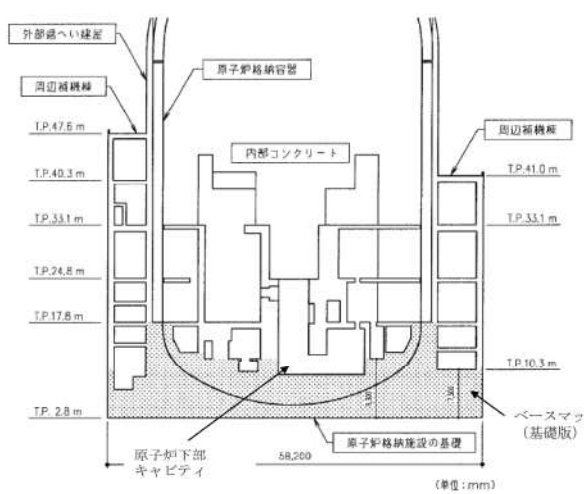


泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用 (添付資料 7.2.5.2 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 (溶融炉心・コンクリート相互作用))

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>(別紙)</p> <p>ベースマットについて</p> <p>ベースマット (基礎版) の範囲は、以下のとおり。原子炉下部キャビティの底面及び壁面 (高さ約 2.6m) はベースマットで構成されている。</p>  <p>図 ベースマットの範囲</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・泊ではベースマットについて追記</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）

7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.3 コンクリート侵食の侵食異方性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.5.4</p> <p style="text-align: center;">コンクリート侵食の侵食異方性について</p> <p>OECD/MCCI プログラムにおいて実施された CCI 実験の中で、2次元のコンクリート侵食挙動が模擬された。CCI 実験では、コンクリート侵食が発生した後にキャビティ注水が行われ、その後、熔融物の冷却、熔融物の加熱停止に至り、最終的なコンクリート侵食形状が測定されている。最終的なコンクリート侵食形状については、石灰岩系コンクリートを使用した CCI-2 実験では床面方向と側面方向が等方的に侵食されているのに対して、玄武岩系コンクリートを使用した CCI-1 実験、CCI-3 実験では床面方向に比べて側面方向の侵食が大きくなる結果となっている。測定された侵食速度から評価すると、側面方向の熱流束は、床面方向の熱流束の 4 倍程度とされている^[1]。石灰岩系コンクリートと玄武岩系コンクリートの侵食の傾向の相違は、化学物質組成の相違、コンクリートのガス含有量の相違、熔融物とコンクリートの境界の状態の相違によって説明できるとされている^[1]が、その詳細については明らかではない。</p> <p>実機解析条件では、熔融炉心は冠水したキャビティに落下し、キャビティの水中を拡がって、キャビティ内に堆積することを想定しており、CCI 実験条件と実機解析条件は異なる。したがって、実機においてもコンクリートの侵食異方性が現れるか明確ではない。ここでは、実機条件において、コンクリートの侵食異方性があると想定して、その影響がどの程度になるかを検討する。</p> <p>前述のとおり、熔融炉心は冠水したキャビティの水中を拡がり、キャビティ床全面に到達すると考えられる。このとき、大飯 3/4 号機に対する MAAP 解析では床面方向の侵食深さは約 5mm、側面方向の侵食深さは約 5mm である。側面方向の侵食速度が 4 倍大きいと仮定すると、側面方向の侵食深さは約 2cm になるが、これは、大飯 3/4 号機に対する MCCI 事象における熔融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析結果（側面方向の侵食深さ：約 17cm）で包絡される。</p> <p>次に熱流束の観点で考えると、MAAP 解析では側面方向の熱流束の積算値は $7.2 \times 10^4 \text{kJ/m}^2$ であり、CCI 実験同様に側面方向の熱流束の積算値が床面方向の熱流束の積算値の 4 倍と仮定した場合でも、MCCI 事象における熔融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析結果 ($8.6 \times 10^5 \text{kJ/m}^2$) に包絡される。</p> <p>以上のことから、仮に侵食異方性が現れたとしても問題ないと考えられる。</p> <p>[1] "OECD MCCI Project Final Report", OECD/MCCI-2005-TR06, February 28, 2006.</p> <p><参考資料> なし</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.5.3</p> <p style="text-align: center;">コンクリート侵食の侵食異方性について</p> <p>OECD/MCCI プログラムにおいて実施された CCI 実験の中で、2次元のコンクリート侵食挙動が模擬された。CCI 実験では、コンクリート侵食が発生した後にキャビティ注水が行われ、その後、熔融物の冷却、熔融物の加熱停止に至り、最終的なコンクリート侵食形状が測定されている。最終的なコンクリート侵食形状については、石灰岩系コンクリートを使用した CCI-2 実験では床面方向と壁面方向が等方的に侵食されているのに対して、玄武岩系コンクリートを使用した CCI-1 実験、CCI-3 実験では床面方向に比べて壁面方向の侵食が大きくなる結果となっている。測定された侵食速度から評価すると、壁面方向の熱流束は、床面方向の熱流束の 4 倍程度とされている。石灰岩系コンクリートと玄武岩系コンクリートの侵食の傾向の相違は、化学物質組成の相違、コンクリートのガス含有量の相違、熔融物とコンクリートの境界の状態の相違によって説明できるとされている¹が、その詳細については明らかではない。</p> <p>実機解析条件では、熔融炉心は冠水した原子炉下部キャビティに落下し、キャビティの水中を拡がって、キャビティ内に堆積することを想定しており、CCI 実験条件と実機解析条件は異なる。したがって、実機においてもコンクリートの侵食異方性が現れるか明確ではない。ここでは、実機条件*において、コンクリートの侵食異方性があると想定して、その影響がどの程度になるかを検討する。</p> <p>前述のとおり、熔融炉心は冠水したキャビティの水中を拡がり、キャビティ床全面に到達すると考えられる。このとき、泊 3 号炉に対する MAAP 解析では床面方向の侵食深さは約 3mm、壁面方向の侵食深さは約 3mm である。壁面方向の侵食速度が 4 倍大きいと仮定すると、壁面方向の侵食深さは約 1.2cm になるが、これは、泊 3 号炉に対する MCCI 事象における熔融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析結果（壁面方向の侵食深さ：約 18cm）で包絡される。</p> <p>次に熱流束の観点で考えると、MAAP 解析では壁面方向の熱流束の積算値は $5.4 \times 10^4 \text{kJ/m}^2$ であり、CCI 実験同様に壁面方向の熱流束の積算値が床面方向の熱流束の積算値の 4 倍と仮定した場合でも、MCCI 事象における熔融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析結果 ($9.2 \times 10^5 \text{kJ/m}^2$) に包絡される。</p> <p>以上から、仮にコンクリートの侵食異方性があると想定しても評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、泊 3 号炉の原子炉下部キャビティの壁面は厚さ [] 程度のコンクリートで覆われているため、仮に侵食異方性が現れたとしても問題ないと考えられる。</p> <p>※ 泊 3 号炉の原子炉下部キャビティの床面は厚さ [] 程度、壁面は厚さ [] 程度（原子炉容器周りでは [] 以上、一番薄い箇所では [] 以上）のコンクリートで覆われている。</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> <p>1 "OECD MCCI Project Final Report", OECD/MCCI-2005-TR06, February 28, 2006.</p>	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>20. 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェル床ドレンサンプの影響について</p> <p>1. はじめに 女川2号炉において、ドライウェル内で発生した水を集水し、ポンプによって格納容器外へ移送するためにドライウェル床ドレンサンプ（以下「ドレンサンプ」という。）が図1及び図2のとおり配置されている。また、格納容器下部とドレンサンプはドレン配管にて接続されている。</p> <p>溶融炉心が格納容器下部に落下する場合には、格納容器下部注水により水位が形成されており、溶融炉心の冷却が促進し粘性が増加すること及びドレン配管は約10mの長さがあることから、格納容器下部に落下した溶融炉心がドレンサンプに流入する可能性は低いと考えられる。そのため、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）のベースケースにおいては、原子炉圧力容器破損によって格納容器下部へ落下した溶融炉心がドレンサンプへ流入することを考慮していないが、溶融炉心がドレンサンプに流入することを考慮すると、ドレンサンプ底面から原子炉格納容器パウンドリまでの距離及びドレンサンプ壁面から外側鋼板までの距離が小さいことから、コンクリートの侵食により原子炉格納容器のパウンドリ機能及び原子炉圧力容器の支持機能が損なわれるおそれがある。</p> <p>ここでは、溶融炉心の凝固評価により溶融炉心がドレン配管内で凝固することを確認する。また、仮に溶融炉心がドレンサンプに流入した場合を考慮し、MCCIによる侵食量及び原子炉格納容器パウンドリへの到達の有無を確認する。</p> <p>2. 溶融炉心の凝固評価 (1) EPRI/FAI試験の概要⁽¹⁾ EPRI (Electric Power Research Institute) 及びFAI (FAUSKE & ASSOCIATES, LLC) が、下部プレナムを模擬した試験体に模擬溶融炉心 (Al₂O₃) を流入させる試験を行っている。同試験の試験体系が、比較的、女川2号炉のドレン配管(80A)に近い体系となっていることから、その試験結果に基づき、ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について評価を行う。</p> <p>図3に試験装置概要を示す。Fe₂O₃とAlによるテルミット反応により、模擬溶融炉心である溶融したAl₂O₃が生成される。模擬溶融炉心はテルミットレシーバに流入し、密度差によりFeとAl₂O₃とで成層化が起こる。密度差からAl₂O₃はFeより上層にあることにより、Al₂O₃によりセメント製のキャップが溶融</p>	<p>37. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について</p> <p>(6) 機器ファンネルからサンプへの溶融炉心の流入について 7号炉原子炉格納容器下部床面には機器ファンネルが存在し、溶融炉心が原子炉格納容器下部床面に堆積した場合には、溶融炉心の堆積高さが機器ファンネル高さを超えることから、機器ファンネルに溶融炉心が流入する。機器ファンネルの位置及びドレン配管の敷設状況について図3-12に示す。</p> <p>機器ファンネルからドライウェルサンプへと繋がるドレン配管は、最短でも約3.6m以上の配管長を有しており、かつ「b. ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について」及び別紙-2に示すとおり、ドレン配管内の溶融炉心の凝固距離は最大でも□□□□と、ドライウェルサンプに溶融炉心が流入することはない。しかしながら、ドレン配管内の溶融炉心の凝固挙動の不確かさを考慮し、ドライウェルサンプまでのドレン配管長が5m以下の機器ファンネルについては、コンクリート等により閉止を行う。</p> <p>なお、6号炉原子炉格納容器下部床面には機器ファンネルが存在しない。</p>  <p>図3-12 機器ファンネル配置及びドレン配管敷設状況(7号炉)</p> <p>EPRI (Electric Power Research Institute) 及びFAI (FAUSKE & LLC) が、下部プレナムを模擬した試験体に模擬溶融炉心 (Al₂O₃) を流入させる試験を行っている。同試験の試験体系が、比較的、7号炉のドレン配管(80A)に近い体系となっていることから、その試験結果に基づき、ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について評価を行う。</p> <p>a. EPRI/FAI試験の概要 図3-13に試験装置概要を示す。酸化鉄とアルミニウムによるテルミット反応により、模擬溶融炉心である溶融したAl₂O₃が生成される。模擬溶融炉心はテルミットレシーバに流入し、密度差により鉄とAl₂O₃とで成層化が起こる。密度差からAl₂O₃は鉄より上層にあることにより、Al₂O₃によりセメント製のキャ</p>	<p>添付資料7.2.5.4 原子炉下部キャビティから格納容器サンプへの溶融炉心の流入について</p> <p>1. はじめに 泊3号炉において、原子炉格納容器内で発生した水を集水し、ポンプによって原子炉格納容器外へ移送するために格納容器サンプが図1及び図2のとおり配置されている。また、原子炉下部キャビティと格納容器サンプはドレン配管にて接続されている。</p> <p>溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する場合には、代替格納容器スプレイにより水位が形成されており、溶融炉心の冷却が促進し粘性が増加すること及びドレン配管は約8mの長さがあることから、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心が格納容器サンプに流入する可能性は低いと考えられる。そのため、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）のベースケースにおいては、原子炉容器破損によって原子炉下部キャビティへ落下した溶融炉心が格納容器サンプへ流入することはない。ただし、格納容器サンプ底面から原子炉格納容器パウンドリまでの距離及び格納容器サンプ壁面から原子炉下部キャビティ壁面までの距離が十分に確保されていることから、コンクリートの侵食により原子炉格納容器のパウンドリ機能及び原子炉容器の支持機能が損なわれるおそれは低いと考えられる。</p> <p>ここでは、溶融炉心の凝固評価により溶融炉心がドレン配管内で凝固することを確認する。</p> <p>2. 溶融炉心の凝固評価 (1) EPRI/FAI試験の概要⁽¹⁾ EPRI (Electric Power Research Institute) 及びFAI (FAUSKE & ASSOCIATES, LLC) が、下部プレナムを模擬した試験体に模擬溶融炉心 (Al₂O₃) を流入させる試験を行っている。同試験の試験体系が、比較的、泊3号炉のドレン配管に近い体系となっていることから、その試験結果に基づき、ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について評価を行う。</p> <p>図3に試験装置概要を示す。Fe₂O₃とAlによるテルミット反応により、模擬溶融炉心である溶融したAl₂O₃が生成される。模擬溶融炉心はテルミットレシーバに流入し、密度差によりFeとAl₂O₃とで成層化が起こる。密度差からAl₂O₃はFeより上層にあることにより、Al₂O₃によりセメント製のキャップが溶融</p>	<p>※女川2号炉の資料をベースとしつつ、泊のドレン配管の配置形状に近いKK67号炉の資料も参考までに抜粋して記載</p> <p>手順の相違 設計の相違 設計の相違 ・泊は格納容器サンプからCVパウンドリまでの距離が約1.4mであり、RVを支える1次遮蔽コンクリートの厚さもそれ以上あることから仮に格納容器サンプに溶融炉心が流入した場合でもパウンドリ機能及びRVの支持機能が喪失する可能性は極めて低い</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>し、Al₂O₃のみ Lower Chamber に移行する。このとき、Lower Chamber 及びドレン配管は水で満たされており、溶融炉心が格納容器下部へと落下してくる際の実機の条件と類似している。試験の結果、模擬溶融炉心の流動距離（凝固距離）は 0.79m であった。</p> <p>(2) ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について ドレン配管内の溶融炉心の溶融凝固特性は流入する溶融炉心の保有熱量と、配管外部への放熱量に依存するものと考えられる。そこで、ドレン配管体系について、溶融炉心の物性の違いも考慮して、溶融炉心の保有熱量及び配管外への放熱量（配管径に依存）の比率に基づき流動距離を推定する。</p> <p>表 1 に評価に使用する溶融炉心の物性値を示す。Al₂O₃の溶融潜熱 (h_{fs}=1.16×10⁶J/kg) に密度 (ρ=3800kg/m³) を乗じると、流動停止までの保有熱量は 4408MJ/m³ となる。一方、溶融炉心の流動停止までの保有熱量は顕熱と溶融潜熱の和として次式で表される。</p> $h_{ab} = \{ (T_{sh} + T_{liq} - T_{sol}) C_p + h_{fs} \}$ <p>ここで、h_{ab}：溶融炉心の流動停止までの顕熱と溶融潜熱の和 (J/kg)、T_{sh}：溶融炉心過熱度 (K)、T_{liq}：溶融炉心液相線温度 (K)、T_{sol}：溶融炉心固相線温度 (K)、C_p：溶融炉心比熱 (J/kgK)、h_{fs}：溶融炉心溶融潜熱 (J/kg) である。</p> <p>このとき、h_{ab}は約 [] J/kg となり、密度を乗じ、流動停止までの保有熱量とすると約 [] MJ/m³ となり、Al₂O₃の約 [] 倍となる。</p> <p>また、ドレン配管(80A)の配管直径(d_f)を約 8cm と仮定すると、EPRI/FAI 試験のドレンラインの配管直径(d_{tes})は 5cm のため、配管直径の比は約 1.56 倍である。配管直径の比、保有熱量比を用いて、ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）を次の様に評価する。</p> $L = L_{tes} \times d_f/d_{tes} \times (h_{ab} \rho_{ab}) / (h_{al} \rho_{al})$ <p>ここで、L：ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）、L_{tes}：EPRI/FAI 試験の流動距離、d_f/d_{tes}：配管直径比、(h_{ab} ρ_{ab}) / (h_{al} ρ_{al})：流動停止までの保有熱量比である。</p> <p>EPRI/FAI 試験の流動距離 0.79m を基に、上記式によってドレン配管内の溶融炉心の凝固距離を評価すると、凝固距離は約 [] m となる。</p>	<p>ッブが溶融し、Al₂O₃のみ Lower Chamber に移行する。このとき、Lower Chamber 及びドレン配管は水で満たされており、溶融炉心が原子炉格納容器下部へと落下してくる際の実機の条件と類似している。試験の結果、模擬溶融炉心の流動距離（凝固距離）は 0.79m であった。</p> <p>b. ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について ドレン配管内の溶融炉心の溶融凝固特性は流入する溶融炉心の保有熱量と、配管外部への放熱量に依存するものと考えられる。そこで、ドレン配管体系について、溶融炉心の物性の違いも考慮して、溶融炉心の保有熱量及び配管外への放熱量（配管系に依存）の比率に基づき流動距離を推定する。</p> <p>表 3-6 に評価に使用する溶融炉心とコンクリートの物性値を示す。Al₂O₃の溶融潜熱 (h_{fs}=1.16×10⁶J/kg) に密度 (ρ=3800kg/m³) を乗じると、流動停止までの保有熱量は 4408MJ/m³ となる。一方、溶融炉心の流動停止までの保有熱量は顕熱と溶融潜熱の和として次式で表される。</p> $h_{db} = \{ (T_d - T_{sol}) C_p + h_{fs} \}$ <p>ここで、h_{db}：溶融炉心の流動停止までの顕熱と溶融潜熱の和 (J)、T_d：溶融炉心温度 (°C)、T_{sol}：溶融炉心固相線温度 (°C)、C_p：溶融炉心比熱 (J/kg°C)、h_{fs}：溶融炉心溶融潜熱 (J/kg) である。</p> <p>このとき、h_{db}は約 [] となり、密度を乗じ、流動停止までの保有熱量とすると約 [] となり、Al₂O₃の約 [] 倍となる。</p> <p>また、ドレン配管(80A)の配管直径(d_f)を 8cm と仮定すると、EPRI/FAI 試験のドレンライン d_{tes}(5cm)より、配管径の比は約 1.6 倍である。配管径の比、保有熱量比を用いて、ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）を次の様に評価する。</p> $L = L_{tes} \times d_f/d_{tes} \times (h_{db} \rho_{db}) / (h_{al} \rho_{al})$ <p>ここで、L：ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）、L_{tes}：EPRI/FAI 試験の流動距離、d_f/d_{tes}：配管直径比、(h_{db} ρ_{db}) / (h_{al} ρ_{al})：流動停止までの保有熱量比である。</p> <p>EPRI/FAI 試験の流動距離 0.79m を基に、上記式によってドレン配管内の溶融炉心の凝固距離を評価すると、凝固距離は [] となる。</p>	<p>し、Al₂O₃のみ Lower Chamber に移行する。このとき、Lower Chamber 及びドレン配管は水で満たされており、溶融炉心が原子炉格納容器下部へと落下してくる際の実機の条件と類似している。試験の結果、模擬溶融炉心の流動距離（凝固距離）は 0.79m であった。</p> <p>(2) ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について ドレン配管内の溶融炉心の溶融凝固特性は、流入する溶融炉心の保有熱量と、配管外部への放熱量に依存するものと考えられる。そこで、ドレン配管体系について、溶融炉心の物性の違いも考慮して、溶融炉心の保有熱量及び配管外への放熱量（配管径に依存）の比率に基づき流動距離を推定する。</p> <p>表 1 に評価に使用する溶融炉心の物性値を示す。EPRI/FAI 試験の模擬溶融炉心である Al₂O₃の溶融潜熱 (h_{fs}=1.16×10⁶J/kg) に密度 (ρ=3,800kg/m³) を乗じると、流動停止までの保有熱量は 4,408MJ/m³ となる。一方、溶融炉心の流動停止までの保有熱量は顕熱と溶融潜熱の和として次式で表される。</p> $h_{ab} = \{ (T_{sh} + T_{liq} - T_{sol}) C_p + h_{fs} \}$ <p>ここで、h_{ab}：溶融炉心の流動停止までの顕熱と溶融潜熱の和 (J/kg)、T_{sh}：溶融炉心過熱度 (K)、T_{liq}：溶融炉心液相線温度 (K)、T_{sol}：溶融炉心固相線温度 (K)、C_p：溶融炉心比熱 (J/kgK)、h_{fs}：溶融炉心溶融潜熱 (J/kg) である。</p> <p>このとき、h_{ab}は約 [] J/kg となり、密度を乗じ、流動停止までの保有熱量とすると約 [] MJ/m³ となり、Al₂O₃の約 [] 倍となる。</p> <p>また、ドレン配管の配管直径(d_f)は [] m、EPRI/FAI 試験のドレンラインの配管直径(d_{tes})は 5cm のため、配管直径の比は [] 倍である。配管直径の比、保有熱量比を用いて、ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）を次のように評価する。</p> $L = L_{tes} \times d_f/d_{tes} \times (h_{ab} \rho_{ab}) / (h_{al} \rho_{al})$ <p>ここで、L：ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）、L_{tes}：EPRI/FAI 試験の流動距離、d_f/d_{tes}：配管直径比、(h_{ab} ρ_{ab}) / (h_{al} ρ_{al})：流動停止までの保有熱量比である。</p> <p>EPRI/FAI 試験の流動距離 0.79m を基に、上記式によってドレン配管内の溶融炉心の凝固距離を評価すると、凝固距離は約 [] m となる。</p>	<p>相違理由</p> <p>※(2)では、先行プラントの評価との比較のため、別紙1で考慮しているデブリの流速は考慮しない（デブリの流速を考慮していないのは女川、KK67と同様）</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違・泊での評価結果と女川のoriumシールド設置後の評価結果は同等</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器下部からドレンサンプまでのドレン配管長は、約10m あることから、溶融炉心はドレン配管内で凝固するため、ドレンサンプ内に到達することはないと考えられる。</p> <p>なお、コリウムシールド設置後の凝固距離を評価した場合、コリウムシールド設置後の配管直径（d_p'）を約 <input type="text"/> cm と仮定すると、EPRI/FAI 試験との配管直径の比は約 <input type="text"/> 倍となり、凝固距離は約 <input type="text"/> m となる。</p> <p><input type="text"/> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	<p>機器ファンネルからドライウェルサンプまでのドレン配管長は、最短でも約 3.6m 以上であることから、機器ファンネルに流入した溶融炉心は、ドレン配管内で凝固するため、ドライウェルサンプ内に到達することはないと考えられる。</p>	<p>原子炉下部キャビティから格納容器サンプまでのドレン配管長は、約 8m あることから、溶融炉心はドレン配管内で凝固するため、格納容器サンプ内に到達することはないと考えられる。</p> <p><input type="text"/>：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>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. ドレンサンプに溶融炉心が流入した場合の評価</p> <p>2. に示すとおり、格納容器下部へ落下した溶融炉心はドレン配管内で凝固することを確認した。しかし、ドレンサンプ底面から原子炉格納容器バウンダリまでの距離が小さいことから、サンプ底面コンクリートの侵食により原子炉格納容器のバウンダリ機能が損なわれるおそれがあることを考慮し、仮にドレンサンプに溶融炉心が流入した場合の評価を実施した。</p> <p>(1) 解析条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 溶融炉心の堆積厚さは、格納容器下部と水頭圧が釣り合うところまで溶融炉心がドレンサンプに流入した場合を想定して設定する。 溶融炉心からプール水への熱流束は、圧力依存ありとした Kutateladze の式から算出された値（約 1,500kW/m²）とする。 溶融炉心の崩壊熱を保守的に設定するため、溶融炉心の崩壊熱を事象発生から約 3.0 時間後[*]の値とした。 上記以外は、有効性評価（MCCI 評価）の条件と同じとする。 <p>※事故シーケンスを「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」とし、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する場合、溶融炉心が格納容器下部に全量落下するまでの時間が事象発生約 3.0 時間後となることから設定。</p> <p>(2) 解析体系</p> <ul style="list-style-type: none"> MAAP コードでは、サンプのような直方体の形状を模擬できないため、床面積を実際の大きさに合わせた円柱で模擬した。ドレンサンプ侵食量の解析体系を図 4 に示す。 溶融炉心の堆積厚さは、ドレンサンプ床から約 1.8m とした。 <p>(3) 解析結果</p> <p>ドレンサンプにおけるコンクリート侵食量の推移を図 5 に示す。コンクリート侵食量は、壁面約 0.16m、床面約 0.20m となった。ドレンサンプと格納容器バウンダリまでの距離は約 0.8m であり、格納容器バウンダリまで侵食は到達しない。また、ドレンサンプ壁面のコンクリート侵食に対しては、コンクリート侵食が厚さ約 <input type="text" value="0.16"/> m のコンクリート部を貫通して外側鋼板まで到達しない限り、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。評価の結果、ドレンサンプ壁面のコンクリート侵食量は約 16cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;"> <p>枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p> </div>			<p>評価結果の相違 ・相違理由は P1 に記載のとおり</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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4. 結論</p> <p>2. に示すとおり、格納容器下部へ落下した溶融炉心はドレン配管内で凝固することを確認した。</p> <p>また、仮にドレンサンプに溶融炉心が流入した場合においても、ドレンサンプにおけるコンクリート侵食により格納容器パウンドリまで侵食は到達しないこと及び原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。</p> <p>なお、女2号炉においては、ドレン配管にコリウム流入防止対策として、コリウムシールドを自主設備として設置することから、ドレンサンプへ溶融炉心が流入する可能性はさらに低減できるものと考え。コリウム流入防止対策の設備概要を参考に示す。</p> <p>[1] EPRI, Experiments to Address Lower Plenum Response Under Severe Accident Conditions, Volume 1, EPRI Technical Report TR-103389, 1994</p>	<p>【再掲】</p> <p>(6) 機器ファンネルからサンプへの溶融炉心の流入について</p> <p>7号炉原子炉格納容器下部床面には機器ファンネルが存在し、溶融炉心が原子炉格納容器下部床面に堆積した場合には、溶融炉心の堆積高さが機器ファンネル高さを超えることから、機器ファンネルに溶融炉心が流入する。機器ファンネルの位置及びドレン配管の敷設状況について図3-12に示す。</p> <p>機器ファンネルからドライウエルサンプへと繋がるドレン配管は、最短でも約3.6m以上の配管長を有しており、かつ「b. ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について」及び別紙-2に示すとおり、ドレン配管内の溶融炉心の凝固距離は最大でも□□□□と、ドライウエルサンプに溶融炉心が流入することはない。</p> <p>しかしながら、ドレン配管内の溶融炉心の凝固挙動の不確かさを考慮し、ドライウエルサンプまでのドレン配管長が5m以下の機器ファンネルについては、コンクリート等により閉止を行う。</p> <p>なお、6号炉原子炉格納容器下部床面には機器ファンネルが存在しない。</p>	<p>3. 結論</p> <p>原子炉下部キャビティから格納容器サンプへと繋がるドレン配管は、全長約8m（水平部分は約6.2m）の配管長を有しており、かつ2.及び別紙1に示すとおり、ドレン配管内の溶融炉心の凝固距離は最大でも2.6mと、格納容器サンプに溶融炉心が流入することはない。</p> <p>なお、仮に格納容器サンプに溶融炉心が流入した場合においても、格納容器サンプから原子炉格納容器パウンドリ及び格納容器サンプ壁面から原子炉下部キャビティ壁面まで十分な距離があることから、コンクリート侵食により原子炉格納容器パウンドリまで侵食は到達せず、原子炉容器の支持機能を維持できると考えられる。</p> <p>[1] EPRI, Experiments to Address Lower Plenum Response Under Severe Accident Conditions, Volume 1, EPRI Technical Report TR-103389, 1994</p>	<p>記載方針の相違 ・泊はドレン配管の配置形状がKK67と近いことからKK67をベースに記載</p> <p>評価結果の相違 ・相違理由はPIに記載のとおり</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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="152 193 714 715" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="434 735 698 919" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="349 924 519 949" data-label="Caption"> <p>図1 格納容器の構造図</p> </div> <div data-bbox="349 983 698 1007" data-label="Text"> <p>枠固みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p> </div>		<div data-bbox="1368 719 1966 991" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1518 1007 1809 1032" data-label="Caption"> <p>図1 原子炉格納容器の構造図</p> </div>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

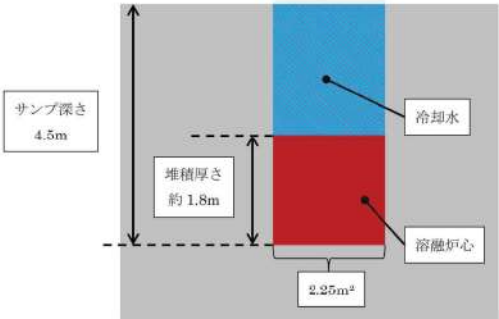
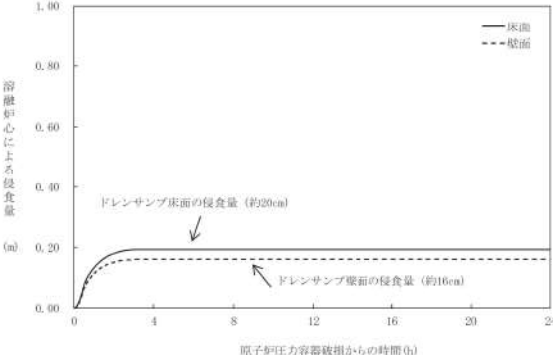
7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器下部壁面</p> <p>ドレン配管 (配管長 約11m)</p> <p>ドレン配管 (配管長 約10m)</p> <p>ドライウェル床ドレンサンプ</p>		<p>最大流動距離：約79cm</p>	<p>相違理由</p>
<p>図2 ドライウェル床ドレンサンプの配置</p>		<p>図2 格納容器サンプの配置及びドレン配管形状</p>	
<p>模擬デブリの流れ</p> <p>Deflector</p> <p>Upper Chamber (Thermite Receiver)</p> <p>Vent Tube</p> <p>Cap with Refractory Cement</p> <p>Base Plate</p> <p>Flow Meter</p> <p>Separator Tube</p> <p>Drain Line</p> <p>Lower Chamber (Oxide Receiver)</p> <p>Water</p> <p>Base Plate</p>	<p>模擬デブリの流れ</p> <p>Deflector</p> <p>Upper Chamber (Thermite Receiver)</p> <p>Vent Tube</p> <p>Cap with Refractory Cement</p> <p>Base Plate</p> <p>Flow Meter</p> <p>Separator Tube</p> <p>Drain Line</p> <p>Lower Chamber (Oxide Receiver)</p> <p>Water</p> <p>Base Plate</p>	<p>模擬デブリの流れ</p> <p>Deflector</p> <p>Upper Chamber (Thermite Receiver)</p> <p>Vent Tube</p> <p>Cap with Refractory Cement</p> <p>Base Plate</p> <p>Flow Meter</p> <p>Separator Tube</p> <p>Drain Line</p> <p>Lower Chamber (Oxide Receiver)</p> <p>Water</p> <p>Base Plate</p>	<p>図3 EPRI/FAI 試験装置概要^[1]</p>
<p>図3 EPRI/FAI 試験装置概要^[1]</p>	<p>図3-13 EPRI 試験装置概要</p>	<p>図3 EPRI/FAI 試験装置概要^[1]</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図4 ドレンサンプ侵食量の解析体系</p>  <p>図5 ドレンサンプの床面及び壁面の侵食量の推移</p>			<p>評価内容の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由																												
<p>表1 評価に使用する溶融炉心物性値*</p> <table border="1" data-bbox="230 228 544 379"> <tr><td>溶融炉心過熱度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心液相線温度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心固相線温度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心比熱</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心密度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心溶融潜熱</td><td></td></tr> </table> <p>※溶融炉心物性値については、MAAP 解析における、原子炉圧力容器破損直前の下部プレナム内の物性値を使用した。</p> <p style="text-align: center;">□：枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	溶融炉心過熱度		溶融炉心液相線温度		溶融炉心固相線温度		溶融炉心比熱		溶融炉心密度		溶融炉心溶融潜熱		<p>表3-6 評価に使用する溶融炉心物性値及びコンクリート物性値*</p> <table border="1" data-bbox="853 204 1227 387"> <tr><td colspan="2">[Blank]</td></tr> </table> <p>※溶融炉心物性値については、MAAP 解析における、原子炉圧力容器破損直前の下部プレナム内の物性値を使用した。また、コンクリート物性値については、原子炉格納容器のコンクリートの密度とし、また、既往の研究（NUREG/CR-2282）より熱点及び溶融潜熱を引用した。</p>	[Blank]		<p>表1 評価に使用する溶融炉心物性値*</p> <table border="1" data-bbox="1462 212 1839 395"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>物性値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>溶融炉心過熱度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心液相線温度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心固相線温度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心比熱</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心密度</td><td></td></tr> <tr><td>溶融炉心溶融潜熱</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p>※溶融炉心物性値については、MAAP 解析（格納容器過圧破壊/FCL/MCCI）における原子炉容器破損直前の下部プレナム内溶融炉心の物性値を使用した。</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>	項目	物性値	溶融炉心過熱度		溶融炉心液相線温度		溶融炉心固相線温度		溶融炉心比熱		溶融炉心密度		溶融炉心溶融潜熱		<p>設計の相違</p>
溶融炉心過熱度																															
溶融炉心液相線温度																															
溶融炉心固相線温度																															
溶融炉心比熱																															
溶融炉心密度																															
溶融炉心溶融潜熱																															
[Blank]																															
項目	物性値																														
溶融炉心過熱度																															
溶融炉心液相線温度																															
溶融炉心固相線温度																															
溶融炉心比熱																															
溶融炉心密度																															
溶融炉心溶融潜熱																															

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>ドレン配管内の凝固評価に関する EPRI/FAI 試験の適用性について</p> <p>1. EPRI/FAI 試験と実機のドレン配管の体系の比較 EPRI/FAI 試験の適用性を検討するにあたり、女川2号炉のドレン配管と体系を比較するため、溶融物条件を表1に、流路構造を表2に比較する。 表1の通り、EPRI/FAI 試験で用いたアルミナと、MAAP 解析結果に基づく溶融デブリの物性を比較すると、密度・熱伝導率が異なるものの、配管内での溶融物凝固・流動特性に影響する凝固までの蓄熱量、動粘度は近い値になっている。</p> <p>表2に流路構造を比較する。EPRI/FAI 試験の配管径50mmに対し、女川2号炉のドレン配管の口径は78mm(80A)であり、配管断面積比は女川2号炉のドレン配管の方が約2.44倍大きい。そのため、単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比は、限界固相率1のとき約0.92倍、限界固相率0.64のとき約0.55倍となる。一方で、配管径が大きくなると単位長さ当たりの円管への伝熱面積(表面積)も増加するため、単位長さ当たりの伝熱面積は女川2号炉の方が約1.56倍大きい。また、コリウムシールド設置後の配管で評価した場合、コリウムシールド設置後の配管の口径は約□mmであり、配管断面積比は約□倍となり、単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比は、限界固相率1のとき約□倍、限界固相率0.64のとき約□倍となる。単位長さ当たりの伝熱面積は約□倍となる。</p> <p>デブリの堆積高さは、EPRI/FAI 試験で約0.18m(試験後の観察結果)であり、女川2号炉では約1.2m(MAAP 結果)である。また EPRI/FAI 試験においてベースプレートから配管水平部までの長さは約0.27mである。従って配管水平部までの堆積高さは EPRI/FAI 試験で約0.45m、女川2号炉で約1.2mである。このヘッドに基づき、ベルヌーイの式で配管入口流速を評価すると、EPRI/FAI 試験で約3.0m/s、女川2号炉で約4.9m/sとなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 5px auto;"> <p>枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p> </div> <p>2. EPRI/FAI 試験の適用性 EPRI/FAI 試験を女川2号炉のドレン配管の体系に適用するにあたり、Flemings モデルの式を参考に、両者の体系の違いから流動距離を評価する。 Flemings モデルではデブリの流動距離はデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速の関係から計算されている。このため、これらの要素について EPRI/FAI の試験条件と女川2号炉での評価条件の比をとり、EPRI/FAI の試験結果を女川2号炉のドレン配管に適用した場合の評価を行う。</p>	<p style="text-align: right;">別紙-2</p> <p>KK7 下部 D/W ドレン配管内の凝固評価に関する EPRI/FAI 試験の適用性について</p> <p>1. EPRI/FAI 試験と KK7 のファンネルの体系の比較 EPRI/FAI 試験の適用性を検討するにあたり、KK7 の下部 D/W サンプと体系を比較するため、溶融物条件を表別2-1に、流路構造を表別2-2に比較する。 表別2-1のとおり EPRI/FAI 試験で用いたアルミナと、MAAP 解析結果に基づく溶融デブリ平均の物性を比較すると、密度・熱伝導率が異なるものの、配管内での溶融物凝固・流動特性に影響する凝固までの蓄熱量、動粘性係数は近い値になっている。なお溶融デブリ酸化物溶融デブリ金属は EPRI/FAI 試験との蓄熱量比が小さいことから、溶融デブリ平均について流動距離を評価する。</p> <p>表別2-2に流路構造を比較する。EPRI/FAI 試験の配管径50mmに対し、KK7 のファンネルの口径は78mm(80A)であり、配管断面積比は KK7 の方が約2.44倍大きい。そのため、単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比は、溶融デブリ(平均)のケースにおいて限界固相率1のとき約2.63倍、限界固相率0.64のとき約1.72倍となる。一方で配管径が大きくなると単位長さ当たりの円管への伝熱面積(表面積)も増加するため単位長さ当たりの伝熱面積は KK7 の方が約1.56倍大きい。</p> <p>デブリの堆積高さは EPRI/FAI 試験で約0.18m(試験後の観察結果)であり KK7 では約0.56m(MAAP 結果)である。また EPRI/FAI 試験においてベースプレートから配管水平部までの長さは約0.27m、KK7 ではベDESTAL床面からドレン配管水平部までが最も深いケースで約0.97mである。従って配管水平部までの堆積高さは EPRI/FAI 試験で約0.45m、KK7 で約1.5mである。このヘッドに基づきベルヌーイの式で配管入口流速を評価すると EPRI/FAI 試験で約3.0m/s、KK7 で約5.5m/sとなる。</p> <p>2. EPRI/FAI 試験の適用性 EPRI/FAI の試験を KK7 のファンネルの体系に適用するにあたり、Flemings モデルの式を参考に両者の体系の違いから流動距離を評価する。 Flemings モデルではデブリの流動距離はデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速の関係から計算されている。このため、これらの要素について EPRI/FAI の試験条件と KK7 での評価条件の比をとり、EPRI/FAI の試験結果を KK7 のファンネルに適用した場合の評価を行う。</p>	<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>ドレン配管内の凝固評価に関する EPRI/FAI 試験の適用性について</p> <p>1. EPRI/FAI 試験と実機のドレン配管の体系の比較 EPRI/FAI 試験の適用性を検討するにあたり、泊3号炉のドレン配管と体系を比較するため、溶融物条件を表1に、流路構造を表2に比較する。 表1の通り、EPRI/FAI 試験で用いたアルミナと、MAAP 解析結果に基づく溶融デブリの物性を比較すると、密度及び動粘度が異なるものの、熱伝導率、配管内での溶融物凝固及び流動特性に影響する凝固までの蓄熱量は近い値になっている。なお、密度は、凝固までの蓄熱量及び動粘性係数の計算に用いており、動粘性係数については、EPRI 試験値よりも泊3号炉の値の方が大きいのため、泊3号炉の方が大きい摩擦応力が伝わりやすいと考えられる。</p> <p>表2に流路構造を比較する。EPRI/FAI 試験の配管径50mmに対し、泊3号炉のドレン配管の口径は108mmであり、配管断面積比は泊3号炉のドレン配管の方が約4.67倍大きい。そのため、単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比は、限界固相率1のとき約0.75倍、限界固相率0.70のとき約0.46倍となる。一方で、配管径が大きくなると単位長さ当たりの円管への伝熱面積(表面積)も増加するため、単位長さ当たりの伝熱面積は泊3号炉の方が約2.16倍大きい。</p> <p>デブリの堆積高さは、EPRI/FAI 試験で約0.18m(試験後の観察結果)であり、泊3号炉では約0.25m(MAAP 結果)である。また EPRI/FAI 試験においてベースプレートから配管水平部までの長さは約0.27mである。従って配管水平部までの堆積高さは EPRI/FAI 試験で約0.45m、泊3号炉で約1.1mである。このヘッドに基づき、ベルヌーイの式で配管入口流速を評価すると、EPRI/FAI 試験で約3.0m/s、泊3号炉で約4.6m/sとなる。</p> <p>2. EPRI/FAI 試験の適用性 EPRI/FAI 試験を泊3号炉のドレン配管の体系に適用するにあたり、Flemings モデルの式を参考に、両者の体系の違いから流動距離を評価する。 Flemings モデルではデブリの流動距離はデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速の関係から計算されている。このため、これらの要素について EPRI/FAI の試験条件と泊3号炉での評価条件の比をとり、EPRI/FAI の試験結果を泊3号炉のドレン配管に適用した場合の評価を行う。</p>	<p>記載内容の相違 ・泊におけるデブリ物性値等による相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違 ・泊ではコリウムシールドは設置しない</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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>この場合、女川2号炉のドレン配管でのデブリの流動距離（L_{O2}）は次の式で表現できると考えられる。</p> $L_{O2} = L_{FAI} \times \frac{d_{O2}}{d_{FAI}} \times \frac{h_{O2}\rho_{O2}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} \times \frac{v_{O2}}{v_{FAI}}$ <p>ここで、</p> $\frac{d_{O2}}{d_{FAI}} : \text{配管直径比}$ $\frac{h_{O2}\rho_{O2}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} : \text{凝固までの蓄熱量比}$ $\frac{v_{O2}}{v_{FAI}} : \text{デブリの速度比}$ <p>であり、上式に基づいてデブリの流動距離（L_{O2}）を求めると、</p> $L_{O2} = 0.79 \times 1.56 \times 0.92 \times 2 = 2.3 \text{ (m)}$ <p>となる。また、コリウムシールド設置後の配管で評価した場合、凝固距離は約 <input type="text" value="2.3"/> m となる。</p> <p>ファンネル流入から停止までの時間が短いことから、本評価では流入中の崩壊熱は無視できるものとした。なお、この流動距離は流動限界固相率を1として評価している。固相率の上昇に伴い、粘性係数はある点で急激に上昇する傾向があり、固相率0.64程度で粘性係数が初期値の 1×10^5 倍になる等、流動限界固相率を考慮することで流動距離は更に低下するものと考えられる。</p> <p>EPRI/FAI 試験と女川2号炉で考慮した溶融物の条件では、溶融物の組成が EPRI/FAI 試験では単相、女川2号炉では混合物であり、条件が異なっている。凝固様式の違いとして、単相では凝固点まで温度が低下し、溶融潜熱が奪われた段階で凝固し、混合組成の場合は固相の割合が徐々に増加し、流動限界固相率が1の場合は固相線温度まで温度が低下した時点で凝固する。なお、現実には流動限界固相率は1よりも小さな値と考えられるが、上記の評価では保守的に1としている。水中を流動する場合は、単相では溶融潜熱が奪われるまでは凝固しないが、混合組成は固相割合が増加し流動限界固相率で凝固するため、保有熱量（凝固までの蓄熱量比）が同程度の場合、単相の方が流動距離は長くなる。よって、EPRI/FAI 試験での単層試験の結果得られた流動距離を女川2号炉のスケールに適用する評価は、流動距離を長く見積もる保守的な扱いとなると考える。</p> <p>以上より、本評価は EPRI/FAI 試験からデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速を基に流動距離を求める際の最大値と考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin-top: 10px;">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</div>	<p>この場合 KK7 のファンネルでのデブリの流動距離 L_{K7} は次の式で表現できると考えられる。</p> $L_{K7} = L_{FAI} \times \frac{d_{K7}}{d_{FAI}} \times \frac{h_{K7}\rho_{K7}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} \times \frac{v_{K7}}{v_{FAI}}$ <p>ここで、</p> $\frac{d_{K7}}{d_{FAI}} : \text{配管直径比}$ $\frac{h_{K7}\rho_{K7}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} : \text{凝固までの蓄熱量比}$ $\frac{v_{K7}}{v_{FAI}} : \text{デブリの速度比}$ <p>であり、上式に基づいてデブリの流動距離（L_{K7}）を求めると、</p> $L_{K7} = 0.79 \times 1.56 \times 1.08 \times 2 = 2.7 \text{ (m)}$ <p>となる。</p> <p>ファンネル流入から停止までの時間が短いことから、本評価では流入中の崩壊熱は無視できるものとした。なお、この流動距離は流動限界固相率を1として評価している。固相率の上昇に伴い、粘性係数はある点で急激に上昇する傾向があり、固相率0.64程度で粘性係数が初期値の 1×10^5 倍になる等、流動限界固相率を考慮することで流動距離は更に低下するものと考えられる。</p> <p>EPRI/FAI 試験と KK7 で考慮した溶融物の条件では、溶融物の組成が EPRI/FAI 試験では単相、KK7 では混合物であり、条件が異なっている。凝固様式の違いとして、単相では凝固点まで温度が低下し、溶融潜熱が奪われた段階で凝固し、混合組成の場合は固相の割合が徐々に増加し、流動限界固相率が1の場合は固相線温度まで温度が低下した時点で凝固する。なお、現実には流動限界固相率は1よりも小さな値と考えられるが、上記の評価では保守的に1としている。水中を流動する場合は、単相では溶融潜熱が奪われるまでは凝固しないが、混合組成は固相割合が増加し流動限界固相率で凝固するため、保有熱量（凝固までの蓄熱量比）が同程度の場合、単相の方が流動距離は長くなる。よって、EPRI/FAI 試験での単層試験の結果得られた流動距離を KK7 のスケールに適用する評価は、流動距離を長く見積もる、保守的な扱いとなると考える。</p> <p>以上より、本評価は EPRI/FAI の試験からデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速をもとに流動距離を求める際の最大値と考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>この場合、泊3号炉のドレン配管でのデブリの流動距離（L_{L3}）は次の式で表現できると考えられる。</p> $L_{L3} = L_{FAI} \times \frac{d_{L3}}{d_{FAI}} \times \frac{h_{L3}\rho_{L3}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} \times \frac{v_{L3}}{v_{FAI}}$ <p>ここで、</p> $\frac{d_{L3}}{d_{FAI}} : \text{配管直径比}$ $\frac{h_{L3}\rho_{L3}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} : \text{凝固までの蓄熱量比}$ $\frac{v_{L3}}{v_{FAI}} : \text{デブリの速度比}$ <p>であり、上式に基づいてデブリの流動距離（L_{L3}）を求めると、</p> $L_{L3} = 0.79 \times 2.16 \times 0.75 \times 2 = 2.6 \text{ (m)}$ <p>となる。</p> <p>ドレン配管流入から停止までの時間が短いことから、本評価では流入中の崩壊熱は無視できるものとした。なお、この流動距離は流動限界固相率を1として評価している。固相率の上昇に伴い、粘性係数はある点で急激に上昇する傾向があり、固相率0.70程度で流がりが停止するという知見がある等^[2]、流動限界固相率を考慮することで流動距離は更に低下するものと考えられる。</p> <p>EPRI/FAI 試験と泊3号炉で考慮した溶融物の条件では、溶融物の組成が EPRI/FAI 試験では単相、泊3号炉では混合物であり、条件が異なっている。凝固様式の違いとして、単相では凝固点まで温度が低下し、溶融潜熱が奪われた段階で凝固し、混合組成の場合は固相の割合が徐々に増加し、流動限界固相率が1の場合は固相線温度まで温度が低下した時点で凝固する。なお、現実には流動限界固相率は1よりも小さな値と考えられるが、上記の評価では保守的に1としている。水中を流動する場合は、単相では溶融潜熱が奪われるまでは凝固しないが、混合組成は固相割合が増加し流動限界固相率で凝固するため、保有熱量（凝固までの蓄熱量比）が同程度の場合、単相の方が流動距離は長くなる。よって、EPRI/FAI 試験での単層試験の結果得られた流動距離を泊3号炉のスケールに適用する評価は、流動距離を長く見積もる保守的な扱いとなると考える。</p> <p>以上より、本評価は EPRI/FAI 試験からデブリの保有熱量、デブリからの除熱量、デブリの流速を基に流動距離を求める際の最大値と考える。</p> <p>[2] C. Journeau, et al., "Ex-vessel corium spreading: results from the VULCANO spreading tests," Nuclear Engineering and Design vol.223 (2003) 75-102</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>評価結果の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載内容の相違・泊では流動距離に関する知見に関して参考文献を元に記載</p> <p>記載内容の相違・同上</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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉				柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）					泊発電所3号炉			相違理由		
表1 溶融物条件の比較				表1-1 溶融物条件の比較					表1 溶融物条件の比較			設計の相違 ・泊3号炉の評 価結果を記載		
項目	EPR1/FAI試験	女川2号炉		項目	EPR1試験	K-7			項目	EPR1/FAI試験	泊3号炉			
溶融物	アルミナ	溶融デブリ		溶融物	アルミナ	溶融デブリ（平均）	溶融デブリ（酸化物 ^{※1} ）	溶融デブリ（金属 ^{※2} ）	溶融物	アルミナ	溶融デブリ			
過熱度(K)	100	-123		過熱度(K)	100	39	-60	161	過熱度(K)	100				
融点(°C)	2047	液相線	2198	融点(°C)	2047	液相線 2200 固相線 1591	液相線 2312 固相線 2063	液相線 1482 固相線 1115	融点(°C)	2047				
密度(kg/m ³)	3800	8141		密度(kg/m ³)	3800	3082	3162	7223	密度(kg/m ³)	3800				
比熱(kJ/kgK)	1.3	0.505		比熱(kJ/kgK)	1.3	0.54	0.51	0.682	比熱(kJ/kgK)	1.3				
溶融潜熱(kJ/kg)	1160	285		溶融潜熱(kJ/kg)	1160	303	310	280	溶融潜熱(kJ/kg)	1160				
熱伝導率(W/mK)	7.5	15		熱伝導率(W/mK)	7.5	14	8	35	熱伝導率(W/mK)	7.5	6.7			
粘性係数(Pa・s)	0.003	0.4		粘性係数(Pa・s)	0.003	0.0033-0.0076	0.0033-0.0076	0.004-0.0062	粘性係数(Pa・s)	0.003	11			
動粘性係数(m ² /s)	7.89×10 ⁻⁷	4.91×10 ⁻⁸		動粘性係数(m ² /s)	7.89×10 ⁻⁷	4.08×10 ⁻⁷ - 9.40×10 ⁻⁷	4.01×10 ⁻⁷ - 9.31×10 ⁻⁷	5.17×10 ⁻⁷ - 8.02×10 ⁻⁷	動粘性係数(m ² /s)	7.89×10 ⁻⁷	1.20×10 ⁻³			
凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=1.0)	4902	4487		凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=1.0)	4902	5077	3734	4386	凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=1.0)	4902	3671			
凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=0.64)	-	2690		凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=0.64)	-	3438	2290	2474	凝固までの蓄熱量(MJ/m ³) (限界固相率=0.70)	-	2259			
凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1.0)	1	0.92		凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1.0)	1	1.08	0.77	0.69	凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1.0)	1	0.75			
凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.64)	-	0.55		凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.64)	1	0.71	0.47	0.51	凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.70)	-	0.46			
表2 流路構造の比較				表2-2 流路構造の比較					表2 流路構造の比較			設計の相違		
項目	EPR1/FAI試験	女川2号炉		項目	EPR1試験	K-7			項目	EPR1/FAI試験	泊3号炉			
溶融物	アルミナ	コリウムシールド 設置前	コリウムシールド 設置後	溶融物	アルミナ	溶融デブリ（平均）	溶融デブリ（酸化物）	溶融デブリ（金属）	溶融物	アルミナ	溶融デブリ			
流路構造比較		円管		流路構造比較		円管			流路構造比較		円管			
流路内径(m)	0.05(50A)	0.078(80A)		流路内径(m)	0.05(50A)	0.078(80A)			流路内径(m)	0.05(50A)	0.108			
断面積比	1	2.44		断面積比	1	2.34			断面積比	1	4.67			
単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1)	1	2.23		単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1.0)	1	2.83	1.96	1.99	単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比1 (限界固相率=1)	1	3.49			
単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.64)	1	1.34		単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.64)	1	1.73	1.14	1.21	単位長さ当たりの凝固までの蓄熱量比2 (限界固相率=0.70)	1	2.15			
単位長さ当たりの伝熱面積比	1	1.56		単位長さ当たりの伝熱面積比	1	1.56			単位長さ当たりの伝熱面積比	1	2.16			
床面から配管水平部までの深さ(m)	0.273	0		床面から配管水平部までの深さ(m)	0.273	0.372			床面から配管水平部までの深さ(m)	0.273	0.8			
デブリ堆積高さ(m)	0.18	1.2		デブリ堆積高さ(m)	0.18	0.56			デブリ堆積高さ(m)	0.18	0.25			
ヘッドから計算される流速(m/s)	2.99	4.9		ヘッドから計算される流速(m/s)	2.99	5.49			ヘッドから計算される流速(m/s)	2.99	4.6			
流速の実測値(m/s)	0.03(平均) ~0.19(最大)	-		流速の実測値(m/s)	0.03(平均) ~0.19(最大)	-			流速の実測値(m/s)	0.03(平均) ~0.19(最大)	-			
デブリの流動距離(m)	~0.79	2.3		デブリの流動距離(m)	~0.79	2.7			デブリの流動距離(m)	~0.79	2.6			
枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。														

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

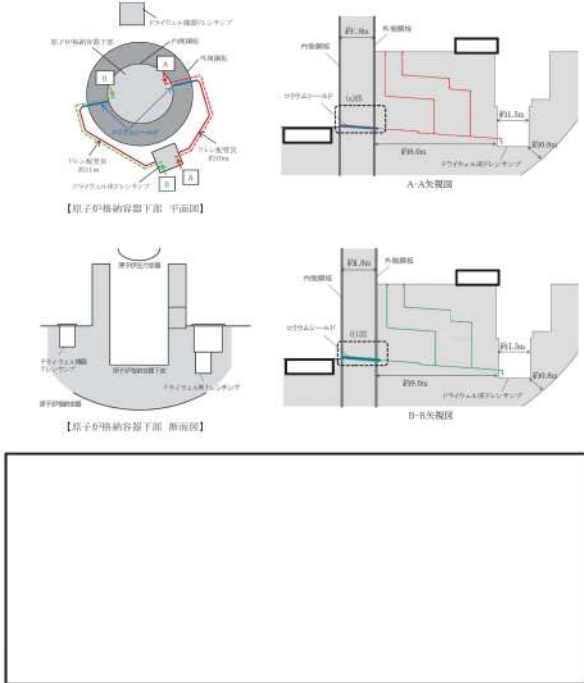
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(参考) コリウム流入防止対策の設備概要</p> <p>1. 設備概要 炉心損傷後に原子炉圧力容器底部が破損し、原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に至り、落下してきた溶融炉心がドライウエル床ドレンサンプ内に流入する場合、ドライウエル床ドレンサンプ底面から原子炉格納容器バウンダリまでの距離が短いことから、サンプ底面コンクリートの侵食により原子炉格納容器のバウンダリ機能が損なわれるおそれがある。溶融炉心は原子炉格納容器下部注水系による注水によって、原子炉格納容器下部からドライウエル床ドレンサンプに通じるドレン配管内で止まることを確認しているが、更なる安全性向上のため、自主対策設備としてコリウムシールドを設置する。 コリウムシールドは、原子炉格納容器下部注水系と合わせて、ドライウエル床ドレンサンプへの溶融炉心の流入を防ぐことで、底面のコンクリートの侵食を抑制し、溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止することを目的に設置する。コリウムシールドは、原子炉格納容器下部からドライウエル床ドレンサンプに通じるドレン配管内に設置し、実効的な流路径を小さくすることで冷却を促進し、溶融炉心を早期に固化・停止させるものである。 表1にコリウムシールド仕様を、図1にコリウムシールド概要図を示す。なお、コリウムシールドの耐熱材には、高い融点(約2,700℃)を有するジルコニアを用いる設計とする。</p>	<p>別紙3</p> <p>溶融炉心ファンネル流入後のドレン配管における管壁の侵食量評価(7号炉のみ)</p> <p>格納容器下部の床面にファンネルが設置されており、床下にドレン配管が設置されている号炉は7号炉のみである。このため、7号炉を想定して以下の評価を実施した。なお、6号炉では床面にファンネルが無く、ドレンは格納容器下部壁面に設置された配管を通じてサンプにドレンが集められる構造となっていることから7号炉と同様の評価は不要である。</p> <p>a. 評価体系 ・ファンネル内に流入した溶融炉心を円柱で模擬し、側面はコンクリートで囲まれているものとし、両端が水によって除熱されるものとした。 b. 評価条件 ・溶融炉心の流動距離（円柱の高さ）は、別紙2の評価結果を踏まえ、ファンネルからサンプまでの長さが最短の配管に合わせて3.6mとした。 ・崩壊熱は事象発生から6時間後の値とした。 ・水への熱流束は有効性評価における不確かさ評価において保守的な値として用いている800kW/m²一定とした。 c. 評価結果 ・管壁の侵食量は約0.08mとなった。ドレン配管から格納容器バウンダリであるライナまでの最短距離が約0.5mであることから、コンクリートの侵食がライナに到達することは無いことを確認した。(別図3-1参照) d. 評価の保守性について 本評価では、種々の不確かさを包絡する観点でb.の評価を実施したが、現実的には以下の効果に期待できるものと考えられ、b.の評価には保守性があるものとする。なお、c.のとおりb.の保守的な評価条件であっても、コンクリートの侵食がライナに到達することは無い。(別図3-2参照) ・流入量、流入距離の観点 流入量については別紙2に示すとおり、保守的に流動限界固相率を1とした場合の評価においても流動距離は約2.7mであり、流動限界固相率を0.64(粘性係数が初期値の1×10⁶倍になる値)として考慮すると流入量及び流入距離は更に低減されるものとする。(別図3-2中③参照) ・流入経路の影響 原子炉圧力容器下部から落下した溶融炉心がファンネルに流入する際にはファンネルの蓋を溶融させる必要があるが、蓋の裏面には初期水張りによる水が張られており蓋の表面からの熱伝達によって水が蒸発しても、蓋の裏面にはサンプ側から水が</p>	<p>別紙2</p> <p>溶融炉心流入後のドレン配管における管壁の侵食量評価</p> <p>原子炉下部キャビティの床面に目皿が設置されており、床下にドレン配管が設置されている。このため、以下の評価を実施した。</p> <p>a. 評価体系 ・ドレン配管内に流入した溶融炉心を円柱で模擬し、溶融炉心から周囲のコンクリートへの熱伝導が配管内面の全周で均一に生じるものとし、両端が水によって除熱されるものとした。 b. 評価条件 ・溶融炉心の流動距離（円柱の高さ）は、別紙1の評価結果を踏まえ、保守的に目皿から3.0mとした。 ・崩壊熱は事象発生から1.5時間後の値とした。 ・水への熱流束は800kW/m²一定とし、有効性評価に比べ、保守的な値を用いている。 c. 評価結果 ・管壁の侵食量は約0.008mとなった。ドレン配管から原子炉格納容器バウンダリまでの最短距離が約3.3mであることから、コンクリートの侵食が原子炉格納容器バウンダリに到達することは無いことを確認した。(別図2-1参照) d. 評価の保守性について 本評価では、種々の不確かさを包絡する観点でb.の評価を実施したが、現実的には以下の効果に期待できるものと考えられ、b.の評価には保守性があるものとする。なお、c.のとおりb.の保守的な評価条件であっても、コンクリートの侵食が原子炉格納容器バウンダリに到達することは無い。(別図2-2参照) ・流入量、流入距離の観点 流入量については別紙1に示すとおり、保守的に流動限界固相率を1とした場合の評価においても流動距離は約2.6mであり、流動限界固相率を0.7^[9]として考慮すると流入量及び流入距離は更に低減されるものとする。(別図2-2中②参照) ・流入経路の影響 原子炉容器下部から落下した溶融炉心がドレン配管に流入する際には目皿が流入を妨げる要因となりえるが、不確かさがあるものとする。(別図2-2中①参照)</p>	<p>※女川はコリウム流入防止対策の設備概要について記載しており、泊ではコリウム流入防止対策を行わないことから、別紙2はKK67と比較する ※泊のドレン配管の配置形状がKK7号炉と近いため新規に壁面の侵食量評価を実施 設計の相違</p> <p>評価体系・評価手法の相違</p> <p>評価条件の相違</p> <p>評価結果の相違 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違 参照知見の相違</p> <p>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

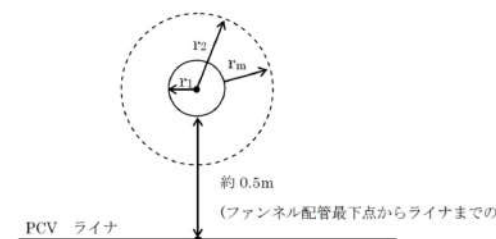
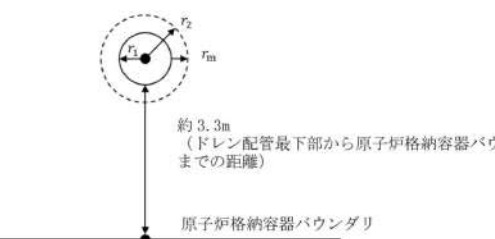
7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 熔融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由						
<p>表1 コリウムシールド仕様</p> <table border="1" data-bbox="179 220 672 295"> <tr> <td>耐熱材主成分</td> <td>ジルコニア (ZrO₂)</td> </tr> <tr> <td>耐熱材寸法（外径／内径／長さ）</td> <td></td> </tr> <tr> <td>通水配管流路口径</td> <td></td> </tr> </table>  <p>図1 コリウムシールド概要図</p> <p>枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	耐熱材主成分	ジルコニア (ZrO ₂)	耐熱材寸法（外径／内径／長さ）		通水配管流路口径		<p>供給されることから、原子炉压力容器下部からの熔融炉心の落下を仮定した上でも、ファンネルからの熔融炉心侵入の発生には不確かさがあるものとする。（別図3-2中①参照）</p> <p>ドレン配管は、ファンネル流入口から数10cm程度垂直に落下した後、水平に曲がる構造となっており、さらに水平落下後も少なくとも数回屈曲していることから、配管の曲りによる抵抗により流入量、流入距離は低減されるものとする。（図3-12、別図3-2中②参照）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱 <p>崩壊熱については事象発生から6時間後の崩壊熱を用いて評価したが、有効性評価のベースケースでの熔融炉心落下時刻は事象発生後7時間後であり、保守的な想定になっているものとする。また、格納容器下部に落下した熔融炉心が格納容器下部の端に到達し、ファンネルの蓋を溶融させ、ドレン配管に流入するまでの時間を考えると、崩壊熱については更に低減されるものとする。（別図3-2中④参照）</p> ・除熱の形態 <p>水への熱流束については、保守的に800kW/m²一定としているが、現実的には圧力依存性に期待できるものとする。（別図3-2中⑤参照）</p> <p>また、ドレン配管に侵入した熔融炉心の両端からの除熱にのみ期待しているが、侵食が進んだ場合、水平な配管の上部には空隙の多い領域が生じるものと考えられ、その領域への水の浸入を考慮すると更に除熱量が増大する。ドレン配管のサンプ側からは初期水張り及び熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水によって水が供給され続けるため、水が枯渇する状況は考えにくい。ドレン配管内での熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生及びドレン配管内への流出により、空隙部に水が侵入できない可能性が考えられるが、その場合は非凝縮性ガスによる熔融炉心からの除熱に期待できるものとする。（別図3-2中⑥参照）</p> ・更なる感度解析の確認結果 <p>格納容器下部床下に存在する最も長いファンネルからのドレン配管は約13.2mであるが、これが熔融炉心で満たされた、本評価よりも更に極端なモデルを仮定しても、管壁の侵食量は約0.25mに留まり、ライナまでの最短距離（約0.5m）には余裕があることを確認している。</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱 <p>崩壊熱については事象発生から1.5時間後の崩壊熱を用いて評価したが、有効性評価のベースケースでの熔融炉心落下時刻は事象発生後約1.6時間後であり、保守的な想定になっているものとする。また、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心が目皿を介してドレン配管に流入するまでの時間を考えると、崩壊熱については更に低減されるものとする。（別図2-2中③参照）</p> ・除熱の形態 <p>水への熱流束については、保守的に800kW/m²一定としているが、現実的には圧力依存性に期待できるものとする。（別図2-2中④参照）</p> <p>また、ドレン配管に侵入した熔融炉心の冷却材への伝熱は両端からの除熱にのみ期待しているが、侵食が進んだ場合、水平な配管の上部には空隙の多い領域が生じるものと考えられ、その領域への水の浸入を考慮すると更に除熱量が増大する。ドレン配管の格納容器サンプ側からは代替格納容器スプレイにより熔融炉心落下後も水が供給されるため、水が枯渇する状況は考えにくい。ドレン配管内での熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生及びドレン配管内への流出により、空隙部に水が侵入できない可能性が考えられるが、その場合は非凝縮性ガスによる熔融炉心からの除熱に期待できるものとする。（別図2-2中⑤参照）</p> ・更なる感度解析の確認結果 <p>目皿からのドレン配管の全長は約8mであるが、これが熔融炉心で満たされた、本評価よりも更に極端なモデルを仮定しても、管壁の侵食量は約0.05mに留まり、原子炉格納容器バウンダリまでの最短距離（約3.3m）には余裕があることを確認している。</p> 	<p>解析結果の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>運用の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p>
耐熱材主成分	ジルコニア (ZrO ₂)								
耐熱材寸法（外径／内径／長さ）									
通水配管流路口径									

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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. コリウムシールドの周辺設備への悪影響の有無 コリウムシールドの設置により設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対し悪影響を及ぼす可能性があることから、コリウムシールドの設置による悪影響の有無について確認を行った。</p> <p>(1) 原子炉格納容器への悪影響の有無について 原子炉格納容器への影響評価として、閉じ込め機能、原子炉格納容器下部注水機能の2つの観点から影響の有無について確認を行った。 確認の結果、閉じ込め機能については、原子炉格納容器の構造強度を要する箇所に設置するものではなく、コンクリート侵食及び非凝縮性ガスの発生を抑制することから、原子炉格納容器の機能である閉じ込め機能への悪影響はないと判断した。 原子炉格納容器下部注水機能については、原子炉格納容器下部注水設備とは独立しており、原子炉格納容器下部の空間に設置するものではないことから、原子炉格納容器下部注水機能への悪影響はないことを確認した。</p> <p>(2) 原子炉冷却材漏えい検出機能への悪影響の有無について 原子炉冷却材漏えい検出機能として、ドライウェル床ドレンサンプへの不明確な箇所からの漏えい率が 0.23m³/h 以上となった場合に原子炉冷却材の漏えいを検出できる設計とする必要がある。 コリウムシールドは、原子炉格納容器下部に2箇所あるドライウェル床ドレンサンプに通じるドレン配管内に設置し、コリウムシールド内を通過する漏えい水の流量が1箇所当たりで 0.23m³/h 以上となるよう、コリウムシールドの開口面積を設定しており、コリウムシールドを設置した場合でもドライウェル床ドレンサンプまでの流路体積を増加させるものではなく、ドレン配管の勾配は維持されることから、不明確な箇所からの漏えい率の検出に対する機能に悪影響はない。 また、ドライウェル床ドレンサンプ及びドライウェル機器ドレンサンプの総漏えい率が 5.93m³/h(1日平均) 以上となった場合に原子炉冷却材の漏えいを検出できる設計とする必要があるが、ドライウェル機器ドレンサンプについては設備変更を実施しないことから、総漏えい率の検出に対する悪影響はない。 以上より、コリウムシールドは、原子炉格納容器下部に漏えいした原子炉冷却材をドライウェル床ドレンサンプへ導くために必要な開口面積を確保する設計となっていることから、原子炉冷却材漏えい検出機能に悪影響を与えるものではないことを確認した。</p>	 <p>別図 3-1 下部ドライウェルファンネル配管評価のイメージ</p> <p>d. コンクリート侵食時に発生する非凝縮性ガスの挙動 ・管壁の侵食量が約 0.08m となるまでに侵食されるコンクリートの体積は、ドレン配管を 3.6m とした場合、</p> $3.6 \times (0.12^2 - 0.04^2) \times \pi = 0.14\text{m}^3$ <p>となる。この侵食によってコンクリートに含まれる CO₂ が全て気体として放出されると仮定すると、</p> <p>質量：0.14 × 2300 × 0.015 = 約 5kg 体積：5/44 × 22.4 = 約 2.5Nm³</p> <p>となる。また、上記の体積のコンクリートに対して MCCI が生じた場合、約 3kg の水素が発生することとなる。管内に溶融炉心が流入した後は、管内の水による冷却や侵食に伴って空隙が発生すると考えると、発生した非凝縮性ガスは管壁に沿って排出されるものと考えられる。 これらの非凝縮性ガスについては、有効性評価「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」では、ジルコニウム-水反応によって約 1400kg の水素が発生することから、上記のコンクリート侵食の評価結果を踏まえて数 kg 程度の非凝縮性ガスの発生を考慮しても、格納容器圧力及び格納容器内の気体組成に有意な影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	 <p>別図2-1 原子炉下部キャビティドレン配管評価のイメージ</p> <p>e. コンクリート侵食時に発生する非凝縮性ガスの挙動 ・管壁の侵食量が約 0.008m となるまでに侵食されるコンクリートの体積は、ドレン配管へのデブリ侵入距離を 3.0m とした場合、</p> $3.0 \times (0.062^2 - 0.054^2) \times \pi = 0.009\text{m}^3$ <p>となる。この侵食によってコンクリートに含まれる CO₂ が全て気体として放出されると仮定すると、</p> <p>質量：0.009 × <input type="text"/> × <input type="text"/> = 約 0.24 kg 体積：0.24 / 44 × 22.4 = 約 0.12Nm³</p> <p>となる。また、上記の体積のコンクリートに対して MCCI が生じた場合、約 0.17kg の水素が発生することとなる。管内に溶融炉心が流入した後は、管内の水による冷却や侵食に伴って空隙が発生すると考えると、発生した非凝縮性ガスは管壁に沿って排出されるものと考えられる。 これらの非凝縮性ガスについては、MCCI 事象における溶融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析では、ジルコニウム-水反応によって約 53.5kg の水素が発生することから、上記のコンクリート侵食の評価結果を踏まえて数 g 程度の非凝縮性ガスの発生を考慮しても、MCCI 事象における溶融炉心冷却モデルの不確かさを考慮した解析結果に包絡されており、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内の気体組成に有意な影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>参考文献： [3] C. Journeau, et al., "Ex-vessel corium spreading: results from the VULCANO spreading tests," Nuclear Engineering and Design, vol.223 (2003) 75-102</p> <p><input type="text"/> 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>設計の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料7.2.5.4 溶融炉心・コンクリート相互作用に対する格納容器サンプの影響について）

女川原子力発電所2号炉	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉（抜粋）	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>○初期水張り（2m）後の原子炉格納容器下部の状態</p>  <p>○溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部の状態</p>  <p>別図3-2 下部ドライウェルファンネル配管への溶融炉心の流入イメージ</p>	<p>○溶融炉心落下に備えて水張りされた原子炉下部キャビティの状態</p>  <p>○溶融炉心落下後の原子炉下部キャビティの状態</p>  <p>別図 2-2 原子炉下部キャビティドレン配管への溶融炉心の流入のイメージ</p>	<p>相違理由</p> <p>評価体系の相違 ・泊では評価上の前提としてコンクリートへの熱伝導を考慮</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）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.5 原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の体積に関する考慮）

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;">【女川の補足説明資料から抜粋】</p> <p>19. 格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮</p> <p>1. 溶融デブリの評価条件 女川2号炉では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融炉心として格納容器下部に落下するものとしており、この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している。溶融炉心の拡がりに関する評価条件を表1に示す。</p> <p>2. 女川2号炉のMCCIの評価における溶融炉心の堆積高さ 女川2号炉のMCCIの評価では、落下した溶融炉心が格納容器下部に一樣に拡がるものとしており、この場合、堆積高さは約1.2mとなる。格納容器下部に落下した溶融炉心と格納容器下部の構造の位置関係を図1に示す。図1に示すとおり、格納容器下部の側面の開口部であっても[]mの高さがあることから、仮に溶融炉心が全量落下しても格納容器下部以外に溶融炉心が拡がる恐れはないと考える。</p> <p>3. 溶融炉心の堆積高さの不確かさ (1) 格納容器下部の構造物等の影響 格納容器下部には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。 したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当のUO₂及びZr等のデブリ容積に加えて、格納容器下部の構造物等が溶融した場合のデブリ増加分を考慮した場合、原子炉圧力容器下部の構造物として、制御棒駆動機構ハウジング、中性子束計測ハウジング等、原子炉運転中に圧力容器ペダスタル内にある構造物として、CRD自動交換機プラットフォーム等を想定した場合においても、デブリ堆積高さは約1.5mとなり、増加分は約0.3mであることから、ドライウェル床に溶融炉心が拡がることはないと考える。</p> <p>(2) 溶融炉心の粒子化に伴う影響 溶融炉心が格納容器下部に落下する場合、予め格納容器下部へ初期水張りを実施する手順とされていることから、溶融炉心の一部は水中で粒子化すると考えられる。この時、粒子化した溶融炉心の密度が低いと堆積高さが高くなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開することはできません。</div>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.5.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮</p> <p>1. 溶融デブリの評価条件 泊3号炉では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融炉心として原子炉下部キャビティに落下するものとしており、この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している。溶融炉心の拡がりに関する評価条件を表1に示す。</p> <p>2. 泊3号炉のMCCIの評価における溶融炉心の堆積高さ 泊3号炉のMCCIの評価では、落下した溶融炉心が原子炉下部キャビティに一樣に拡がるものとしており、この場合、堆積高さは[]mとなる。原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心と原子炉下部キャビティの位置関係を図1に示す。図1に示すとおり、原子炉下部キャビティの開口部（連通管・小扉）までは、[]m以上あることから、仮に溶融炉心が全量落下しても原子炉下部キャビティ以外に溶融炉心が拡がる恐れはないと考える。</p> <p>3. 溶融炉心の堆積高さの不確かさ (1) 原子炉下部キャビティの構造物等の影響 原子炉下部キャビティには、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。 したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当のUO₂及びZr等のデブリ容積に加えて、原子炉下部キャビティの構造物等が溶融した場合のデブリ増加分を考慮した場合、原子炉下部キャビティの構造物として、原子炉容器下部の計装案内管及びサポート等を想定した場合においても、デブリ堆積高さは、[]mとなり、増加分は[]mであることから、原子炉下部キャビティ以外に溶融炉心が拡がる恐れはないと考える。</p> <p>(2) 溶融炉心の細粒化に伴う影響 溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する場合、予め原子炉下部キャビティへ水張りを実施する手順とされていることから、溶融炉心の一部は水中で細粒化すると考えられる。この時、細粒化した溶融炉心の密度が低いと堆積高さが高くなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;">[] 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。</div>	<p>※女川に倣い新規作成 記載表現の相違</p> <p>設計の相違 設計の相違 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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.5 原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の体積に関する考慮）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。例えば、ボロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子として堆積する場合を仮定すると、ボロシティは0.48であり、堆積高さは（1）で考慮した堆積高さ約1.5mに対し、デブリ堆積高さは約2.9mとなるが、格納容器下部の床面から格納容器下部の側面の開口部までの高さ□m以下であることから、粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮しても格納容器下部以外に溶融炉心が広がる恐れは無いと考える。</p> <p>なお、溶融炉心落下前の格納容器下部への初期水張り、ドライウェル水位0.23mの位置まで注水する運用としている。そのため、格納容器下部の側面の開口部から粒子化した溶融炉心が流れ出ることも懸念されるが、溶融炉心の比重は8程度であり、水に比べて非常に重く、粒子化した溶融炉心は水面に浮遊し格納容器下部から流出することはないと想定される。模擬溶融物（比重2.5～8.0）を水プールに落下させたDEFOR試験の溶融ジェットの様子を図3に示す。この実験結果においても、上面への溶融粒子の移行は確認されていない。</p> <p>(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響</p> <p>原子炉圧力容器下部から格納容器下部への溶融炉心の落下の経路については、制御棒駆動機構ハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは、溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し、溶融炉心が格納容器下部に落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。</p> <p>ここで仮に溶融炉心が偏って堆積し、格納容器下部の側面の開口部の高さ□mに到達する条件を考えると、溶融炉心が直径約3mの円柱を形成する必要があるが、溶融炉心の厚さが均一化するまでの時間が2～3分程度であるという過去の知見^[1]があることに加え、MAAPの溶融物落下履歴として溶融デブリの全量が一度に落下していることを踏まえると、溶融炉心は落下と同時に格納容器下部床面を拡がり、堆積高さが均一化していくと考えられることから、溶融炉心が格納容器下部の側面の開口部の高さまで堆積する状況は考え難い。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開することはできません。 </div>	<p>もっとも厳しい条件として、全量が細粒化した際の堆積高さを評価する。例えば、空隙率が最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子として堆積する場合を仮定すると、空隙率は0.48であり、堆積高さは（1）で考慮した堆積高さ□mに対し、デブリ堆積高さは□mとなるが、原子炉下部キャビティ床面から原子炉下部キャビティの開口部までは、□m以上あることから、細粒化に伴う堆積高さの増加を考慮しても原子炉下部キャビティ以外に溶融炉心が広がる恐れはないと考える。</p> <p>なお、溶融炉心落下前の原子炉下部キャビティの水位は約1.5mである。そのため、原子炉下部キャビティの開口部（連通管・小扉）から細粒化した溶融炉心が流れ出ることも懸念されるが、代替格納容器スプレイは継続しており、また代替格納容器スプレイ停止時にも溶融炉心冷却により蒸散した冷却水を捕うよう、開口部を通じて原子炉下部キャビティへ流入が続くことから、溶融炉心が流出することはないと考える。</p> <p>(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響</p> <p>原子炉容器から原子炉下部キャビティへの溶融炉心の落下の経路については、計装案内管破損に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉容器の構造からは、原子炉容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉容器底部の中心近傍に開口部が発生し、溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。</p> <p>泊3号炉では、図3に示すとおり、原子炉下部キャビティの開口部があるのは、原子炉容器下部ではないため、原子炉容器直下ではない場所に溶融炉心が偏って堆積し、溶融炉心が原子炉下部キャビティの側面の開口部の高さまで到達する状況は考え難い。一方、原子炉下部キャビティの入口扉は、原子炉下部キャビティの端に繋がる通路の奥にあるもの（図3）、原子炉下部キャビティの床には段差もないことから、溶融炉心が入口扉まで拡がる可能性はある。入口扉は金属製であり、溶融炉心の接触により損傷することも想定されるが、入口扉の先は上り階段になっており、階段の先の床まで約2.6mの高さがあることから、原子炉下部キャビティ以外に溶融炉心が広がる恐れはないと考える。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> □ 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。 </div>	<p>評価結果の相違 設計の相違</p> <p>記載内容の相違 ・女川はドライウェル水位0.23mの位置まで注水した後注水を停止するが、泊は注水し続けるため開口部から細粒化した溶融炉心が流出することはない</p> <p>設計の相違</p> <p>記載内容の相違 ・開口部と原子炉容器の位置関係の違いにより記載が異なる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

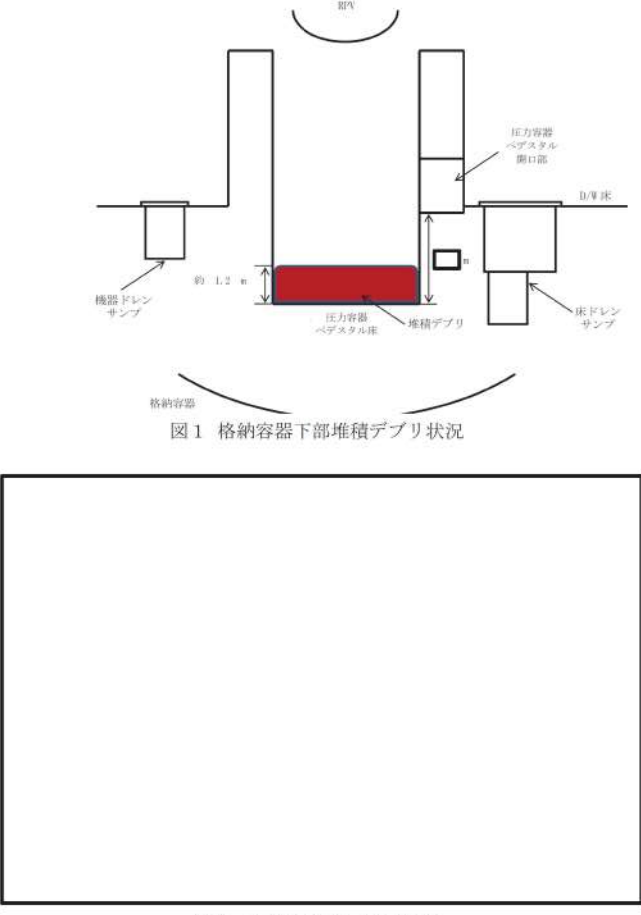
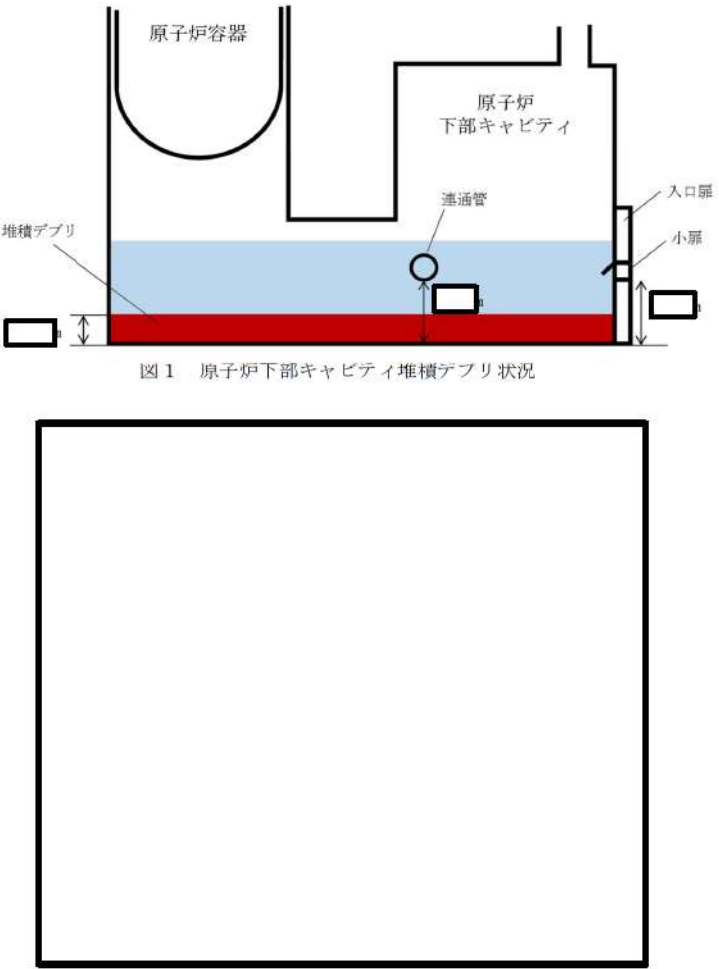
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.5 原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の体積に関する考慮）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>表1 溶融炉心に関する評価条件</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>設定値</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>溶融炉心落下割合</td> <td>100%(約 220 t)</td> <td>保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の組成</td> <td>図2参照</td> <td>MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)</td> </tr> <tr> <td>格納容器下部床面積</td> <td>約 24m²</td> <td>設計値</td> </tr> </tbody> </table>	項目	設定値	設定根拠	溶融炉心落下割合	100%(約 220 t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定	溶融炉心の組成	図2参照	MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)	格納容器下部床面積	約 24m ²	設計値	<p>表1 溶融炉心の拡がりに関する評価条件</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>設定値</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>溶融炉心落下割合</td> <td>100% [](t)</td> <td>保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の組成</td> <td>図2参照</td> <td>MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)</td> </tr> <tr> <td>原子炉下部キャビティ床面積</td> <td>[]m²</td> <td>設計値^(注)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注) 通路部を除く</p>	項目	設定値	設定根拠	溶融炉心落下割合	100% [](t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定	溶融炉心の組成	図2参照	MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)	原子炉下部キャビティ床面積	[]m ²	設計値 ^(注)	設計の相違																								
項目	設定値	設定根拠																																																
溶融炉心落下割合	100%(約 220 t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定																																																
溶融炉心の組成	図2参照	MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)																																																
格納容器下部床面積	約 24m ²	設計値																																																
項目	設定値	設定根拠																																																
溶融炉心落下割合	100% [](t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定																																																
溶融炉心の組成	図2参照	MAAP コードによる評価結果(炉内構造物の組成・質量等を考慮)																																																
原子炉下部キャビティ床面積	[]m ²	設計値 ^(注)																																																
<p>表2 格納容器下部へ落下するコリウム重量及び体積</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>重量/体積^(注1)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料(UO₂)</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>被覆管(Zr)</td> <td>[]</td> <td>標準長燃料棒、短尺燃料棒を考慮</td> </tr> <tr> <td>チャンネルボックス/ ウォーターロッド/ スパーサ(Zr)</td> <td>[]</td> <td>チャンネルボックス [] ウォーターロッド [] スパーサ []</td> </tr> <tr> <td>CRD 関係(SUS)</td> <td>[]</td> <td>CR, CRDハウジング, CRDガイドチューブの合計</td> </tr> <tr> <td>CR(B,C)</td> <td>[]</td> <td>CRにおけるB,Cの質量</td> </tr> <tr> <td>炉心支持板/ 燃料支持金具+下部タイ プレート/ 上部タイプレート(SUS)</td> <td>[]</td> <td>炉心支持板 [] 燃料支持金具+下部タイプレート: [] 上部タイプレート []</td> </tr> <tr> <td>合計^(注2)</td> <td>[]</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 重量から体積への換算は以下の密度(密度は温度によって変化するが、常温での値で代表)を用いているため、体積は参考値扱いである。 UO₂ : 10100(kg/m³) Zr : 6500(kg/m³) SUS : 7860(kg/m³) B,C : 2520(kg/m³)</p> <p>(注2) MAAP では、Zr, SUS の酸化を考慮するため、圧力容器ベドスタルへの落下重量は約 220(ton)となる。</p>	項目	重量/体積 ^(注1)	備考	燃料(UO ₂)	[]	[]	被覆管(Zr)	[]	標準長燃料棒、短尺燃料棒を考慮	チャンネルボックス/ ウォーターロッド/ スパーサ(Zr)	[]	チャンネルボックス [] ウォーターロッド [] スパーサ []	CRD 関係(SUS)	[]	CR, CRDハウジング, CRDガイドチューブの合計	CR(B,C)	[]	CRにおけるB,Cの質量	炉心支持板/ 燃料支持金具+下部タイ プレート/ 上部タイプレート(SUS)	[]	炉心支持板 [] 燃料支持金具+下部タイプレート: [] 上部タイプレート []	合計 ^(注2)	[]	-	<p>表2 原子炉下部キャビティにおいて溶融対象となる構造物の質量及び体積</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>質量/体積^(注1)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料(UO₂)</td> <td>[]</td> <td>[]</td> </tr> <tr> <td>被覆管(Zr)</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>制御棒/BP集合体/ シンプルプラグ(SUS)</td> <td>[]</td> <td>制御棒, BP集合体, シンプルプラグの合計</td> </tr> <tr> <td>制御棒(その他の金属)^(注2)</td> <td>[]</td> <td>制御棒におけるAg, Cd, Inの質量</td> </tr> <tr> <td>下部炉心支持板/ 炉内計装案内管/ 下部炉心支持柱(SUS)</td> <td>[]</td> <td>下部炉心支持板: [] 炉内計装案内管: [] 下部炉心支持柱: []</td> </tr> <tr> <td>原子炉下部キャビティの サポート等(SUS)</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>合計^(注3)</td> <td>[]</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 質量から体積への換算は以下の密度(密度は温度によって変化するが、常温での値で代表)を用いているため、体積は参考値扱いである。 UO₂ : 10100(kg/m³) Zr : 6500(kg/m³) SUS : 7860(kg/m³) Ag : 10500(kg/m³)</p> <p>(注2) 体積については、制御棒のSUS以外の金属は割合の多いAgで代表する。 (注3) MAAPにおける、原子炉下部キャビティへの落下量は約 []であるが、評価では合計値より保守的に設定した数値を使用する。</p>	項目	質量/体積 ^(注1)	備考	燃料(UO ₂)	[]	[]	被覆管(Zr)	[]		制御棒/BP集合体/ シンプルプラグ(SUS)	[]	制御棒, BP集合体, シンプルプラグの合計	制御棒(その他の金属) ^(注2)	[]	制御棒におけるAg, Cd, Inの質量	下部炉心支持板/ 炉内計装案内管/ 下部炉心支持柱(SUS)	[]	下部炉心支持板: [] 炉内計装案内管: [] 下部炉心支持柱: []	原子炉下部キャビティの サポート等(SUS)	[]		合計 ^(注3)	[]		設計の相違
項目	重量/体積 ^(注1)	備考																																																
燃料(UO ₂)	[]	[]																																																
被覆管(Zr)	[]	標準長燃料棒、短尺燃料棒を考慮																																																
チャンネルボックス/ ウォーターロッド/ スパーサ(Zr)	[]	チャンネルボックス [] ウォーターロッド [] スパーサ []																																																
CRD 関係(SUS)	[]	CR, CRDハウジング, CRDガイドチューブの合計																																																
CR(B,C)	[]	CRにおけるB,Cの質量																																																
炉心支持板/ 燃料支持金具+下部タイ プレート/ 上部タイプレート(SUS)	[]	炉心支持板 [] 燃料支持金具+下部タイプレート: [] 上部タイプレート []																																																
合計 ^(注2)	[]	-																																																
項目	質量/体積 ^(注1)	備考																																																
燃料(UO ₂)	[]	[]																																																
被覆管(Zr)	[]																																																	
制御棒/BP集合体/ シンプルプラグ(SUS)	[]	制御棒, BP集合体, シンプルプラグの合計																																																
制御棒(その他の金属) ^(注2)	[]	制御棒におけるAg, Cd, Inの質量																																																
下部炉心支持板/ 炉内計装案内管/ 下部炉心支持柱(SUS)	[]	下部炉心支持板: [] 炉内計装案内管: [] 下部炉心支持柱: []																																																
原子炉下部キャビティの サポート等(SUS)	[]																																																	
合計 ^(注3)	[]																																																	
<p>[] 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</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）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.5 原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の体積に関する考慮）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 格納容器下部堆積デブリ状況</p> <p>図2 溶融炉心の組成の推移</p> <p>枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	 <p>図1 原子炉下部キャビティ堆積デブリ状況</p> <p>図2 溶融炉心の組成の推移</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>	<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）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="224 702 896 1117" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="280 1129 981 1157" data-label="Caption"> <p>図3 DEFOR 試験において模擬溶融物を水中に落下させた場合の粒子化の様子^[2]</p> </div> <div data-bbox="280 1252 974 1396" data-label="Footnote"> <p>[1] J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), "Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris", SAND76-9008 (1976). [2] A. Karbojian, et al., "A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653-1659, 2009.</p> </div>	<div data-bbox="1142 199 1904 662" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1232 678 1780 710" data-label="Caption"> <p>図3 原子炉下部キャビティ内の連通管及び小扉の設置状況</p> </div> <div data-bbox="1344 1396 1948 1428" data-label="Text"> <p>□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> </div>	<p>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）

7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.6 熔融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について）

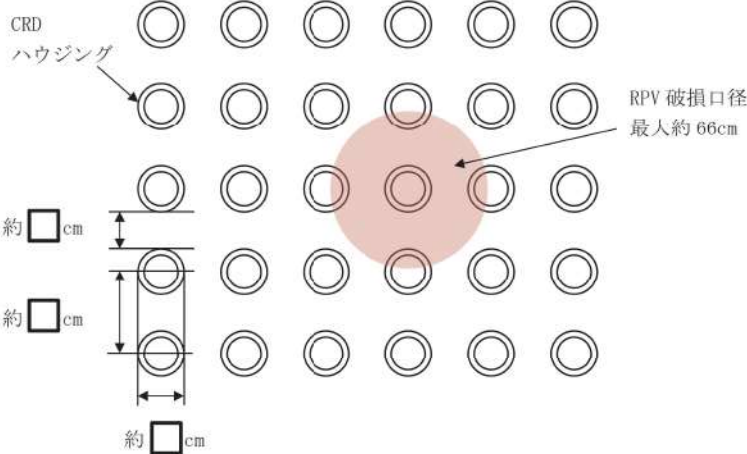
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【女川の補足説明資料から抜粋】</p> <p>22. 熔融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について</p> <p>熔融炉心の堆積高さの評価において、考慮した溶融物(コリウム)の考え方について以下に示す。</p> <p>○原子炉内 約 220 t</p> <p>原子炉内に存在するコリウムの総量については、MAAP 解析結果をベースにした上で、核計装管及び制御棒駆動機構(以下、「CRD」という。)を考慮した(添付資料1 参照)。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料集合体：560 体全て溶解すると想定 制御棒：137 本全て溶解すると想定 炉内構造物：炉心よりも下部に存在するものは全て溶解すると想定。CRD の炉内に存在する部分も全て溶解すると想定 炉内核計装管：全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) <p>○原子炉外</p> <p>原子炉外に存在する構造物(以下、「炉外構造物」という。)として、原子炉の直下でコリウムの想定流出経路上に存在する、CRD ハウジング、CRD 交換装置及びCRD 関連機器を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> CRD ハウジング：CRD ハウジングが1本破損した場合、その破損口径の溶解による広がりを考慮し、隣接する4本のCRD ハウジングを巻き込んだ、計5本の溶解を想定(約 <input type="text"/> t) (添付資料2 参照)。 CRD 交換装置：全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) CRD 関連機器：配管や支持金具は全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) 炉外核計装管：全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) 保温材関連：全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) <p>上述の考え方に基づき、熔融炉心の堆積高さを算出した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.5.6</p> <p>熔融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について</p> <p>熔融炉心の堆積高さの評価において、考慮した溶融物(コリウム)の考え方について以下に示す。</p> <p>○原子炉容器内 <input type="text"/> t</p> <p>原子炉容器内に存在するコリウムの総量については、原子炉容器内に存在する以下の構造物を考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料集合体：157 体全て溶解すると想定 制御棒：48 体全て溶解すると想定 BP 集合体・シンプルプラグ：全て溶解すると想定 炉内構造物：炉心よりも下部に存在するものは全て溶解すると想定 <p>○原子炉容器外</p> <p>原子炉容器外に存在する構造物として、原子炉下部キャビティに存在する炉内計装案内管及びサポート等を考慮した(別紙1 参照)。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉内計装案内管及びサポート等：全て溶解すると想定(約 <input type="text"/> t) <p>上述の考え方に基づき、熔融炉心の堆積高さを算出した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px;"><input type="text"/> 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>※女川に倣い新規作成</p> <p>設計の相違 評価条件の相違 ・泊では原子炉内外ではなく原子炉容器内外で堆積高さ評価で考慮する構造物を分けている</p> <p>設計の相違</p>

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

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.6 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 1</p> <p style="text-align: center;">CRD の溶融想定箇所について</p> <p>溶融炉心の堆積高さを評価するにあたり、原子炉圧力容器から溶出したコリウムにより溶融されると推定される CRD の箇所について以下に示す（図1）。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図1 CRD 概要図</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 0 auto;">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</div>	<p style="text-align: right;">別紙 1</p> <p style="text-align: center;">原子炉下部キャビティ内の溶融対象となる構造物について</p> <p>溶融炉心の堆積高さを評価するにあたり、原子炉容器から溶出したコリウムにより溶融すると推定した原子炉下部キャビティの構造物について以下に示す（図1）。なお、原子炉下部キャビティ水位の計算においては、炉内計装案内管及びサポート等を考慮せず、原子炉下部キャビティ水量とキャビティ幾何形状から水位を算出している。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; margin: 10px 0;"></div> <p style="text-align: center;">図1 原子炉下部キャビティの溶融対象となる構造物</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 0 auto;">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。</div>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載内容の相違 ・泊では原子炉下部キャビティ水位の算出方法について記載</p>

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.6 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2</p> <p style="text-align: center;">溶融物量として考慮する CRD の設定について</p> <p>CRD および CRDハウジングの破損本数としては、MAAP 解析において RPV 底部の破損後に破損口の溶融により広がる最大の破損口径：約 66cm に含まれる本数 5 本を考慮している（図 1）。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 CRD 配置と RPV 破損口径の関係</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 20px; text-align: center;"> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。 </div>	<p style="text-align: center;">【該当する資料無し】</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）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における溶融炉心の冠水評価）

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;">【女川の添付資料 3.3.3 の別添を抜粋】</p> <p style="text-align: right;">別添</p> <p style="text-align: center;">格納容器下部の水位が 3.67m の場合における溶融炉心の冠水評価</p> <p>初期水張りの格納容器水位の下限である 3.67m の場合における溶融炉心の冠水評価を以下に示す。</p> <p>(1) 溶融炉心の堆積高さ</p> <p>溶融炉心の堆積形状を図 1 に示す。ポロシティを考慮したデブリ堆積高さ H_{corium} は式(1)で評価する。</p> $H_{corium} = (V_m * (1 - \phi_{ent}) + V_s + V_m * \phi_{ent} / (1 - \epsilon)) / S_{pd} \quad (1)$ <p>ここで、</p> <ul style="list-style-type: none"> V_m : 溶融物体積 (約 27m³) V_s : 圧力容器ベデスタル内構造物体積 (約 6m³) ϕ_{ent} : Ricou-Spalding 相関式に基づく粒子化割合 0.611 (別紙参照) ϵ : ポロシティ (0.5) (0.26 (面心立方格子) から 0.48 (単純立方格子) を包絡する値) S_{pd} : 圧力容器ベデスタル床面積 (約 24m²) <p>式(1)から溶融炉心堆積高さは、約 2.09m となる。</p> <p>(2) 溶融炉心堆積形状の不確かさ評価</p> <p>溶融炉心が均一に堆積しない場合の堆積高さについて評価する。</p> <p>PULiMS 実験において確認された溶融炉心堆積高さと同様距離のアスペクト比を適用し、溶融炉心堆積形状を山状と想定すると、均一化した場合と比較して堆積高さが高くなる。</p> <p>(1) の堆積高さに対して、アスペクト比を考慮した場合の溶融炉心の堆積形状として、図 2 のように、連続層については、円柱上に円錐が堆積した形状とし、その上に粒子状デブリが均様に堆積する形状を仮定する。ここで、アスペクト比は、PULiMS 試験で得られた 1 : 16 を想定する*。これを元に初期水張り 3.67m における堆積高さを計算した結果、堆積高さは約 2.32m となる。計算方法は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・連続層の円錐部分については、堆積高さが最大となるのは床全面に広がった場合であることから、圧力容器ベデスタル直径 5.5m にアスペクト比を考慮すると、頂点部分の堆積高さは約 0.34m となる。 ・円柱部分については、連続層のうち、円錐部分の体積を除いたものとして求める。 	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.5.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における溶融炉心の冠水評価</p> <p>原子炉容器破損直後の原子炉下部キャビティ水位における溶融炉心の冠水評価を以下に示す。</p> <p>(1) 溶融炉心の堆積高さ</p> <p>溶融炉心の堆積形状を図 1 に示す。空隙率を考慮したデブリ堆積高さは、H_{corium} は式(1)で評価する。</p> $H_{corium} = (V_m * (1 - \phi_{ent}) + V_n * \phi_{ent} / (1 - \epsilon)) / S_{cv} \quad (1)$ <p>ここで、</p> <ul style="list-style-type: none"> V_n : 溶融物体積 (約 17m³) ϕ_{ent} : 細粒化割合 (約 0.68) (別紙参照) ϵ : 空隙率 (0.5) (0.26 (面心立方格子) から 0.48 (単純立方格子) を包絡する値) S_{cv} : 原子炉下部キャビティ床面積 () m²) <p>式(1)から溶融炉心体積高さは、() m となる。原子炉容器破損直後の原子炉下部キャビティの水位は約 1.5m であるため、細粒化を考慮した場合においても冠水することが確認できた。</p> <p>(2) 溶融炉心堆積形状の不確かさ評価</p> <p>溶融炉心が均一に堆積しない場合の堆積高さについて評価する。</p> <p>PULiMS 実験において確認された溶融炉心堆積高さと同様距離のアスペクト比を適用し、溶融炉心堆積形状を山状と想定すると、均一化した場合と比較して堆積高さが高くなる。</p> <p>(1) の堆積高さに対して、アスペクト比を考慮した場合の溶融炉心の堆積形状として、図 2 のように連続層については、原子炉下部キャビティの原子炉容器直下の円形部に円柱上に円錐が堆積した形状とする。粒子状デブリは、連続層の上から堆積するものとし、原子炉下部キャビティ全面に均様に堆積する形状を仮定する。ここで、アスペクト比は、PULiMS 試験で得られた 1 : 16 を想定する*。これを元に、原子炉容器破損直後における溶融炉心の堆積高さを計算した結果、堆積高さは () m となる。計算方法は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・連続層は、原子炉下部キャビティのうち原子炉容器直下の円形部分に堆積するものとする。 ・連続層の円錐部分については、堆積高さが最大となるのは円形部分全面に広がった場合であることから、原子炉下部キャビティ円形部分の直径 () m にアスペクト比を考慮すると、頂点部分の高さは () m となる。 ・円柱部分については、連続層のうち、円錐部分の堆積を除いたものとして求める。 <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>評価条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・溶融炉心が落下する際の下部の水張状態が女川と泊で異なる <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器下部の構造の違いにより溶融炉心の仮定する形状が異なる

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における溶融炉心の冠水評価）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・粒子状デブリについては、連続層の上に一様に堆積すると仮定して求める。</p> <p>・溶融炉心の堆積高さは上述の連続層と粒子状デブリの堆積高さの合計となる。</p> <p>なお、溶融炉心堆積形状が山状の場合、均一化した場合と比較して溶融炉心上部水プールとの伝熱面積が増加して、水位低下が早くなる可能性があるが、伝熱面積の増加分は1%未満である。したがって、伝熱面積の増加による格納容器下部水位変化への影響は小さく、溶融炉心露出までの時間への影響は小さい。</p> <p>※PULiMS 実験のうち、溶融物量が比較的大きい E4 実験において、平均堆積高さ 41mm に対して、拡がり距離は 740mm×560mm となっている（表 1、図 3）。アスペクト比としては 1:18~1:14 程度となっており、おおよそ 1:16 程度の拡がり挙動を示している。デブリ堆積高さの評価としては、ポロシティや圧力容器ペDESTAL内構造物量等の保守的な設定をしているため、不確かさ評価として考慮するアスペクト比としては、実験結果に基づく平均的な値として 1:16 を適用し評価を行う。</p> <p>PULiMS 実験は溶融物を水中に落下した実験であり、連続層と粒子状デブリを含めたデブリ全体としての堆積高さに関する知見として適用できるものである。連続層と粒子状デブリを含めた全体をアスペクト比 1:16 とするため、本評価では円柱上に円錐が堆積した形状の連続層の上に粒子状デブリが一様に堆積する形状を仮定する。</p>	<p>・粒子状デブリについては、原子炉下部キャビティ床面に連続層の上から一様に堆積すると仮定して求める。</p> <p>・溶融炉心の堆積高さは上述の連続層と粒子状デブリの堆積高さの合計となる。</p> <p>なお、溶融炉心堆積形状が山状の場合、均一化した場合と比較して溶融炉心上部水プールとの伝熱面積が増加して、水位低下が早くなる可能性があるが、伝熱面積の増加分は1%未満である。したがって、伝熱面積の増加による原子炉下部キャビティ水位変化への影響は小さく、溶融炉心露出までの時間への影響は小さい。</p> <p>※PULiMS 実験のうち、溶融物量が比較的大きい E4 実験において、平均堆積高さ 41mm に対して、拡がり距離は 740 mm×560 mm となっている（表 1、図 3）。アスペクト比としては 1:18~1:14 程度となっており、おおよそ 1:16 程度の拡がり挙動を示している。デブリ堆積高さの評価としては、空隙率や炉内及び原子炉下部キャビティ内の構造物量等の保守的な設定をしているため、不確かさ評価として考慮するアスペクト比としては、実験結果に基づく平均的な値として 1:16 を適用し評価を行う。</p> <p>PULiMS 実験は溶融物を水中に落下した実験であり、連続層と粒子状デブリを含めたデブリ全体としての堆積高さに関する知見として適用できるものである。本評価では、デブリ堆積高さを高くするため、連続層は原子炉下部キャビティ床面のうち、原子炉容器直下の円形部に、円柱状の上にアスペクト比 1:16 の円錐が堆積し、その上に粒子状デブリが原子炉下部キャビティ床面全面に堆積する形状を仮定する。</p> <p>溶融炉心の堆積形状については不確かさが大きいため、粒子状デブリの堆積の偏り等により、溶融炉心の一部が露出する可能性は否定できない。また、溶融炉心が落下する際に原子炉容器下部にある計装案内管及びサポート等の構造物が溶融せず、溶融炉心がこれらに堆積し一部が露出する可能性もある。</p> <p>ここでサンプルケースとして、溶融炉心が仮に偏心して堆積した場合を考慮するために、原子炉容器中心部直下ではなく、原子炉容器中心部直下と壁面との中間地点を円錐の頂点にしたケース（図 4）及び壁面を円錐の頂点にしたケース（図 5）の堆積高さを算出した。</p> <p>堆積高さは中間地点を円錐の頂点にしたケースは [] m、壁面を円錐の頂点にしたケースは [] m となり、どちらのケースでも溶融炉心は冠水している。（図 2 のケースは [] m）</p> <p>次に仮想的に原子炉下部キャビティ水面から溶融炉心を露出させる条件として、粒子状デブリが連続層の上にはか積もらない想定で堆積高さを算出する。堆積高さが最も高くなる壁面に偏心して堆積するケースで算出した結果、堆積高さは [] m であり、原子炉容器破損直後の原子炉容器下部キャビティ水位が約 1.5m であるため、[] m 露出し、露出した溶融炉心の体積を計算すると約 1.2m³となった。</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>	<p>記載内容の相違 ・泊では一部の溶融炉心が露出した場合においても CV の健全性に影響を与えないと考えられる旨追記</p>

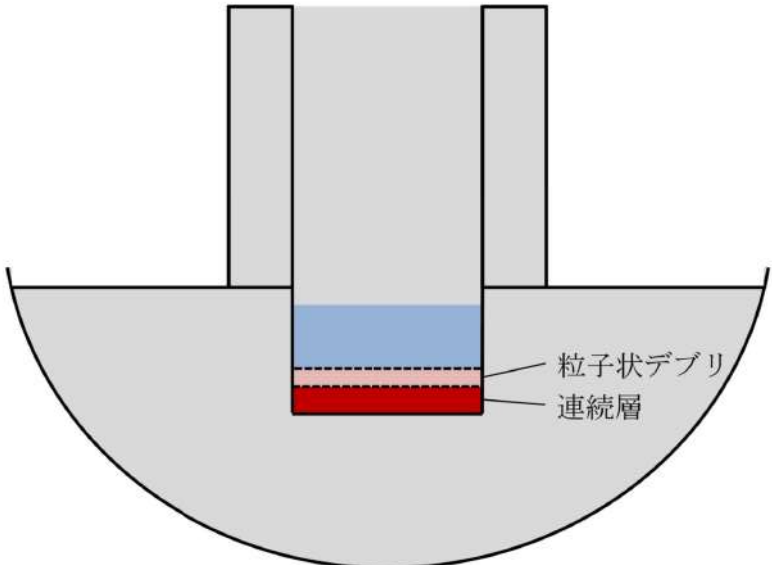
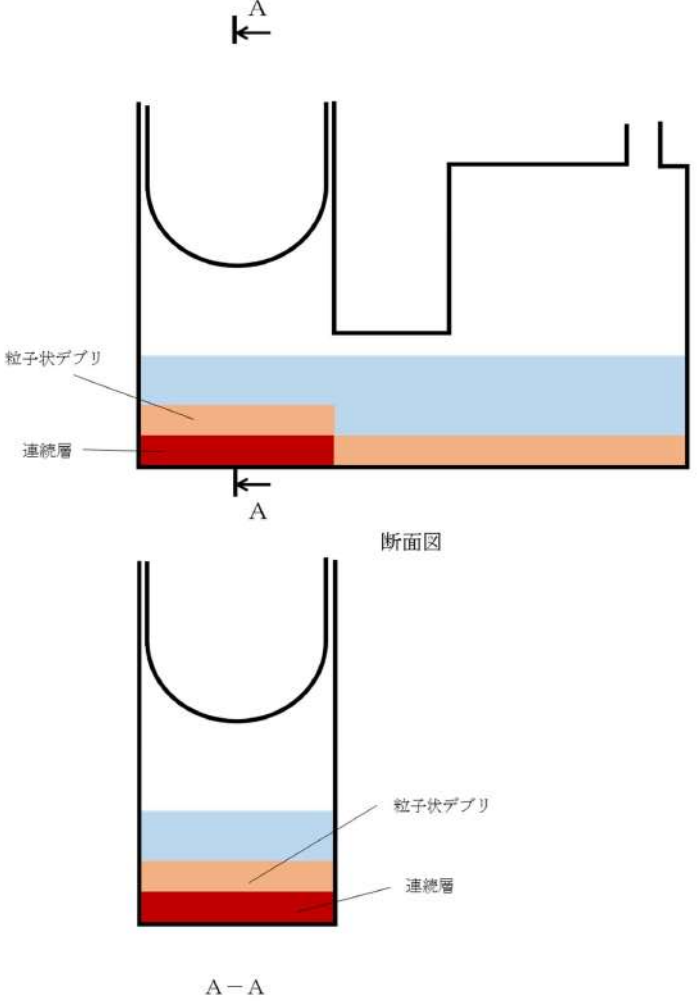
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

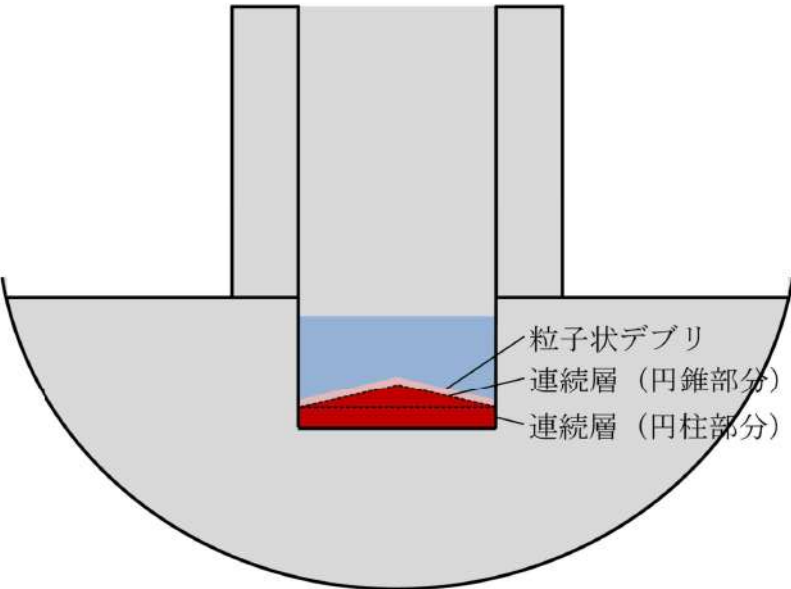
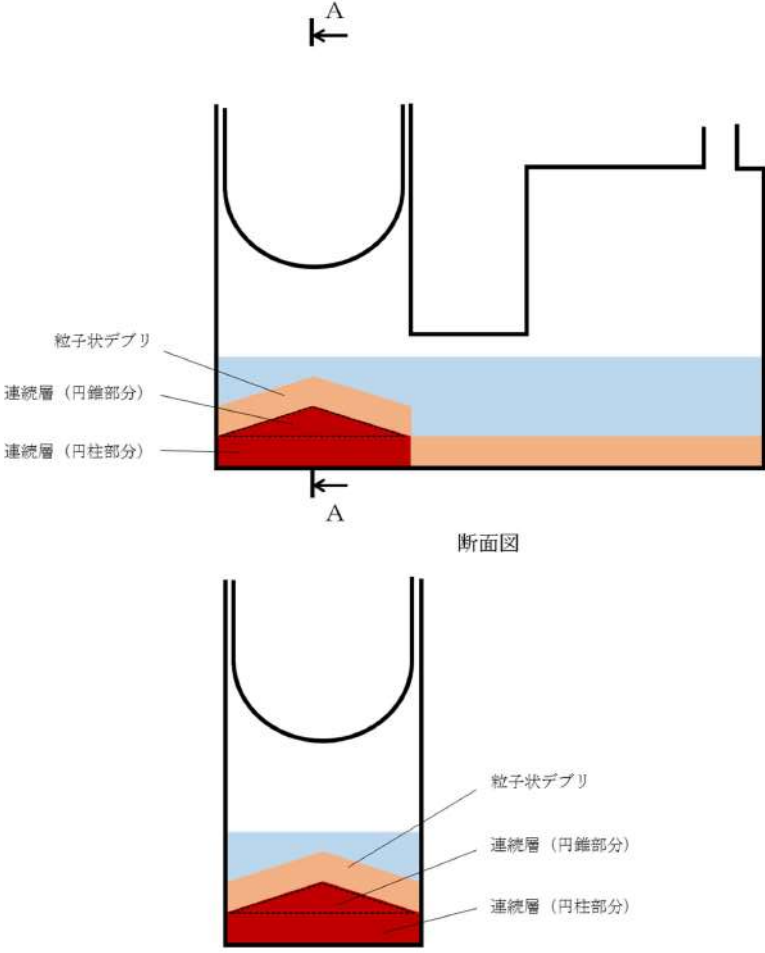
7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における溶融炉心の冠水評価）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3)溶融炉心の冠水評価</p> <p>溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合、溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応による発熱により蒸発した際の水位低下量評価を行った。その結果、不確かさを考慮した溶融炉心の堆積高さ約2.32mまで水位が低下するまでの時間は、RPV破損から約76分後であり、RPVの破損を判断し、格納容器下部注水操作をするために十分な時間余裕があることを確認した。</p> <p>[1] A. Konovalenko, et al., "Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction," Proceedings of NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).</p>	<p>この露出した溶融炉心が過熱蒸気を生成すると仮定し、その場合に露出した溶融炉心から飽和蒸気に与えられる熱量Q_hは、</p> $Q_h = Q_{decay} \times (\text{露出した溶融炉心体積}) / (\text{全溶融炉心体積})$ <p>Q_{decay}：原子炉容器破損直後の崩壊熱 (MW)</p> <p>この熱量Q_hを除熱するために必要なスプレイ流量W_Aは、</p> $W_A = Q_h / (h_g - h_{sp})$ <p>W_A：熱量Q_hを除熱するために必要なスプレイ流量 (kg/s) h_g：飽和蒸気エンタルピ (kJ/kg) h_{sp}：スプレイ水エンタルピ (kJ/kg)</p> <p>露出した溶融炉心が発生させる過熱蒸気を除熱するために必要なスプレイ流量は約3.3m³/hであり、代替格納容器スプレイ流量140m³/hに対して約2.4%であるため、仮に原子炉下部キャビティで過熱蒸気が発生した場合でも十分に除熱することが可能と考える。</p> <p>なお、本評価では原子炉容器破損直後の原子炉下部キャビティ水位（約1.5m）にて評価を実施しているが、代替格納容器スプレイは継続するため原子炉下部キャビティ水位は上昇し、仮に原子炉容器破損時に一部の溶融炉心が露出したとしても時間とともに冠水する。また、原子炉下部キャビティ水中に落下した溶融炉心により水蒸気が発生し、露出している溶融炉心は水蒸気により冷却される。このため、溶融炉心の一部が露出したとしても原子炉格納容器の健全性には影響はないと考えられる。</p> <p>[1] A. Konovalenko, et al., "Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt coolant Interaction," Proceedings of NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).</p>	<p>運用の相違</p> <p>・泊ではスプレイにより連続的に下部キャビティに水張を行うため、溶融炉心落下後に下部注水が行われなかった場合の記載は不要</p>

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

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 熔融炉心堆積形状</p>	 <p>図1 熔融炉心堆積形状</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)

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="340 1106 864 1137">図2 溶融炉心堆積形状 (不確かさ考慮)</p>	 <p data-bbox="1317 1329 1688 1361">図2 溶融炉心堆積形状 (不確かさ考慮)</p>	<p data-bbox="1975 375 2069 406">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)

女川原子力発電所 2号炉

泊発電所 3号炉

相違理由

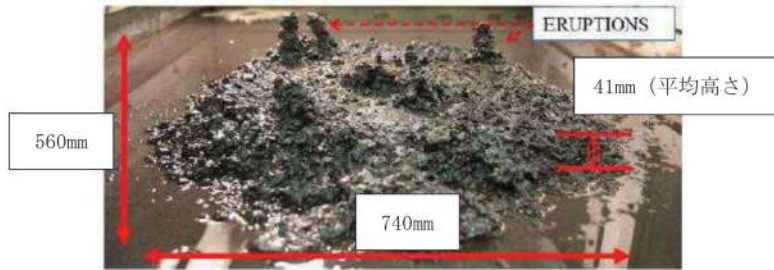


図3 PULiMS 実験結果 (E4) [1]

表1 PULiMS 実験条件と結果 [1]

Table 1. PULiMS-E test matrix with initial conditions.

Parameter	PULiMS tests				
	E1	E2	E3	E4	E5
Melt material	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	B ₂ O ₃ -CaO	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	ZrO ₂ -WO ₃
Melt mass composition, %	42.64-57.36 eutectic	30-70 non-eutectic	42.64-57.36 eutectic	42.64-57.36 eutectic	15.74-84.26 eutectic
Melt jet diameter, mm	20	20	20	20	20
Jet free fall height, mm	400	400	400	400	400
Initial melt volume, L	3	3	10	6	6
Initial melt mass, kg	23.4	7.5	78.1	46.9	41.2
T _{sub} , °C	870	1027	870	870	1231
T _{liq} , °C	870	1027	870	870	1231
Melt temperature in the funnel upon pouring, °C	1006	1350	1076	940	1531
Water pool depth, mm	200	200	200	200	200
Water temperature, °C	79	78	75	77	72

Table 2. Measured and estimated properties of the debris beds in PULiMS-E tests.

Parameter	Exploratory PULiMS tests			
	E1	E3	E4	E5
Melt release time, (sec)	10	15	12	~8.7
Total size x × y, mm	460x440	~750x750	740x560	-
Cake size x × y, mm	~430x320	~750x750	711x471	~400x420
Max debris height, mm	93	unknown	106	50
Area averaged debris bed height, mm	31	~30	30	22
Volume averaged debris bed height, mm	50	unknown	41	28
Debris height under injection point, mm	48	unknown	50	39
Total area occupied by cake, m ²	0.14	~0.44	0.30	0.14
Measured particulate debris mass, kg	~4	unknown	2.9	-
Measured particulate debris mass fraction, %	~20%	unknown	~6.8%	-
Solidified cake mass, kg	~20	unknown	39.5	13.6
Measured debris bed volume, L	~4.2	unknown	8.9	~3.1
Estimated total cake porosity	0.29	-	0.36	0.37
Symmetry of the spread	non-sym.	unknown	non-sym.	symmetric
Steam explosion	no	yes	no	yes
Cake formation	cake	no cake	cake	cake
Measured melt superheat, °C	136	206	70	300
Measured melt superheat in the pool, °C	121	77	48	90
Estimated loss of melt superheat due to jet interaction with coolant, °C	15	129	22	210

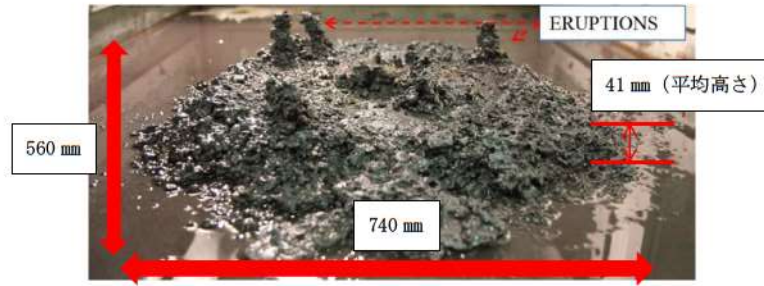


図3 PULiMS 実験結果 (E4) [1]

表1 PULiMS 実験条件と結果 [1]

Table 1. PULiMS-E test matrix with initial conditions.

Parameter	PULiMS tests				
	E1	E2	E3	E4	E5
Melt material	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	B ₂ O ₃ -CaO	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	Bi ₂ O ₃ -WO ₃	ZrO ₂ -WO ₃
Melt mass composition, %	42.64-57.36 eutectic	30-70 non-eutectic	42.64-57.36 eutectic	42.64-57.36 eutectic	15.74-84.26 eutectic
Melt jet diameter, mm	20	20	20	20	20
Jet free fall height, mm	400	400	400	400	400
Initial melt volume, L	3	3	10	6	6
Initial melt mass, kg	23.4	7.5	78.1	46.9	41.2
T _{sub} , °C	870	1027	870	870	1231
T _{liq} , °C	870	1027	870	870	1231
Melt temperature in the funnel upon pouring, °C	1006	1350	1076	940	1531
Water pool depth, mm	200	200	200	200	200
Water temperature, °C	79	78	75	77	72

Table 2. Measured and estimated properties of the debris beds in PULiMS-E tests.

Parameter	Exploratory PULiMS tests			
	E1	E3	E4	E5
Melt release time, (sec)	10	15	12	~8.7
Total size x × y, mm	460x440	~750x750	740x560	-
Cake size x × y, mm	~430x320	~750x750	711x471	~400x420
Max debris height, mm	93	unknown	106	50
Area averaged debris bed height, mm	31	~30	30	22
Volume averaged debris bed height, mm	50	unknown	41	28
Debris height under injection point, mm	48	unknown	50	39
Total area occupied by cake, m ²	0.14	~0.44	0.30	0.14
Measured particulate debris mass, kg	~4	unknown	2.9	-
Measured particulate debris mass fraction, %	~20%	unknown	~6.8%	-
Solidified cake mass, kg	~20	unknown	39.5	13.6
Measured debris bed volume, L	~4.2	unknown	8.9	~3.1
Estimated total cake porosity	0.29	-	0.36	0.37
Symmetry of the spread	non-sym.	unknown	non-sym.	symmetric
Steam explosion	no	yes	no	yes
Cake formation	cake	no cake	cake	cake
Measured melt superheat, °C	136	206	70	300
Measured melt superheat in the pool, °C	121	77	48	90
Estimated loss of melt superheat due to jet interaction with coolant, °C	15	129	22	210

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用 (添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における熔融炉心の冠水評価)

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)

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>図4 原子炉容器と原子炉下部キャビティ壁の間を中心に堆積するケース</p> <p>図5 原子炉下部キャビティ壁を中心に堆積するケース</p>	<p>設計の相違</p>

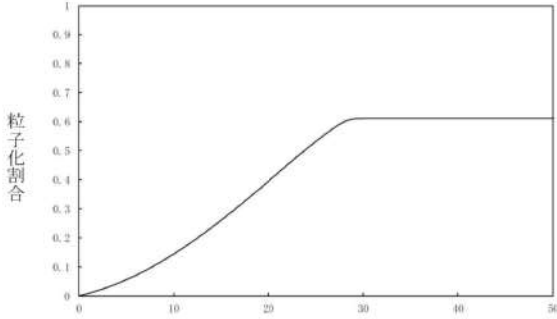
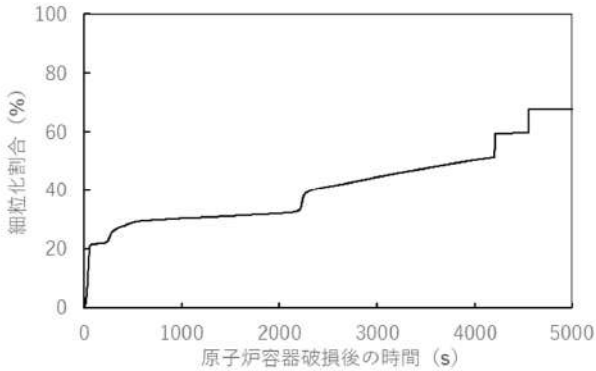
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における溶融炉心の冠水評価）

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;">【女川の添付資料3.3.3の別紙を抜粋】</p> <p style="text-align: center;">別紙</p> <p style="text-align: center;">粒子化割合の評価</p> <p>RPV 破損時に流出する溶融炉心の粒子化割合を以下の Ricou-Spalding 式によって評価している。本相関式は、MAAP においても実装されている。</p> $d_a = d_{a0} - 2E_0 \left(\frac{\rho_w}{\rho_d} \right)^{1/2} \Delta H_{pool}$ $\Phi_{ent} = \frac{d_{d1,0}^2 - d_{d1}^2}{d_{d1,0}^2}$ <p>ここで、</p> <ul style="list-style-type: none"> Φ_{ent} : 粒子化割合 E_0 : エントレインメント係数 ΔH_{pool} : プール水深 (m) d_{d1} : プール底部における溶融炉心ジェット径 (m) $d_{d1,0}$: 気相部落下を考慮した水面における溶融炉心ジェット径 (m) ρ_{dj} : 溶融炉心ジェット密度 (kg/m³) ρ_w : 水密度 (kg/m³) <p>評価条件は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器下部水位：3.67m ・ 溶融炉心ジェット密度：MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮（RPV 破損直後は約 8100kg/m³） ・ 気相部落下距離：MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮（RPV 破損直後は、6.33m） ・ エントレインメント係数：MAAP 推奨値である <p>以上により評価した結果、粒子化割合（全溶融炉心重量に対する比）は約 61.1%となる（図 1 参照）。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 20px; text-align: center;"> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。 </div>	<p style="text-align: center;">別紙</p> <p style="text-align: center;">細粒化割合の評価</p> <p>溶融炉心の細粒化の挙動は水深とジェット径に依存するが、スウェーデン王立工科大学（KTH）の解析研究により得られた凝集モードマップ¹⁴に基づく、実機条件では、ジェット径に比べて水深が浅いため、原子炉下部キャビティ床に到達した時点では、ほぼすべての溶融炉心がケーキ状に堆積する。ここでは、細粒化に伴い発生した粒子が堆積することを想定し、原子炉容器破損時に流出する溶融炉心の冷却材中での細粒化割合を以下の Ricou-Spalding 式によって評価している。本相関式は、MAAP においても実装されている。</p> $d_{dj} = d_{dj,0} - 2E_0 \left(\frac{\rho_w}{\rho_{dj}} \right)^{1/2} \Delta H_{pool}$ $\Phi_{ent} = \frac{d_{dj,0}^2 - d_{dj}^2}{d_{dj,0}^2}$ <p>ここで、</p> <ul style="list-style-type: none"> Φ_{ent} : 細粒化割合 E_0 : エントレインメント係数 ΔH_{pool} : プール水深 (m) d_{dj} : プール底部における溶融炉心ジェット径 (m) $d_{dj,0}$: 気相部落下を考慮した水面における溶融炉心ジェット径 (m) ρ_{dj} : 溶融炉心ジェット密度 (kg/m³) ρ_w : 水密度 (kg/m³) <p>評価条件は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉下部キャビティ水位：MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮（原子炉容器破損直後は約 1.5 m） ・ 溶融炉心ジェット密度：MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮（原子炉容器破損直後は約 8800 kg/m³） ・ 気相部落下距離：MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮（原子炉容器破損直後は約 3.4 m） ・ エントレインメント係数：MAAP 推奨値である <p>以上により評価した結果、細粒化割合（全溶融炉心重量に対する比）は約 68%となる（図 1 参照）。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 20px; 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。 </div>	<p>記載表現の相違</p> <p>溶融炉心堆積の考え方の相違</p> <p>解析条件、結果の相違</p> <p>設備名称の相違</p>

7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用（添付資料 7.2.5.7 原子炉下部キャビティの原子炉容器破損直後における熔融炉心の冠水評価）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="398 579 808 608">図1 熔融炉心粒子化割合の変化</p>	 <p data-bbox="1368 616 1671 639">図1 熔融炉心細粒化割合の変化</p> <p data-bbox="1061 683 1178 707"><参考文献></p> <p data-bbox="1061 719 1960 775">[1] P. Kudinov and M. Davydov "PREDICTION OF MASS FRACTION OF AGGLOMERATED DEBRIS IN A LWR SEVERE ACCIDENT", NURETH14-543</p>	<p data-bbox="1973 204 2107 228">解析結果の相違</p> <p data-bbox="1973 683 2107 707">参考文献の追加</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用 (添付資料3.5.2 原子炉下部キャビティ室への熔融炉心落下後における格納容器の閉じ込め機能について)

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 style="text-align: center;">添付資料3.5.2</p> <p style="text-align: center;">大飯3, 4号炉 原子炉下部キャビティ室への熔融炉心落下後における 格納容器の閉じ込め機能について</p> <p style="text-align: center;">目次</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. 熔融炉心落下による格納容器閉じ込め機能への影響 <ol style="list-style-type: none"> 2.1 プレストレストコンクリート製格納容器の構造 2.2 熔融炉心落下により想定される格納容器ライナの破損 2.3 格納容器ライナ破損時の閉じ込め機能への影響 3. リークパスを仮定した場合の閉じ込め機能への影響 <ol style="list-style-type: none"> 3.1 貫通リークパスを想定した場合の漏えい量試算 3.2 有効性評価における Cs-137 放出量評価への影響検討 4. さらなる安全性向上対策としての防護壁設置 <ol style="list-style-type: none"> 4.1 熔融炉心の拡がり挙動 4.2 防護壁仕様に対する検討 4.3 防護壁の構造及び機能・性能 4.4 防護壁設置工事の環境 5. まとめ 6. 参考文献 <p style="text-align: center;">(以降、省略)</p>	<p style="text-align: center;">【該当資料無し】</p>	<p>※大飯の CV 型式は FCCV であり、鋼製 CV である泊、高浜とは MCCI による影響、対策が異なるため大飯は添付資料にて CV 閉じ込め機能及び防護壁に関して記載している。泊は不確かさを考慮しても CV 閉じ込め機能が維持されるため、本資料は作成していない (伊方と同様)</p>

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE731-9 r.13.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.3.1 想定事故1

令和5年12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。

大阪発電所 3 / 4 号炉	女川原子力発電所 2 号炉	泊発電所 3 号炉	相違理由
<p>比較結果等を取りまとめた資料</p> <p>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)</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : 下記 1 件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・作業性向上の観点から、SFP 注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施。具体的な変更内容は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 事象発生から沸騰するまでの時間を評価するピットを A-使用済燃料ピットから実運用を考慮し B-使用済燃料ピットへ変更したため沸騰するまでの時間を約 4.9 時間から約 6.6 時間に変更 <p>【比較表 P7 他】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 沸騰するまでの時間が変更になったことから使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間を約 1.5 日から約 1.6 日に変更【比較表 P7 他】 ✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作がより早期に実施できるよう着手時間及び対応人数を見直したことで注水準備完了時間を 11.3 時間後から 4.4 時間後に変更【比較表 P7 他】 ✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作見直しにより、使用済燃料ピットの監視の着手時間の見直し【比較表 P25】 <p>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</p> <p>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</p> <p>b. 女川 2 号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : 下記 1 件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料ピットの状態監視に関する検討資料を追加（添付資料 7.3.1.6）【比較表 P3】 <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : なし</p> <p>1-3) バックフィット関連事項</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策（KK6/7 知見反映）が関連する。PWR は FH/B が区画化されており、FH/B 内の SA 設備は蒸気環境下の健全性を確保する設計としていることから、設備および運用を変更する必要はないが、作業性向上の観点から、SFP 注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施している。 <p>2. 大飯 3 / 4 号炉まとめ資料との比較結果の概要</p> <p>2-1) 泊 3 号炉の特徴について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊 3 号は他の PWR 3 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） <ul style="list-style-type: none"> ● 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 			

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）

7.3.1 想定事故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
2-2) 有効性評価の主な項目			
項目	大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
想定事故1の特徴	想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料ピット水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。	相違なし (記載表現は異なるが、想定事故1の特徴としては同一)
燃料損傷防止対策	想定事故1における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	想定事故1における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	相違なし (記載表現、注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様)
有効性評価の結果 (評価項目等)	<u>燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保</u> ：使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。 <u>未臨界性の維持</u> ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	<u>燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保</u> ：使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。 <u>未臨界性の維持</u> ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	相違なし (注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様。また、未臨界性の確保に関して実効増倍率の値は多少異なるが、実効増倍率1未満で未臨界性を確保している点では同様。)
2-3) 主な相違			
項目	大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
注水の優先順位の相違	①淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 ②1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。 ③淡水タンク及び1次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。	①1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。 ②1次系純水タンクが使用不能と判断した場合は、消火設備が使用可能であれば、消火設備による注水操作を行う。 ③1次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には、可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる

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）

7.3.1 想定事故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	
2-4) 相違理由の省略				
相違理由	大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	使用済燃料ピット	使用済燃料プール/燃料プール	使用済燃料ピット	—
	空冷式非常用発電装置	—	代替非常用発電機	—
	送水車	—	可搬型大型送水ポンプ車	—
記載表現の相違	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	(女川と同様)
	崩壊熱	—	使用済燃料ピット崩壊熱	泊では他の記載箇所に合わせて「使用済燃料ピット崩壊熱」で統一（伊方と同様）
	使用済燃料ピット出口配管/入口配管	—	使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管/出口配管	泊では使用済燃料ピットからの出口/入口配管ではなく、使用済燃料ピット水浄化冷却設備としての入口/出口配管で記載。そのため大飯とは出口と入口が逆の記載となる。

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

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

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>本原子炉施設における想定事故について、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p> <p>4.1 想定事故1</p> <p>4.1.1 想定事故1の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故1として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故1の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。</p>	<p>4.使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>4.1 想定事故1</p> <p>4.1.1 想定事故1の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故1として「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故1の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故1では、燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備</p>	<p>7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>7.3.1 想定事故1</p> <p>7.3.1.1 想定事故1の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故1として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故1の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料ピット水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料ピットの注水機能に対する重大事</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・大飯は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針(高浜、女川と同様)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p>

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>したがって、想定事故1では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故1における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第4.1.1図に、対応手順の概要を第4.1.2図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第4.1.1表に示す。</p> <p>想定事故1における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計34名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が20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4.1.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により、使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却機能回復操作、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に</p>	<p>に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、想定事故1では、燃料プール代替注水系(可搬型)により燃料プールへ注水することによって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系(可搬型)により燃料プール水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故1における機能喪失に対して、燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、燃料プール代替注水系(可搬型)※1による燃料プールへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第4.1.1図に、手順の概要を第4.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.1.1表に示す。</p> <p>想定事故1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28名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名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4.1.3図に示す。</p> <p>※1 燃料プール代替注水系(可搬型)以外に、燃料プール代替注水系(常設配管)による対応が可能である。</p> <p>a. 燃料プールの冷却機能喪失確認</p> <p>燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。</p> <p>燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要</p>	<p>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、想定事故1では、可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピットへ注水することによって、燃料損傷の防止を図る。また、可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故1における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.3.1.1図に、手順の概要を第7.3.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.3.1.1表に示す。</p> <p>想定事故1において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員(支援)及び災害対策本部要員で構成され、合計20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)及び副課長の2名、運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、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は4名である。必要な要員と作業項目について第7.3.1.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により、使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却機能回復操作、使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ、使用済燃料ピット水位(可搬型)及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>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、対応操作、要員数ともに同等</p> <p>設備名称の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認 使用済燃料ピット冷却機能の故障により、使用済燃料ピット水温が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。 使用済燃料ピット水温及び水位の確認に必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 2次系純水系及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作 淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。</p>	<p>な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p> <p>b. 燃料プールの注水機能喪失確認 燃料プールの冷却機能喪失の確認後、燃料プールの温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。 燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。 （添付資料 4.1.1）</p> <p>c. 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水 燃料プール代替注水系（可搬型）の準備は冷却機能</p>	<p>必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認 使用済燃料ピット冷却機能の故障により、使用済燃料ピット水温が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。 使用済燃料ピット水温及び水位を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 使用済燃料ピットの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料ピット水の温度上昇による蒸発により使用済燃料ピット水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。2次系純水系及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。 （添付資料7.3.1.6）</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作 1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。 1次系純水タンクが使用不能と判断した場合は、消火設備が使用可能であれば、消火設備による注水操作を行う。 可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は冷却機</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映） ・注水準備の明確化</p> <p>添付資料の相違（女川実績の反映） ・SFPの状態監視に関する添付資料を作成</p> <p>設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる</p> <p>記載方針の相違（女</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>淡水タンク及び1次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し、通常水位到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。</p> <p>以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。</p> <p>使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>喪失による異常の認知を起点として開始する。準備が完了したところで、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を開始し、燃料プール水位は回復する。</p> <p>その後、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系(可搬型)の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる燃料プール水位より高く維持する。</p> <p>燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)等である。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。</p> <p>想定事故1における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。原子炉建屋燃料取替床での作業は、燃料プール代替注水系(可搬型)を使用する場合のホース設置が想定される。必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。</p>	<p>能喪失による異常の認知を起点として開始する。1次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には、可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し、通常水位到達後は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端以下とならないよう水位を維持する。</p> <p>その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。</p> <p>使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>川実績の反映)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水準備の明確化 <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【女川】</p> <p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・放射線の遮蔽が維持される最低水位の考え方が女川と泊、大飯では異なる。 <p>PWR では通常時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下に維持される最低水位を確保する評価としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・具体的な水位については泊、大飯では主要解析条件の表やフロー図に記載

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故1では、冷却機能又は注水機能の喪失による使用済燃料ピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故1における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故1に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故1特有の評価条件を以下に示す。</p>	<p>4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故1で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。</p> <p>想定事故1では、燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下するが、燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故1における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(添付資料4.1.2, 4.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故1に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故1特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p>	<p>7.3.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故1で想定する事故は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。</p> <p>想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下するが、使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故1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>想定事故1に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故1特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の使用済燃料ピットを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料ピットは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料ピットに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映） ・他の事故シーケンスグループ等に含ませて有効性評価を行う事故を最初に記載</p> <p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映） ・想定事故での評価は運転停止中のSFPを対象とすることは添付資料等で説明していたが、想定事故</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）

7.3.1 想定事故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1.5.7)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 事象発生前使用済燃料ピット水位 使用済燃料ピット水位の実運用に基づき、燃料頂部より7.38mとする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。</p> <p>(b) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量</p>	<p>(添付資料4.1.2)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 燃料プールの初期水位及び初期水温 燃料プールの初期水位は、通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱 燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後10日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃料プールの崩壊熱は約6.7MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約12m³/hである。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定 燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 燃料プール代替注水系(可搬型)</p>	<p>(添付資料6.5.7)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 事象発生前使用済燃料ピット水位 使用済燃料ピット水位の実運用に基づき、燃料頂部より7.55mとする。</p> <p>(b) 事象発生前使用済燃料ピット水温 使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として40℃とする。</p> <p>(c) 使用済燃料ピット崩壊熱 原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後7.5日)で取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、使用済燃料ピットの熱負荷は11.508MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19.16m³/hである。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 可搬型大型送水ポンプ車</p>	<p>の本文にその旨明記</p> <p>評価条件の相違</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として25m³/hを設定する。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生5.2時間後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故1の事象進展を第4.1.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約12時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第4.1.4図に示すとおり事象発生約2.6日後である。</p> <p>事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間は、事象発生5.2時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生約2.6日後に対して十分な時間余裕がある。</p>	<p>燃料プールへの注水は、大容量送水ポンプ(タイプ1)1台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る114m³/h^{※3}の流量で注水する。</p> <p>※3 燃料プール代替注水系(可搬型)及び燃料プール代替注水系(常設配管)の注水容量はともに114m³/hである。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水準備操作は、運転員及び重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生10時間までに完了するが、燃料プールへの注水操作は事象発生13時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故1における燃料プール水位の推移を第4.1.4図に、燃料プール水位と線量率の関係を第4.1.5図に示す。</p> <p>a. 事象進展 燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約4℃/hで上昇し、事象発生から約8時間後に100℃に到達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から13時間経過した時点で燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を開始すると、燃料プール水位が回復する。</p>	<p>使用済燃料ピットへの注水は、可搬型大型送水ポンプ車1台を使用するものとし、使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸発量を上回る25m³/hの流量で注水する。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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。 (a) 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、災害対策要員及び災害対策要員(支援)の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生4.4時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故1の事象進展を第7.3.1.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約6.6時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのは、第7.3.1.4図に示すとおり事象発生約1.6日後である。</p> <p>事故を検知し、可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始できる時間は、事象発生4.4時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生約1.6日後に対して十分な時間余裕があ</p>	<p>川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映) 操作条件の相違 ・泊と大飯では注水準備完了時間が異なる</p> <p>評価結果の相違 ・崩壊熱、SFP水量等の差異により、100℃到達時間及び遮蔽が維持される最低水位までの水位低下時間が異なる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>(添付資料 4.1.1)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p>	<p>その後は、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系(可搬型)により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料プール水位は、第4.1.4図に示すとおり、通常水位から約0.36m下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。また、燃料プール水は事象発生約8時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</p> <p>また、第4.1.5図に示すとおり、燃料プール水位が通常水位から約0.36m下の水位になった場合の線量率は、約5.4×10^{-2} mSv/hであり、必要な遮蔽の目安とした10mSv/hと比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。</p> <p>燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をどる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p>	<p>る。</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車により、蒸発量に応じた量を使用済燃料ピットに注水することで、使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(添付資料 7.3.1.1)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料及びラック仕様等の差異により、実効増倍率が異なる ・大飯の SFP ラックは A エリアがステンレス鋼製ラック、B エリアがボロン添加ステンレス鋼製の稠密ラックであり、設計

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

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>事象発生の5.2時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の約9.1時間後には使用済燃料ピット水位を回復させ維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 4.1.2、4.1.3)</p>	<p>事象発生13時間後から燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料 4.1.4、4.1.5)</p>	<p>事象発生の4.4時間後から可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行うことで使用済燃料ピット水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料ピットへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料 7.3.1.2、7.3.1.3)</p>	<p>が異なることから両エリアの評価結果を示している。泊は両ピットともボロン添加ステンレス鋼製ラックであるため、評価結果が厳しくなる燃料貯蔵体数が多いB-使用済燃料ピットの評価結果のみを示している。</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映) 設計の相違 ・初期水位の設定の違いにより安定状態に至る時間が異なる</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p>

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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ものとする。</p> <p>想定事故1は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。</p> <p>また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱、初期水位及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故1では、燃料プールの冷却機能及び注水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、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第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、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間へ与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員</p>	<p>7.3.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故1は、使用済燃料ピットの冷却機能及び注水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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.3.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる使用済燃料ピット崩壊熱、初期水位及び初期水温、初期の地震起因のスロッシング発生並びに使用済燃料ピットに隣接するピットの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>相違理由</p> <p>評価方針の相違（女川実績の反映） 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>評価方針の相違（女川実績の反映） ・泊は地震起因のスロッシング及び隣接するピットの状態の変動の影響を記載</p> <p>記載箇所の相違（女川実績の反映） ・初期水位の不確かさに関して泊は崩壊熱と分けて記載している</p>

7.3.1 想定事故 1

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）

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>【参考：伊方 3号炉】</p> <p>使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるが、中型ポンプ車による注水準備の起点となる使用済燃料ピット水温は、保守的に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯</p>	<p>等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後(10mSv/hの場合)であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発によ</p>	<p>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の初期水位は、評価条件の燃料頂部より7.55mに対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、評価条件で設定している初期水位よりも使用済燃料ピット水位が低くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用済燃料ピット水位の低下は早くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はない</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>記載箇所の相違 ・初期水位の不確かさに関して大飯は前段の崩壊熱と合わせて記載している</p> <p>評価方針の相違（女川実績の反映） ・泊は初期に地震起因のスロッシングが発生した場合の影響を記載</p> <p>評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蔵したAピットのみで評価していることから使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が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>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生時の約2.6日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.2日短い約2.4日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生時の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>また、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても、燃</p>	<p>ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より水温が高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生時の約1.6日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約1.5日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生時の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>・評価内容は他の項目と合わせた記載とされている</p> <p>記載箇所の相違（女川実績の反映）</p> <p>・初期水位の不確かさに関して泊は崩壊熱と分けて記載している</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>評価結果の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

7.3.1 想定事故 1

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）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【再掲】</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、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>【再掲】</p> <p>この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約2.1日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>【参考：伊方3号炉】</p> <p>使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなり、使用済燃料ピットの水位低下が早くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 評</p>	<p>料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約17時間後(10mSv/hの場合)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.17m下[※])とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約23時間後(10mSv/hの場合)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から4日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後(10mSv/hの場合)、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量はプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発によ</p>	<p>初期条件の初期水位は、評価条件の燃料頂部より7.55mに対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから、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>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水位が燃料頂部より7.55mの場合と比較して約0.1日短い約1.5日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し、使用済燃料ピットと燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットを切り離れた状態として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピッ</p>	<p>記載箇所の相違 ・初期水位の不確かさに関して大飯は前段の崩壊熱と合わせて記載している</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映) ・泊は初期に地震起因のスロッシングが発生した場合の影響を記載</p> <p>評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載(伊方と同様)</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間を確認しており、使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、使用済燃料ピット内では、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。</p> <p>この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約2.1日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生後の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価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</p>	<p>る燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>※4 使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)及び使用済燃料 プール水位/温度(ガイドパルス式)の水位低の警報設定値:通常水位-165mm (添付資料4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)</p> <p>【P12,13から再掲】</p> <p>また、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が始まると想定した場合であっても、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約17時間後(10mSv/hの場合)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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</p>	<p>ト水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は、使用済燃料ピットと燃料取替用キヤナル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.2日短い約1.4日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生後の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、自然蒸発、使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに、使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が始まると想定し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約1.3日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生後の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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</p>	<p>・評価内容は他の項目と合わせた記載とされている</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違</p> <p>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）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>響を確認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、 第4.1.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、 評価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が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位へ到達するまでの時間余裕が大きくなり、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>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>操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から13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、当該操作は燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する大容量送水ポンプ(タイプI)の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は10時間を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から13時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料4.1.8)</p> <p>【参考：全交流動力電源喪失(TBU)】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料4.1.8)</p>	<p>値する。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>操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生の4.4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、注水準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料ピット水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 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>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「4.1.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約2.6日後であり、送水車による注水を開始する時間である事象発生の5.2時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料4.1.4)</p>	<p>(2) 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>操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約1日後(10mSv/hの場合)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から4日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料4.1.8)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>(2) 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>操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「7.3.1.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生の約1.6日後であり、可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始する時間である事象発生の4.4時間後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.3.1.4)</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</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

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）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.1.4 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>想定事故1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、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり34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>想定事故1において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>海水を取水源として、送水車により使用済燃料ピットへ間欠的に注水（25m³/h）を行う。</p>	<p>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>想定事故1において、重大事故等対策時における必要な要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故1の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、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により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故1において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料4.1.9)</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計</p>	<p>7.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故1において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.3.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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34名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故1の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料ピットに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料ピット水が100℃に到達するまで最低でも半日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、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）により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故1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>海水を取水源として、可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピットへ間欠的に注水（25m³/h）を行う。</p>	<p>体制の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・要員体制の差異 <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉が運転中に重大事故等が発生しても想定事故の対応が可能なることを、想定事故の本文にその旨明記する <p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯とは評価条件が異なる（女川と同様）

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故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>b. 燃料</p> <p>(a) 重油</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>【比較のため「(b) 軽油」から再掲】</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,809ℓの軽油が必要となる。</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、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水</p>	<p>約1,970m³の水が必要となる。水源として、淡水貯水槽に約10,000m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【比較のため再掲】</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>大容量送水ポンプ(タイプI)を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kℓの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク(約755kℓ)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kℓ)にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ(タイプI)による燃料プール代替注水系(可搬型)の運転について、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</p>	<p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間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>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>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、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水について、7日間の継続が可能である(合計使用量約558.8kℓ)。</p>	<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は軽油のみを使用する <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>設備名称の相違</p> <p>設等の相違</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大阪は燃料に重油と軽油を使用するため書き分けており、泊との比較は前段で必要なものを再掲することで実施済み <p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,809tの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約9,618tとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000tにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料4.1.5)</p>	<p>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>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。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計測制御用電源設備等の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行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 7.3.1.5)</p>	<p>記載表現の相違 (女川実績の反映)</p> <p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.1.5 結論</p> <p>想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下し、やがて燃料は露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故1について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。</p> <p>評価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。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、想定事故1における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故1」に対して有効である。</p>	<p>4.1.5 結論</p> <p>想定事故1では、燃料プールの冷却系が機能喪失し、燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故1について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、燃料プールでは燃料が、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。</p>	<p>7.3.1.5 結論</p> <p>想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能が喪失し、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料ピット水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故1について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、使用済燃料ピットでは燃料が、ボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</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）

7.3.1 想定事故1

第 4.1.1 表 「想定事故1」における重大事故等対策について

対策の種別	手続	対策内容	可動設備	非可動設備
a. 使用済燃料ピット満杯 検出後直ちに目標水位 対応	使用済燃料ピット満杯アラーム発生後、使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位計 (AM用)	使用済燃料ピット水位計 (AM用)
b. 使用済燃料ピット水位 及び水位の検出	使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位計 (AM用)	使用済燃料ピット水位計 (AM用)
c. 使用済燃料ピット水位 検出後の対応	使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位計 (AM用)	使用済燃料ピット水位計 (AM用)
d. 使用済燃料ピット注水 操作	使用済燃料ピット注水操作を行う。注水操作中は、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット注水操作を行う。注水操作中は、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料操作 目覚まし 目覚まし	燃料操作 目覚まし 目覚まし

【】は有効性評価（期待しない）を示す。○は重大事故等対策を示す。

女川原子力発電所2号炉

第 4.1.1 表 「想定事故1」の重大事故等対策について (1/2)

種別	手続	可動設備	非可動設備
燃料プールの水位監視装置	燃料プールの水位監視装置の異常発生後、燃料プールの水位が目標水位に到達するまで、燃料プールの水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料プールの水位計 (AM用)	燃料プールの水位計 (AM用)
燃料プールの注水監視装置	燃料プールの注水監視装置の異常発生後、燃料プールの注水操作を行う。注水操作中は、燃料プールの注水操作を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料プールの注水操作監視装置	燃料プールの注水操作監視装置
燃料プールの注水監視装置	燃料プールの注水監視装置の異常発生後、燃料プールの注水操作を行う。注水操作中は、燃料プールの注水操作を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料プールの注水操作監視装置	燃料プールの注水操作監視装置

○：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
 □：有効性評価と考慮しない操作

泊発電所3号炉

第 7.3.1.1 表 「想定事故1」の重大事故等対策について

手続及び種別	手続	可動設備	非可動設備
a. 使用済燃料ピット満杯 検出及び対応	使用済燃料ピット満杯アラーム発生後、使用済燃料ピット水位が目標水位に到達するまで、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	使用済燃料ピット水位計 (AM用)	使用済燃料ピット水位計 (AM用)
b. 使用済燃料ピット注水 及び水位の検出	使用済燃料ピット注水操作を行う。注水操作中は、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料操作 目覚まし 目覚まし	燃料操作 目覚まし 目覚まし
c. 使用済燃料ピット注水 系の故障の判断	使用済燃料ピット注水操作を行う。注水操作中は、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料操作 目覚まし 目覚まし	燃料操作 目覚まし 目覚まし
d. 使用済燃料ピット注水 操作	使用済燃料ピット注水操作を行う。注水操作中は、使用済燃料ピット水位を監視し、必要に応じて排水を行う。	燃料操作 目覚まし 目覚まし	燃料操作 目覚まし 目覚まし

○：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
 □：有効性評価と考慮しない操作

相違理由

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応設備に位置付けるもの及び重要設計基準(既)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）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>第4.1.1表 「想定事故1」の重大事故等対策について (2/2)</p> <table border="1" data-bbox="974 239 1120 1189"> <thead> <tr> <th colspan="2" data-bbox="974 239 1003 438">重大事故等対策</th> <th colspan="2" data-bbox="974 438 1003 742">訂正内容</th> </tr> <tr> <th data-bbox="974 742 1003 869">可搬物設備</th> <th data-bbox="974 869 1003 1013">実効設備</th> <th data-bbox="974 1013 1003 1189">可搬物設備</th> <th data-bbox="974 1189 1003 1417">訂正内容</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1003 239 1041 438">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1003 438 1041 742">ボスタービン発電設備製造センター</td> <td data-bbox="1003 742 1041 1013">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1003 1013 1041 1417">燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1041 239 1079 438">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1041 438 1079 742">ボスタービン発電設備製造センター</td> <td data-bbox="1041 742 1079 1013">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1041 1013 1079 1417">燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1079 239 1117 438">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1079 438 1117 742">ボスタービン発電設備製造センター</td> <td data-bbox="1079 742 1117 1013">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1079 1013 1117 1417">燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1117 239 1155 438">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1117 438 1155 742">ボスタービン発電設備製造センター</td> <td data-bbox="1117 742 1155 1013">燃料プールの代用体系（可搬型）</td> <td data-bbox="1117 1013 1155 1417">燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）</td> </tr> </tbody> </table>				重大事故等対策		訂正内容		可搬物設備	実効設備	可搬物設備	訂正内容	燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）	燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）	燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）	燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）
重大事故等対策		訂正内容																									
可搬物設備	実効設備	可搬物設備	訂正内容																								
燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）																								
燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）																								
燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）																								
燃料プールの代用体系（可搬型）	ボスタービン発電設備製造センター	燃料プールの代用体系（可搬型）	燃料プールの代用体系（可搬型） （青字）																								

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

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
<p>第4.1.2表 「想定事故1」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却給水系の故障）（1/2）</p>						
項目		主要評価条件		条件設定の考え方		
使用済燃料ピット漏洩	11.074MW	燃料プール保有水量	約1,400m ³	燃料プール保有水量	約1,400m ³	
冷却条件	40℃	燃料プール初期水位	通常水位	燃料プール初期水位	通常水位	
事故発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	燃料頂部より7.38m	燃料プール初期水量	65℃	燃料プール初期水量	約6.7MW 取出時平均熱度 ・貯蔵燃料 450kWh ・炉心燃料 330kWh	
使用済燃料ピットと隣接するピットの状況	Aエリア、Eエリア、除丁は燃料検査キャナル及び燃料検査ピット接続	炉心燃料	約6.7MW 取出時平均熱度 ・貯蔵燃料 450kWh ・炉心燃料 330kWh	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プールの冷却機能及び日本機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び復水補給水系等の機能喪失を設定	
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源なし	外部電源	外部電源なし	外部電源	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	
事故条件	外部電源	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
<p>第7.3.1.2表 「想定事故1」の主要評価条件（1/2）</p>						
使用済燃料ピット漏洩	11.508MW	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
冷却条件	40℃	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
事故発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	燃料頂部より7.55m	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
使用済燃料ピットに隣接するピットの状況	A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及び燃料検査キャナル接続	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
外部電源	外部電源なし	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m ³ /hにて注水	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定	
<p>※ 泊3号炉の至近の定期検査における実績（約9日）を踏まえ、原子炉停止後7.5日は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p>						
相違理由		<p>設計の相違 ・「使用済燃料ピット崩壊熱」の主要評価条件は、燃料仕様及び保管体数等の差異による名称等の相違</p>				

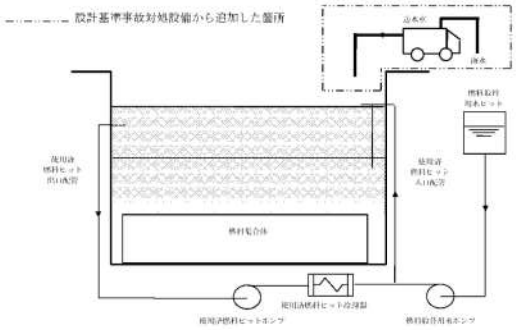
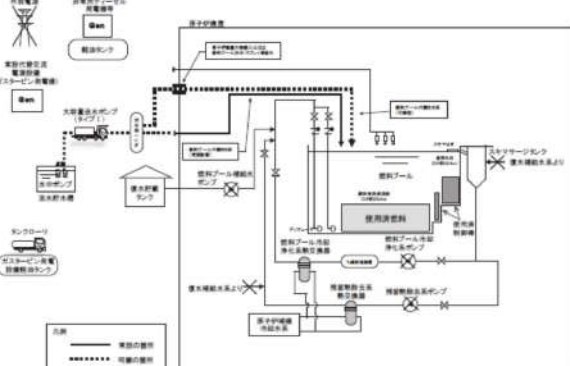
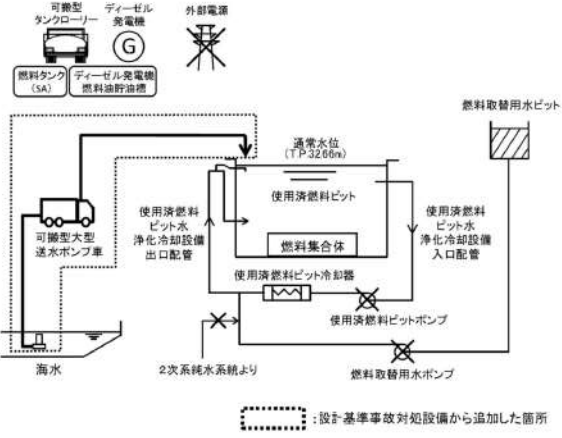
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>第4.1.2表 「想定事故1」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="257 1037 392 1348">項目</th> <th data-bbox="257 734 392 1037">主要評価条件</th> <th data-bbox="257 215 392 734">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="302 1292 481 1348">重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に</td> <td data-bbox="302 1037 481 1292">放射線の遮蔽が維持できる最低水位</td> <td data-bbox="302 734 481 1037">使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。</td> </tr> <tr> <td data-bbox="392 1292 481 1348">送水車による使用済燃料ピットへの注水流量</td> <td data-bbox="392 1037 481 1292">25m³/h</td> <td data-bbox="392 734 481 1037">前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。</td> </tr> <tr> <td data-bbox="481 1292 683 1348">重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に</td> <td data-bbox="481 1037 683 1292">送水車による使用済燃料ピットへの注水開始</td> <td data-bbox="481 734 683 1037">使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要評価条件	条件設定の考え方	重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。	送水車による使用済燃料ピットへの注水流量	25m ³ /h	前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。		<p>第7.3.1.2表 「想定事故1」の主要評価条件（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1512 1005 1601 1308">項目</th> <th data-bbox="1512 774 1601 1005">主要評価条件</th> <th data-bbox="1512 191 1601 774">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1534 1252 1601 1308">重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に</td> <td data-bbox="1534 1005 1601 1252">放射線の遮蔽が維持される最低水位</td> <td data-bbox="1534 774 1601 1005">使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1601 1252 1691 1308">可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量</td> <td data-bbox="1601 1005 1691 1252">25m³/h</td> <td data-bbox="1601 774 1691 1005">前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1691 1252 1848 1308">可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作</td> <td data-bbox="1691 1005 1848 1252">事象発生の4.4時間後</td> <td data-bbox="1691 774 1848 1005">使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要評価条件	条件設定の考え方	重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に	放射線の遮蔽が維持される最低水位	使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。	可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m ³ /h	前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作	事象発生の4.4時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。	<p>設計の相違 名称等の相違</p>
項目	主要評価条件	条件設定の考え方																									
重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。																									
送水車による使用済燃料ピットへの注水流量	25m ³ /h	前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。																									
重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に 関する機 等対策に	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。																									
項目	主要評価条件	条件設定の考え方																									
重大事 運する機 等対策に 関する機 等対策に	放射線の遮蔽が維持される最低水位	使用済燃料ピット中央水面の積存量が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。																									
可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m ³ /h	前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。																									
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作	事象発生の4.4時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。																									

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

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第4.1.1図 「想定事故1」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第4.1.1図 「想定事故1」の重大事故等対策の概略系統図 (燃料プールへの注水)</p>	 <p>第7.3.1.1図 「想定事故1」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>設計の相違 名称等の相違 記載方針の相違(女川実議の反映) ・外部電源、ディーゼル発電機、可搬型タンクローリー等を追記</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）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第4.1.2図 「想定事故1」の対応手順の概要 (「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の事象進展)</p>	<p>第4.1.2図 「想定事故1」の対応手順の概要</p>	<p>第7.3.1.2図 「想定事故1」の対応手順の概要 (「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の事象進展)</p>	<p>記載方針の相違(女川実務の反映) ・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 設計の相違 評価結果の相違 名称等の相違</p>
<p>291 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>292 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>293 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>294 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>295 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>296 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>297 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>298 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p>	<p>291 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>292 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>293 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>294 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>295 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>296 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>297 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>298 1号機において、注水調節ピットの冷却機能及び補給機能が喪失するが、各設備が正常動作する場合は、炉内温度が上昇しない。この場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p>	<p>291 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>292 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>293 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>294 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>295 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>296 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>297 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p> <p>298 本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失するが、炉内温度が上昇しない場合は、炉内温度が上昇しない限り、使用済燃料ピットの冷却機能及び補給機能が正常に動作する。</p>	<p>相違理由</p>

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

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉	
手順の項目	<p>3号 4号</p> <p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者 H110111</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>
要員(数) (作業上の必要な要員数)	3号 4号	3号 4号	3号 4号
作業の内容 (取組作業)	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>
経過時間(分)	10	10	10
備考	<p>緊急安全弁作業者M</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>緊急安全弁作業者M</p>

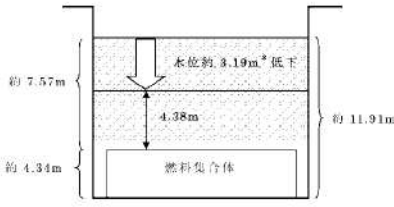
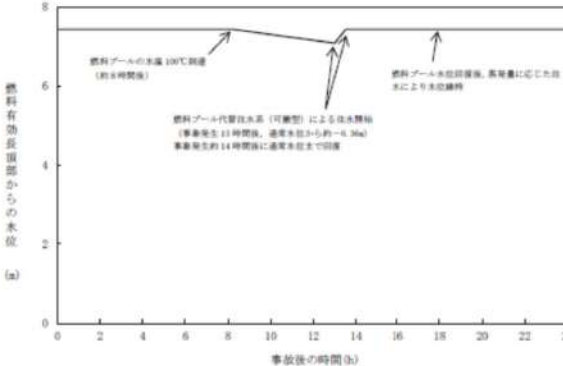
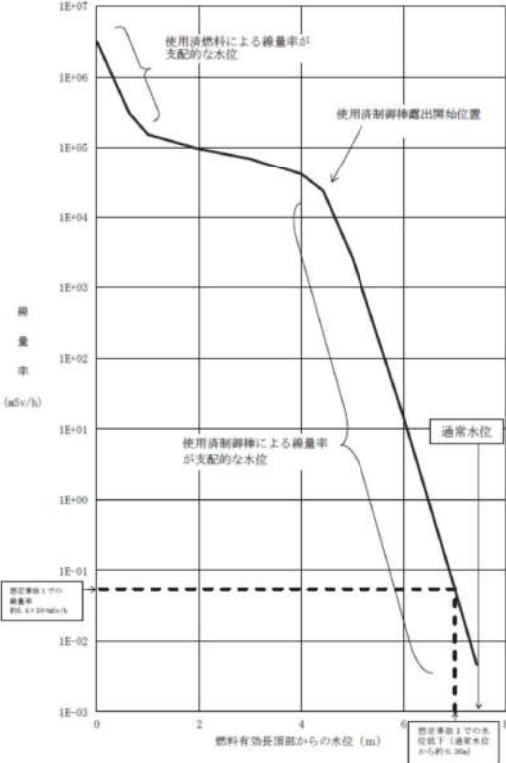
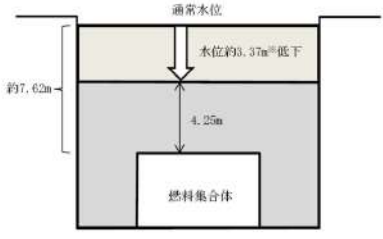
第 4.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）
 (2/2)

泊発電所3号炉		相違理由	
手順の項目	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>記載方針の相違（女川実務の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> 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>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>名称等の相違</p>
要員(数) (作業上の必要な要員数)	3号 4号	3号 4号	
作業の内容 (取組作業)	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>3号 4号</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	
経過時間(分)	10	10	
備考	<p>緊急安全弁作業者M</p> <p>緊急安全弁作業者M</p>	<p>緊急安全弁作業者M</p>	

第 7.3.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピットの内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）(2/2)

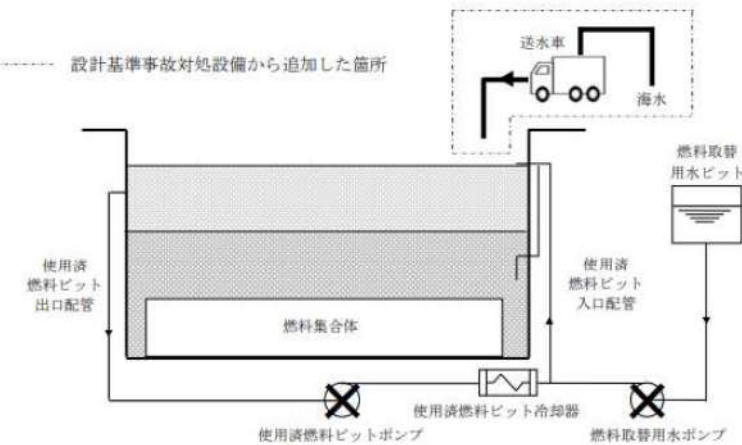
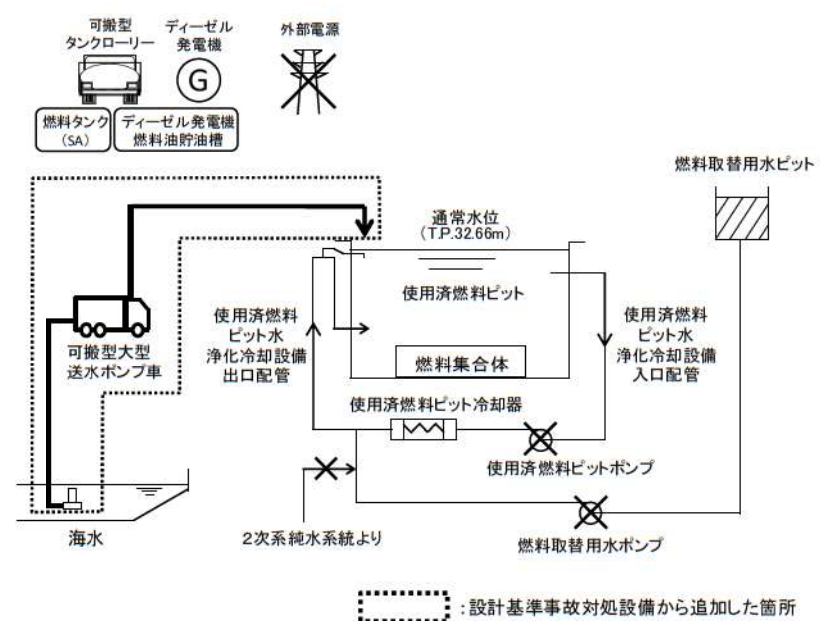
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1 想定事故1

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
 <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="257 574 716 861"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 3m³分の評価水量 (m³)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>A エリア</td> <td>約 527 m³</td> </tr> <tr> <td>B エリア</td> <td>約 342 m³</td> </tr> <tr> <td>A, B エリア間</td> <td>約 6 m³</td> </tr> <tr> <td>原子炉補助建屋キャナル</td> <td>約 62 m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 72 m³</td> </tr> <tr> <td>計</td> <td>999 m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸散量</td> <td>19.44 m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 3m 水位低下時間 (①/②)</td> <td>約 2.1 日間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温 100℃までの時間</td> <td>約 12 時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約 2.6 日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約3.19mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3mとした。</p> <p>第 4.1.4 図 「想定事故1」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p>		評価結果	① 3m ³ 分の評価水量 (m ³)	—	A エリア	約 527 m ³	B エリア	約 342 m ³	A, B エリア間	約 6 m ³	原子炉補助建屋キャナル	約 62 m ³	燃料検査ピット	約 72 m ³	計	999 m ³	② 崩壊熱による保有水蒸散量	19.44 m ³ /h	③ 3m 水位低下時間 (①/②)	約 2.1 日間	④ 水温 100℃までの時間	約 12 時間	合計 (③+④)	約 2.6 日間	 <p>第 4.1.4 図 燃料プール水位の推移 (想定事故1)</p>  <p>第 4.1.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故1)</p>	 <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="1411 566 1937 853"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 3.3m³分の評価水量 (m³)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約210m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約310m³</td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td>約5m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td>約45m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約60m³</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約630m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸散量</td> <td>約19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 3.3m水位低下時間 (①/②)</td> <td>約32.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td>約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約1.6日 (約39.4時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。</p> <p>第 7.3.1.4 図 「想定事故1」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p>		評価結果	① 3.3m ³ 分の評価水量 (m ³)	—	A-使用済燃料ピット	約210m ³	B-使用済燃料ピット	約310m ³	A, B-使用済燃料ピット間	約5m ³	燃料取替キャナル	約45m ³	燃料検査ピット	約60m ³	合計	約630m ³	② 崩壊熱による保有水蒸散量	約19.16m ³ /h	③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間	④ 水温100℃までの時間	約6.6時間	合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4時間)	<p>設計の相違 評価結果の相違</p> <p>【女川】 評価方法の相違 ・泊は放射線の遮蔽が通常時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下に維持される最低水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している (大飯と同様) ・女川は SFP 水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できることを示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h を下回っていることを示している ・評価項目を満足している点では泊も女川も同様</p>
	評価結果																																																		
① 3m ³ 分の評価水量 (m ³)	—																																																		
A エリア	約 527 m ³																																																		
B エリア	約 342 m ³																																																		
A, B エリア間	約 6 m ³																																																		
原子炉補助建屋キャナル	約 62 m ³																																																		
燃料検査ピット	約 72 m ³																																																		
計	999 m ³																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸散量	19.44 m ³ /h																																																		
③ 3m 水位低下時間 (①/②)	約 2.1 日間																																																		
④ 水温 100℃までの時間	約 12 時間																																																		
合計 (③+④)	約 2.6 日間																																																		
	評価結果																																																		
① 3.3m ³ 分の評価水量 (m ³)	—																																																		
A-使用済燃料ピット	約210m ³																																																		
B-使用済燃料ピット	約310m ³																																																		
A, B-使用済燃料ピット間	約5m ³																																																		
燃料取替キャナル	約45m ³																																																		
燃料検査ピット	約60m ³																																																		
合計	約630m ³																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸散量	約19.16m ³ /h																																																		
③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間																																																		
④ 水温100℃までの時間	約6.6時間																																																		
合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.1 想定事故1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 style="text-align: right;">添付資料 4.1.1</p> <p style="text-align: center;">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>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故1の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 想定事故1の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.1</p> <p style="text-align: center;">想定事故1での重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故1の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 想定事故1の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

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 4.1.2</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について</p> <p>大阪3、4号炉は、使用済燃料ピットが同じ配置で基本的に同一寸法及び燃料仕様が同一であるため、共通の評価結果として以下に記載する。</p> <p>想定事故1においては使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障により、想定事故2においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。</p> <p>本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、送水車による代替注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。</p> <p>本資料における評価内容を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="201 662 918 917"> <thead> <tr> <th rowspan="2">運転状態</th> <th rowspan="2">ピット間の接続状態</th> <th rowspan="2">燃料ピットゲート状態</th> <th rowspan="2">記載箇所</th> <th colspan="2">評価結果[※]</th> </tr> <tr> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>定期検査中 (燃料取出状態)</td> <td>使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態</td> <td>なし</td> <td>本文</td> <td>約2.6日間</td> <td>約1.8日間</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転中 (燃料装荷状態)</td> <td rowspan="2">原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットが水抜き状態</td> <td>正常</td> <td>参考1</td> <td>約6.3日間</td> <td>約4.4日間</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考2</td> <td colspan="2">約4.0日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。</p> <p>以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる施設定期検査中の燃料取出直後における想定事故1及び想定事故2に対する評価結果を示す。</p>	運転状態	ピット間の接続状態	燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 [※]		想定事故1	想定事故2	定期検査中 (燃料取出状態)	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態	なし	本文	約2.6日間	約1.8日間	運転中 (燃料装荷状態)	原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットが水抜き状態	正常	参考1	約6.3日間	約4.4日間	外れた場合	参考2	約4.0日間		<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.2</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について</p> <p>想定事故1においては使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失により、想定事故2においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。</p> <p>本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、可搬型大型送水ポンプ車による注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。</p> <p>本資料における評価内容を下表に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価内容一覧</p> <table border="1" data-bbox="1164 678 1926 941"> <thead> <tr> <th rowspan="2">運転状態</th> <th rowspan="2">ピット間の接続状態</th> <th rowspan="2">使用済燃料ピットゲート状態</th> <th rowspan="2">記載箇所</th> <th colspan="2">評価結果[※]</th> </tr> <tr> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">定期事業者検査中 (燃料取出状態)</td> <td rowspan="2">キャスクピットのみ水抜き状態</td> <td>正常</td> <td>本文</td> <td>約1.6日</td> <td>約1.0日</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考3</td> <td>約1.1日</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転中 (燃料装荷状態)</td> <td rowspan="2">燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態^{※1}</td> <td>正常</td> <td>参考2</td> <td>約3.2日</td> <td>約2.0日</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考3</td> <td>約1.6日</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：燃料検査ピット及び燃料取替キャナルとキャスクピットを同時に水抜き状態にすることはない。 ※2：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。</p> <p>以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる定期事業者検査中の燃料取出直後における想定事故1及び想定事故2に対する評価結果を示す。</p>	運転状態	ピット間の接続状態	使用済燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 [※]		想定事故1	想定事故2	定期事業者検査中 (燃料取出状態)	キャスクピットのみ水抜き状態	正常	本文	約1.6日	約1.0日	外れた場合	参考3	約1.1日	—	運転中 (燃料装荷状態)	燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態 ^{※1}	正常	参考2	約3.2日	約2.0日	外れた場合	参考3	約1.6日	—	<p>設計の相違</p> <p>運用の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・PWRプラントでもピットの構造が各々異なるが、比較的構造の似ている伊方3号炉では、運転中はキャナル又は燃料検査ピットのどちらかの水を抜く運用としている
運転状態					ピット間の接続状態	燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 [※]																																														
	想定事故1	想定事故2																																																				
定期検査中 (燃料取出状態)	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態	なし	本文	約2.6日間	約1.8日間																																																	
運転中 (燃料装荷状態)	原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットが水抜き状態	正常	参考1	約6.3日間	約4.4日間																																																	
		外れた場合	参考2	約4.0日間																																																		
運転状態	ピット間の接続状態	使用済燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 [※]																																																		
				想定事故1	想定事故2																																																	
定期事業者検査中 (燃料取出状態)	キャスクピットのみ水抜き状態	正常	本文	約1.6日	約1.0日																																																	
		外れた場合	参考3	約1.1日	—																																																	
運転中 (燃料装荷状態)	燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態 ^{※1}	正常	参考2	約3.2日	約2.0日																																																	
		外れた場合	参考3	約1.6日	—																																																	

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が施設定期検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。</p>	<p>なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が定期事業者検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。</p>																									
<p><評価における前提条件></p>	<p>表2 評価における前提条件</p>																									
<table border="1"> <tr> <td>号炉</td> <td>大飯3、4号炉</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)</td> <td>Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>40℃(施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温)</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽水厚</td> <td>4.38m(添付2)</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(Aエリア、Bエリア)、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 </td> </tr> </table>	号炉	大飯3、4号炉	燃料仕様	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)	Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW	事象発生時のピット水温	40℃(施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温)	必要遮蔽水厚	4.38m(添付2)	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(Aエリア、Bエリア)、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 	<table border="1"> <tr> <td>号機</td> <td>泊3号機</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(3号機) (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(1、2号機) MOX燃料(3号機) (最高燃焼度：45GWd/t)</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)</td> <td>A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>40℃(定期事業者検査に伴う燃料取出中の通常水温)</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽厚</td> <td>4.25m(添付2)</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(A、B-使用済燃料ピット^{※1})、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期事業者検査中(燃料取出状態)水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵^{※2}した状態を想定する。 水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 </td> </tr> </table>	号機	泊3号機	燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(3号機) (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(1、2号機) MOX燃料(3号機) (最高燃焼度：45GWd/t)	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)	A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW	事象発生時のピット水温	40℃(定期事業者検査に伴う燃料取出中の通常水温)	必要遮蔽厚	4.25m(添付2)	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(A、B-使用済燃料ピット^{※1})、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期事業者検査中(燃料取出状態)水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵^{※2}した状態を想定する。 水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 	<p>設備の相違</p>
号炉	大飯3、4号炉																									
燃料仕様	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)	Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW																									
事象発生時のピット水温	40℃(施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温)																									
必要遮蔽水厚	4.38m(添付2)																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(Aエリア、Bエリア)、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 																									
号機	泊3号機																									
燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(3号機) (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)(1、2号機) MOX燃料(3号機) (最高燃焼度：45GWd/t)																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)(添付1)	A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW																									
事象発生時のピット水温	40℃(定期事業者検査に伴う燃料取出中の通常水温)																									
必要遮蔽厚	4.25m(添付2)																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット(A、B-使用済燃料ピット^{※1})、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期事業者検査中(燃料取出状態)水張り状態である。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵^{※2}した状態を想定する。 水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。 																									
<p>※1 使用済燃料ラックの耐震性を確保するためにピットを2つに分割している。</p> <p>※2 保安規定の下部規定において、原子炉から燃料取出時に取り出した全燃料はB-使用済燃料ピットに貯蔵し、燃料装荷完了までA-使用済燃料ピットに移動させないことを記載する。</p>																										

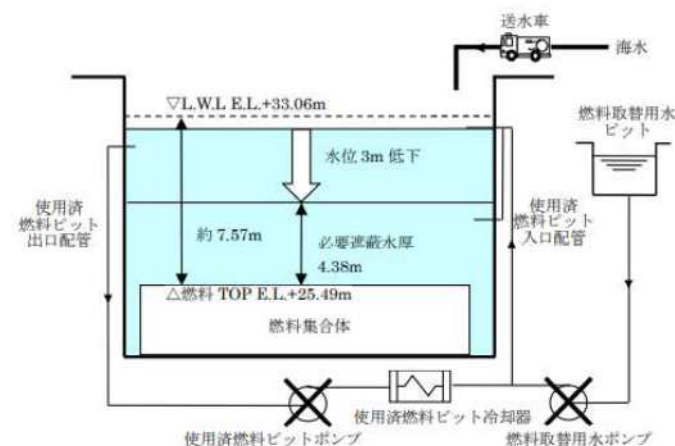
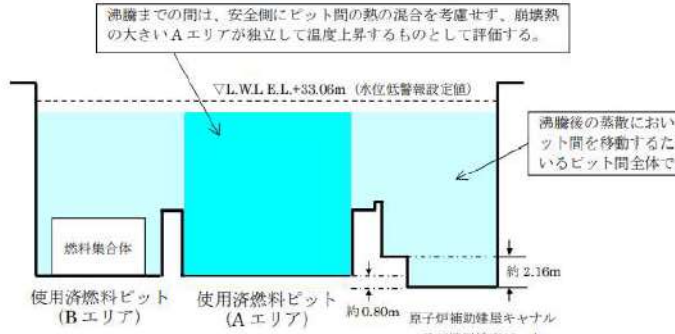
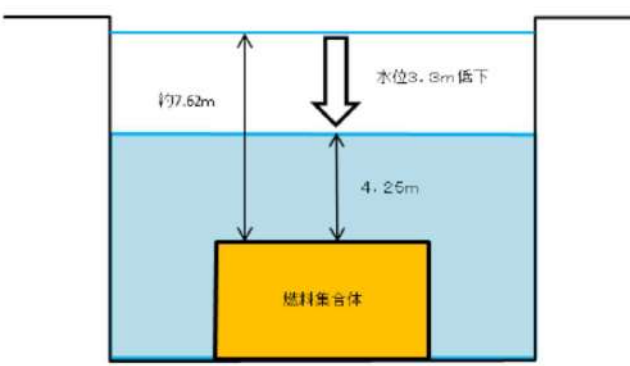
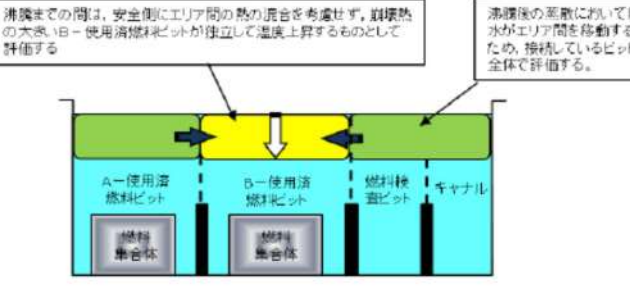
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>使用済燃料ピット概略図（平面図）</p> <p>使用済燃料ピット概略図（断面図）</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>図1 使用済燃料ピット概略図（平面図）</p> <p>図2 使用済燃料ピット概略図（断面図）</p>	<p>相違理由</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）</p> <p>(1) 概要</p> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が40℃から100℃まで上昇し、その後、蒸散により水位低下が生じる。 遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に3m[※]とする。 <p>※ a. 使用済燃料ピット水位低警報設定値：燃料集合体の上端より約7.57m上 b. 必要遮蔽水厚：4.38m a. -b. = 約3.19mであるが、安全側に3mとしている。</p>  <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温40℃の使用済燃料ピット水が100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>沸騰までの間は、安全側にピット間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいAエリアが独立して温度上昇するものとして評価する。</p>  <p>沸騰後の蒸散においては、水がピット間を移動するため、接続しているピット間全体で評価する。</p>	<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却機能又は注水機能喪失）</p> <p>(1) 概要</p> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が40℃から100℃まで上昇し、その後、蒸発により水位低下が生じる。 遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に3.3m[※]とする。 <p>※ a. NWL から燃料集合体の上端までの値：燃料集合体の上端より約7.62m上 b. 必要遮蔽水厚：4.25m a. -b. = 約3.37mであるが、安全側に3.3mとしている。</p>  <p>図3 使用済燃料ピット水量概略図</p> <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温40℃の使用済燃料ピット水が100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p>  <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいB-使用済燃料ピットが独立して温度上昇するものとして評価する。</p> <p>沸騰後の蒸散においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p> <p>図4 使用済燃料ピット水位低下概要図</p>	<p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊の評価上の初期水位は、水位の実運用に基づき、標準的な水位としてNWLに設定（女川と同様）

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>Aエリア水量 : 1,927m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付3) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg) A エリア熱負荷 : 10.598MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 999m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付3) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg) 熱負荷 : 11.674MW (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p>	<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{B - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>B-使用済燃料ピット : 1030m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付4) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg) B-使用済燃料ピット熱負荷 : 10.382MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 630m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付4) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,256.5kJ/kg) 熱負荷 : 11.508MW (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.126MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 10.382MW)</p>	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>																																										
<p>表3 水位低下時間評価結果</p>		<p>記載方針の相違</p>																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="6" style="text-align: center;">水位低下量の内訳</th> </tr> <tr> <th style="width: 16.6%;">A エリア</th> <th style="width: 16.6%;">B エリア</th> <th style="width: 16.6%;">A,B エリア間</th> <th style="width: 16.6%;">原子炉補助建屋キャナル</th> <th style="width: 16.6%;">燃料検査ピット</th> <th style="width: 16.6%;">合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">約 527 m³</td> <td style="text-align: center;">約 342 m³</td> <td style="text-align: center;">約 6 m³</td> <td style="text-align: center;">約 52 m³</td> <td style="text-align: center;">約 72 m³</td> <td style="text-align: center;">999m³</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">① 3.3m[※]分の評価水量 (m³)</td> </tr> <tr> <td style="width: 60%;">A-使用済燃料ピット</td> <td style="text-align: center;">約210m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td style="text-align: center;">約310m³</td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td style="text-align: center;">約5m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td style="text-align: center;">約45m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td style="text-align: center;">約60m³</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td style="text-align: center;">約630m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td style="text-align: center;">約19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 3.3m水位低下時間 (①/②)</td> <td style="text-align: center;">約32.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td style="text-align: center;">約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td style="text-align: center;">約1.6日 (約39.4時間)</td> </tr> </tbody> </table>		水位低下量の内訳						A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 527 m ³	約 342 m ³	約 6 m ³	約 52 m ³	約 72 m ³	999m ³	評価結果		① 3.3m [※] 分の評価水量 (m ³)		A-使用済燃料ピット	約210m ³	B-使用済燃料ピット	約310m ³	A, B-使用済燃料ピット間	約5m ³	燃料取替キャナル	約45m ³	燃料検査ピット	約60m ³	合計	約630m ³	② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m ³ /h	③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間	④ 水温100℃までの時間	約6.6時間	合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4時間)	
水位低下量の内訳																																												
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																							
約 527 m ³	約 342 m ³	約 6 m ³	約 52 m ³	約 72 m ³	999m ³																																							
評価結果																																												
① 3.3m [※] 分の評価水量 (m ³)																																												
A-使用済燃料ピット	約210m ³																																											
B-使用済燃料ピット	約310m ³																																											
A, B-使用済燃料ピット間	約5m ³																																											
燃料取替キャナル	約45m ³																																											
燃料検査ピット	約60m ³																																											
合計	約630m ³																																											
② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m ³ /h																																											
③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間																																											
④ 水温100℃までの時間	約6.6時間																																											
合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4時間)																																											
<p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。</p>																																												

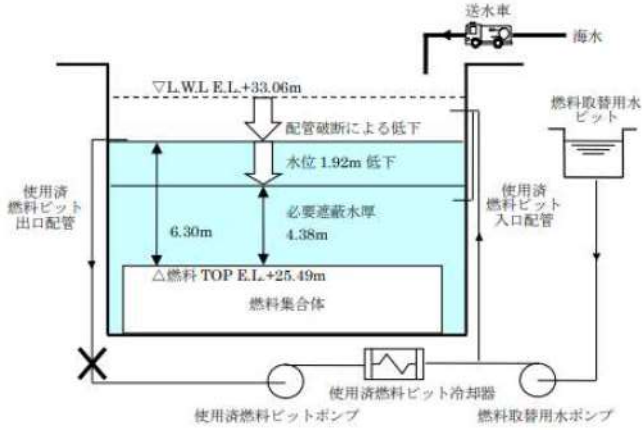
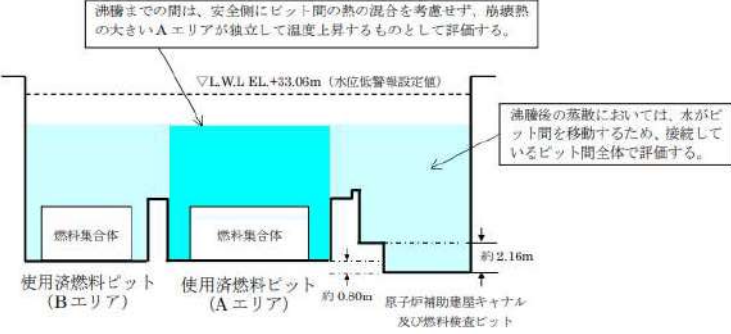
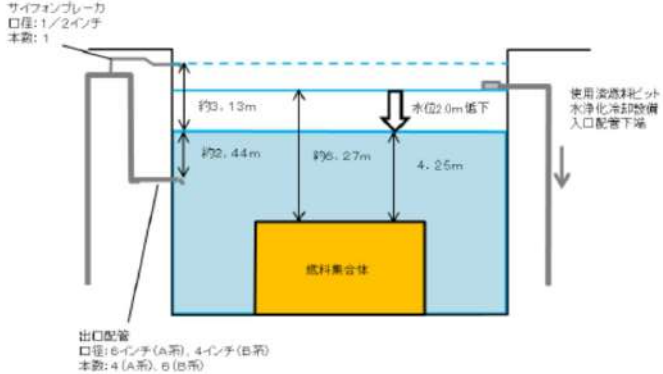
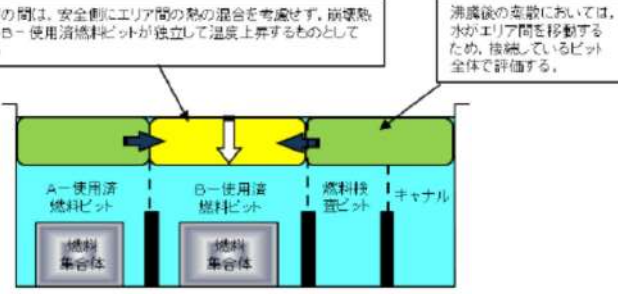
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>(3) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="203 209 833 272"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 12 時間</td> <td>約 2.1 日間</td> <td>約 2.6 日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、ともに評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>大阪 3、4 号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm³）から水密度が低下し 0.5g/cm³ となった場合、A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 9% Δk 低下し、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製ラック）の実効増倍率は約 13% Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 12 時間	約 2.1 日間	約 2.6 日間	<p>(3) 評価結果</p> <p>表 4 各状態での経過時間</p> <table border="1" data-bbox="1200 229 1821 309"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 6.6 時間</td> <td>約 32.8 時間</td> <td>約 1.6 日 (約 39.4 時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>泊 3 号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm³）から水密度が低下し 0.5g/cm³ となった場合、B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 13% Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 6.6 時間	約 32.8 時間	約 1.6 日 (約 39.4 時間)	<p>評価結果の相違</p> <p>解析コードの相違 ・大阪はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランと MOX 同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる</p> <p>記載内容の相違 ・泊は評価結果が厳しくなる B ピットのみを記載</p> <p>記載方針の相違</p>
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約 12 時間	約 2.1 日間	約 2.6 日間												
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約 6.6 時間	約 32.8 時間	約 1.6 日 (約 39.4 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）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 想定事故2 (使用済燃料ピット冷却系配管の破断)</p> <p>(1) 評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。 ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故1と同様である。 遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は 1.92m[*]。 <p>※ 配管の接続高さは、燃料集合体の上端より 6.30m であり、必要遮蔽水厚 (4.38m) との差が 1.92m</p>  <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> 	<p>2. 想定事故2 (使用済燃料ピット冷却系配管の破断)</p> <p>(1) 評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。 ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故1と同様である。 遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に 2.0m[*]とする。 <p>※ 配管の接続高さは、燃料集合体の上端より約 6.27m であり、必要遮蔽水厚 (4.25m) との差が約 2.02m であるが、安全側に 2.0m とする。</p>  <p>図5 使用済燃料ピット水位概略図</p> <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p>  <p>図6 使用済燃料ピット水位低下概要図</p>	<p>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 遮蔽水厚に関しては、貯蔵燃料集合体数の違いによる 「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」については、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A エリア水量 : 1.737m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付3) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg) A エリア熱負荷 : 10.598MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 638m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付3) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg) 熱負荷 : 11.674MW (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p>	<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{B - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>B-使用済燃料ピット : 900m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付4) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg) B-使用済燃料ピット熱負荷 : 10.382MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 362m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) (添付4) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,256.5kJ/kg) 熱負荷 : 11.508MW (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.126MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 10.382MW)</p>	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>																																																
<p style="text-align: center;">水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="324 991 824 1082"> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 337 m³</td> <td>約 219 m³</td> <td>約 3 m³</td> <td>約 33 m³</td> <td>約 46 m³</td> <td>638m³</td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 337 m ³	約 219 m ³	約 3 m ³	約 33 m ³	約 46 m ³	638m ³	<p style="text-align: center;">表5 水位低下時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1104 895 1921 1337"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">① 2.0m分の評価水量 (m³)</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td></td> <td>約120m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td></td> <td>約180m³</td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td></td> <td>約3m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td></td> <td>約23m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td></td> <td>約36m³</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td></td> <td>約362m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td></td> <td>約19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 2.0m水位低下時間 (①/②)</td> <td></td> <td>約18.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td></td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td></td> <td>約1.0日 (約24.6時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。</p>			評価結果	① 2.0m分の評価水量 (m ³)			A-使用済燃料ピット		約120m ³	B-使用済燃料ピット		約180m ³	A, B-使用済燃料ピット間		約3m ³	燃料取替キャナル		約23m ³	燃料検査ピット		約36m ³	合計		約362m ³	② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m ³ /h	③ 2.0m水位低下時間 (①/②)		約18.8時間	④ 水温100℃までの時間		約5.8時間	合計 (③+④)		約1.0日 (約24.6時間)	<p>記載方針の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																													
約 337 m ³	約 219 m ³	約 3 m ³	約 33 m ³	約 46 m ³	638m ³																																													
		評価結果																																																
① 2.0m分の評価水量 (m ³)																																																		
A-使用済燃料ピット		約120m ³																																																
B-使用済燃料ピット		約180m ³																																																
A, B-使用済燃料ピット間		約3m ³																																																
燃料取替キャナル		約23m ³																																																
燃料検査ピット		約36m ³																																																
合計		約362m ³																																																
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m ³ /h																																																
③ 2.0m水位低下時間 (①/②)		約18.8時間																																																
④ 水温100℃までの時間		約5.8時間																																																
合計 (③+④)		約1.0日 (約24.6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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>(3) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="197 199 795 263"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約11時間</td> <td>約1.3日間</td> <td>約1.8日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性0.020を考慮してもAエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.953、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.970であり、ともに評価基準（不確定性を含めて0.98以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>大阪3、4号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はAエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約0.953、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約0.970であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm³）から水密度が低下し 0.5g/cm³となった場合、Aエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約9%Δk 低下し、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約11時間	約1.3日間	約1.8日間	<p>(3) 評価結果</p> <p style="text-align: center;">表6 各状態での経過時間</p> <table border="1" data-bbox="1220 199 1818 287"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約5.8時間</td> <td>約18.8時間</td> <td>約1.0日 (約24.6時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性0.020を考慮してもB-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.970であり、評価基準（不確定性を含めて0.98以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>泊3号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はB-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約0.970であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm³）から水密度が低下し 0.5g/cm³となった場合、B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約5.8時間	約18.8時間	約1.0日 (約24.6時間)	<p>評価結果の相違</p> <p>解析コードの相違 ・大阪はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランとMOX同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる</p> <p>記載内容の相違 ・評価結果が厳しくなるB-使用済燃料ピットのみを記載</p> <p>記載方針の相違</p>
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約11時間	約1.3日間	約1.8日間												
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約5.8時間	約18.8時間	約1.0日 (約24.6時間)												

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>添付 1：燃料取替スキーム</p> <p>添付 2：放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>添付 3：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p>	<p>添付 1：燃料取替スキーム</p> <p>添付 2：放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>添付 3：使用済燃料ピットの水位低下時間評価</p> <p>添付 4：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p>	<p>記載内容の相違</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉				泊発電所3号炉				相違理由																																																																																																																																																																																																																																																																														
燃料取替スキーム				表1 燃料取替スキーム 使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（停止時）				設計の相違																																																																																																																																																																																																																																																																														
添付1				添付1																																																																																																																																																																																																																																																																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="3">大阪3(4)号炉からの発生分</th> <th colspan="3">大阪1,2号炉からの発生分</th> </tr> <tr> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>16サイクル冷却済燃料</td><td>16×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>8</td><td>0.006</td><td>14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.062</td></tr> <tr><td>15サイクル冷却済燃料</td><td>15×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td><td>13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td></tr> <tr><td>14サイクル冷却済燃料</td><td>14×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td><td>12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td></tr> <tr><td>13サイクル冷却済燃料</td><td>13×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td><td>11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.057</td></tr> <tr><td>12サイクル冷却済燃料</td><td>12×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td><td>10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td></tr> <tr><td>11サイクル冷却済燃料</td><td>11×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.059</td><td>9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.060</td></tr> <tr><td>10サイクル冷却済燃料</td><td>10×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.062</td><td>8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.063</td></tr> <tr><td>9サイクル冷却済燃料</td><td>9×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.064</td><td>7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.066</td></tr> <tr><td>8サイクル冷却済燃料</td><td>8×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.067</td><td>6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.070</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>7×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.072</td><td>5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.076</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>6×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.078</td><td>4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.083</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>5×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.088</td><td>3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.096</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>4×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.106</td><td>2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.120</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>3×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.140</td><td>1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.177</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>2×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.216</td><td>21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.284</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>1×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.398</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料3</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>3.144</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料2</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>2.912</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料1</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>2.673</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>小計</td><td></td><td></td><td>10.304</td><td></td><td></td><td>1.370</td></tr> <tr><td>崩壊熱合計(MW)</td><td></td><td></td><td>崩壊熱11.674MW (燃料体数2,129体)</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>				取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分			大阪1,2号炉からの発生分			冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+8.5日	8	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.062	15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053	14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056	13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057	12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058	11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060	10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063	9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066	8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070	7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076	6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083	5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.088	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.096	4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.106	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120	3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.140	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177	2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.216	21ヶ月	1/3炉心	0.284	1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.398				定機時取出燃料3	8.5日	1/3炉心	3.144				定機時取出燃料2	8.5日	1/3炉心	2.912				定機時取出燃料1	8.5日	1/3炉心	2.673				小計			10.304			1.370	崩壊熱合計(MW)			崩壊熱11.674MW (燃料体数2,129体)				<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">取出燃料</th> <th rowspan="3">冷却期間</th> <th colspan="2">泊3号炉燃料</th> <th colspan="2">泊1、2号炉燃料</th> </tr> <tr> <th colspan="2">MOX燃料</th> <th colspan="2">ウラン燃料</th> </tr> <tr> <th>取出燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> <th>取出燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>今回取出</td> <td>7.5日</td> <td>16体</td> <td>0.978</td> <td>39体</td> <td>1.712</td> </tr> <tr> <td>今回取出</td> <td>7.5日</td> <td>16体</td> <td>1.110</td> <td>39体</td> <td>1.855</td> </tr> <tr> <td>今回取出</td> <td>7.5日</td> <td>8体</td> <td>0.571</td> <td>39体</td> <td>1.988</td> </tr> <tr> <td>1サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×1+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.176</td> <td>39体</td> <td>0.234</td> </tr> <tr> <td>2サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×2+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.088</td> <td>39体</td> <td>0.127</td> </tr> <tr> <td>3サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×3+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.062</td> <td>39体</td> <td>0.084</td> </tr> <tr> <td>4サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×4+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.053</td> <td>39体</td> <td>0.064</td> </tr> <tr> <td>5サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×5+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.049</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>6サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×6+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.047</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>7サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×7+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.045</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>59サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×59+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.025</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>60サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×60+7.5日</td> <td>※1</td> <td>0.025</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>61サイクル冷却済燃料</td> <td>(13ヶ月+30日)×61+7.5日</td> <td>8体</td> <td>0.013</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>—</td> <td>1,008体</td> <td>5.020</td> <td>273体</td> <td>6.064</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>取出燃料体数**</td> <td colspan="2">1,441体</td> <td>崩壊熱</td> <td>11,508MW</td> </tr> </tbody> </table>				取出燃料	冷却期間	泊3号炉燃料		泊1、2号炉燃料		MOX燃料		ウラン燃料		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)	今回取出	7.5日	16体	0.978	39体	1.712	今回取出	7.5日	16体	1.110	39体	1.855	今回取出	7.5日	8体	0.571	39体	1.988	1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+7.5日	※1	0.176	39体	0.234	2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+7.5日	※1	0.088	39体	0.127	3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+7.5日	※1	0.062	39体	0.084	4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+7.5日	※1	0.053	39体	0.064	5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+7.5日	※1	0.049	—	—	6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+7.5日	※1	0.047	—	—	7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+7.5日	※1	0.045	—	—	59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+7.5日	※1	0.025	—	—	60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+7.5日	※1	0.025	—	—	61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+7.5日	8体	0.013	—	—	小計	—	1,008体	5.020	273体	6.064	合計	取出燃料体数**	1,441体		崩壊熱	11,508MW	
取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分				大阪1,2号炉からの発生分																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)																																																																																																																																																																																																																																																																																
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+8.5日	8	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.062																																																																																																																																																																																																																																																																																
15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053																																																																																																																																																																																																																																																																																
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056																																																																																																																																																																																																																																																																																
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057																																																																																																																																																																																																																																																																																
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058																																																																																																																																																																																																																																																																																
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060																																																																																																																																																																																																																																																																																
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063																																																																																																																																																																																																																																																																																
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066																																																																																																																																																																																																																																																																																
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070																																																																																																																																																																																																																																																																																
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076																																																																																																																																																																																																																																																																																
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083																																																																																																																																																																																																																																																																																
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.088	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.096																																																																																																																																																																																																																																																																																
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.106	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120																																																																																																																																																																																																																																																																																
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.140	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177																																																																																																																																																																																																																																																																																
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.216	21ヶ月	1/3炉心	0.284																																																																																																																																																																																																																																																																																
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.398																																																																																																																																																																																																																																																																																			
定機時取出燃料3	8.5日	1/3炉心	3.144																																																																																																																																																																																																																																																																																			
定機時取出燃料2	8.5日	1/3炉心	2.912																																																																																																																																																																																																																																																																																			
定機時取出燃料1	8.5日	1/3炉心	2.673																																																																																																																																																																																																																																																																																			
小計			10.304			1.370																																																																																																																																																																																																																																																																																
崩壊熱合計(MW)			崩壊熱11.674MW (燃料体数2,129体)																																																																																																																																																																																																																																																																																			
取出燃料	冷却期間	泊3号炉燃料		泊1、2号炉燃料																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		MOX燃料		ウラン燃料																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	7.5日	16体	0.978	39体	1.712																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	7.5日	16体	1.110	39体	1.855																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	7.5日	8体	0.571	39体	1.988																																																																																																																																																																																																																																																																																	
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+7.5日	※1	0.176	39体	0.234																																																																																																																																																																																																																																																																																	
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+7.5日	※1	0.088	39体	0.127																																																																																																																																																																																																																																																																																	
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+7.5日	※1	0.062	39体	0.084																																																																																																																																																																																																																																																																																	
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+7.5日	※1	0.053	39体	0.064																																																																																																																																																																																																																																																																																	
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+7.5日	※1	0.049	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+7.5日	※1	0.047	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+7.5日	※1	0.045	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
...																																																																																																																																																																																																																																																																																	
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+7.5日	※1	0.025	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+7.5日	※1	0.025	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+7.5日	8体	0.013	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																	
小計	—	1,008体	5.020	273体	6.064																																																																																																																																																																																																																																																																																	
合計	取出燃料体数**	1,441体		崩壊熱	11,508MW																																																																																																																																																																																																																																																																																	
<p>※1：崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。</p> <p>※2：3(4)号炉の使用済燃料ピットは1、2号炉と共用であり、崩壊熱が高めとなるように1、2号炉から運搬された使用済燃料から発生する崩壊熱を想定</p> <p>注1：大阪1～4号炉52、000体/年の燃料使用等に伴う原子炉設置実用許可申請（平成14年6月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の評価条件</p> <p>注2：大阪3/4号炉の使用済燃料ピットの燃料保管容量は2、129体</p>				<p>※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

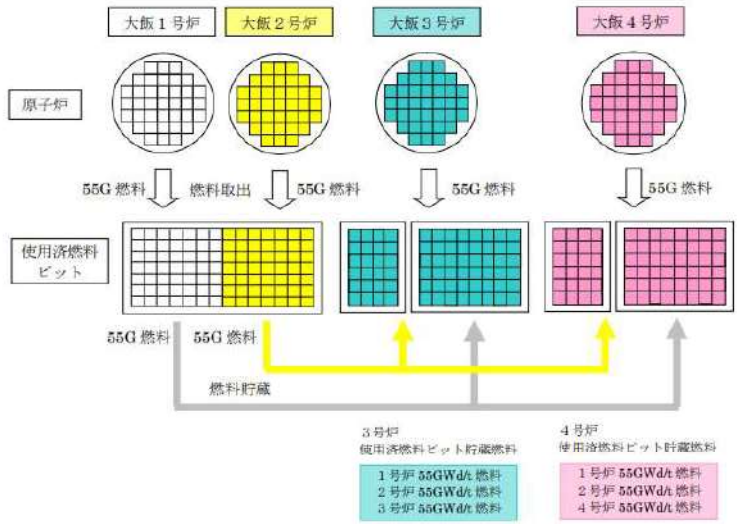
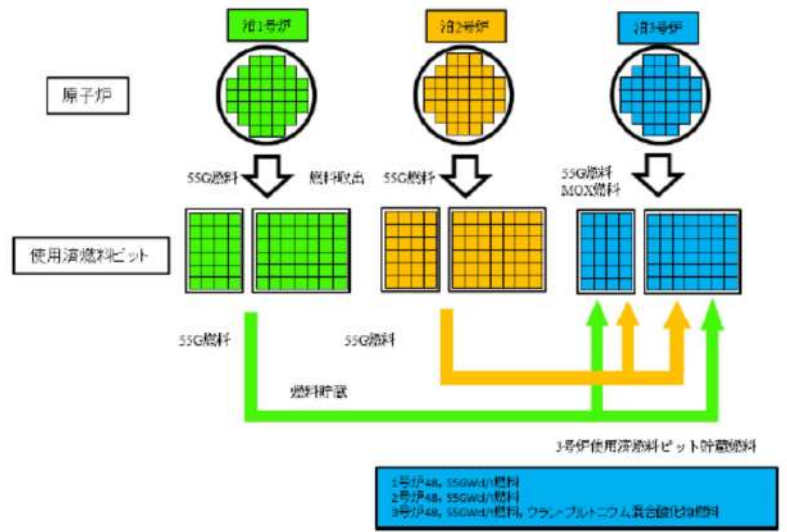
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 崩壊熱による保有水蒸散量</p> <p>(1) 評価方法</p> $\text{崩壊熱による保有水蒸散量}[\text{m}^3/\text{h}] = \frac{(\text{Aエリア熱負荷}[\text{MW}] + \text{Bエリア熱負荷}[\text{MW}]) \times 10^3 \times 3,600}{\text{水密度}[\text{kg}/\text{m}^3] \times \text{飽和潜熱}[\text{kJ}/\text{kg}]}$ <p>水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg) 熱負荷 : 11.674MW (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>崩壊熱による保有水蒸散量 = 19.44m³/h</p>	<p>○ 崩壊熱による保有水蒸発量</p> <p>(1) 評価方法</p> <p>崩壊熱による使用済燃料ピット水の保有水蒸発量は、使用済燃料ピット保管燃料の崩壊熱Qによる保有水の蒸発水量$\Delta V / \Delta t$ [m³/h]として、以下の式で計算した。</p> $\Delta V / \Delta t [\text{m}^3/\text{h}] = Q [\text{MW}] \times 10^3 \times 3,600 / (\rho [\text{kg}/\text{m}^3] \times \text{hfg} [\text{kJ}/\text{kg}])^{*1}$ <p>ρ (飽和水密度) : 958kg/m³*2 hfg (飽和水蒸発潜熱) : 2,256.5kJ/kg*3 Q (使用済燃料ピット崩壊熱) : 11.508MW*4</p> <p>*1 : ($\rho \times \Delta V$) [kg]の飽和水が蒸気になるための熱量はhfg × ($\rho \times \Delta V$) [kJ]で、使用済燃料のΔt時間あたりの崩壊熱量QΔtに等しい。 なお、保有水は保守的に大気圧下での飽和水(100℃)として評価している。 *2 : 物性値の出典 国立天文台編 2011年「理科年表」 *3 : 1999 日本機械学会蒸気表 *4 : 燃料取出スキーム参照</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>崩壊熱による保有水蒸発量は約 19.16m³/hとなる。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>評価結果の相違 ・崩壊熱及び飽和水蒸発潜熱の値の扱いにより異なる</p>

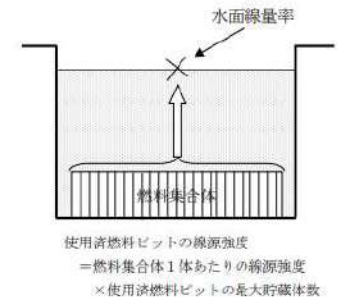
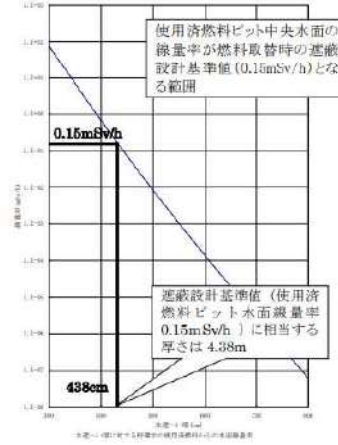
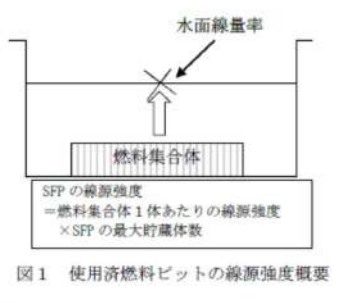
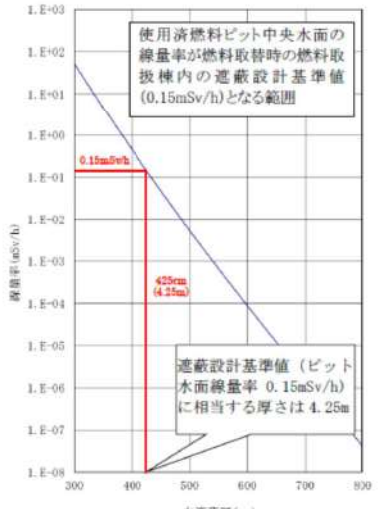
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について</p> <p>大阪3号炉の使用済燃料ピットは、大阪1、2、3号炉で発生した使用済燃料を、大阪4号炉の使用済燃料ピットは、大阪1、2、4号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下图は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。）</p> 	<p>○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について</p> <p>泊3号炉の使用済燃料ピットは、泊1、2号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下图は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。）</p>  <p>図1 燃料貯蔵概要図</p>	<p>設計の相違</p>

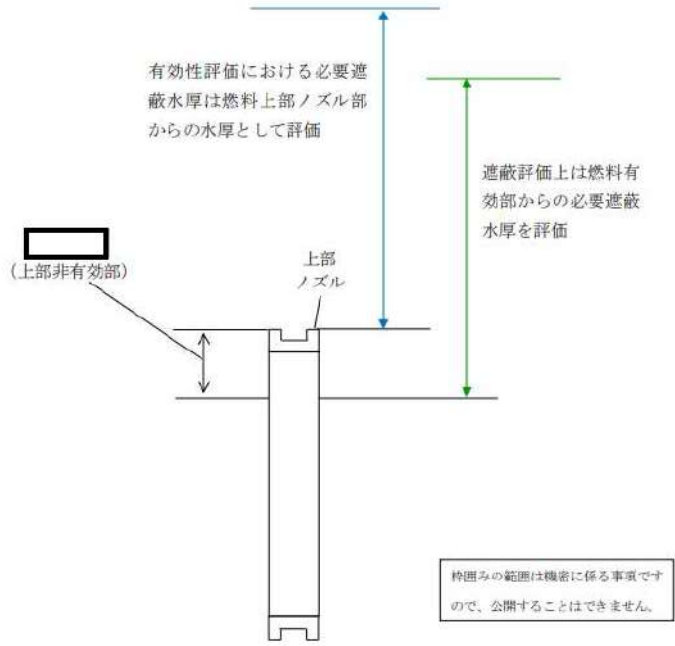
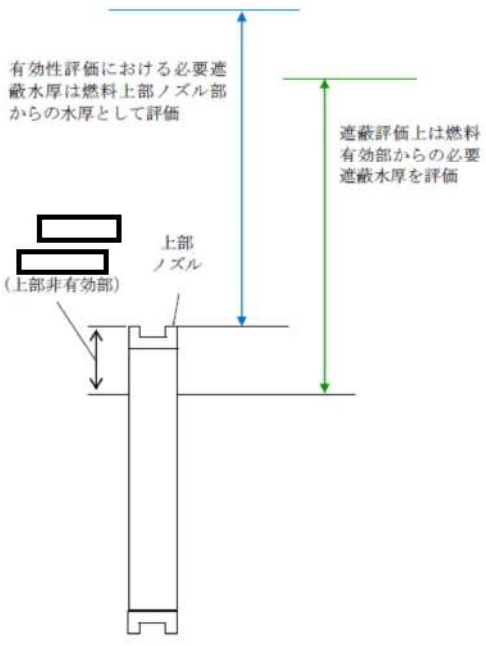
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>1. 使用済燃料の線源強度 使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。</p> <p>2. 水面線量率 線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。</p> $D(E) = \int_V K(E) \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$ <p>ここで、 D(E)：線量率 (mSv/h) S(E)：線源強度 (MeV/(cm³/s)) K(E)：線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/(cm²/s))) B(E)：ビルドアップファクタ $B(E) = A \cdot e^{-(\alpha_1 \cdot b)} + (1-A) \cdot e^{-(\alpha_2 \cdot b)}$ A、α₁、α₂は定数 r：線源から計算点までの距離 (cm) V：線源体積 (cm³) b：減衰距離 $b = \sum \mu_i \cdot t_i$ μ_i：物質iの線減衰係数 (cm⁻¹) $\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i$ (μ/ρ)_i：物質iの質量減衰係数 (cm²/g) ρ_i：物質iの密度 (g/cm³) t_i：物質iの透過距離 (cm)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; 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>   <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>赤水温度52℃、燃料有効部からの評価値。 100℃の水を考慮した場合、必要水深は約10cm増加するが、本評価では燃料有効部から[]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水深として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>1. 使用済燃料の線源強度 使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、泊発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。</p> <p>2. 水面線量率 線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。</p> $D(E) = \int_V K(E) \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$ <p>ここで、 D(E)：線量率 (mSv/h) S(E)：線源強度 (MeV/(cm³/s)) K(E)：線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/(cm²/s))) B(E)：ビルドアップファクタ $B(E) = A \cdot e^{-(\alpha_1 \cdot b)} + (1-A) \cdot e^{-(\alpha_2 \cdot b)}$ A、α₁、α₂は定数 r：線源から計算点までの距離 (cm) V：線源体積 (cm³) b：減衰距離 $b = \sum \mu_i \cdot t_i$ μ_i：物質iの線減衰係数 (cm⁻¹) $\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i$ (μ/ρ)_i：物質iの質量減衰係数 (cm²/g) ρ_i：物質iの密度 (g/cm³) t_i：物質iの透過距離 (cm)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> </div>  <p style="text-align: center;">図1 使用済燃料ピットの線源強度概要</p> <p style="text-align: center;">SFPの線源強度 =燃料集合体1体あたりの線源強度 ×SFPの最大貯蔵体数</p>  <p style="text-align: center;">図2 水深範囲に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>除水温度52℃、燃料有効部からの評価値。 100℃の水を考慮した場合、必要水深は約10cm増加するが、本評価では燃料有効部から[]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水深として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。</p> </div>	<p>相違理由</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="465 204 725 228">必要遮蔽水厚の設定について</p> <p data-bbox="145 272 1043 330">前頁のグラフは水温52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約10cm増加する。</p> <p data-bbox="145 339 1043 434">しかし、水の密度は温度上昇により低下（水52℃：0.987g/cm³、水100℃：0.958g/cm³）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約21cm増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（約10cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に含まれる。</p> <p data-bbox="145 442 1043 536">なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部 [] が余裕となる。</p>  <p data-bbox="347 1286 678 1310">燃料集合体及び必要遮蔽水厚の寸法概略図</p> <p data-bbox="705 1177 929 1230">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 data-bbox="1375 204 1635 228">必要遮蔽水厚の設定について</p> <p data-bbox="1059 272 1957 330">前項のグラフは水温52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約11cm増加する。</p> <p data-bbox="1059 339 1957 434">しかし、水の密度は温度上昇により低下（水52℃：0.987g/cm³、水100℃：0.958g/cm³）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約30cm増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（11cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に含まれる。</p> <p data-bbox="1059 442 1957 536">なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部は [] が余裕となる。</p>  <p data-bbox="1249 1318 1644 1342">図3 燃料集合体および必要遮蔽水厚の寸法概略図</p> <p data-bbox="1339 1390 1912 1414">[] 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 data-bbox="1975 304 2069 328">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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

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 3</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの水位低下時間の詳細評価について</p> <p>泊3号炉の使用済燃料ピット水位がNWL-3.3mに低下するまでの時間は、①水が沸騰するまでの時間と、②水の蒸発時間の合計であり、以下の式で計算する。</p> $\text{①又は②の時間[h]} = \frac{\text{水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピー差[kJ/kg]}}{\text{崩壊熱[MW]} \times 1000 \times 3600}$ <p>①又は②の時間は下記の条件で評価する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ①の時間評価は、A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット、さらに燃料取替キャナル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しない。したがって、沸騰までの評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵した状態を想定する。 ②の時間評価は、以下の②-1と②-2の合計の時間を想定する。 <ul style="list-style-type: none"> ②-1：B-使用済燃料ピットが蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間 ②-2：B-使用済燃料ピットとつながる他ピットから水が流れ込み、温度が上昇・沸騰して蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間。なお、他ピットから流れ込む水の水温は、B-使用済燃料ピットが沸騰するまでの時間に、もう一方のピットに貯蔵される燃料の崩壊熱による水温上昇を考慮して設定する。 <p>(1) ①の時間評価について</p> <p style="text-align: center;">表 1 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1182 1027 1877 1209"> <thead> <tr> <th></th> <th>A-使用済燃料ピット</th> <th>B-使用済燃料ピット</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">水量</td> <td>720m³ (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)</td> <td>1,030m³ (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)</td> </tr> <tr> <td>630m³ (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)</td> <td>900m³ (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)</td> </tr> <tr> <td>水密度(100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m³</td> </tr> <tr> <td>エンタルピー差</td> <td colspan="2">251.6kJ/kg^{※1}</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td>1.126MW^{※2}</td> <td>10.382MW^{※2}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：100℃の飽和水エンタルピーと40℃の飽和水エンタルピーの差 ※2：B-使用済燃料ピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した場合の崩壊熱</p> <p style="text-align: center;">表 2 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1335 1324 1751 1436"> <thead> <tr> <th></th> <th>B-使用済燃料ピット</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td>約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>約5.8時間</td> </tr> </tbody> </table>		A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	水量	720m ³ (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)	1,030m ³ (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)	630m ³ (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)	900m ³ (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)	水密度(100℃)	958kg/m ³		エンタルピー差	251.6kJ/kg ^{※1}		崩壊熱	1.126MW ^{※2}	10.382MW ^{※2}		B-使用済燃料ピット	想定事故1	約6.6時間	想定事故2	約5.8時間	<p>記載内容の相違</p>
	A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット																							
水量	720m ³ (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)	1,030m ³ (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)																							
	630m ³ (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)	900m ³ (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)																							
水密度(100℃)	958kg/m ³																								
エンタルピー差	251.6kJ/kg ^{※1}																								
崩壊熱	1.126MW ^{※2}	10.382MW ^{※2}																							
	B-使用済燃料ピット																								
想定事故1	約6.6時間																								
想定事故2	約5.8時間																								

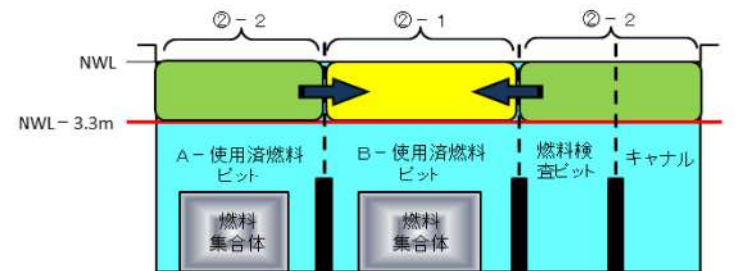
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																												
	<p>(2) ②-1、②-2の時間評価について</p> <p style="text-align: center;">表3 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1182 272 1883 507"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>②-1 (B-使用済燃料ピット)</th> <th>②-2 (他ピット)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">水量</td> <td>想定事故1</td> <td>310m³ (図1の領域3-1)</td> <td>320m³ (図1の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>180m³ (図2の領域3-1)</td> <td>182m³ (図2の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)</td> </tr> <tr> <td colspan="2">水密度 (100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m³</td> </tr> <tr> <td colspan="2">エンタルピー差</td> <td>2,256.5kJ/kg^{※3}</td> <td>(100℃到達まで) 209.8kJ/kg^{※4} (100℃～蒸発まで) 2,256.5kJ/kg^{※3}</td> </tr> <tr> <td colspan="2">崩壊熱</td> <td colspan="2">11.508MW^{※5}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※3：100℃の飽和蒸気エンタルピーと100℃の飽和水エンタルピーの差（B-使用済燃料ピット水） ※4：100℃の飽和水エンタルピーと50℃（注1参照）の飽和水エンタルピーの差（他ピット水） ※5：A、B-使用済燃料ピット合計の崩壊熱</p> <p>注1：B-使用済燃料ピットに流れ込む他ピット水の水温について (1)のB-使用済燃料ピット100℃到達時間におけるA-使用済燃料ピット水の水温は、この場合のA-使用済燃料ピットの崩壊熱 11.508MW-10.382MW=1.126MW 及びA-使用済燃料ピット水量より、以下に示すとおり想定事故1および想定事故2共に約49℃となる。</p> <p style="text-align: center;">表4 想定事故1、2における各値</p> <table border="1" data-bbox="1249 730 1816 847"> <thead> <tr> <th></th> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B-使用済燃料ピット100℃到達時間</td> <td>約6.6時間</td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット水量</td> <td>720m³</td> <td>630m³</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td colspan="2">1.126MW</td> </tr> <tr> <td>水密度 (100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m³</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1249 890 1816 962"> <thead> <tr> <th>エンタルピー差</th> <th>約38.8kJ/kg</th> <th>約39.0kJ/kg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温</td> <td>約49℃</td> <td>約49℃</td> </tr> </tbody> </table> <p>よって、(2)の蒸発時間評価において他ピットから流れ込む水の水温は、約49℃に余裕をみて評価上50℃と設定した。</p>			②-1 (B-使用済燃料ピット)	②-2 (他ピット)	水量	想定事故1	310m ³ (図1の領域3-1)	320m ³ (図1の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)	想定事故2	180m ³ (図2の領域3-1)	182m ³ (図2の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)	水密度 (100℃)		958kg/m ³		エンタルピー差		2,256.5kJ/kg ^{※3}	(100℃到達まで) 209.8kJ/kg ^{※4} (100℃～蒸発まで) 2,256.5kJ/kg ^{※3}	崩壊熱		11.508MW ^{※5}			想定事故1	想定事故2	B-使用済燃料ピット100℃到達時間	約6.6時間	約5.8時間	A-使用済燃料ピット水量	720m ³	630m ³	崩壊熱	1.126MW		水密度 (100℃)	958kg/m ³		エンタルピー差	約38.8kJ/kg	約39.0kJ/kg	B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温	約49℃	約49℃	
		②-1 (B-使用済燃料ピット)	②-2 (他ピット)																																											
水量	想定事故1	310m ³ (図1の領域3-1)	320m ³ (図1の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)																																											
	想定事故2	180m ³ (図2の領域3-1)	182m ³ (図2の領域1-1、2-1、4-1、5-1の合計)																																											
水密度 (100℃)		958kg/m ³																																												
エンタルピー差		2,256.5kJ/kg ^{※3}	(100℃到達まで) 209.8kJ/kg ^{※4} (100℃～蒸発まで) 2,256.5kJ/kg ^{※3}																																											
崩壊熱		11.508MW ^{※5}																																												
	想定事故1	想定事故2																																												
B-使用済燃料ピット100℃到達時間	約6.6時間	約5.8時間																																												
A-使用済燃料ピット水量	720m ³	630m ³																																												
崩壊熱	1.126MW																																													
水密度 (100℃)	958kg/m ³																																													
エンタルピー差	約38.8kJ/kg	約39.0kJ/kg																																												
B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温	約49℃	約49℃																																												

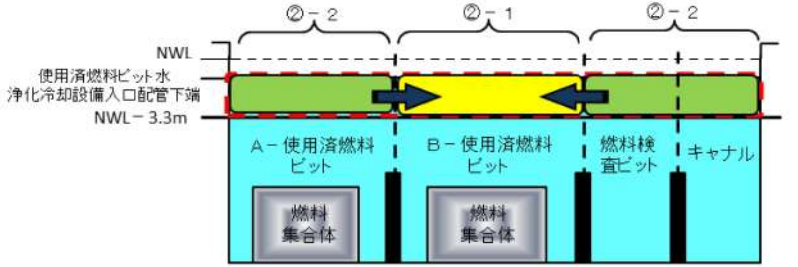
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																												
	<p>【想定事故1】</p> <p>表5 ②-1 水位低下時間（B-使用済燃料ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1108 263 1937 454"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）</td> <td>約 310m³</td> </tr> <tr> <td>②崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③3.3m水位低下時間（①/②）</td> <td>約 16.1時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>表6 ②-2 水位低下時間（他ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1108 510 1937 989"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④3.3m分の評価水量（他ピット）</td> <td>約 320m³</td> </tr> <tr> <td> A-使用済燃料ピット</td> <td>約 210m³</td> </tr> <tr> <td> A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 5m³</td> </tr> <tr> <td> 燃料取替チャンネル</td> <td>約 45m³</td> </tr> <tr> <td> 燃料検査ピット</td> <td>約 60m³</td> </tr> <tr> <td>⑤評価水量が100℃に達する時間</td> <td>約 1.5時間</td> </tr> <tr> <td>⑥崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>⑦3.3m水位低下時間（④/⑥）</td> <td>約 16.6時間</td> </tr> <tr> <td>⑧合計（⑤+⑦）</td> <td>約 18.1時間</td> </tr> </tbody> </table>  <p>②-1：B-使用済燃料の水の蒸発 ②-2：他ピットから流れ込む水の蒸発</p> <p>図1 使用済燃料ピット水位低下モデル概要</p>		評価結果	①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約 310m ³	②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h	③3.3m水位低下時間（①/②）	約 16.1時間		評価結果	④3.3m分の評価水量（他ピット）	約 320m ³	A-使用済燃料ピット	約 210m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約 5m ³	燃料取替チャンネル	約 45m ³	燃料検査ピット	約 60m ³	⑤評価水量が100℃に達する時間	約 1.5時間	⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h	⑦3.3m水位低下時間（④/⑥）	約 16.6時間	⑧合計（⑤+⑦）	約 18.1時間	
	評価結果																													
①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約 310m ³																													
②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h																													
③3.3m水位低下時間（①/②）	約 16.1時間																													
	評価結果																													
④3.3m分の評価水量（他ピット）	約 320m ³																													
A-使用済燃料ピット	約 210m ³																													
A、B-使用済燃料ピット間	約 5m ³																													
燃料取替チャンネル	約 45m ³																													
燃料検査ピット	約 60m ³																													
⑤評価水量が100℃に達する時間	約 1.5時間																													
⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h																													
⑦3.3m水位低下時間（④/⑥）	約 16.6時間																													
⑧合計（⑤+⑦）	約 18.1時間																													

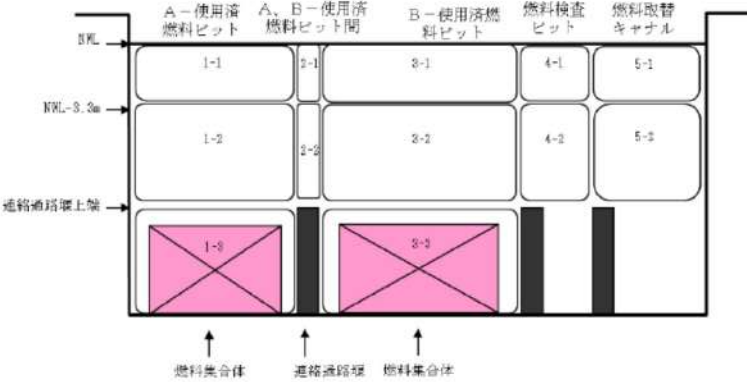
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																												
	<p>【想定事故2】</p> <p>表7 ②-1 水位低下時間 (B-使用済燃料ピット)</p> <table border="1" data-bbox="1111 272 1951 464"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①2.0m 分の評価水量 (B-使用済燃料ピット)</td> <td>約 180m³</td> </tr> <tr> <td>②崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③2.0m 水位低下時間 (①/②)</td> <td>約 9.3 時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>表8 ②-2 水位低下時間 (他ピット)</p> <table border="1" data-bbox="1111 520 1951 999"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④2.0m 分の評価水量 (他ピット)</td> <td>約 182m³</td> </tr> <tr> <td> A-使用済燃料ピット</td> <td>約 120m³</td> </tr> <tr> <td> A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 3m³</td> </tr> <tr> <td> 燃料取替チャンネル</td> <td>約 23m³</td> </tr> <tr> <td> 燃料検査ピット</td> <td>約 36m³</td> </tr> <tr> <td>⑤評価水量が 100℃に達する時間</td> <td>約 0.8 時間</td> </tr> <tr> <td>⑥崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>⑦2.0m 水位低下時間 (④/⑥)</td> <td>約 9.4 時間</td> </tr> <tr> <td>⑧合計 (⑤+⑦)</td> <td>約 10.2 時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>図2 使用済燃料ピット水位低下モデル概要</p>  <p>②-1： B-使用済燃料の水の蒸発 ②-2： 他ピットから流れ込む水の蒸発</p>		評価結果	①2.0m 分の評価水量 (B-使用済燃料ピット)	約 180m ³	②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h	③2.0m 水位低下時間 (①/②)	約 9.3 時間		評価結果	④2.0m 分の評価水量 (他ピット)	約 182m ³	A-使用済燃料ピット	約 120m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約 3m ³	燃料取替チャンネル	約 23m ³	燃料検査ピット	約 36m ³	⑤評価水量が 100℃に達する時間	約 0.8 時間	⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h	⑦2.0m 水位低下時間 (④/⑥)	約 9.4 時間	⑧合計 (⑤+⑦)	約 10.2 時間	
	評価結果																													
①2.0m 分の評価水量 (B-使用済燃料ピット)	約 180m ³																													
②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h																													
③2.0m 水位低下時間 (①/②)	約 9.3 時間																													
	評価結果																													
④2.0m 分の評価水量 (他ピット)	約 182m ³																													
A-使用済燃料ピット	約 120m ³																													
A、B-使用済燃料ピット間	約 3m ³																													
燃料取替チャンネル	約 23m ³																													
燃料検査ピット	約 36m ³																													
⑤評価水量が 100℃に達する時間	約 0.8 時間																													
⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h																													
⑦2.0m 水位低下時間 (④/⑥)	約 9.4 時間																													
⑧合計 (⑤+⑦)	約 10.2 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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																								
	<p>(3) 水位低下時間評価結果</p> <p>表9 想定事故1、2の水位低下時間</p> <table border="1" data-bbox="1281 258 1720 370"> <thead> <tr> <th></th> <th>NWL-3.3mまでの水位低下時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td>約40.8時間</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>約25.3時間</td> </tr> </tbody> </table>  <table border="1" data-bbox="1160 829 1848 1013"> <thead> <tr> <th colspan="2">A-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">A、B-使用済燃料ピット間</th> <th colspan="2">B-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">燃料検査ピット</th> <th colspan="2">燃料取替チャンネル</th> </tr> <tr> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-1</td> <td>210m³</td> <td>2-1</td> <td>5m³</td> <td>3-1</td> <td>310m³</td> <td>4-1</td> <td>60m³</td> <td>5-1</td> <td>45m³</td> </tr> <tr> <td>1-2</td> <td>280m³</td> <td>2-2</td> <td>5m³</td> <td>3-2</td> <td>390m³</td> <td>4-2</td> <td>80m³</td> <td>5-2</td> <td>65m³</td> </tr> <tr> <td>1-3</td> <td>230m³</td> <td></td> <td></td> <td>3-3</td> <td>330m³</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>図3 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故1）</p>		NWL-3.3mまでの水位低下時間	想定事故1	約40.8時間	想定事故2	約25.3時間	A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替チャンネル		領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	1-1	210m³	2-1	5m³	3-1	310m³	4-1	60m³	5-1	45m³	1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³	1-3	230m³			3-3	330m³					
	NWL-3.3mまでの水位低下時間																																																									
想定事故1	約40.8時間																																																									
想定事故2	約25.3時間																																																									
A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替チャンネル																																																		
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量																																																	
1-1	210m³	2-1	5m³	3-1	310m³	4-1	60m³	5-1	45m³																																																	
1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³																																																	
1-3	230m³			3-3	330m³																																																					

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

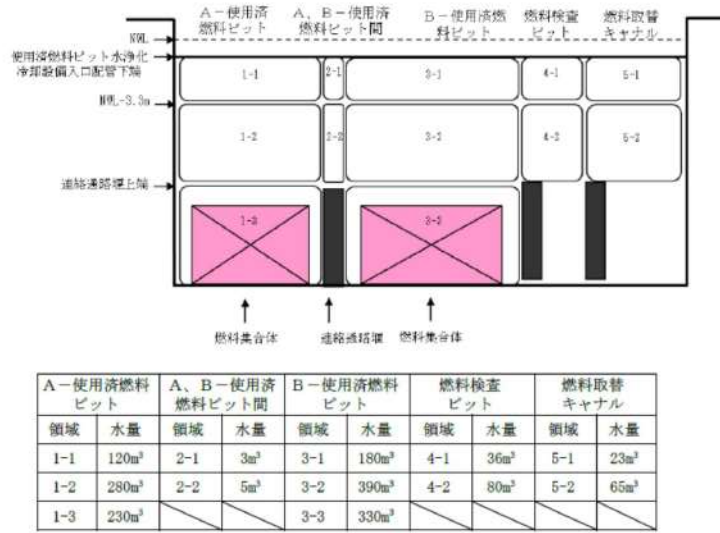
大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																		
	 <p>The diagram shows a layout of fuel pits for Unit 3 at the Tsuruga Power Plant. It includes labels for 'A-Used Fuel Pit', 'A, B-Used Fuel Pit', 'B-Used Fuel Pit', 'Fuel Check Pit', and 'Fuel Replacement Channel'. A table below the diagram provides water volume data for various pits.</p> <table border="1" data-bbox="1182 555 1803 715"> <thead> <tr> <th colspan="2">A-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">A、B-使用済燃料ピット間</th> <th colspan="2">B-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">燃料検査ピット</th> <th colspan="2">燃料取替キャナル</th> </tr> <tr> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-1</td> <td>120m³</td> <td>2-1</td> <td>3m³</td> <td>3-1</td> <td>180m³</td> <td>4-1</td> <td>36m³</td> <td>5-1</td> <td>23m³</td> </tr> <tr> <td>1-2</td> <td>280m³</td> <td>2-2</td> <td>5m³</td> <td>3-2</td> <td>390m³</td> <td>4-2</td> <td>80m³</td> <td>5-2</td> <td>65m³</td> </tr> <tr> <td>1-3</td> <td>230m³</td> <td></td> <td></td> <td>3-3</td> <td>330m³</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル		領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	1-1	120m ³	2-1	3m ³	3-1	180m ³	4-1	36m ³	5-1	23m ³	1-2	280m ³	2-2	5m ³	3-2	390m ³	4-2	80m ³	5-2	65m ³	1-3	230m ³			3-3	330m ³					
A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル																																												
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量																																											
1-1	120m ³	2-1	3m ³	3-1	180m ³	4-1	36m ³	5-1	23m ³																																											
1-2	280m ³	2-2	5m ³	3-2	390m ³	4-2	80m ³	5-2	65m ³																																											
1-3	230m ³			3-3	330m ³																																															

図4 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量 (想定事故2)

(参考) 計算条件の保守性について

本計算においては、燃料損傷防止対策の有効性を確認するにあたり、水位低下の時間評価では評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、使用済燃料からの崩壊熱については、すべて使用済燃料ピット水の温度上昇及び蒸発に寄与するとして評価結果が厳しくなるような条件設定としている。

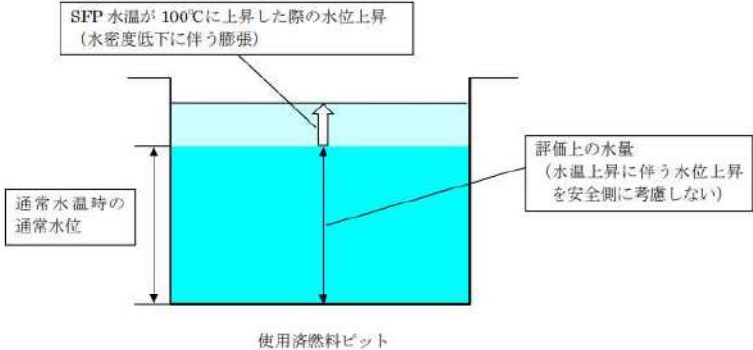
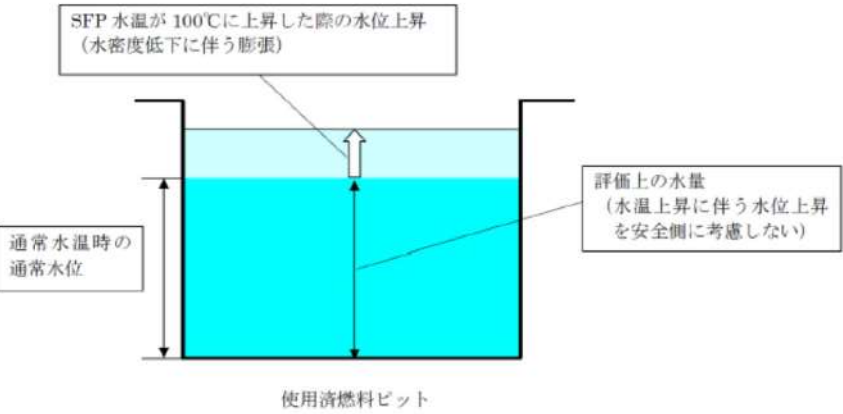
100℃まで温度上昇する過程においては、ピット水温度の不均一が生じることも考えられるが、崩壊熱は最終的に全て水の温度上昇及び蒸発に費やされるエネルギーとなることから、トータル水位低下時間には影響しない。

また、計算に使用する崩壊熱は、保守的に発熱の大きい MOX 燃料が支配的になる貯蔵条件を想定し、時間の経過による崩壊熱の減衰は考慮していない。

更に、事象発生から可搬型大型送水ポンプ車による SFP への注水準備完了までは 4.4 時間であり、本評価結果と比較して十分な余裕があることから、本想定事故に係る燃料損傷防止対策の有効性は十分確認できる。

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

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3</p> <p style="text-align: center;">100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p> <p>使用済燃料ピット水の温度は40℃から100℃まで上昇するが、評価においては水密度として100℃の値を使用している。</p> <p>温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。</p>  <p style="text-align: center;">使用済燃料ピット</p>	<p style="text-align: right;">添付4</p> <p style="text-align: center;">100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p> <p>使用済燃料ピット水の温度は40℃から100℃まで上昇するが、評価においては水密度として100℃の値を使用している。</p> <p>温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。</p>  <p style="text-align: center;">使用済燃料ピット</p> <p style="text-align: center;">図1 使用済燃料ピットの水密度の概要</p>	

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: right;">参考1</p> <p>原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について</p> <p>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p><評価における前提条件></p> <table border="1" data-bbox="161 619 1025 1110"> <tr> <td>号炉</td> <td>大阪3、4号炉</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)</td> <td>Aエリア： 845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽水厚</td> <td>4.38m</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。 崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 </td> </tr> </table>	号炉	大阪3、4号炉	燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)	Aエリア： 845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW	事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）	必要遮蔽水厚	4.38m	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。 崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 	<p style="text-align: right;">参考1</p> <p>燃料取替キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について</p> <p>A、B一使用済燃料ピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは、定期事業者検査中は水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。なお、運転中の場合、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態である。</p> <p>この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価における前提条件</p> <table border="1" data-bbox="1079 625 1939 1260"> <tr> <td>号機</td> <td>泊3号機</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（1、2号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）</td> <td>A一使用済燃料ピット： 600体/3.433MW B一使用済燃料ピット： 840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽厚</td> <td>4.25m（添付2）</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。 水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。 </td> </tr> </table>	号機	泊3号機	燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（1、2号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）	A一使用済燃料ピット： 600体/3.433MW B一使用済燃料ピット： 840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW	事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）	必要遮蔽厚	4.25m（添付2）	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。 水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。 	<p>運用の相違 ・泊の場合、所内の燃料取扱ピット水位調整運用によっても水抜きを実施 設備の相違 設備の相違</p>
号炉	大阪3、4号炉																									
燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)	Aエリア： 845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW																									
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）																									
必要遮蔽水厚	4.38m																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。 崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。 																									
号機	泊3号機																									
燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（1、2号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）	A一使用済燃料ピット： 600体/3.433MW B一使用済燃料ピット： 840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW																									
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）																									
必要遮蔽厚	4.25m（添付2）																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。 沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。 水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。 																									

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）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="224 191 918 446"> </div> <div data-bbox="179 454 940 590"> <p>施設定期検査時には炉心の全燃料集合体（193体）を一旦使用済燃料ピットに取り出す。 燃料集合体は3サイクル程度使用するため、運転中は2/3炉心（128体）程度の燃料集合体を原子炉に再装荷する運用となる。（1/3炉心は新燃料を装荷する。）</p> <p>原子炉 （燃料集合体193体）</p> </div> <div data-bbox="224 662 336 694"> <p>【想定事故1】</p> </div> <div data-bbox="380 694 873 1013"> </div> <div data-bbox="224 1053 336 1085"> <p>【想定事故2】</p> </div> <div data-bbox="380 1085 873 1404"> </div>	<div data-bbox="1187 191 1836 446"> </div> <div data-bbox="1187 454 1568 606"> <p>定期検査時には炉心の全燃料集合体（157体）を一旦使用済燃料ピットに取り出す。 燃料集合体は3サイクル程度使用するため、運転中は2/3炉心（106体）程度の燃料集合体を原子炉に再装荷する運用となる。（1/3炉心は新燃料を装荷する。）</p> <p>原子炉 （燃料集合体157体）</p> </div> <div data-bbox="1321 622 1702 654"> <p>図1 運転中の使用済燃料ピット概要図</p> </div> <div data-bbox="1254 678 1366 710"> <p>【想定事故1】</p> </div> <div data-bbox="1142 710 1881 1013"> </div> <div data-bbox="1232 1013 1769 1045"> <p>図2 使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故1）</p> </div> <div data-bbox="1254 1077 1366 1109"> <p>【想定事故2】</p> </div> <div data-bbox="1142 1109 1881 1404"> </div> <div data-bbox="1232 1412 1769 1444"> <p>図3 使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故2）</p> </div>	<p>設備の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A エリア水量 : 1,927m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg) A エリア熱負荷 : 3.667MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 875 m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg) 熱負荷 : 4.743MW (A エリア熱負荷 3.667MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <p>水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="291 1069 862 1173"> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 527 m³</td> <td>約 342 m³</td> <td>約 6 m³</td> <td>約 0m³</td> <td>約 0 m³</td> <td>875m³</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="212 1308 936 1380"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 41 時間</td> <td>約 4.6 日間</td> <td>約 6.3 日間</td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 527 m ³	約 342 m ³	約 6 m ³	約 0m ³	約 0 m ³	875m ³	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間	<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却機能又は注水機能喪失）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A-使用済燃料ピット水量 : 720m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg) A-使用済燃料ピット熱負荷 : 3.433MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 525m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,256.5kJ/kg) 熱負荷 : 5.122MW (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.689MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW)</p> <p>表1 水位低下量の内訳（想定事故1）</p> <table border="1" data-bbox="1086 1069 1921 1173"> <thead> <tr> <th>A-使用済燃料ピット</th> <th>B-使用済燃料ピット</th> <th>A、B-使用済燃料ピット間</th> <th>燃料取替キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 210 m³</td> <td>約 310m³</td> <td>約 5m³</td> <td>約 0m³</td> <td>約 0m³</td> <td>約 525m³</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価結果</p> <p>表2 各状態での水位低下時間（想定事故1）</p> <table border="1" data-bbox="1176 1332 1854 1420"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 16.3 時間</td> <td>約 61.5 時間</td> <td>約 3.2 日 (約 77.8 時間)</td> </tr> </tbody> </table>	A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計	約 210 m ³	約 310m ³	約 5m ³	約 0m ³	約 0m ³	約 525m ³	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 (約 77.8 時間)	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>評価結果の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																	
約 527 m ³	約 342 m ³	約 6 m ³	約 0m ³	約 0 m ³	875m ³																																	
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間																																				
A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計																																	
約 210 m ³	約 310m ³	約 5m ³	約 0m ³	約 0m ³	約 525m ³																																	
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 (約 77.8 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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>2. 想定事故2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A エリア水量 : 1.737m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg) A エリア熱負荷 : 3.667MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\Delta \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 559m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg) A エリア熱負荷 : 4.743MW (A エリア熱負荷 3.667MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <p style="text-align: center;">水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="315 1118 815 1209"> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 337 m³</td> <td>約 219 m³</td> <td>約 3 m³</td> <td>約 0 m³</td> <td>約 0 m³</td> <td>559 m³</td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 337 m ³	約 219 m ³	約 3 m ³	約 0 m ³	約 0 m ³	559 m ³	<p>2. 想定事故2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A-使用済燃料ピット : 630m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg) A-使用済燃料ピット熱負荷 : 3.433MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 303m³ 水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m³) 飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,256.5kJ/kg) 熱負荷 : 5.122MW (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.124MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW)</p> <p style="text-align: center;">表3 水位低下量の内訳（想定事故2）</p> <table border="1" data-bbox="1070 1058 1942 1166"> <thead> <tr> <th>A-使用済燃料ピット</th> <th>B-使用済燃料ピット</th> <th>A、B-使用済燃料ピット間</th> <th>燃料取替キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 120 m³</td> <td>約 180m³</td> <td>約 3m³</td> <td>約 0m³</td> <td>約 0m³</td> <td>約 303m³</td> </tr> </tbody> </table>	A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計	約 120 m ³	約 180m ³	約 3m ³	約 0m ³	約 0m ³	約 303m ³	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																					
約 337 m ³	約 219 m ³	約 3 m ³	約 0 m ³	約 0 m ³	559 m ³																					
A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計																					
約 120 m ³	約 180m ³	約 3m ³	約 0m ³	約 0m ³	約 303m ³																					

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>(2) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="197 233 777 292"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 37 時間</td> <td>約 2.9 日間</td> <td>約 4.4 日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>3. 評価結果まとめ</p> <table border="1" data-bbox="197 416 808 512"> <thead> <tr> <th>想定事故</th> <th>ピット</th> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>A エリア</td> <td>約 41 時間</td> <td>約 4.6 日間</td> <td>約 6.3 日間</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>A エリア</td> <td>約 37 時間</td> <td>約 2.9 日間</td> <td>約 4.4 日間</td> </tr> </tbody> </table>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間	想定事故	ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	1	A エリア	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間	2	A エリア	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間	<p>(2) 評価結果</p> <p>表4 各状態での水位低下時間（想定事故2）</p> <table border="1" data-bbox="1245 247 1771 316"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 14.3 時間</td> <td>約 35.5 時間</td> <td>約 2.0 日 (約 49.8 時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>3. 評価結果まとめ</p> <p>表5 水位低下時間のまとめ（想定事故1、2）</p> <table border="1" data-bbox="1072 480 1951 647"> <thead> <tr> <th>想定事故</th> <th>沸騰評価対象 使用済燃料ピット</th> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>A</td> <td>約 16.3 時間</td> <td>約 61.5 時間</td> <td>約 3.2 日 (約 77.8 時間)</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>A</td> <td>約 14.3 時間</td> <td>約 35.5 時間</td> <td>約 2.0 日 (約 49.8 時間)</td> </tr> </tbody> </table>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 (約 49.8 時間)	想定事故	沸騰評価対象 使用済燃料ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	1	A	約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 (約 77.8 時間)	2	A	約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 (約 49.8 時間)	<p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																										
約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間																																										
想定事故	ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																								
1	A エリア	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間																																								
2	A エリア	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間																																								
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																										
約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 (約 49.8 時間)																																										
想定事故	沸騰評価対象 使用済燃料ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																								
1	A	約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 (約 77.8 時間)																																								
2	A	約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 (約 49.8 時間)																																								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

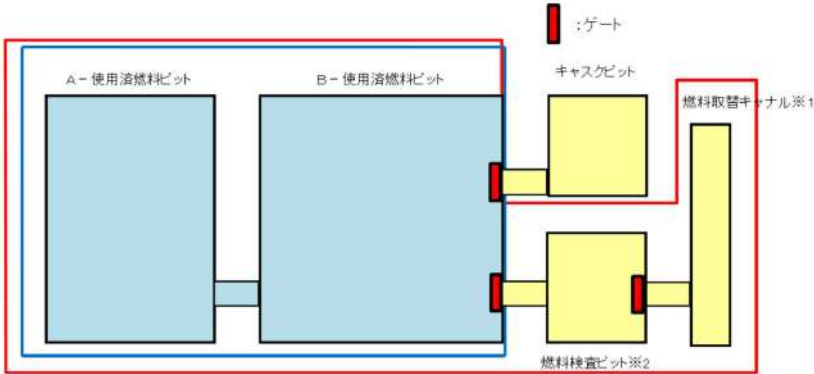
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
燃料取替スキーム																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
大阪3（4）号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）	表6 燃料取替スキーム 泊3号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="3">大阪3(4)号炉からの発生分</th> <th colspan="3">大阪1,2号炉からの発生分</th> </tr> <tr> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>16サイクル冷却済燃料</td><td>16×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>6</td><td>0.006</td><td>14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.052</td></tr> <tr><td>15サイクル冷却済燃料</td><td>15×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td><td>13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td></tr> <tr><td>14サイクル冷却済燃料</td><td>14×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.055</td><td>12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td></tr> <tr><td>13サイクル冷却済燃料</td><td>13×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td><td>11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.057</td></tr> <tr><td>12サイクル冷却済燃料</td><td>12×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td><td>10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td></tr> <tr><td>11サイクル冷却済燃料</td><td>11×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.059</td><td>9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.060</td></tr> <tr><td>10サイクル冷却済燃料</td><td>10×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.062</td><td>8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.063</td></tr> <tr><td>9サイクル冷却済燃料</td><td>9×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.064</td><td>7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.066</td></tr> <tr><td>8サイクル冷却済燃料</td><td>8×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.067</td><td>6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.070</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>7×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.072</td><td>5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.076</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>6×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.078</td><td>4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.083</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>5×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.087</td><td>3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.095</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>4×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.103</td><td>2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.120</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>3×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.137</td><td>1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.177</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>2×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.210</td><td>21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.284</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>1×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>0.381</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定検時取出燃料3</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td>1.828</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定検時取出燃料2</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td>—</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定検時取出燃料1</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td>—</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>小計</td><td></td><td></td><td>3.373</td><td></td><td></td><td>1.370</td></tr> <tr><td>崩壊熱合計(MW)</td><td></td><td></td><td>崩壊熱4.743MW (燃料体数:2,000体)</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分			大阪1,2号炉からの発生分			冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	6	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.052	15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053	14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.055	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056	13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.056	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057	12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058	11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060	10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063	9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066	8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070	7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076	6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083	5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.087	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.095	4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.103	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120	3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.137	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177	2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.210	21ヶ月	1/3炉心	0.284	1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.381				定検時取出燃料3	30日	1/3炉心	1.828				定検時取出燃料2	30日	1/3炉心	—				定検時取出燃料1	30日	1/3炉心	—				小計			3.373			1.370	崩壊熱合計(MW)			崩壊熱4.743MW (燃料体数:2,000体)				<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">取出燃料</th> <th colspan="6">泊3号炉燃料</th> <th colspan="2">泊1、2号炉燃料</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">冷却期間</th> <th colspan="2">MOX燃料</th> <th colspan="2">ウラン燃料</th> <th rowspan="2">冷却期間</th> <th colspan="2">ウラン燃料</th> </tr> <tr> <th>取出燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> <th>取出燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> <th>取出燃料数</th> <th>崩壊熱(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>今回取出</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>30日</td><td>8体</td><td>0.376</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>30日</td><td>8体</td><td>0.390</td><td>39体</td><td>1.694</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×1+30日</td><td>※1</td><td>0.166</td><td>39体</td><td>0.224</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×2+30日</td><td>※1</td><td>0.085</td><td>39体</td><td>0.124</td><td>2年</td><td>40体×2</td><td>0.256</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×3+30日</td><td>※1</td><td>0.062</td><td>39体</td><td>0.081</td><td>(13ヶ月+30日)×1+2年</td><td>40体×2</td><td>0.168</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×4+30日</td><td>※1</td><td>0.053</td><td>39体</td><td>0.063</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×5+30日</td><td>※1</td><td>0.049</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×6+30日</td><td>※1</td><td>0.047</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×7+30日</td><td>※1</td><td>0.045</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>59サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×59+30日</td><td>※1</td><td>0.025</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>60サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×60+30日</td><td>※1</td><td>0.025</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>61サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×61+30日</td><td>8体</td><td>0.013</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>小計</td><td>—</td><td>984体</td><td>3.112</td><td>196体</td><td>1.586</td><td>—</td><td>160体</td><td>0.424</td></tr> <tr><td>合計</td><td>取出燃料体数**</td><td colspan="2">1,374体</td><td>崩壊熱</td><td colspan="3">5.172MW</td><td></td></tr> </tbody> </table>	取出燃料	泊3号炉燃料						泊1、2号炉燃料		冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)	今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—	今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—	今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.694	—	—	—	1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—	2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	0.085	39体	0.124	2年	40体×2	0.256	3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	0.062	39体	0.081	(13ヶ月+30日)×1+2年	40体×2	0.168	4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—	5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	0.049	—	—	—	—	—	6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	0.047	—	—	—	—	—	7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	0.045	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	0.013	—	—	—	—	—	小計	—	984体	3.112	196体	1.586	—	160体	0.424	合計	取出燃料体数**	1,374体		崩壊熱	5.172MW				
取出燃料		大阪3(4)号炉からの発生分			大阪1,2号炉からの発生分																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	6	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.052																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.055	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.056	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.087	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.095																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.103	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.137	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.210	21ヶ月	1/3炉心	0.284																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.381																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
定検時取出燃料3	30日	1/3炉心	1.828																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
定検時取出燃料2	30日	1/3炉心	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
定検時取出燃料1	30日	1/3炉心	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
小計			3.373			1.370																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
崩壊熱合計(MW)			崩壊熱4.743MW (燃料体数:2,000体)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
取出燃料	泊3号炉燃料						泊1、2号炉燃料																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)		取出燃料数	崩壊熱(MW)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.694	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	0.085	39体	0.124	2年	40体×2	0.256																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	0.062	39体	0.081	(13ヶ月+30日)×1+2年	40体×2	0.168																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	0.049	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	0.047	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	0.045	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
...	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	0.013	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
小計	—	984体	3.112	196体	1.586	—	160体	0.424																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
合計	取出燃料体数**	1,374体		崩壊熱	5.172MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
<p>※1：崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。 ※2：3（4）号炉の使用済み燃料ピットは1、2号炉と共用であり、崩壊熱が高めとなるように1、2号炉から運搬された使用済燃料から発生する崩壊熱を想定 注1：大阪1～4号炉5、0.0.0MW/炉燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成14年3月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の詳細条件 注2：大阪3/4号炉のSFPの燃料保管容量は2、1.29体</p>	<p>※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体</p>	<p>以上</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p style="text-align: right;">参考 2</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットに接続されるピットについて</p> <p>A、B-使用済燃料ピットは、連通堰により常時接続された状態である。B-使用済燃料ピットは燃料検査ピット（燃料検査ピットはさらに燃料取替チャンネルと接続）及びキャスクピットと連通堰により繋がっており、使用済燃料ピットゲートによりこれらのピットと仕切ることが可能である。</p> <p>有効性評価においては、燃料取出中を想定し、A、B-使用済燃料ピットに燃料検査ピットと燃料取替チャンネルが接続され、キャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。一方、運転中（燃料装荷後）においては、燃料取替チャンネルにある燃料移送装置の点検のため燃料検査ピットと燃料取替チャンネルの水を抜く場合もある（なお、キャスクピットと燃料検査ピットを同時に水抜き状態にすることはしない）ため、運転中は保守的にA、B-使用済燃料ピットのみ接続し、燃料検査ピット、燃料取替チャンネル及びキャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。</p> <p>この期間において想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（ピット水面線量率 0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p>□：運転中（A、B-使用済燃料ピット） □：停止中（A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット、燃料取替チャンネル）</p>  <p>※1：定検中は燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルのゲートを外し、使用済燃料ピットに接続（水張り）状態となる ※2：運転中に燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルを水抜きする場合、キャスクピットは使用済燃料ピットに接続（水張り）状態とする。</p> <p style="text-align: center;">図 1 泊 3号機使用済燃料ピット周辺レイアウト</p>	<p>記載内容の相違</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																								
	<p>今回の有効性評価の条件として想定した定期事業者検査中の状態と、運転中の状態に対し、それぞれ表1の条件に基づき評価した結果を表2に示す。使用済燃料ピット水位低下時間評価結果は、今回の評価に用いた定期事業者検査中の状態の方が、運転中に比べて厳しい。</p> <p style="text-align: center;">表1 SFP水位低下時間評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1104 317 1933 710"> <thead> <tr> <th></th> <th>定期事業者検査中</th> <th>運転中</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SFP 崩壊熱</td> <td>11.508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管</td> <td>5.122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷</td> </tr> <tr> <td>SFPに接続されるピットの状態</td> <td>A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びキャナル接続</td> <td>A、B-使用済燃料ピット接続</td> </tr> <tr> <td>蒸発水量</td> <td>想定事故1：630m³ 想定事故2：362m³</td> <td>想定事故1：525m³ 想定事故2：303m³</td> </tr> <tr> <td>SFP初期水温</td> <td>40℃</td> <td>30℃</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">表2 SFP水位時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1104 790 1933 920"> <thead> <tr> <th></th> <th>定期事業者検査中</th> <th>運転中</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td>約1.6日</td> <td>約3.2日</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>約1.0日</td> <td>約2.0日</td> </tr> </tbody> </table> <p>なお、定期事業者検査中の崩壊熱及びSFP初期温度に対し、SFPと燃料検査ピット及びキャナルが接続されない状態を想定した場合、SFP水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下する時間は、想定事故1で約1.4日、想定事故2で約0.9日となる。事象発生からSFPへの注水開始が可能となるまでの時間は4.4時間であり、十分な裕度がある。</p>		定期事業者検査中	運転中	SFP 崩壊熱	11.508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管	5.122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷	SFPに接続されるピットの状態	A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びキャナル接続	A、B-使用済燃料ピット接続	蒸発水量	想定事故1：630m ³ 想定事故2：362m ³	想定事故1：525m ³ 想定事故2：303m ³	SFP初期水温	40℃	30℃		定期事業者検査中	運転中	想定事故1	約1.6日	約3.2日	想定事故2	約1.0日	約2.0日	
	定期事業者検査中	運転中																								
SFP 崩壊熱	11.508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管	5.122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷																								
SFPに接続されるピットの状態	A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びキャナル接続	A、B-使用済燃料ピット接続																								
蒸発水量	想定事故1：630m ³ 想定事故2：362m ³	想定事故1：525m ³ 想定事故2：303m ³																								
SFP初期水温	40℃	30℃																								
	定期事業者検査中	運転中																								
想定事故1	約1.6日	約3.2日																								
想定事故2	約1.0日	約2.0日																								

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉								相違理由
	表3 燃料取出スキーム								
	泊3号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）								
	取出燃料	泊3号が燃料				泊1、2号が燃料			
		冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料	
	取出燃料数		崩壊熱 (MW)	取出燃料数	崩壊熱 (MW)	取出燃料数		崩壊熱 (MW)	
	今回取出	—	—	—	—	—	—	—	
	今回取出	30 日	8 体	0.376	—	—	—	—	
	今回取出	30 日	8 体	0.380	39 体	1.094	—	—	
	1 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×1+30 日	※1	0.166	39 体	0.224	—	—	
	2 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×2+30 日	※1	0.085	39 体	0.124	2 年	40 体×2 0.256	
	3 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×3+30 日	※1	0.062	39 体	0.081	(13 ヶ月+30 日) ×1+2 年	40 体×2 0.168	
	4 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×4+30 日	※1	0.053	39 体	0.063	—	—	
	5 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×5+30 日	※1	0.049	—	—	—	—	
	6 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×6+30 日	※1	0.047	—	—	—	—	
	7 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×7+30 日	※1	0.045	—	—	—	—	
...	—	—	—	—		
59 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×59+30 日	※1	0.025	—	—	—	—		
60 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×60+30 日	※1	0.025	—	—	—	—		
61 サイクル冷却済燃料	(13 ヶ月+30 日) ×61+30 日	8 体	0.013	—	—	—	—		
小計	—	984 体	3.112	196 体	1.586	—	0.424		
合計	取出燃料体数 ^{※1}	1,229 体		崩壊熱		5.122MW			

※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体



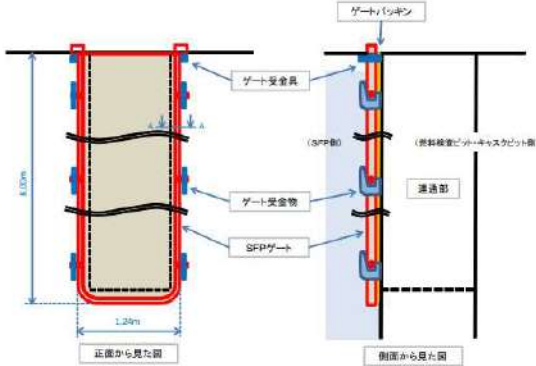
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">参考2</p> <p style="text-align: center;">燃料ピットゲートについて</p> <p>1. 燃料ピットゲートの概要</p> <p>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>その期間中は、Aエリアと原子炉補助建屋キャナル間に燃料ピットゲートを設置する。</p>	<p style="text-align: right;">参考3</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットゲートについて</p> <p>1. 使用済燃料ピットゲートの概要</p> <p>A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは定期事業者検査中、運転中ともに水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>その期間中は、B-使用済燃料ピットと燃料取替キャナル間に使用済燃料ピットゲートを設置する。</p> <p>ゲート受金具及びゲート受金物により連通部の使用済燃料ピット壁面に取付け、ピット水からの水圧により使用済燃料ピット壁面に押し付けられ、ゲートパッキンに面圧が発生し遮水機能を発揮する（図1）。</p> <p>想定事故1及び想定事故2において想定される状況においても以下のとおり遮水機能に問題はない。</p> <p>① ビット水の温度上昇</p> <p>ゲートパッキン（図2）の材質は耐熱性に優れたシリコンゴムであり、100℃での耐水試験においても硬さ変化等が規格値を満足している。また沸騰により水が流動する状態になるが、水圧と比較するとその影響は僅かであり、遮水機能に影響はない。</p> <p>② ビット水の水位低下</p> <p>水位低下が発生した場合も、ピット水面からの深さ対して発生する水圧は同じであり、シール性には影響はない。</p> <p>③ 地震発生時の影響</p> <p>使用済燃料ピットゲートには水圧による大きな力が掛かるが、基準地震動Ssによりゲートが外れることはない。また、基準地震動Ssによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮しても、強度上問題ないが念のため使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価を行う。</p>	<p>設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

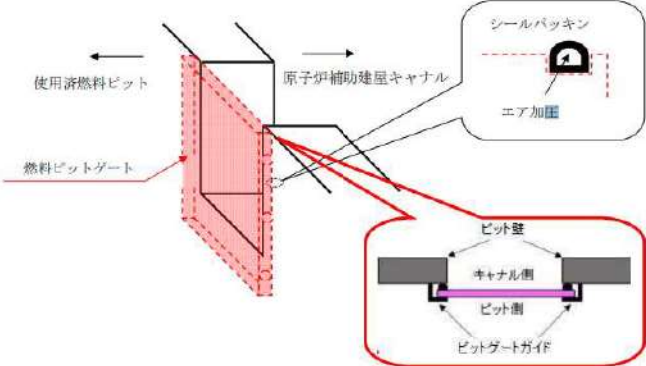
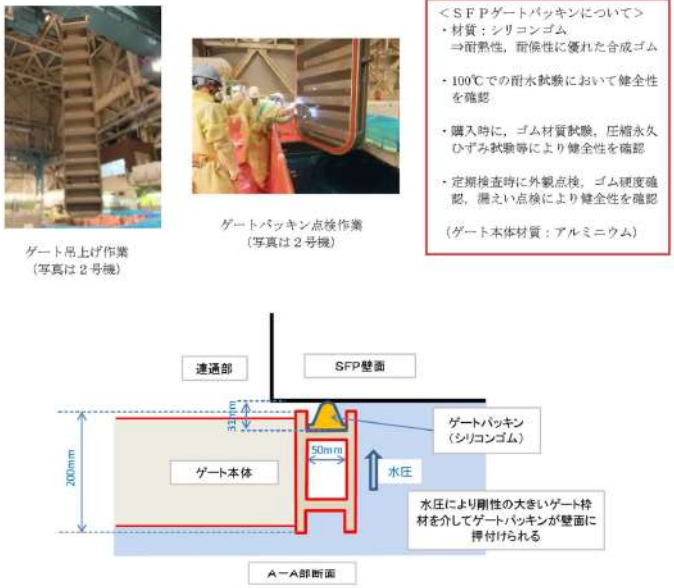
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>ゲートの設置状況</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>ゲートバッキンの装着状況</p> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  <p>図1 SFPゲートの概要</p> </div>	

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>シールパッキン エア加圧</p> <p>使用済燃料ピット 原子炉補助建屋キャナル 燃料ピットゲート</p> <p>ピット壁 キャナル側 ピット側 ピットゲートガイド</p> <p>2. ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。 ・材質：EPDM（エチレン・プロピレン・ジエンゴム） ・信頼性等： <p>ゲートパッキンの保全状況</p> <p>(1) 毎定検、燃料取扱機械設備定期点検工事中において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン（正式名：インフラシール）の漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。</p> <p>(2) 点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。</p> <p>(3) ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績</p> <p>現在の原子炉長期停止状態においては、燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、大阪3、4号炉におけるゲートパッキンの取替実績は以下のとおりであり、運転開始以降それぞれ1回ずつである。</p> <p>大阪3号炉：平成18年度（10月～12月） 大阪4号炉：平成19年度（5月～7月）</p>	 <p>ゲート吊上げ作業（写真は2号機）</p> <p>ゲートパッキン点検作業（写真は2号機）</p> <p>＜SFPゲートパッキンについて＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ・材質：シリコンゴム ⇒耐熱性、耐油性に優れた合成ゴム ・100℃での耐水試験において健全性を確認 ・購入時に、ゴム材質試験、圧縮永久ひずみ試験等により健全性を確認 ・定期検査時に外観点検、ゴム硬度確認、漏えい点検により健全性を確認 <p>（ゲート本体材質：アルミニウム）</p> <p>図2 ゲートパッキンの概要</p> <p>2. ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。 ・材質：シリコンゴム ・信頼性等： <p>ゲートパッキンの保全状況</p> <p>(1) 毎定期検査、FH/Bゲート点検において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン硬度測定及び、ピットの水張、水抜き時に漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。</p> <p>(2) 点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。</p> <p>(3) ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績</p> <p>現在の原子炉長期停止状態においては、使用済燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、泊3号炉におけるゲートパッキンの取替実績はなし。</p>	<p>設備名称の相違 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設備の相違</p>

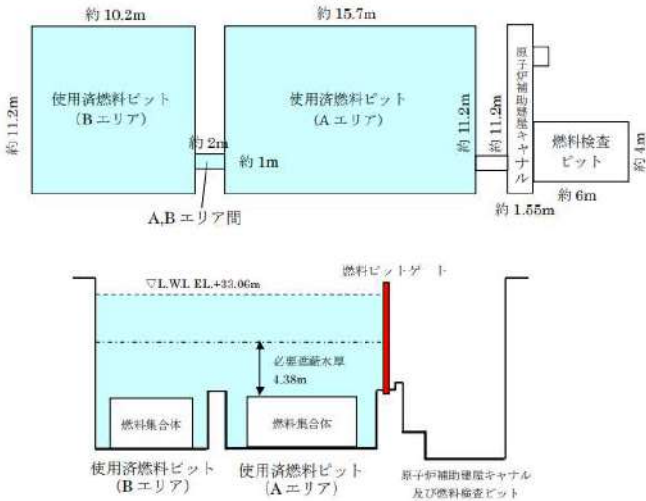
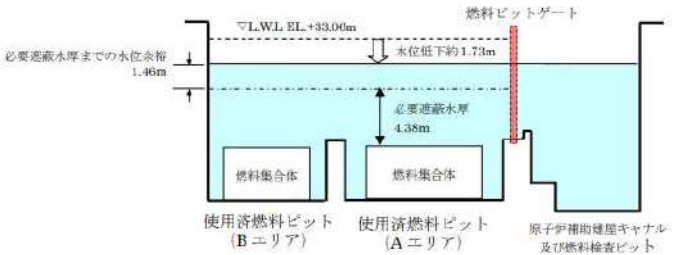
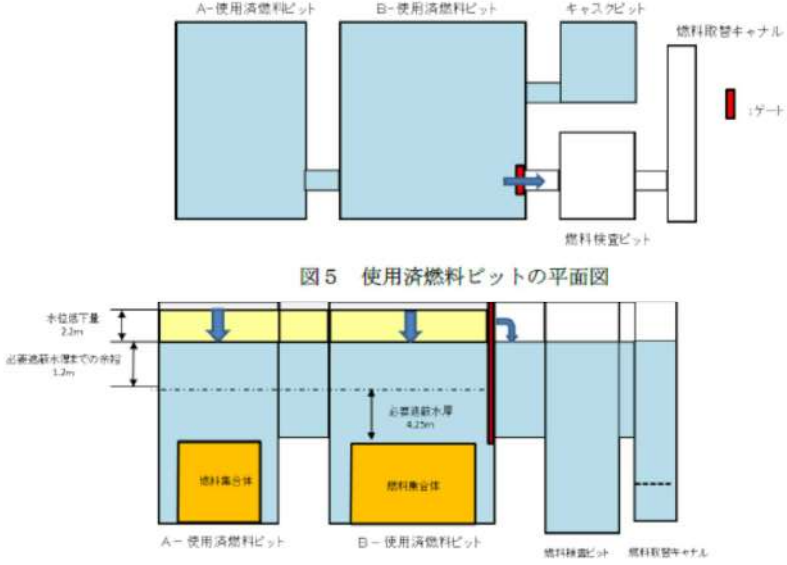
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>1. 構造</p> <p>【SFPゲート】</p> <p>【パッキン詳細図】</p> <p>約44 約32 パッキン加圧(N₂) パッキン</p> <p>【パッキン詳細】 材質: EPDM</p> <p>【機能】 パッキン内は空筒であり、内部にN₂を加圧(約0.18MPa)し使用する。</p> <p>位置決めピン 壁 ラック</p> <p>約7990 約1240 前面より 側面より</p> <p>パッキン 取付側</p> <p>ゲート 壁 約1240</p> <p>（パッキンはめ込み溝拡大図） 壁 パッキン ゲート 約1160 約40</p> <p>2. パッキン写真</p> <p>【ゲート保管状態】</p> <p>【ゲート上部】</p> <p>【ゲート上部: 拡大】</p> <p>パッキン加圧ライン(N₂) パッキン</p>	<p style="text-align: center;">図3 使用済燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>【SFPゲート】</p> <p>約8000 約1240 前面より 側面より</p> <p>パッキン 取付側</p> <p>位置決めピン 壁 ラック</p> <p>【パッキン詳細図】</p> <p>約31 パッキン</p> <p>【パッキン詳細】 材質: シリコン</p> <p>（パッキンはめ込み溝拡大図） 壁 パッキン ゲート 約1240</p> <p>図3 使用済燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>【ゲート保管状態】</p> <p>【ゲート上部】</p> <p>【ゲート上部: 拡大】</p> <p>パッキン</p> <p>図4 パッキンの写真</p>	<p>設備の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">2. 燃料ピットゲートが外れた場合の評価</p> <p>燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナルへの流路に設けられたラックに取めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が原子炉補助建屋キャナル側に流出した場合の水位の評価を参考を実施した。</p> <p>(1) 使用済燃料ピット水位低下量</p> <p>① 初期状態</p>  <p>② 燃料ピットゲートが外れた後の状態</p> 	<p style="text-align: center;">2. 使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価</p> <p>使用済燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから燃料検査ピットへの流路に設けられたラックに取めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、使用済燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が燃料検査ピット側に流出した場合の水位の評価を参考を実施した。</p> <p>(1) 使用済燃料ピット水位低下量</p>  <p style="text-align: center;">図5 使用済燃料ピットの平面図</p> <p style="text-align: center;">図6 使用済燃料ピットの断面図</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

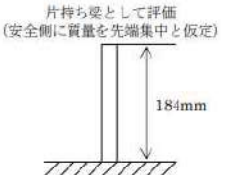
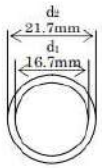
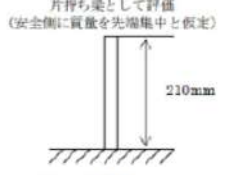

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 評価結果</p> <p>使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が約1.73m低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。</p> <p>また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約35時間、水位が1.46m低下するまでの時間は約4.0日間であり、送水車による代替注水までの時間的余裕は確保されている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 評価結果</p> <p>使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が2.2m低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。</p> <p>また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約13時間、水位が1.2m[*]低下するまでの時間は約1.1日間であり、可搬型大型送水ポンプ車による注水までの時間的余裕は確保されている。</p> <p>※ 使用済燃料ピットゲートが外れ2.2m水位が低下した後から必要遮蔽水厚までに、水位は約1.17m低下するが、安全側に1.2mの低下とする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>評価結果の相違</p> <p>・「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」について、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している</p>

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">サイフォンブレーカの閉塞の可能性について 参考3</p> <p>大阪3、4号炉使用済燃料ピット入口配管に設置されたサイフォンブレーカの概略図及び写真を添付資料 7.3.1.2-27 以降に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット入口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。</p> <p>1. 地震による影響</p> <p>サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット入口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。</p> <p>大阪3、4号炉Aエリアのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。</p> <p>[配管仕様]</p> <ul style="list-style-type: none"> 口径 21.7mm、肉厚 2.5mm (SUS304TP) 配管長 (最大 (3号炉)) : 184mm 質量 : $1.32\text{kg/m} \times 184 \times 10^{-3}\text{m} = 0.3\text{kg}$ <div style="text-align: center;">  </div> <p>[付加重量]</p> <p>水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加重量を考慮する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 付加重量 : $\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 184$ (機械工学便覧による) $= \pi \times 1 \times 10^6 \times (21.7/2)^2 \times 184 = 0.069\text{kg}$ 配管内の水重量 : $\rho (1 \times 10^{-6}\text{kg/mm}^3) \times \pi (16.7/2)^2 \times 184 = 0.041\text{kg}$ 合計 : $0.069 + 0.041 = 0.2\text{kg}$ を配管質量に付加する。 よって、配管質量を $0.3 + 0.2 = 0.5\text{kg}$ として評価する。 <p>[加速度]</p> <ul style="list-style-type: none"> Ss地震動 (3連動) の最大床応答加速度 = 1.94G (E.L.+33.6m) <p>[自重+付加重量+Ss地震による発生応力]</p> <ul style="list-style-type: none"> 荷重(F) = $0.5\text{kg} \times 9.80665$ (重力加速度) $\times (1.0\text{G} + 1.94\text{G}) = 14.5\text{N}$ モーメント(M) = $14.5\text{N} \times 184\text{mm} = 2,668.0\text{N}\cdot\text{mm}$ <div style="text-align: center;">  </div>	<p style="text-align: center;">サイフォンブレーカの閉塞の可能性について 参考4</p> <p>泊3号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイフォンブレーカの設置場所及び写真を添付資料 7.3.1.2-40 に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。</p> <p>1. 地震による影響</p> <p>サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。</p> <p>泊3号炉A、B-使用済燃料ピットのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。</p> <p>[配管仕様]</p> <ul style="list-style-type: none"> 外径 21.7mm、肉厚 2.5mm (SUS304TP-S) 配管長 (A、B-使用済燃料ピット) : 210mm 質量 : $1.21\text{kg/m} \times 210 \times 10^{-3}\text{m} = 0.3\text{kg}$ <div style="text-align: center;">  </div> <p>[付加質量]</p> <p>水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加質量を考慮する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 付加質量 : $\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 210$ (機械工学便覧による) $= \pi \times 1 \times 10^6 \times (21.7/2)^2 \times 210 = 0.078\text{kg}$ (ρ: 水の密度) 配管内の水質量 : $\rho (1 \times 10^{-6}\text{kg/mm}^3) \times \pi (16.7/2)^2 \times 210 = 0.046\text{kg}$ (ρ: 水の密度) 合計 : $0.078 + 0.046 = 0.114 \rightarrow 0.2\text{kg}$ を配管質量に付加する。 よって、配管質量を $0.3 + 0.2 = 0.5\text{kg}$ として評価する。 <p>[加速度]</p> <ul style="list-style-type: none"> Ss地震動のうち (Ss1、Ss3-1、Ss3-2、Ss3-3、Ss3-4) の最大床応答加速度 = 1.19G (T.P. 33.1m) <p>[自重+付加質量+Ss地震による発生応力]</p> <ul style="list-style-type: none"> 荷重(F) = $0.5\text{kg} \times 9.80665$ (重力加速度) $\times (1.0\text{G} + 1.19\text{G}) = 10.8\text{N}$ モーメント(M) = $10.8\text{N} \times 210\text{mm} = 2,268.0\text{N}\cdot\text{mm}$ <div style="text-align: center;">  </div>	<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）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 断面係数(Z) = $\pi (d_2^4 - d_1^4) / 32d_2 = \pi (21.7^4 - 16.7^4) / (32 \times 21.7)$ = 651.2mm³</p> <p>・ 発生応力(σ) = $M/Z = 2,668.0 / 651.2 = 4.1\text{MPa}$</p> <p>[許容引張応力]</p> <p>・ 122MPa (設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5, 100℃の値)</p> <p>サイフォンブレーカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 4.1MPa であるため、サイフォンブレーカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。 なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。(添 4.1.2-26~添 4.1.2-27 参照)</p> <p>2. 人的過誤、故障による影響</p> <p>サイフォンブレーカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット入口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレーカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。</p> <p>3. 異物による閉塞</p> <p>サイフォンブレーカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット出口配管吸込部にはサイフォンブレーカ内径 16.7mm より細かい穴径 12mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。</p> <p>4. 落下物による影響</p> <p>A エリアのサイフォンブレーカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から 18cm 程度のわずかな部分であり、B エリアのサイフォンブレーカは使用済燃料ピット入口配管上の 13cm 程度のわずかな枝管であることから、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。</p> <p>仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレーカは機能する。</p> <p>なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た</p>	<p>・ 断面係数(Z) = $\pi (d_2^4 - d_1^4) / 32d_2 = \pi (21.7^4 - 16.7^4) / (32 \times 21.7)$ = 651.2mm³</p> <p>・ 発生応力(σ) = $M/Z = 2,268.0 / 651.2 = 3.5\text{MPa}$</p> <p>[許容引張応力]</p> <p>・ 122MPa (設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5, 100℃の値)</p> <p>サイフォンブレーカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 3.5MPa であるため、サイフォンブレーカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。 なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。(添 7.3.1.2-38~添 7.3.1.2-39 参照)</p> <p>2. 人的過誤、故障による影響</p> <p>サイフォンブレーカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレーカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。</p> <p>3. 異物による閉塞</p> <p>サイフォンブレーカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管吸込部にはサイフォンブレーカ内径 16.7mm より細かいメッシュ間隔 約 4.7mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。</p> <p>4. 落下物による影響</p> <p>サイフォンブレーカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から 約 15cm のわずかな部分であり、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。</p> <p>仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレーカは機能する。</p> <p>なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。</p> <p>5. 通水状況の確認</p> <p>上記のとおりサイフォンブレイカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回程度）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット入口配管から使用済燃料ピットに水が流入すると同時にサイフォンブレイカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレイカから水が出ていることは、添付写真に示すとおり目視により確認できる。これによりサイフォンブレイカが閉塞していないことを確認する。</p> <div data-bbox="152 513 1034 1289" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【参考：高浜1/2号炉（抜粋）】</p> <p>5. 通水状況の確認</p> <p>上記のとおりサイフォンブレイカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回程度）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット入口配管から使用済燃料ピットに水が流入すると同時にサイフォンブレイカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレイカから水が出ていることは、添付写真に示すとおり目視による確認が困難なことから、棒に紐状のビニールを垂らした小道具を使用し確認することでサイフォンブレイカが閉塞していないことを確認する。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>サイフォンブレイカ</p> <p>【サイフォンブレイカ写真】</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>水流によって板が揺らいでいる状態</p> <p>水の揺れ</p> <p>【サイフォンブレイカからの水流によるゆらぎ】</p> </div> </div> </div>	<p>せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。</p> <p>5. 通水状況の確認</p> <p>上記のとおりサイフォンブレイカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管から使用済燃料ピットに水が流入すると同時にサイフォンブレイカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレイカから水が出ていることは、目視による確認によりサイフォンブレイカの閉塞が疑われる場合、図4に示すとおり器具を用いて閉塞していないことを確認する。</p>	<p>記載方針の相違 ・泊は水流が肉眼で確認しにくい ため、閉塞が疑われる場合は器具を用いて水流を確認する（器具を用いて確認することは高浜1/2号炉と同様）</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて</p> <p>添4.1.2-23～添4.1.2-24において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。</p> <p>この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss地震動での最大床応答加速度 1.94G (E.L.+33.6m) が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。</p> <p>ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。</p> <p>静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。</p> <p>サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図1）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>図1. 水中での円柱構造物の振動イメージ （上から見た図）</p> $m\ddot{y} + c\dot{y} + ky = F \dots\dots\dots (1)$ <p>ここで、m：構造物の質量 c：構造物の減衰定数 k：構造物の剛性 F：構造物が流体から受ける力</p> <p>一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。</p> $F = \frac{1}{2} \rho C_D D (-\dot{y}) -\dot{y} + \rho C_m S (-\ddot{y}) \dots\dots\dots (2)$ <p>ここで、C_D：抗力係数 D：円柱直径 C_m：付加質量係数 S：円柱断面積</p>	<p>サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて</p> <p>添7.3.1.2-35～添7.3.1.2-36において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。</p> <p>この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss地震動での最大床応答加速度 1.19G (T.P.33.1m) が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。</p> <p>ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。</p> <p>静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。</p> <p>サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図3）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>図3 水中での円柱構造物の振動イメージ （上から見た図）</p> $m\ddot{y} + c\dot{y} + ky = F \dots\dots\dots (1)$ <p>ここで、m：構造物の質量 c：構造物の減衰定数 k：構造物の剛性 F：構造物が流体から受ける力</p> <p>一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。</p> $F = \frac{1}{2} \rho C_D D (-\dot{y}) -\dot{y} + \rho C_m S (-\ddot{y}) \dots\dots\dots (2)$ <p>ここで、C_D：抗力係数 D：円柱直径 C_m：付加質量係数 S：円柱断面積</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ここで、$(-\rho C_m S \ddot{y})$ を $(-m' \ddot{y})$ と書き表すと、m' は円柱の付加質量となる。 $m' = \rho C_m S$ とおくと、式 (1)、式 (2) より、 $(m+m')\ddot{y} + (c + \frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y}) \dot{y} + ky = 0$ となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、“$\frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y}$” 分の減衰効果が付与されることになる。(JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針)</p> <p>(流体減衰効果の概略評価) サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。 サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。</p> <p>構造物の減衰定数：$c = 2\sqrt{m \cdot k} \cdot h = 11.37 \text{Ns/m}$ 質量 m : 0.5kg 剛性 (片持ち梁剛性) $k = \frac{3EI}{l^3}$: 646,905N/m ヤング率 E : $1.90 \times 10^{11} \text{N/m}^2$ 断面二次モーメント I : $7.07 \times 10^{-9} \text{m}^4$ 梁の長さ l : 0.184m 減衰比 h : 0.01 (1%と仮定)</p> <p>一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。 流体による減衰定数：$c_w = \frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y} = 1.10 \text{Ns/m}$ 水の密度 ρ : 1,000kg/m³ 抗力係数 C_D : 1.0 (機械工学便覧による) 配管口径 D : 0.0217m 振動速度 \dot{y} : 振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.94G で振動すると仮定すると、最大振動速度 $v = 1.94 \times 9.80665 / (2\pi \times 30) = 0.101 \text{m/s}$</p> <p>流体による抵抗力 F_w は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。 $F_w = c_w v = 0.111 \text{N}$ 以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意 ($c_w/c \times 100 = 9.7\%$) であることが確認できる。</p>	<p>ここで、$(-\rho C_m S \ddot{y})$ を $(-m' \ddot{y})$ と書き表すと、m' は円柱の付加質量となる。$m' = \rho C_m S$ とおくと、式 (1)、式 (2) より、 $(m+m')\ddot{y} + (c + \frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y}) \dot{y} + ky = 0 \dots\dots\dots (3)$ となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、“$\frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y}$” 分の減衰効果が付与されることになる。(JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針)</p> <p>(流体減衰効果の概略評価) サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。 サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。</p> <p>構造物の減衰定数：$c = 2\sqrt{m \cdot k} \cdot h = 9.33 \text{Ns/m}$ 質量 m : 0.5kg 剛性 (片持ち梁剛性) $k = \frac{3E}{l^3}$: 435,147N/m ヤング率 E : $1.90 \times 10^{11} \text{N/m}^2$ 断面二次モーメント I : $7.07 \times 10^{-9} \text{m}^4$ 梁の長さ : 0.210m 減衰比 h : 0.01 (1%と仮定)</p> <p>一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。 流体による減衰定数：$c_w = \frac{1}{2} \rho C_D D \dot{y} = 0.67 \text{Ns/m}$ 水の密度 ρ : 1,000kg/m³ 抗力係数 C_D : 1.0 (機械工学便覧による) 配管外径 D : 0.0217m 振動速度 \dot{y} : 振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.19G で振動すると仮定すると、最大振動速度 $v = 1.19 \times 9.80665 / (2\pi \times 30) = 0.062 \text{m/s}$</p> <p>流体による抵抗力 F_w は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。 $F_w = c_w v = 0.042 \text{N}$ 以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意 ($c_w/c \times 100 = 7.2\%$) であることが確認できる。</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）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

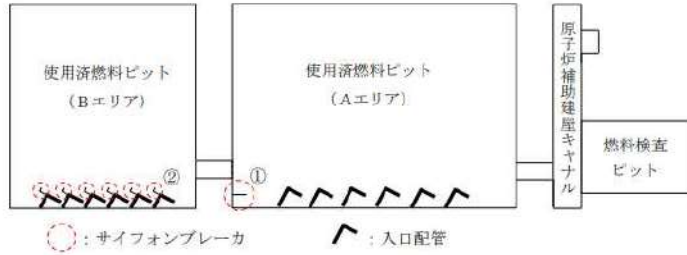
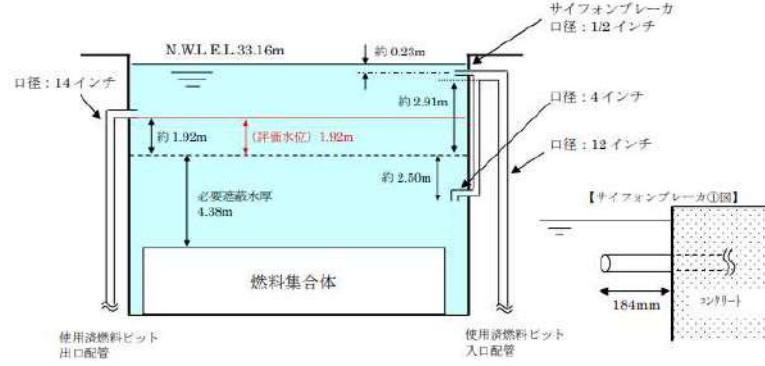


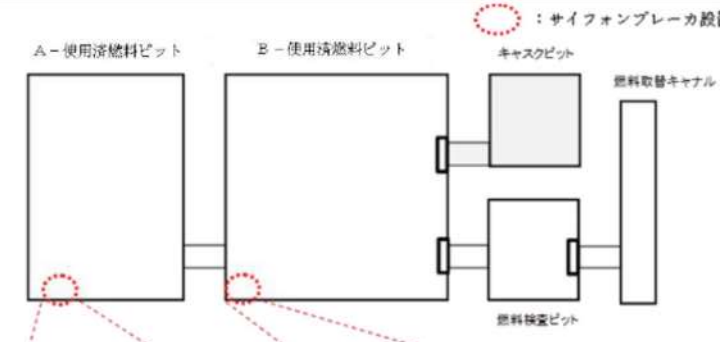
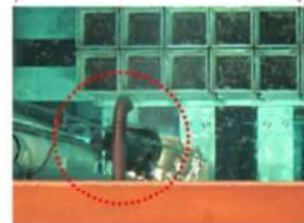


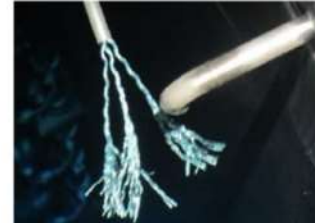
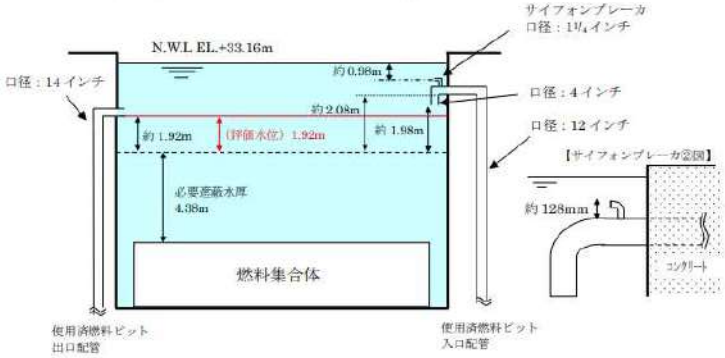


大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 大阪3、4号炉サイフォンブレーカ配置 (平面図：3号炉、4号炉共に同じ配置)</p>  <p>○ 大阪3、4号炉Aエリア (サイフォンブレーカ①)</p>  <p>【サイフォンブレーカ①写真】 大阪3号炉の例</p>  <p>【サイフォンブレーカ①からの水流によるゆらぎ】 大阪3号炉の例</p> 	<p>○ 泊3号炉サイフォンブレーカ設置場所</p>  <p>○ 泊3号炉Aエリア (サイフォンブレーカ①)</p>  <p>○ 泊3号炉Bエリア (サイフォンブレーカ①)</p>  <p>サイフォンブレーカ仕様 配管材質：SUS304TP サイズ：外径φ21.7mm、内径φ16.7mm、厚さ2.5mm</p>  <p>水流確認器具</p>  <p>水流の確認</p>	

図4 泊3号機 使用済燃料ピット概略図

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）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>○ 大阪 3、4号炉 Bエア (サイフォンブレーカ②)</p>  <p>【サイフォンブレーカ②写真】 大阪3号炉の例</p>  <p>【サイフォンブレーカ②からの水流によるゆらぎ】 大阪3号炉の例</p>  <p>以上</p>	<p>以上</p>	<p>相違理由</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																		
<p style="text-align: center;">参考4</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの初期水位・水温について</p> <p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。</p> <p>1. 初期水位 使用済燃料ピット水位は、水位低警報設定値（N.W.L-0.10m：E.L.+33.06m）を下回らないよう、通常はN.W.L-0.05mを目安に運用管理している。 よって、実運用において使用済燃料ピット水位が水位低警報設定値を下回ることはないが、評価上は安全側の評価として、初期水位を水位低警報設定値より約0.19m低いE.L.+32.87mとして評価している。</p> <p>2. 初期水温 使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の大阪3、4号炉における燃料取出完了後の水温実績値を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">○大阪3号炉 (単位：℃)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (燃料取出完了日)</td> <td>第13回 (H20.2.11)</td> <td>第14回 (H21.11.9)</td> <td>第15回 (H23.3.27)</td> <td>第16回 (H25.9.13)</td> </tr> <tr> <td>Aエリア</td> <td>28.6</td> <td>36.5</td> <td>27.2</td> <td>43.3</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>28.1</td> <td>35.9</td> <td>26.7</td> <td>43.0</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">○大阪4号炉 (単位：℃)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (燃料取出完了日)</td> <td>第12回 (H20.9.29)</td> <td>第13回 (H22.2.17)</td> <td>第14回 (H23.8.1)</td> <td>第15回 (H25.9.27)</td> </tr> <tr> <td>Aエリア</td> <td>37.4</td> <td>33.2</td> <td>42.4</td> <td>39.5</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>37.1</td> <td>32.9</td> <td>42.1</td> <td>39.2</td> </tr> </table> <p>以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約26℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。</p>	定検回数 (燃料取出完了日)	第13回 (H20.2.11)	第14回 (H21.11.9)	第15回 (H23.3.27)	第16回 (H25.9.13)	Aエリア	28.6	36.5	27.2	43.3	Bエリア	28.1	35.9	26.7	43.0	定検回数 (燃料取出完了日)	第12回 (H20.9.29)	第13回 (H22.2.17)	第14回 (H23.8.1)	第15回 (H25.9.27)	Aエリア	37.4	33.2	42.4	39.5	Bエリア	37.1	32.9	42.1	39.2	<p style="text-align: center;">参考5</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの初期水位、初期水温設定について</p> <p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。</p> <p>1. 初期水位 使用済燃料ピット水位は、水位低警報（NWL-0.08m：T.P.32.58m）を下回らないよう、通常はNWL±0.05mを目安に運用管理している。 よって、評価上は安全側の評価として、初期水位を運用管理値下限（NWL-0.05m）より約0.02m低いT.P.32.59mとして評価している。</p> <p>2. 初期水温 使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の泊1、2、3号炉における燃料取出完了後の水温実測値の最高値を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 各号機のSFP水温（運転中、定期検査中）</p> <p>a. 泊発電所3号機(定期検査中) (運転中(参考))</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定期検査回数 (年度)</td> <td>1回 (2011)</td> <td>2回 (2012)</td> <td colspan="3"></td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>21.8</td> <td>29.5</td> <td colspan="3"></td> </tr> </table> <p>b. 泊発電所1号機(定期検査中) (運転中(参考))</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定期検査回数 (年度)</td> <td>14回 (2007)</td> <td>15回 (2008)</td> <td>16回 (2009)</td> <td>17回 (2011)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>25.0</td> <td>35.0</td> <td>23.5</td> <td>31.8</td> <td></td> </tr> </table> <p>c. 泊発電所2号機(定期検査中) (運転中(参考))</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定期検査回数 (年度)</td> <td>13回 (2008)</td> <td>14回 (2009)</td> <td>15回 (2010)</td> <td>16回 (2011)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>31.5</td> <td>24.5</td> <td>29.0</td> <td>43.0</td> <td></td> </tr> </table> <p>以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約21℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。 また、運転中のSFP水温の最高値は約12℃～34℃の間で分布しており、初期温度を30℃に設定した。</p>	定期検査回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)				SFP水温	21.8	29.5				定期検査回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)		SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8		定期検査回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)		SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0		<p>設備の相違</p> <p>評価条件の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p>
定検回数 (燃料取出完了日)	第13回 (H20.2.11)	第14回 (H21.11.9)	第15回 (H23.3.27)	第16回 (H25.9.13)																																																																
Aエリア	28.6	36.5	27.2	43.3																																																																
Bエリア	28.1	35.9	26.7	43.0																																																																
定検回数 (燃料取出完了日)	第12回 (H20.9.29)	第13回 (H22.2.17)	第14回 (H23.8.1)	第15回 (H25.9.27)																																																																
Aエリア	37.4	33.2	42.4	39.5																																																																
Bエリア	37.1	32.9	42.1	39.2																																																																
定期検査回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)																																																																		
SFP水温	21.8	29.5																																																																		
定期検査回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)																																																																
SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8																																																																
定期検査回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)																																																																
SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0																																																																

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット入口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【該当する資料無し】</p>	<p style="text-align: right;">参考6</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無の影響について</p> <p>使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価について、外部電源を喪失した場合の影響を確認した。</p> <p>1. 使用済燃料ピットの監視機器について 使用済燃料ピットの有効性評価において使用する以下の監視機器等の電源は、（5）及び（6）を除き計装用電源に接続されている。 （1）使用済燃料ピット水位（AM用）（2個） （2）使用済燃料ピット温度（AM用）（2個） （3）使用済燃料ピット監視カメラ（1個） （4）使用済燃料ピットエアモニタ（1個） （5）使用済燃料ピット可搬型エアモニタ（1個） （6）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置（1台） 外部電源が喪失した場合でも、（1）～（4）の監視機器には計装用電源に接続する蓄電池及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、監視機器による使用済燃料ピット水位・水温等の継続監視が可能である。また、（5）可搬型モニタはバッテリー駆動及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われ、（6）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置は自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、外部電源喪失の影響はない。</p> <p>2. 使用済燃料ピットへの給水について 使用済燃料ピットへの給水作業に使用する設備は、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース延長・回収車（送水車用）及び可搬型ホースである。可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホース延長・回収車（送水車用）は軽油を燃料とするエンジン駆動であり、可搬型ホース敷設・接続作業及び給水作業において、外部電源喪失の影響は無い。</p> <p>3. 燃料取扱棟の照明について 燃料取扱棟の照明は、外部電源が喪失した場合でも全消灯とはならず、その後ディーゼル発電機の自動起動により照明の約30%が復旧し、カメラ監視及び給水作業に必要な照度は確保される。</p> <p>4. 燃料取扱中の外部電源喪失について 使用済燃料ピットで燃料取扱（吊上げ）中に外部電源喪失又は全交流動力電源喪失が発生した場合、使用済燃料ピットクレーンのホイストは燃料保持のためロックされ、燃料は吊上げ状態のまま落下することなく安全に保持される。 仮にこの状態で使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能喪失事象、又は使用済燃料ピット冷</p>	<p>記載内容の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

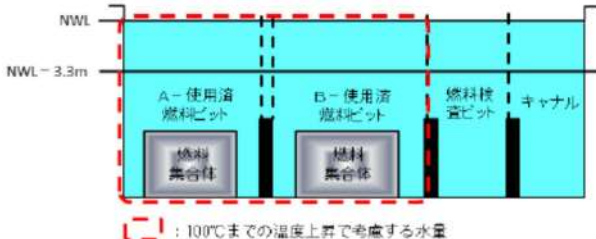
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>却系配管破断が発生した場合、クレーンの電源は常用系のためディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電は見込めないことから、事前に準備しておく仮設の発電機から使用済燃料ピットクレーンへ電源供給を行い、吊上げ状態の燃料をすみやかにラックへ収容する。</p> <p>仮設の発電機からクレーン電源盤までのケーブル引き回し・接続及び燃料のラック収容までの作業時間は約80分であるが、水位低下時間がより厳しい想定事故2においても事象発生80分後のピット水温上昇は20℃程度であり、吊上げ中の燃料を安全にラックへ収容することが可能である。</p> <p>以上より、外部電源喪失と同時にピットの冷却機能喪失等の事象が発生した場合においても、使用済燃料ピット水位・水温等の監視及びピットへの給水作業は可能であること、また、仮に燃料取扱中であつた場合でも、燃料を安全にラックへ収容できることから、今回の使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価は妥当である。</p>	

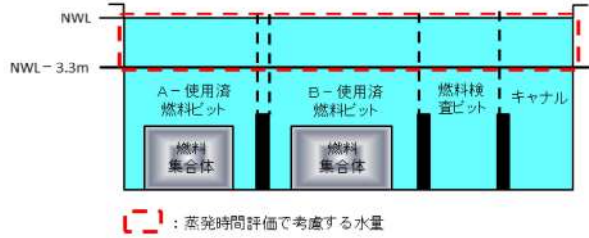
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																			
<p>【該当する資料無し】</p>	<p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価の保守性について 参考 7</p> <p>有効性評価における使用済燃料ピット水位低下時間評価は、沸騰までの評価結果が厳しくなるように片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しないで評価している。</p> <p>ここでは、沸騰するまでの評価でA、B-使用済燃料ピットを平均化した場合の沸騰までの時間及び水位が NWL-3.3m まで低下する時間を評価し、有効性評価の水位低下時間の保守性を確認する。</p> <p>1. 想定事故1</p> <p>(1) SFP の水（初期水温 40℃）が 100℃に到達するまでの時間をA、B-使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約 10.2 時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表 1 100℃到達時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1126 675 1877 916"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">水量</th> <th rowspan="2">崩壊熱</th> <th rowspan="2">評価結果</th> </tr> <tr> <th>各ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 720m³</td> <td rowspan="2">約 1,760m³</td> <td rowspan="2">11.508MW</td> <td rowspan="2">約 10.2 時間</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 1,030m³</td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 10m³</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;">  <p>図 1 使用済燃料ピット断面図</p> </div>		水量		崩壊熱	評価結果	各ピット	合計	A-使用済燃料ピット	約 720m ³	約 1,760m ³	11.508MW	約 10.2 時間	B-使用済燃料ピット	約 1,030m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約 10m ³				<p>記載内容の相違</p>
	水量		崩壊熱	評価結果																	
	各ピット	合計																			
A-使用済燃料ピット	約 720m ³	約 1,760m ³	11.508MW	約 10.2 時間																	
B-使用済燃料ピット	約 1,030m ³																				
A、B-使用済燃料ピット間	約 10m ³																				

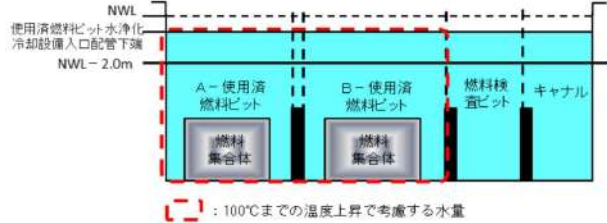
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																							
	<p>(2) SFP 水の 100℃到達後、蒸発により水位が NWL-3.3m まで低下するまでの時間は、NWL-3.3m までの水量より評価した結果、約 32.8 時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表 2 評価結果のまとめ</p> <table border="1" data-bbox="1160 319 1892 678"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">3.3m 分の評価水量</td> <td>約 630m³</td> </tr> <tr> <td rowspan="5"></td> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 210m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 310m³</td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 5m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約 45m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 60m³</td> </tr> <tr> <td colspan="2">崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td colspan="2">3.3m 水位低下時間</td> <td>約 32.8 時間</td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;">  <p>図 2 使用済燃料ピット断面図</p> </div> <p>(1)、(2) より事象発生から水位が NWL-3.3m まで低下する時間は約 10.2 時間+約 32.8 時間=約 43.0 時間（約 1.7 日）となり、想定事故1における評価結果約 1.6 日に保守性があることを確認した。</p>			評価結果	3.3m 分の評価水量		約 630m ³		A-使用済燃料ピット	約 210m ³	B-使用済燃料ピット	約 310m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約 5m ³	燃料取替チャンネル	約 45m ³	燃料検査ピット	約 60m ³	崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m ³ /h	3.3m 水位低下時間		約 32.8 時間	
		評価結果																							
3.3m 分の評価水量		約 630m ³																							
	A-使用済燃料ピット	約 210m ³																							
	B-使用済燃料ピット	約 310m ³																							
	A、B-使用済燃料ピット間	約 5m ³																							
	燃料取替チャンネル	約 45m ³																							
	燃料検査ピット	約 60m ³																							
崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m ³ /h																							
3.3m 水位低下時間		約 32.8 時間																							

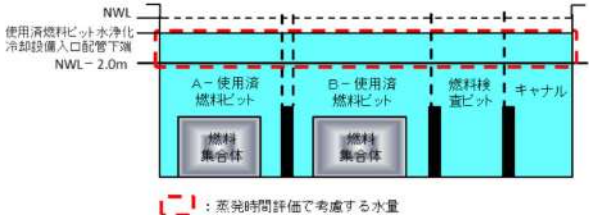
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																		
	<p>2. 想定事故2</p> <p>(1) SFPの水（初期水温 40℃）が100℃に到達するまでの時間をA、B-使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約8.9時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表3 100℃到達時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1169 319 1868 545"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">水量</th> <th rowspan="2">崩壊熱</th> <th rowspan="2">評価結果</th> </tr> <tr> <th>各ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 630m³</td> <td rowspan="3">約 1,538m³</td> <td rowspan="3">11.508MW</td> <td rowspan="3">約 8.9 時間</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 900m³</td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 8m³</td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;">  <p>図3 使用済燃料ピット断面図</p> </div> <p>(2) SFP水の100℃到達後、蒸発により水位が2.0m低下する時間は、約18.8時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表4 評価結果のまとめ</p> <table border="1" data-bbox="1191 992 1845 1327"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2.0m分の評価水量</td> <td>約 362m³</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 120m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 180m³</td> </tr> <tr> <td>A、Bピット-使用済燃料間</td> <td>約 3m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約 36m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 23m³</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>2.0m水位低下時間</td> <td>約 18.8 時間</td> </tr> </tbody> </table>		水量		崩壊熱	評価結果	各ピット	合計	A-使用済燃料ピット	約 630m ³	約 1,538m ³	11.508MW	約 8.9 時間	B-使用済燃料ピット	約 900m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約 8m ³		評価結果	2.0m分の評価水量	約 362m ³	A-使用済燃料ピット	約 120m ³	B-使用済燃料ピット	約 180m ³	A、Bピット-使用済燃料間	約 3m ³	燃料取替チャンネル	約 36m ³	燃料検査ピット	約 23m ³	崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h	2.0m水位低下時間	約 18.8 時間	
	水量		崩壊熱	評価結果																																
	各ピット	合計																																		
A-使用済燃料ピット	約 630m ³	約 1,538m ³	11.508MW	約 8.9 時間																																
B-使用済燃料ピット	約 900m ³																																			
A、B-使用済燃料ピット間	約 8m ³																																			
	評価結果																																			
2.0m分の評価水量	約 362m ³																																			
A-使用済燃料ピット	約 120m ³																																			
B-使用済燃料ピット	約 180m ³																																			
A、Bピット-使用済燃料間	約 3m ³																																			
燃料取替チャンネル	約 36m ³																																			
燃料検査ピット	約 23m ³																																			
崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m ³ /h																																			
2.0m水位低下時間	約 18.8 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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	 <p>図4 使用済燃料ピット断面図</p> <p>(1)、(2)よりA、B-使用済燃料ピットを平均化した場合を評価したところ、水位が2.0m低下する時間は約27.7時間（約1.1日）となり、有効性評価の想定事故2における評価結果約1.0日に保守性があることを確認した。</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.3 安定状態について）

大阪発電所3 / 4号炉	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 4.1.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）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;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復、維持され、温度が安定した状態</p> <p><u>使用済燃料ピット安定状態の確立について</u></p> <p>事象発生の5.2時間後に燃料頂部より7.38mの水位から注水流量25m³/h（送水車）で注水することで、事象発生の約9.1時間後に通常水位に回復、維持できる。この使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点安定状態とする。</p> <p>また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生の約12時間後に100℃に到達するが、蒸散量（19.44m³/h）に対し、注水流量25m³/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。</p> <p>【計算】</p> <p>注水開始の約3.9時間後で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 通常水位までの注水量：約97m³ ・ 注水流量：25m³/h（送水車） <p>以上のことから、送水車による注水準備完了時間の5.2時間に注水時間約3.9時間を足した時間の事象発生の約9.1時間後に安定状態となる。</p> <p>※ 注水に寄与する水量は、SFP、FH/Bチャンネル及び検査ピット換気を考慮</p> <p><参考></p> <p>最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間</p> <p>【事故の仮定】</p> <p>事故発生後、送水車による補給準備が完了した時点（事象発生の5.2時間後）のピット水位が使用済燃料ピットポンプ出口配管下流まで低下したと仮定。</p> <p>【計算】</p> <p>補給開始後約82.2時間で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 通常水位までの補給量：約457m³ ・ 蒸散量：19.44m³/h ・ 注水流量：25m³/h（送水車ポンプ） <p>以上のことから、送水車による注水準備完了時間5.2時間に補給時間約82.2時間を足した時間の事象発生の約87.4時間後に安定状態とする。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料4.1.4</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失）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;"> <p>燃料プール安定状態：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燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の水温が安定し、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><u>燃料プールの安定状態の確立について</u></p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が回復、維持され、燃料プールの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が確保可能であり、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>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1 別紙1）</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.3.1.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）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;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：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使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し、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><u>使用済燃料ピットの安定状態の確立について</u></p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで、使用済燃料ピット水位が回復、維持され、使用済燃料ピットの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が確保可能であり、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>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し、使用済燃料ピット冷却系を復旧し、復旧後は燃料代替用水系統等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> </div>	

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（1/2）		評価項目となるパラメータ		運転員等操作時間		評価項目となるパラメータ	
項目	評価条件（初期、事故及び復旧条件）	最悪条件	評価条件	項目	評価項目となるパラメータ	項目	評価項目となるパラメータ
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm

添付資料 4.1.8

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故1）（1/4）

項目	評価条件（初期、事故及び復旧条件）	最悪条件	評価条件	項目	評価項目となるパラメータ	項目	評価項目となるパラメータ
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（1/2）		評価項目となるパラメータ		運転員等操作時間		評価項目となるパラメータ	
項目	評価条件（初期、事故及び復旧条件）	最悪条件	評価条件	項目	評価項目となるパラメータ	項目	評価項目となるパラメータ
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm
燃料プール水位	約1,100mm	約1,200mm	約1,300mm	燃料プール水位	約1,100mm	燃料プール水位	約1,100mm

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1))

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

大阪発電所3/4号炉

項目	評価条件(目標、事故及び機組運用)の不確かさ	評価条件の考え方	運転員等機組時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
運転員等機組時間による影響	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少
燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少

女川原子力発電所2号

項目	評価条件(目標、事故及び機組運用)の不確かさ	評価条件の考え方	運転員等機組時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少
燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少

泊発電所3号炉

項目	評価条件(目標、事故及び機組運用)の不確かさ	評価条件の考え方	運転員等機組時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少
燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少	燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少 燃料調整弁の閉鎖による燃料供給量の減少

相違理由

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等機組時間及び評価項目となるパラメータによる影響(想定事故1) (2/4)

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等機組時間及び評価項目となるパラメータによる影響(2/2)

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故1）（3 / 4）			
評価条件（初期、事故及び機器条件）			
項目	評価条件 初期条件	評価条件 初期条件	評価項目となるパラメータに与える影響
外部水素の容量	約10,000m ³ 約10,000m ³ 以上 （淡水貯水槽水量）	約1,055kL 約1,055kL以上 （軽油タンク容量 + ガスタービン発電機 電設備軽油タンク 容量）	最悪条件とした場合には、評価条件よりも水素容量の余裕が大きくなる。また、事故発生13時間後から水素貯水ポンプ（サイプ1）による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
燃料の容量	淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機軽油タンクの運用値を参考に、高圧条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。
条件設定の考え方	淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機軽油タンクの運用値を参考に、高圧条件を包摂できる条件を設定	運転員等操作時間に与える影響
最悪条件	約10,000m ³ 以上 （淡水貯水槽水量）	約1,055kL以上 （軽油タンク容量 + ガスタービン発電機 電設備軽油タンク 容量）	最悪条件とした場合には、評価条件よりも水素容量の余裕が大きくなる。また、事故発生13時間後から水素貯水ポンプ（サイプ1）による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p>表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故1）（4/4）</p>			
<p>項目</p>			
<p>評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ</p>			
<p>評価条件</p>			
<p>最悪条件</p>			
<p>安全機能の喪失に対する仮定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>—</p>
<p>事故条件</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>—</p>
<p>外部電源</p>	<p>外部電源なし</p>	<p>外部電源あり</p>	<p>—</p>
<p>機器条件</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>—</p>
<p>条件設定の考え方</p>			
<p>運転員等操作時間を与える影響</p>			
<p>詳細項目となるパラメータを与える影響</p>			
<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失、高圧冷却系及び注水系統等の機能喪失を設定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>—</p>
<p>外部電源</p>	<p>外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、買入線の観点で無い外部電源なしを設定</p>	<p>外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、買入線の観点で無い外部電源なしを設定</p>	<p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は異なることから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。</p>
<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は異なることから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。</p>
<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は異なることから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。</p>
<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失を設定</p>	<p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は異なることから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。</p>

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故1))

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

大阪発電所3 / 4号炉		女川原子力発電所2号		泊発電所3号炉		相違理由
<p>表2 操作条件(要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータ)と与える影響及び操作時間余裕</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p>	
	<p>運転員等操作時間による影響</p>	<p>運転員等操作時間による影響</p>	<p>運転員等操作時間による影響</p>	<p>運転員等操作時間による影響</p>	<p>運転員等操作時間による影響</p>	<p>運転員等操作時間による影響</p>

表2 運転員等操作時間による影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		運転の不確かさ要因	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータと与える影響	操作時間余裕	相違理由
	評価項目となるパラメータ	評価条件(操作条件)の不確かさ					
<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p>	<p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</p> <p>可搬型大型炉水ポンプ車による使用開始時間(4.4時間)の余裕</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所3/4号炉	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;">表2 運転員寄操作時間を与える影響、評価項目となるメウメーターを与える影響及び操作時間全容（想定事故1）（2/2）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">項目</th> <th style="width: 20%;">評価条件（評価条件）の正確さの確保に関する事項</th> <th style="width: 20%;">評価項目となるメウメーター</th> <th style="width: 20%;">運転員寄操作時間を与える影響</th> <th style="width: 25%;">評価項目となるメウメーターを与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>表2-1 運転員寄操作時間を与える影響</td> <td>大阪電力本部の「メウメーター」の仕様は、自備の仕様で規定している。運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。</td> <td>運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。</td> <td>運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。</td> <td>運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件（評価条件）の正確さの確保に関する事項	評価項目となるメウメーター	運転員寄操作時間を与える影響	評価項目となるメウメーターを与える影響	表2-1 運転員寄操作時間を与える影響	大阪電力本部の「メウメーター」の仕様は、自備の仕様で規定している。運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。		
項目	評価条件（評価条件）の正確さの確保に関する事項	評価項目となるメウメーター	運転員寄操作時間を与える影響	評価項目となるメウメーターを与える影響									
表2-1 運転員寄操作時間を与える影響	大阪電力本部の「メウメーター」の仕様は、自備の仕様で規定している。運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。	運転員寄操作時間の評価は、運転員寄操作時間の評価を前提として行われる。									

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.5 燃料評価結果について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
添付資料 4.1.5	添付資料 7.3.1.5																																					
燃料評価結果について	燃料、電源負荷評価結果について (想定事故1)	記載方針の相違																																				
1. 燃料消費に関する評価 想定する事故【想定事故1】 プラント状況：3、4号炉 停止中。 事象：使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障は、全ユニット発災を想定する。	1. 燃料消費に関する評価 想定する事故【想定事故1】	設計の相違																																				
<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>時系列 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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t</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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t</td> </tr> <tr> <td>時系列 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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t</td> </tr> <tr> <td>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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	時系列 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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t	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>燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>時系列 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) $V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 188}{825} \times 2 \text{台}$ = 約527.1kL 緊急時対策用発電機(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 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=12,432L=約12.5kL </td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL</td> </tr> <tr> <td>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>= 5,800</td> </tr> <tr> <td>H：運転時間(h)</td> <td>= 188(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) $V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 188}{825} \times 2 \text{台}$ = 約527.1kL 緊急時対策用発電機(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 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=12,432L=約12.5kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL	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)	= 5,800	H：運転時間(h)	= 188(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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t																																				
時系列 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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	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18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t																																				
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t																																				
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) $V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 188}{825} \times 2 \text{台}$ = 約527.1kL 緊急時対策用発電機(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 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=12,432L=約12.5kL																																					
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL																																					
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)	= 5,800																																					
H：運転時間(h)	= 188(7日間)																																					
γ：燃料油の密度(kg/kL)	= 825																																					
c：燃料消費率(kg/kW·h)	= 0.2311																																					
<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>時系列 事象発生後5h後～事象発生後7日間 (=163h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t</td> <td>4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t</td> </tr> <tr> <td>時系列 事象発生後5h後～事象発生後7日間 (=163h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t</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9,618t</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21,000t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	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列 事象発生後5h後～事象発生後7日間 (=163h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	時系列 事象発生後5h後～事象発生後7日間 (=163h)	3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約9,618t		結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000t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5h後～事象発生後7日間 (=163h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t																																				
時系列 事象発生後5h後～事象発生後7日間 (=163h)	3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t																																				
合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約9,618t																																					
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.5 燃料評価結果について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【記載無し】</p>	<p>2. 電源に関する評価</p> <p>想定する事故【想定事故1】</p> <p>事象：外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>評価結果：想定事故1では、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線*</p> <p>※A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載</p>	<p>記載方針の相違</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.6 使用済燃料ピットの状態監視について）

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 4.1.1</p> <p style="text-align: center;">燃料プールの状態監視について</p> <p>1. 通常時の監視項目の概要 通常時の燃料プールの関連パラメータについて監視設備、監視方法及び確認頻度を表1に示す。</p> <p>2. 有効性評価における事象発生と運転員の認知について 燃料プールの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 想定事故1 燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各系統の故障警報の発生や、外部電源喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず、燃料プールの冷却機能が喪失する状況を想定した場合、残留熱除去系ポンプが通常どおり運転していて、残留熱除去系の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし、これらの場合であっても、表1の「燃料プール水温度」にある計器の警報や運転員による1時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また、残留熱除去系ポンプが通常通り運転しているため、当該ポンプを用いた燃料プールへの補給が可能であり、想定事故1で想定する燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。 想定事故2 燃料プール水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては、水位低下というパラメータの変化に伴い、表1に示す「スキマサージタンクの水位」、「燃料プール水位」、「燃料プールの冷却系の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため、想定事故2が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。 <p>以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.6</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの状態監視について</p> <p>1. 通常時の監視項目の概要 通常時の使用済燃料ピットの関連パラメータについて監視設備、監視方法及び確認頻度を表1に示す。</p> <p>2. 有効性評価における事象発生と運転員の認知について 使用済燃料ピットの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 想定事故1 使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各系統の故障警報の発生や、外部電源喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず、使用済燃料ピットの冷却機能が喪失する状況を想定した場合、使用済燃料ピットポンプが通常どおり運転していて、使用済燃料ピット水浄化冷却設備の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし、これらの場合であっても、表1の「使用済燃料ピット温度」にある計器の警報や運転員による1時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また、使用済燃料ピットポンプの運転状態にかかわらず2次系純水系統又は燃料取替用水ピットを用いた使用済燃料ピットへの補給が可能であり、想定事故1で想定する使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。 想定事故2 使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては、水位低下というパラメータの変化に伴い、表1に示す「使用済燃料ピット水位」、「使用済燃料ピット水浄化冷却設備の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため、想定事故2が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。 <p>以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>警報の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.6 使用済燃料ピットの状態監視について）

表1 通常時の監視項目の概要

女川原子力発電所2号				
項目	監視対象	監視方法	確認頻度	備考
スキマサージタンクの水位	（下線：重大事故等対処設備） ・スキマサージタンク水位	・パラメータ確認	1回/時間（定期検査時） 1回/時間（原子炉運転時）	異常発生に伴う警報確認 ・水位高/低の警報発生時（スキマサージタンク水位） ・水位高/低の警報発生時（燃料貯蔵プール水位） ・水位低又は水位高低の警報発生時 （使用済燃料プール水位/温度（ガイトバルス式）、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式））
燃料プール水位	・燃料貯蔵プール水位 ・使用済燃料プール水位/温度（ガイトバルス式） ・使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間（定期検査時） 1回/時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回/日）	—
燃料プール温度	・FPCポンプ入口温度 ・燃料貯蔵プール水温度 ・異型熱除去装置空気器入口温度 ・使用済燃料プール水位/温度（ガイトバルス式） ・使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）	・パラメータ確認	1回/時間（定期検査時） 1回/時間（原子炉運転時）	—
燃料プールの冷却系の運転状態	・FPC、RHR、CUWの運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
漏えいの有無	・プールゲート原子炉ウエル漏えい検出装置 ・燃料プールライナドレン漏えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
燃料プールエリアの質量率	・燃料貯蔵エリア放射線モニタ ・使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（質量率、低質量）	・パラメータ確認	1回/時間（定期検査時） 1回/時間（原子炉運転時）	—

泊発電所3号炉				
項目	監視対象	監視方法	確認頻度	備考
使用済燃料ピット水位	（下線：重大事故等対処設備） ・使用済燃料ピット水位 ・使用済燃料ピット上水位（LWR用）	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間（定期検査時検査時） 1回/時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回/日）	異常発生に伴う警報確認 ・水位高/低の警報発生時（使用済燃料ピット水位） ・異常発生時
使用済燃料ピット温度	・使用済燃料ピット温度 ・使用済燃料ピット温度（LWR用） ・使用済燃料ピット冷却器出口温度	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間（定期検査時検査時） 1回/時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回/日）	—
使用済燃料ピット冷却系の運転状態	・使用済燃料ピット水冷却装置の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
補機冷却水系の運転状態	・原子炉補機冷却水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
補機冷却海水系の運転状態	・原子炉補機冷却海水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
漏えいの有無	・使用済燃料ピットライニニング漏えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時（1回/日）	—
使用済燃料ピットエリアの質量率	・使用済燃料ピットエリアモニタ	・パラメータ確認	1回/時間（定期検査時検査時） 1回/時間（原子炉運転時）	—

表1 通常時の監視項目の概要

相違理由	

泊発電所 3号炉 審査資料	
資料番号	SAE732-9 r.13.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所 3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.3.2 想定事故 2

令和5年12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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>比較結果等を取りまとめた資料</p> <p>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)</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・作業性向上の観点から、SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施。具体的な変更内容は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 事象発生から沸騰するまでの時間を評価するピットをA-使用済燃料ピットから実運用を考慮しB-使用済燃料ピットへ変更したため沸騰するまでの時間を約4.2時間から約5.8時間に変更 <p>【比較表 P8 他】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 沸騰するまでの時間が変更になったことから使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間を約0.9日から約1.0日に変更【比較表 P9 他】 ✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作がより早期に実施できるよう着手時間及び対応人数を見直したことで注水準備完了時間を11.3時間後から4.4時間後に変更【比較表 P8 他】 ✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作見直しにより、使用済燃料ピットの監視の着手時間の見直し【比較表 P27】 <p>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</p> <p>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</p> <p>b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : 下記1件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・想定事故2の想定として使用済燃料ピット冷却系配管の破断を選定した検討資料を追加（添付資料7.3.2.5）【比較表 P5】 <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : なし</p> <p>1-3) バックフィット関連事項</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策（KK6/7 知見反映）が関連する。PWRはFH/Bが区画化されており、FH/B内のSA設備は蒸気環境下の健全性を確保する設計としていることから、設備および運用を変更する必要はないが、作業性向上の観点から、SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施している。 <p>2. 大飯3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要</p> <p>2-1) 泊3号炉の特徴について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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） <ul style="list-style-type: none"> ●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 			

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）

7.3.2 想定事故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	
2-2) 有効性評価の主な項目							
項目	大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由				
想定事故2の特徴	想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、 使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する 。このため、 使用済燃料ピット水位が低下することから 、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、 燃料損傷 に至る。	相違なし (記載表現は異なるが、想定事故2の特徴としては同一)				
燃料損傷防止対策	想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を 防止するため 、 送水車 による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、 十分な冷却を可能とするため 、 可搬型大型送水ポンプ車 による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	相違なし (記載表現、注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様)				
有効性評価の結果 (評価項目等)	燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の 送水車 を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。 未臨界性の維持 ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は Aエリアで約0.953 、 Bエリアで約0.970 であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保 ：使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の 可搬型大型送水ポンプ車 を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。 未臨界性の維持 ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は 約0.970 であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	相違なし (注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様。また、未臨界性の確保に関して実効増倍率の値は多少異なるが、実効増倍率1未満で未臨界性を確保している点では同様。)				
2-3) 主な相違							
項目	大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由				
注水の優先順位の相違	① 淡水タンク が使用可能であれば、 屋内消火栓 、 屋外消火栓 又は ポンプ車 からの注水を行う。 ② 1次系純水タンク が使用可能であれば、 1次系純水タンク からの注水操作を行う。 ③ 淡水タンク 及び 1次系純水タンク が使用不能と判断した場合には、 送水車 を用いた海水による注水を行う。	① 1次系純水タンク が使用可能であれば、 1次系純水タンク からの注水操作を行う。 ② 1次系純水タンク が使用不能と判断した場合は、 消火設備 が使用可能であれば、 消火設備 による注水操作を行う。 ③ 1次系純水タンク 及び 消火設備 が使用不能と判断した場合には、 可搬型大型送水ポンプ車 を用いた海水による注水を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる				

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
2-4) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	使用済燃料ビット	使用済燃料プール/燃料プール	使用済燃料ビット	－
	空冷式非常用発電装置	－	代替非常用発電機	－
	送水車	－	可搬型大型送水ポンプ車	－
記載表現の相違	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	(女川と同様)
	通常水位	－	NWL	泊では「6.5.2.3 使用済燃料ビットにおける重大事故に至るおそれがある事故」にて通常運転水位をNWLに読み替えているため
	崩壊熱	－	使用済燃料ビット崩壊熱	泊では他の記載箇所に合わせて「使用済燃料ビット崩壊熱」で統一（伊方と同様）
	使用済燃料ビット出口配管/入口配管	－	使用済燃料ビット水浄化冷却設備入口配管/出口配管	泊では使用済燃料ビットからの出口/入口配管ではなく、使用済燃料ビット水浄化冷却設備としての入口/出口配管で記載。そのため大飯とは出口と入口が逆の記載となる。

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

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

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。</p> <p>したがって、想定事故2では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第4.2.1図に、対応手順の概要を第4.2.2図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に</p>	<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には燃料プール水の漏えいの停止手段及び燃料プールの注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、想定事故2では、燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系（可搬型）により燃料プール水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、サイフォンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系（可搬型）^{※1}による燃料プールへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第4.2.1図に、手順の概要を第4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以</p>	<p>7.3.2 想定事故2</p> <p>7.3.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料ピット水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、使用済燃料ピット水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料ピットの注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、想定事故2では、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.3.2.1図に、手順の概要を第7.3.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</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

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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4.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計34名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が20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4.2.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>「使用済燃料ピット水位注意」警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。</p> <p>使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断</p> <p>2次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。</p>	<p>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4.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2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28名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名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4.2.3図に示す。</p> <p>※1 燃料プール代替注水系（可搬型）以外に、燃料プール代替注水系（常設配管）による対応が可能である。</p> <p>a. 燃料プール水位低下確認</p> <p>燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する。</p> <p>燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p> <p>(添付資料4.1.1)</p> <p>b. 燃料プールの注水機能喪失確認</p> <p>燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確</p>	<p>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7.3.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計20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3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は4名である。必要な要員と作業項目について第7.3.2.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>使用済燃料ピット水位低警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。</p> <p>使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ、使用済燃料ピット水位（可搬型）及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>(添付資料7.3.1.6)</p> <p>b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断</p> <p>使用済燃料ピットの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。2次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認</p>	<p>体制の相違</p> <p>・シングルプラントとツインプラントによる相違を問わず、対応操作、要員数ともに同等</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>添付資料の相違(女川実績の反映)</p> <p>・SFPの状態監視に関する添付資料を作成</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・注水準備の明確化</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認 使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。 使用済燃料ピット水温上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作 淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。 淡水タンク及び1次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。 以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。 使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>認する。 燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p> <p>c. 燃料プール漏えい箇所の調査 燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、燃料プールからの漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、サイフォン現象による漏えいであることを判断する。</p> <p>d. 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水 燃料プール代替注水系（可搬型）の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始し、燃料プール水位を回復する。 その後は、燃料プールの冷却系を復旧するとともに、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる燃料プール水位より高く維持する。 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p>	<p>できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認 使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。 使用済燃料ピット水温上昇を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作 1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。 1次系純水タンクが使用不能と判断した場合は、消火設備が使用可能であれば、消火設備による注水操作を行う。 可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として開始する。1次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には、可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管高さに水位を維持する。 その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。 使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>相違理由</p> <p>設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映) ・注水準備の明確化</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

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）

7.3.2 想定事故 2

大飯発電所 3 / 4 号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>※ 2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。</p> <p>想定事故 2における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。</p> <p>また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。原子炉建屋燃料取替床での作業は、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用する場合のホース設置が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。</p>		<p>【女川】</p> <p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 放射線の遮蔽の維持される最低水位の考え方が女川と泊、大飯では異なる 具体的な水位については泊、大飯では主要解析条件の表やフロート図に記載

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故2では、冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後のピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故2で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により燃料プール水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」である。</p> <p>なお、燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマセキを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。</p> <p>想定事故2では、燃料プール冷却浄化系の配管破断後、サイフォン現象による燃料プール水の漏えい並びに崩壊熱による燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。サイフォンブレイク孔による漏えい停止及び燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(添付資料4.2.1, 4.2.2)</p>	<p>7.3.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故2で想定する事故は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」である。</p> <p>なお、使用済燃料ピットの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料ピットには排水口を設けない設計としており、使用済燃料ピットに入る配管にはサイフォンブレイカを設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を防止する設計としている。</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後の使用済燃料ピット水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料ピット水位は低下するが、使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(添付資料 7.3.2.5)</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映) ・他の事故シーケンスグループ等に合わせ有効性評価を行う事故を最初に記載</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>添付資料の相違(女川実績の反映) ・想定事故2を使用済燃料ピット冷却系配管の破断とし</p>

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

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

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 有効性評価の条件 想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料1.5.7)</p> <p>a. 初期条件 想定事故2に特有の初期条件はない。</p> <p>b. 事故条件 (a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位 使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用済燃料ピット水</p>	<p>(2) 有効性評価の条件 想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料4.2.1)</p> <p>a. 初期条件 (a) 燃料プールの初期水位及び初期水温 燃料プールの初期水位は、通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱 燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃料プールの崩壊熱は約6.7MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約12m³/hである。</p> <p>b. 事故条件</p>	<p>(2) 有効性評価の条件 想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の使用済燃料ピットを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料ピットは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料ピットに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料6.5.7)</p> <p>a. 初期条件 (a) 事象発生前使用済燃料ピット水温 使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として40℃とする。</p> <p>(b) 使用済燃料ピット崩壊熱 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後7.5日）で取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、使用済燃料ピットの熱負荷は11.508MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19.16m³/hである。</p> <p>b. 事故条件 (a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位 使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用</p>	<p>ている理由を明確化するため、添付資料7.3.2.5を作成</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映) ・想定事故での評価は運転停止中のSFPを対象とすることは添付資料等で説明していたが、想定事故の本文にその旨明記する</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映) ・女川は初期水位も記載しているが、BWRは配管破断により初期水位が低下するため、事故条件に初期水位を記載している</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>位は、燃料頂部より6.30mとする。</p> <p>評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。</p> <p>(添付資料4.1.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 配管破断の想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管^{※3}のうち、系統最下部の配管の破断を想定する。</p> <p>※3 燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、耐震クラスや操作の成立性等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。</p> <p>(添付資料4.2.3)</p> <p>(c) サイフォン現象による燃料プール水位の低下</p> <p>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により燃料プールの水位は低下するが、サイフォンブレーク孔の効果により、サイフォンブレーク孔高さ（通常水位から0.35m下）に余裕をみた、通常水位から0.5m下までの低下にとどまるものとする。</p> <p>なお、評価においては燃料プールの水位は、通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとする。</p> <p>(添付資料4.2.4)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条</p>	<p>済燃料ピット水位は、燃料頂部より6.25mとする。</p> <p>評価においては、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。</p> <p>(添付資料7.3.2.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件</p>	<p>設計の相違</p> <p>・配管下端の高さが泊と大飯で異なる</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【女川】</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・配管破断の想定及び低下する水位については、泊では(a)項に合わせて記載（大飯と同様）</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

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量 崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として25m³/hを設定する。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生の5.2時間後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2の事象進展を第4.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約11時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第4.2.4図に示すとおり事象発生の約1.8日後である。</p> <p>事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間</p>	<p>件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 燃料プール代替注水系（可搬型） 燃料プールへの注水は、大容量送水ポンプ（タイプ1）1台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る114m³/h^{※4}の流量で注水する。</p> <p>※4 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに114m³/hである。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備操作は、運転員及び重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生10時間までに完了するが、燃料プールへの注水操作は事象発生13時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2における燃料プール水位の推移を第4.2.4図に、燃料プール水位と線量率の関係を第4.2.5図に示す。</p> <p>a. 事象進展 燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、燃料プール水は漏えいし、燃料プール水位は通常水位から0.5m下まで低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等により、燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレイク孔によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が</p>	<p>となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 可搬型大型送水ポンプ車 使用済燃料ピットへの注水は、可搬型大型送水ポンプ車1台を使用するものとし、使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸発量を上回る25m³/hの流量で注水する。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生の4.4時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2の事象進展を第7.3.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約5.8時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのは、第7.3.2.2図に示すとおり事象発生の約1.0日後である。</p> <p>事故を検知し、可搬型大型送水ポンプ車による注水</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>操作条件の相違 ・泊と大飯では注水準備完了時間が異なる</p> <p>評価結果の相違 ・崩壊熱、SFP水量等の差異により、100℃到達時間及び遮蔽が維持できる最低水位までの水位低下時間が異なる</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は、事象発生の5.2時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.8日後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>(添付資料4.2.1)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p>	<p>使用不可能な場合、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備を行う。</p> <p>燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約5℃/hで上昇し、事象発生から約7時間後に100℃に達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から13時間経過した時点で燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始すると、燃料プール水位は回復する。</p> <p>その後は、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系（可搬型）により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料プール水位は、第4.2.4図に示すとおり、通常水位から約0.89m下まで低下することとなり、燃料有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水温については、約7時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</p> <p>また、第4.2.5図に示すとおり、燃料プール水位が通常水位から約0.89m下の水位となった場合の線量率は、約$8.9 \times 10^{-1} \text{mSv/h}$であり、必要な遮蔽の目安とする10mSv/hと比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は、原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。</p> <p>燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p>	<p>を開始できる時間は、事象発生の4.4時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.0日後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車により、蒸発量に応じた量を使用済燃料ピットに注水することで、使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(添付資料7.3.2.2)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>設計の相違</p> <p>・燃料及びラック仕様等の差異により、実効増倍率が異なる</p> <p>・大飯のSFPラックはAエリアがステンレス鋼製ラック、Bエリアがボロン添加ステンレス鋼製の精密ラ</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>事象発生の5.2時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の5.2時間後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 4.1.2、4.2.2)</p>	<p>事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料4.1.5、4.2.5)</p>	<p>事象発生の4.4時間後から可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行うことで、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端で水位を維持できることから、その後に蒸発量に応じた使用済燃料ピットへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料7.3.1.2、7.3.2.3)</p>	<p>ックであり、設計が異なることから両エリアの評価結果を示している。泊は両ピットともボロン添加ステンレス鋼製ラックであるため、評価結果が厳しくなる燃料貯蔵体数が多いB-使用済燃料ピットの評価結果のみを示している。</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映) 設計の相違 ・注水開始時間の相違</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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ものとする。</p> <p>想定事故2は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。</p> <p>また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故2では、サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下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、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることか</p>	<p>7.3.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故2は、サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.3.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる使用済燃料ピット崩壊熱及び初期水温並びに使用済燃料ピットに隣接するピットの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>・女川の他事象の記載を参考に「原則」を削除</p> <p>評価方針の相違</p> <p>・泊に隣接するピットの状態の変動の影響を記載（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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>【参考：伊方3号炉】 使用済燃料ピット崩壊熱、初期水温及び使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下時</p>	<p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした</p>	<p>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価方針の相違 ・泊は隣接するピット</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>間は変動する。中型ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水準備は、使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット冷却系出口配管下端に達した時点から開始するが、事象発生から使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット冷却系出口配管下端に達するまでの時間は考慮しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.8日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項</p>	<p>場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下量は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料4.1.7, 4.2.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール水位の低</p>	<p>済燃料ピット水位の低下は早くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持さ</p>	<p>の状態の変動の影響を記載（伊方と同様） ・評価内容は他の項目と合わせた記載としている</p> <p>記載方針の相違(女川実議の反映)</p> <p>評価結果の相違 ・差異理由は前述ど</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.2日短い約1.6日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水</p>	<p>下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>また、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより、燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位か</p>	<p>れる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.0日後と長時間を要することから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料</p>	<p>おり（8ページ参照）</p> <p>評価結果の相違</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>【参考：伊方3号炉】</p> <p>使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなり、使用済燃料ピットの水位低下が早くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間を確認しており、使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>ら約0.17m下) 等とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下しサイフォンブレイク孔により通常水位から0.5m下で停止する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ない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>※5 使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位/温度（ガイドバルブ式）の水位低の警報設定値：通常水位－165mm （添付資料4.2.3, 4.2.6）</p>	<p>ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し、使用済燃料ピットと燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットを切り離した状態として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は、使用済燃料ピットと燃料取替用チャンネル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり（8 ページ参照）</p> <p>【女川】</p> <p>評価条件の相違</p> <p>・泊は冷却系配管の破断による水位低下量が地震起因のスロッシングによる水位低下量よりも大きいためスロッシングは考慮しない</p> <p>評価方針の相違</p> <p>・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）</p> <p>・評価内容は他の項目と合わせた記載としている</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>なお、使用済燃料ピット内では、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。</p> <p>この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約1.3日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価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確</p>	<p>【再掲】</p> <p>また、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより、燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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</p>	<p>なお、自然蒸発、使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに、使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が開始すると想定し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約0.7日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（8 ページ参照）</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>認する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、 第4.2.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、 評価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が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間余裕が大きくなり、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>目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から13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、当該操作は燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点として実施する大容量送水ポンプ（タイプI）の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は10時間を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から13時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料4.2.6）</p> <p>【参考：全交流動力電源喪失（TBU）】 操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約18時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータ</p>	<p>目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生の4.4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、注水準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約1.0日と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4 号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>(2) 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>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「4.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約1.8日後であり、送水車による注水を開始する時間である事象発生の5.2時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 4.2.3)</p>	<p>に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料4.2.6)</p> <p>(2) 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>操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から3日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定していることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料4.2.6)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>きくなる。</p> <p>(2) 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>操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「7.3.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生の約1.0日後であり、可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始する時間である事象発生の4.4時間後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.3.2.4)</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違 設計の相違</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</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

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故2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、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり34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>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「4.1 想定事故1」と同様である。</p>	<p>4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故2において、重大事故等対策時における必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、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により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2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 style="text-align: right;">(添付資料4.2.7)</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,070m³必要となる。水源として、淡水貯水槽に約10,000m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。</p>	<p>7.3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故2において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.3.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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34名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料ピットに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料ピット水が100℃に到達するまで最低でも半日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、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）により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.3.1 想定事故1」と同様である。</p>	<p>相違理由</p> <p>体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>最新知見の反映(女川実績の反映) ・原子炉が運転中に重大事故等が発生しても想定事故の対応が可能なることを、想定事故の本文にその旨明記する</p> <p>【女川】 評価結果の相違 ・必要な資源の評価は泊と大飯は想定事故1と同様のため記載を省略しているが、女川は想定事故1と評価結果が異なるため記載している</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kLの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による燃料プール代替注水系（可搬型）の運転について、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>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>		

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳するため、やがて燃料は露出し、損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。</p> <p>評価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。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、想定事故2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、「4.1 想定事故1」と同様であり供給可能である。</p> <p>以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故2」に対して有効である。</p>	<p>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、燃料プールへの水の注水にも失敗して燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。</p>	<p>7.3.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットに入る配管からの漏えいが発生した際に、サイフォン現象等による使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料ピットへの水の注水にも失敗して使用済燃料ピット水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、使用済燃料ピットでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は想定事故2に対して有効である。</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</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）

7.3.2 想定事故2

第4.2.2表 「想定事故2」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（1/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱 11.674MW 40℃	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めのように、原子炉の運転停止後に取り出された燃料の燃料と通気に取り出された燃料（1、2、4（3）号炉分含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量を満たした状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては、核分裂生成物については日本原子力安全推進機構、アクチニドについては ORIGEN2 を用いて算出。
事故条件	使用済燃料ピットに開放するピットの状態	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温 100℃ まで上昇する時間を考慮し、A エリアのみを考慮し設定。また、水漏は使用済燃料ピット、ラック等の体積を除いて算出。
	安全機能の喪失に対する仮定	冷却系配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット出口配管の破断による流出を想定。評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブローイングの効果を考慮。
事故条件	外部電源	使用済燃料ピット水位の異常値に基づき、標準的な温度度として設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温 100℃ まで上昇する時間を考慮し、A エリアのみを考慮し設定。また、水漏は使用済燃料ピット、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	外部電源なし	外部電源がない場合とある場合では、事故進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定。

第4.2.2表 主要評価条件（想定事故2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	燃料プールの保有水量	約 1,400m ³ 保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート開の状態を想定
	燃料プール初期水位	通常水位 通常水位を設定
	燃料プール初期水温	60℃ 運転上許容される上限値として設定
事故条件	崩壊熱	約 6.7MW 取出時平均崩壊熱度 ・貯蔵燃料 450t/℃ ・炉心燃料 330t/℃
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 燃料プール冷却系及び注水機能として燃料プール冷却浄化系及び復水凝結水系等の機能喪失を設定
事故条件	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断 燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	サイフォン現象による燃料プール水位の低下	サイフォンブローイング孔高さ（通常水位より 6.30m）に余裕をみたくして設定 燃料プール冷却浄化系配管に設置されている停止弁については、閉鎖性を仮定する。サイフォンブローイングにより、サイフォン現象による流出が停止されるため、燃料プール水位は通常水位から 0.5m 下まで低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする
事故条件	外部電源	外部電源なし 外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
	燃料プール代替注水系（可搬型）	11m ³ /分注水 大容量送水ポンプ（タイプ1）による注水を想定 設備の設計値として設定
事故条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールの注水操作	事象発生 13 時間後 燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定

※1 女川2号炉の直近の定期検査における実績（約11日）を踏まえ、原子炉停止後10日を設定。原子炉停止10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

泊発電所3号炉

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱 11.508MW 40℃	核分裂生成物が多く使用済燃料ピット崩壊熱が高めのように、原子炉の運転停止後に（原子炉停止後 7.5 日）に取り出された燃料の燃料と貯蔵容量に合わせた燃料（1、2号炉分含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量を満たした状態を設定。なお、ウラン・プルトニウム崩壊熱の計算に当たっては、核分裂生成物については日本原子力安全推進機構、アクチニドについては、ORIGEN2 を用いて算出。
事故条件	使用済燃料ピットに開放するピットの状態	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水量が100℃まで上昇する時間の評価は、B-使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水漏は使用済燃料ピット、ラック等の体積を除いて算出。
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プール冷却浄化系配管の破断 燃料プール冷却浄化系配管の破断として燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
事故条件	外部電源	外部電源なし 外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水量が100℃まで上昇する時間の評価は、B-使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水漏は使用済燃料ピット、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	外部電源	外部電源なし 外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水量が100℃まで上昇する時間の評価は、B-使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水漏は使用済燃料ピット、ラック等の体積を除いて算出。

第7.3.2.2表 「想定事故2」の主要評価条件（1/2）

設計の相違
 ・「使用済燃料ピット崩壊熱」の主要評価条件は、燃料仕様及び保管体数等の差異による
 ・「冷却系配管の破断によって想定される初期水位」の主要評価条件は、設備仕様の差異による名称等の相違

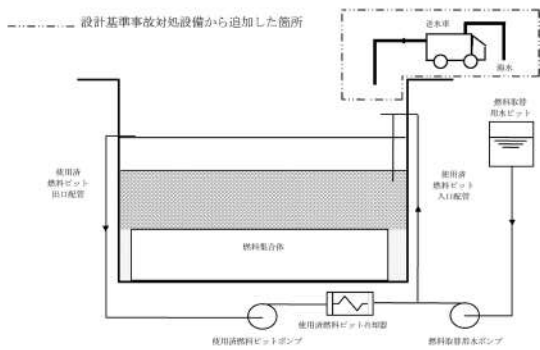
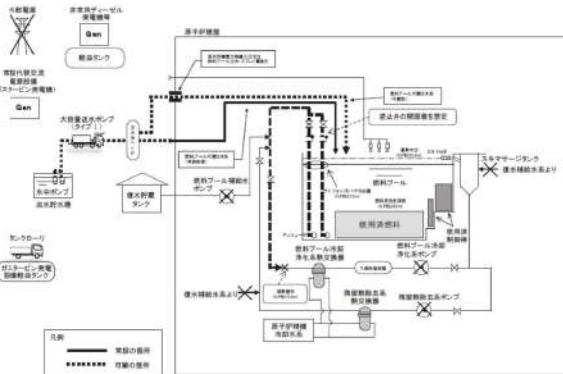
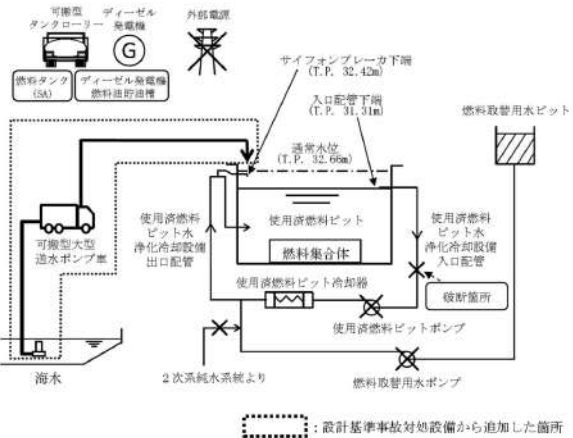
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故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
第 4.2.2 表 「想定事故2」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（2 / 2）						
項目		主要評価条件		条件設定の考え方		
重大事 故等 機器 対策 条件 に関連	放射線の遮蔽が維持できる 最低水位	燃料頂部から 4.38m		使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱時の遮蔽設計 基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。		
	送水車の使用済燃料 ピットへの注水流量	25m ³ /h		崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量と して設定。		
重大事 故等 機器 対策 条件 に関連	送水車による使用済 燃料ピットへの注水開始	事象発生の 5.2 時間後		使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保 つ必要がある。放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達す るまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移 動に必要な時間等を考慮して設定。		
	可搬型大型送水ポンプ車 の使用済燃料ピットへの 注水流量	25m ³ /h		崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。		
重大事 故等 機器 対策 条件 に関連	可搬型大型送水ポンプ車 による使用済燃料ピット への注水操作	事象発生の 4.4 時間後		使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。		
	可搬型大型送水ポンプ車 の使用済燃料ピットへの 注水流量	25m ³ /h		崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。		
第 7.3.2.2 表 「想定事故2」の主要評価条件（2 / 2）						
項目		主要評価条件		条件設定の考え方		
重大事 故等 機器 対策 条件 に関連	放射線の遮蔽が 維持される最低水位	燃料頂部から 4.25m		使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h) となる水位を設定。		
	可搬型大型送水ポンプ車 の使用済燃料ピットへの 注水流量	25m ³ /h		崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。		
重大事 故等 機器 対策 条件 に関連	可搬型大型送水ポンプ車 による使用済燃料ピット への注水操作	事象発生の 4.4 時間後		使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要がある。放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。		
	可搬型大型送水ポンプ車 の使用済燃料ピットへの 注水流量	25m ³ /h		崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。		
						設計の相違 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）

7.3.2 想定事故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>設計基準事故対処設備から追加した箇所</p> <p>第 4.2.1 図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 4.2.1 図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図 (燃料プールへの注水)</p>	 <p>設計基準事故対処設備から追加した箇所</p> <p>第7.3.2.1図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>設計の相違 名称等の相違 記載方針の相違 (女川 表紙の反映) ・外部電源、ディーゼ ル発電機、可搬型タン クローリー等を追記</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）

7.3.2 想定事故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>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第4.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要 （「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の事象進展）</p> <p>凡例 □：操作・確認 ○：アラート発生（報知） ◇：判断</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報の検出 ② 使用済燃料ピット水位低下確認 ③ 使用済燃料ピット水位低下確認 ④ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑤ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑦ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑧ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑨ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑩ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑫ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑬ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑭ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑮ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑯ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑰ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉑ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉒ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉓ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉔ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉕ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉖ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉗ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉘ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉙ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉚ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉛ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉜ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉝ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉞ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉟ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊴ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊵ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊶ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊷ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊸ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊹ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊺ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊻ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊼ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊽ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊾ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊿ 使用済燃料ピット水位低下確認</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報（L.L.+33.0cm（標準水位 R.L.+33.16m）） ② 使用済燃料ピット水位低下警報及び水位低下によるアラートを決定する。 ③ 使用済燃料ピット冷却系配管の破断は以下で確認。 ④ 使用済燃料ピット水位低下、及び周辺建屋タンクタンク水位低下。 ⑤ 二次系配管破断及び燃料取扱用タンクからの注水を行う、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合。 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下警報発生時。 ⑦ 冷却系配管の破断が実態でない場合は使用済燃料ピット出口配管高さより水位を確認する。 ⑧ 使用済燃料ピットの流量率が一定（設計基準値 10.16m³/h）を確認できる水位。 ⑨ 標準水位から確認し、約1.5m水位低下及び実態による低下分を考慮した値。 ⑩ 使用済燃料ピットの冷却系配管は以下で確認。 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下、水位確認</p> <p>第4.2.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第4.2.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要</p> <p>凡例 □：操作・確認 ○：アラート発生（報知） ◇：判断</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報の検出 ② 使用済燃料ピット水位低下確認 ③ 使用済燃料ピット水位低下確認 ④ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑤ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑦ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑧ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑨ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑩ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑫ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑬ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑭ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑮ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑯ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑰ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉑ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉒ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉓ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉔ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉕ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉖ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉗ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉘ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉙ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉚ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉛ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉜ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉝ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉞ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉟ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊴ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊵ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊶ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊷ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊸ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊹ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊺ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊻ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊼ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊽ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊾ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊿ 使用済燃料ピット水位低下確認</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報（L.L.+33.0cm（標準水位 R.L.+33.16m）） ② 使用済燃料ピット水位低下警報及び水位低下によるアラートを決定する。 ③ 使用済燃料ピット冷却系配管の破断は以下で確認。 ④ 使用済燃料ピット水位低下、及び周辺建屋タンクタンク水位低下。 ⑤ 二次系配管破断及び燃料取扱用タンクからの注水を行う、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合。 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下警報発生時。 ⑦ 冷却系配管の破断が実態でない場合は使用済燃料ピット出口配管高さより水位を確認する。 ⑧ 使用済燃料ピットの流量率が一定（設計基準値 10.16m³/h）を確認できる水位。 ⑨ 標準水位から確認し、約1.5m水位低下及び実態による低下分を考慮した値。 ⑩ 使用済燃料ピットの冷却系配管は以下で確認。 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下、水位確認</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.3.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要 （「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の事象進展）</p> <p>凡例 □：操作・確認 ○：アラート発生（報知） ◇：判断</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報の検出 ② 使用済燃料ピット水位低下確認 ③ 使用済燃料ピット水位低下確認 ④ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑤ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑦ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑧ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑨ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑩ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑫ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑬ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑭ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑮ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑯ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑰ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ⑳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉑ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉒ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉓ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉔ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉕ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉖ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉗ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉘ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉙ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉚ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉛ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉜ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉝ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉞ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㉟ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊱ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊲ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊳ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊴ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊵ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊶ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊷ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊸ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊹ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊺ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊻ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊼ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊽ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊾ 使用済燃料ピット水位低下確認 ㊿ 使用済燃料ピット水位低下確認</p> <p>① 使用済燃料ピット水位低下警報（L.L.+33.0cm（標準水位 R.L.+33.16m）） ② 使用済燃料ピット水位低下警報及び水位低下によるアラートを決定する。 ③ 使用済燃料ピット冷却系配管の破断は以下で確認。 ④ 使用済燃料ピット水位低下、及び周辺建屋タンクタンク水位低下。 ⑤ 二次系配管破断及び燃料取扱用タンクからの注水を行う、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合。 ⑥ 使用済燃料ピット水位低下警報発生時。 ⑦ 冷却系配管の破断が実態でない場合は使用済燃料ピット出口配管高さより水位を確認する。 ⑧ 使用済燃料ピットの流量率が一定（設計基準値 10.16m³/h）を確認できる水位。 ⑨ 標準水位から確認し、約1.5m水位低下及び実態による低下分を考慮した値。 ⑩ 使用済燃料ピットの冷却系配管は以下で確認。 ⑪ 使用済燃料ピット水位低下、水位確認</p>	<p>相違理由</p> <p>記載方針の相違（女川 実態の反映） ・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 設計上の相違 評価結果の相違 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）

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3/4号炉

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)		備考
		経過時間(分)	経過時間(分)	
手順の内容	手続の内容	10	24	
出陣要員(本員主任)	● 主任 1 ● 副主任 1	10	24	
状況把握	● 炉内状況把握 ● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24	
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24	
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24	
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24	

上記要員に加え、緊急時発生時のために関係各所に通報連絡を行う。また、運転員が良好な状態に保たれるよう配慮する。上記要員は手続に従って各作業を実施し、必要に応じて関係各所に通報連絡を行う。

第 4.2.3 図 「想定事故2」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（1/2）

女川原子力発電所2号炉

作業項目	作業内容	経過時間(分)	
		経過時間(分)	経過時間(分)
状況把握	● 炉内状況把握 ● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24

第 4.2.3 図 「想定事故2」の作業と所要時間

泊発電所3号炉

作業項目	作業内容	経過時間(分)	
		経過時間(分)	経過時間(分)
状況把握	● 炉内状況把握 ● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24
使用済燃料ピット冷却系 の運転再開 (燃料上乗せ完了)	● 炉内水位把握 ● 炉内圧力把握 ● 炉内温度把握	10	24

第 7.3.2.3 図 「想定事故2」の作業と所要時間（サイトフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故）（1/2）

相違理由

記載方針の相違（女川
表紙の反映）
 ・ 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
 設計の相違
 評価結果の相違
 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）

7.3.2 想定事故2

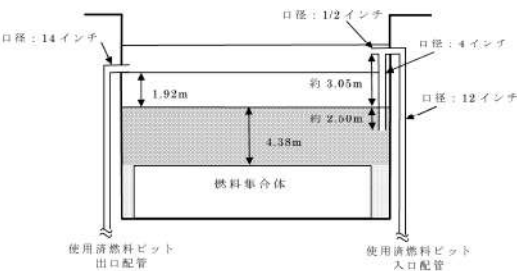
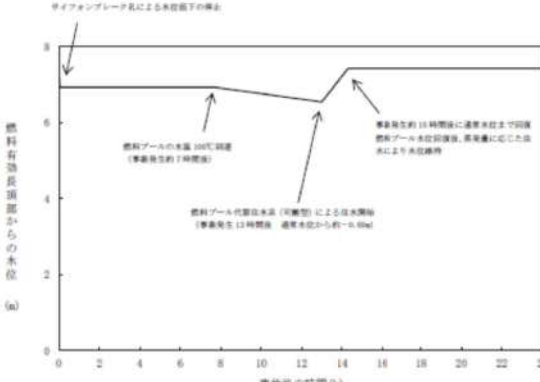
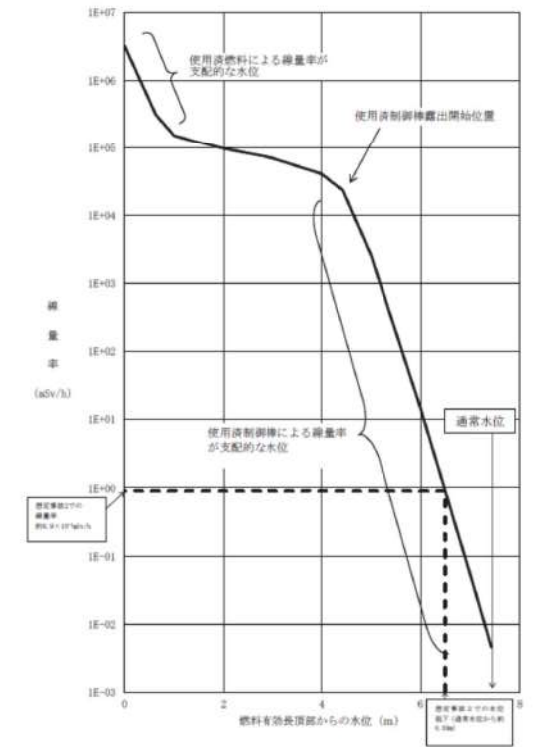
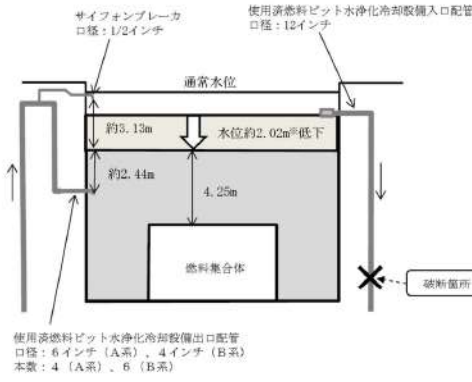
大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>手続の項目</p> <p>手続の内容 (明細作業)</p> <p>経過時間(分)</p> <p>備考</p> <p>※2: 送水運転操作は緊急保全対策員により運転員(専任)または当直員(兼務)以外の人による活動を開始することとした。 ※3: 送水運転操作は緊急保全対策員により運転員(兼務)または当直員(兼務)以外の人による活動を開始することとした。 ※4: 運転員が稼働上設定した操作余裕時間内におこなえることは前提としている。(一部の機器については最高時間により算出)</p>		<p>手続の項目</p> <p>手続の内容 (明細作業)</p> <p>経過時間(分)</p> <p>備考</p> <p>※2: 送水運転操作は緊急保全対策員により運転員(専任)または当直員(兼務)以外の人による活動を開始することとした。 ※3: 送水運転操作は緊急保全対策員により運転員(兼務)または当直員(兼務)以外の人による活動を開始することとした。 ※4: 運転員が稼働上設定した操作余裕時間内におこなえることは前提としている。(一部の機器については最高時間により算出)</p>	<p>記載方針の相違 (女川表紙の反映)</p> <p>・ 運転員を中央制御室と現場に分けて記載</p> <p>・ 有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>名称等の相違</p>

第 4.2.3 図 「想定事故2」の作業と所要時間 (使用済燃料ピット冷却系配管の破断) (2 / 2)

第 7.3.2.3 図 「想定事故2」の作業と所要時間 (サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ゴットの水位が低下する事故) (2 / 2)

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

7.3.2 想定事故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>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="201 590 672 861"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 1.92m 分の評価水量 (m³)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>A エリア</td> <td>約 337m³</td> </tr> <tr> <td>B エリア</td> <td>約 219m³</td> </tr> <tr> <td>A,B エリア間</td> <td>約 3 m³</td> </tr> <tr> <td>原子炉補助建屋チャンネル</td> <td>約 33m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 46m³</td> </tr> <tr> <td>計</td> <td>638m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td>19.44 m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)</td> <td>約 1.3 日間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温 100℃ までの時間</td> <td>約 11 時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約 1.8 日間</td> </tr> </tbody> </table>		評価結果	① 1.92m 分の評価水量 (m ³)	—	A エリア	約 337m ³	B エリア	約 219m ³	A,B エリア間	約 3 m ³	原子炉補助建屋チャンネル	約 33m ³	燃料検査ピット	約 46m ³	計	638m ³	② 崩壊熱による保有水蒸発水量	19.44 m ³ /h	③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)	約 1.3 日間	④ 水温 100℃ までの時間	約 11 時間	合計 (③+④)	約 1.8 日間	 <p>第 4.2.4 図 燃料プール水位の推移 (想定事故2)</p>  <p>第 4.2.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故2)</p>	 <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="1388 686 1948 973"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 2.0m²分の評価水量 (m³)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約120m³</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約180m³</td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約3m³</td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約23m³</td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約36m³</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約362m³</td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td>約19.16m³/h</td> </tr> <tr> <td>③ 2.0m水位低下時間 (①/②)</td> <td>約18.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約1.0日 (約24.6時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>第 7.3.2.4 図 「想定事故2」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p> <p>☆使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。</p>		評価結果	① 2.0m ² 分の評価水量 (m ³)		A-使用済燃料ピット	約120m ³	B-使用済燃料ピット	約180m ³	A、B-使用済燃料ピット間	約3m ³	燃料取替チャンネル	約23m ³	燃料検査ピット	約36m ³	合計	約362m ³	② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m ³ /h	③ 2.0m水位低下時間 (①/②)	約18.8時間	④ 水温100℃までの時間	約5.8時間	合計 (③+④)	約1.0日 (約24.6時間)	<p>設計の相違 評価結果の相違</p> <p>【女川】 評価方法の相違 ・泊は放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している (大阪と同様) ・女川は SFP 水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できること、示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h を下回っていることを示している ・評価項目を満足している点では泊も女川も同様</p>
	評価結果																																																		
① 1.92m 分の評価水量 (m ³)	—																																																		
A エリア	約 337m ³																																																		
B エリア	約 219m ³																																																		
A,B エリア間	約 3 m ³																																																		
原子炉補助建屋チャンネル	約 33m ³																																																		
燃料検査ピット	約 46m ³																																																		
計	638m ³																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸発水量	19.44 m ³ /h																																																		
③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)	約 1.3 日間																																																		
④ 水温 100℃ までの時間	約 11 時間																																																		
合計 (③+④)	約 1.8 日間																																																		
	評価結果																																																		
① 2.0m ² 分の評価水量 (m ³)																																																			
A-使用済燃料ピット	約120m ³																																																		
B-使用済燃料ピット	約180m ³																																																		
A、B-使用済燃料ピット間	約3m ³																																																		
燃料取替チャンネル	約23m ³																																																		
燃料検査ピット	約36m ³																																																		
合計	約362m ³																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m ³ /h																																																		
③ 2.0m水位低下時間 (①/②)	約18.8時間																																																		
④ 水温100℃までの時間	約5.8時間																																																		
合計 (③+④)	約1.0日 (約24.6時間)																																																		

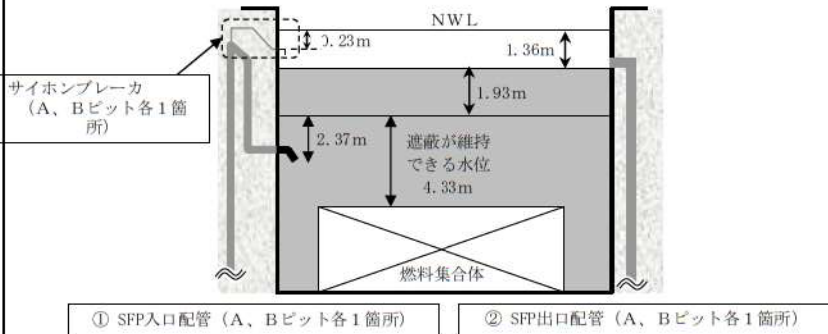
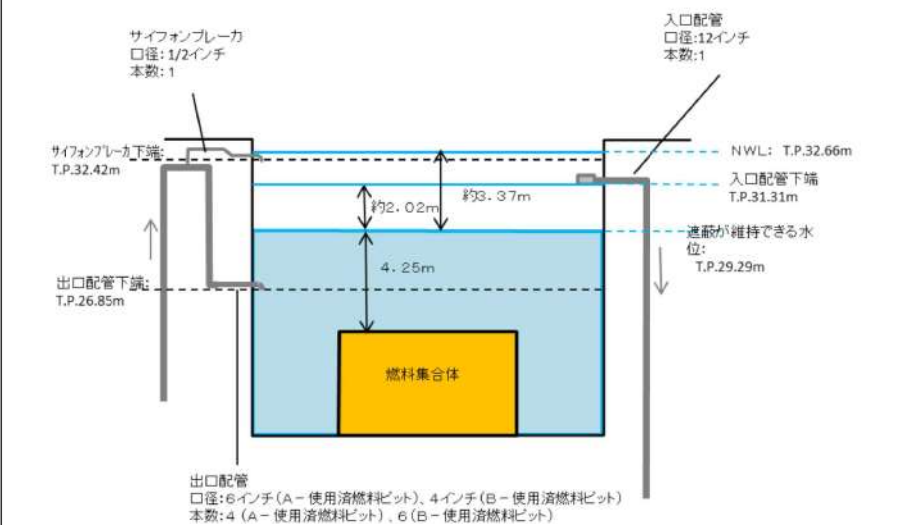
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 4.2.2</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において想定したサイフォン現象等について</p> <p>「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故2）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピット（SFP）の水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。</p> <p>伊方3号炉SFPには、図1のとおり、以下の2種類の配管が接続されている。</p> <p>①SFP冷却系統 SFP入口配管 : Aピット、Bピット各1箇所</p> <p>②SFP冷却系統 SFP出口配管 : Aピット、Bピット各1箇所</p> <p>①SFP入口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（SFP中央水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位）よりも約2.37m下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイホンブレイカ：NWLより約0.2m下方）がAピット入口配管、Bピット入口配管に各1本設置されている。従って、SFP入口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象によるSFP保有水の漏えいが発生した場合においても、SFP水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、サイホンブレイカからSFP入口配管内に空気が流入することによりSFP入口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>②SFP出口配管については、①のようなサイホンブレイカは設置されていないため、SFP出口配管の破断によりSFP保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管とSFPとの接続位置までSFP水位は低下し、当該配管の下端位置（NWL-約1.36m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>従って、本評価では、SFPの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②SFP出口配管の破断等による漏えいを想定している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.1</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において想定したサイフォン現象等について</p> <p>「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故2）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。</p> <p>泊3号炉使用済燃料ピットには、図1のとおり、以下の2種類の配管が接続されている。</p> <p>①使用済燃料ピット水浄化冷却設備 使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管 : A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット各1箇所</p> <p>②使用済燃料ピット水浄化冷却設備 使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管 : A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット各1箇所</p> <p>①使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（使用済燃料ピット中央水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位）よりも約2.44m下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイホンブレイカ：NWLより約0.2m下方）がA-使用済燃料ピット及び、B-使用済燃料ピットの使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に各1本設置されている。従って、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象による使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、サイホンブレイカから使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管内に空気が流入することにより使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管については、①のようなサイホンブレイカは設置されていないため、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断により使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管と使用済燃料ピットとの接続位置まで使用済燃料ピット水位は低下し、当該配管の下端位置（NWL-1.35m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>従って、本評価では、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断等による漏えいを想定している。</p>	<p>※本添付資料は大飯3/4号炉にはないため、同様の添付資料を作成している伊方3号炉の添付資料を記載</p> <p>設備名称及び記載表現の相違（以下、相違理由を省略）</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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>① SFP入口配管（A、Bピット各1箇所） ② SFP出口配管（A、Bピット各1箇所）</p>		
<p>図1 伊方3号炉 SFP に接続されている配管の概要図</p>	<p>図1 使用済燃料ピットに接続する配管の概要</p>	
<p>○SFP 入口配管のサイホンブレーカについて</p> <p>伊方3号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図を図2に示す。当該サイホンブレーカは、SFP 入口配管（口径 10inch）の最上部に設置された口径 1/2inch の単管であり、弁等の機器類を必要とせず、人的過誤の余地がない構造であることから、SFP 入口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、SFP 水位がサイホンブレーカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が SFP 躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。</p> <p>○サイホンブレーカ機能喪失の可能性について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・デブリ等による閉塞の可能性について <p>サイホンブレーカは SFP 入口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から SFP 側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の附着により SFP 側から閉塞することはない。また、</p>	<p>○使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイホンブレーカについて</p> <p>泊3号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図を図2に示す。当該サイホンブレーカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管（口径 6インチ、4インチ）の最上部に設置された口径 1/2 インチの単管であり、弁等の機器類を必要とせず、人的過誤の余地がない構造であることから、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイホンブレーカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が使用済燃料ピット躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。</p> <p>○サイホンブレーカ機能喪失の可能性について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・デブリ等による閉塞の可能性について <p>サイホンブレーカは使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の附着</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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>母管側からの閉塞については、SFP 出口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 4.72mm）が設置されており、これより大きなデブリは SFP 冷却系配管に混入しないことから、サイホンブレイカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。</p> <p>・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図3参照） サイホンブレイカは口径 1/2inch の配管で、コンクリート埋設部よりビット内へ突き出た形状をしており、突出し長さは約 200mm である。 サイホンブレイカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。SFP エリアには SFP への落下によりサイホンブレイカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はL型形状となっており、曲げ変形の角度は最大でも約 70° となり、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。</p> <p>○サイホンブレイカの保守点検について サイホンブレイカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（1回/週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。</p>	<p>により使用済燃料ビット側から閉塞することはない。また、母管側からの閉塞については、使用済燃料ビット水浄化冷却設備入口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 約 4.7mm）が設置されており、これより大きなデブリは使用済燃料ビット冷却系配管に混入しないことから、サイホンブレイカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。</p> <p>・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図3参照） サイホンブレイカは口径 1/2 インチの配管で、コンクリート埋設部よりビット内へ突き出た形状をしており、突出し長さはビット壁面から約 15cm である。 サイホンブレイカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。使用済燃料ビットエリアには使用済燃料ビットへの落下によりサイホンブレイカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はL型形状となっており、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。</p> <p>○サイホンブレイカの保守点検について サイホンブレイカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（1回/週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>設計の相違</p> <p>記載内容の相違</p>

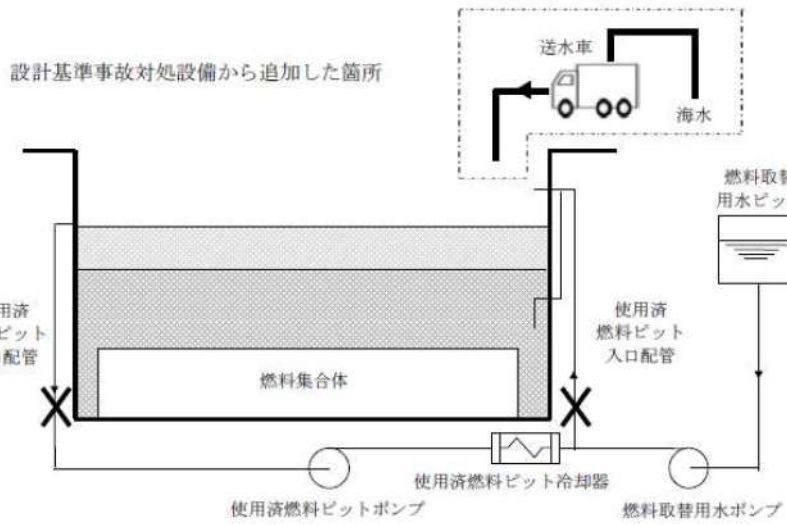
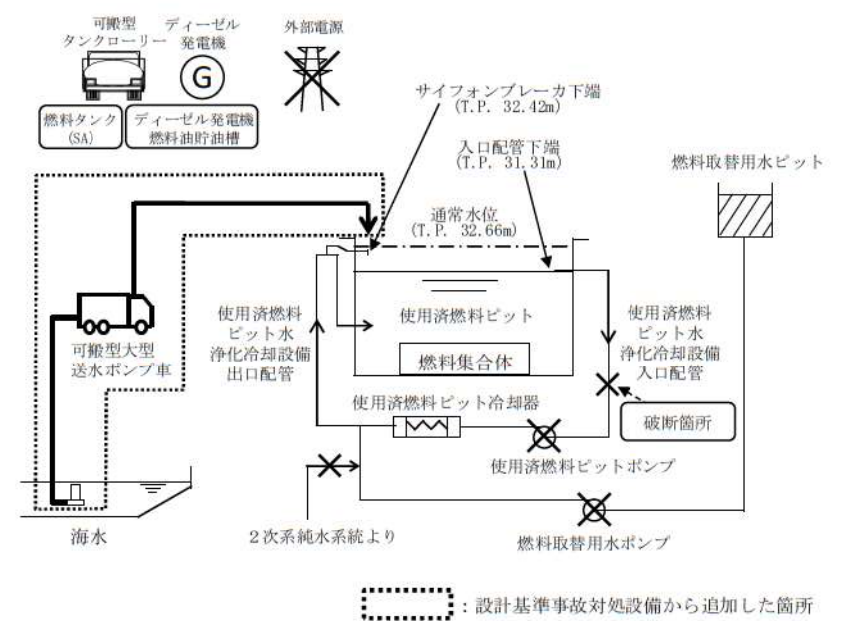
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="235 359 907 813"> <p>正面から見た図</p> <p>側面から見た図</p> </div> <div data-bbox="280 885 918 909"> <p>図2 伊方3号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図</p> </div> <div data-bbox="403 1021 705 1252"> </div> <div data-bbox="280 1292 918 1316"> <p>図3 上部からの落下物による曲げによるサイホンブレーカの座屈変形</p> </div>	<div data-bbox="1086 359 1960 742"> <p>：サイホンブレーカ設置場所</p> </div> <div data-bbox="1064 861 1892 1125"> </div> <div data-bbox="1220 1181 1780 1300"> <p>サイホンブレーカ仕様 配管材質：SUS304TP サイズ：外径φ21.7mm、内径φ16.7mm、厚さ2.5mm</p> </div> <div data-bbox="1299 1332 1691 1356"> <p>図2 泊3号機 使用済燃料ビット概略図</p> </div>	

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.2 想定事故2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 style="text-align: right;">添付資料 4.2.1</p> <p style="text-align: center;">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>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故2の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.2</p> <p style="text-align: center;">想定事故2での重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故2の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p style="text-align: center;">図1 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.3 安定状態について）

大阪発電所3 / 4号炉	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4.2.2</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（使用済燃料ピット冷却配管の破断）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;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復、維持され、温度が安定した状態（配管破断箇所が隔離不能である場合、送水車による断続的な補給が必要）</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態の確立について</p> <p>事象発生の5.2時間後から注水（送水車）を開始することで、使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持でき、使用済燃料ピット水位及び温度は安定する。この、使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点の事象発生の5.2時間後を安定状態とした。</p> <p>また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生の約11時間後に100℃に到達するが、蒸散量（19.44m³/h）に対し、注水流量25m³/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。</p> <p><参考></p> <p>最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間</p> <p>【事故の仮定】</p> <p>事象発生後、送水車による注水準備が完了した時点（事象発生の5.2時間後）のピット水位が放射線遮蔽が維持できる水（燃料頂部から4.38m）まで低下したと仮定する。</p> <p>【計算】</p> <p>補給開始後約115.1時間で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用済燃料ピットポンプ出口配管下端までの補給量：約640m³ ・蒸散量：19.44 m³/h ・注水流量：25 m³/h（送水車） <p>以上のことから、送水車による補給準備完了時間5.2時間に補給時間約115.1時間を足した時間の事象発生の約120.3時間を安定状態とする。</p> <p>※ 注水に寄与する水量は、SFP、FH/Bチャンネル及び検査ピット接続を考慮</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（サイフォン現象等による燃料プール内の水の小規模な喪失）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;"> <p>燃料プール安定状態：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足、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> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>燃料プールの安定状態の確立について</p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が回復、維持され、燃料プールの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> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復本補給水系等によりマキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。（添付資料2.1.1別紙1）</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料7.3.2.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故）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;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：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使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し、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> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>使用済燃料ピットの安定状態の確立について</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで、使用済燃料ピット水位が回復、維持され、使用済燃料ピットの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が確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し、使用済燃料ピット冷却系を復旧し、復旧後は燃料取替用水系統等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> </div>	

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大飯発電所3/4号炉			女川原子力発電所2号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																				
添付資料 4.2.3			添付資料 4.2.6			添付資料 7.3.2.4																																																																																							
評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）			評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）			評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）																																																																																							
「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。			「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。			「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。																																																																																							
<p>表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等機材時間及び評価項目となるパラメータに対する影響（1/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件（設備、運用又は体制）</th> <th>評価条件の考え方</th> <th>運転員等機材時間</th> <th>評価項目となるパラメータ</th> <th>運転員等機材時間に対する影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> </tbody> </table>			項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	<p>表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等機材時間及び評価項目となるパラメータに対する影響（想定事故2）（1/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件（設備、運用又は体制）</th> <th>評価条件の考え方</th> <th>運転員等機材時間</th> <th>評価項目となるパラメータ</th> <th>運転員等機材時間に対する影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> </tbody> </table>			項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	<p>表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等機材時間及び評価項目となるパラメータに対する影響（1/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件（設備、運用又は体制）</th> <th>評価条件の考え方</th> <th>運転員等機材時間</th> <th>評価項目となるパラメータ</th> <th>運転員等機材時間に対する影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> <tr> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> <td>燃料調整炉（燃料調整炉）</td> </tr> </tbody> </table>			項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	
項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
項目	評価条件（設備、運用又は体制）	評価条件の考え方	運転員等機材時間	評価項目となるパラメータ	運転員等機材時間に対する影響																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								
	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。燃料調整炉の運転を最悪条件とする。	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）	燃料調整炉（燃料調整炉）																																																																																								

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

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

項目	評価条件（初期、事変及び機器故障）の不確かさ		評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	運転員等操作時間に与える影響	
炉内設備の故障 に起因する炉内水位 低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響は大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
安全機構の喪失に起因する炉内水位低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m 及び炉内水位低下	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。
外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源がない場合は、炉内水位低下による炉内水位低下を抑制する効果が期待でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料床の腐食が維持できる燃料床水位	燃料床面から 4.38m	燃料床面から 4.38m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。
送水塔による炉内水位低下への対応	26m ² /h	26m ² /h以上	評価条件で想定している送水塔による炉内水位低下への対応は、送水塔の容量が不足する可能性があることから、事業者側に影響はない。

項目	評価条件（初期、事変及び機器故障）の不確かさ		評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	運転員等操作時間に与える影響	
炉内設備の故障に起因する炉内水位低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響は大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
安全機構の喪失に起因する炉内水位低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m 及び炉内水位低下	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。
外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源がない場合は、炉内水位低下による炉内水位低下を抑制する効果が期待でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料床の腐食が維持できる燃料床水位	燃料床面から 4.38m	燃料床面から 4.38m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。
送水塔による炉内水位低下への対応	26m ² /h	26m ² /h以上	評価条件で想定している送水塔による炉内水位低下への対応は、送水塔の容量が不足する可能性があることから、事業者側に影響はない。

項目	評価条件（初期、事変及び機器故障）の不確かさ		評価項目となるパラメータに与える影響	相違理由
	評価条件	運転員等操作時間に与える影響		
炉内設備の故障に起因する炉内水位低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響は大きく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
安全機構の喪失に起因する炉内水位低下	燃料床面より 6.30m	燃料床面より 6.30m 及び炉内水位低下	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。	
外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源がない場合は、炉内水位低下による炉内水位低下を抑制する効果が期待でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
燃料床の腐食が維持できる燃料床水位	燃料床面から 4.38m	燃料床面から 4.38m	評価条件と同様であることから、事業者側に影響はない。	
送水塔による炉内水位低下への対応	26m ² /h	26m ² /h以上	評価条件で想定している送水塔による炉内水位低下への対応は、送水塔の容量が不足する可能性があることから、事業者側に影響はない。	

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（2/5）

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/2）

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉	相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故2）（3/5）					
項目	評価条件（当該事故及び類似条件）の 不確かさ		条件設定の考えき	運転員操作時間にも与える影響	評価項目となるパラメータにも与える影響
	評価条件	最悪条件			
熱源熱	約5.7MW	約5.4MW以下 (可搬型)	原子炉停止後に最悪状態（原子炉停止後10日）で取り出された炉心内の燃料が、過剰に取り出された炉心燃料と合わせて燃料再燃燃料集積タンクに最大燃費されていることを想定し、ORPAC2を用いて算出	最悪条件とした場合は、評価条件で想定している燃料の燃費熱より小さくなるため、燃料プール水溜の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替海水（可搬型）による燃料プールへの注水機内は燃料の燃費熱による冷却効果は取らぬものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の増加を想定し、可搬型海水は注水機内での燃費を想定するものがあることから、運転員操作時間にも与える影響は大きい。	最悪条件とした場合は、評価条件で想定している燃料の燃費熱より小さくなること、燃料プール水溜の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータにも与える影響は大きい。
	評価条件	燃料プール期間 (原子炉停止後10日) ピット及びピット マスケット等の注水機を考慮 (しない)	燃料プール期間 (原子炉停止後10日) ピット及びピット マスケット等の注水機を考慮 (注水機を考慮)	燃料プール期間及びピット期間において、燃料プールは燃費されていることが想定されるが、燃料プール停止後10日及びピット期間及びピット期間の注水機を考慮しない。	燃料プール期間及びピット期間において、燃料プールは燃費されていることが想定されるが、燃料プール停止後10日及びピット期間及びピット期間の注水機を考慮しない。

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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故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;">表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故2）（4/5）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="2">評価条件（圧降、事故発生（機組条件）の不確かさ）</th> <th rowspan="2">条件設定の考えかた</th> <th rowspan="2">運転員等機組時間を与える影響</th> <th rowspan="2">評価項目となるパラメータを与える影響</th> </tr> <tr> <th>評価条件</th> <th>最悪条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部水質の悪化</td> <td>約15,000μ²</td> <td>約15,000μ²以上 （原水貯水槽本量）</td> <td>従来の水質の悪化時の本量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定</td> <td>最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量悪化の割合が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量悪化がグリップ（ライプ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料の消費</td> <td>約1,053L</td> <td>約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）</td> <td>消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定</td> <td>最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の割合が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件（圧降、事故発生（機組条件）の不確かさ）		条件設定の考えかた	運転員等機組時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響	評価条件	最悪条件	外部水質の悪化	約15,000μ ²	約15,000μ ² 以上 （原水貯水槽本量）	従来の水質の悪化時の本量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量悪化の割合が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量悪化がグリップ（ライプ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。	—	燃料の消費	約1,053L	約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）	消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の割合が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。	—		
項目	評価条件（圧降、事故発生（機組条件）の不確かさ）		条件設定の考えかた	運転員等機組時間を与える影響				評価項目となるパラメータを与える影響															
	評価条件	最悪条件																					
外部水質の悪化	約15,000μ ²	約15,000μ ² 以上 （原水貯水槽本量）	従来の水質の悪化時の本量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量悪化の割合が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量悪化がグリップ（ライプ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。	—																		
燃料の消費	約1,053L	約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）	消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の割合が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等機組時間を与える影響はない。	—																		

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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（5/5）						
項目	評価条件	最悪条件	条件設定の考え方	運転員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	
安全機能の喪失に対する状況	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	—	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	—	—
緊急制御の停止	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	事故時は変化	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。
	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	事故時は変化	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。
運転員による燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	事故時は変化	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。
	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	事故時は変化	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。
外部電源	外部電源停止	事故時は変化	外部電源停止は、運転員が外部電源停止を検知し、外部電源停止を監視し、外部電源停止を抑制する。	外部電源停止は、運転員が外部電源停止を検知し、外部電源停止を監視し、外部電源停止を抑制する。	外部電源停止は、運転員が外部電源停止を検知し、外部電源停止を監視し、外部電源停止を抑制する。	外部電源停止は、運転員が外部電源停止を検知し、外部電源停止を監視し、外部電源停止を抑制する。
燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止	事故時は変化	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。	燃料プールの水位異常及び閉鎖停止は、運転員が水位異常を検知し、水位異常を監視し、水位異常を抑制する。

7.3.2 想定事故2 (添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故2))

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

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	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				
操作員による使用済燃料ピットへの取水操作	操作員による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	操作員による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	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				
操作員による使用済燃料ピットへの取水操作	操作員による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	操作員による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間

表2 運転員等操作時間を与える影響、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

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	相違理由
	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					
可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間	可搬型大型海水ポンプ車による使用済燃料ピットへの取水操作に必要となる時間

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.3.2 想定事故2 (添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故2))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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;">表2 運転員等作業時間による影響、評価項目となるベアメータによる影響及び操作時間余量 (想定事故2) (2/2)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">項目</th> <th style="width: 10%;">評価項目 (運転員等) の作業時間</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間による影響</th> <th style="width: 10%;">評価項目となるベアメータによる影響</th> <th style="width: 10%;">操作時間余量</th> <th style="width: 10%;">相違理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> </tr> <tr> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> <td>運転員等作業時間</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価項目 (運転員等) の作業時間	運転員等作業時間による影響	評価項目となるベアメータによる影響	操作時間余量	相違理由	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間		
項目	評価項目 (運転員等) の作業時間	運転員等作業時間による影響	評価項目となるベアメータによる影響	操作時間余量	相違理由																
運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間																
運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間	運転員等作業時間																

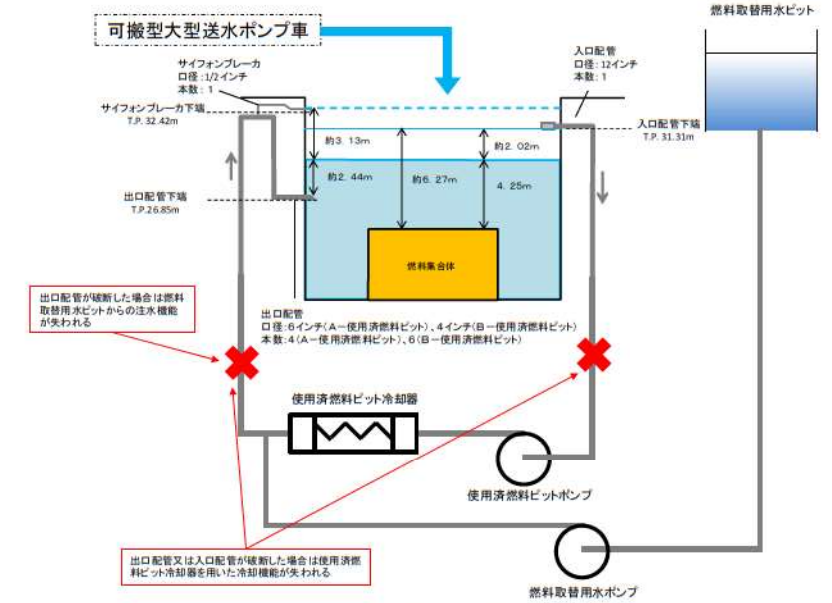
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 4.2.2</p> <p style="text-align: center;">想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>想定事故2では、燃料プールに接続される配管の破断により、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、燃料プールからの漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象による燃料プール水の漏えいを想定事故2の想定とした理由について示す。</p> <p>1. 燃料プールからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p>燃料プールから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ① サイフォン現象による漏えい ② 燃料プールライナ部の破損 ③ 燃料プールゲートの破損 ④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部の損傷 ⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい <p>2. 各事象の整理</p> <ul style="list-style-type: none"> ① サイフォン現象による漏えい <p>サイフォン現象による漏えいは、設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が機能せず、かつ、配管が破断した場合において発生する。サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。</p> <p>燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性を持つが、燃料プール冷却浄化系にはる過脱塩装置廻りのBクラスの配管が含まれる。逆止弁</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.5</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットに接続される配管の破断により、ピット水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、使用済燃料ピットからの漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、使用済燃料ピット冷却系配管の破断による使用済燃料ピット水の漏えいを想定事故2の想定とした理由について示す。</p> <p>1. 使用済燃料ピットからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p>使用済燃料ピットから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい ② 使用済燃料ピットライニング部の破損 ③ 使用済燃料ピットゲートの破損 ④ 使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ、燃料取替チャンネル、キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷 ⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい <p>2. 各事象の整理</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい <p>使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えいは、使用済燃料ピットに接続している冷却系配管が破断した場合において発生し、使用済燃料ピットに接続している冷却系配管には使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管と入口配管がある。</p> <p>使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さはT.P. 26.85mであるが、サイフォンブレイカが設置されており、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレイカの使用済燃料ピット接続部の開口部の高さT.P. 32.42mまで低下すれば、サイフォンブレイカから空気が吸込まれサイフォン現象は解消され、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。</p> <p>使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さ（下端）はT.P. 31.31mであり、この高さまで使用済燃料ピット水位が低下すれば、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。</p> <p>従って、使用済燃料ピット水位が最も低下するのは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断するケースであり、その時使用済燃料ピットの水位はT.P. 31.31mまで低下する。（遮蔽が維持できる水位の約2メートル上）</p> <p>配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。事象認知後に重大事故等対処設備（可</p>	<p>事故想定相違 ・女川がサイフォン現象を想定しているのに対して、PWRは冷却系配管の破断が一番厳しいため事故想定が異なる</p> <p>設備名称相違</p> <p>設計相違</p> <p>設計相違</p> <p>記載方針相違</p> <p>設計相違</p>

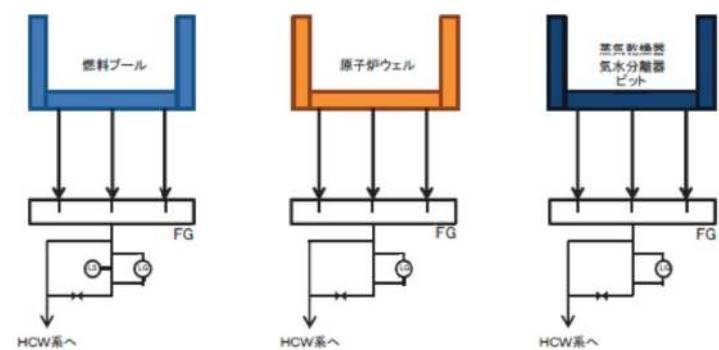
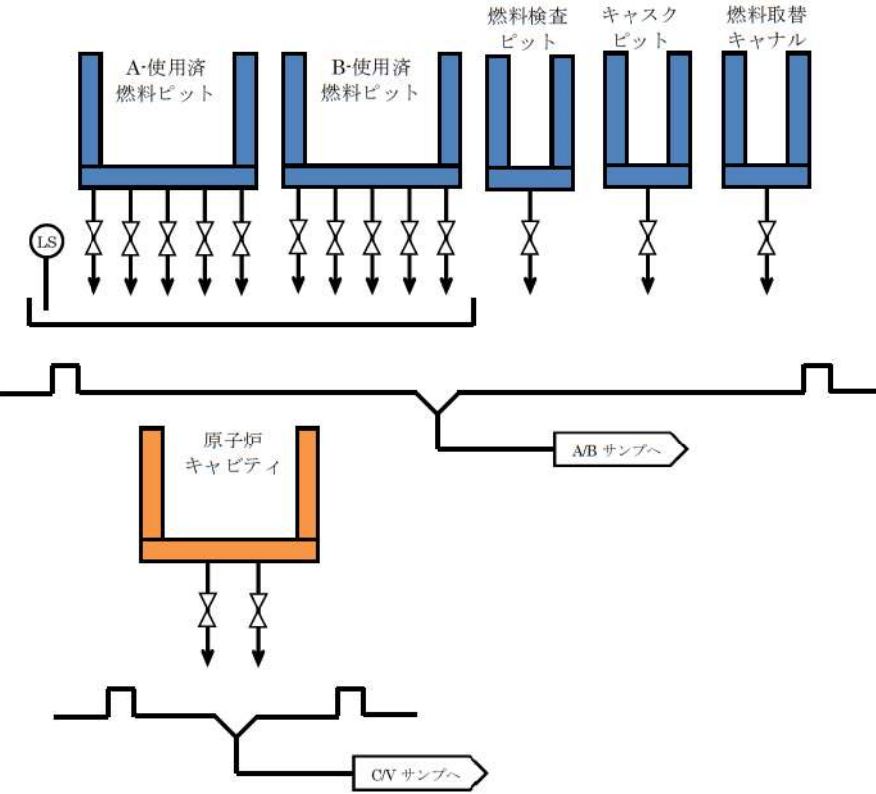
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下、燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>注水手段は配管の破断箇所依存することから、残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。</p> <p>なお、燃料プールの水位低下は、サイフォンブレイク孔位置の付近にて停止する。運転員は、事象認知後に重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）を用いて注水を実施することで、燃料プールの水位は維持される。</p>	<p>搬型大型送水ポンプ車）を用いて注水を実施することで、使用済燃料ピットの水位は維持される。</p>  <p>図1 使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管・入口配管破断時の概略図</p>	<p>設計の相違</p>
<p>② 燃料プールライナ部の破損</p> <p>燃料プールの筐体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。仮に燃料プールライナ部が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした燃料プールの保有水は燃料プールライナ漏えい検出器のドレン溜めに流れ込み、この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発信される（図1参照）。</p> <p>運転員はこの警報発生や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライナドレン部は燃料プールのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p> <p>注水手段は、ライナ部破損による漏えいが、残留熱除去系燃料プール冷却浄化系の注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等となる。</p> <p>なお、燃料プールライナ部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも32m³/h（ライナドレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えい量に応じた注水の継続</p>	<p>②使用済燃料ピットライニング部の破損</p> <p>使用済燃料ピットは基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。仮に使用済燃料ピットライニング部が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした使用済燃料ピットの保有水は使用済燃料ピットライニング漏えい検知配管によりドレン受けに流れ込み、この水位によりピット水の漏えいを検知し警報が発信される（図2参照）。</p> <p>運転員はこの警報発生や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライニング漏えい検知配管は使用済燃料ピットのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p> <p>注水手段は、ライニング部破損による漏えいが、燃料取替用水系や2次系補給水系の注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等となる。</p> <p>なお、使用済燃料ピットライニング部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも23m³/h（ライニング漏えい検知の配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えい量</p>	<p>設備名称の相違</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）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2 において使用済燃料ビット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>が可能であれば燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）によるスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>  <p>図1 燃料プール、原子炉ウェル及び蒸気乾燥器・気水分離器ビット（D/Sビット）のライナ部</p> <p>③ 燃料プールゲートの破損 燃料プールゲートは添付資料 4.1.7「プールゲートについて」に示すように十分信頼性を有し、地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて燃料プール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下部は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため、</p>	<p>に応じた注水の継続が可能であれば使用済燃料ビットの水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足し使用済燃料ビット水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）によるスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>  <p>図2 使用済燃料ビット、原子炉キャビティ、燃料取替チャンネル、キャスクビット及び燃料検査ビットのライニング漏えい検知系の概要</p> <p>③使用済燃料ビットゲートの破損 使用済燃料ビットゲートは添付資料 7.3.1.2「使用済燃料ビットの水位低下及び遮蔽に関する評価について」参考3に示すように十分信頼性を有し、地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて使用済燃料ビット水が他ビットへ流出した場合であっても、水位低下は</p>	<p>参照先の相違 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）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ゲート下端到着後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。</p> <p>運転員はゲート破損による漏えい警報確認や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>冠水維持完了後、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p>	<p>運転中で2.2mであり、遮蔽設計基準水位を満足できる。また、使用済燃料ピット水が沸騰し遮蔽設計基準水位まで下がる時間は定期事業者検査中で約1.1日であるが、注水準備に要する時間は4.4時間であるため、水位が遮蔽設計基準水位まで低下する前に給水を開始することが可能である。</p> <p>また、運転員はゲート破損による漏えい警報の確認や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p>	<p>設計の相違</p>
<p>④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部の損傷</p> <p>燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部破損においても②と同様、破断箇所の特定や検知が容易であることに加えて、③と同様にゲート下端以下には燃料プール水位は低下せず、使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。</p> <p>その後、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体に異常がなければ注水によって燃料プール水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p>	<p>④使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷</p> <p>使用済燃料ピットゲート開放時における原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット、及び燃料検査ピットのライニング部破損においても②と同様、基準地震動によっても機能が維持される設計であり、また仮に漏えいが発生しても破断箇所の特定や検知が容易である。</p> <p>原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット、及び燃料検査ピットからの漏えいを確認した場合は、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p>	<p>設計の相違</p>
<p>⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>地震発生時、スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし、通常水位から0.53m程度まで燃料プール水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、燃料プール水位の低下、燃料貯蔵プールエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>初期に燃料プール水位が低下するが、原子炉建屋最上階での作業に問題なく、水位低下が燃料有効長頂部に到達するまでの時間余裕は3日以上あることから、重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。</p>	<p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>地震発生時、スロッシングにより使用済燃料ピットの保有水が漏えいし、通常水位から0.1m程度まで使用済燃料ピット水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は使用済燃料ピット水位の低下、使用済燃料ピットエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>初期に使用済燃料ピット水位が低下するが、燃料取扱棟内での作業に問題なく、遮蔽設計基準水位までに低下する時間は定期事業者検査中で約1.5日であることから、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。</p>	<p>評価結果の相違</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）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2 において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「②燃料プールライナ部の破損」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p> <p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「②燃料プールライナ部の破損」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより燃料プール水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、重大事故等対処設備（燃料プールのスプレイ系）による使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や、重大事故等対処設備（放水設備）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>燃料プールからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>使用済燃料の有効燃料長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は、③、④及び⑤であり、基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。</p> <p>①の「サイフォン現象による漏えい」は、逆止弁開固着を想定するとBクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。</p>	<p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② 使用済燃料ピットライニング部の破損」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p> <p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② 使用済燃料ピットライニング部の破損」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより使用済燃料ピット水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）を用いたスプレイによる使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や、重大事故等対処設備（可搬型大容量海水送水ポンプ車）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>使用済燃料ピットからピット水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>②～⑤は注水により水位を回復すれば使用済燃料ピットの冷却機能を維持できるのに対して、①は使用済燃料ピットの冷却機能が喪失することに加えて、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合は燃料取替用水系統等による注水機能が喪失し注水手段が限定されることから、有効性評価において冷却系配管の破断を選定している。</p> <p>なお、配管破断箇所は、水位低下量がより大きい使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断を選定している。</p>	<p>事故想定との相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ピット水が漏えいする可能性のある事象から、泊は配管破断を、女川はサイフォン現象による漏えいを選定

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE741-9 r.9.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失

令和5年12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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
------------	------------	-------------	---------	------

比較結果等を取りまとめた資料

1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)

1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由

- a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし
- d. 当社が自主的に変更したもの：なし

1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

- a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし
- d. 当社が自主的に変更したもの：なし

1-3) バックフィット関連事項

なし

2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1) 比較表の構成について

・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「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	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に 伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩 和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱に よる1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有 水量が減少することで炉心が露出し、燃料損 傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に 伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩 和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱に よる1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量 が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に 至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障によ り、余熱除去機能が喪失することを想定する。 このため、緩和措置がとられない場合には、 炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1 次冷却系保有水量が減少することで燃料が露 出し、燃料損傷に至る。	相違なし （一部記載表現は異なるが、想定する 事故シーケンスグループの特徴は同様）
燃料損傷防止対策	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十 分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、 高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低 圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長 期的な除熱を可能とするため、格納容器ス プレイポンプによる代替再循環及び格納容器 スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる 格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十 分な冷却を可能とするため、充てん/高圧注 入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注 水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的 な除熱を可能とするため、格納容器スプレイ ポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ 並びに格納容器再循環ユニットによる格納容 器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十 分な冷却を可能とするため、初期の対策とし て充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格 納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備 する。また、安定状態に向けた対策としてB -格納容器スプレイポンプを用いた代替再循 環による炉心冷却手段及びA-格納容器ス プレイポンプを用いた格納容器スプレイ並び に格納容器再循環ユニットを用いた格納容器 内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手 段を整備する。	設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの 起動に対する余裕時間があり、また誤 操作や誤動作の防止、作業員の安全の 確保の観点から蓄圧タンクを炉心注 水手段とはしていない（玄海と同様）

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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
------------	------------	-------------	---------	------

2-3) 有効性評価の主な項目（2/2）

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
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	相違なし （燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心反応度の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。）

2-4) 主な差異

項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
電源の確保	炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプの電源として空冷式非常用発電装置が必要	大飯と同じ	炉心注水に使用する代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電可能	設計の相違 ・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（玄海と同様）

2-5) 差異の識別の省略

相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	-
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	-
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B充てんポンプ（自己冷却）	-
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	-
	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	-
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	-
記載表現の相違	A格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	-
	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（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）
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違 ・大阪は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）</p>
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、</p>	<p>7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に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、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットに</p>	<p>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格</p>	<p>崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。</p>	<p>除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により1次冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、炉心水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、余熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、余熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉及び原子炉格納容器を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策としてB-格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心冷却手段及びA-格納容</p>	<p>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> <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 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があ</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>よる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5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数</p>	<p>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5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生6時間までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数</p>	<p>また、原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.1.1図及び第5.1.2図に、手順の概要を第5.1.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4図に示す。</p> <p>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</p>	<p>器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去機能が喪失した場合については「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.4.1.1図に、手順の概要を第7.4.1.2図に示すとともに、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、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7.4.1.3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数</p>	<p>り、また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】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、対応機作要員数とも同等</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>を確認した結果、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計40名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が24名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>を確認した結果、54名で対応可能である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>を確認した結果、11名で対応可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>(添付資料5.1.1)</p>	<p>を確認した結果、21名で対応可能である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断</p> <p>余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>(添付資料7.4.1.17)</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違</p> <p>【大阪】 記載方針の相違</p> <p>・大阪は本事象でのみ重要事故シナシス以外の事故シナシスでの必要な要員の内訳を記載している</p> <p>・なお、泊では内訳は添付資料に記載し本文には人数のみ記載している（高浜、女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違（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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はベージング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はベージング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>		<p>原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 7.4.1.1)</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）</p>
<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>	<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>		<p>c. 余熱除去機能回復操作</p> <p>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>	
<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>		<p>d. 原子炉格納容器隔離操作</p> <p>放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	
<p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p>	<p>e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。</p>	<p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p>	<p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水</p> <p>炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。</p>	<p>【高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・大阪、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</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目及び3基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.2)</p>	<p>f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し、1次系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.17)</p>	<p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、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し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>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（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2ページ参照） ・注水方法の差異による対応方針の相違（伊方、玄海と同様）</p> <p>【大阪、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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプルからA格納容器スプレイ</p>	<p>h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転による1次系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル水位計指示が67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプルからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した</p>	<p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全</p>	<p>h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>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継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプルからB-格納容器スプレイポンプを経てB-格納容器ス</p>	<p>添付資料の相違</p> <p>・蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊は非プースティンがプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事業において高圧再循環を実施することが可能である（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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>ポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p>	<p>ブレイ冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、低圧注入流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてA-格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>緑)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・燃料取替用水ピットの切替水位 設定の差異</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるブラン</p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん/高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解</p>	<p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に對して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.1.12)</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、</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 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊と同様の記載を大阪、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>ト過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.3)</p>	<p>析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 5.1.2)</p>	<p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シナリオ特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約24m³/hである。 (添付資料 5.1.4)</p>	<p>1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオ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>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.4.1.2)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心崩壊熱</p> <p>炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。</p>	<p>(2ページ参照)</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）</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	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. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p>	<p>(b) 1次冷却材高温側温度</p> <p>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。</p> <p>(c) 1次冷却材水位</p> <p>プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。</p> <p>(d) 1次冷却材圧力</p> <p>ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、運転中の余熱除去ポンプの故障によって、余熱除去機能を喪失するものとする。</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん/高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、ディーゼル発電機にて代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</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 ・泊はディーゼル発電機の負荷に接続する設備で影響の大きい設備を記載（燃料損傷防止対策の設備を記載している点では伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p>
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 （最低保持圧力） 1.0MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 （最低保有水量） 26.9m³（1基当たり）</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 （最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 （最低保有水量） 29.0m³（1基あたり）</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生後の60分後、2基目は事象発生後の100分後、3基目は事象発生後の140分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生後の141分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第5.1.4図から第5.1.12図に示す。</p>	<p>原子炉停止 55 時間後を事象開始として、c. (b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m³/hとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生後の60分後、2基目は事象発生後の90分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生後の91分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第5.1.2.1図から第5.1.2.9図に示す。</p>	<p>による原子炉注水流量は1,136m³/hとする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード） による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.1.6図に示す。</p>	<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.1.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、29m³/hとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生後の60分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.1.4図から第7.4.1.12図に示す。</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違 ・ 定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定 【大阪、高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・ 差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・ 差異理由は前述どおり (2.5ページ参照) 【大阪、高浜】 解析結果の相違</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次冷却系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.4、5.1.5)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次系保有水量が増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.3、7.4.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	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>炉心上端ボイド率は第 5.1.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>炉心上端ボイド率は第5.1.2.2図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>原子炉水位は、第 5.1.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1.6 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持される水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料は冠水維持される。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることとはなく、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>(添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% $\Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照) 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p> <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.9図及び第5.1.11図に示すとおり、事象発生約220分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.8、5.1.9、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.2.9図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.2.6図及び第5.1.2.8図に示すとおり、事象発生約170分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.7、5.1.8、5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.1.9図及び第7.4.1.11図に示すとおり、事象発生約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、B格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7、7.4.1.8、7.4.1.9)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違(女川実績の反映) ・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料 5.1.11、5.1.12、5.1.13)</p>	<p>(添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12)</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.0m上（通常運転水位から約3.2m下）の位置である。</p> <p>(添付資料 4.1.3、5.1.5、5.1.6、5.1.7)</p>	<p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>【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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</p>	<p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p>	<p>7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影</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） ・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】 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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.2.5 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 0.5m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2.1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.0m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.4.1.13)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件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があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・注は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>同様</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	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>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※3}が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所3/4号炉	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>件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3 / 4号炉	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. 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>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操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>目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる※4。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、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>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>【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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川の「全交流動力電源喪失(TBU)」】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生後の60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、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川と設計の相違)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 （添付資料5.1.2, 5.1.7, 5.1.8）</p>	<p>える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（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】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）</p>
<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>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.1.13図及び第5.1.14図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約92分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生約60分後から約32分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.1.15図に示すとおり、3基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移が2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、</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>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.1.3.1図及び第5.1.3.2図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約73分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで約13分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第5.1.3.3図に示すとおり、2基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次系保有水量の推移が1基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の1次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が</p>	<p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6時間であり、事故を認知して注水を開始する</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>	