+RCP SCLOCA) (1/2)</p>	<p>第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間              (原子炉補機冷却機能喪失時に RCP SCLOCA が発生する事故) (1/2)</p>	<p>【大阪、高浜】              記載方針の相違              (女川実績の反映)              ・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】              設備の相違              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）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

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 2.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (2/2)</p>	 <p>第 2.3.1.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA) (2/2)</p>	<p>【以降、主要解析条件及び事象進展図はPWRが「全交流動力電源喪失」と同一のため省略していることから省略】</p>	 <p>第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間          (原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事象) (2/2)</p>	<p>【大阪、高浜】              記載方針の相違              (女川実績の反映)              ・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】              設詞の相違              解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】              名称等の相違</p>

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE714-9 r.11.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉  
重大事故等対策の有効性評価  
比較表

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

令和5年8月  
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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
<b>比較結果等を取りまとめた資料</b>				
<b>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)</b>				
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. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 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 : 下記1件				
・女川の審査会合の指摘事項への対応として、FFRD現象の有効性評価への影響に関する添付資料を追加（添付資料7.1.4.12）【比較表P11】				
c. 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				
<b>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</b>				
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、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
・女川の構文を確認する目的で女川の「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」を掲載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	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、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系による高圧再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る（原子炉格納容器先行破損）。その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る。			相違なし (炉心への注水手段が高浜と泊・大飯で異なるが、事故シーケンスグループの特徴は同一)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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
<b>2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>				
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	格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、 <b>長期的な冷却を可能とするため、高圧再循環運転</b> 及び格納容器内自然対流冷却を整備する。	格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、 <b>長期的な冷却を可能とするため、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。</b>	初期の対策として <b>高圧注入ポンプによる高圧注入、余熱除去ポンプによる低圧注入及び格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧注入系による高圧再循環運転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格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</b>	設計の相違 ・泊は大破断 LOCA 及び低圧再循環機能の喪失を想定しているため、対策は高圧再循環運転となる（大飯と同様）
重要事故シーケンス	泊に同じ	<b>中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</b>	<b>大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</b>	設計の相違 ・高浜はプースティングプラントのため低圧系によるプースティング機能が喪失すると、高圧再循環運転が実施できず炉心損傷に至る。従って、CV 先行破損では再循環機能が喪失する事故シーケンスが選定されない。（大飯と同様）
有効性評価の結果 (評価項目等)	原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ最高値が約0.41MPa[gage]及び約140℃であり、原子炉格納容器の <b>最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])</b> 及び200℃を下回る。	原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ最高値が約0.350MPa[gage]及び約134℃であり、原子炉格納容器の <b>最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])</b> 及び200℃を下回る。	原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ最高値が約0.360MPa[gage]及び約135℃であり、原子炉格納容器の <b>限界圧力及び限界温度</b> を下回る。	解析結果の相違 ・泊は高浜に比べると上記泊の特徴に記載のとおり、CV 関連パラメータが異なることから若干 CV 圧力及び温度が高い

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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
<b>2-4) 主な相違</b>				
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
起回事象	起回事象として、大破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約0.70m (27.5インチ)とする。	起回事象として、中破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約0.1m (以下「4インチ破断」という。)とする。	起回事象として、大破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする1次冷却材配管(約0.70m (27.5インチ))の完全両端破断とする。	事故条件の相違 ・重要事故シーケンスの違いにより起回事象が異なり、高浜が中破断LOCAを想定するのに対して、泊と大飯は大破断LOCAを想定する(破断箇所は加圧器があるループの低温側配管) ・破断箇所の想定については差異なし
燃料被覆管温度	燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管のスプリット破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約984℃であり、燃料被覆管の酸化量は約0.4%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。	燃料被覆管温度は炉心は冠水状態にあることから初期値(約340℃)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。	燃料被覆管の最高温度は、破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約4.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度は1,200℃以下、燃料被覆管の酸化量は15%以下である。	解析結果の相違 ・泊と大飯は大破断LOCAを想定するため破断直後に炉心露出するが、設計基準事故の添付書類十の解析結果からPCT1,200℃以下、ECR15%以下を確認している ・高浜は中破断LOCAを想定するため炉心露出せず炉心の冠水が維持されるため燃料被覆管温度が上がらない
<b>2-5) 相違理由の省略</b>				
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	高圧注入ポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ	—
	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	—
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D—格納容器再循環ユニット	プラントにより使用する系統が異なるが、2基の格納容器再循環ユニットを使用する点では同様
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)
	動作	作動	動作	(大飯と同様)
	格納容器スプレー機能	格納容器スプレー機能	格納容器スプレー注入機能	泊は「格納容器スプレー注入機能」で統一(伊方と同様)

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失</p> <p>2.4.1 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」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、「大破断LOCA時に低圧再循環機能喪失及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1)</p>	<p>2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失</p> <p>2.4.1 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」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、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「小破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 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「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、④「手動停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」及び⑨「大破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」である。</p>	<p>7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失</p> <p>7.1.4.1 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」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、「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「小破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。</p>	<p>※本事象はPWR特有の事故シーケンスグループであるが女川の構文を確認するため女川の「崩壊熱除去機能喪失」を記載</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 ・高浜はプースティングプラントのため低圧系によるプースティング機能が喪失すると、高圧再循環運転が実施できず炉心損傷に至る。従って、CV先行破損では低圧再循環機能が喪失する事故シーケンスが選定されない。（大飯と同様）</p> <p>【高浜】 添付資料の相違 ・高浜は中破断LOCAにおける破断口径の選定に関する添付資料を付けてい</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>(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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は<b>高圧注入系の再循環運転</b>により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなる<b>こと</b>で、原子炉格納容器が過圧破損に至る。その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなる<b>こと</b>で、炉心損傷に至る（<b>原子炉格納容器先行破損</b>）。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループ</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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は<b>高圧注入系及び低圧注入系の再循環運転</b>により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る（<b>原子炉格納容器先行破損</b>）。その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、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</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「<b>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）</b>」では、<b>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）</b>の発生後、炉心冷却には成功するが、<b>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失すること</b>を想定する。このため、<b>原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。</b>これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、<b>原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</b>また、<b>取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。</b>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、<b>外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</b></p> <p>本事故シーケンスグループは、<b>取水機能が喪失したこと</b>によって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、<b>取水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。</b></p> <p>したがって、本事故シーケンスグループ</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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は<b>高圧注入系による高圧再循環運転</b>により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失すること<b>を想定する。</b>このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなる<b>こと</b>で、原子炉格納容器が過圧破損に至る。その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る（<b>原子炉格納容器先行破損</b>）。</p> <p>本事故シーケンスグループは、<b>原子炉格納容器の除熱機能を喪失したこと</b>によって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、<b>原子炉格納容器の除熱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。</b></p> <p>したがって、本事故シーケンスグループ</p>	<p>るが、泊は重要事故シーケンスに大破断 LOCA を起因とする事象が選定されるため作成していない（大阪と同様）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊は大破断 LOCA 及び低圧再循環機能の喪失を想定しているため、対策は高圧再循環運転となる（大阪と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>ブでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、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、格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.4.1図に、対応手順の概要を第2.4.2図及び第2.4.3</p>	<p>ブでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、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、格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.4.1.1図に、対応手順の概要を第2.4.1.2図及び第</p>	<p>ブでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了した後に、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）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）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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、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。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2.4.1.1図から第2.4.1.3図に、手順の概</p>	<p>ブでは、高圧注入系による高圧再循環運転によって炉心を冠水させつつ、原子炉格納容器内を除熱することによって炉心損傷の防止を図る。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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、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、初期の対策として高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、並びに格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧注入系を用いた高圧再循環運転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格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.4.1図に、手順の概要を第7.1.4.2</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・ 同上</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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2.4.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.4.2(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及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18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10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.4.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブ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>2.4.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.4.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.4.2(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及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う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10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は、6名である。この必要な要員と作業項目について第2.4.1.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブ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>要を第2.4.1.4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2.4.1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2.4.1.5図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</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>図及び第7.1.4.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.4.1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、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、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1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7.1.4.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブ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>実績の反映</p> <p>【大阪、高浜】              体制の相違              ・シングルプラント              とツインプラント              による相違を除けば、対応内容、要員数ともに同等</p> <p>【大阪、高浜】              記載表現の相違（女川              実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、<b>高圧注入流量</b>等である。</p> <p>c. 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、<b>1次冷却材圧力</b>である。</p> <p>d. 1次冷却材の漏えいの判断                      加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンブ及び格納容器再循環サンブ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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 2.4.1)</p> <p>e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断                      格納容器圧力（広域）計指示が<b>196kPa[gage]</b>以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。                      格納容器スプレイ機能喪失の判断に必要な計装設備は、<b>格納容器スプレ</b></p>	<p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、<b>高圧安全注入流量</b>等である。</p> <p>【比較のためc.とd.を入替え】</p> <p>d. 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、<b>1次冷却材圧力</b>である。</p> <p>c. 1次冷却材の漏えいの判断                      加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンブ・格納容器再循環サンブ水位の上昇、及び格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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2.4.2)</p> <p>e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断                      格納容器<b>広域</b>圧力計指示が<b>127kPa[gage]</b>以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。                      格納容器スプレイ機能喪失の判断に必要な計装設備は、<b>格納容器スプレ</b></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、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧                      中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。また、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、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</p>	<p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認                      「ECCS作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。                      安全注入シーケンスの作動状況を確認するために必要な計装設備は、<b>高圧注入流量</b>等である。</p> <p>c. 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、<b>1次冷却材圧力（広域）</b>である。</p> <p>d. 1次冷却材の漏えいの判断                      加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンブ及び格納容器再循環サンブ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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7.1.4.1)</p> <p>e. 格納容器スプレイ注入機能喪失の判断                      原子炉格納容器圧力指示が<b>0.127MPa[gage]</b>以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ注入機能喪失と判断する。                      格納容器スプレイ注入機能喪失の判断に必要な計装設備は、<b>B-1格納容</b></p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p>



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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>大飯発電所3/4号炉 イ積算流量等である。</p> <p>f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応</p> <p>格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備(原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む)、格納容器スプレイ機能の回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器スプレイ機能喪失時の対応に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力等であり、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. 燃料取替用水ビット補給操作</p> <p>高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水ビットの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水ビットの補給操作を行う。 (添付資料2.4.2)</p> <p>h. 再循環自動切換の確認</p> <p>燃料取替用水ビット水位低下により燃料取替用水ビット水位計指示が再循環切替水位(3号炉:12.5%、4</p>	<p>高浜発電所3/4号炉 イ流量積算等である。</p> <p>f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応</p> <p>格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備(原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む)、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 (添付資料2.4.3)</p> <p>格納容器スプレイ系機能喪失時の対応に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力等であり、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. 燃料取替用水タンク補給操作</p> <p>低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。</p> <p>h. 再循環自動切換の確認</p> <p>燃料取替用水タンク水位が低下し16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切</p>	<p>及びバイパス流防止のため緊急時隔離等の閉操作)による系統構成及び復水移送ポンプ1台の起動を行う。</p> <p>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確認する。</p> <p>格納容器除熱機能が喪失しているため、サプレッションプールの熱容量制限値到達により、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>また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</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>e. 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</p>	<p>器スプレイ冷却器出口流量積算(AM用)等である。</p> <p>f. 格納容器スプレイ注入機能喪失時の対応</p> <p>格納容器スプレイ注入機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備(原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む)、格納容器スプレイ注入機能の回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>格納容器スプレイ注入機能喪失時の対応に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク圧力(可搬型)等であり、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>g. 燃料取替用水ビット補給操作</p> <p>高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水ビットの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水ビットの補給操作を行う。 (添付資料7.1.4.2)</p> <p>h. 再循環運転への切替え</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水位(広域)指示71%以上を確認し、</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】 記載箇所の相違 ・添付資料の主な内容は燃料取替用水ビットへの補給の話であるため、泊はg.にて引用(添付資料の内容は同等)</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 記載箇所の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は再循環運転へ自動切替しない設</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>号炉：16.0%）以下になれば、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、格納容器再循環サンプから高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転へ移行する。また、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する。</p> <p>なお、再循環自動切替後、余熱除去流量の指示がない等により低圧再循環機能喪失と判断した場合は、低圧再循環機能の回復操作を行う。</p> <p>再循環自動切替の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>i. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、D格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。</p>	<p>換信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認する。</p> <p>再循環自動切替の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。</p> <p>i. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。</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る。</p>	<p>系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、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）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイヤイン洗浄流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. 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保後、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>再循環運転へ切り替え、再循環運転へ移行する。</p> <p>なお、余熱除去流量の指示がない等により低圧再循環機能喪失と判断した場合は、低圧再循環機能の回復操作を行う。</p> <p>再循環運転への切替を確認するために必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>i. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。</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る。</p>	<p>計となっている（伊方と同様）</p> <p>・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p> <p>【高浜】                  手順の相違                  ・泊は低圧再循環機能の喪失を想定しているため、回復操作について記載（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】                  設計の相違                  ・泊は再循環運転へ自動切替しない設計となっている（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、高圧注入系による再循環運転及びA、D格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。</p>	<p>j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びにA、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。</p>	<p>g. 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>残留熱除去系（低圧注水モード）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>原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（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。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、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。</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>j. 高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却</p> <p>高圧注入系による高圧再循環運転及びC、D格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。</p> <p>以降、炉心冷却は、高圧再循環運転による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、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>【高浜】 設計の相違 ・相違理由は前述のとおり（1ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>2.4.2 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、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、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、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードMAAPにより原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、</p>	<p>2.4.2 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、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」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、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、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードMAAPにより原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>2.4.1.2 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策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、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、原子炉圧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ブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原</p>	<p>7.1.4.2 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、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、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、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり（1ページ参照）</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 ・高浜が中破断LOCAに対して泊・大阪は大破断LOCAでありMAAPは事象初期の適用性が低いため事象初期の除外を明確化</p> <p>【高浜】 設計等の相違 ・MAAPによる解析では、大破断LOCAの事象初期の適用性が低いため事象初</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</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、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2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 2.4.3)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、<b>大破断LOCA</b>が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約<b>0.70m (27.5イ</b></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、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.4.4)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、<b>中破断LOCA</b>が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約<b>0.1m (以下「4イ</b></p>	<p>子炉水位、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</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>(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2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、<b>給水流量の全喪失</b>が発生するものとする。</p>	<p>初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。</p> <p>(添付資料7.1.4.3)</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>(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7.1.4.2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7.1.4.4)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、<b>大破断LOCA</b>が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする<b>1次冷却材配管 (約</b></p>	<p>期は設計基準事故の評価結果を参照する（大阪と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 事故条件の相違 ・差異理由は前述のとおり（1ページ参照） 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊では他の大破断</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>ンチ)とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                  低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                  外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より炉心崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。</p>	<p>チ破断」という。)とする。                  (添付資料2.4.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に関する仮定                  格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                  外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。</p> <p>【参考：女川「原子炉停止機能喪失」】                  外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に給復水及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                  取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                  外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響                  外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低(レベル2)信号にて発生するものとする。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響                  本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、ECCS及び非常用所内電源設備(交流)は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等</p>	<p>0.70m (27.5インチ)の完全両端破断とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                  低圧再循環機能として再循環切替時に低圧注入系、格納容器スプレイ注入機能として格納容器スプレイ系が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                  外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より炉心崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p>	<p>LOCA 事象と記載を合わせている。</p> <p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違(女川実績の反映)                  【高浜】                  設計の相違                  ・差異理由は前述のとおり(1ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】                  記載表現の相違(女川実績の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 非常用炉心冷却設備作動信号                      非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力低」信号により発信するものとする。また、12.04MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p> <p>(b) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ                      高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約360m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約2,500m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約1.5MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動することにより、非常用炉心冷却</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 非常用炉心冷却設備作動信号                      非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。</p> <p>(b) 充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ                      充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約220m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約1,730m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。</p> <p>(c) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動することにより、解析上は非常用</p>	<p>の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号                      原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</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、90.8m<sup>3</sup>/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁                      逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バ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。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）                      逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大130m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) 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>(f) 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）                      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</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉トリップ信号                      原子炉トリップは、「原子炉圧力低」信号によるものとする。</p> <p>(b) 非常用炉心冷却設備作動信号                      非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとする。また、11.36MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p> <p>(c) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ                      高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約350m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m<sup>3</sup>/h～約1,820m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約1.3MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ                      電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動することにより、非常用炉心</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違（女川実装の反映）</p> <p>【大阪】                      設計の相違                      ・作動信号及び設定値の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</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及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量(最低保有水量) 26.9m<sup>3</sup>(1基当たり)</p> <p>(e) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位(3号炉：12.5%、4号炉：16.0%)到達後に行われるものとする。</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) 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は、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である0.39MPa[gage]到達から30分後に開始するものとする。</p>	<p>炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</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及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量(最低保有水量) 29.0m<sup>3</sup>(1基当たり)</p> <p>(e) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位16%到達後に行われるものとする。</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) 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は、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である0.283MPa[gage]到達から30分後に開始するものとする。</p>	<p>する。</p> <p>(g) 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、1,136m<sup>3</sup>/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,191m<sup>3</sup>/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。</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、事象発生から15分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)起動操作は、事象発生から15分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。 (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系(常設)</p>	<p>冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量(最低保有水量) 29.0m<sup>3</sup>(1基当たり)</p> <p>(f) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水ピット水位16.5%到達後に行うものとする。</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) 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は、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である0.283MPa[gage]到達から30分後に開始する。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・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>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 【大飯、高浜】</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.4.3図に、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2.4.5図から第2.4.10図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第2.4.11図から第2.4.15図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.4.1.3図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第2.4.2.1図から第2.4.2.6図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第2.4.2.7図から第2.4.2.11図に示す。</p>	<p>(復水移送ポンプ) 起動操作後、事象発生8時間後に開始する。</p> <p>(添付資料2.4.1.1)</p> <p>(d) 原子炉補機代替冷却水系運転操作は、事象発生から24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24時間後に開始する。</p> <p>(f) 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>(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）<sup>※1</sup>、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2.4.1.6図から第2.4.1.11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2.4.1.12図から第2.4.1.14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2.4.1.15図から第2.4.1.18図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.4.3図に、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7.1.4.5図から第7.1.4.10図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.1.4.11図から第7.1.4.15図に示す。</p>	<p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「<b>原子炉圧力低</b>」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。</p> <p>燃料取替用水ピット水位が低下し、事象発生約37分後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に<b>低圧再循環運転への移行に失敗するが、高圧再循環運転により</b>原子炉容器内水位は維持される。しかし、格</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「<b>原子炉圧力異常低</b>」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより<b>炉心は冠水状態に維持される。</b></p> <p>燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生約7.0時間後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に<b>再循環運転により</b>原子炉容器内水位は維持されるが、格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉</p>	<p>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>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、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>再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、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個を手動開することで実施する。</p> <p>原子炉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が低下するが、<b>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による</b>原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。高出力燃料集合体及び炉心下部ブ</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「<b>原子炉圧力異常低</b>」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。</p> <p>燃料取替用水ピット水位が低下し、事象発生約42分後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に<b>低圧再循環運転への移行に失敗するが、高圧再循環運転により</b>原子炉容器内水位は<b>炉心上端以上の水位で</b></p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【高浜】 解析結果の相違 ・泊は大破断 LOCA を想定するため炉心が一時的に露出するが、ECCSにより再び炉心は冠水状態となる（大阪と同様）</p> <p>【高浜】 解析結果の相違 ・泊は大破断 LOCA を想定しており、炉心への注水量が多く、燃料取替用水ピ</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。</p> <p>事象発生の約8.6時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その30分後から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で、原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。                      (添付資料2.4.4、2.4.9)</p> <p>b. 評価項目等                      【泊が評価項目の記載順を女川に合わせて変更したため、比較のため記載順を並び替えている】                      燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第2.4.10図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管のスプリット破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約984℃であり、燃料被覆管の酸化量は約0.4%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。</p>	<p>心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。</p> <p>事象発生の約8.8時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その30分後から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で、原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。                      (添付資料2.4.5)</p> <p>b. 評価項目等                      【泊が評価項目の記載順を女川に合わせて変更したため、比較のため記載順を並び替えている】                      燃料被覆管温度は第2.4.2.6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340℃）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>レナム部のポイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</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。そのため、事象発生から24時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行う。</p> <p>b. 評価項目等                      燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.12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>維持される。しかし、格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。</p> <p>事象発生の約3.5時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その30分後から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で、原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。                      (添付資料7.1.4.5、7.1.4.10、7.1.4.12)</p> <p>b. 評価項目等                      燃料被覆管の最高温度は第7.1.4.10図に示すとおり、破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約4.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度は1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。</p>	<p>ット水が急激に低下するため、再循環切替が早まる（大飯と同様）                      【大飯、高浜】                      記載方針の相違（伊方と同様）                      【大飯、高浜】                      解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】                      添付資料の相違                      ・泊では女川の審査状況を受けてFRDに関する考察を追加</p> <p>【高浜】                      解析結果の相違                      ・MAAPによる解析では、大破断LOCAの事象初期の適用性が低いため事象初期は設計基準事故の評価結果を参照する（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>1次冷却材圧力は第2.4.5図に示すとおり、初期値（約15.6MPa[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2.4.14図及び第2.4.15図に示すとおり、それぞれ最高値が約0.41MPa[gage]及び約140℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.78MPa[gage]）及び200℃を下回る。事象初期の1次冷却材の流出により、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇しており、特に原子炉格納容器雰囲気温度については、第2.4.15図に示すとおり事象初期に大きく上昇し、最高温度約140℃を上回る挙動を示している。この理由については、「2.4.2(1) 有効性評価の方法」に示すとおり、MAAPが事象初期の原子炉格納容器圧力及び温度への適用性が低いことが理由である。事象初期の推移については、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、事象初期の最高圧力0.308MPa[gage]、最高温度は132℃である。したがって、有効性</p>	<p>1次冷却材圧力は図2.4.2.11に示すとおり、初期値（約15.6MPa[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2.4.2.10図及び第2.4.2.11図に示すとおり、それぞれ最高値が約0.350MPa[gage]及び約134℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.566MPa[gage]）及び200℃を下回る。</p>	<p>原子炉圧力は、第2.4.1.6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7.38MPa[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7.68MPa[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、低下傾向となる。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0.311MPa[gage]及び約143℃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>1次冷却材圧力は第7.1.4.5図に示すとおり、初期値（約15.6MPa[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0.6MPa）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>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、第7.1.4.14図及び第7.1.4.15図に示すとおり、それぞれ最高値が約0.360MPa[gage]及び約135℃であり、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。事象初期の1次冷却材の流出により、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇しており、特に原子炉格納容器雰囲気温度については、第7.1.4.15図に示すとおり事象初期に大きく上昇し、最高温度約135℃を上回る挙動を示している。この理由については、「7.1.4.2(1) 有効性評価の方法」に示すとおり、MAAPが事象初期の原子炉格納容器圧力及び温度への適用性が低いことが理由である。事象初期の推移については、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、事象初期の最高圧力約0.241MPa[gage]、最高温度は約124℃である。したがって、有効</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪】 解析結果の相違 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書の記載値の桁数が多い</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【高浜】 記載方針の相違 ・泊及び大阪は大破断LOCAを想定しており、MAAPが事象初期の適用性が低いことから記載を追加 【大阪】 解析結果の相違 【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

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>評価において確認された最高圧力0.41MPa[gage]及び最高温度140℃を下回る。</p> <p>(添付資料2.7.3)</p> <p>事象発生の約37分後に再循環運転に切り替え、その後も炉心の冷却を継続することにより、原子炉は低温停止状態に移行し、安定停止状態に至る。また、第2.4.14図及び第2.4.15図に示すとおり、事象発生の約24時間後においても原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.5)</p> <p>なお、格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環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>事象発生の約7.0時間後に原子炉は高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。また、第2.4.2.10図及び第2.4.2.11図に示すとおり、事象発生の約32時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.4.6)</p> <p>なお、格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環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>第2.4.1.7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。</p> <p>その後は、24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開始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2.4.1.2)</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>性評価において確認された最高圧力約0.36MPa[gage]及び最高温度約135℃を下回る。</p> <p>(添付資料7.1.4.3)</p> <p>事象発生の約42分後に再循環運転に切り替え、その後も炉心の冷却を継続することにより、原子炉は低温停止状態に移行し、安定停止状態に至る。また、第7.1.4.14図及び第7.1.4.15図に示すとおり、事象発生の約45時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も高圧再循環運転及び格納容器内自然対流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7.1.4.6)</p> <p>なお、原子炉格納容器スプレイ設備の復旧により使用が期待できる場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環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>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり（1ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>2.4.3 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、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.4.3 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、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、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>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は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小</p>	<p>7.1.4.3 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>原子炉格納容器の除熱機能喪失では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する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>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>【大阪、高浜】                  評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、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</p> <p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</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原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>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）に変わりはなく、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、実験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。また、格納容器各領域間の</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原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなるが、操作手順（原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に格納容器内自然対流冷却を開始）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>【大阪、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>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>原子炉格納容器における構造材と</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>原子炉格納容器における構造材と</p>	<p>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2.4.1.3)</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>原子炉格納容器における格納容器</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>原子炉格納容器における構造材と</p>	



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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>の熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      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                      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2.4.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の<b>最確値</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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<b>としている</b>。その中で事象進展に有意な影響を与えると</p>	<p>の熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      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                      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2.4.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の<b>最確値</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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<b>としている</b>。その中で事象進展に有意な影響を</p>	<p>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、C S T F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2.4.1.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      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                      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2.4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、<b>最確条件</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、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<b>がある</b>ことから、その中で事象進展に有意な影響を与</p>	<p>の熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価                      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                      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7.1.4.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、<b>最確条件</b>とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、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<b>がある</b>ことから、その中で事象進展に有意な影響を与</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>考えられる炉心崩壊熱、破断口径及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響                      炉心崩壊熱を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）及び破断口径、並びに標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響                      炉心崩壊熱を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>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                      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。                      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</p>	<p>えると考えられる炉心崩壊熱、<b>原子炉格納容器自由体積</b>、破断口径及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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                      初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を<b>最確条件</b>とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなるが、操作手順（原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に格納容器内自然対流冷却を開始）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。                      初期条件の原子炉格納容器自由体積を<b>最確条件</b>とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納</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（大阪と同様）                      【大阪、高浜】                      評価方針の相違                      ・泊ではCV自由体積は事象進展に優位な影響を与えると考えられるため影響評価を実施（伊方と同様）                      【大阪、高浜】                      記載表現の相違（女川実績の反映）                      【大阪、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                      【大阪、高浜】                      評価方針の相違                      ・泊ではCV自由体積は事象進展に優位な影響を与えると考えられるため影響評価を実施</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与える。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始時間が変動する。</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次系の減温、減圧効果が大きくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする</p>	<p>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>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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</p>	<p>容器内自然対流冷却の開始が遅くなるが、操作手順(原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に格納容器内自然対流冷却を開始)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>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径よりも小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなるが、操作手順(原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に格納容器内自然対流冷却を開始)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>(伊方と同様)</p> <p>【高浜】 解析条件の相違 ・泊・大阪は大破断LOCAを選定しており、破断口径の変動は破断口径が小さくなる側のみとなる(伊方と同様)</p> <p>【大阪、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(大阪と同様)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>格納容器再循環ユニットの除熱特性を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。しかし、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却に影響はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。</p> <p>燃料取替用水タンク水量を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替時間がわずかに早くなる。このため、比較的高温の冷却水が原子炉格納容器内におおむね早く注水されるが、その差はわずかであり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を<b>最確値</b>とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。しかし、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却に影響はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>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<b>低圧代替注水系</b>（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（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2.4.1.3)</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<b>最確条件</b>は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、<b>最確条件</b>とした場合は、燃料被覆管の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</p>	<p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性を<b>最確条件</b>とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。しかし、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却に影響はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>【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（大阪と同様）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径よりも小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>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、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから、破断口径を約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とした場合と、破断口径を約0.15m（以下「6インチ破断」という。）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.4.3.1図及び第2.4.3.2図に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>i. 6インチ破断                  事象発生直後の短期応答につ</p>	<p>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>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により炉心冷却が継</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も小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>初期条件の原子炉格納容器自由体積を最確条件とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器の圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径よりも小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、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>【大阪、高浜】                  記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】                  評価方針の相違                  ・差異理由は前述のとおり（15ページ参照）</p> <p>【高浜】                  解析条件の相違                  ・差異理由は前述のとおり（14ページ参照）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>いては、破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が激しくなる。その後、1次冷却材圧力が低下することから高圧注入流量が増加し、また、低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果、4インチ破断の場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。</p> <p>長期応答については、破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり、再循環流量も多いことから格納容器再循環サンプル水の冷却が促進され、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は4インチの場合を下回る。</p> <p>ii. 4インチ破断</p> <p>事象初期の破断流量は2インチ破断と6インチ破断の中間程度となるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが、破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後、ECCS再循環切替により比較的高温の格納容器再循環サンプル水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが、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により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じ</p>	<p>続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>る。</p> <p>iii. 2インチ破断</p> <p>事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく、また、蒸気発生器2次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから、原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。</p> <p>長期応答については、破断口径が比較的小さいことから、再循環運転への切替えが遅くなり、再循環流量も少ないことから格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されず、原子炉格納容器圧力及び温度は高く推移する。一方、蒸気発生器2次側による除熱が寄与することから、結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は4インチ破断の場合を下回る。</p> <p>iv. 4インチから2インチ破断の間の傾向</p> <p>破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後、長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されにくくなるが、蒸気発生器2次側による除熱が寄与することから、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。</p> <p>v. 4インチから6インチ破断の間の傾向</p>			

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。この除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する</p>	<p>破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、長期的には再循環流量が比較的多く格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されることから、原子炉格納容器圧力及び温度が緩和される傾向となる。</p> <p>(添付資料2.4.1)</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次系の減温、減圧効果が大きくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>燃料取替用水タンク水量を最確値とした場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替時間がわずかに早くなる。このため、比較的高温の冷却水が原子炉格納容器内へわずかに早く注水されるが、その差はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。この除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える</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ことに</p>	<p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確条件とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。この除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影</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（大阪と同様）</p>



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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約168℃、約6.7MW～約13.0MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.4.16図及び第2.4.17図に示すとおり、原子炉格納容器の最高使用圧力到達の30分後に開始する格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器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ことを確認した。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.4.6）</p>	<p>影響を確認する観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃、約6.6MW～約11.7MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.4.3.3図及び第2.4.3.4図に示すとおり、原子炉格納容器の最高使用圧力到達の30分後に開始する格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器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ことを確認した。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.4.7）</p>	<p>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（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 style="text-align: right;">（添付資料2.4.1.3）</p>	<p>響を確認する観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性として、粗フィルタの取り外しを考慮（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃、約4.4MW～約7.6MW）した場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.4.16図及び第7.1.4.17図に示すとおり、原子炉格納容器の最高使用圧力到達の30分後に開始する格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器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ことを確認した。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料7.1.4.7）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は粗フィルタを取り外した状態で感度解析を実施しているため、感度解析における評価条件を明確化する（伊方と同様） 【大阪、高浜】 設計の相違</p>
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>格納容器内自然対流冷却は、第2.4.4図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>格納容器内自然対流冷却は、第2.4.1.4図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に受電完了を設定している。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、常設代替交流電源設備からの受電操作の認知時間及び操作時間は、時間余裕を含む。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却は、解析上の操作開始時間として、原子炉格納容器の最高使用圧力到達から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、格納容器内自然対流冷却の準備操作は原子炉格納容器圧力が最高使用</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、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

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達時（事象発生から約43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、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達するまでには事象発生から約43分の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、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>めて設定されていることから、その後に行う低下代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成並びに逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低下代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、おおむね事象発生8時間後に実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の低下代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作は、解析上の操作開始時間として常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後を設定している。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、低下代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成に係る認知時間は時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低下代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、おおむね事象発生8時間後に実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による</p>	<p>圧力に到達する前にあらかじめ実施可能である。また、格納容器内自然対流冷却の操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、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少ない。</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>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>格納容器内自然対流冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになることで、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合で</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>格納容器内自然対流冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになることで、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合で</p>	<p>原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の認知時間等は、サブプレッションプール水温の変動により早まる可能性があるため、その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部から十分高い水位にて維持されているため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</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24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14時間を想定することで、合計24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2.4.1.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、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早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却は、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。当該操作</p>	<p>【大阪、高浜】                  評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>も、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>また、破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>さらに、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開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、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>も、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>また、破断口径の不確かさによって1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度が変動するため、操作開始時間が変動するが、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>さらに、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開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、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>（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、おおむね事象発生8時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作は、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早まる可能性があるが、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）に切り替えるための原子炉減圧操作は、サブプレッションプール水温を確認し、おおむね事象発生8時間後に実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、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るが、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰しており、原子炉減圧時における崩壊熱による水位低下量は十分小さく抑えられることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させ</p>	<p>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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>また、破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが小さくなることで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>さらに、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開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、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>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>(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>格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第2.4.18図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、約13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2.4.7)</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>格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第2.4.3.5図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、約6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2.4.8)</p>	<p>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>(添付資料2.4.1.3)</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動操作並びに逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間内（24時間）に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、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、原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から24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。また、操作が遅れる場合においても、格納容器の限界圧力0.854MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約51時間後であり、約26時間以上の時間余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.4.1.3, 3.1.3.9)</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>操作条件の格納容器内自然対流冷却について、格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第7.1.4.18図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa [gage]に到るまでの時間は、最高使用圧力到達から約8.5時間後であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.4.8)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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</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</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</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</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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。</p> <p>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、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</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2.4.8)</p>	<p>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。</p> <p>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、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</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2.4.9)</p>	<p>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。</p> <p>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>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。</p> <p>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、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、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7.1.4.9)</p>	<p>【大阪、高浜】                      評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】                      評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>2.4.4 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達後、高圧再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>2.4.4 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク（1,600m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p>	<p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.4.1.1(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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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。              （添付資料2.4.1.4）</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770m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m<sup>3</sup>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</p>	<p>7.1.4.4 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり11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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット（1,700m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（16.5%）に到達後、高圧再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊3号炉プラント評価のためカテゴリーでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）の有効水量の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）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

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>大阪発電所3/4号炉</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9kℓの重油が必要となる。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>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>【以降、外部電源の喪失を仮定していない「2.4.2 残留熱除去系が故障した場合」を記載】</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</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及び格納容器代替スプレイについては、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>本重要事故シーケンス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非常用ディーゼル発電機等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、約735kℓの軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、仮に外部電源喪失を想定した場合は自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kℓの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク(約755kℓ)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kℓ)にて合計約1,055kℓの軽油を保有して</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンス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、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・油の種類として泊は軽油を使用するが、大阪、高浜は重油を使用する(島根と同様)</p>



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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>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>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約453.7kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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>おり、これらの使用が可能であることから、大容量送水ポンプ（タイプ1）による復水貯蔵タンクへの給水等及び非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kℓの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約809kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>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、大容量送水ポンプ（タイプ1）による復水貯蔵タンクへの給水等及び非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンス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非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を</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>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、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kℓ）。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンス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においても、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>また、緊急時対策所への電源供給を</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</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</p> <p>【大阪、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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
	(添付資料2.1.12)	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。 【ここまで「2.4.2 残留熱除去系が故障した場合」】	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。 (添付資料 7.1.4.10)	記載方針の相違(女川実績の反映) ・緊急時の評価結果についても記載

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>2.4.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>短期</b>対策として格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、<b>長期</b>対策として<b>高圧再循環運転</b>及び格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シナシ「<b>大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</b>」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、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実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。</p>	<p>2.4.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>短期</b>対策として格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、<b>長期</b>対策として<b>高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転</b>並びに格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シナシ「<b>中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</b>」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、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実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。</p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「<b>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）</b>」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシグループ「<b>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）</b>」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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段並びに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している。</p> <p>事故シナシグループ「<b>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）</b>」の重要事故シナシ「<b>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</b>」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、<b>原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水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</b></p>	<p>7.1.4.5 結論</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、<b>初期</b>の対策として<b>高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、並びに</b>格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、<b>安定状態に向けた対策として高圧注入系による高圧再循環運転</b>及び格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>事故シナシグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シナシ「<b>大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</b>」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、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実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じず、炉心損傷することはない。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・初期の対策を明確化</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり（1ページ参照）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり（1ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

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

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>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ナダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウナ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について操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。</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ナダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウナ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について操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシスにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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ナダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウナ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、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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（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等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</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ナダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウナ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、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再循環運転等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>相違理由</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</li> <li>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</li> <li>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</li> <li>【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</li> <li>・具体的な炉心損傷防止対策を記載</li> <li>【大阪、高浜】記載方針の相違</li> <li>・泊では文脈内で重複する表現のため記載していない（伊方と同語）</li> </ul>





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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

第2.4.1表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	系統設備	可搬設備	計装設備
3. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・ 長期対策として、高圧注入系による再循環運転及びA、D格納容器内再循環ユニットへの原子炉機械冷却水温水による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、格納容器内自然対流冷却を確保する。 ・ 原子炉格納容器の機能を継続的に実施する。	格納容器内再循環ポンプ ライン A、D格納容器再循環ユニット A、B原子炉機械冷却水ポンプ A原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク 排水ポンプ	高圧注入系（高圧注入ポンプ） 原子炉機械冷却水サージタンク加圧ポンプ A、D格納容器再循環ユニット A、B原子炉機械冷却水ポンプ A原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク 排水ポンプ	格納容器内再循環ポンプ AM格納容器圧力 可搬設備再循環ポンプ 入口温度/出口温度 (SA) (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (機組) 高圧注入流量 1 高圧注入流量 1 高圧注入流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第2.4.1.1表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	系統設備	可搬設備	計装設備
1. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・ 長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転及びA、D格納容器内再循環ユニットへの原子炉機械冷却水温水による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、格納容器内自然対流冷却を確保する。 ・ 原子炉格納容器の機能を継続的に実施する。	格納容器内再循環ポンプ ライン A、D格納容器再循環ユニット A、B原子炉機械冷却水ポンプ A原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク 排水ポンプ	高圧注入系（高圧注入ポンプ） 原子炉機械冷却水サージタンク加圧ポンプ A、D格納容器再循環ユニット A、B原子炉機械冷却水ポンプ A原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク 排水ポンプ	格納容器内再循環ポンプ AM格納容器圧力 可搬設備再循環ポンプ 入口温度/出口温度 (SA) (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (機組) 高圧注入流量 1 高圧注入流量 1 高圧注入流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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

第7.1.4.1表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	系統設備	可搬設備	計装設備
1. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・ C、D-格納容器再循環ポンプへの原子炉機械冷却水温水の再循環が完了すれば、温水を閉鎖し格納容器内自然対流冷却を行う。	C、D-格納容器再循環ポンプ A、D-原子炉機械冷却水ポンプ C、D-原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク C、D-原子炉機械冷却水ポンプ	原子炉機械冷却水サージタンク加圧ポンプ ガスポンプ	格納容器内再循環ポンプ AM格納容器圧力 可搬設備再循環ポンプ 入口温度/出口温度 (SA) (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (機組) 高圧注入流量 1 高圧注入流量 1 高圧注入流量
3. 高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・ 高圧注入系による高圧再循環運転及びC、D-格納容器内再循環ユニットへの原子炉機械冷却水温水による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、格納容器内自然対流冷却を確保する。	【格納容器内再循環ポンプ】 ライン 【高圧注入ポンプ】 C、D-格納容器再循環ポンプ C、D-原子炉機械冷却水ポンプ C、D-原子炉機械冷却水ポンプ 原子炉機械冷却水サージタンク C、D-原子炉機械冷却水ポンプ	原子炉機械冷却水サージタンク加圧ポンプ ガスポンプ	格納容器内再循環ポンプ AM格納容器圧力 可搬設備再循環ポンプ 入口温度/出口温度 (SA) (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (機組) 高圧注入流量 1 高圧注入流量 1 高圧注入流量

※：緑字の相違となっている設備は重大事故等対策設備に位置付けるもの  
 【 】：重大事故等対策設備（設計基準設備）

【大飯、高浜】  
 名称等の相違  
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる  
 【大飯、高浜】  
 記載箇所の相違  
 ・泊の「格納容器内自然対流冷却」は、大飯、高浜は前表に記載  
 【大飯、高浜】  
 記載方針の相違  
 （女川実績の反映）  
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの及び重大事故等対策設備（設計基準拡張）を識別





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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

第 2.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗) (2/3)

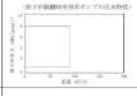
項目	主要解析条件
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa gauge) (応答時間 3.0 秒)
非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力低 (12.0MPa gauge) (応答時間 0 秒)
高圧注入ポンプ 全断絶信号	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 18.5MPa gauge 0MPa gauge ~ 約 18.5MPa gauge (高圧注入特性) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 2.500m <sup>3</sup> /h 0MPa gauge ~ 約 1.2MPa gauge
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注入開始 370m <sup>3</sup> /h (高気圧注器 4 基合計)

最大断絶信号及び注器停止に関する機器停止

第 2.4.2.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗) (2/3)

項目	主要解析条件
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa gauge) (応答時間 2.0 秒)
非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (11.9MPa gauge) (応答時間 0 秒)
高圧/高圧注入ポンプ 全断絶信号	最大注入特性 (高圧注入特性) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 220m <sup>3</sup> /h 0MPa gauge ~ 約 19.1MPa gauge (高圧注入特性) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 1.2MPa gauge (高圧注入特性) 0MPa gauge ~ 約 1.2MPa gauge
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注入開始 490m <sup>3</sup> /h (高気圧注器 3 基合計)

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉システム信号	原子炉圧力低 (11.5 m <sup>3</sup> ) (応答時間 1.0 秒)	安全保護系等の設計仕様と一致 原子炉格納容器の設計値として設定
原子炉格納容器水位	原子炉水位 (11.5 m <sup>3</sup> ) によって自動制御 VA 9m <sup>3</sup> (7.0MPa gauge) ~ L.0 8m <sup>3</sup> (5.0MPa gauge) において	
過熱しやす安全	過熱しやす機能 7.370MPa gauge x 2 台, 236t/h (1 割当たり) 7.440MPa gauge x 2 台, 303t/h (1 割当たり) 7.510MPa gauge x 2 台, 369t/h (1 割当たり) 7.580MPa gauge x 2 台, 435t/h (1 割当たり) 過熱しやす (高気圧注器) のよ影響を受けることになる原子炉格納容器 (高気圧注器 1 基停止 + 約 2.5 割の減圧)	過熱しやすの過熱しやす機能の設計値として設定 過熱しやすの設計値に基づき高気圧注器及び原子炉圧力の制限から設定
原子炉格納容器水位 (注器) (復元後水位)	最大 30m <sup>3</sup> で注水、その後は炉心を定常維持可能な注水量に制限	過熱しやす注入配管の設計仕様と一致 復元後水位 (11.5 m <sup>3</sup> ) として設定
原子炉格納容器冷却水 量	180t (ナプレッションプール水量 134t、高気圧注器 2 基) において	原子炉格納容器冷却水の設計値として設定
高圧/高圧注入ポンプ (ナプレッションプールの水流量)	高気圧注器 1 基及び 2 基 180t (ナプレッションポンプ 4 基) 134t において	原子炉格納容器冷却水の設計値を考慮して設定
再循環断絶素 (注器停止) 水一割)	1.196m <sup>3</sup> (0.148m <sup>3</sup> /分) において (最大 1.191m <sup>3</sup> /分) にて注水	再循環断絶素 (注器停止モード) の設計仕様として設定 再循環断絶素 (注器停止モード) の設計仕様と一致

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (2/3)

項目	主要解析条件
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.730MPa gauge) (応答時間 2.0 秒)
非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (11.300MPa gauge) (応答時間 0 秒)
高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2 台) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 350m <sup>3</sup> /h 0MPa gauge ~ 約 15.700MPa gauge]
余熱除去ポンプ	最大注入特性 (2 台) 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 1.820m <sup>3</sup> /h 0MPa gauge ~ 約 1.300MPa gauge]
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注入開始 150m <sup>3</sup> /h (高気圧注器 3 基合計)

【大破、高気】  
 設計の相違  
 ・泊は副列機房であり、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  
 【大破、高気】  
 名称等の相違

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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）

第 2.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
蒸圧タンク駆動圧力	4.0MPa(gage) (蒸気駆動圧力)	蒸気の飽和圧力を設定。蒸圧タンクの駆動圧力が低いと、中心の注水のタイムラグが増える。蒸気駆動圧力は飽和圧力であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
蒸圧タンク保有水量	36.0m <sup>3</sup> (1.1倍量あり) (蒸気保有水量)	蒸気の保有水量を設定。蒸圧タンクの保有水量が多すぎると、原子炉格納容器内に放出される注水の量が減少する方向となる。その影響は概算であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
再循環切替	再循環切替は、注水停止後、約13分経過後、約15%の注水流量を維持し、中心に注水される水量は同一	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
格納容器再循環ユニット	除熱特性 100℃～約165℃、 約4.1MW～約11.2MW (1.1倍量あり)	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
再循環切替	2基	設計値より小さい値を設定。
格納容器再循環ユニット	格納容器の最高使用圧力 到達から30分後	運転開始後、格納容器の最高使用圧力到達後、格納容器再循環ユニットによる再循環が開始されることを想定して設定。

第 2.4.2.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
蒸圧タンク駆動圧力	4.0MPa(gage) (蒸気駆動圧力)	蒸気の飽和圧力を設定。蒸圧タンクの駆動圧力が低いと、中心の注水のタイムラグが増える。蒸気駆動圧力は飽和圧力であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
蒸圧タンク保有水量	36.0m <sup>3</sup> (1.1倍量あり) (蒸気保有水量)	蒸気の保有水量を設定。蒸圧タンクの保有水量が多すぎると、原子炉格納容器内に放出される注水の量が減少する方向となる。その影響は概算であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
再循環切替	再循環切替は、注水停止後、約13分経過後、約15%の注水流量を維持し、中心に注水される水量は同一	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
格納容器再循環ユニット	除熱特性 100℃～約165℃、 約1.0MW～約8.1MW (1.1倍量あり)	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
再循環切替	2基	設計値より小さい値を設定。
格納容器再循環ユニット	格納容器の最高使用圧力 到達から30分後	運転開始後、格納容器の最高使用圧力到達後、格納容器再循環ユニットによる再循環が開始されることを想定して設定。

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (副燃料除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 起動時間	事故発生後、15分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの起動時間を設定。
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 停止時間	事故発生後、15分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの停止時間を設定。
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 動作	事故発生後、8分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの動作時間を設定。
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 停止	事故発生後、24分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの停止時間を設定。
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 動作	事故発生後、24分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの動作時間を設定。
副燃料除去機能喪失 (副燃料除去ポンプ) 停止	事故発生後、24分後	副燃料除去機能喪失を想定して、副燃料除去ポンプの停止時間を設定。

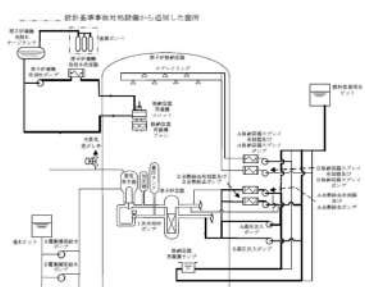
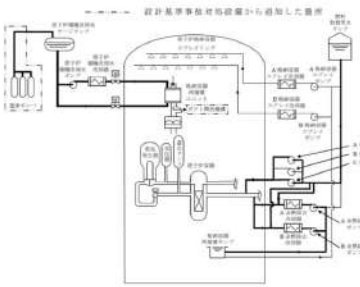
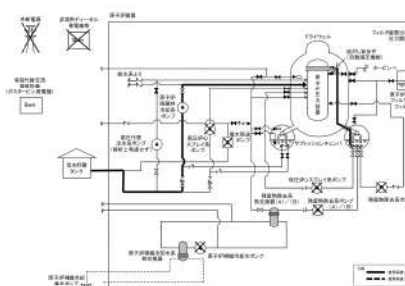
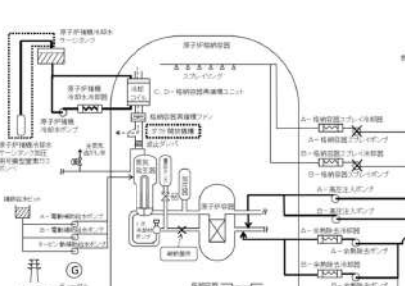
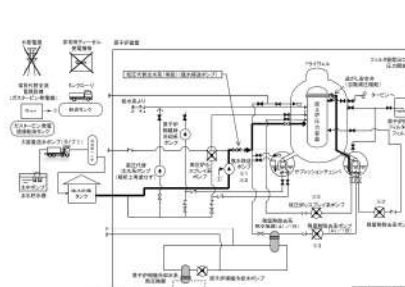
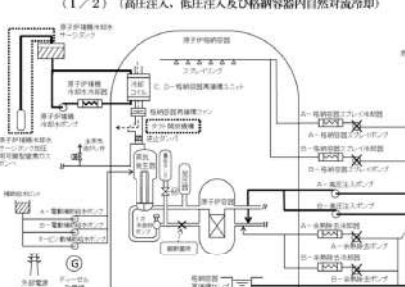
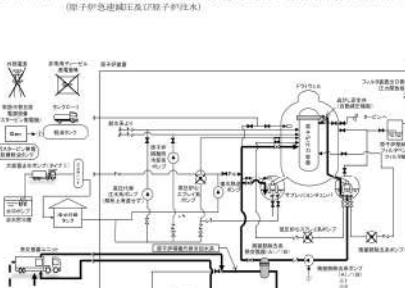
第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件  
 (大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (3/3)

項目	三解析条件	条件設定の考え方
蒸圧タンク駆動圧力	4.0MPa(gage) (蒸気駆動圧力)	蒸気の飽和圧力を設定。蒸圧タンクの駆動圧力が低いと、中心の注水のタイムラグが増える。蒸気駆動圧力は飽和圧力であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
蒸圧タンク保有水量	36.0m <sup>3</sup> (1.1倍量あり) (蒸気保有水量)	蒸気の保有水量を設定。蒸圧タンクの保有水量が多すぎると、原子炉格納容器内に放出される注水の量が減少する方向となる。その影響は概算であることから、他の主要解析条件と同様に蒸気の飽和圧力を設定。
再循環切替	再循環切替は、注水停止後、約13分経過後、約15%の注水流量を維持し、中心に注水される水量は同一	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
格納容器再循環ユニット	除熱特性 100℃～約165℃、 約3.0MW～約10.0MW (1.1倍量あり)	再循環切替を行う際の再循環ポンプセット水位として設定。
格納容器再循環ユニット	格納容器の最高使用圧力 到達から30分後	運転開始後、格納容器の最高使用圧力到達後、格納容器再循環ユニットによる再循環が開始されることを想定して設定。

【大飯、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊は副燃料棒があり、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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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2.4.1図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第2.4.1.1図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第2.4.1.1図 「蒸発熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)              (原子炉注水)</p>	 <p>第7.1.4.1図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)              (高圧注入、低圧注入及び格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>【大阪、高浜】                  設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】                  名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違</p>
		 <p>第2.4.1.2図 「蒸発熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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7.1.4.1図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)              (高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>（女川実績の反映）</p> <p>・対応手段に応じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を追記</p>
		 <p>第2.4.1.3図 「蒸発熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)              (原子炉注水、原子炉及び格納容器冷却)</p>		

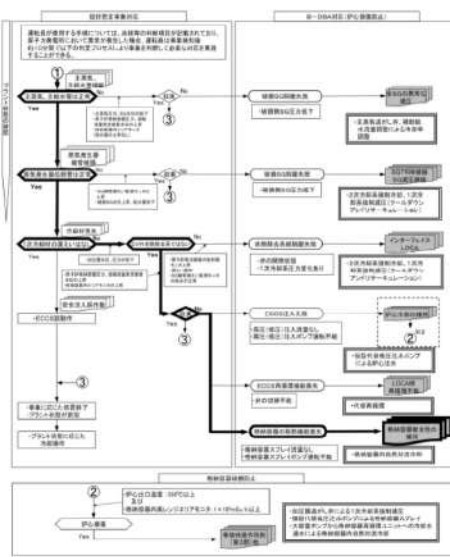
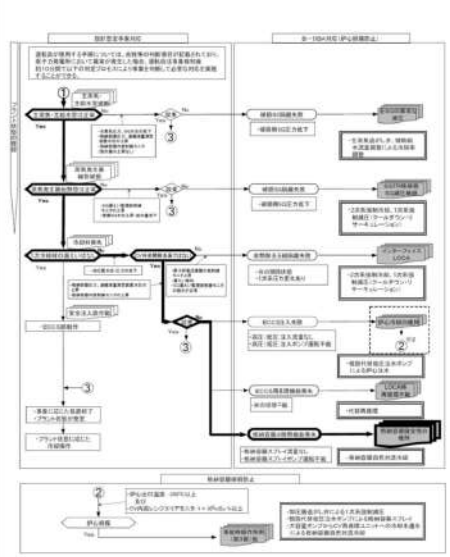

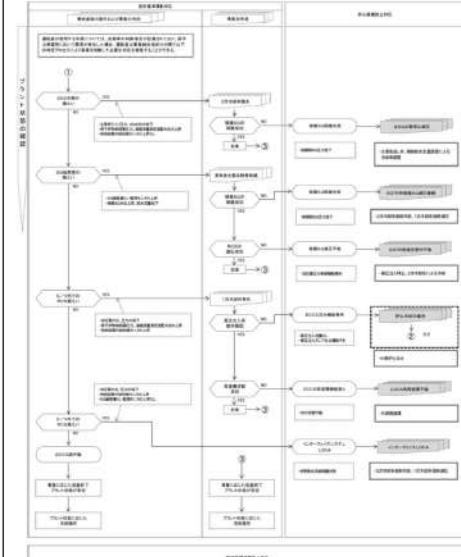
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>図 2.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）（1/2）</p>	<p>図 2.4.1.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）（1/2）</p>	<p>図 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）（1/2）</p>	<p>図 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）（1/2）</p>	<p>【大阪、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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 2.4.1.2 回 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (2/2)</p>	 <p>第 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要                  (判定プロセス) (2/2)</p>	<p>【大阪、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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要              (「大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗」の事象進展)</p>	<p>第 2.4.1.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要              (「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展)</p>	<p>第 7.1.4.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要              (「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	<p>第 7.1.4.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要              (「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の事象進展)</p>	<p>【大阪、高浜】              記載方針の相違              (女川実績の反映)              ・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中継り・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、1か所に取り得る手段を記載</p> <p>【大阪、高浜】              設備の相違              解析結果の相違              【大阪、高浜】              名称等の相違</p>

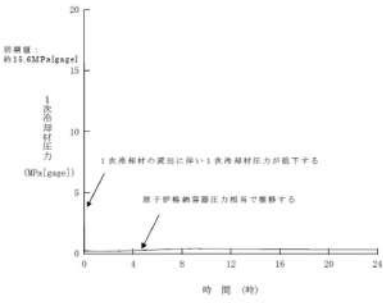
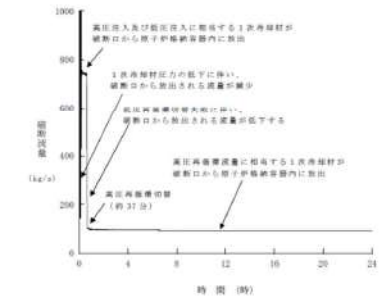
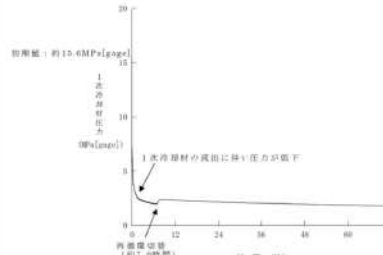
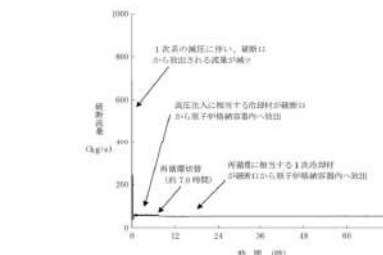
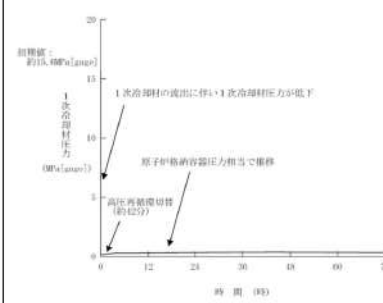
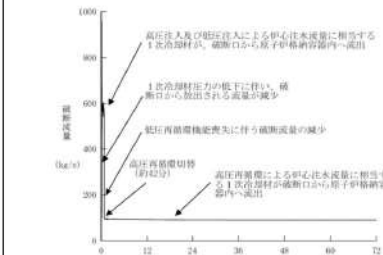
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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2.4.4図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間                      (大阪新LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧圧入失敗)</p>	<p>第2.4.4.4図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間                      (中絶新LOCA+格納容器スプレイ注入失敗)</p>	<p>第2.4.4.5図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間                      (中絶新LOCA+格納容器スプレイ注入失敗)</p>	<p>第2.4.4.6図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間                      (大阪新LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧圧入失敗)</p>	<p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違                      (女川実績の反映)                      ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載                      ・有効性評価士考慮しない作業を色分けして記載                      【大阪、高浜】                      設計の相違                      解析結果の相違                      【大阪、高浜】                      名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）</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）

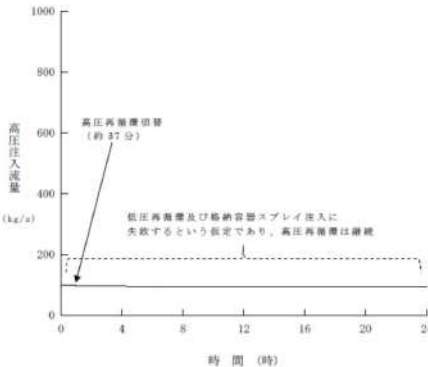
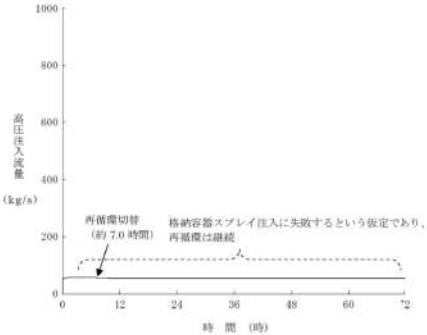
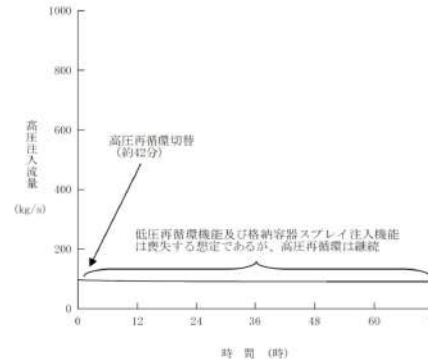
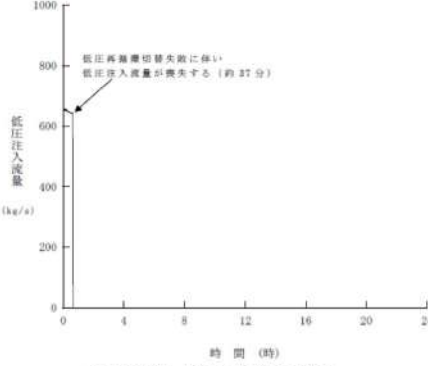
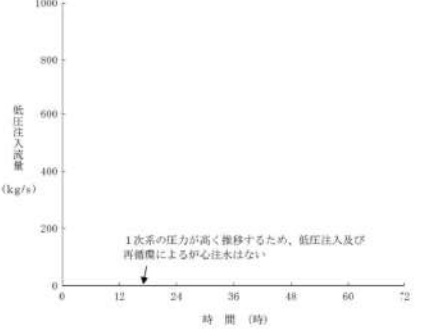
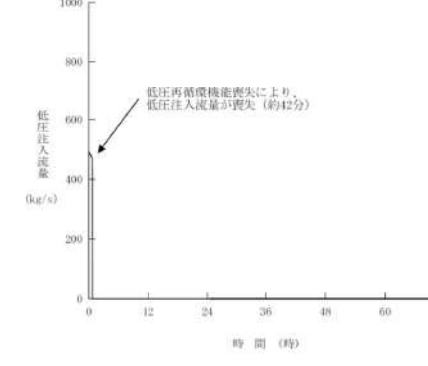
7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.5 図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第 2.4.6 図 破断流量の推移*</p> <p>※：事象初期の定常については、添付資料 2.4.9 参照</p>	 <p>第 2.4.2.1 図 1次冷却材圧力の推移*</p>  <p>第 2.4.2.2 図 破断流量の推移*</p> <p>※：事象初期の定常については、添付資料 2.4.10 参照</p>	<p>【以降、事象進展が異なることから省略】</p>	 <p>第 7.1.4.5 図 1次冷却材圧力の推移*</p>  <p>第 7.1.4.6 図 破断流量の推移*</p> <p>※：事象初期の定常については、添付資料 7.1.4.11 参照</p>	<p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は大破断 LOCA のため、1次冷却材圧力が急激に低下する（大阪と同様）</p> <p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は大破断 LOCA で破断口径が大きいため、破断流量が高めに推移する（大阪と同様）</p>



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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.7 図 高压注入流量の推移</p>	 <p>第 2.4.2.3 図 高压注入流量の推移</p>		 <p>第 7.1.4.7 図 高压注入流量の推移</p>	<p>【高浜】                      解析結果の相違                      ・泊は1次冷却材圧力等の差異により高压注入流量が高めに推移する（大飯と同様）</p>
 <p>第 2.4.8 図 低压注入流量の推移</p>	 <p>第 2.4.2.4 図 低压注入流量の推移</p>		 <p>第 7.1.4.8 図 低压注入流量の推移</p>	<p>【高浜】                      解析結果の相違                      ・泊は低圧再循環機能喪失を想定しているため、再循環切替時に低圧注入流量が喪失する（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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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>再注水開始（約38秒）          再注水後は炉心は注水状態を維持している。なお、コード特性上、原子炉容器内水位は、原子炉容器入口ノズル下端部が上乗値となる。</p> <p>炉心上端          炉心下端</p> <p>MAAPIは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果を参照。</p> <p>※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上乗とした気泡炉心水位を表示          時間（時）</p> <p>第 2.4.9 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>コード上、原子炉容器入口ノズル下端部までの水位を模擬しており、事象初期から炉心は注水状態を維持している。</p> <p>炉心上端          炉心下端</p> <p>※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上乗とした気泡炉心水位を表示          時間（時）</p> <p>第 2.4.2.5 図 原子炉容器内水位の推移</p>		<p>再注水開始（約39秒）※          MAAPIは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、事象初期の再注水開始時刻については原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果を参照。</p> <p>炉心上端          炉心下端</p> <p>※1：原子炉容器内水位の推移はMAAPIによる解析結果を示しており、入口ノズル下端を上乗とした気泡炉心水位を表示          ※2：原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果</p> <p>第 7.1.4.9 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【高浜】          解析結果の相違          ・MAAPIによる解析では、大破断LOCAの事象初期の適用性が低いため設計基準事故の結果を引用している（大飯と同様）</p>
<p>燃料被覆管最高温度（1,200°C）</p> <p>MAAPIは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果を参照。その評価結果から、燃料被覆管温度は1,200°Cを超えることは無い。</p> <p>・燃料被覆管最高温度：約984°C（約6秒）          ・燃料被覆管温度：約560°C（約240秒）          ・燃料被覆管の酸化量：約0.4%          ・非常用炉心冷却設備からの冷却水注水により燃料被覆管温度は低下</p> <p>※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度の最高点を示す          時間（時）</p> <p>第 2.4.10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>燃料被覆管最高温度（1,200°C）</p> <p>初期値：約340°C</p> <p>※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す          時間（時）</p> <p>第 2.4.2.6 図 燃料被覆管温度の推移</p>		<p>燃料被覆管最高温度（1,200°C）</p> <p>MAAPIは大破断LOCA時の事象初期の適用性が低いため、燃料被覆管の最高温度等については原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果を参照。その評価結果から、燃料被覆管温度は1,200°Cを超えることはない。</p> <p>・燃料被覆管最高温度：約984°C（約10秒）※          ・燃料被覆管温度：約560°C（約240秒）※          ・燃料被覆管の酸化量：約0.4%※          ・非常用炉心冷却設備からの冷却水注水により燃料被覆管温度は低下</p> <p>初期値：約340°C          格納容器再循環サンプ水温上昇に伴う燃料被覆管温度上昇</p> <p>※1：燃料被覆管温度の推移はMAAPIによる解析結果を示しており、炉心部ノード単位の燃料被覆管温度の最高点を示す          ※2：原子炉設置許可申請書添付書類「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の結果</p> <p>第 7.1.4.10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>【高浜】          解析結果の相違          ・MAAPIによる解析では、大破断LOCAの事象初期の適用性が低いため設計基準事故の結果を引用している（大飯と同様）</p>

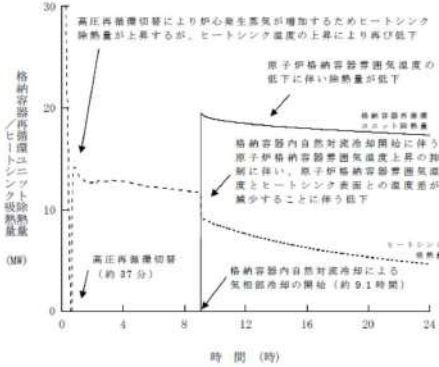
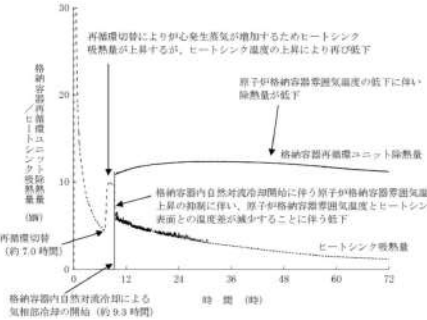
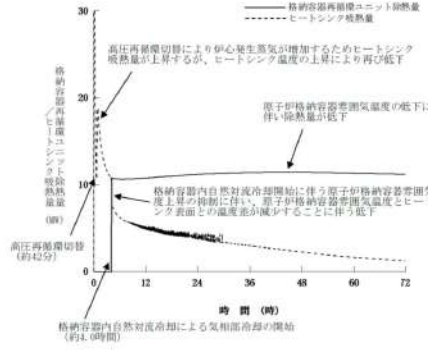
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.1.10 図 原子炉格納容器外周部水量の推移</p>	<p>第 2.4.2.7 図 格納容器最下階領域水量の推移</p>		<p>第 7.1.4.11 図 格納容器最下階領域水量の推移</p>	<p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は大破断 LOCA であり破断流量も大きい                  ため、早期に格納容器最下階領域の水量が多くなる(大阪と同様)</p>
<p>第 2.4.1.12 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>	<p>第 2.4.2.8 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>		<p>第 7.1.4.12 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>	<p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・泊は大破断 LOCA で注入流量も大きく再循環切替時間が異なるため、高浜とはサンプル水温度の挙動が異なる(大阪と同様)</p>

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.13 図 原子炉格納容器からの除熱量の推移</p>	 <p>第 2.4.2.9 図 原子炉格納容器からの除熱量の推移</p>		 <p>第 7.1.4.13 図 原子炉格納容器からの除熱量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・主に格納容器再循環ユニットの除熱特性（泊：3.6MW～6.5MW、高浜1.9MW～8.1MW、大阪：4.1MW～11.2MW）及び格納容器内自然対流冷却の開始時間の相違により除熱量の推移が異なる</p>

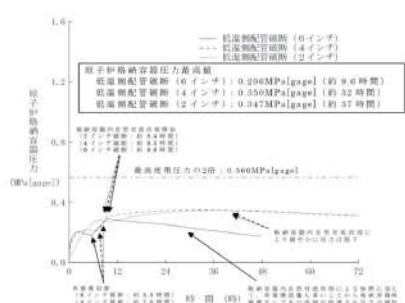
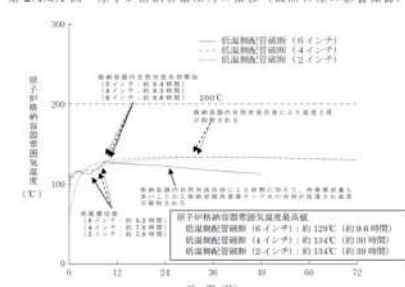
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.14 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.4.2.10 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>		<p>第 7.1.4.14 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・再循環ユニットの除熱特性の相違により、泊・高浜は格納容器内自然対流冷却開始後も圧力が上昇しある時間から低下傾向となるが、大阪は開始後速やかに圧力が低下する</p>
<p>第 2.4.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 2.4.2.11 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>		<p>第 7.1.4.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・再循環ユニットの除熱特性の相違により、泊・高浜は格納容器内自然対流冷却開始後も温度が上昇しある時間から低下傾向となるが、大阪は開始後速やかに温度が低下する</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.3.1 図 原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）</p>  <p>第 2.4.3.2 図 原子炉格納容器容器内気温度の推移（破断口径の影響確認）</p>			<p>【高浜】                  解析結果の相違                  ・ 泊は大破断                  LOCA のため、                  破断口径の感                  度解析を実施                  していない(大                  阪と同様)</p>

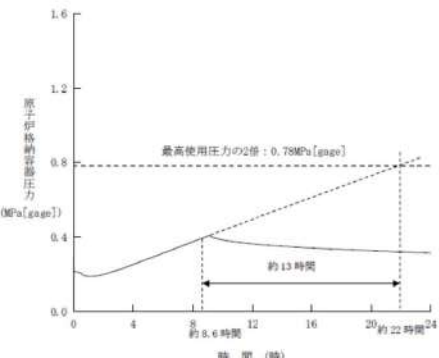
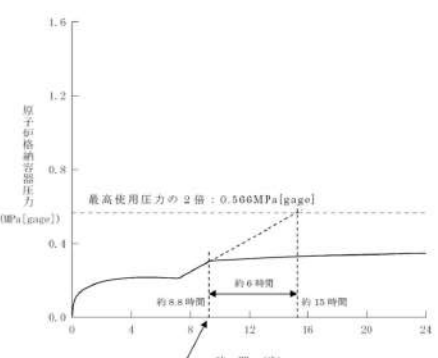
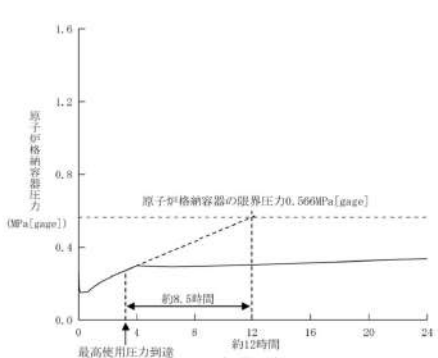
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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 2.4.16 図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 2.4.3.3 図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>		<p>第 7.1.4.16 図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大阪、高浜】              解析結果の相違              ・泊と大阪、高浜では再循環切替時間、自然対流冷却の開始時間及び格納容器再循環ユニットの除熱特性が異なるため、その後の原子炉格納容器圧力の推移が異なる</p>
<p>第 2.4.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 2.4.3.4 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>		<p>第 7.1.4.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移              (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大阪、高浜】              解析結果の相違              ・泊と大阪、高浜では再循環切替時間、自然対流冷却の開始時間及び格納容器再循環ユニットの除熱特性が異なるため、その後の原子炉格納容器雰囲気温度の推移が異なる</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

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2.4.18図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認)</p>	 <p>第2.4.3.5図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認)</p>		 <p>第7.1.4.18図 原子炉格納容器圧力の推移              (格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.1 CV内漏えいにおけるCVサンプ水位上昇の時間遅れの考え方について）

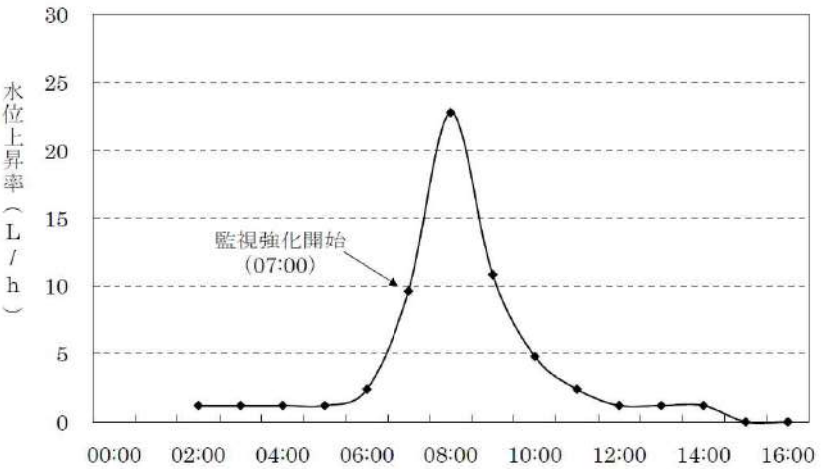
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.1</p> <p style="text-align: center;">CV内漏えいにおけるCVサンプ水位上昇の時間遅れの考え方について</p> <p>(1) CV内小漏えい発生時における時間遅れ</p> <p>CV内で小漏えいが生じた場合、約4割が蒸気、残りの約6割が水として流出し、凝縮液量測定装置及びCVサンプ水位上昇率測定装置によりそれぞれ検知される。この際、CV内小漏えい発生から各装置において漏えいが検知されるまでの時間について、設計情報に基づきまとめた結果を図1に示す。</p> <p>図1から、凝縮液量測定装置が約0.23m<sup>3</sup>/h相当の指示値を示すまでに約44分の時間がかかること、及び、CVサンプ水位上昇率測定装置が約0.23m<sup>3</sup>/h（凝縮液量測定装置の凝縮水も含む）の指示値を示すまでに約54分の時間がかかることが示されている。</p> <p>なお、CVサンプの水位上昇率（L/h）は、CVサンプへの流入量が極微小な数リットル単位で監視しており、基準値を超えた場合は監視強化を行っている。その一例を参考に記す。</p> <p>以上から、CV内小漏えいが生じてから、CVサンプ水位上昇を検知するまでに約60分の時間遅れが生じるが、漏えい量が極めて少なく、充てんポンプ（約45m<sup>3</sup>/h）により1次系保有水を十分に補給できることから、炉心損傷等の重大な事故にはならない。</p> <p>(2) LOCA事象における時間遅れ</p> <p>格納容器内でLOCA事象が発生した場合、図1と同様の挙動を示すことになるが、漏えい検知装置で検出される前に、原子炉圧力低などのパラメータにより検知されるため、CVサンプ水位上昇率の時間遅れによる影響は生じない。</p> <p>(3) 各種パラメータによるCV内漏えい検知と時間遅れ</p> <p>CV内での漏えい及びLOCA時の漏えい検知を判断するための主要なパラメータと時間遅れを表1にまとめる。運転員はこれらのパラメータの変化を監視し、これらの複数のパラメータを総合的に評価することにより冷却材漏えいを判断することとしている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.4.1</p> <p style="text-align: center;">CV内漏えいにおけるCVサンプ水位上昇の時間遅れの考え方について</p> <p>1. CV内小漏えい発生時における時間遅れ</p> <p>CV内で小漏えいが生じた場合、約4割が蒸気、残りの約6割が水として流出し、凝縮液量測定装置及びCVサンプ水位上昇率測定装置によりそれぞれ検知される。この際、CV内小漏えい発生から各装置において漏えいが検知されるまでの時間について、設計情報に基づきまとめた結果を図1に示す。</p> <p>図1から、凝縮液量測定装置が約0.23m<sup>3</sup>/h相当の指示値を示すまでに約47分の時間がかかること、及び、CVサンプ水位上昇率測定装置が約0.23m<sup>3</sup>/h（凝縮液量測定装置の凝縮水も含む）の指示値を示すまでに約57分の時間がかかることが示されている。</p> <p>なお、CVサンプの水位上昇率（L/h）は、CVサンプへの流入量が極微小な数リットル単位で監視しており、基準値を超えた場合は監視強化を行う。</p> <p>以上から、CV内小漏えいが生じてから、CVサンプ水位上昇を検知するまでに約60分の時間遅れが生じるが、漏えい量が極めて少なく、充てんポンプ（約45m<sup>3</sup>/h）により1次冷却系保有水を十分に補給できることから、炉心損傷等の重大な事故にはならない。</p> <p>2. LOCA事象における時間遅れ</p> <p>CV内でLOCA事象が発生した場合、図1と同様の挙動を示すことになるが、漏えい検知装置で検出される前に、原子炉圧力低などのパラメータにより検知されるため、CVサンプ水位上昇率の時間遅れによる影響は生じない。</p> <p>3. 各種パラメータによるCV内漏えい検知と時間遅れ</p> <p>CV内での漏えい及びLOCA時の漏えい検知を判断するための主要なパラメータと時間遅れを表1にまとめる。運転員はこれらのパラメータの変化を監視し、これらの複数のパラメータを総合的に評価することにより冷却材漏えいを判断することとしている。</p>	<p>記載方針の相違                  ・泊3号炉ではCVサンプ水位上昇の実績がないため記載していない</p>

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.1 CV内漏えいにおけるCVサンプ水位上昇の時間遅れの考え方について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>表1 CV内漏えい検知に用いる各種パラメータと時間遅れ</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>漏えい区分</th> <th>検知の方法</th> <th>時間遅れ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大破断 LOCA</td> <td>原子炉圧力低 格納容器圧力高</td> <td>～数秒</td> </tr> <tr> <td>中小破断 LOCA</td> <td>加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下</td> <td>数秒～数分</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">小漏えい</td> <td>格納容器サンプ水位 上昇率測定装置</td> <td>約1時間</td> </tr> <tr> <td>凝縮液量測定装置</td> <td>1時間以内</td> </tr> <tr> <td>格納容器塵埃モニタ</td> <td>1時間以内</td> </tr> <tr> <td>格納容器ガスモニタ</td> <td>1時間以内</td> </tr> </tbody> </table> <p>図1 CV内漏えい時における検知時間          (漏えい率 0.23m<sup>3</sup>/h の場合)</p>	漏えい区分	検知の方法	時間遅れ	大破断 LOCA	原子炉圧力低 格納容器圧力高	～数秒	中小破断 LOCA	加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下	数秒～数分	小漏えい	格納容器サンプ水位 上昇率測定装置	約1時間	凝縮液量測定装置	1時間以内	格納容器塵埃モニタ	1時間以内	格納容器ガスモニタ	1時間以内	<p>表1 CV内漏えい検知に用いる各種パラメータと時間遅れ</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>漏えい区分</th> <th>検知の方法</th> <th>時間遅れ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大破断 LOCA</td> <td>原子炉圧力低 格納容器圧力高</td> <td>～数秒</td> </tr> <tr> <td>中小破断 LOCA</td> <td>加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下</td> <td>数秒～数分</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">小漏えい</td> <td>格納容器サンプ水位 上昇率測定装置</td> <td>約1時間</td> </tr> <tr> <td>凝縮液量測定装置</td> <td>1時間以内</td> </tr> <tr> <td>格納容器じんあいモニタ</td> <td>1時間以内</td> </tr> <tr> <td>格納容器ガスモニタ</td> <td>1時間以内</td> </tr> </tbody> </table> <p>図1 CV内漏えい時における検知時間          (漏えい率 0.23m<sup>3</sup>/h の場合)</p>	漏えい区分	検知の方法	時間遅れ	大破断 LOCA	原子炉圧力低 格納容器圧力高	～数秒	中小破断 LOCA	加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下	数秒～数分	小漏えい	格納容器サンプ水位 上昇率測定装置	約1時間	凝縮液量測定装置	1時間以内	格納容器じんあいモニタ	1時間以内	格納容器ガスモニタ	1時間以内	
漏えい区分	検知の方法	時間遅れ																																				
大破断 LOCA	原子炉圧力低 格納容器圧力高	～数秒																																				
中小破断 LOCA	加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下	数秒～数分																																				
小漏えい	格納容器サンプ水位 上昇率測定装置	約1時間																																				
	凝縮液量測定装置	1時間以内																																				
	格納容器塵埃モニタ	1時間以内																																				
	格納容器ガスモニタ	1時間以内																																				
漏えい区分	検知の方法	時間遅れ																																				
大破断 LOCA	原子炉圧力低 格納容器圧力高	～数秒																																				
中小破断 LOCA	加圧器水位低 充てん流量上昇 体積制御タンク水位低下	数秒～数分																																				
小漏えい	格納容器サンプ水位 上昇率測定装置	約1時間																																				
	凝縮液量測定装置	1時間以内																																				
	格納容器じんあいモニタ	1時間以内																																				
	格納容器ガスモニタ	1時間以内																																				

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.1 CV内漏えいにおけるCVサンプ水位上昇の時間遅れの考え方について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【参考】実機におけるCV内漏えい監視について</p> <p>実機においては、CVサンプの水位上昇率（L/h）を数リットル単位で監視しており、CVサンプへの流入量が極微小な段階から検出が可能である。この変化量が基準値を超過した場合には、その水位上昇の原因を究明するとともに、CVサンプの水位上昇率、放射線監視装置計数率等のパラメータの監視強化に移行する。また、この運用については、社内標準に規定している。</p> <p>その一例として、運転中の原子力発電所においては、冷却水として使用している海水の急激な温度低下に伴う原子炉補機冷却水温度低下により格納容器内で結露水が発生することがある。このような状況では、CVサンプの水位上昇が基準値を超過して監視強化を実施している。</p>  <p>水位上昇率（L/h）</p> <p>00:00 02:00 04:00 06:00 08:00 10:00 12:00 14:00 16:00</p> <p>大阪発電所4号機（2012年12月12日）</p> <p>原子炉補機冷却水温度低下を原因とする結露水発生による CV サンプ水位上昇率グラフ</p>	<p>【参考】実機におけるCV内漏えい監視について</p> <p>実機においては、CVサンプの水位上昇率（L/h）を数リットル単位で監視しており、CVサンプへの流入量が極微小な段階から検出が可能である。この変化量が基準値を超過した場合には、その水位上昇の原因を究明するとともに、CVサンプの水位上昇率、放射線監視装置計数率等のパラメータの監視強化に移行する。また、この運用については、社内規程に規定している。</p> <p>その一例として、運転中の原子力発電所においては、冷却水として使用している海水の急激な温度低下に伴う原子炉補機冷却水温度低下により格納容器内で結露水が発生することがある。このような状況では、CVサンプの水位上昇が基準値を超過した場合に監視強化を実施することとしている。</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊3号炉ではCV サンプ水位上昇の実績がないため記載していない</li> </ul>

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.2 燃料取替用水ピットの補給方法について）

大飯発電所3 / 4号炉

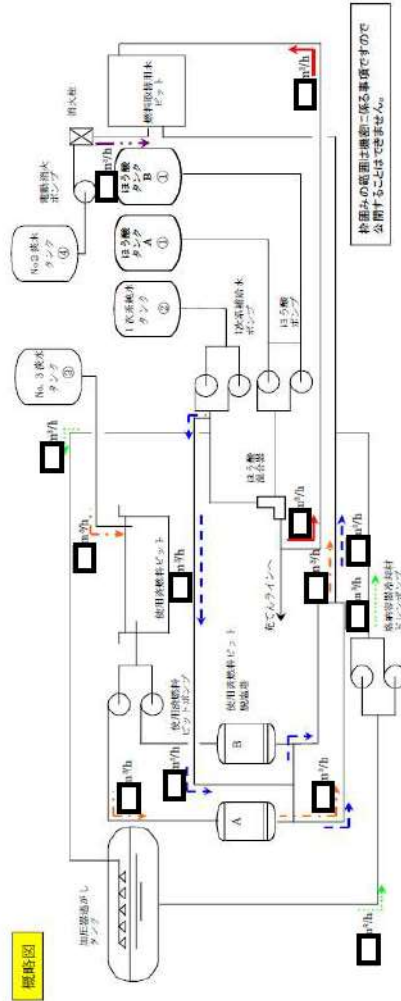
添付資料 2.4.2

燃料取替用水ピットの補給方法について

大飯3, 4号炉の燃料取替用水ピットの補給方法について次頁に示す。

燃料取替用水ピットの補給方法について

水源	補給可能水量	手段	補給可能時間
① ほう懸タンク 2基	約 300 t/h (タンク2基で保有する最低有効水量)	ほう懸混合器経由 →	約 9.8 時間
② 1次系純水タンク 2基	約 100 t/h (運転水位 ポンプ停止水位 間の保有水量)	加圧給送がしタンク経由 → 使用清選料ピット取捨塔 →	約 36.1 時間 (燃料容器冷却材ドレンポンプ容量 × 2台)
③ No.3 取水タンク 1基	約 100 t/h (運転水位 最低水位 間の保有水量)	使用清選料ピット経由 →	約 23.4 時間
④ No.2 取水タンク 1基	約 100 t/h (運転水位 最低水位 間の保有水量)	排水枝管 →	約 10.8 時間



泊発電所3号炉

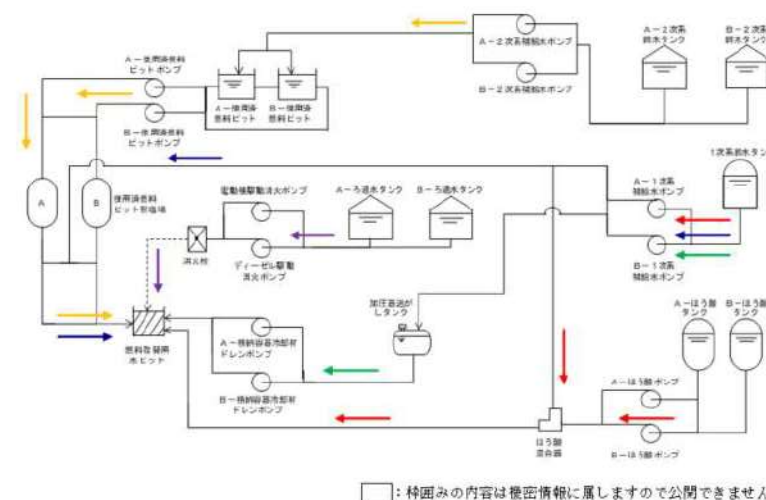
添付資料 7.1.4.2

燃料取替用水ピットの補給方法について

泊3号炉の燃料取替用水ピットの補給方法について次頁に示す。

燃料取替用水ピットの補給方法について

水源	補給可能水量	手段	補給流量	補給可能時間
① ほう懸タンク 2基	約 300 t/h (タンク2基で保有する最低有効水量)	ほう懸混合器経由 →	約 100 t/h (ほう懸タンク及び1次系純水タンク 流量を調整して得られる最大流量)	約 4.0 時間
② 1次系純水タンク 2基	約 100 t/h (運転水位 ポンプ停止水位 間の保有水量)	加圧給送がしタンク 経由 → 使用清選料ピット 取捨塔下流 →	約 100 t/h (燃料容器冷却材ドレンポンプ容量 (1台))	約 4.7 時間
③ 2次系純水タンク 2基	約 100 t/h (運転水位 ポンプ停止水位 間の保有水量)	使用清選料ピット 経由 →	約 100 t/h (使用清選料ピット取捨塔容量)	約 22.0 時間
④ ろ過水タンク 2基	約 100 t/h (運転水位 ポンプ停止水位 間の保有水量)	消火栓 →	約 100 t/h (消火栓の容量)	約 41.0 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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAPの大破断LOCAへの適用性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="907 169 1046 193">添付資料 2.7.3</p> <p data-bbox="387 239 804 263">MAAPの大破断LOCAへの適用性について</p> <p data-bbox="147 716 1046 805">MAAP*を大破断LOCAに起因する事象に適用するに際して、事象初期の流動変化の激しい状況下での適用性が低く、具体的には事故発生直後の燃料被覆管温度挙動、原子炉水位、原子炉格納容器雰囲気温度の予測には適していない。</p> <p data-bbox="147 850 1046 941">したがって、大破断LOCA直後のこれらパラメータの評価においては、設計基準事故（以下「DBA」という。）で実施された大破断LOCA解析の結果を参照すべきものと考えられる。（別紙1、別紙2参照）</p> <p data-bbox="147 954 1046 1045">大破断LOCA発生直後であっても、MAAPコードは1次冷却系からの破断流を臨界流モデルで適切に模擬し、また、1次冷却系及び2次冷却系、原子炉格納容器内の質量及びエネルギーバランスを考慮できることから、原子炉格納容器圧力の変化を適切に扱うことができる。（別紙3参照）</p> <p data-bbox="147 1058 1046 1149">また、事象が進展して原子炉及び格納容器の流動変化が相対的に緩やかになると、例えば、崩壊熱による炉心水位の低下、炉心露出に伴う燃料被覆管温度及び燃料溶融挙動、原子炉格納容器の圧力及び温度の評価は、支配則が質量及びエネルギーバランスとなることから、適切に模擬することができる。</p> <p data-bbox="147 1193 1046 1353">したがって、MAAPが適用される事象のうち、炉心損傷防止対策に含まれる「ECCS再循環機能喪失」への適用に当たっては、事象初期の燃料被覆管温度、原子炉水位及び原子炉格納容器雰囲気温度の評価においてはDBAを引用する必要があるものの、事象初期を含む原子炉格納容器圧力の時間変化、原子炉の流動が緩やかになって以降の原子炉及び原子炉格納容器の物理パラメータの評価は適切に行える。</p> <p data-bbox="147 1366 1046 1422">なお、「ECCS再循環機能喪失」時における再循環切替え以前の事象初期の原子炉格納容器圧力については、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギーの各保存則を解くことで事</p>	<p data-bbox="1794 169 1966 193">添付資料 7.1.4.3</p> <p data-bbox="1330 239 1686 263">MAAPの大破断LOCAへの適用性について</p> <p data-bbox="1061 512 1960 707">MAAP*は重大事故等の事象進展の各段階を網羅し、原子炉、1次冷却系、原子炉格納容器内で起こると考えられる重要な事故時の物理現象をモデル化するとともに、工学的な安全施設や炉心損傷防止対策あるいは格納容器破断防止対策で想定する各種の機器についてのモデルを備えている。このように、広範囲の物理現象を取り扱うことが可能な総合解析コードであり、重大事故等時に想定される種々の事故シーケンスについて、起因事象から安定した状態、あるいは過圧・過温により原子炉格納容器健全性が失われる状態まで計算が可能であることが特徴である。</p> <p data-bbox="1061 719 1960 839">しかしながら、MAAPは質量・エネルギー保存則を解く一方、運動量方程式を準静的な取扱いとしているため、流体慣性が重要となる現象、例えば、大破断LOCA事象初期の流動変化の激しい状況下での適用性は低く、具体的には事故発生直後の燃料被覆管温度挙動、原子炉容器内水位、原子炉格納容器雰囲気温度の予測には適していない。</p> <p data-bbox="1061 852 1960 908">したがって、大破断LOCA発生直後のこれらパラメータの評価においては、設計基準事故（以下「DBA」という。）で実施された大破断LOCA解析の結果を参照すべきものと考えられる。（別紙1、別紙2参照）</p> <p data-bbox="1061 954 1960 1045">一方、大破断LOCA発生直後であっても、MAAPは1次冷却系からの破断流を臨界流モデルで適切に模擬し、また、1次冷却系及び2次冷却系、原子炉格納容器内の質量及びエネルギーバランスを考慮できることから、原子炉格納容器圧力の変化を適切に扱うことができる。（別紙3参照）</p> <p data-bbox="1061 1058 1960 1181">また、事象が進展して原子炉及び原子炉格納容器の流動変化が相対的に緩やかになると、例えば、崩壊熱による炉心水位の低下、炉心露出に伴う燃料被覆管温度及び燃料溶融挙動、原子炉格納容器圧力及び温度の評価は、支配則が質量及びエネルギーバランスとなることから、適切に模擬することができる。</p> <p data-bbox="1061 1193 1960 1353">したがって、MAAPが適用される事象のうち、炉心損傷防止対策に含まれる「原子炉格納容器の除熱機能喪失」への適用に当たっては、事象初期の燃料被覆管温度、原子炉容器内水位及び原子炉格納容器雰囲気温度の評価においてはDBAを引用する必要があるものの、事象初期を含む原子炉格納容器圧力の時間変化、原子炉の流動が緩やかになって以降の原子炉及び原子炉格納容器の物理パラメータの評価は適切に行える。</p> <p data-bbox="1061 1366 1960 1422">なお、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」時における再循環切替え以前の事象初期の原子炉格納容器圧力については、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギーの各保存則を解く</p>	<p data-bbox="1973 169 2116 499">※大飯は本添付資料は「ECCS再循環機能喪失」の添付資料だが、泊は事象順で初めて大破断LOCA事象である「原子炉格納容器除熱機能喪失」の添付資料としている</p> <p data-bbox="1973 512 2116 603">記載方針の相違              ・MAAPの特徴について記載</p> <p data-bbox="1973 1193 2116 1217">記載方針の相違</p> <p data-bbox="1973 1366 2116 1390">記載方針の相違</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAP の大破断 LOCA への適用性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間における熱水学的応答をより詳細に評価しているDBAの解析結果を参照している。</p> <p>*：EPRIによって開発されたコード</p>	<p>ことで事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間における熱水学的応答をより詳細に評価しているDBAの解析結果を参照している。</p> <p>*：EPRIによって開発されたコード、本資料はMAAP4に関して記載</p>	<p>記載方針の相違                      ・本資料が有効性評価で使用しているMAAP4に関する説明資料であることを明確化</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

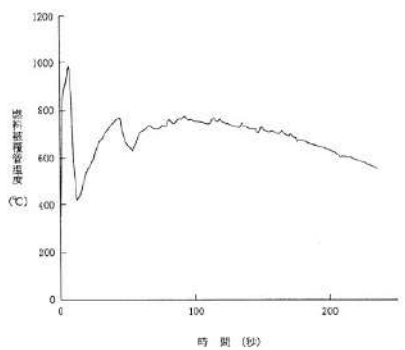
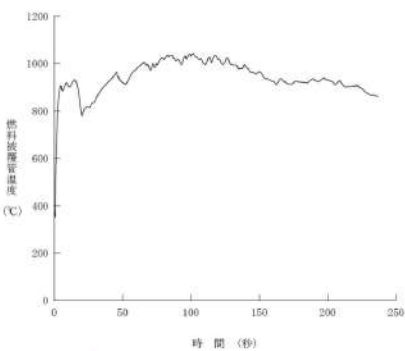
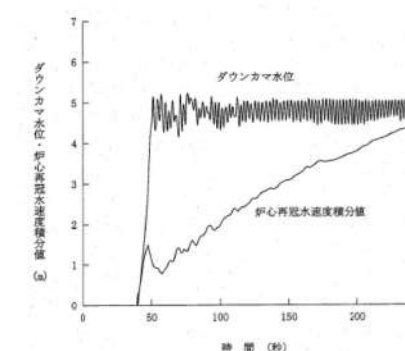
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAP の大破断 LOCA への適用性について）

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;">別紙1</p> <p style="text-align: center;">大破断 LOCA 事象初期の燃料被覆管最高温度及び炉心水位について</p> <div style="border: 2px solid black; height: 150px; width: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p>一方、大破断 LOCA の事象が進展するにつれて原子炉内の流動は相対的に緩やかになり、ECCS 作動がなければ、崩壊熱による冷却材の蒸散に伴い炉心全体が露出してヒートアップする。この挙動は質量及びエネルギー保存を解くことで適切に模擬され、また、コードの気泡水位モデル及び炉心熱伝達モデルによりヒートアップ挙動も適切に評価される。</p> <p>したがって、大破断 LOCA 初期の高温燃料棒のヒートアップの挙動及び炉心水位に限り、DBA の大破断 LOCA の評価結果を参照すべきものと考えられる。DBA の評価結果を下图（最高温度位置）に示す。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div>	<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p style="text-align: center;">大破断 LOCA 事象初期の燃料被覆管最高温度及び炉心水位について</p> <p>大破断 LOCA 発生直後の事象初期は、破断流や、原子炉容器内圧力の低下に伴う減圧沸騰の影響により炉心内流動の変化が激しいことから、燃料被覆管温度を精度よく評価するためには1次冷却材の急激な運動量変化を解くことが重要となる。また、燃料の下端に水位が達した後の再冠水期間は、炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴の混合流によって炉心は冷却される。このとき、炉心再冠水速度は、炉心部で発生した蒸気が破断口を通して放出される際の流路の圧力損失と、炉心部とダウンカマ部との間に生じた水位差による静水頭とがバランスすることで求まることから、再冠水期間中の燃料被覆管温度を評価するためには、1次冷却系における圧力損失の模擬が重要となる（図1、2）。</p> <div style="border: 2px solid black; height: 150px; width: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p>一方、大破断 LOCA の事象が進展するにつれて原子炉内の流動は相対的に緩やかになり、ECCS 作動がなければ、崩壊熱による冷却材の蒸発に伴い炉心全体が露出してヒートアップする。この挙動は質量及びエネルギー保存を解くことで適切に模擬され、また、コードの気泡水位モデル及び炉心熱伝達モデルによりヒートアップ挙動も適切に評価される。</p> <p>したがって、MAAP が適用される事象のうち、炉心損傷防止対策に含まれる「原子炉格納容器の除熱機能喪失」への適用に当たっては、事象初期を含む原子炉格納容器圧力の時間変化、原子炉の流動が緩やかになって以降の原子炉及び原子炉格納容器の物理パラメータの評価は適切に行えるため、MAAP を用いた解析を行う。</p> <p>ただし、上述のとおり、MAAP は事象初期の流動変化の激しい状況下でのマイクロなモデルを詳細に解くことは難しく、具体的には事故発生直後の燃料被覆管温度挙動、原子炉容器内水位、原子炉格納容器雰囲気温度の予測への適応性は低いことから、大破断 LOCA 発生直後のこれらのパラメータの評価においては、事象を包絡する DBA で実施された解析の結果を参照する。</p> <p>以上より、事象初期の解析を DBA の評価結果を参照することで包絡的に取り扱うことにより、中長期的な事象進展を MAAP で評価した。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;"> <p><span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 20px; height: 10px;"></span>：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>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）



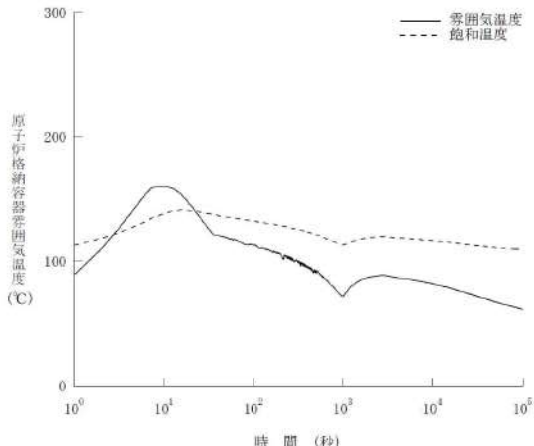

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAPの大破断LOCAへの適用性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<div style="text-align: center;">  </div> <table border="1" data-bbox="392 622 795 933"> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ディーゼル発電機</td> <td>(2台)*1</td> <td>2台</td> </tr> <tr> <td>高圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：不動作</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：不動作</td> <td>1系列*2</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>3基</td> <td>3基</td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：2系列 再循環時：2系列*3</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>ブローダウンPCT</td> <td>—</td> <td>約984°C</td> </tr> <tr> <td>再冠水PCT</td> <td>—</td> <td>約775°C</td> </tr> <tr> <td>炉心再冠水開始時間</td> <td>—</td> <td>約38秒</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>—</td> <td>約0.4%</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：S1信号で自動起動するが、解析上は外部電源喪失を仮定しない                  *2：単一故障として低圧注入系1系列の不動作を仮定している。                  *3：再循環切替失敗後に格納容器スプレイ系（1系列）による代替再循環を仮定している。</p> <p>なお、原子炉格納容器応答の観点からは、MAAPは、大破断LOCA初期に過熱蒸気が原子炉格納容器内に伝播する精度上の問題はあるものの、原子炉から原子炉格納容器に放出される質量及びエネルギー流量、並びに原子炉格納容器内での構造物（ヒートシンク）及び冷却設備（格納容器スプレイ、格納容器再循環ユニット）による除熱を適切にモデル化している。したがって、DBA/大破断LOCAと同様に事象初期の原子炉格納容器圧力の上昇を適切に模擬できる。</p>		SA	DBA	ディーゼル発電機	(2台)*1	2台	高圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	2系列	低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列*2	蓄圧注入	3基	3基	格納容器スプレイ	注入時：2系列 再循環時：2系列*3	2系列	ブローダウンPCT	—	約984°C	再冠水PCT	—	約775°C	炉心再冠水開始時間	—	約38秒	燃料被覆管の酸化量	—	約0.4%	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>図1 ECCS性能評価解析 (DBA) の結果 (燃料被覆管温度)                      (設置変更許可添付書類十と同じ)</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>図2 ECCS性能評価解析 (DBA) の結果                      (ダウンカマ水位、炉心再冠水速度積分値)                      (設置変更許可添付書類十と同じ)</p> </div> </div> <table border="1" data-bbox="1153 638 1848 981"> <caption>表1 原子炉格納容器の除熱機能喪失 (SA) と ECCS 性能評価解析 (DBA) の解析条件及び解析結果</caption> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ディーゼル発電機</td> <td>(2台)*1</td> <td>2台</td> </tr> <tr> <td>高圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：2系列</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：不動作</td> <td>1系列*2</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>2基</td> <td>2基</td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：不動作 再循環時：不動作</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>ブローダウンPCT</td> <td>—</td> <td>約946°C</td> </tr> <tr> <td>再冠水PCT</td> <td>—</td> <td>約1,044°C</td> </tr> <tr> <td>炉心再冠水開始時間</td> <td>—</td> <td>約39秒</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>—</td> <td>約4.6%</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：ECCS 作動信号で自動起動するが、解析上は外部電源喪失を仮定しない                  *2：単一故障として低圧注入系1系列の不動作を仮定している。</p>		SA	DBA	ディーゼル発電機	(2台)*1	2台	高圧注入	注入時：2系列 再循環時：2系列	2系列	低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列*2	蓄圧注入	2基	2基	格納容器スプレイ	注入時：不動作 再循環時：不動作	2系列	ブローダウンPCT	—	約946°C	再冠水PCT	—	約1,044°C	炉心再冠水開始時間	—	約39秒	燃料被覆管の酸化量	—	約4.6%	<p>記載方針の相違                  ・大飯は再循環機能喪失の添付資料であることから代替再循環に関して記載                  記載箇所の相違                  ・CV圧力に関する記載のため泊は別紙3に記載</p>
	SA	DBA																																																												
ディーゼル発電機	(2台)*1	2台																																																												
高圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	2系列																																																												
低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列*2																																																												
蓄圧注入	3基	3基																																																												
格納容器スプレイ	注入時：2系列 再循環時：2系列*3	2系列																																																												
ブローダウンPCT	—	約984°C																																																												
再冠水PCT	—	約775°C																																																												
炉心再冠水開始時間	—	約38秒																																																												
燃料被覆管の酸化量	—	約0.4%																																																												
	SA	DBA																																																												
ディーゼル発電機	(2台)*1	2台																																																												
高圧注入	注入時：2系列 再循環時：2系列	2系列																																																												
低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列*2																																																												
蓄圧注入	2基	2基																																																												
格納容器スプレイ	注入時：不動作 再循環時：不動作	2系列																																																												
ブローダウンPCT	—	約946°C																																																												
再冠水PCT	—	約1,044°C																																																												
炉心再冠水開始時間	—	約39秒																																																												
燃料被覆管の酸化量	—	約4.6%																																																												



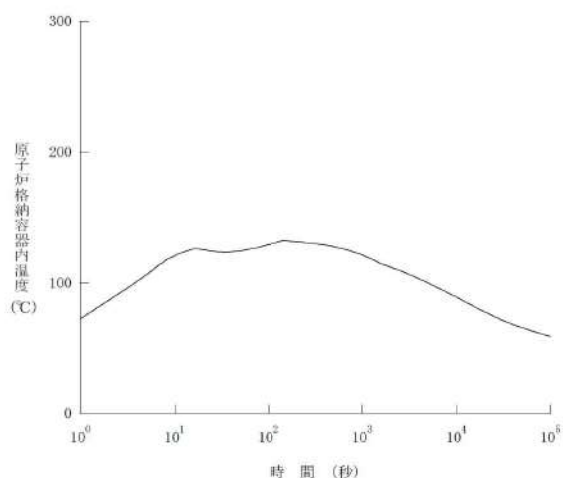
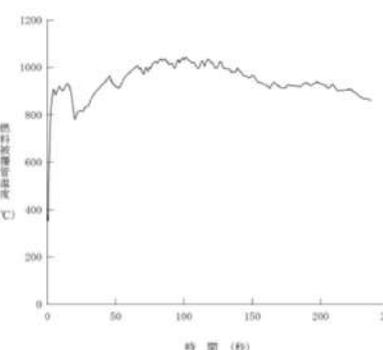
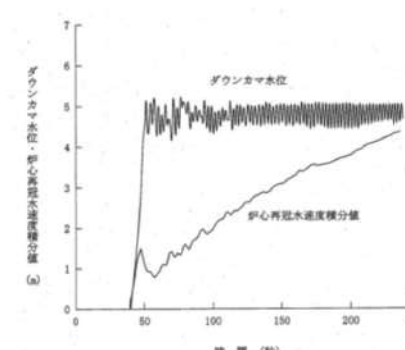
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAP の大破断 LOCA への適用性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
別紙2	別紙2	
大破断 LOCA 事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度について	大破断 LOCA 事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度について	
		
<p>このように、流体輸送の近似のため、1次冷却系から流出する蒸気が、一時的に過熱度を保った状態で原子炉格納容器に伝播することから原子炉格納容器雰囲気温度が非現実的に上昇するため、MAAPによる原子炉格納容器雰囲気温度の評価では、この初期の温度上昇はSA対策有効性評価の判断では考慮しないこととしている。なお、前述のとおり、事象初期の原子炉格納容器圧力の上昇は、臨界流モデルにより1次冷却系からの放出量が適切に模擬され、また、質量及びエネルギー保存式が考慮されていることから、MAAPにより適切に模擬されている。</p>	<p>このように、流体輸送の近似のため、1次冷却系から流出する蒸気が、一時的に過熱度を保った状態で原子炉格納容器に伝播することから原子炉格納容器雰囲気温度が非現実的に上昇するため、MAAPによる原子炉格納容器雰囲気温度の評価では、この初期の温度上昇はSA対策有効性評価の判断では考慮しないこととしている。なお、前述のとおり、事象初期の原子炉格納容器圧力の上昇は、臨界流モデルにより1次冷却系からの放出量が適切に模擬され、また、質量及びエネルギー保存式が考慮されていることから、MAAPにより適切に模擬されている。</p>	
<p>したがって、事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度はDBAにおける評価結果を参照すべきと判断している。DBAの評価結果を図2に示す。</p>	<p>したがって、大破断 LOCA 事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度はDBAにおける解析結果を参照すべきと判断している。DBAの解析結果を図4に示す。</p>	
 <p>図1 ECS再循環機能喪失 (SA) の結果          (「ECS再循環機能喪失 (原子炉格納容器雰囲気温度の推移)」を log スケールで表示したもの)</p>		
<p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p>□：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAPの大破断LOCAへの適用性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																									
 <p>図2 原子炉格納容器健全性評価 (DBA) の結果</p>	<p>【再掲】</p>  <p>図1 ECS性能評価解析 (DBA) の結果 (燃料被覆管温度)</p>  <p>図2 ECS性能評価解析 (DBA) の結果 (ダウンコマー水位、炉心再冠水速度積分値)</p>																																																										
<table border="1" data-bbox="168 750 1019 1005"> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ディーゼル発電機</td> <td>2台)<sup>*1</sup></td> <td>2台</td> </tr> <tr> <td>高圧注入</td> <td>注入時：2系列 / 再循環時：不動作</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低圧注入</td> <td>注入時：2系列 / 再循環時：不動作</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>3基)<sup>*2</sup></td> <td>4基)<sup>*3</sup></td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：2系列 / 再循環時：2系列)<sup>*4</sup></td> <td>1系列)<sup>*5</sup></td> </tr> <tr> <td>CV最高温度 (時間)</td> <td>—</td> <td>約132°C (約142秒)</td> </tr> <tr> <td>再循環切替時間</td> <td>(約17分)</td> <td>約27分</td> </tr> <tr> <td>CVスプレイ作動時間</td> <td>約7秒</td> <td>約154秒</td> </tr> </tbody> </table>		SA	DBA	ディーゼル発電機	2台) <sup>*1</sup>	2台	高圧注入	注入時：2系列 / 再循環時：不動作	2系列	低圧注入	注入時：2系列 / 再循環時：不動作	2系列	蓄圧注入	3基) <sup>*2</sup>	4基) <sup>*3</sup>	格納容器スプレイ	注入時：2系列 / 再循環時：2系列) <sup>*4</sup>	1系列) <sup>*5</sup>	CV最高温度 (時間)	—	約132°C (約142秒)	再循環切替時間	(約17分)	約27分	CVスプレイ作動時間	約7秒	約154秒	<p>表1 原子炉格納容器の除熱機能喪失 (SA) とECS性能評価解析 (DBA) の解析条件及び解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1142 726 1825 1053"> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ディーゼル発電機</td> <td>2台)<sup>*1</sup></td> <td>2台</td> </tr> <tr> <td>高圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：2系列</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低圧注入</td> <td>注入時：2系列 再循環時：不動作</td> <td>1系列)<sup>*2</sup></td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>2基</td> <td>2基</td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：不動作 再循環時：不動作</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>ブローダウンPCT</td> <td>—</td> <td>約946°C</td> </tr> <tr> <td>再冠水PCT</td> <td>—</td> <td>約1,044°C</td> </tr> <tr> <td>炉心再冠水開始時間</td> <td>—</td> <td>約39秒</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>—</td> <td>約4.6%</td> </tr> </tbody> </table>		SA	DBA	ディーゼル発電機	2台) <sup>*1</sup>	2台	高圧注入	注入時：2系列 再循環時：2系列	2系列	低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列) <sup>*2</sup>	蓄圧注入	2基	2基	格納容器スプレイ	注入時：不動作 再循環時：不動作	2系列	ブローダウンPCT	—	約946°C	再冠水PCT	—	約1,044°C	炉心再冠水開始時間	—	約39秒	燃料被覆管の酸化量	—	約4.6%	
	SA	DBA																																																									
ディーゼル発電機	2台) <sup>*1</sup>	2台																																																									
高圧注入	注入時：2系列 / 再循環時：不動作	2系列																																																									
低圧注入	注入時：2系列 / 再循環時：不動作	2系列																																																									
蓄圧注入	3基) <sup>*2</sup>	4基) <sup>*3</sup>																																																									
格納容器スプレイ	注入時：2系列 / 再循環時：2系列) <sup>*4</sup>	1系列) <sup>*5</sup>																																																									
CV最高温度 (時間)	—	約132°C (約142秒)																																																									
再循環切替時間	(約17分)	約27分																																																									
CVスプレイ作動時間	約7秒	約154秒																																																									
	SA	DBA																																																									
ディーゼル発電機	2台) <sup>*1</sup>	2台																																																									
高圧注入	注入時：2系列 再循環時：2系列	2系列																																																									
低圧注入	注入時：2系列 再循環時：不動作	1系列) <sup>*2</sup>																																																									
蓄圧注入	2基	2基																																																									
格納容器スプレイ	注入時：不動作 再循環時：不動作	2系列																																																									
ブローダウンPCT	—	約946°C																																																									
再冠水PCT	—	約1,044°C																																																									
炉心再冠水開始時間	—	約39秒																																																									
燃料被覆管の酸化量	—	約4.6%																																																									
<p>*1：S I信号で自動起動するが、解析上は外部電源喪失を仮定しない。</p> <p>*2：低温側配管破断を仮定していることから、破断ループに接続する蓄圧タンク1基を見込まず、3基を見込んでいる。</p> <p>*3：蒸気発生器出口側配管破断を仮定していることから、蓄圧タンク4基とも見込んでいる。</p> <p>*4：再循環切替失敗後に格納容器スプレイ系 (1系列) による代替再循環を仮定している。</p> <p>*5：単一故障として格納容器スプレイ系1系列の不動作を仮定している。</p>	<p>*1：ECS作動信号で自動起動するが、解析上は外部電源喪失を仮定しない。</p> <p>*2：単一故障として炉心再冠水1系列の不動作を仮定している。</p>	<p>記載方針の相違              ・大飯は再循環機能喪失の添付資料であることから代替再循環に関して記載</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAP の大破断 LOCA への適用性について）

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;">別紙3</p> <p style="text-align: center;">大破断 LOCA 事象初期の原子炉格納容器圧力について</p> <div style="border: 2px solid black; height: 100px; width: 100%;"></div> <p>MAAPでは、炉心、減圧後の蒸気発生器2次側及び構造材からの熱供給を模擬する。これが原子炉の1次冷却材に伝達され、破断流を含む1次冷却材の熱流動が前述の保存式に従い計算される。これらモデルにより、PWRのLOCAを特徴づける初期のブローダウンから再冠水期間の原子炉から原子炉格納容器への熱輸送は評価される。</p> <p>MAAPによる「大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗」事象の解析結果とDBAコードによる格納容器健全性（大破断LOCA）解析結果を図1、図2に示す。両事象では、ECCS再循環の成功有無の差異のため、原子炉格納容器圧力の挙動に違いが見られるものの、大破断LOCA発生直後の挙動は同等である。これは、MAAPコードの熱流動モデルの一部に近似的な扱いはあるものの、流動の速い状況下においても原子炉及び原子炉格納容器のエネルギー挙動を適切に模擬し、現行のDBAコードと同程度の評価を行えることを意味している。</p> <p style="text-align: center;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">別紙3</p> <p style="text-align: center;">大破断 LOCA 事象初期の原子炉格納容器圧力について</p> <div style="border: 2px solid black; height: 100px; width: 100%;"></div> <p>MAAPでは、炉心、減圧後の蒸気発生器2次側及び構造材からの熱供給を模擬する。これが原子炉の1次冷却材に伝達され、破断流を含む1次冷却材の熱流動が前述の保存式に従い計算される。これらモデルにより、PWRのLOCAを特徴づける初期のブローダウンから再冠水期間の原子炉から原子炉格納容器への熱輸送は評価される。</p> <p style="color: blue;">原子炉格納容器応答の観点からは、MAAPは、大破断LOCA初期に過熱蒸気が原子炉格納容器内に伝播する精度上の問題はあるものの、原子炉から原子炉格納容器に放出される質量及びエネルギー流量、並びに原子炉格納容器内での構造物（ヒートシンク）及び冷却設備（格納容器スプレイ、格納容器再循環ユニット）による除熱を適切にモデル化している。</p> <p>MAAPによる「原子炉格納容器の除熱機能喪失」事象の解析結果とDBAコードによる原子炉格納容器健全性評価（大破断LOCA）の解析結果を図5、図6に示す。両事象では、主に低圧再循環の成功有無、格納容器スプレイによる冷却の成功有無の差異のため、原子炉格納容器圧力の挙動に違いが見られるものの、大破断LOCA発生直後の挙動は同等である。これは、MAAPの熱流動モデルの一部に近似的な扱いはあるものの、流動の速い状況下においても原子炉及び原子炉格納容器のエネルギー挙動を適切に模擬し、現行のDBAコードと同程度の評価を行えることを意味している。</p> <p style="text-align: center;">□：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>	<p>記載箇所の相違                  ・大飯では別紙1に記載しているが、泊ではCV圧力に関する記載のため別紙3に記載                  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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.3 MAAPの大破断LOCAへの適用性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>図1 ECCS再循環機能喪失 (SA) の結果          (「ECCS再循環機能喪失 (原子炉格納容器圧力の推移)」をlogスケールで表示したもの)</p> <p>図2 原子炉格納容器健全性評価 (DBA) の結果          (設置変更許可添付書類と同じ)</p> <table border="1" data-bbox="291 702 873 829"> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高压注入</td> <td>注入時：2系列/再循環時：不作為</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低压注入</td> <td>注入時：2系列/再循環時：不作為</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>3基<sup>*1</sup></td> <td>4基<sup>*2</sup></td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：2系列/再循環時：2系列<sup>*3</sup></td> <td>1系列<sup>*4</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：低温側配管破断を仮定していることから、破断ループに接続する蓄圧タンク1基を見込まず、3基を見込んでいる。                  *2：蒸気発生器出口側配管破断を仮定していることから、蓄圧タンク4基とも見込んでいる。                  *3：再循環切替失敗後に格納容器スプレイ系(1系列)による代替再循環を仮定している。                  *4：単一故障として格納容器スプレイ系1系列の不作為を仮定している。</p>		SA	DBA	高压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列	低压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列	蓄圧注入	3基 <sup>*1</sup>	4基 <sup>*2</sup>	格納容器スプレイ	注入時：2系列/再循環時：2系列 <sup>*3</sup>	1系列 <sup>*4</sup>	<p>図5 原子炉格納容器の除熱機能喪失 (SA) の結果          (「原子炉格納容器の除熱機能喪失 (原子炉格納容器圧力の推移)」をlogスケールで表示したもの)</p> <p>図6 原子炉格納容器健全性評価 (DBA) の結果          (設置変更許可添付書類と同じ)</p> <p>表3 原子炉格納容器の除熱機能喪失 (SA) と原子炉格納容器健全性評価 (DBA) の解析条件</p> <table border="1" data-bbox="1232 718 1769 821"> <thead> <tr> <th></th> <th>SA</th> <th>DBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高压注入</td> <td>注入時：2系列/再循環時：2系列</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>低压注入</td> <td>注入時：2系列/再循環時：不作為</td> <td>2系列</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入</td> <td>3基<sup>*1</sup></td> <td>3基<sup>*2</sup></td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>注入時：不作為/再循環時：不作為</td> <td>1系列<sup>*3</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：低温側配管破断を仮定していることから、破断ループに接続する蓄圧タンク1基を見込まず、2基を見込んでいる。                  *2：蒸気発生器出口側配管破断を仮定していることから、蓄圧タンク3基とも見込んでいる。                  *3：単一故障として格納容器スプレイ系1系列の不作為を仮定している。</p>		SA	DBA	高压注入	注入時：2系列/再循環時：2系列	2系列	低压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列	蓄圧注入	3基 <sup>*1</sup>	3基 <sup>*2</sup>	格納容器スプレイ	注入時：不作為/再循環時：不作為	1系列 <sup>*3</sup>	<p>記載方針の相違                  ・大飯は再循環機能喪失の添付資料であることから代替再循環に関して記載</p>
	SA	DBA																														
高压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列																														
低压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列																														
蓄圧注入	3基 <sup>*1</sup>	4基 <sup>*2</sup>																														
格納容器スプレイ	注入時：2系列/再循環時：2系列 <sup>*3</sup>	1系列 <sup>*4</sup>																														
	SA	DBA																														
高压注入	注入時：2系列/再循環時：2系列	2系列																														
低压注入	注入時：2系列/再循環時：不作為	2系列																														
蓄圧注入	3基 <sup>*1</sup>	3基 <sup>*2</sup>																														
格納容器スプレイ	注入時：不作為/再循環時：不作為	1系列 <sup>*3</sup>																														

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失））

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 2.4.3</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.4.4</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                      （原子炉格納容器の除熱機能喪失）</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                      （原子炉格納容器の除熱機能喪失）</p>																																																																																																																																																																																								
<p>重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p>	<p>重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p>																																																																																																																																																																																								
<p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ（原子炉格納容器の除熱機能喪失）</p>	<p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ（原子炉格納容器の除熱機能喪失）</p>																																																																																																																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 設定点</td> <td>12.04MPa[gage]</td> <td>設計値（作動限界値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 応答時間</td> <td>0秒</td> <td>最小値</td> </tr> <tr> <td>2) 高圧注入ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 台数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 余熱除去ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>4) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 基数</td> <td>3基（健全側ループに各1基）</td> <td>破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td>ⅲ 保有水量</td> <td>26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>5) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 台数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ⅲ 容量</td> <td>約370m<sup>3</sup>/h</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>6) 再循環運転切替</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）</td> <td>3号炉:12.5%、4号炉:16.0%</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 再循環切替水位（注入流量）</td> <td>□ m<sup>3</sup>/h</td> <td>設計値</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			ⅰ 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）	ⅱ 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力低」			非常用炉心冷却設備作動			ⅰ 設定点	12.04MPa[gage]	設計値（作動限界値）	ⅱ 応答時間	0秒	最小値	2) 高圧注入ポンプ			ⅰ 台数	2台	設計値	ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 余熱除去ポンプ			ⅰ 台数	注入時：2台 再循環時：0台	設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定	ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	4) 蓄圧タンク			ⅰ 基数	3基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。	ⅱ 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	ⅲ 保有水量	26.9m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量	5) 補助給水ポンプ			ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）	ⅱ 台数	電動2台+タービン動1台	設計値	ⅲ 容量	約370m <sup>3</sup> /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	6) 再循環運転切替			ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）	3号炉:12.5%、4号炉:16.0%	設計値	ⅱ 再循環切替水位（注入流量）	□ m <sup>3</sup> /h	設計値	<table border="1"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力異常低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 設定点</td> <td>11.36MPa[gage]</td> <td>設計値（作動限界値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 応答時間</td> <td>0秒</td> <td>最小値</td> </tr> <tr> <td>2) 高圧注入ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 台数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 余熱除去ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>4) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 基数</td> <td>2基（健全側ループに各1基）</td> <td>破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td>ⅲ 保有水量</td> <td>29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>5) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 台数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ⅲ 容量</td> <td>150m<sup>3</sup>/h（蒸気発生器3基合計）</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>6) 再循環運転切替</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）</td> <td>15.5% □ m<sup>3</sup>/h</td> <td>設計値 設計値</td> </tr> <tr> <td>7) 格納容器内自然対流冷却（格納容器再循環ユニット使用）</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 開始条件</td> <td>原子炉格納容器の最高使用圧力0.283MPa[gage]到達から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 台数</td> <td>2基</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(3) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断位置</td> <td>低圧側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 破断口径</td> <td>完全両端破断（約0.70m（27.5インチ））</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			ⅰ 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）	ⅱ 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力異常低」			非常用炉心冷却設備作動			ⅰ 設定点	11.36MPa[gage]	設計値（作動限界値）	ⅱ 応答時間	0秒	最小値	2) 高圧注入ポンプ			ⅰ 台数	2台	設計値	ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 余熱除去ポンプ			ⅰ 台数	注入時：2台 再循環時：0台	設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定	ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	4) 蓄圧タンク			ⅰ 基数	2基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。	ⅱ 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	ⅲ 保有水量	29.0m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量	5) 補助給水ポンプ			ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）	ⅱ 台数	電動2台+タービン動1台	設計値	ⅲ 容量	150m <sup>3</sup> /h（蒸気発生器3基合計）	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	6) 再循環運転切替			ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）	15.5% □ m <sup>3</sup> /h	設計値 設計値	7) 格納容器内自然対流冷却（格納容器再循環ユニット使用）			ⅰ 開始条件	原子炉格納容器の最高使用圧力0.283MPa[gage]到達から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ⅱ 台数	2基	設計値	(3) 事故条件			1) 破断位置	低圧側配管	事故想定	2) 破断口径	完全両端破断（約0.70m（27.5インチ））	事故想定	<p style="text-align: center;">設計の相違</p>
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																																							
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																																																									
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																																																									
原子炉トリップ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																																																							
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																																																																																									
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																																																									
非常用炉心冷却設備作動																																																																																																																																																																																									
ⅰ 設定点	12.04MPa[gage]	設計値（作動限界値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 応答時間	0秒	最小値																																																																																																																																																																																							
2) 高圧注入ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 台数	2台	設計値																																																																																																																																																																																							
ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
3) 余熱除去ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 台数	注入時：2台 再循環時：0台	設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																																																							
ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
4) 蓄圧タンク																																																																																																																																																																																									
ⅰ 基数	3基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。																																																																																																																																																																																							
ⅱ 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																																																							
ⅲ 保有水量	26.9m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																																																							
5) 補助給水ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 台数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																																																																																							
ⅲ 容量	約370m <sup>3</sup> /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
6) 再循環運転切替																																																																																																																																																																																									
ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）	3号炉:12.5%、4号炉:16.0%	設計値																																																																																																																																																																																							
ⅱ 再循環切替水位（注入流量）	□ m <sup>3</sup> /h	設計値																																																																																																																																																																																							
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																																							
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																																																									
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																																																									
原子炉トリップ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																																																							
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																																																																																									
1) 「原子炉圧力異常低」																																																																																																																																																																																									
非常用炉心冷却設備作動																																																																																																																																																																																									
ⅰ 設定点	11.36MPa[gage]	設計値（作動限界値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 応答時間	0秒	最小値																																																																																																																																																																																							
2) 高圧注入ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 台数	2台	設計値																																																																																																																																																																																							
ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
3) 余熱除去ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 台数	注入時：2台 再循環時：0台	設計値 再循環時に低圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																																																							
ⅱ 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
4) 蓄圧タンク																																																																																																																																																																																									
ⅰ 基数	2基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする。																																																																																																																																																																																							
ⅱ 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																																																							
ⅲ 保有水量	29.0m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																																																							
5) 補助給水ポンプ																																																																																																																																																																																									
ⅰ 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																																																							
ⅱ 台数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																																																																																							
ⅲ 容量	150m <sup>3</sup> /h（蒸気発生器3基合計）	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																																																							
6) 再循環運転切替																																																																																																																																																																																									
ⅰ 燃料取替用水ビット再循環切替水位（注水量）	15.5% □ m <sup>3</sup> /h	設計値 設計値																																																																																																																																																																																							
7) 格納容器内自然対流冷却（格納容器再循環ユニット使用）																																																																																																																																																																																									
ⅰ 開始条件	原子炉格納容器の最高使用圧力0.283MPa[gage]到達から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																																																							
ⅱ 台数	2基	設計値																																																																																																																																																																																							
(3) 事故条件																																																																																																																																																																																									
1) 破断位置	低圧側配管	事故想定																																																																																																																																																																																							
2) 破断口径	完全両端破断（約0.70m（27.5インチ））	事故想定																																																																																																																																																																																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(7) 格納容器内気相部冷却（格納容器再循環ユニット使用）</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ⅰ 開始条件</td> <td>原子炉格納容器最高使用圧力0.39MPa[gage]到達から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>ⅱ 台数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(8) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断位置</td> <td>低圧側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 破断仕様</td> <td>完全両端破断（破断口径約0.70m（27.5インチ））</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(7) 格納容器内気相部冷却（格納容器再循環ユニット使用）			ⅰ 開始条件	原子炉格納容器最高使用圧力0.39MPa[gage]到達から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ⅱ 台数	2台	設計値	(8) 事故条件			1) 破断位置	低圧側配管	事故想定	2) 破断仕様	完全両端破断（破断口径約0.70m（27.5インチ））	事故想定	<p style="text-align: center;">□ 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>																																																																																																																																																																			
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																																																							
(7) 格納容器内気相部冷却（格納容器再循環ユニット使用）																																																																																																																																																																																									
ⅰ 開始条件	原子炉格納容器最高使用圧力0.39MPa[gage]到達から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																																																							
ⅱ 台数	2台	設計値																																																																																																																																																																																							
(8) 事故条件																																																																																																																																																																																									
1) 破断位置	低圧側配管	事故想定																																																																																																																																																																																							
2) 破断仕様	完全両端破断（破断口径約0.70m（27.5インチ））	事故想定																																																																																																																																																																																							

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

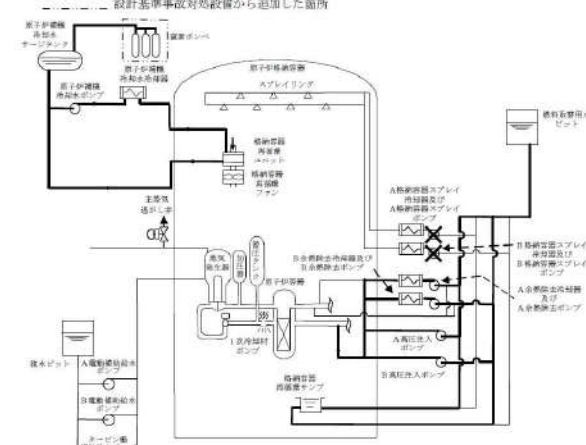
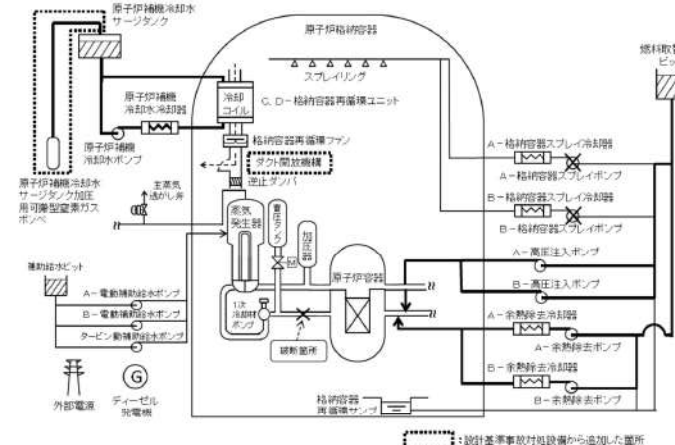
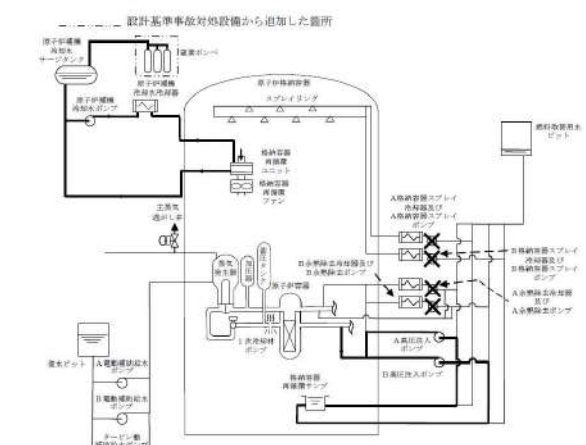
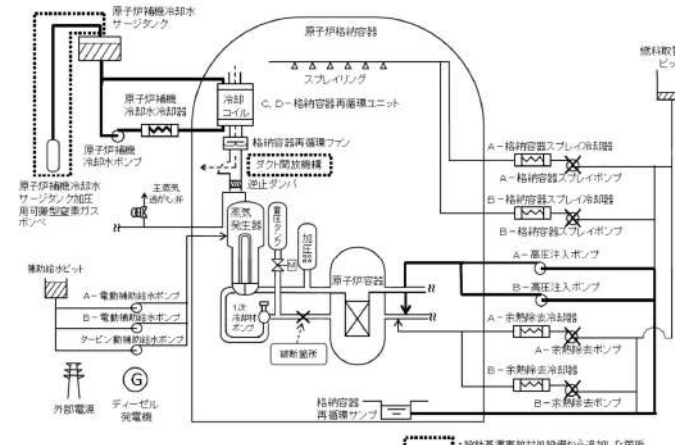
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失））

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="237 199 958 1045" style="border: 2px solid black; height: 530px; width: 322px; margin: 10px auto;"></div> <p data-bbox="510 1058 680 1080">第1図 安全注入特性</p> <p data-bbox="427 1091 763 1114">(高圧注入ポンプ2台及び余熱除去ポンプ2台)</p> <div data-bbox="600 1129 913 1187" style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p data-bbox="607 1136 893 1182">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。</p> </div>	<div data-bbox="1144 215 1816 997" style="border: 2px solid black; height: 490px; width: 300px; margin: 10px auto;"></div> <p data-bbox="1391 1037 1561 1059">第1図 安全注入特性</p> <p data-bbox="1308 1070 1644 1093">(高圧注入ポンプ2台及び余熱除去ポンプ2台)</p> <div data-bbox="1406 1187 1877 1209" style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p data-bbox="1473 1190 1872 1209">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 data-bbox="1973 341 2069 363" style="color: red;">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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.5 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

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 2.4.4</p>	<p>添付資料 7.1.4.5</p>	
<p>重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p>	<p>重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p>	
<p>「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>	<p>「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>	
		
<p>図1 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>	<p>図1 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高圧注入、低圧注入及び格納容器内自然対流冷却）</p>	
		
<p>図2 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）（原子炉安定以降の対策）</p>	<p>図2 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.6 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 2.4.5</p> <p>安定停止状態について</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失（大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗）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 7.1.4.6</p> <p>安定状態について</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失（大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）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：高圧再循環の継続により炉心の冷却が維持されている状態</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>第 2.4.6 図の解析結果より、事象発生の約 37 分後に燃料取替用水ピット水位低下により再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：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、高圧再循環運転へ移行する。再循環運転時における1次冷却材温度は原子炉格納容器サンプ水温とほぼ等しいと考えられ、第 2.4.12 図の解析結果より、事象発生の約 11 時間後に原子炉格納容器サンプ水温が低下に転じることから、事象発生の約 11 時間後を原子炉の安定停止状態とした。</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>第 7.1.4.5 図の解析結果より、事象発生の約 42 分後に燃料取替用水ピット水位低下により再循環切替可能水位（16.5%）に到達したところで再循環運転に切替え、高圧再循環運転へ移行する。高圧再循環運転により炉心の冷却が維持されることから、事象発生の約 1 時間後を原子炉の安定停止状態とした。その後も高圧再循環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                  解析結果の相違</p>
<p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>第 2.4.14 図及び第 2.4.15 図の解析結果より、格納容器最高使用圧力到達後、原子炉補機冷却系による格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器圧力及び温度が低下に転じる事象発生の約 9.1 時間後を原子炉格納容器の安定状態とした。</p>	<p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>第 7.1.4.13 図及び第 7.1.4.14 図の解析結果より、原子炉格納容器最高使用圧力到達後、原子炉補機冷却系による格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器圧力及び温度が低下に転じる事象発生の約 45 時間後を原子炉格納容器の安定状態とした。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、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>記載方針の相違（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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.6 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><u>高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による長期安定状態の維持について</u></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、高圧再循環運転及び原子炉補機冷却系による格納容器内自然対流冷却を継続することで、原子炉の安定停止状態及び原子炉格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p>	<p><b>【安定状態の維持について】</b></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。                  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>	

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.7 格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について）

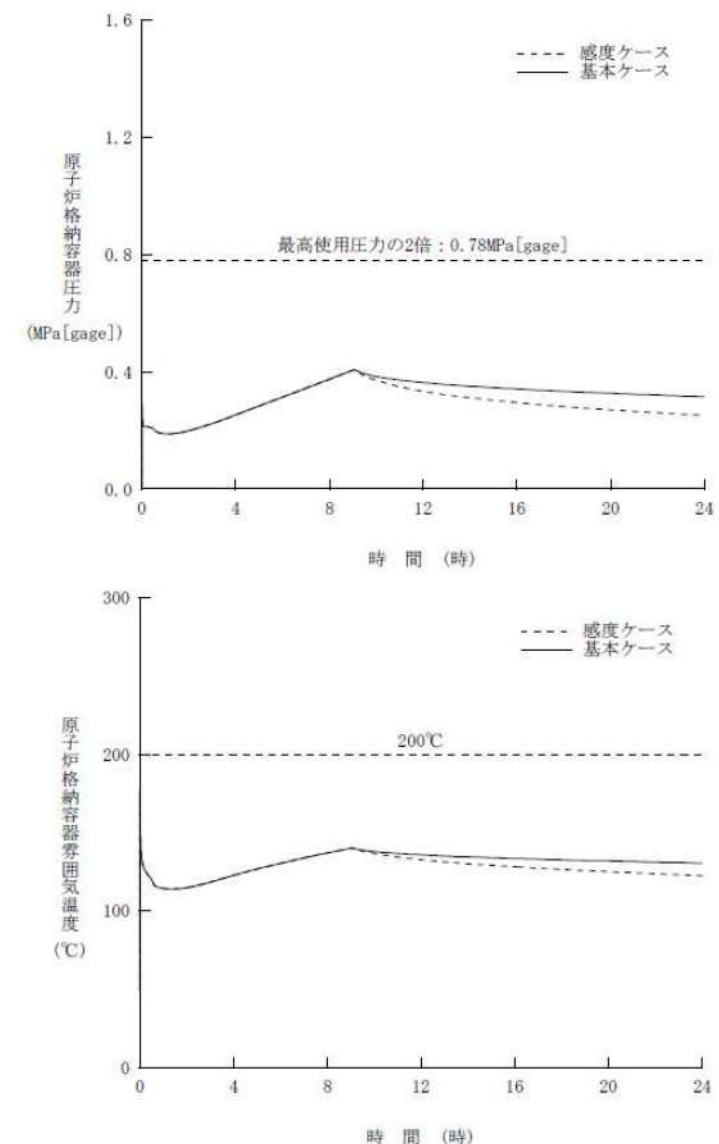
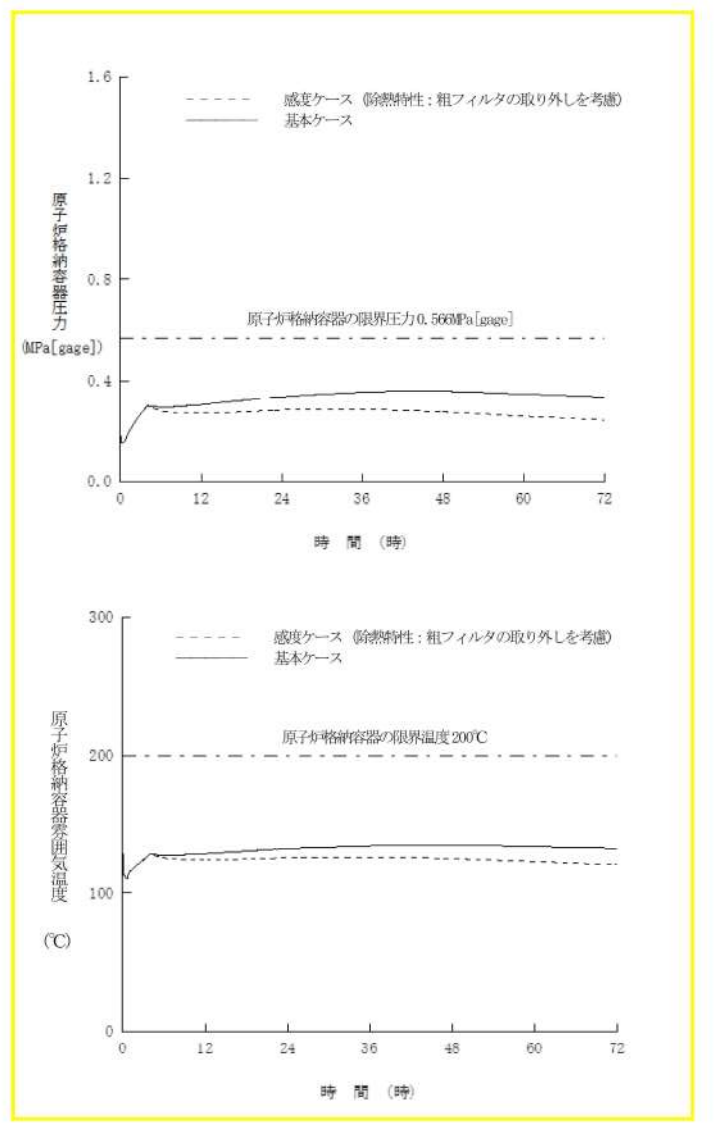
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.6</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環ユニットのラフフィルタを撤去した場合の事象進展について</p> <p>本申請における解析条件のうち格納容器再循環ユニットの除熱特性については、表1及び図1に示すラフフィルタ撤去前の除熱特性を使用している</p> <p>一方、格納容器再循環ユニットについては、ラフフィルタを撤去することで除熱特性の向上を図ることができ、早期に原子炉格納容器圧力及び温度を低下させ、原子炉格納容器への負荷を低減できることから、ラフフィルタを撤去することとしている。</p> <p>そこで、再循環ユニットに期待する、以下の3つの事象において、格納容器再循環ユニットの除熱特性を、ラフフィルタなしとした場合の除熱特性で感度解析（感度ケース）を実施し、ラフフィルタあり（基本ケース）の解析結果と比較することで、ラフフィルタ撤去の効果を確認した（表2及び図2～4参照）</p> <p>感度ケースでは格納容器再循環ユニット起動後の原子炉格納容器圧力及び温度が基本ケースよりも低く推移する結果となり、基本ケースの解析結果が保守的な結果であること、ラフフィルタ撤去の効果について確認ができた。</p> <p>対象： 原子炉格納容器の除熱機能喪失：                      大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ失敗                      雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）：                      大破断LOCA+ECCS失敗+格納容器スプレイ失敗                      雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）：                      全交流動力電源喪失+補助給水失敗</p> <p style="text-align: center;">表1 格納容器再循環ユニット除熱特性の比較</p> <table border="1" data-bbox="156 1085 1030 1276"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>1基あたりの除熱特性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース：ラフフィルタあり</td> <td>約4.1MW～約11.2MW (100℃～約168℃<sup>※</sup>)</td> </tr> <tr> <td>感度ケース：ラフフィルタなし</td> <td>約6.7MW～約13.0MW (100℃～約168℃<sup>※</sup>)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※：格納容器最高使用圧力の2倍となった時の飽和温度</p>	ケース	1基あたりの除熱特性	基本ケース：ラフフィルタあり	約4.1MW～約11.2MW (100℃～約168℃ <sup>※</sup> )	感度ケース：ラフフィルタなし	約6.7MW～約13.0MW (100℃～約168℃ <sup>※</sup> )	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.4.7</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について</p> <p>本申請における解析条件のうち格納容器再循環ユニットの除熱特性については、表1及び図1に示す粗フィルタ撤去前の除熱特性を使用している。</p> <p>一方、格納容器再循環ユニットについては、粗フィルタを撤去することで除熱特性の向上を図ることができ、早期に原子炉格納容器圧力及び温度を低下させ、原子炉格納容器への負荷を低減できることから、粗フィルタを撤去することとしている。</p> <p>そこで、格納容器再循環ユニットに期待する、以下の3つの事象において、格納容器再循環ユニットの除熱特性を、粗フィルタなしとした場合の除熱特性で感度解析（感度ケース）を実施し、粗フィルタあり（基本ケース）の解析結果と比較することで、粗フィルタ撤去の効果を確認した。（表2及び図2～4参照）</p> <p>感度ケースでは格納容器再循環ユニット起動後の原子炉格納容器圧力及び温度が基本ケースよりも低く推移する結果となり、基本ケースの解析結果が保守的な結果であること、粗フィルタ撤去の効果について確認ができた。</p> <p>対象： 原子炉格納容器の除熱機能喪失：                      （大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ失敗）                      雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）：                      （大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ失敗）                      雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）：                      （全交流動力電源喪失+補助給水失敗）</p> <p style="text-align: center;">表1 格納容器再循環ユニット除熱特性の比較</p> <table border="1" data-bbox="1075 1085 1948 1276"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>1基あたりの除熱特性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>基本ケース（粗フィルタあり）</td> <td>約3.6MW～約6.5MW (100℃～約155℃<sup>※</sup>)</td> </tr> <tr> <td>感度ケース（粗フィルタなし）</td> <td>約4.4MW～約7.6MW (100℃～約155℃<sup>※</sup>)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※：原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍となった時の飽和温度</p>	ケース	1基あたりの除熱特性	基本ケース（粗フィルタあり）	約3.6MW～約6.5MW (100℃～約155℃ <sup>※</sup> )	感度ケース（粗フィルタなし）	約4.4MW～約7.6MW (100℃～約155℃ <sup>※</sup> )	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>
ケース	1基あたりの除熱特性													
基本ケース：ラフフィルタあり	約4.1MW～約11.2MW (100℃～約168℃ <sup>※</sup> )													
感度ケース：ラフフィルタなし	約6.7MW～約13.0MW (100℃～約168℃ <sup>※</sup> )													
ケース	1基あたりの除熱特性													
基本ケース（粗フィルタあり）	約3.6MW～約6.5MW (100℃～約155℃ <sup>※</sup> )													
感度ケース（粗フィルタなし）	約4.4MW～約7.6MW (100℃～約155℃ <sup>※</sup> )													

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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.7 格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉						泊発電所3号炉						相違理由
表2 感度解析結果						表2 感度解析結果						
		原子炉格納容器最高圧力 (MPa[gage])		原子炉格納容器最高温度 (°C)				原子炉格納容器最高圧力 (MPa[gage])		原子炉格納容器最高温度 (°C)		
ラフフィルタ		あり (基本ケース)	なし (感度ケース)	あり (基本ケース)	なし (感度ケース)	粗フィルタ		あり (基本ケース)	なし (感度ケース)	あり (基本ケース)	なし (感度ケース)	
原子炉格納容器の 除熱機能喪失		約0.41 (約9.1時間)	約0.41 (約9.1時間)	約140 (約9.1時間)	約140 (約9.1時間)	原子炉格納容器の 除熱機能喪失		約0.360 (約44時間)	約0.300 (約4時間)	約135 (約45時間)	約129 (約4時間)	
雰囲気圧力・ 温度による 静的負荷	格納容器 過圧破損	約0.43 (約14時間)	約0.43 (約14時間)	約143 (約26時間)	約141 (約13時間)	雰囲気圧力・ 温度による 静的負荷	格納容器 過圧破損	約0.360 (約45時間)	約0.326 (約13時間)	約137 (約49時間)	約132 (約38時間)	
	格納容器 過温破損	約0.41 (約18時間)	約0.41 (約18時間)	約144 (約18時間)	約144 (約18時間)		格納容器 過温破損	約0.347 (約45時間)	約0.308 (約18時間)	約141 (約45時間)	約135 (約37時間)	
												
<p>図1 格納容器再循環ユニット除熱特性の比較</p>						<p>図1 格納容器再循環ユニット除熱特性の比較</p>						
<p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>						<p>□：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>						

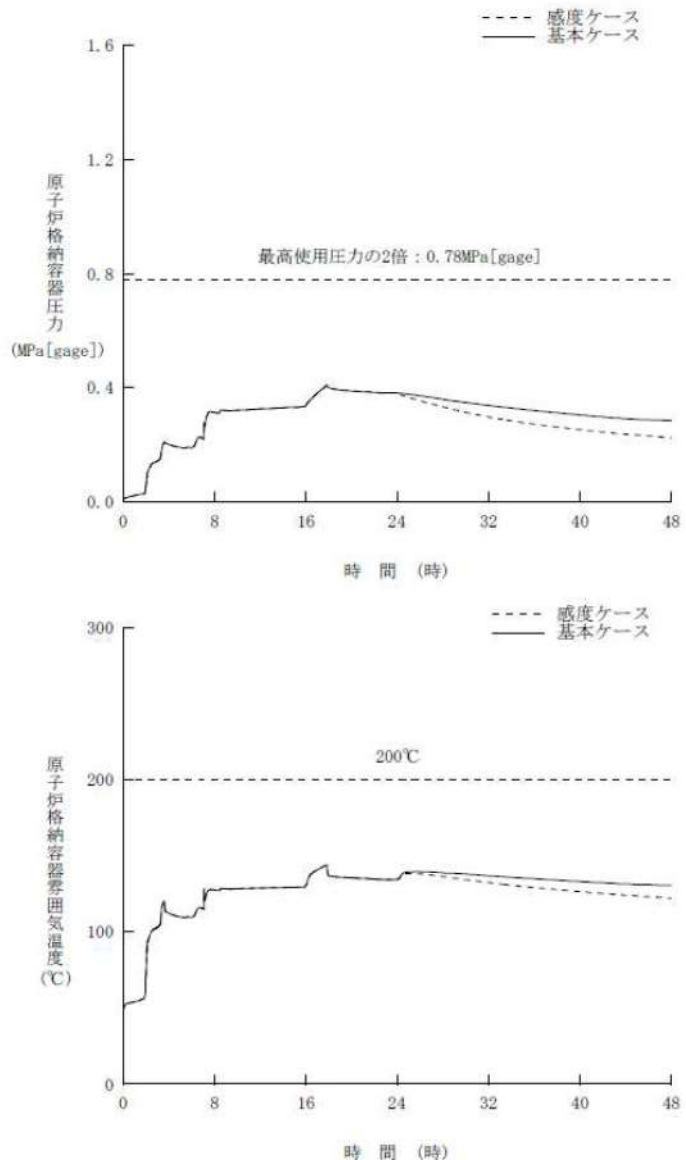
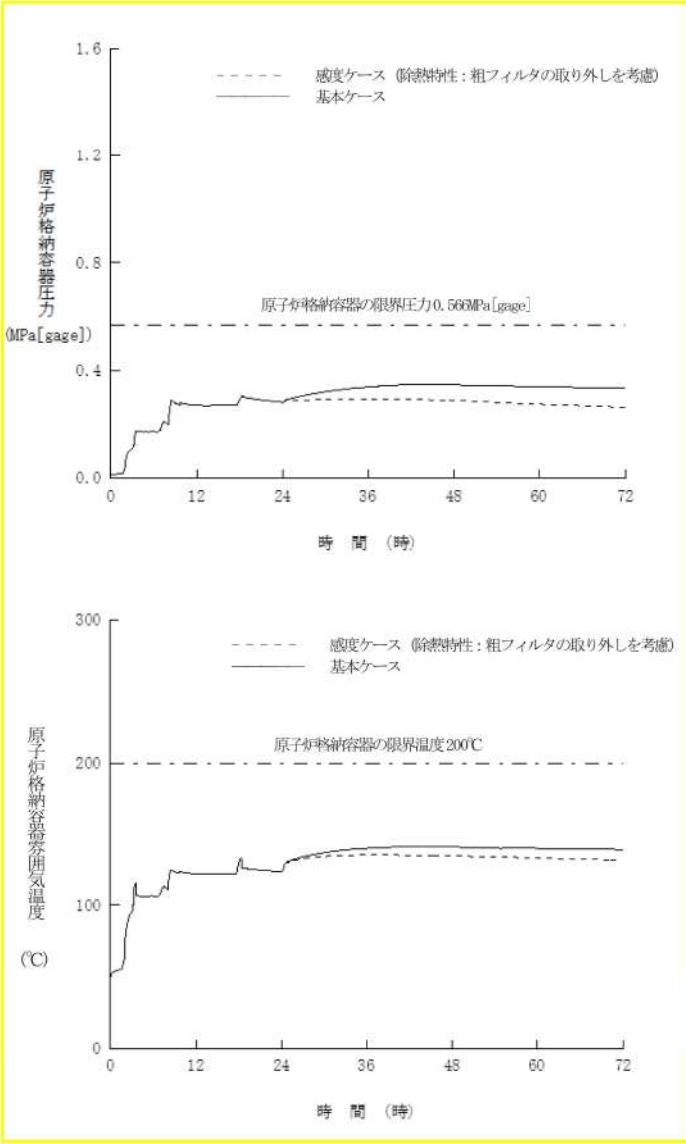
7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.7 格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図2 原子炉格納容器の除熱機能喪失</p>	 <p>図2 原子炉格納容器の除熱機能喪失</p>	

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.7 格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p>	<p>図3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p>	

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.7 格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図4 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</p>	 <p>図4 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.8 原子炉格納容器の除熱機能喪失時における原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について）

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 2.4.7</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失時における原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失が発生した場合において、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について確認した。</p> <p>2. 原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度の挙動を図1、図2に示す。図1及び図2の原子炉格納容器の除熱機能喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の応答から確認できるとおり、原子炉格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下するが、保守的に、原子炉格納容器最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇率を維持するものとして概算した結果、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍に到達するまでの時間余裕は約13時間、原子炉格納容器雰囲気温度が200℃に到達するまでの時間余裕は約21時間となった。</p> <p>よって、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍到達までの時間余裕の方が原子炉格納容器雰囲気温度200℃到達までの時間余裕より短いため、格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕は約13時間確保できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.4.8</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失時における原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器の除熱機能喪失が発生した場合において、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について確認した。</p> <p>2. 原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度の挙動を図1、図2に示す。図1及び図2の原子炉格納容器の除熱機能喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の応答から確認できるとおり、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下するが、保守的に、原子炉格納容器の最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇率を維持するものとして概算した結果、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍に到達するまでの時間余裕は約8.5時間、原子炉格納容器雰囲気温度200℃に到達するまでの時間余裕は約17.5時間となった。</p> <p>よって、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍到達までの時間余裕の方が原子炉格納容器雰囲気温度200℃到達までの時間余裕より短いため、格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕は約8.5時間確保できる。</p>	<p>評価結果の相違</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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.8 原子炉格納容器の除熱機能喪失時における原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>原子炉格納容器最高使用圧力が到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率のまま維持するものと仮定すると約13時間で最高使用圧力の2倍に到達。操作時間余裕は 22時間 - 8.6時間 ≈ 約13時間</p> <p>最高使用圧力の2倍：0.78MPa [gage]</p> <p>IP4到達：約8.6時間</p> <p>約13時間</p> <p>約22時間</p> <p>図1 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>原子炉格納容器圧力 (MPa [gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>原子炉格納容器最高使用圧力が到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率のまま維持するものと仮定すると約12時間で最高使用圧力の2倍に到達。時間余裕は 12時間 - 3.5時間 ≈ 約8.5時間</p> <p>原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa [gage]</p> <p>IP4到達：約3.5時間</p> <p>約8.5時間</p> <p>約12時間</p> <p>図1 原子炉格納容器圧力の推移</p>	
<p>原子炉格納容器雰囲気温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p> <p>原子炉格納容器最高使用圧力が到達時点の原子炉格納容器雰囲気温度上昇率のまま維持するものと仮定すると約30時間で200℃に到達。操作時間余裕は 30時間 - 8.6時間 ≈ 約21時間</p> <p>200℃</p> <p>IP4到達：約8.6時間</p> <p>約21時間</p> <p>約30時間</p> <p>約30時間</p> <p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p> <p>原子炉格納容器最高使用圧力が到達時点の原子炉格納容器雰囲気温度上昇率のまま維持するものと仮定すると約21時間で200℃に到達。時間余裕は 21時間 - 3.5時間 ≈ 約17.5時間</p> <p>原子炉格納容器の限界温度200℃</p> <p>IP4到達：約3.5時間</p> <p>約17.5時間</p> <p>約21時間</p> <p>約21時間</p> <p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.9 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（原子炉格納容器の除熱機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																								
添付資料 2.4.8		添付資料 7.1.4.9																																																										
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 (原子炉格納容器の除熱機能喪失)		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 (原子炉格納容器の除熱機能喪失)																																																										
重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入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。		重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入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>表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>重要現象</th> <th>解析モデル</th> <th>不確かさ</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">炉心</td> <td>炉心温度(炉心平均温度)</td> <td>炉心モデル(炉心平均温度)</td> <td>入力値に与える</td> <td>解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。</td> <td>解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)</td> <td>炉心モデル(炉心平均温度)</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉格納容器</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)</td> <td>格納容器モデル(格納容器表面積)</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)</td> <td>格納容器モデル(格納容器表面積)</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> </tbody> </table>		分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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	炉心	炉心温度(炉心平均温度)	炉心モデル(炉心平均温度)	入力値に与える	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)	炉心モデル(炉心平均温度)	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	原子炉格納容器	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	<p>表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>重要現象</th> <th>解析モデル</th> <th>不確かさ</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">炉心</td> <td>炉心温度(炉心平均温度)</td> <td>炉心モデル(炉心平均温度)</td> <td>入力値に与える</td> <td>解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。</td> <td>解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)</td> <td>炉心モデル(炉心平均温度)</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉格納容器</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)</td> <td>格納容器モデル(格納容器表面積)</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)</td> <td>格納容器モデル(格納容器表面積)</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> <td>格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。</td> </tr> </tbody> </table>		分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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	炉心	炉心温度(炉心平均温度)	炉心モデル(炉心平均温度)	入力値に与える	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)	炉心モデル(炉心平均温度)	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	原子炉格納容器	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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																																																							
炉心	炉心温度(炉心平均温度)	炉心モデル(炉心平均温度)	入力値に与える	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。																																																							
	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)	炉心モデル(炉心平均温度)	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。																																																							
原子炉格納容器	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。																																																							
	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。																																																							
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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																																																							
炉心	炉心温度(炉心平均温度)	炉心モデル(炉心平均温度)	入力値に与える	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。	解析条件を考慮せずとした際の炉心平均温度及び炉心温度となるパラメータに与える影響にて評価。																																																							
	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)	炉心モデル(炉心平均温度)	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。	燃料棒の熱伝達係数(燃料棒表面積)に与える影響にて評価。																																																							
原子炉格納容器	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。																																																							
	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)	格納容器モデル(格納容器表面積)	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。	格納容器の熱伝達係数(格納容器表面積)に与える影響にて評価。																																																							











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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.10 燃料評価結果について）

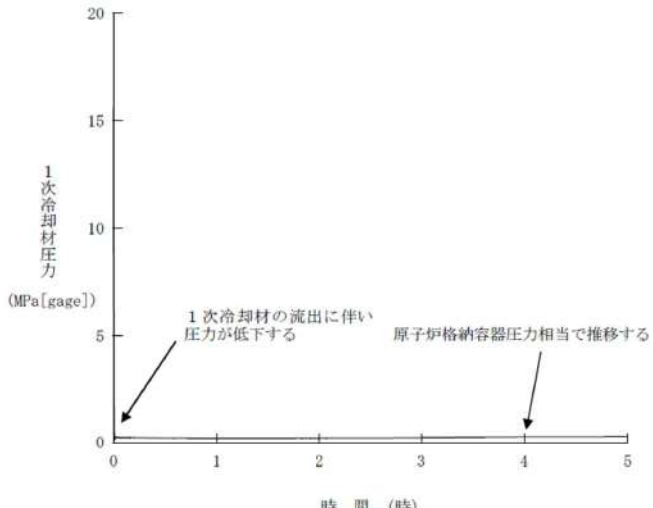
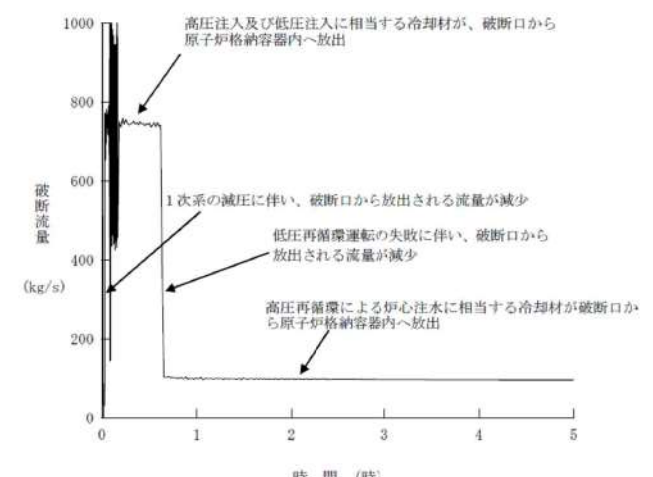
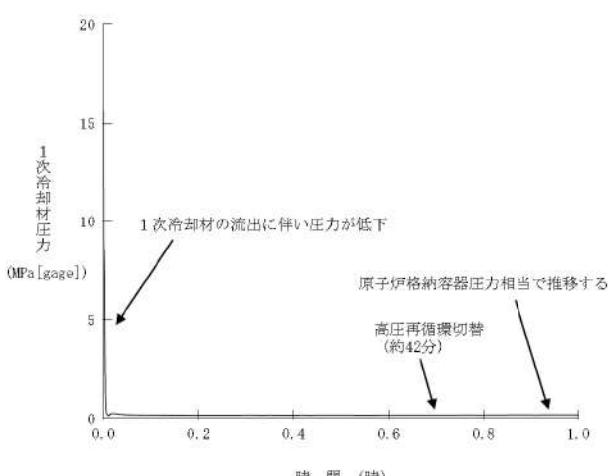
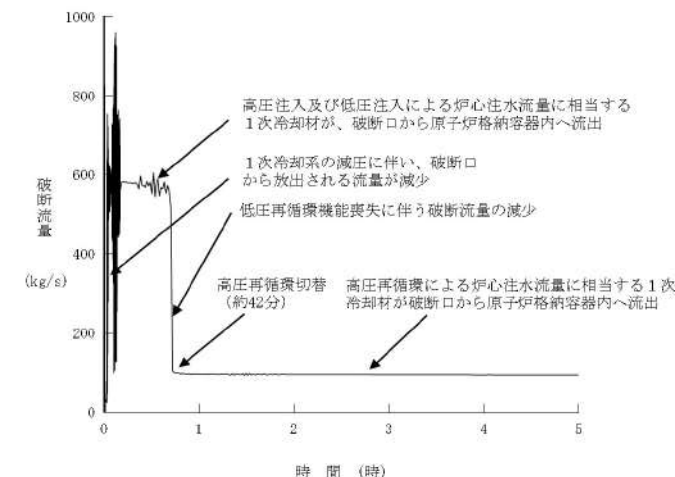
大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		差異の説明																																											
【参考までに「2次冷却系からの除熱機能喪失」の添付資料 2.1.12 を記載】 添付資料 2.1.12  燃料評価結果について  1. 燃料消費に関する評価（2次冷却系からの除熱機能喪失） 重要事故シーケンス【主給水流量喪失+補助給水機能喪失】  プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全力で運転した場合を想定する。		添付資料 7.1.4.10  燃料、電源負荷評価結果について （原子炉格納容器の除熱機能喪失）  1. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス 【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入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。		記載方針の相違 ・泊では電源負荷評価結果も記載  設計の相違 記載表現の相違 （女川実績の反映）																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th colspan="2">号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L</td> <td>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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L</td> <td>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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>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</td> <td>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</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別		重油		号炉		3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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	事象発生直後～7日間 (=168h)	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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L	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	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)</td> <td>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)   <math display="block">V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}</math> <math display="block">= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}</math>                     = 約 527.1kL                       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                 </td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>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) の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式</p> $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ <table border="1"> <tr> <td>V : 軽油必要容量 (kL)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>N : 発電機定格出力 (kW)</td> <td>= 5,600</td> </tr> <tr> <td>H : 運転時間 (h)</td> <td>= 168 (7日間)</td> </tr> <tr> <td>γ : 燃料油の密度 (kg/kL)</td> <td>= 825</td> </tr> <tr> <td>c : 燃料消費率 (kg/kW・h)</td> <td>= 0.2311</td> </tr> </table>		燃料種別		軽油	時系列	事象発生直後～ 事象発生後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)  $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ = 約 527.1kL  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日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL	結果		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) の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能	V : 軽油必要容量 (kL)		N : 発電機定格出力 (kW)	= 5,600	H : 運転時間 (h)	= 168 (7日間)	γ : 燃料油の密度 (kg/kL)	= 825	c : 燃料消費率 (kg/kW・h)	= 0.2311
燃料種別		重油																																													
号炉		3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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	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 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L																																												
	事象発生直後～7日間 (=168h)	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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L																																												
合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L																																												
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																																												
燃料種別		軽油																																													
時系列	事象発生直後～ 事象発生後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)  $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ = 約 527.1kL  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日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL																																													
結果		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) の合計約 590kLにて、7日間は十分に対応可能																																													
V : 軽油必要容量 (kL)																																															
N : 発電機定格出力 (kW)	= 5,600																																														
H : 運転時間 (h)	= 168 (7日間)																																														
γ : 燃料油の密度 (kg/kL)	= 825																																														
c : 燃料消費率 (kg/kW・h)	= 0.2311																																														







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

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.11 原子炉格納容器の除熱機能喪失時における事象初期の応答について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="907 167 1041 191">添付資料 2.4.9</p> <p data-bbox="291 231 896 263">原子炉格納容器の除熱機能喪失時における事象初期の応答について</p> <p data-bbox="156 303 873 335">原子炉格納容器の除熱機能喪失時における主要な事象初期の応答を以下に示す。</p>  <p data-bbox="358 869 907 901">図1 1次冷却材圧力の推移（本資料図 2.4.5 の拡大図）</p>  <p data-bbox="358 1396 817 1428">図2 破断流量の推移（本資料図 2.4.6 の拡大図）</p>	<p data-bbox="1780 167 1960 191">添付資料 7.1.4.11</p> <p data-bbox="1209 231 1814 263">原子炉格納容器の除熱機能喪失時における事象初期の応答について</p> <p data-bbox="1075 303 1792 335">原子炉格納容器の除熱機能喪失時における主要な事象初期の応答を以下に示す。</p>  <p data-bbox="1209 861 1803 893">図1 1次冷却材圧力の推移（本資料 第 7.1.4.5 図の拡大図）</p>  <p data-bbox="1209 1396 1758 1428">図2 破断流量の推移（本資料 第 7.1.4.6 図の拡大図）</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.12 FFRD 現象の有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">補足説明資料</p> <p style="text-align: center;">27. FFRD 現象の有効性評価への影響について</p> <p>近年、海外では燃焼の進んだ燃料棒を対象とした LOCA 模擬試験において、非常に高い燃焼度に到達した燃料の一部で被覆管の膨れ・破裂に伴うペレットの細分化、軸方向の再配置及び破裂開口部からのペレット細片の放出が生じる現象（Fuel Fragmentation, Relocation and Dispersal : FFRD）が報告されている。ここでは、有効性評価に対する FFRD 現象の影響について示す。</p> <p>(1) FFRD 現象の概要</p> <p>FFRD 現象は LOCA 時の燃料挙動を調査する目的で、国際プロジェクトとして実施しているハルデン炉プロジェクト、SCIP-IIIプロジェクトで近年確認された現象である<sup>[1]</sup>（図1）。FFRD 現象は以下の事象が進展していくことで発生する。</p> <p>a. ペレットの破碎 (Fragmentation)</p> <p>燃料温度上昇に伴いペレットが破碎し燃料片になるが、一定の燃焼度を超えると微細な燃料片の割合が増加してくる。</p> <p>この時、核分裂生成 (Fission Products, FP) ガス等が放出され、冷却材中の放射線量増加に繋がる可能性がある。</p> <p>b. ペレットの燃料棒軸方向再配置 (Relocation)</p> <p>LOCA 時の昇温により被覆管膨れ部が発生すると、拡張した燃料棒内空間に微細化した燃料片が移動する（特に微細な燃料片では充填率が高くなる）ことで、局所的に出力が増加して被覆管温度が上昇し、酸化・脆化が進行する可能性がある。</p> <p>これが原因で、クエンチ時に発生する引張応力により燃料棒が分断する可能性がある。</p> <p>c. 破裂開口部からのペレット細片の放出 (Dispersal)</p> <p>燃料棒から放出されたペレット片による冷却材流路閉塞により、炉心の冷却可能形状が失われる可能性がある。</p>  <p style="text-align: center;">図1 ハルデン炉試験で確認されたペレットの破碎と被覆管破裂開口部への集積<sup>[2]</sup></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.4.12</p> <p style="text-align: center;">FFRD 現象の有効性評価への影響について</p> <p>近年、海外では燃焼の進んだ燃料棒を対象とした LOCA 模擬試験において、非常に高い燃焼度に到達した燃料の一部で被覆管の膨れ・破裂に伴うペレットの細分化、軸方向の再配置及び破裂開口部からのペレット細片の放出が生じる現象（Fuel Fragmentation, Relocation and Dispersal : FFRD）が報告されている。ここでは、有効性評価に対する FFRD 現象の影響について示す。</p> <p>(1) FFRD 現象の概要</p> <p>FFRD 現象は LOCA 時の燃料挙動を調査する目的で国際プロジェクトとして実施しているハルデン炉プロジェクト、SCIP-IIIプロジェクトで近年確認された現象である<sup>[1]</sup>（図1）。FFRD 現象は LOCA 時に以下の事象が進展していくことで発生する。</p> <p>i. ペレットの破碎 (Fragmentation)</p> <p>燃料温度上昇に伴いペレットが破碎し燃料片になるが、一定の燃焼度を超えると微細な燃料片の割合が増加してくる。</p> <p>この時、核分裂生成 (Fission Products, FP) ガス等が放出され、冷却材中の放射線量増加に繋がる可能性がある。</p> <p>ii. ペレットの燃料棒軸方向再配置 (Relocation)</p> <p>燃料片が燃料棒内を移動し被覆管膨れ部に集積する（特に微細な燃料片では充填率が高くなる）ことで、局所的に被覆管温度が上昇し、酸化が進行することなどにより被覆管強度が低下する。</p> <p>これが原因で、クエンチ時に発生する引張応力により燃料棒が分断する可能性がある。</p> <p>iii. 破裂開口部からのペレット細片の放出 (Dispersal)</p> <p>燃料棒から放出されたペレット片による冷却材流路閉塞により、炉心の冷却可能形状が失われる可能性がある。</p>  <p style="text-align: center;">図1 ハルデン炉試験で確認された FFRD 現象<sup>[2][3]</sup></p>	<p>設計の相違</p> <p>・高燃焼度まで照射された燃料については線出力密度が低いため LOCA 時の被覆管温度が相対的に低く被覆管破裂に至ることはないという論旨は同等</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）

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.12 FFRD 現象の有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 有効性評価への影響</p> <p>a. Fragmentationによる微細な燃料片の発生可能性</p> <p>FFRD現象は燃料の高燃焼度化に伴い発生する可能性が増大されるとされており、燃焼の進展に伴う、Fragmentationによる微細な燃料片の発生については、NUREG-2121によると燃焼度約70GWd/tで顕在化すると報告されている<sup>[1]</sup>。一方、高燃焼度9×9型燃料信頼性実証試験において、9×9型燃料(A型、B型)について5サイクル照射(燃料体燃焼度:約53GWd/t)した燃料の燃料要素のピーク燃焼度は最大約69GWd/tであることが報告されている<sup>[3][4]</sup>。また、女川2号炉の至近2サイクルにおけるピーク燃焼度は最大約67GWd/tであることを確認している。</p> <p>よって、現状の9×9型燃料の燃焼度範囲を踏まえると、Fragmentationによる微細な燃料片の発生はほとんどないと考えられる。</p> <p>b. 仮に微細な燃料片が発生した場合の影響評価</p> <p>LOCA時には燃料温度上昇に伴う内圧上昇に起因し、燃料被覆管の膨れが発生するが、仮に、微細な燃料片が発生していた場合、それらが被覆管の膨れ部に集積することで、局所的に出力が増加して被覆管温度が上昇し、酸化・脆化が進行する可能性がある。しかし、燃焼度末期の9×9型燃料については、反応度が低下していることにより線出力は低い(設計用出力一燃焼度履歴から、最大線出力密度は燃焼度初期～中期の半分程度の約20kW/mとなる)。</p> <p>微細な燃料片が被覆管の膨れ部に集積した場合の被覆管温度に与える影響については、ハルデン炉試験を参考とした予備的な解析が実施されており、一例ではあるが、被覆管温度は約100℃上昇するとの結果が報告されている<sup>[5]</sup>。</p> <p>有効性評価においては、最大線出力の燃料棒で被覆管温度および円周方向応力を評価しているが、TQUVシーケンスにおいて燃焼度末期を模擬した燃料棒(燃焼度75GWd/tと設定)の評価結果を図2に示す。評価の結果、被覆管温度は約721℃、円周方向応力は約34MPaとなり、FFRD現象により、仮に被覆管温度が100℃上昇した場合でも、破裂判定曲線を越えることはないことが確認できる。</p> <p>以上のことから、一部の箇所でも微細な燃料片が発生し、それらがLOCA時に被覆管の膨れ部に集積した場合でも、微細な燃料片が発生する可能性のある燃焼度末期の線出力は低いため、被覆管の破裂が発生するような温度に到達する可能性は低いと考えられる。仮に、破裂判定曲線を越える場合でも、被覆管の破裂が一部の燃料集合体に留まるのであれば、敷地境界での実効線量の基準上問題にならないと考えられる。</p>	<p>(2) 有効性評価への影響</p> <p>FFRD現象は燃料の高燃焼度化に伴い発生する可能性が増大するとされており、燃焼の進展に伴うFragmentationの発生については、これまでの研究成果をまとめた論文によるとペレット燃焼度約68～72GWd/tで顕在化すると報告されている<sup>[1]</sup>。</p> <p>ここで、PWR高燃焼度化ステップ2燃料については集合体最高燃焼度が55GWd/t、燃料棒平均の設計最高燃焼度は61GWd/t、局所は最高71GWd/tである。(なおステップ1燃料およびMOX燃料については、局所最高62GWd/tである。)</p> <p>ステップ2燃料では、設計条件まで考慮した場合、FFRDが顕在化する燃焼度を越えるものの、そのような高燃焼度まで照射された燃料については線出力密度が低いLOCA時の被覆管温度が相対的に低く被覆管破裂に至ることはないと考えられること、また、泊3号における55GWd/t燃料を用いた炉心運用における局所最高燃焼度は概ね63GWd/t程度であり現実的にはFragmentationが発生することはないと考えられることから、有効性評価への影響はないと考えられる。</p>	

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.12 FFRD 現象の有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 TQIV シーケンスにおける最大被覆管温度と円周方向応力の破裂判定曲線との比較（燃焼度末期，燃焼度末期（PCT +100°C），PCT 最大）</p>		
<p>(3) 今後の取組み</p> <p>海外における FFRD 現象の LOCA 基準の取込みについては以下のとおり。</p> <p>i. 米国</p> <p>現状、試験研究の実績を踏まえ、燃焼度制限内である 62GWd/t(燃料棒平均)であれば FFRD 現象が顕在化することはないことから、FFRD 現象に対する規制措置は必要ないと整理している。一方、LOCA 時の FFRD 現象の挙動の理解および燃料の高燃焼度化や設計改良も見据え、今後も試験研究は継続していくという判断。</p>	<p>(3) 今後の取組み</p> <p>海外における FFRD 現象の LOCA 基準の取込みについては以下のとおり。</p> <p>i. 米国</p> <p>これまでの、試験研究の実績を踏まえ、現在の米国における標準的な燃焼度制限値 62GWd/t (燃料棒平均) であれば FFRD 現象が顕在化することはないことから、FFRD 現象に対する規制措置は必要ないと整理している<sup>[2]</sup>。なお、最近 NRC は、米国産業界による 5wt%濃縮燃料を用いた更なる高燃焼度化（70GWd/t 超）指向を踏まえ FFRD に関する中間報告レポートを発行している<sup>[4]</sup>。本レポートは現行運用を超える更なる高燃焼度燃料のライセンス申請が行われることを想定し、現状得られているデータから安全側の評価を行う観点から、FFRD を考慮すべき燃焼度を保守的にペレット燃焼度 55GWd/t に設定しているものであり、現在の実体の炉心・燃料運用において FFRD に対する規制化は不要とする考え方に変更はない。</p> <p>米国では更なる高燃焼度化に向けた申請を見据えて、FFRD に関する OECD/NEA 国際共同研究プロジェクトへの参画、研究成果の論文発表が継続的に実施されており、FFRD 研究が継続されている。</p>	

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失（添付資料 7.1.4.12 FFRD 現象の有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ii. 欧州                      フランスを除く欧州諸国について規制の取込みは要求されていない。フランスでも現状要求はされていないが、今後の規制措置のなかで考慮される予定。</p> <p>(4) まとめ                      現状の9×9型燃料の燃焼度範囲を踏まえると、Fragmentationによる微細な燃料片の発生はほとんどないと考えられる。また、一部の箇所で微細な燃料片が発生し、それらがLOCA時に被覆管の膨れ部に集積した場合でも、微細な燃料片が発生する可能性のある燃焼度末期の線出力は低いため、被覆管の破裂が発生するような温度に到達する可能性は低いと考えられる。仮に、破裂判定曲線を超える場合でも、被覆管の破裂が一部の燃料集合体に留まるのであれば、敷地境界での実効線量の基準上問題にならないと考えられる。以上のことから、有効性評価におけるFFRD現象の影響について、評価項目の適合性という観点で問題にならないことを確認した。</p> <p>以上</p> <p>参考文献</p> <p>[1] Patrick A. C. Raynaud, “Fuel Fragmentation, Relocation, and Dispersal during the Loss-of-Coolant Accident”, NUREG-2121, March 2012                      [2] Nuclear Fuel Behaviour in Loss-of-coolant Accident (LOCA) Conditions State-of-the-art Report, ”, OECD 2009 NEA No. 6846                      [3] 「平成18年度高燃焼度9×9型燃料信頼性実証成果報告書付録1」((独)原子力安全基盤機構, 平成19年12月)                      [4] 「平成18年度高燃焼度9×9型燃料信頼性実証成果報告書付録2」((独)原子力安全基盤機構, 平成19年12月)                      [5] 中江延男, 山内紹裕, 小澤正明, Kevin Govers, Marc Verwerft, 「事故時燃料冷却性評価研究(その1)燃料パルーニング, リロケーションの被覆管温度への影響評価」日本原子力学会「2014年秋の大会」2014年9月8-10日</p>	<p>ii. 欧州                      欧州諸国については特に規制への取り込みは要求されていない<sup>[5]</sup>。なお、欧州主要国も米国同様に、上記 OECD/NEA 国際共同研究プロジェクトに参画している。</p> <p>日本では、現在参画している国際プロジェクトによって得られる成果を収集すると共に、原子力規制庁による安全研究として JAEA において燃焼の進んだ軽水炉燃料棒に対する LOCA 模擬実験を実施し、知見の拡充をしていく予定と承知している。</p> <p>(4) まとめ                      泊3号における FFRD による有効性評価への影響について検討した。FFRD が顕在化する高燃焼度燃料については線出力が低く、被覆管破裂が発生するような温度に到達する可能性は低いと考えられること等を踏まえれば、有効性評価に影響するものではないと判断する。</p> <p>引用文献</p> <p>[1] Capps, et al., “A Critical Review of High Burnup Fuel Fragmentation, Relocation, and Dispersal under Loss-Of-Coolant Accident Conditions”, Journal of Nuclear Materials 546 (2021) 152750                      [2] U.S.NRC, SECY-15-0148, “Evaluation of Fuel Fragmentation, Relocation and Dispersal Under Loss-Of-Coolant Accident (LOCA) Conditions Relative to the Draft Final Rule on Emergency Core Cooling System Performance During a LOCA (50.46c),”                      [3] NUREG-2121, “Fuel Fragmentation, Relocation, and Dispersal During the Loss-of-Coolant Accident”                      [4] U.S.NRC, RIL 2021-13, “Interpretation of Research on Fuel Fragmentation, Relocation, and Dispersal (FFRD) at High Burnup”                      [5] Graff, “Current status of fuel safety in France - LOCA and RIA”, Fuel Safety Research Meeting 2019, October 2019, Mito</p>	

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE715-9 r.11.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉  
重大事故等対策の有効性評価  
比較表

7.1.5 原子炉停止機能喪失

令和5年8月  
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
<b>比較結果等を取りまとめた資料</b>				
<b>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)</b>				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った事項				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、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				
<b>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</b>				
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、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	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、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、原子炉トリップに失敗する。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	相違なし （泊と大飯・高浜で記載表現が異なる部分があるが、事故シーケンスグループの特徴としては同一）

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容  
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
<b>2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)</b>				
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	主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。 長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、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。	減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、1次系の過圧を防止することにより、炉心損傷を防止する。 長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、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。	主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することにより、炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。 また、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。	相違なし (記載表現が異なるが、炉心損傷防止対策としては同一)
重要事故シーケンス	<ul style="list-style-type: none"> <li>「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」</li> <li>「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」</li> </ul>			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等) a. 主給水流量喪失(上段) b. 負荷の喪失(下段)	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、事象発生から約100秒で最高の約360℃に到達するが、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る	解析結果の相違 ・設計の相違によりRCPBにかかる圧力の最高値が異なるが、判断基準を下回る
	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.9MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る	燃料被覆管温度：原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、事象発生から約118秒で最高の約360℃に到達するが、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる  原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力：最高値は約18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る	解析結果の相違 ・設計の相違によりRCPBにかかる圧力の最高値が異なるが、判断基準を下回る
<b>2-4) 主な相違</b>				
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
解析条件(減速材温度係数初期値)	-16pcm/℃	-13pcm/℃(標準値)	-18pcm/℃	解析条件の相違 ・泊の減速材温度係数初期値は、泊3号炉の炉心設計を包絡する-18pcm/℃に設定(設定の考え方は大飯と同様)



泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.1.5 原子炉停止機能喪失

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
------------	------------	-------------	---------	------

2-5) 相違理由の省略

相違理由	大阪発電所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	復水ビット	復水タンク	補助給水ビット	—
	—	消防ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
	—	MOX燃料	ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料	泊では申請書の記載に合わせて記載
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大阪と同様)
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	(大阪と同様)
	自動起動	自動作動	自動起動	(大阪と同様)
	動作	作動	動作	(大阪と同様)