

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.2 全交流動力電源喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、<u>①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」</u>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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱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、全交流動力電源が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、全交流動力電源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、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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「全交流動力電源喪失」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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、<u>①「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱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、全交流動力電源が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、全交流動力電源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、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>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「全交流動力電源喪失」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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 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「全交流動力電源喪失」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、<u>「外部電源喪失+交流電源喪失」及び「外部電源喪失+直流電源喪失」</u>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「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱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、全交流動力電源が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、全交流動力電源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、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>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「全交流動力電源喪失」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、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>P R Aで考慮する設備の相違により、イベントツリーに相違が生じている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>（以降、同様な相違については記載省略）</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>して代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1図及び第5.2.2図に、手順の概要を第5.2.3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5.2.1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、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計16名である。</u>その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は2名である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。</u>必要な要員と作業項目について第5.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>16名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止によ</p>	<p>して緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2-1図に、手順の概要を第5.2-2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5.2-1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、<u>災害対策要員(初動)20名</u>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、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は<u>11名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.2-3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、必要な要員数を確認した結果、<u>20名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転停止による崩</p>	<p>対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2.1-1(1)図及び第5.2.1-1(2)図に、手順の概要を第5.2.1-2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5.2.1-1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、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計29名</u>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、当直長1名、当直副長1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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は<u>19名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.2.1-3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、必要な要員数を確認した結果、<u>29名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転停止によ</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員29名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る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、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、<u>低圧代替注水系 (常設)</u></u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止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、原子炉圧力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 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 逃がし安全弁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>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ 1 台</u>を手動起動し、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)</u>等である。</p>	<p>壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系 (常設)</u>の準備を開始する。</p> <p>c. 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 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止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、原子炉圧力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。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 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>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する</u>。また、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 1 台</u>を手動起動し、<u>原子炉水位の低下時は低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する</u>。これにより、<u>原子炉水位を通常運転水位付近に維持する</u>。 <u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域) <u>及び低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用)</u>等である。</p>	<p>る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、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系 (常設)</u></u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止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、原子炉圧力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 (<u>自動減圧機能付き</u>) 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度 (SA)</u>である。 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) 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 (SA)、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後</u>、中央制御室からの遠隔操作により<u>低圧原子炉代替注水ポンプ</u>を手動起動し、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、<u>原子炉水位が回復する</u>。 <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位 (広帯域)、代替注水流量 (常設)</u>等である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することにより、原</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>e. 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>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開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、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 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、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(「崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失[フロントライン]) +崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロントライン]) +崩壊熱除去・注水系失敗」)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS_A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、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>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ1台を起動後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転の再開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>5.2.2 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、「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(残留熱除去系の故障(RHRS喪失)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>e. 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>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開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、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 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、「外部電源喪失+交流電源喪失」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水、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>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>PRAにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</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 22MW 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 37m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3)</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 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)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。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>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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</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 19MW 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 32m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3, 5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</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[※]。</p> <p>※ 実操作では低圧代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)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。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>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 style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</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 14.0MW 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 23m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</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 実操作では低圧原子炉代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧原子炉代替注水系(常設)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。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>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を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。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は <u>150m³/h</u> とする。</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>また、<u>残留熱除去系海水系</u>の機能喪失を重畳させるものとする。</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。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は、<u>蒸発量に応じた注水流量として 27m³/h</u> とする。</p>	<p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>また、<u>原子炉補機冷却系</u>の機能喪失を重畳させるものとする。</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。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水流量は <u>200m³/h</u> とする。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳することを明記している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>代替原子炉補機冷却系</u></p> <p>伝熱容量は約 <u>23MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において) とする。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>8MW</u> (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃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</p> <p>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) 事象発生 <u>145 分</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>145 分</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>代替原子炉補機冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>20 時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.5 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.6 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い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, <u>約 1 時間</u>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。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u></p> <p>伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 <u>24MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>32℃</u>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</p> <p>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) 事象発生 <u>21 分</u>までに<u>中央制御室からの遠隔操作</u>により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による<u>原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが, 原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>緊急用海水系</u>の準備が完了する事象発生 <u>4 時間 10 分</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2-4 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2-5 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い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, <u>約 1.1 時間</u>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。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>15.7MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>30℃</u>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</p> <p>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) 事象発生 <u>2 時間</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>2 時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は, 軸受等の冷却が必要となるため, <u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>10 時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.2-1 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.2-2 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い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, <u>事象発生から約 0.9 時間</u>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。常設代替交流電源設備による交流電源の供給</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ, 原子炉注水開始を事象発生 2 時間後としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ, 原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>発生から <u>145 分経過</u>した時点で、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 <u>2.9m</u> 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>20 時間経過</u>した時点で、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.5 図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約 2.9m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.6 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※2 を確保できる水位である<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>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>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>145 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設) の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。</u></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>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>1 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるた</p>	<p>象発生から約 <u>1.1 時間後以降</u>は、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>により蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>通常運転水位付近</u>に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>4 時間 10 分経過</u>した時点で、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2-4 図</u>に示すとおり、<u>蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ</u>、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2-5 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約 1.7m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近</u>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>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>25 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設) の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。</u></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>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>2.2 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作</p>	<p>を開始し、事象発生から <u>2 時間経過</u>した時点で、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによつて、原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 <u>4.0m</u> 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>適切に維持</u>することができる。</p> <p>事象発生から <u>10 時間経過</u>した時点で、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.2-1 図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約 4.0m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.2-2 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※²が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟 4 階の燃料取替機台車床</u>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>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>2 時間後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧原子炉代替注水系 (常設) で原子炉注水を行い、事象発生 10 時間後から、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による除熱を開始することで、長期的に安定状態を維持できる。</u></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>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建物原子炉棟 4 階から</u>の現場作業員の退避は <u>2 時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時における</p>	<p>水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉での現場</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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オペレーティングフロア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(可搬型スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及び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オペレーティングフロア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有効燃料棒頂部の約2.0m上(通常水位から約2.4m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>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原子炉棟6階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及び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、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階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1.7m上(通常水位から約3.5m下)の位置である。 (添付資料5.1.5, 5.1.7, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>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物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及び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、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階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棒有効長頂部の約1.8m上(通常水位から約3.3m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 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>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、事象進展に有意な影響を与えられると考えられる操作として、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作についても明記。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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、<u>第5.2.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約22.4MW</u>に対して最確条件は<u>約22MW以下</u>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、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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<u>約40℃～約53℃</u>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12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^{※2}が維持される水位)である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2時間</u>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、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</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、<u>第5.2-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約18.8MW</u>に対して最確条件は<u>約18.8MW未満</u>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、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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<u>約47℃～約58℃</u>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12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<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2.8時間</u>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、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、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<u>低くなる場合がある</u>ため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>短くなる場合がある</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失によ</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、<u>第5.2.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約14.0MW</u>に対して最確条件は<u>約14.0MW以下</u>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、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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<u>約29℃～約46℃</u>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12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<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>事象発生から約2.7時間</u>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、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位<u>以上であり</u>、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<u>高くなる</u>ため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>長くなる</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする<u>操作</u>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、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、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 12 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、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h²が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 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、本時間に対して作業員が現場から退</p>	<p>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小さい。</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、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 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 12 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 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 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、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子</p>	<p>点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の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、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、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 12 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）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 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、</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃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12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^{※2}が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約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。</p> <p>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、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、原子炉水位が有効燃料棒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は大きくなる。</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、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、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は大きくなる^{※3}。</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、</p>	<p>炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃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12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1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8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。</p> <p>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に対してゆらぎがあり、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低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</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、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、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は大きくなる[※]。</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</p>	<p>本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約46℃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12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）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7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。</p> <p>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、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、原子炉水位が燃料棒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は大きくなる。</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、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、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は大きくなる^{※3}。</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、</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違【柏崎6/7，東海第二】島根2号炉の最確条件を記載。 評価結果の相違【柏崎6/7，東海第二】 実績値の相違【東海第二】島根2号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。原子炉压力容器の開放時は、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>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>145分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、<u>低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復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。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復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。</u></p>	<p>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。原子炉压力容器の開放時は、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>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>25分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため、原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり、沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが、他の並列操作はないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p>	<p>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。原子炉压力容器の開放時は、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>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>2時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>SA低圧母線及び2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復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。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復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。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ、原子炉注水開始を事象発生2時間後としている。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了する。

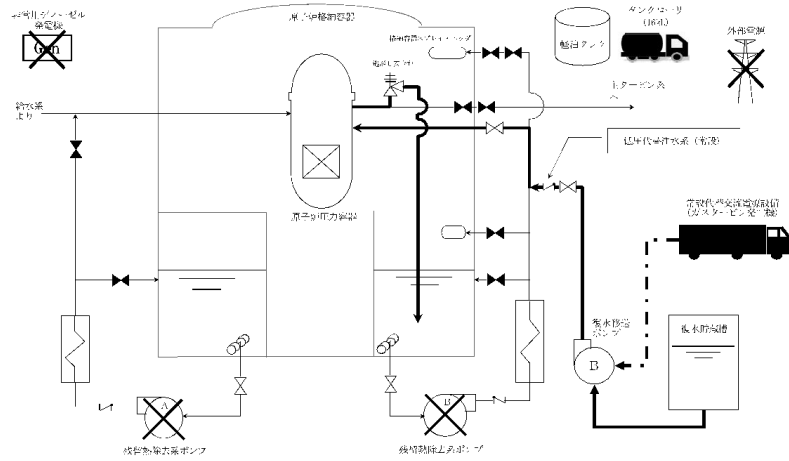
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>20 時間後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、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は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、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事象発生から<u>約 3 時間</u>、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は<u>約 5 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が <u>145 分</u>であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生約</p>	<p>操作条件の<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>4 時間 10 分後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電並びに<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作時間は<u>評価上の設定とほぼ同等である</u>ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、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事象発生から<u>約 4.5 時間</u>、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>約 6.3 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が<u>約 1.1 時間</u>であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（原子炉停</p>	<p>操作条件の<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>10 時間後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、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、<u>原子炉水位の低下を緩和する可能性がある</u>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>操作条件の<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作は、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事象発生から<u>約 4.3 時間</u>、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>事象発生から約 6.1 時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が<u>事象発生から 2 時間後</u>であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>20時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</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>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までの必要な要員は</u>、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>16名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>64名</u>で対処可能である。</p>	<p><u>止時冷却系</u>運転による原子炉除熱操作は、<u>事象発生4時間10分</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。</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 5.2.2, 5.2.3)</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は</u>、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>20名</u>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 <u>災害対策要員（初動）</u>の <u>37名</u>で対処可能である。</p>	<p>(<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱操作は、<u>事象発生から10時間</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水を継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</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>このほか、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>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は</u>、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>29名</u>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 <u>運転員、緊急時対策要員等の43名</u>で対処可能である。</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生10時間後としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員29名は夜間・休日</p>

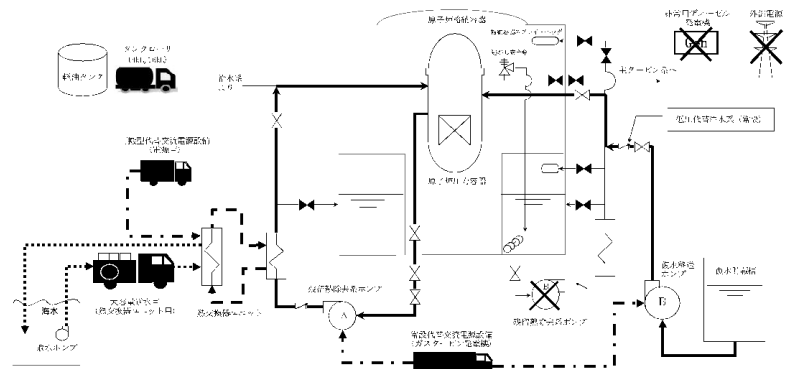
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり約 700m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 1,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水量を保有している。これにより、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、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>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 90m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水量を保有している。これにより、注水によって代替淡水貯槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置 5 台</u>）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、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>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 300m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p> <p><u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、事象発生直後からの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 53m³の軽油が必要となる。合計約</u></p>	<p>を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計約613kL)</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,594kW、7号炉で約1,560kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、約3,276kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量は約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.6)</p>	<p>65m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、約2,406kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料5.2.5)</p>	<p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>電源設備容量の相違。</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

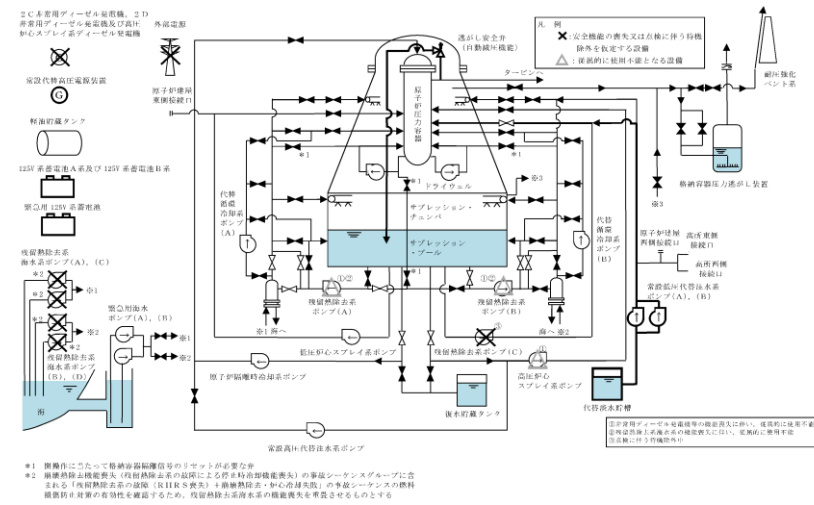
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、<u>災害対策要員</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>P R Aにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>



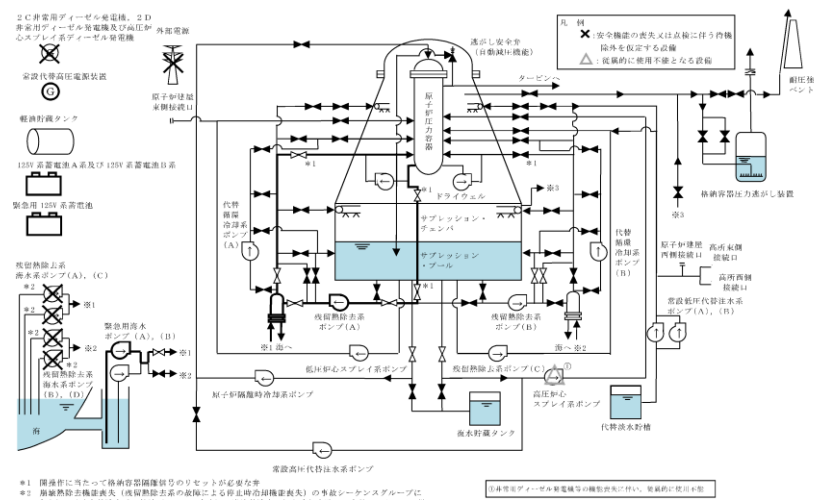
第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)



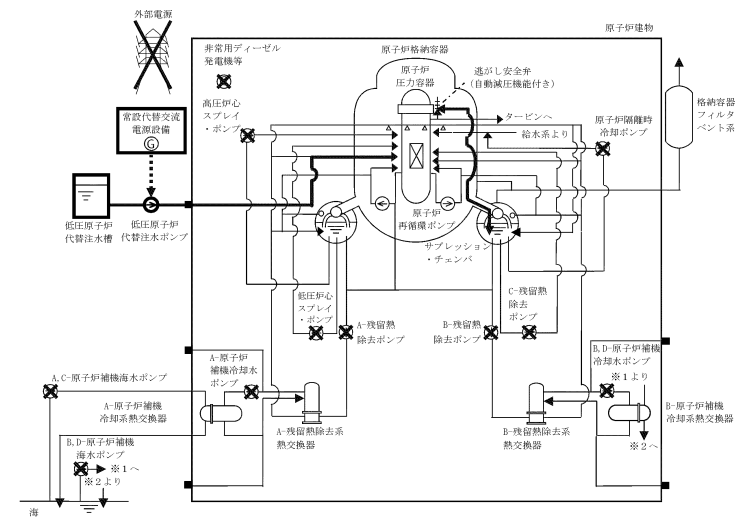
第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)



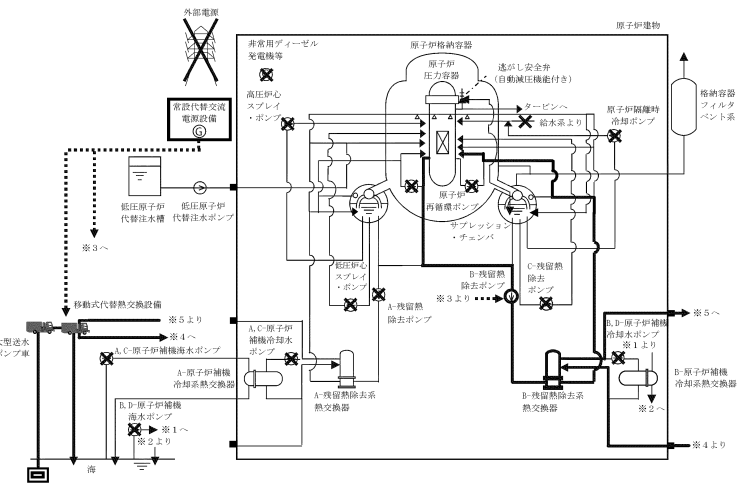
第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

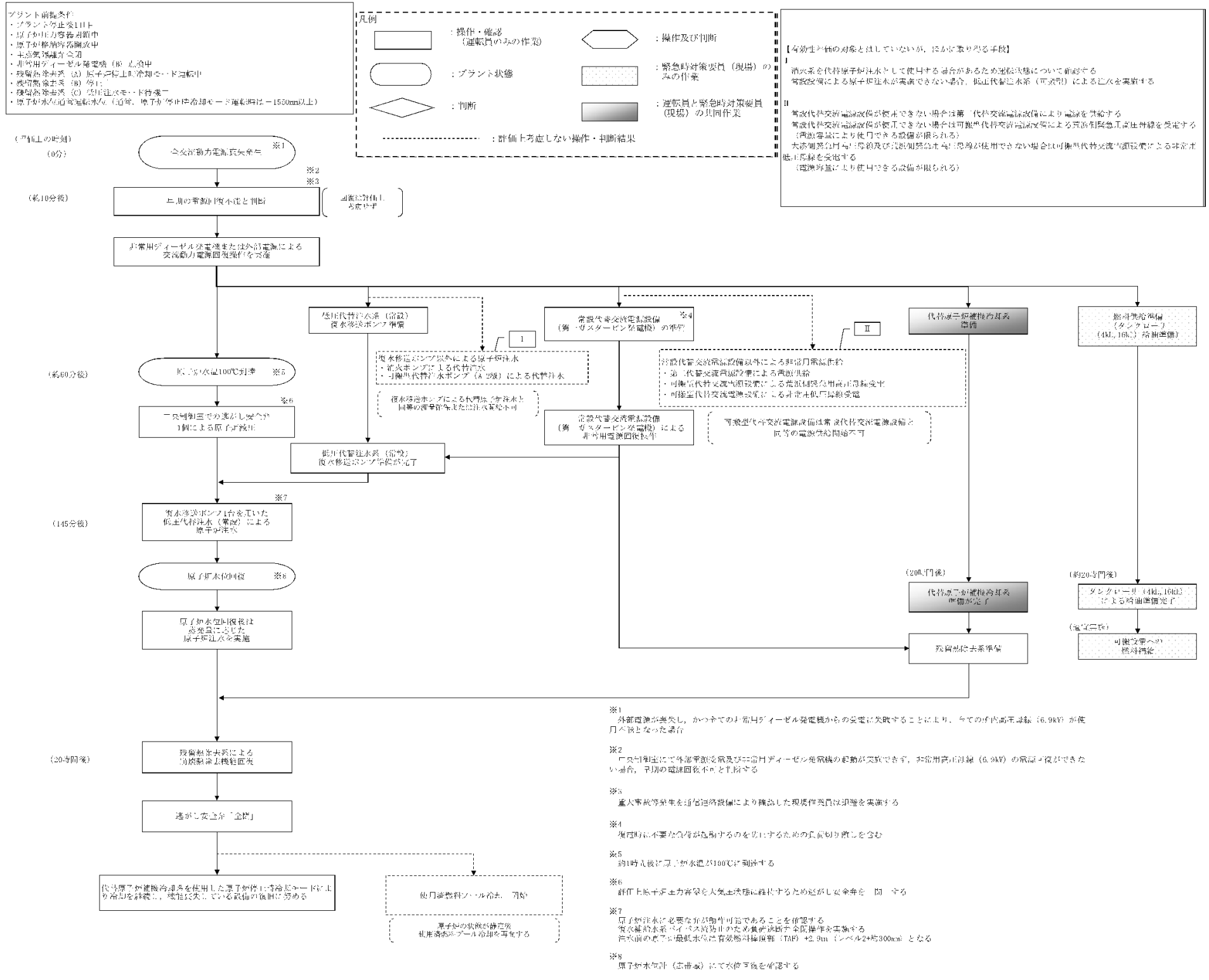


第5.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



第5.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

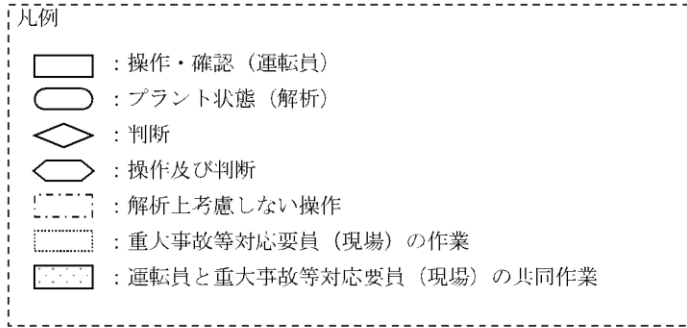
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



差異理由は、島根2号炉「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

プラント前提条件
 ・原子炉の運転停止 1 日目
 ・原子炉圧力容器未開放
 ・格納容器開放
 ・残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 ・残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 ・残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中
 ・非常用ディーゼル発電機等 : 待機中
 ・原子炉水位は通常運転水位 (セパレータスカート下端から +126cm)

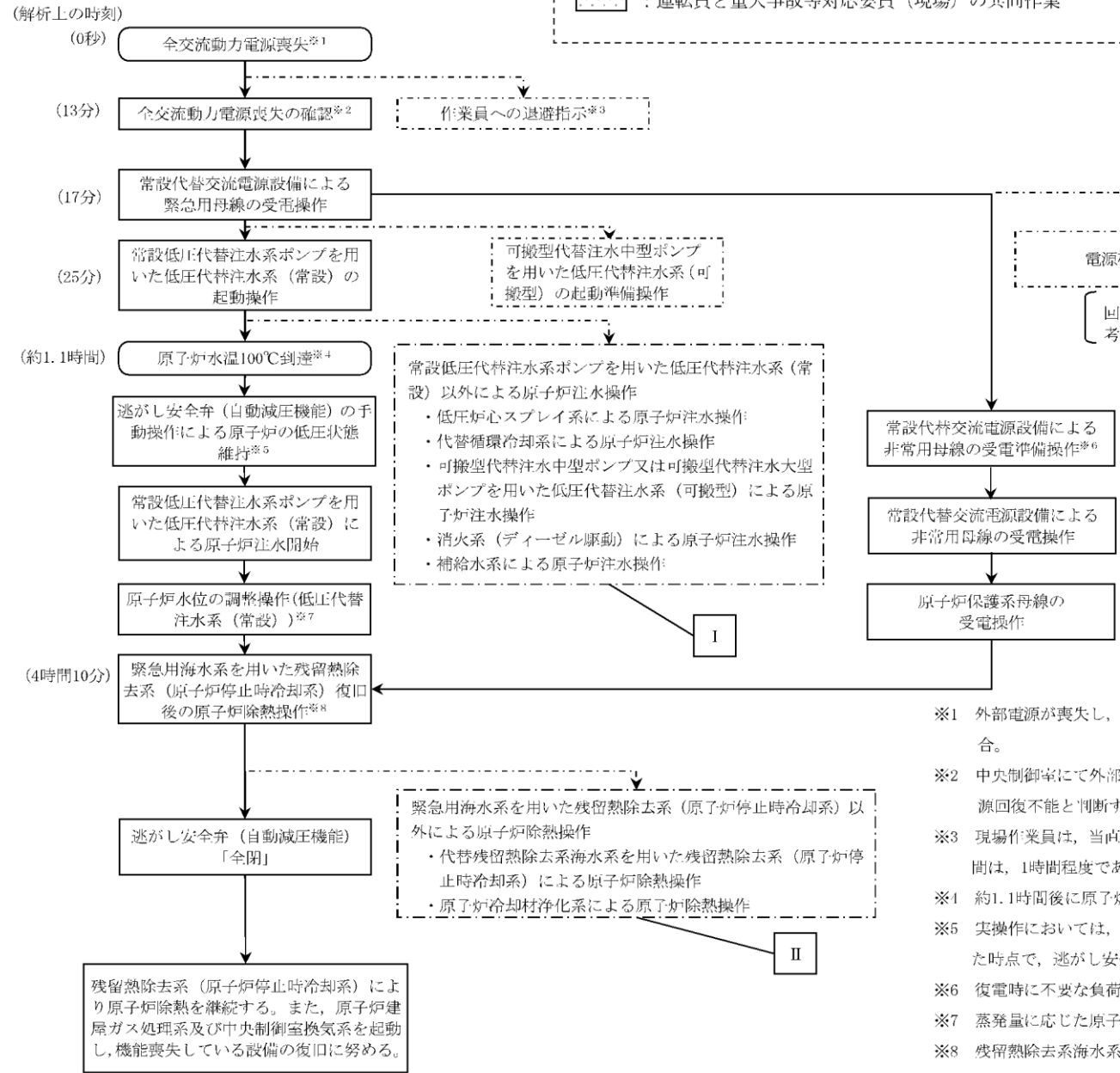


【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

I
 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

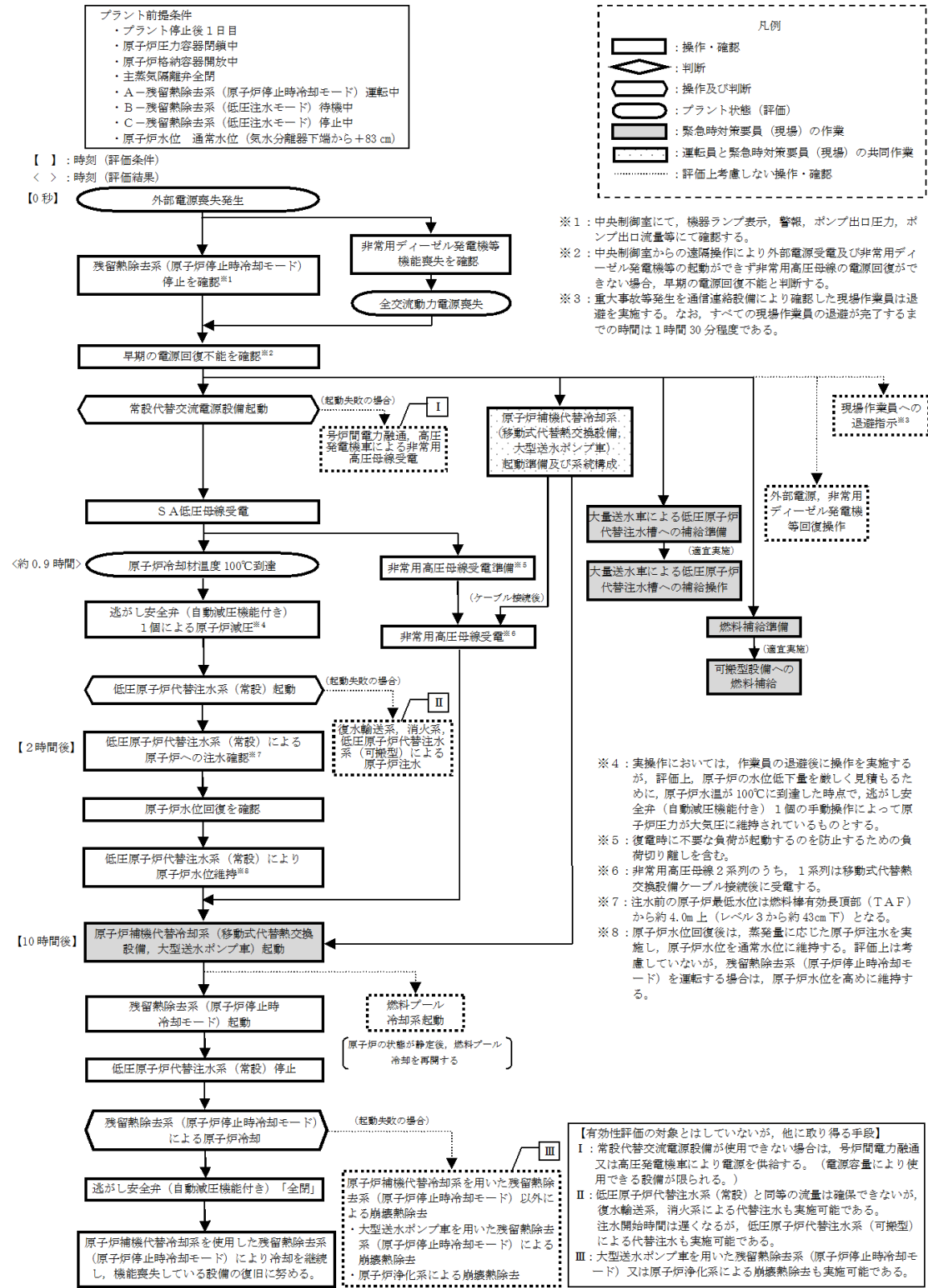
III
 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 約1.1時間後に原子炉水温が100℃に到達する。
- ※5 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の閉操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※6 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※7 蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
- ※8 残留熱除去系海水系の起動に失敗した後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を開始する。

第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

差異理由は、島根 2 号炉
 「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ・設備及び運用の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

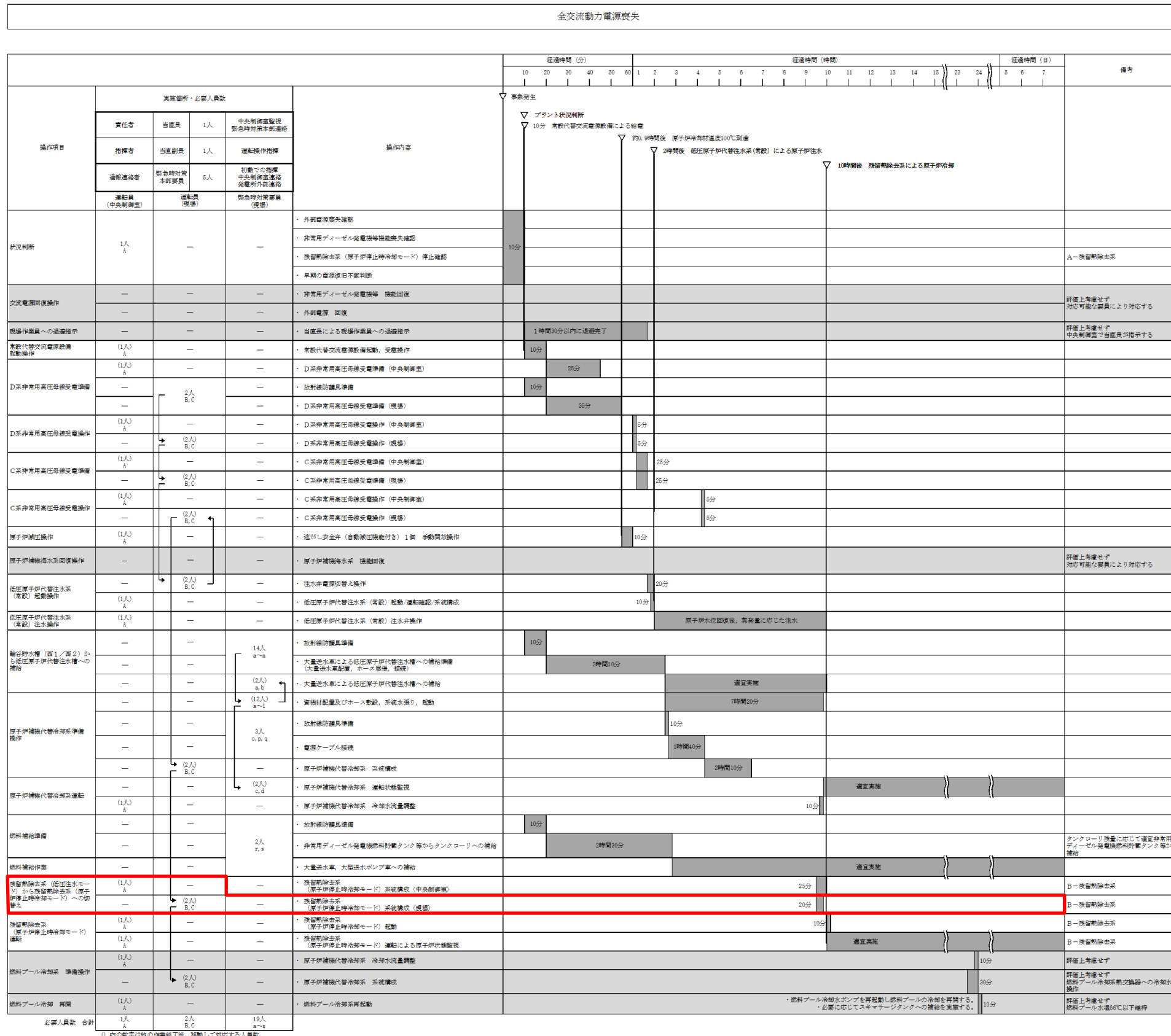
実施箇所・必要人員数						経過時間 (95分)														備考	
						9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
全交流動力電源喪失						20時間 崩壊熱除去機能回復															
操作項目	運転員 (中央制御室)				緊急時対策委員 (現場)		業務の内容														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
原子炉停止 (常時) 注水操作	(1人) A	(1人) a					原子炉停止後、蒸発器に注水														
送油準備	-	-	-	-	2人		送油ポンプからタンクローリー (10L) への供給														タンクローリー (10L) 残量に応じて送油ポンプから供給
送油作業	-	-	-	-	2人		第一タンクローリー発生後、送油ポンプへの給油														
代替燃料補給 (常時) 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	燃料供給設備準備														
	-	-	-	-	13人 (※1, ※2)	13人 (※1, ※2)	燃料供給設備準備														
送油準備	-	-	-	-	※1 (2人)		送油ポンプからタンクローリー (10L) への供給														タンクローリー (10L) 残量に応じて送油ポンプから供給
送油作業	-	-	-	-	※2 (3人)		高圧水への給油														注油実施
代替燃料補給 (常時) 運転	-	-	-	-	※2 (3人)	※2 (3人)	代替燃料補給 (常時) 運転実施														注油実施
原子炉停止 (原子炉停止時冷止モード) 送油準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉停止時冷止モード 送油準備														20分
原子炉停止 (原子炉停止時冷止モード) 送油操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉停止時冷止モード 送油														10分
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉停止時冷止モード 送油による原子炉冷却														注油実施
燃料プール冷卻 (常時) 作業 (詳細は別添)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	燃料プール冷卻 (常時) 作業実施														60分
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	燃料プール冷卻 (常時) 作業実施														30分
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	燃料プール冷卻 (常時) 作業実施														30分
必要人員数 (合計)	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	2人 (その他参加26人)																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

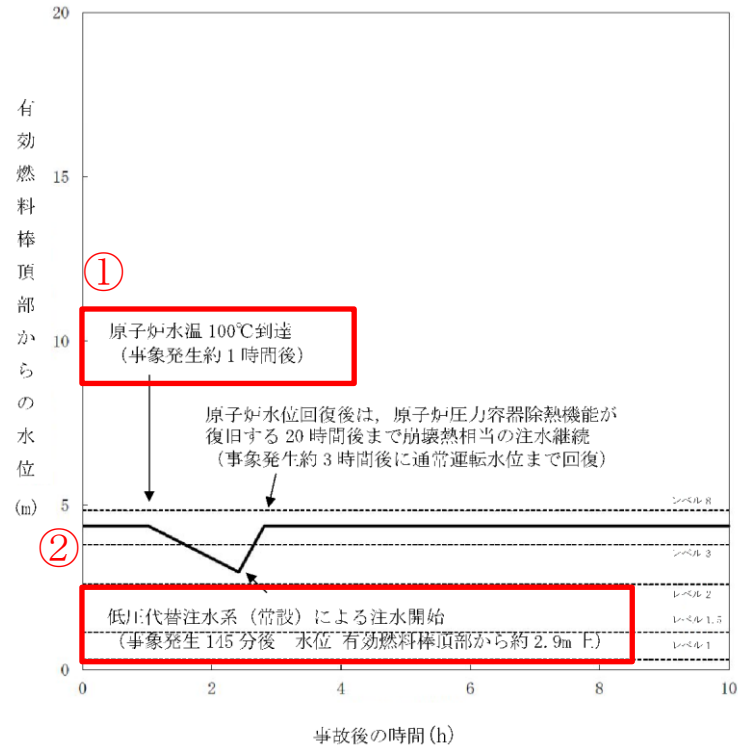
島根原子力発電所 2号炉

備考

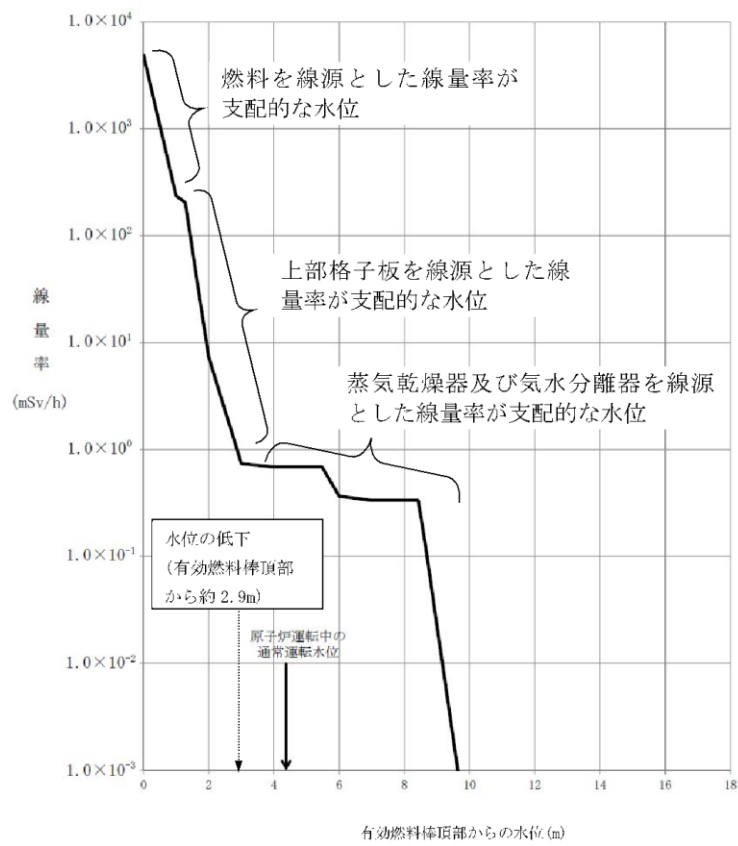


・評価結果の相違に基づく差異。
 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 ・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 ・体制の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。
 ・記載方針の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転により炉水がサプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施することを記載。

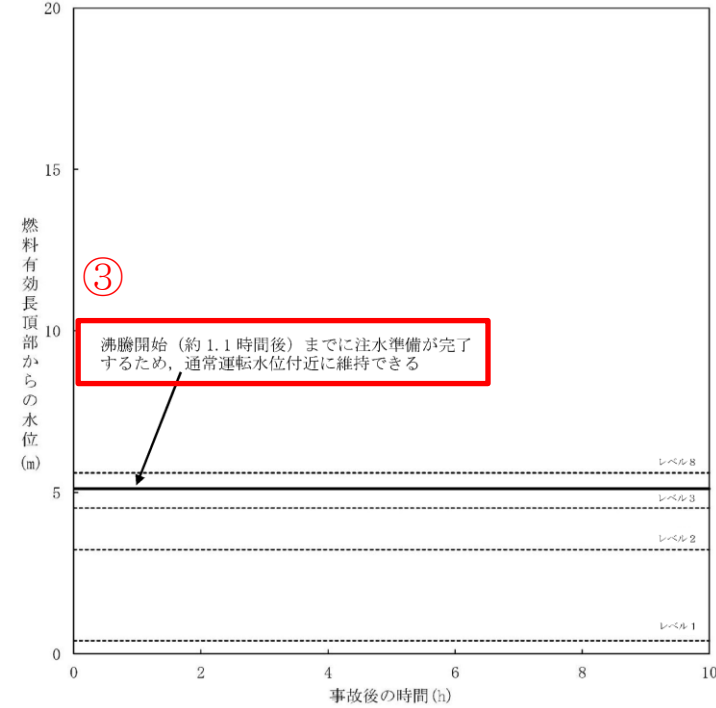
第 5.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間



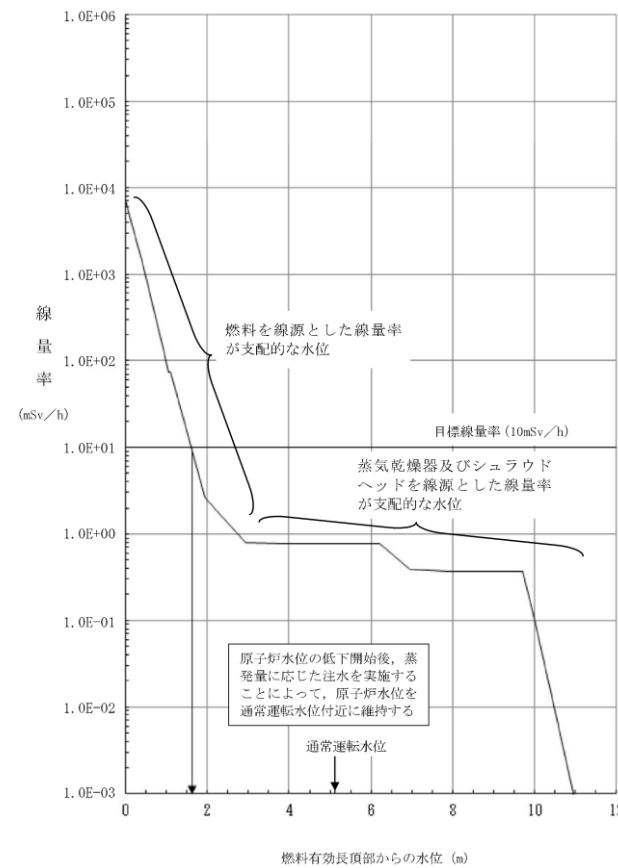
第 5.2.5 図 原子炉水位の推移



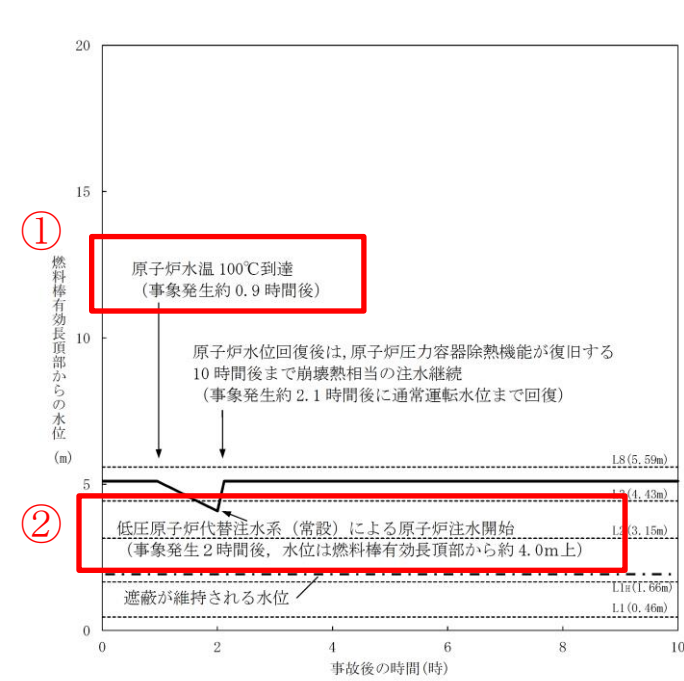
第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率



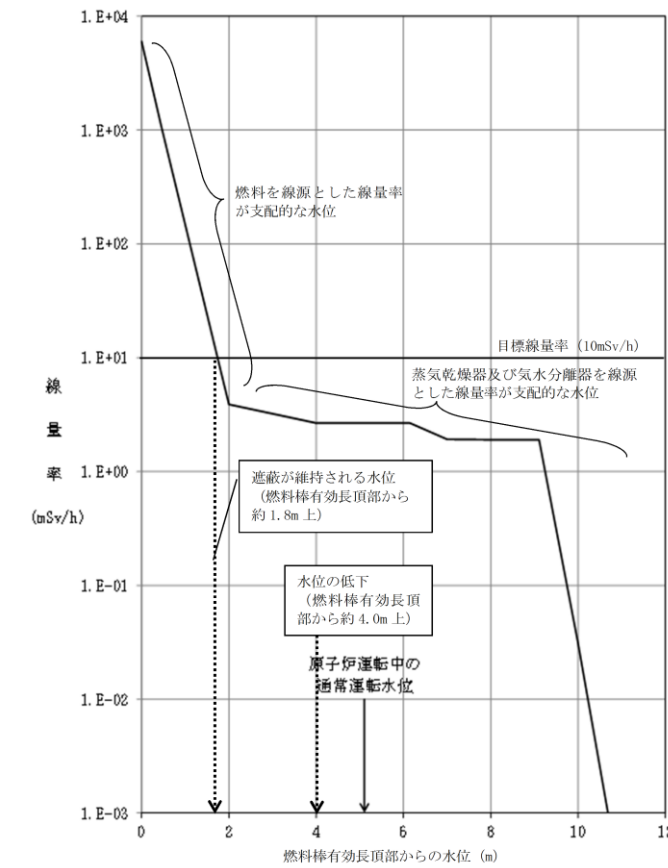
第 5.2-4 図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.2.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.2.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。
 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。
【東海第二】
 ③東海第二は、沸騰開始前までに注水準備が完了するため、水位低下がなく、通常水位を維持する評価結果となっている。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有劣性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による 残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電池直流電源設備	—
逃がし安全弁による原子炉の の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	所内蓄電池直流電源設備 逃がし安全弁	—
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	タンクローリー (16kL) 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク
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	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (4kL, 16kL)

① 【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	—	残留熱除去系系統流量*
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	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
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	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

②

第5.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	B-116V系蓄電池*	—
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個を開操作する。	B-116V系蓄電池* S.A用116V系蓄電池 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）*	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉圧力容器温度（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 代替注水量（常設） 低圧原子炉代替注水量
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	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】*

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

①, ②

【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

- ・記載方針の相違
- 【柏崎6/7】
- ①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第5.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約22.4MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定
			起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

※1 原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第5.2-2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	② 残留熱除去系海水系を包含する条件として設定
			起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

※1 原子炉停止1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

①

※2 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約14.0MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基に、ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定。また、原子炉停止1日後においては、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定
	原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	原子炉停止1日後の水位
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	② 原子炉補機冷却系機能喪失を包含する条件として設定

※1 原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は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。

① ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ①条件設定は同じだが、島根2号炉は柏崎6/7と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。
 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。
 また、島根2号炉はMOX燃料を採用していることを踏まえ、9×9燃料の代表性を示している。

【柏崎6/7, 東海第二】
 ②島根2号炉は、「5.1崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳している。
 東海第二は、残留熱除去海水系喪失を仮定している。

第5.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することによって水位を維持するが、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が必要となる)
	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) 起動操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	熱交換器1基当たり約24MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備操作	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作に要する時間を考慮して設定
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了できるとき、原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する時間に設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 復旧後の原子炉除熱操作	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約15.7MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度30℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から2時間後
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による原子炉除熱操作	事象発生10時間後

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ③島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値を設定。
 東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水流量を設定。
【東海第二】
 ④東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作が完了するため、注水準備操作と注水操作を分けて記載。
【柏崎6/7, 東海第二】
 ⑤島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生10時間後としている。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>停止時冷却モード</u>）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 常設代替交流電源設備により<u>緊急用母線への交流電源の供給を開始した後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより、</u>炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失））</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、<u>原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</u></p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</u></p> <p>その後、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料破損防止対策により<u>原子炉安定停止状態を維持できる。</u> また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)</p>	<p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 ・設備設計の相違 【東海第二】</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	最確条件	評価条件設定の考え方	運転員等の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
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	燃料貯蔵タンクの容量を管理し、下限値を設定	—
重大事故等対策に關連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統の故障等による外部電源喪失を想定し、そのもととして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故連環に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失、機器熱除去系係水系の機能喪失	—	全ての非常用ディーゼルの機能を喪失を想定し、機器熱除去系係水系の機能喪失により、機器熱除去機能が喪失した場合は、これを条件として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故連環に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に關連する機器条件	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	低圧代替注水系 (常設) の原子炉注水量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発熱に心した原子炉注水量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故連環に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
緊急用海水系を用いた残留炉停止時冷却による原子炉除熱量	緊急用海水系	熱交換器1基当たり約400t/h	熱交換器1基当たり約400t/h以上	熱交換器の設計仕様に基づき、機器熱除去の能力を確保し、そのもととして設定	—
	炉停止時冷却系) による原子炉除熱量	—	—	—	—

表1 評価条件を最確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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (3/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主送電設備の故障等によつて、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
	全交流動力電源喪失	—	すべての非常用ディーゼルの機能を喪失を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事故連環に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	—
安全機能の喪失に対する仮定	原子炉補機冷却系機能喪失	—	原子炉補機冷却系の機能喪失により、機器熱除去機能を喪失した場合を包含する条件として設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化して設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故連環は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定	—	—
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約15.7MW (原子炉冷却材温度100°C、海水温度30°C) において	—	—	—

表2 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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(3/3)

項目	運転条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作時間	条件設定の考え方					
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時冷卻モード)運転操作	事故発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去による原子炉冷却機配管温度を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時冷卻モード)運転操作までの時間は、事故発生から約20時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	プラント停止時の真相から、配管の温度変化を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。 想定で想定している運転操作が実施可能なことを確認した。
各機器への給油(電源車、人昇車送水車(熱交換器ユニット用)及び7号炉、8号炉)及び送電代替交流電源設備(6号炉及び7号炉、8号炉)への給油を指している。	事故発生から12時間後以降、遅延	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や運転に必要な操作・作業を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事故発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、代替原子炉補機冷却系用の電源車(6号及び7号炉、8号炉)及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)及び7号炉、8号炉)及び送電代替交流電源設備(6号炉及び7号炉、8号炉)への給油を指している。 各機器への給油運転操作については、電源車及び人昇車送水車(熱交換器ユニット用)への給油準備(車出移動開始からタンクローリ(4tL16SL)への連結完了まで)は、所要時間140分のところ、車出準備等は約10分、電源車(送電代替交流電源設備)への給油準備は、所要時間120分のところ、車出準備等は約111分と実施可能なことを確認した。 また、各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしている。 送電代替交流電源設備(熱交換器ユニット用)への給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約108分、常設代替交流電源設備への給油作業は、許容時間16時間のところ訓練実績等では約202分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

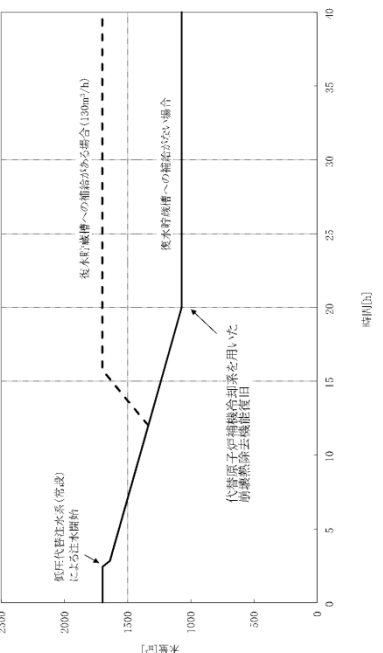
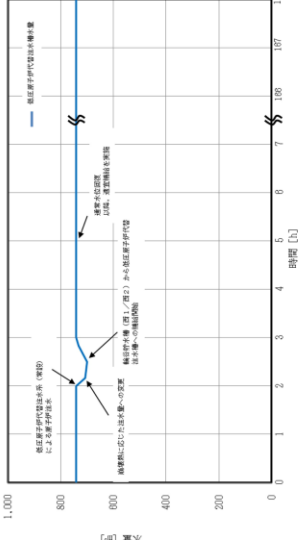
東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 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（運転停止中(全交流動力電源喪失)）(3/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	事故発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	操作の不確かさ要因 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【操作の確かさ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、該操作は起こりにくく、該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御監視操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>○水源※ 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。 原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱に相当する水量 (最大 33m³/h) の原子炉注水を実施する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い、その後、約 33m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまでに合計約 700m³ の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。 (150m³/h × ((169min-145min)÷60) + 33m³/h × (20h - (169min÷60)) ≈ 700m³)</p> <p>※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す。 停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水量以上(約 700m³)の淡水は確保するため、対応可能である。</p>  <p>添付資料 5.2.3</p>	<p>添付資料 5.2.4</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(運転停止中 全交流動力電源喪失)</u></p> <p>1. 水源に関する評価 ① 淡水源(有効水量) ・代替淡水貯槽：約 4,300m³</p> <p>2. 水使用パターン ① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生約 1.1 時間後、崩壊熱に相当する流量で、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作を実施する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止する。</p> <p>3. 時間評価 原子炉注水によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。 事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。 この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³である。</p> <p>4. 水源評価結果 時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 5.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</u></p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水貯槽：約 740m³ 輪谷貯水槽(西1/西2)※：約 7,000m³(約 3,500m³ × 2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)</p> <p>○水使用パターン ① 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生 2 時間後から、原子炉水位回復まで最大流量(200m³/h)で注水する。原子炉水位回復後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ② 輪谷貯水槽(西1/西2)から低圧原子炉代替注水貯槽への移送 事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水貯槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生後から 2 時間後から低圧原子炉代替注水貯槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水貯槽水量は減少する。 事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水貯槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水貯槽水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から、残留熱除去系の運転を開始し、以降は安定して冷却することができる。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約 300m³必要となる。低圧原子炉代替注水貯槽に約 740m³及び輪谷貯水槽(西1/西2)に約 7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> 	<p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

プラント状況: 1~7号炉停止中。
 事象: 6号及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置等、プラントに関連しない設備は対象とせず。

炉号	時系列		判定
	時系列	合計	
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh/24h×7日×3台=981,000kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 650kWh/24h×7日×2台=9,100kWh	6,7号炉軽油タンク各約 1,020kWh(空立)及びガス タービン発電機燃料タンク が約1,020kWhの容量(合 計)を有しており、 約2,040kWhであり、 7日間対応可能。
	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	1号炉軽油タンク容量は 約535kWh(空立)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約535kWh(空立)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約535kWh(空立)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約535kWh(空立)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約535kWh(空立)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約1,527kWhであり、 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh/24h×7日×2台=26,306kWh	代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110kWh/24h×7日×2台=15,400kWh	
その他	5号炉原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 450kWh/24h×7日=7,350kWh モニタリングポスト用発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9kWh/24h×7日×3台=1,596kWh		

※1 事故収束に必要な常設代替交流電源装置は2台であるが、保守的に常設代替交流電源装置3台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 保守規定に基づき消費。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.2.5
7日間における燃料の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)
 保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 5台 (運転台数) =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

添付資料 5.2.4
7日間における燃料の対応について
(運転停止中 (全交流動力電源喪失))
 保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0677m³/h×24h×7日×1台=11.3736m³	7日間の 軽油消費量 約 65m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約 352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約 8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり、7日間対応可能

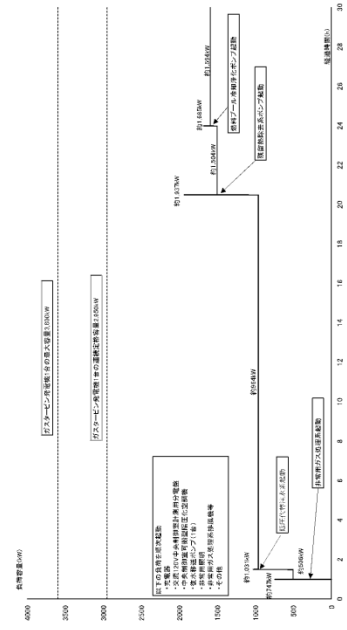
・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

添付資料 5. 2. 5



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系風分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

6号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
依水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW (973kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約103kW
合計(連続最大容量)	約366kW
合計(連続最大容量)	約1594kW (約1937kW)

< 6号炉 >

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5. 2. 5]

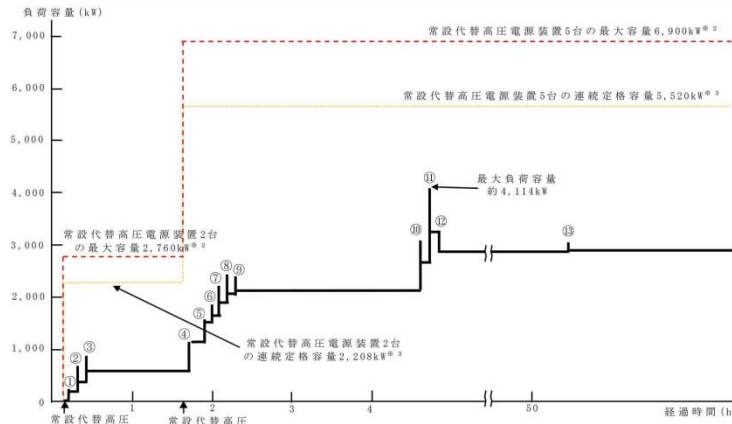
東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

添付資料 5. 2. 6

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷*	約120 約97	約245	約217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ*	約190	約892	約597
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷** ・その他不要な負荷**	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他必要な負荷** ・その他不要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95	約1,875	約1,687
⑦	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,409	約2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,157	約2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,114	約3,276
⑫	停止負荷	約-380	-	約2,896
⑬	常設低圧代替注水系ポンプ2台 代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約3,005	約2,926



※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも別機熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量(1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※3 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量(1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※4 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加駆動する有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

島根原子力発電所 2号炉

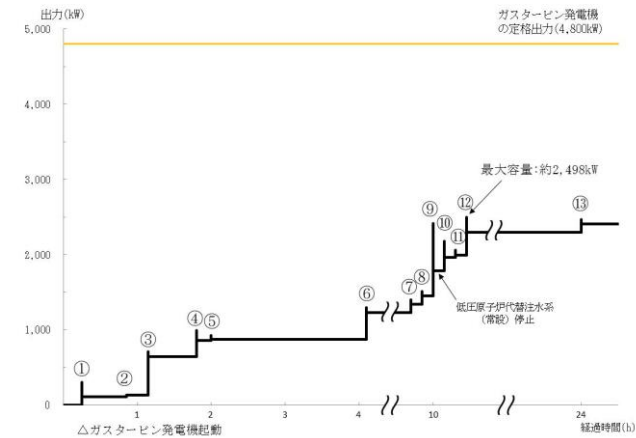
添付資料 5. 2. 5

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中(全交流動力電源喪失))

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他(D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約713	約647
④	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約989	約857
⑤	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約927	約872
⑥	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(C系高圧母線自動投入負荷)	約359	約1,293	約1,231
⑦	A-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,401	約1,341
⑧	B-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,511	約1,451
⑨	B-残留熱除去ポンプ	約560	約2,415	約1,786
⑩	B-中央制御室送風機	約180	約2,181	約1,966
⑪	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約2,058	約1,996
⑫	B-中央制御室冷凍機	約300	約2,498	約2,296
⑬	B-燃料プール冷却ポンプ	約110	約2,471	約2,406



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違。

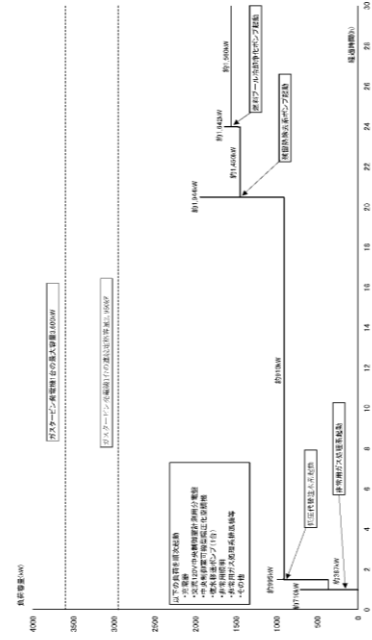
常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

添付資料 5.2.5

<7号炉>

7号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A、B	約6kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型備圧化空調機	8kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(稼働時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約20kW
その他必要な設備	約116kW
その他不要な設備	約321kW
合計(運転従大容量) (従大容量)	約1560kW (約1944kW)



負荷積算イメージ

*非常用ガス処理系漏分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.3 原子炉冷却材の流出]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 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「原子炉冷却材の流出」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「<u>原子炉冷却材流出 (CRD 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材流出 (LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材流出 (RIP 点検時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、④「<u>原子炉冷却材流出 (CUW ブロー時の操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」及び⑤「<u>原子炉冷却材流出 (RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」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「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、<u>崩壊熱除去機能が喪失</u>することを想定する。このため、<u>原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少</u>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、原子炉冷却材の流出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、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>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 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「原子炉冷却材の流出」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「<u>原子炉冷却材の流出 (RHR 系統切替時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材の流出 (CUW ブロー時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材の流出 (CRD 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び④「<u>原子炉冷却材の流出 (LPRM 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」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「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、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、原子炉冷却材の流出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、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>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 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「原子炉冷却材の流出」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、「<u>原子炉冷却材の流出 (残留熱除去系切替時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (制御棒駆動機構点検時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>原子炉冷却材の流出 (局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」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「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、<u>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生</u>することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、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、原子炉冷却材の流出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、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>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は A B W R 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 A B W R は R H R の吸い込み配管が燃料棒有効長頂部よりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下が加わる。島根 2号炉は B W R - 5 であり、R H R 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されるこ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）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「原子炉冷却材の流出」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、運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1 図及び第5.3.2 図に、手順の概要を第5.3.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3.1 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、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>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、当直長1名（<u>6号及び7号炉兼任</u>）、当直副長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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第5.3.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）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「原子炉冷却材の流出」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、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3-1 図に、手順の概要を第5.3-2 図に示すとともに、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5.3-1 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、<u>災害対策要員（初動）9名</u>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、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名</u>及び運転操作対応を行う<u>当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3-3 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、必要な要員数を確認した結果、<u>9名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）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「原子炉冷却材の流出」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、<u>運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1-1(1)図及び第5.3.1-1(2)図に、手順の概要を第5.3.1-2 図に示すとともに、<u>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5.3.1-1表に示す。</u></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、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計10名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名</u>、運転操作対応を行う<u>運転員3名</u>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<u>緊急時対策本部要員は5名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3.1-3 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、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p>	<p>とから、評価条件が異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合、原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>である。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>等である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>等である。</p>	<p>違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウエル満水時において原子炉冷却材流出を優先的に確認する計器を記載している。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後、原子炉注水を実施する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウエル満水時において原子炉冷却材流出停止を優先的に確認する計器を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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（<u>低圧注水モード</u>）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、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材流出（RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り）+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である*1。</p> <p>残留熱除去系は通常、<u>3 系統あるうち1 系統又は2 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>有効燃料棒頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>2 時間以上</u>の時間余裕*2があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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>b. <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）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（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「<u>原子炉冷却材の流出（RHR 系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p><u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>は通常、2 系統あるうち1 系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のLOCA</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約3.5 時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位（広帯域）</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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>c. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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（<u>低圧注水モード</u>）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、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価するうえ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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p><u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>は通常、<u>2 系統あるうち1 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>残留熱除去系切替時の冷却材流出</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料棒有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約1.3時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 残留熱除去系の系統（熱交換器の数）の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。</u>さらに、原子炉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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※1 <u>RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い</u> (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び 7号炉確率的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.2. c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p> <p>※2 <u>流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間 (停止 1 日後の崩壊熱を想定)</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。<u>また、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。</u></p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。</u>さらに、原子炉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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※1 <u>RHR 系統切替え時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。</u></p> <p>※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から<u>燃料有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位 (広帯域)</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。</u>さらに、原子炉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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※1 <u>残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 島根原子力発電所 2号炉 確率的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2. c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</u></p> <p>※2 <u>原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5.3.1, 5.3.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量が多いことも踏まえ、「残留熱除去系切替え時の冷却材流出」を選定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、BWR-5 であり、RHR 吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は BWR-</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、<u>残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 87m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 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によって給電を行うものとする。</p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>系統構成の際、残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 47m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>約 3.7 時間</u>と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>外部電源はあるものとする。</u> <u>外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため、原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう、外部電源はあるものとする。</u></p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェル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、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 94m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>5時間以上</u>と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>外部電源は使用できないものと仮定する。</u> <u>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。</u></p>	<p>5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、人的過誤を仮定するため、全閉すべきミニマムフロー弁を全開のままとしてを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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）による原子炉注水流量は <u>954m³/h</u> 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（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</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 5.3.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、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）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</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（<u>低圧注水系</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水流量は <u>1,605m³/h</u> 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) 待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、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 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から約 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、<u>漏えい箇所の隔離操作を行い、運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷</u></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（<u>低圧注水モード</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水流量は <u>1,136m³/h</u> 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) <u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</u></p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</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 5.3.2-1図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.2-2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、<u>残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</u></p> <p>その後は、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</u></p>	<p>器隔離弁の閉弁は発生しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており、有効燃料棒頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3.5図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約3.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</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。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSv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オペレーティングフロア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（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及び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オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p>	<p>却系)に切り替えて原子炉除熱を行う。</p> <p>線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6階の床付近としており、燃料有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3-4図に示すとおり、燃料有効長頂部の約15m上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3-5図に示すとおり、必要な遮蔽[※]が維持できる水位である燃料有効長頂部の約2.6m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6階の床付近としている。</p> <p>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おり、安定状態を維持できる。</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>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも22mSv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原子炉棟6階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及び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、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としており、燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は第5.3.2-1図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.2-2図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約2.5m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</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。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも20mSv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物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及び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、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3.0m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(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、<u>第5.3.2表</u>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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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><u>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37℃～約48℃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温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出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。</u></p>	<p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.6m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料5.1.5, 5.3.1, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水系)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作とする。</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、<u>第5.3-2表</u>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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水操作とする。</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、<u>第5.3.2-1表</u>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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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られとさ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>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施しており、不確かさの影響を確認する。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について、評価条件の52℃に対して</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、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、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位(広帯域)</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、<u>また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、</u>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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>した場合も、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・評価方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>最確条件は約 37℃～約 48℃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初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒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は大きくなる。</u></p> <p>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間 (約 1 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部まで低下する時間 (停止 1 日後) は 2 時間以上と長く</u>、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位 (広帯域) の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位 (広帯域) による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間 (約 2.3 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く</u>、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉压力容器の状態について、評価条件の原子炉压力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉压力容器の未開放時は、原子炉压力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間 (事象発生から約 50 分) までの認知が可能である。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり</u>、認知後すぐに<u>隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため</u>、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータ</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は BWR-5 であり、RHR 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

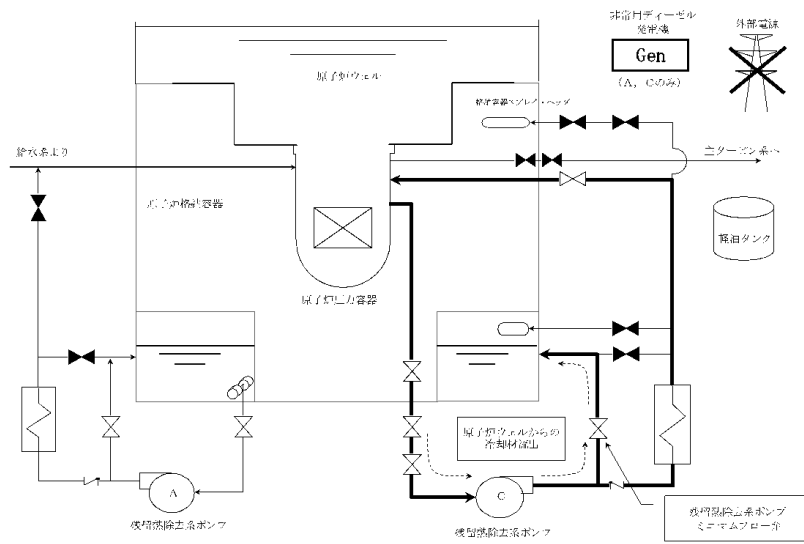
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、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、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件のプールゲートの状態において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、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保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>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は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し、事象発生から約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、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>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において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、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保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>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は大きくなる。</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><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、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、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</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>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、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与える余裕は大きくなる。</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>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 <u>20 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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与える余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</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><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保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時間後であり、事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し、原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保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時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.3.4)</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</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p>

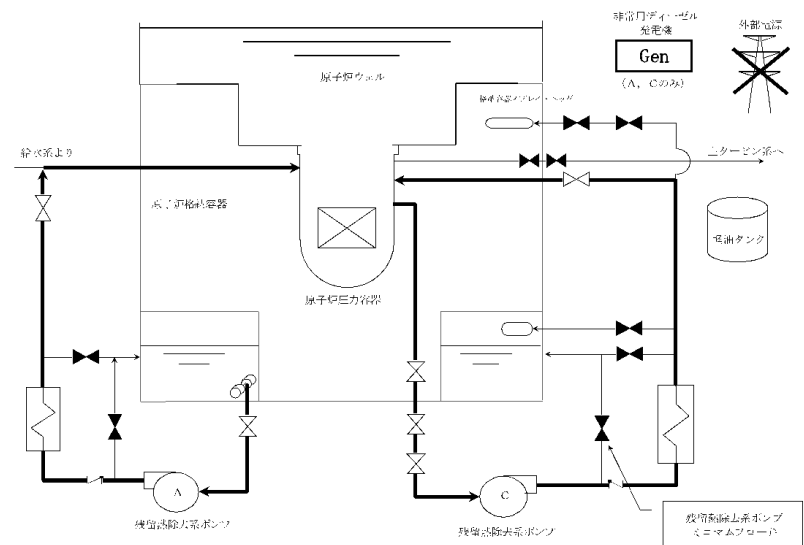
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、</u>「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>14名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>64名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用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、<u>号炉あたり約753kL</u>の軽油が必要となる。<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転</u></p>	<p>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。 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 5.3.4)</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>9名</u>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 <u>災害対策要員(初動)</u>の <u>37名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。</u></p>	<p>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。 このほか、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>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>10名</u>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 <u>運転員、緊急時対策要員等</u>の <u>43名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、<u>循環することから</u>、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>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、<u>保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³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</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は，SA事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。(6 号及び 7 号炉合計約 1, 519kL)</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1, 020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2, 040kL) 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による電源供給、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</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によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用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、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対し</p>	<p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シナシスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。</u></p>	<p><u>電機等による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8 m³ の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³ の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</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は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>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

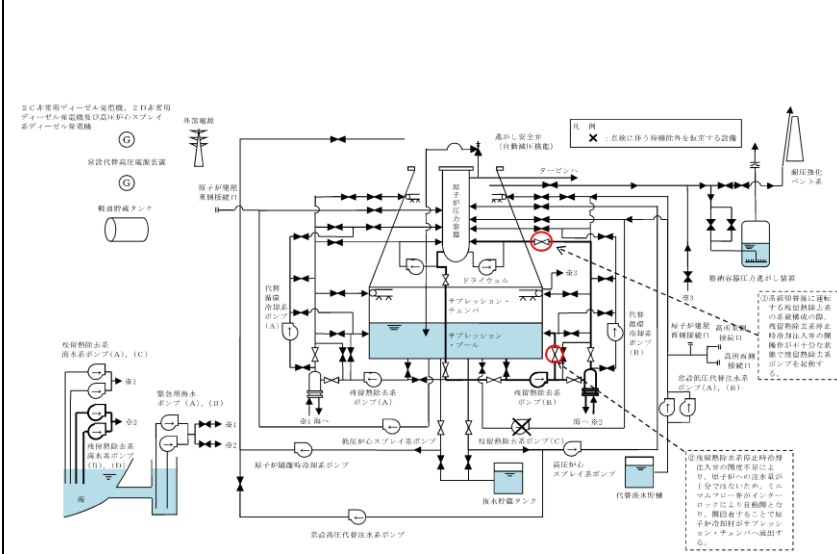
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ての電源供給が可能である。</p> <p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故</u>」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、<u>残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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、<u>運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。</u>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、<u>残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」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、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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、<u>災害対策要員にて確保可能である。</u>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、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」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、<u>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、燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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、<u>運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。</u>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、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>



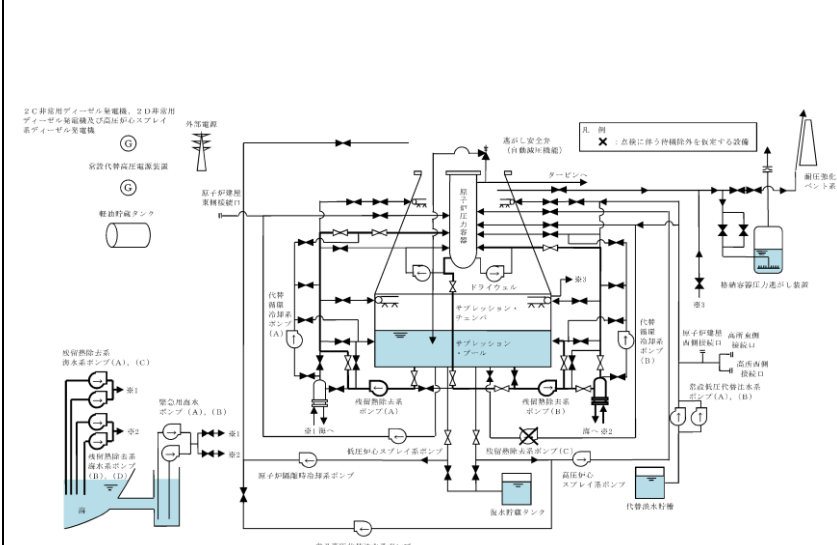
第5.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉停止時冷却系統構成失敗)



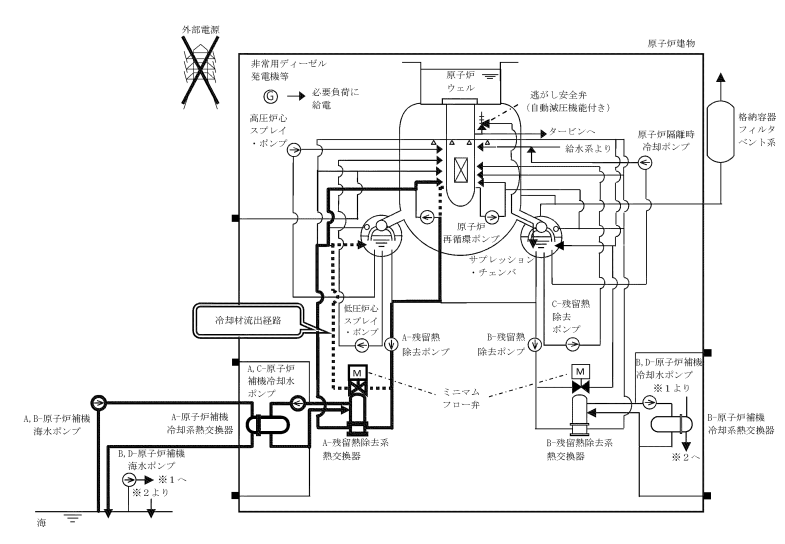
第5.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (原子炉注水及び原子炉停止時冷却)



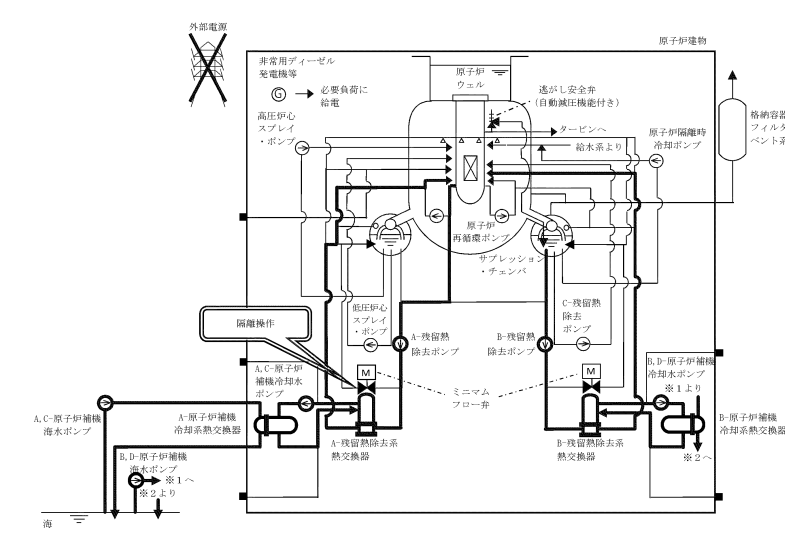
第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉冷却材流出の発生段階)



第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (残留熱除去系(低压注水系)による原子炉注水段階)

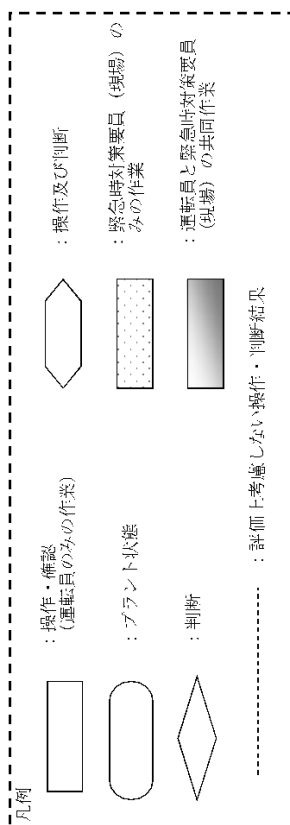


第5.3.1-1(1) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(原子炉停止時冷却系統構成失敗)



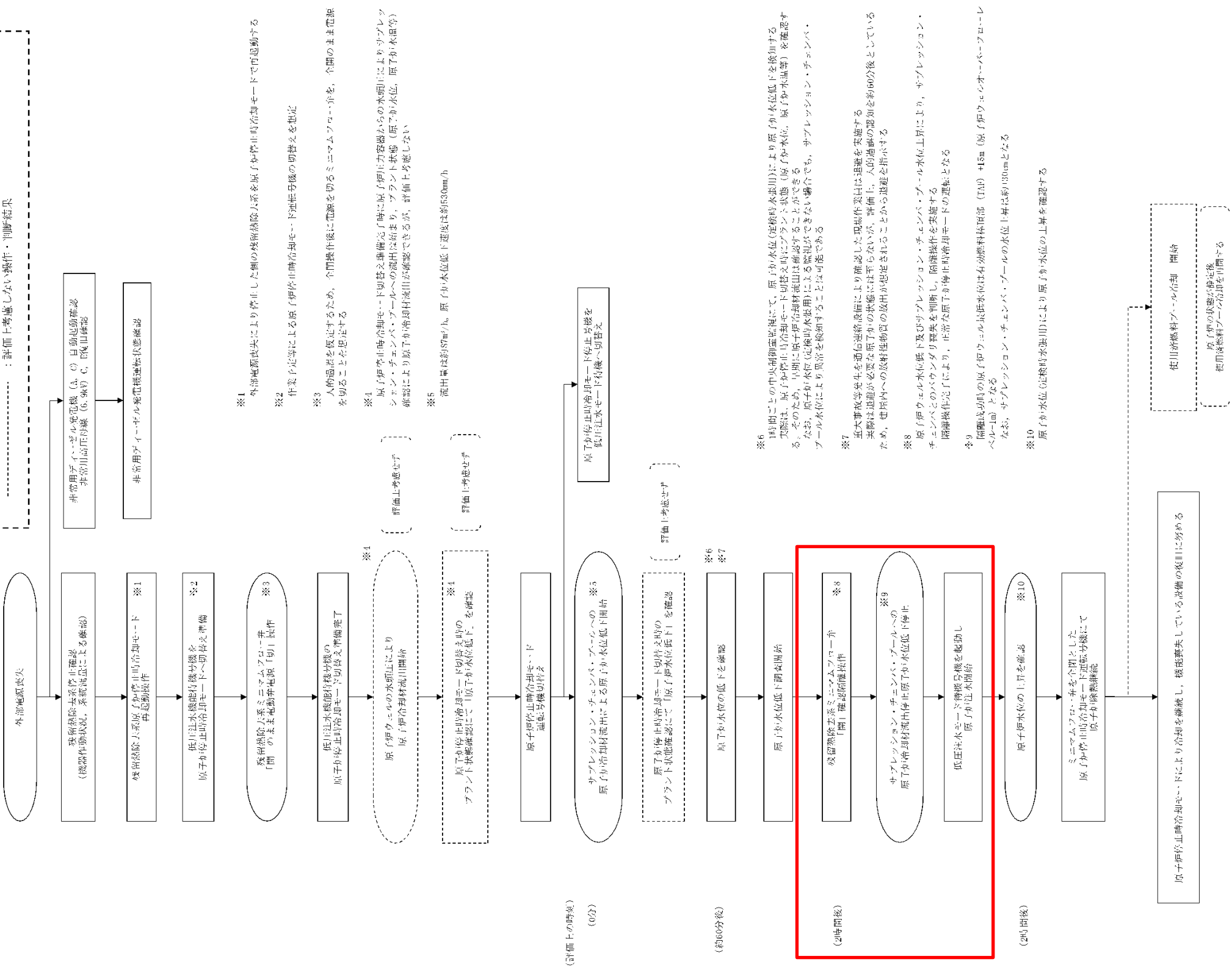
第5.3.1-1(2) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(漏えい箇所の隔離操作, 原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



プラント前提条件

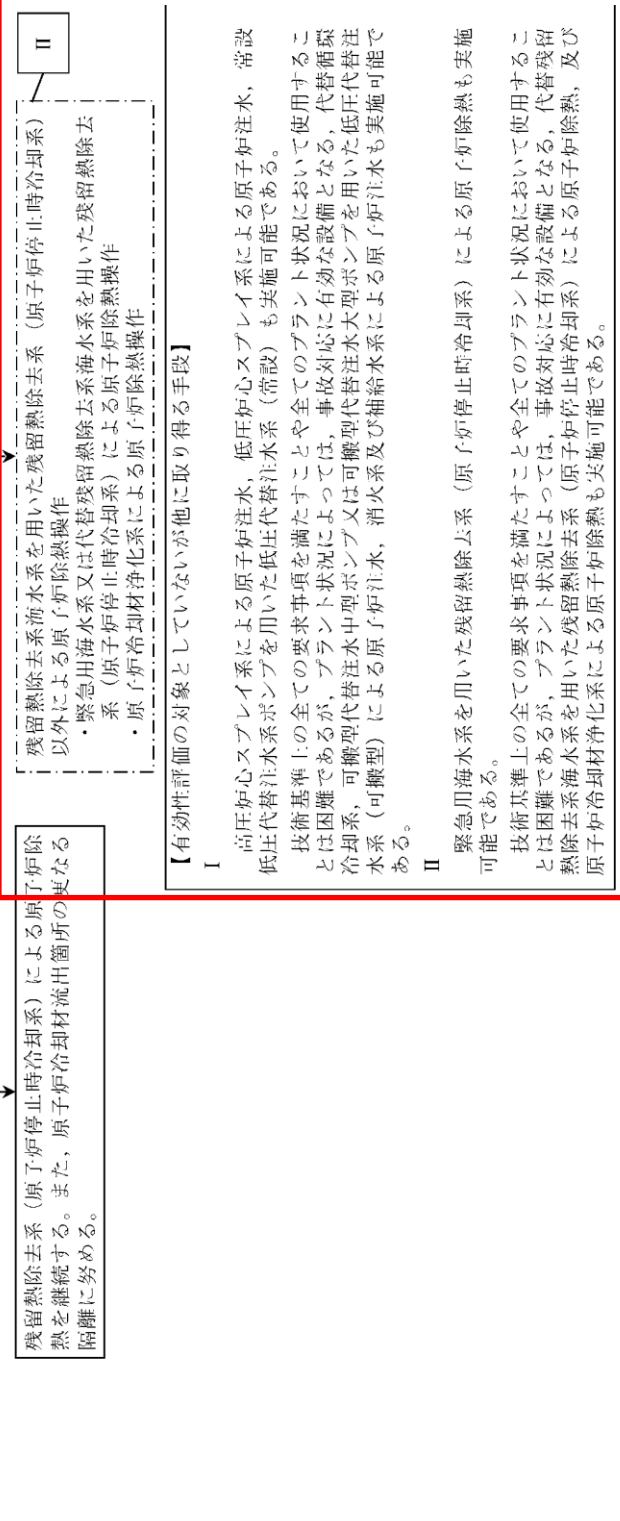
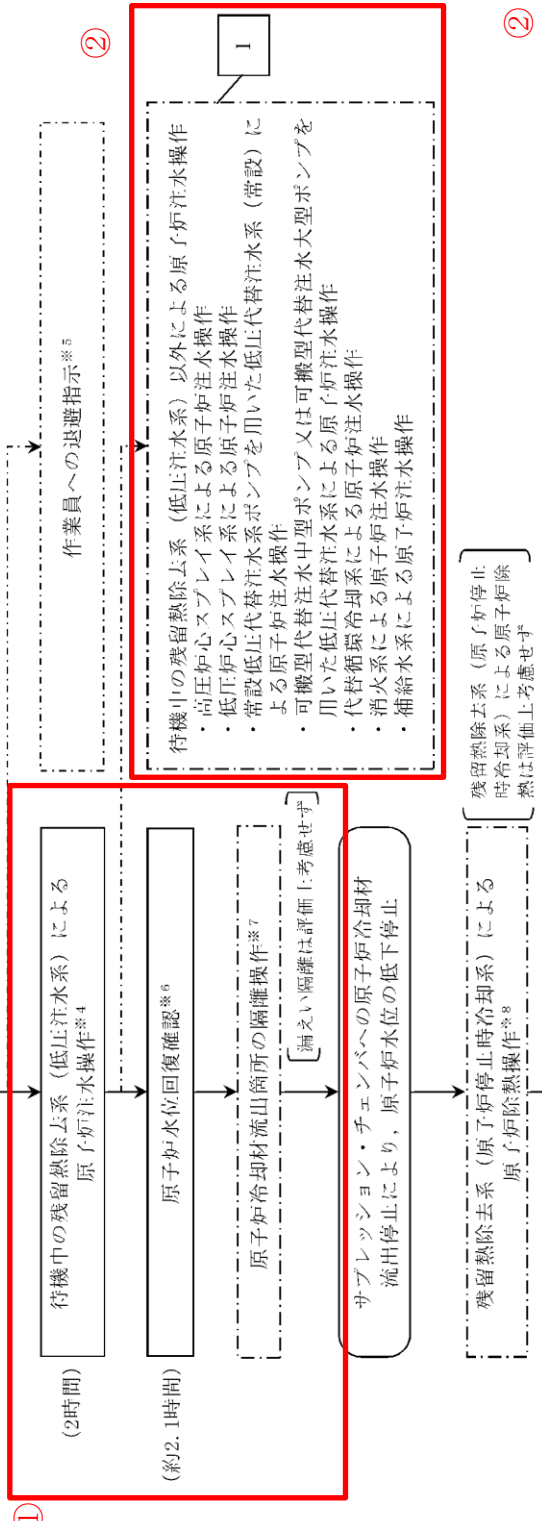
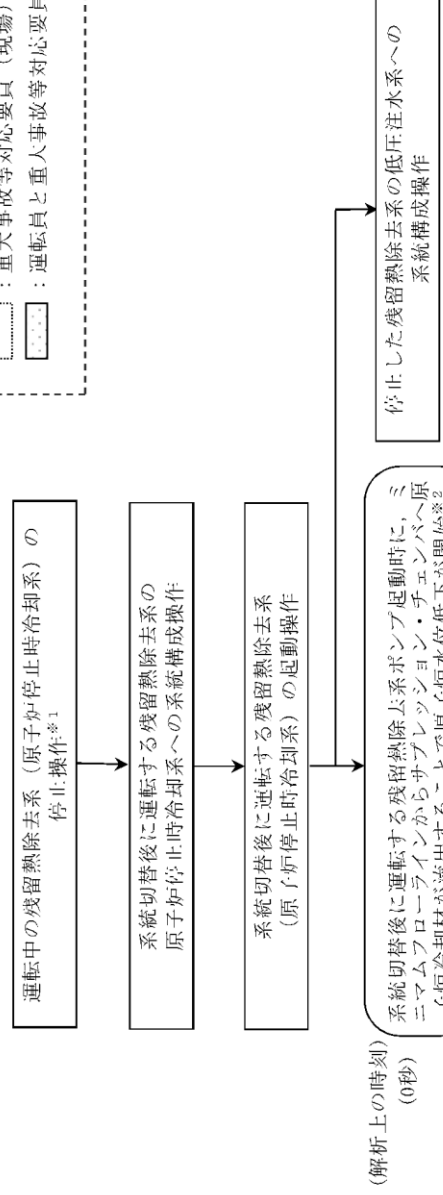
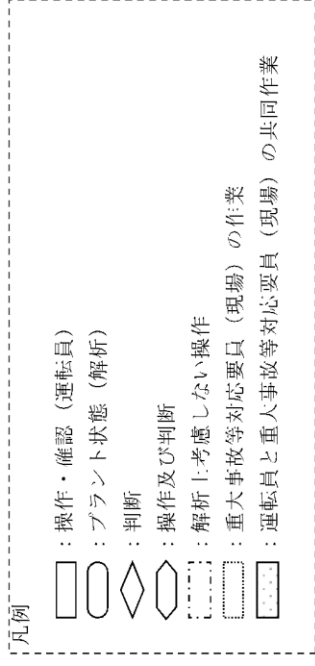
- 原子炉ウエルレベル補水
- 炉内燃料残存量プールのレベル「閉」
- 炉内燃料残存量プールの発電機 (B) 点検中
- 非常用ディーゼル発電機 (A) 点検中
- 残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
- 残留熱除去系 (B) 点検中
- 残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中



第 5.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備考

差異理由は、島根 2 号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※1 作業予定等による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 運転切替の切替を想定。

※2 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転切替の切替時、残留熱除去系ポンプ停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッジョン・チェンバへ流出することを想定する (原子炉冷却材の流出量は47m³/h、原子炉水位の低下速度は約0.75m/h)。

※3 1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッジョン・プール水位の上昇により、原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。

※4 注水前の原子炉ウエル水位は燃料有効長頂部から約15m上 (原子炉ウエルオーバーフローレベル1.5m) となる。なお、サブプレッジョン・チェンバの水位上昇は約0.3mである。

※5 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ベジーング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。

※6 原子炉水位の回復を確認する。燃料の注水及び必要な放射線遮蔽等の維持することで評価項目を満足しており、安定状態を維持できる。

※7 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-1-2 図原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

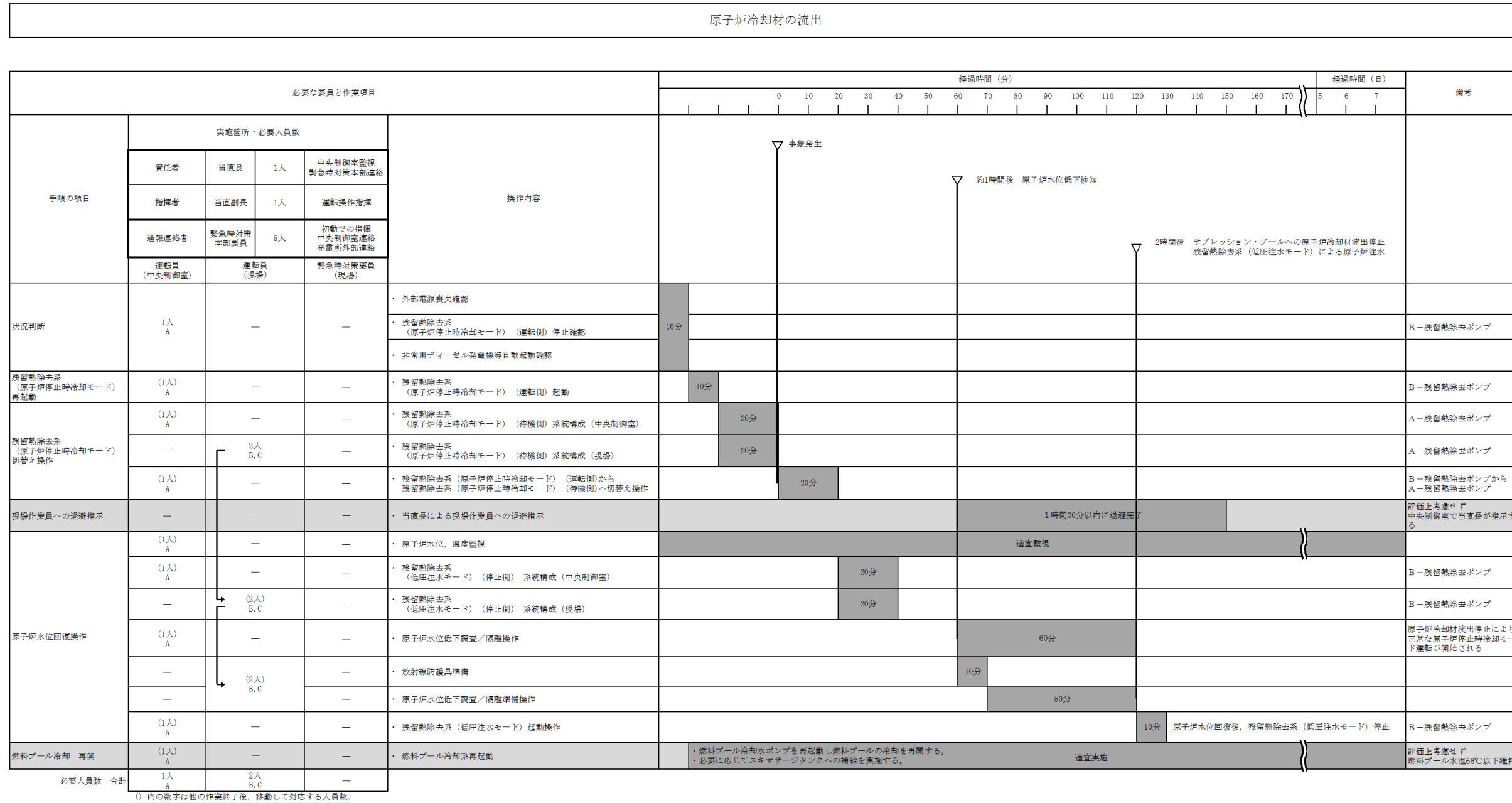
備考

差異理由は、島根2号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。

				運転停止中 原子炉冷却材の流出							
				経過時間 (時間)							
				-1	0	1	2	3	4	備考	
操作員日	大施設所・必要員数 【】は自作業後移動してきた要員			操作の内容						経過時間 (時間) 上のグラフ: <ul style="list-style-type: none"> 約1時間 原子炉水位の低下を確認 約2.1時間 原子炉水位回復、原子炉冷却材流出の原因調査/隔離操作開始 2時間 待機側の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始 	
	責任者	当直発電長	1人								中央監視室 運転操作指揮
	協佐	当直副発電長	1人								運転操作指揮協佐
	指揮者	当直副発電長 (指揮官等)	4人								初期での指揮官等 (指揮官等)
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)								
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転分岐の切替操作	-	2人 B, C	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)	
	1人 A	-	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (中央制御室)	9分					残留熱除去系ポンプ (B)	
	【1人】 A	-	-	●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20分					残留熱除去系ポンプ (A)	
	-	【2人】 B, C	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)	
	【1人】 A	-	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作 (中央制御室)	7分						
状況判断	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の確認	10分					残留熱除去系ポンプ (B)	
作業員への避難指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への避難指示	60分以内に避難完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する	
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位、温度監視	適宜監視						
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分					残留熱除去系ポンプ (A)	
				●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作	2分						
				●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持						
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の原因調査、隔離操作、残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後、隔離操作、及び残留熱除去系ポンプの停止を実施					残留熱除去系ポンプ (B) 解析上考慮しない	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の起動を実施					残留熱除去系ポンプ (A) 解析上考慮しない	
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作							
	-	【2人】 B, C	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作							
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視							
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人								

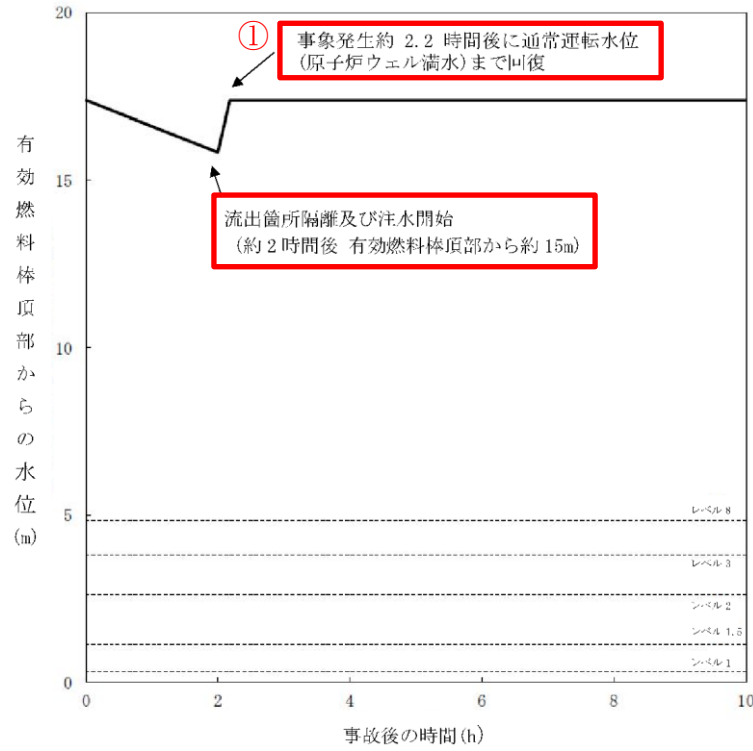
差異理由は、島根2号炉「第5.3.1-3図「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

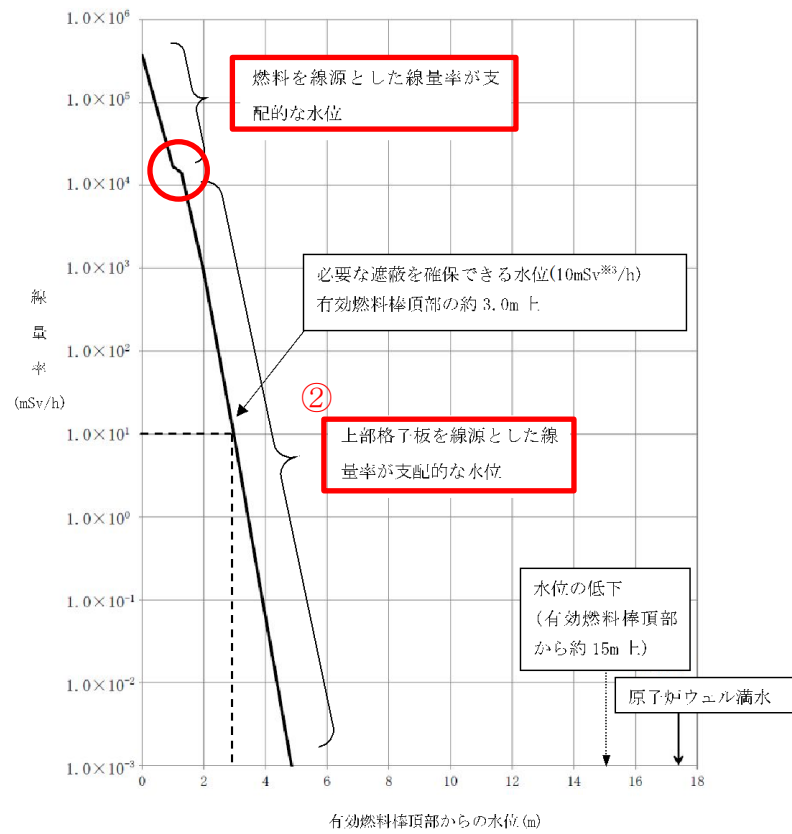


・評価結果の相違に基づく差異。
・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認。

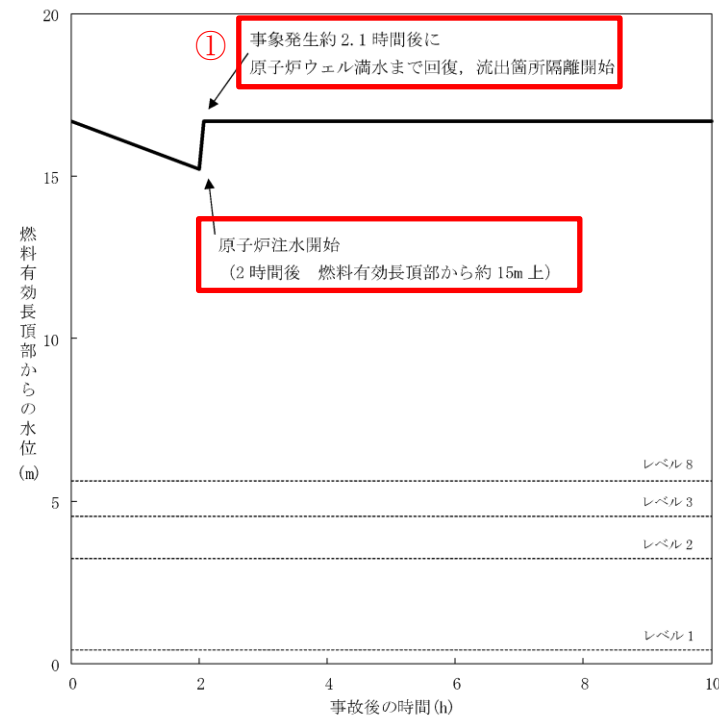
第 5.3.1-3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間



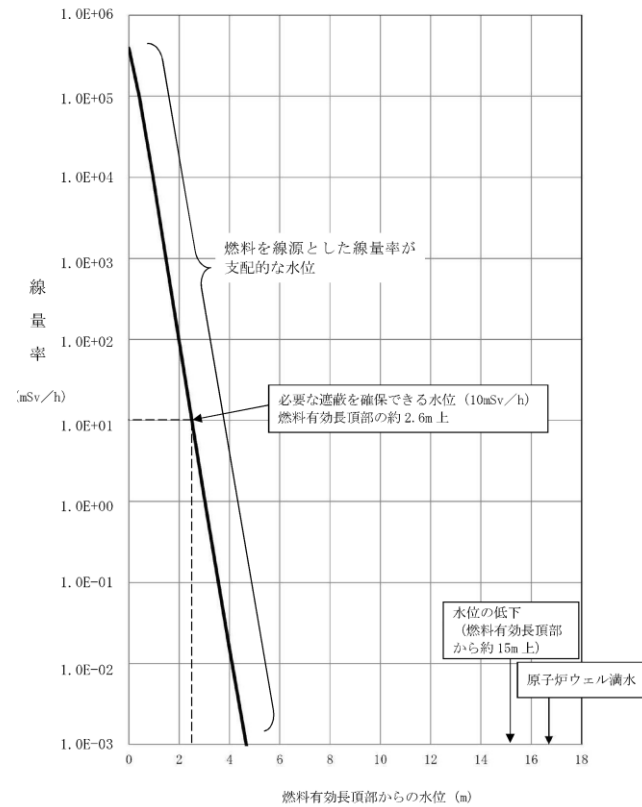
第 5.3.5 図 原子炉水位の推移



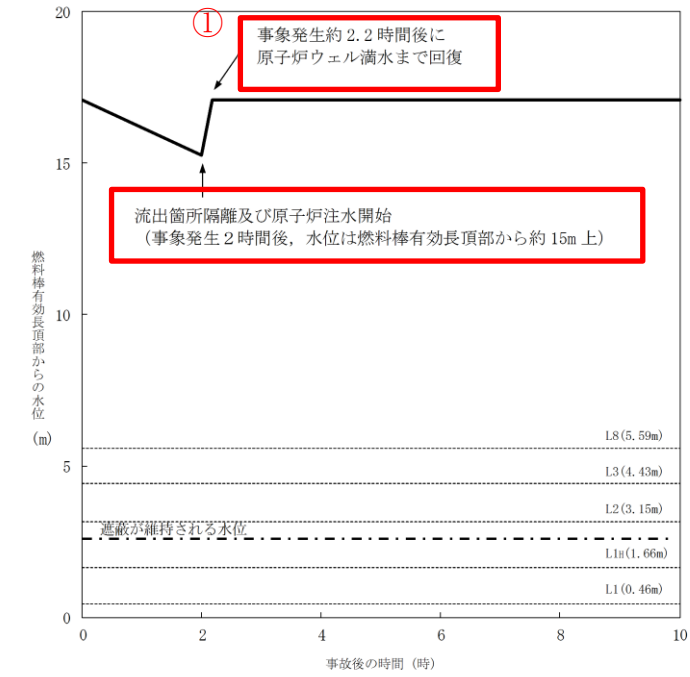
第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率



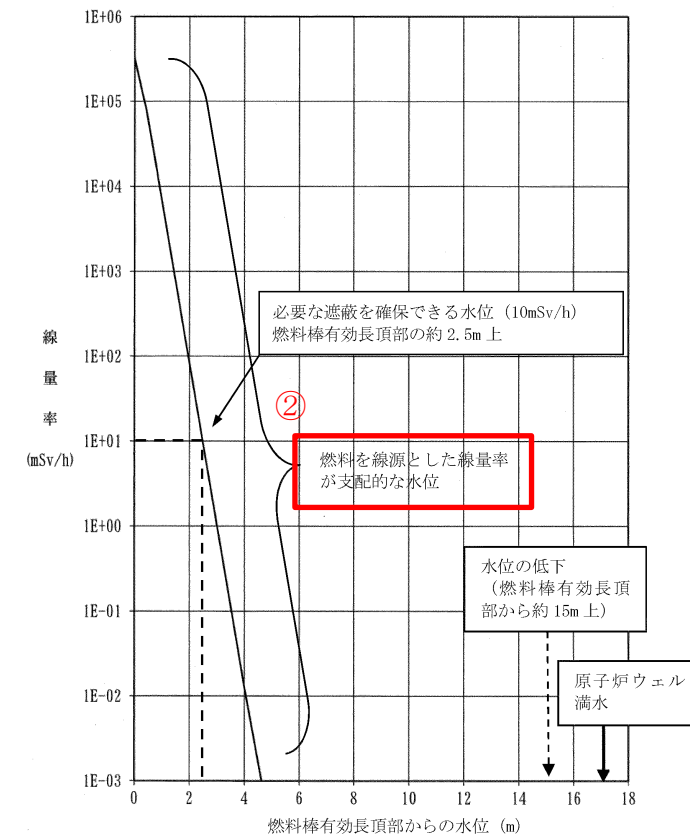
第 5.3-4 図 原子炉水位の推移



第 5.3-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.3.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.3.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①注水開始時の燃料有効長頂部からの水位及び原子炉ウエル満水まで回復する時間の相違。

・評価結果の相違
【柏崎6/7】
②島根2号炉は、燃料を線源とした線量率が支配的である。

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	③	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 サブプレッション・プールの水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

① 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	—	③	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) サブプレッション・プールの水位
残留熱除去系 (低圧注水系) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水系) * 運転で原子炉注水を実施する	残留熱除去系 (低圧注水系) * サブプレッション・チェンバ* エンバ*	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) 残留熱除去系系統流量*

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3.1-1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	【非常用ディーゼル発電機】 * 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】 *	③	サブプレッション・プールの水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	—	④	サブプレッション・プールの水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する。	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 * サブプレッション・チェンバ*	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) *

①, ② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

①島根 2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。

【東海第二】

②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

③島根 2号炉は、評価条件として「外部電源なし」としているため非常用ディーゼル発電機を記載。

【柏崎 6/7】

④島根 2号炉は、原子炉冷却材漏えいが停止したことを確認する計器としてサブプレッション・プールの水位を記載。

第5.3.2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	原子炉圧力容器の開放を想定
	ブールゲートの状態	保有水が少くないブールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ①
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 87m ³ /h
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない
	外部電源	外部電源の有無は事象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 ②

第5.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃
	原子炉圧力	大気圧
	ブールゲートの状態	閉
事故条件	起因事象	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ①
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出流量	47m ³ /h
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない
	外部電源	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定 ②

第5.3.2-1表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃
	原子炉圧力	大気圧
	ブールゲートの状態	閉
事故条件	起因事象	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ①
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 94m ³ /h
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない
	外部電源	外部電源なし ②
重大事故等対策に 関連する 機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m ³ /hで注水
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後 ③
重大事故等対策に 関連する 操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	事象発生から2時間後 さらに時間余裕を考慮して設定

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、残留熱除去ポンプの定格流量とミニマムフロー弁に設置されているオリフィス仕様と差圧の関係から流出量を設定。
【東海第二】
 ②島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離閉弁は発生しない。
 ③島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施するため、重大事故等対策に関連する操作条件として、原子炉冷却材流出の停止を記載。

第 5.3.2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

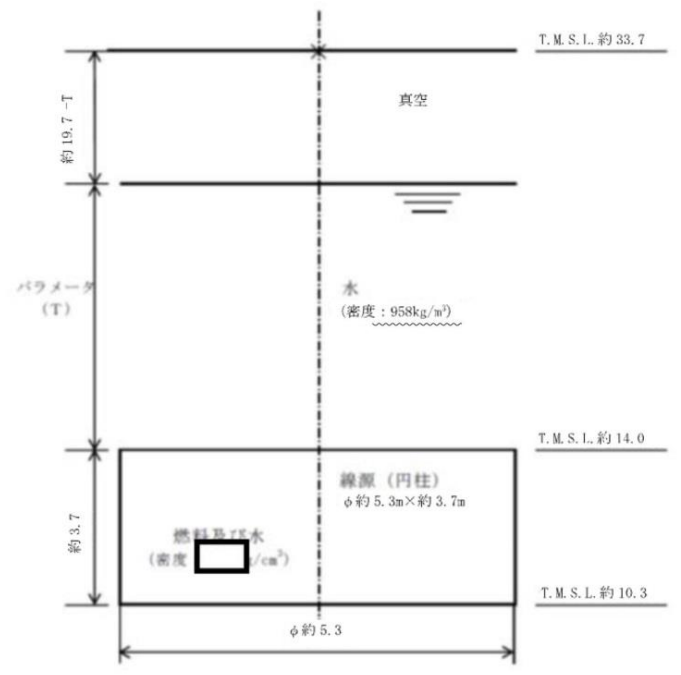
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モータ)	954m ³ /h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モータ) による原子炉注水 事象発生から 2 時間後 原子炉冷却材流出の停止 事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の遅延等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定 (原子炉水位の低下を検知し、原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。漏えい箇所の特定 (放射線防護装備準備に 10 分、現場移動に 10 分、電源投入に 5 分、弁の状態確認に 1 分、計 26 分を想定) 及び隔離操作 (1 分を想定) については、時間余裕を考慮し 1 時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し、事象発生から 2 時間後とする。)

第 5.3-2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系) 1, 605m ³ /h	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作 事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

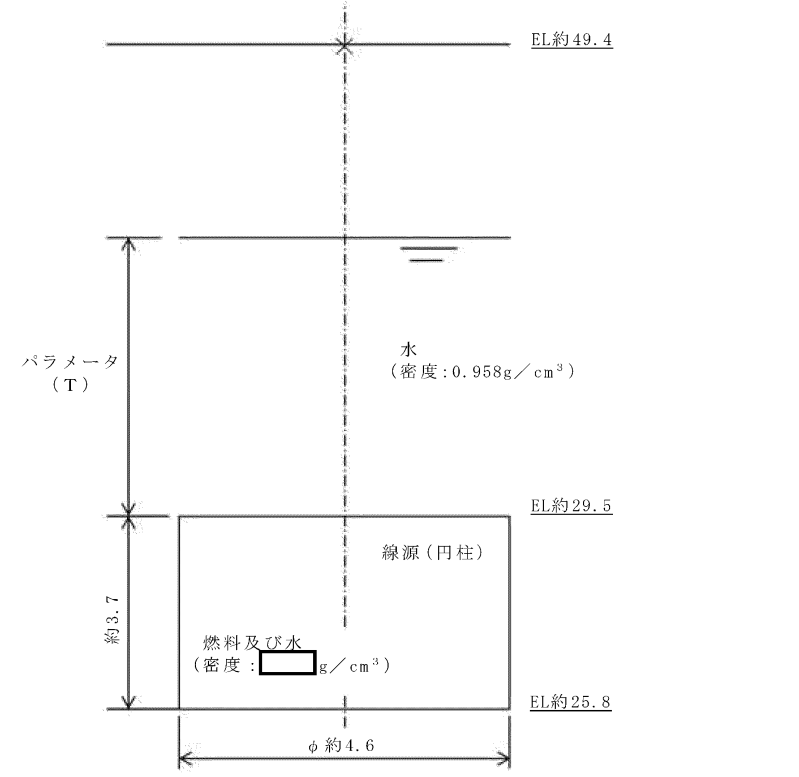
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のD/Sピットへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長（mm）：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー18群（ORIGEN群構造）</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/> g/cm³） ○線源強度は、以下の条件でORIGEN2コードを使用して算出 	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉压力容器開放時における運転停止中の線量率評価について</p> <p>1. はじめに</p> <p>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の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放時を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価においては、<u>シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取り出しが完了し、原子炉ウエル満水の状態を想定した。</u></p> <p>2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長：約3.7m ○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、エネルギー4群 ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/> g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度(γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力(W/体)}}{\text{各群のエネルギー(MeV)} \times \text{燃料集合体体積(cm}^3/\text{体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されてお</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>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では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において<u>気水分離器及び蒸気乾燥器のD/S Pへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</u></p> <p>1. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○燃料棒有効長（mm）：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー4群</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/> g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>島根2号炉の実績を包絡した条件で評価され</u></p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料照射実績を包絡する値として、文献値（無限照射）を用いている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・燃料照射期間：<u>1264 日 (燃焼度 33GWd/t 相当の値)</u></p> <p>・燃料組成：<u>STEP III 9×9A 型 (低 Gd)</u></p> <p>・濃縮度：<input type="text"/> (wt.%)</p> <p>・U 重量：<u>燃料一体あたり <input type="text"/> (kg)</u></p> <p>・停止後の期間*：停止後 3 日 (実績を考慮した値を設定)</p> <p>※ 停止後の期間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全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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> <p>線量率評価モデルを図 1 に示す。また、評価により求めた線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>り、<u>東海第二発電所</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：10⁶時間</p> <p>・原子炉停止後の期間：停止後 3 日*² (実績を考慮して設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.31MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>7.2E+04cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 原子炉停止後の期間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全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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> <p>○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第 1 図に示す。また、計算により求めた線源強度を第 1 表に示す。</p>	<p>ており、<u>島根 2号炉</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：<u>10⁶時間 (無限照射)</u></p> <p>・原子炉停止後の期間*²：停止後 3 日 (実績を考慮した値を設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.35MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>約 7.1×10⁴ cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 <u>原子炉停止後の期間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全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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。</u></p> <p>○評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図 1 に示す。また、式①で算出した体積あたりの線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>・評価条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違【東海第二】</p>



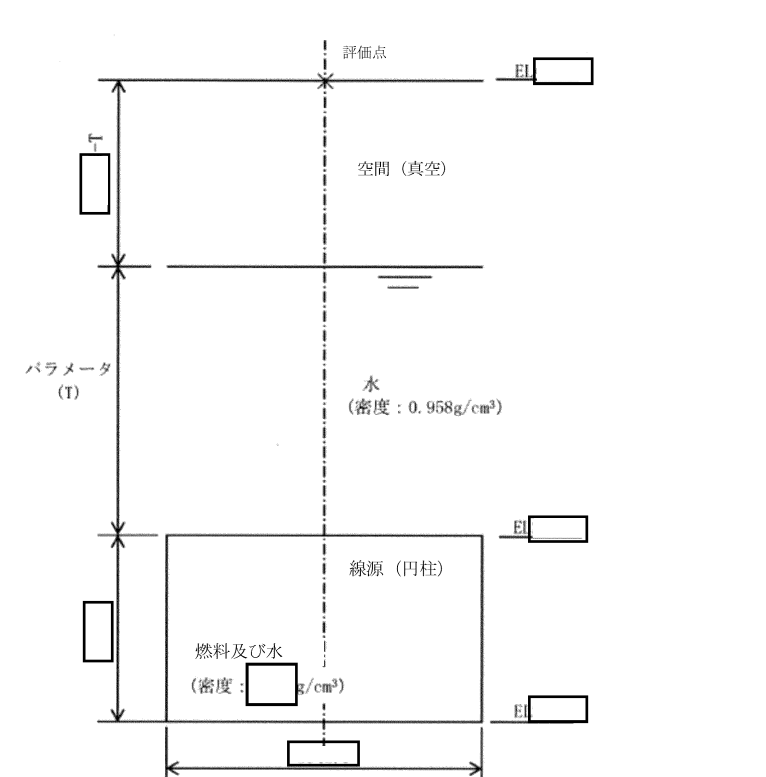
注：寸法は公称値を示す(単位:m)
× 評価点(燃料交換機床)

図1 燃料の線量率評価モデル



単位:m
×: 評価点 (燃料取替機床上)

第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル



(寸法は公称値を示す。)
単位:mm
×: 評価点 (燃料取替機台車床)

図1 燃料の線量率評価モデル

表1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^0	2.19×10^{10}
12	1.75×10^0	7.28×10^{10}
13	2.25×10^0	3.44×10^9
14	2.75×10^0	2.71×10^9
15	3.50×10^0	2.30×10^7
16	5.00×10^0	3.65×10^1
17	7.00×10^0	4.05×10^9
18	9.50×10^0	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

第1表 燃料の線源強度

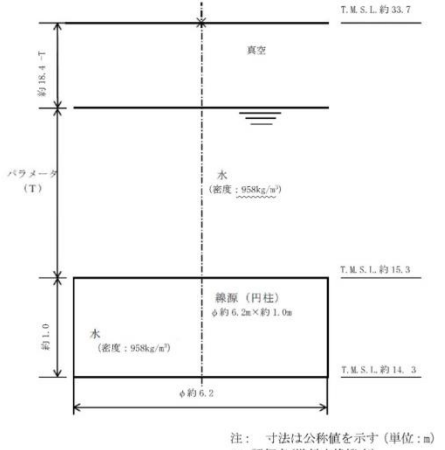
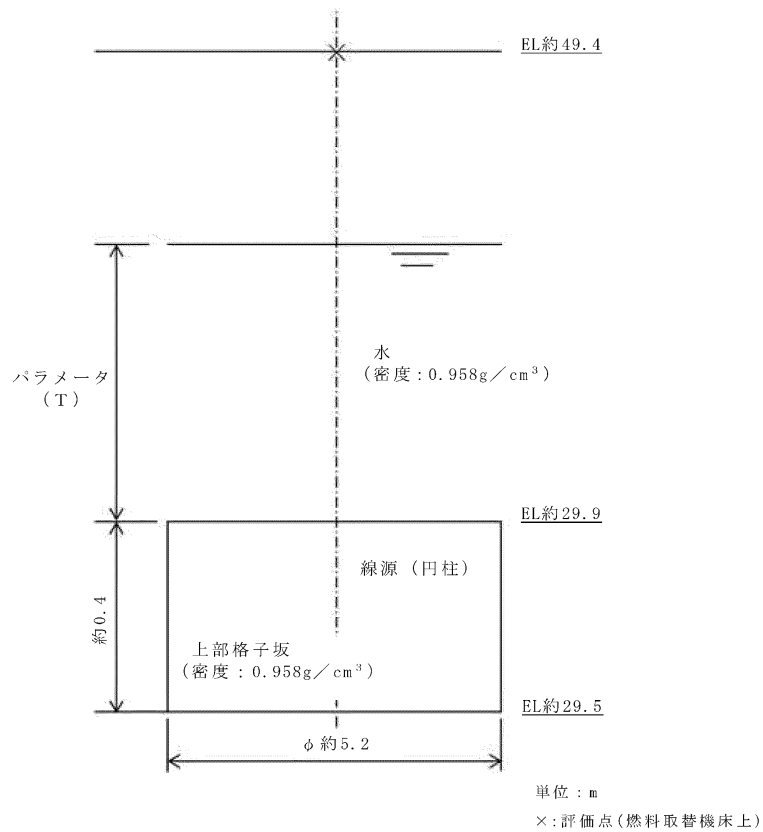
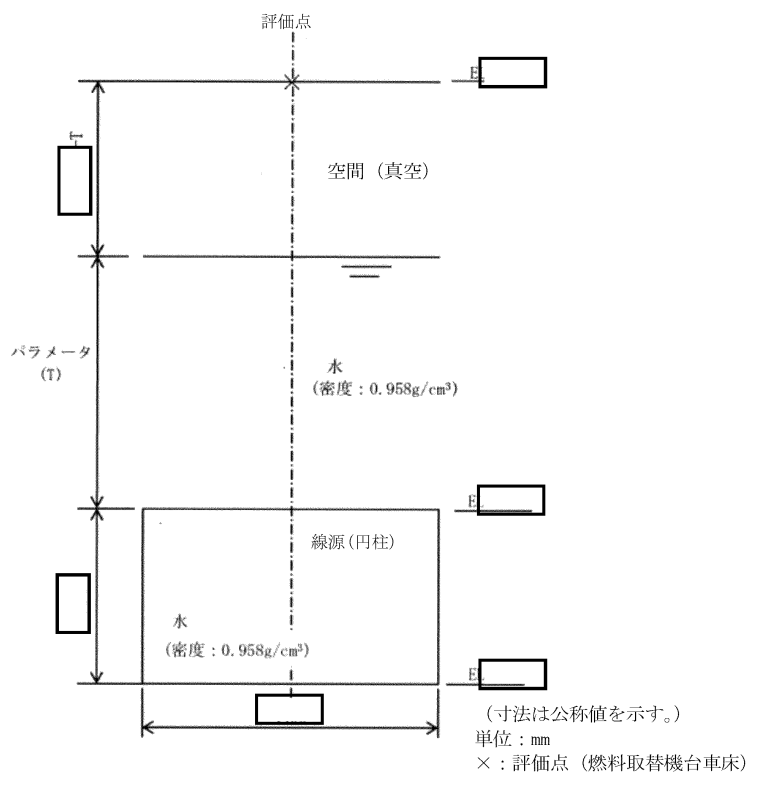
エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	$6.0\text{E}+11$
2.0	$1.1\text{E}+11$
3.0	$2.0\text{E}+09$
4.0	$3.0\text{E}+07$

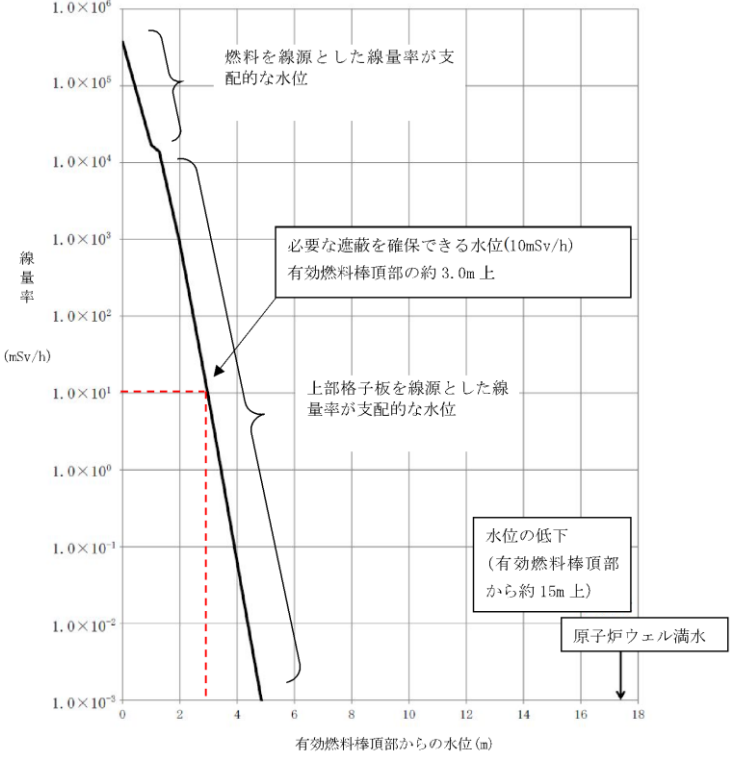
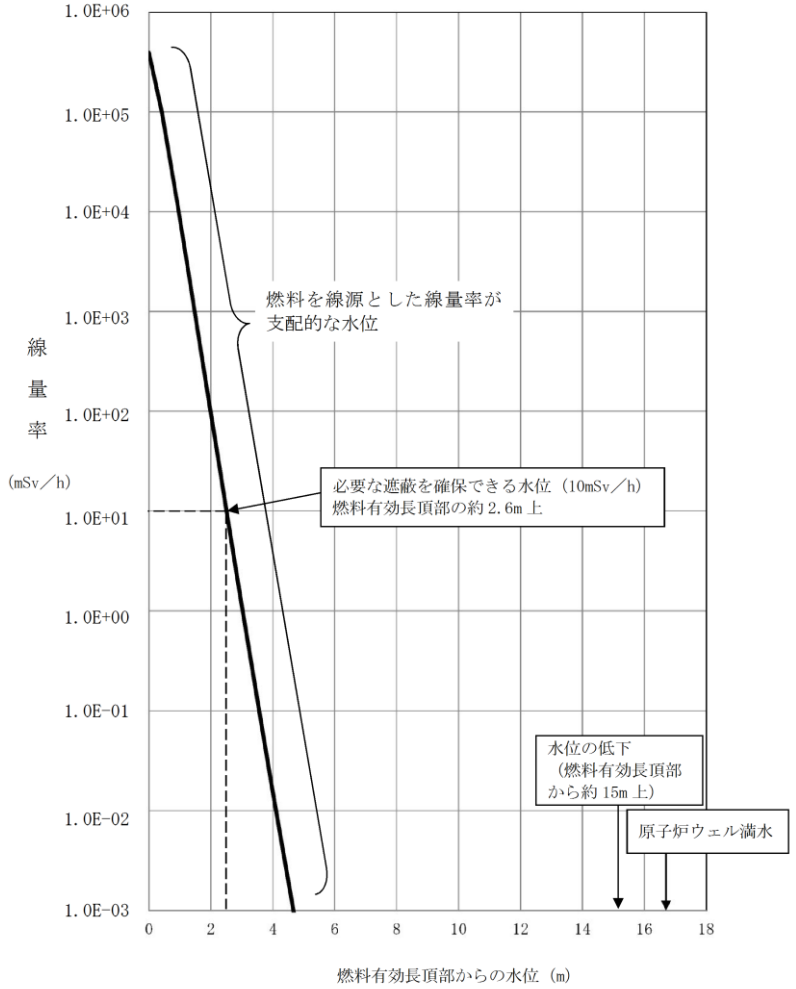
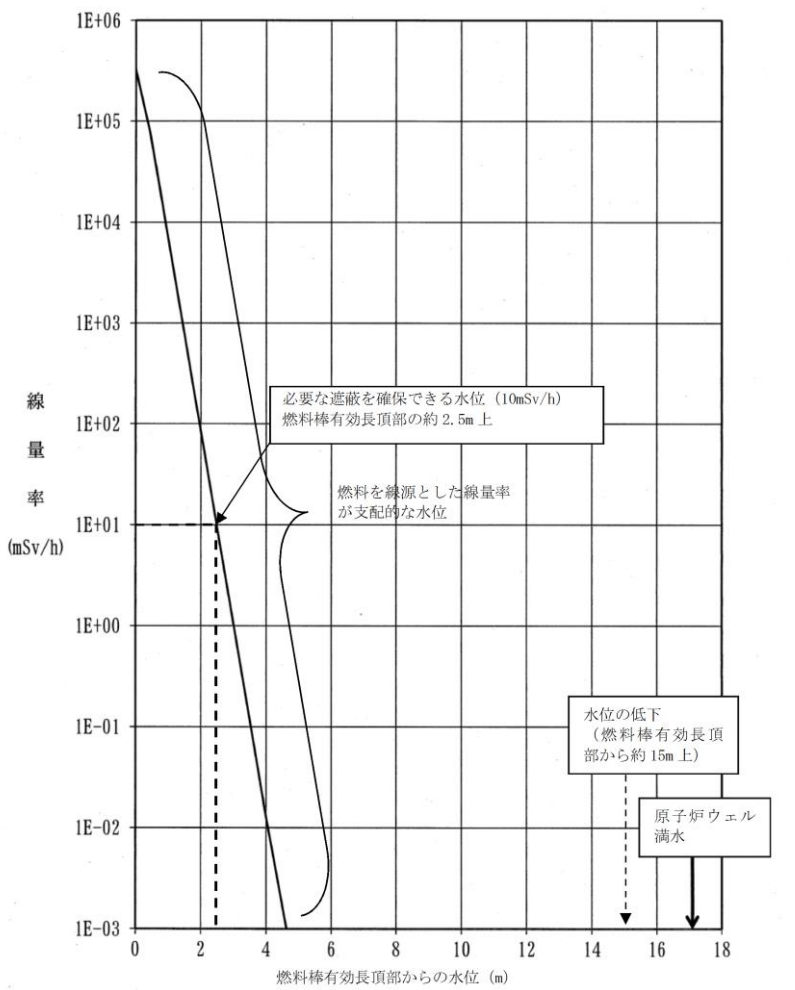
表1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.1×10^{11}
2.0	1.1×10^{11}
3.0	2.0×10^9
4.0	3.1×10^7

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ (mm)：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より 2.1×10^9 (Bq/cm³) と算出 線量率評価モデルを図2に示す。</p>  <p>図2 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<p>(2) 上部格子板 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 C o - 60 を想定して 1.5MeV とする。 ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を使用 ○線源強度：機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $7.3E + 09$ Bq/cm³ と算出 線量率計算モデルを第2図に示す。</p>  <p>第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル</p>	<p>(2) 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ (mm)：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より 8.7×10^9 (Bq/cm³) と算出 線量率評価モデルを図2に示す。</p>  <p>図2 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 線量率の評価 線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料交換機床とした。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>第3図 原子炉水位と線量率</p>	<p>3. 線量率の評価 線量率は、「添付資料4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様に QAD-CGGP2Rコード (Ver1.04) を用いて計算している。</p> <p>4. 線量率の評価結果 「2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3. 線量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3図に示す。</p>  <p>第3図 原子炉水位と線量率</p>	<p>2. 線量率の評価 線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。</p> <p>3. 現場の線量率の評価結果 1, 2 の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>図3 原子炉水位と線量率</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 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、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から、本評価では「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 3 事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・CRD 点検 (交換) 時の作業誤り ・LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り ・RIP 点検時の作業誤り ・CUW ブロー時の操作誤り ・RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り <p>※ RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方</p> <p>1. 本評価におけるプラント状態の決定 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、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とする POS を、選び得る POS の比較により選定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では RHR 系統切替を選定した。選定の理由は、RHR 系統切替時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR 系統切替 ・CUW ブロー ・CRD 点検 ・LPRM 点検 	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 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、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期事業者検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 2 事象は点検・交換であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出 (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出 <p>※ 残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 島根原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は ABWR 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量が多いことも踏まえ、「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出> 流出量は、より算出した。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 150px; margin: 10px 0;"></div> <p> = 約 87m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期検査中に RHR 系統切替えを実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><RHR系統切替時のLOCA発生時の流出量の算出> 流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。</p> <p>○ミニマムフローラインオリフィス仕様</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オリフィス設計流量 56.8m³/h ・オリフィス設計差圧 198.1m <p>○原子炉圧力 大気圧状態</p> <p>○RHRポンプと原子炉水との水頭差 (RHRポンプレベル: EL 約-3.4m)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 38.1m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 49.6m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧=ポンプ出口圧力=ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 123.4m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 134.9m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。</p> $\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$ $Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$ <p>ΔP : オリフィス差圧 Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m³/h)</p> <p>○評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常水位 : 45m³/h ・ウェル満水 : 47m³/h <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>残留熱除去系は、通常 2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-A から POS-D の期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合があります。</p> <p>これらの POS より、以下の点を考慮して POS の選定を行った。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出> 流出量は、より算出した。</p> <div style="border: 1px solid black; width: 250px; height: 350px; margin: 10px 0;"></div> <p> : 約 94m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては、残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>そのうえで、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>但し、<u>POS「S」の崩壊熱で評価しても、流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>RHRの吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約1.7m上にあるため、RHRの吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。</u>例えば、<u>原子炉停止から1日後の崩壊熱を仮定すると、約2時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p>  <p>図3 RHR吸い込み配管のノズルの高さ</p> <p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容</p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間と長く、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p> <p>(3) 事象発生時の検知性 <u>事象発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合、これらの機能には期待できない。</u></p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約1.7m上に低下するまでは原子炉圧力容器の</p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約1.3時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p> <p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、<u>原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</u></p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 ABWRはRHRの吸い込み配管がTAFよりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下となる。島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されることから、評価条件が異なる。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が現れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)の点のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS「B」、「C」が選定される。POS「C」はCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS「A」、「C」、「D」の「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが、その場合であっても2時間以上の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間(停止1日後想定)</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約2.6m上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。</p> <p>いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のLOCA」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、3.(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されているPOS-B、POS-Cが選定される。POS-CはCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるPOS-A、C、DにおけるRHR系統切替時のLOCAが厳しくなるが、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間の時間余裕があり、かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p>	<p>原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS-B、Cが選定される。POS-Cは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS-S、A、C、Dの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが、その場合であっても約1.3時間の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※ 原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、原子炉冷却材の流出が停止し、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、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で原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却及び原子炉冷却材の流出の停止により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。 (添付資料 2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、原子炉冷却材の流出が停止し、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、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で原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、漏えい個所の隔離操作実施後に、原子炉注水を行う手順となっている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p>

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 冷却材の流出)

表 1 評価条件を最確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と与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
運転条件	原子炉冷却	52℃	炉内温度が約 48℃ (実測値)	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉水位	原子炉のウエール水	事故直後の水位を想定	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の満	事故直後の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

第1表 評価条件を最確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と与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器の満	原子炉圧力容器の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
運転条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の満	事故直後の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の満	事故直後の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

表 1 評価条件を最確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と与える影響 (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器の満	原子炉圧力容器の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	評価条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
運転条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の満	事故直後の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の満	事故直後の満	最確条件とした場合は、事故発生直後に高くなり、原子炉のウエールの水位が低下する可能性があるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱開始時刻は遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。

・相違理由は本文参照。

表1 評価条件を最確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となるパラメータに与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量 約2.040kL	2.040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事業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与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	—	—	—
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約87m ³ /h	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉壁熱による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—	—
外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事業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	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	95m ³ /h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下で限値を設定	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材流出量	47m ³ /h	約47m ³ /h	—	—
	炉壁熱による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	—	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源がない場合は、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
重大事象(初期、事故及び機器条件)の不確かさ	残留熱除去系(低圧注水モード)の注水流量	1.00m ³ /h	1.00m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	最確条件と評価条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	1,180m ³ (合計貯蔵量)	1,180m ³ 以上(合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約94m ³ /h	約94m ³ /h以下	—	—
	炉壁熱による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	—	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業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	—
外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下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	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1.130m ³ /h以上で注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、1時間ごとの中央制御室監視により、原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認により、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>運転員による操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の開閉には、原子炉建屋の現場において当番の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における、漏えい箇所の特定制程による1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に他は並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>運転員に他の並列操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、漏えい隔離操作等の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作において、運転員の残留熱除去系系統切替直後のプラント状態を認識し、早期に原子炉冷却材流出を認識できること、また、原子炉冷却材流出の停止操作が早期に実行されること、さらには、運転員等による操作時間の短縮による余裕が大きくなる。</p>	<p>必要な運転員が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生していることを想定し、訓練を実施。訓練実績では、当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び閉弁の電源復旧及び閉弁の電源復旧までの時間は、約5分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

第2表 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、原子炉水位の低下及びサブプレッショントラップの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の監視により確認することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉冷却材流出、原子炉水温等)を確認により、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員確保が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、移動が操作の時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系(低圧注水系)のポンプ起動操作及び注入弁の開閉操作は、中央制御室内の操作及び注入弁の開閉操作による操作であるため、漏えい箇所の特定制程による6分を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系(低圧注水系)操作時に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確保】</p> <p>中央制御室内の制御室の操作スロットにより、中央制御室に常駐していること、また、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認識すること、また、原子炉注水の必要性を認識し、早期に原子炉注水操作を開始すること、さらには、運転員等による操作時間の短縮による余裕が大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始が早まり、原子炉水位の低下を認識する可能性が高くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な運転員が確保される最低水位に到達するまで約20時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水に必要となる時間は、所要時間を6分程度想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

表2 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 (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	原子炉冷却材流出の停止操作	<p>【認知】</p> <p>評価では、1時間ごとの中央制御室監視により、原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際の、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統切替時にプラント状態(原子炉ウェル水位、原子炉水温等)を確認により、早期に原子炉冷却材流出を認識できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>運転員による操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の開閉には、原子炉建屋の現場において当番の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における、漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を超えている。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧操作である。1弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に他は並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【運転員の確保】</p> <p>運転員に他の並列操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作において、運転員の残留熱除去系系統切替直後のプラント状態を認識し、早期に原子炉冷却材流出を認識できること、また、原子炉冷却材流出の停止操作が早期に実行されること、さらには、運転員等による操作時間の短縮による余裕が大きくなる。</p>	<p>必要な運転員が確保される最低水位に到達するまで約10時間であり、事故を発生して原子炉の電源復旧までの時間は、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>評価上は作業成立性を確保する時間と生かす時間とを比較し、このうち、現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当番の電源復旧までの時間は、約7分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

備考

表 2 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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間に対し、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。また、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなくなる。	必要に応じて確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。		訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 2 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 (2 / 2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。また、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなくなる。	必要に応じて確保される最低水位に到達するまで約10時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。		評価上は作業立性を確保する観点から2時間後とされており、このうち、残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、所要時間10分以内であることから、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

添付資料 5.3.5

炉号	時系列	合計	補注
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×3台=831.344L	7日間の 軽油消費量 約755kL	7号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注)であり、 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×3台=831.344L	7日間の 軽油消費量 約755kL	6号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注)であり、 7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×2台=631.344L	7日間の 軽油消費量 約655kL	1号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×2台=631.344L	7日間の 軽油消費量 約655kL	2号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×3台=831.344L	7日間の 軽油消費量 約655kL	3号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×2台=631.344L	7日間の 軽油消費量 約655kL	4号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 1.879L/h×24h×7日×2台=631.344L	7日間の 軽油消費量 約655kL	5号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬用電源設備 1台起動。(燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7.56kL 1号炉原子炉建屋内非常用ディーゼル発電機 2台起動。(燃料消費率は保守的に最大負荷時を想定) 92L/h×24h×7日×3台=1.56kL	7日間の 軽油消費量 約1.56kL	1号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注)であり、 7日間対応可能。 及びガスタービン発電機用燃料タンク(容量約100kL)の残容量(合計)約62kLであり、 7日間対応可能。

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 検査施設に基づく容量。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.3.5

7日間における燃料の対応について
(運転停止中(原子炉冷却材の流出))

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m ³ であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³		
緊急時対策用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約8m ³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m ³ であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
・燃料評価結果の相違
【柏崎 6/7】

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.4 反応度の誤投入]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 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「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」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「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，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，<u>安全保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する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，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，<u>制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。</u>手順の概要を第5.4.1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5.4.1表に示す。</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 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「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」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「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，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，<u>安全保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する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，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第5.4-1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5.4-1表に示す。</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 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「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」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「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，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，<u>原子炉保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する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，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第5.4.1-1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5.4.1-1表に示す。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域モニタ</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>原子炉周期短(原子炉周期 20 秒)による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。</u>さらに、<u>原子炉周期短(原子炉周期 10 秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域モニタ</u>である。</p>	<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は<u>全て</u>自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>当直運転員</u>1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域計装</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>原子炉出力ペリオド短(10 秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域計装</u>である。</p>	<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は<u>すべて</u>自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>運転員</u>1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>中性子源領域計装等</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>中間領域計装の中性子束高(各レンジフルスケールの95%)信号が発信し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>中性子源領域計装等</u>である。</p>	<p>への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 監視計器の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない(警報のみ)ため、中間領域計装の中性子束高(各レンジフルスケールの95%)信号でスクラムする。</p>
<p>5.4.2 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、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する<u>同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること</u>)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として、<u>同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本を超える制御棒</u></p>	<p>5.4.2 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、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が</p>	<p>5.4.2 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、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける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>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT (RIA用) により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける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>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT (RIA用) により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける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>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・評価方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉、東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるためSCAT (RIA用) を用いて燃料エンタルピの評価を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を第5.4.2図に示す。</p>	<p>本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を第5.4-2図に示す。</p>	<p>て、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgとする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接^{※1}の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.75%Δk^{※2}である。引抜制御棒反応度曲線^{※2}を第5.4.2-1図に示す。</p> <p>※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒値を生じる引抜パターンとならないようにしている。</p> <p>※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)による解析結果</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】炉心設計による相違。 ・記載方針の相違【柏崎6/7, 東海第二】島根2号炉は、制御棒引抜パターンが市松模様になる理由を記載。 ・記載方針の相違【柏崎6/7, 東海第二】島根2号炉は、解析条件の根拠を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は 1.0%Δk 以下となるように管理。また、<u>制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロック、停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を実施。</u></p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には、外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 <u>33mm/s</u> にて連続で引き抜かれ^{*2}、起動領域モニタの原子炉周期短(原子炉周期 20 秒)による制御棒引抜阻止信号で引き抜きを阻止されるものとする。<u>引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。</u></p> <p>なお、<u>制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く試験において、<u>対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合のみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。</u>そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜き</p>	<p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 <u>9.1cm/s</u> にて連続で引き抜かれるものとする^{*2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。</p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く検査において、<u>対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合のみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。</u>そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜き</p>	<p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*3}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※3 <u>原子炉起動時及び停止時冷温臨界試験は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお、原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。</u></p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引抜操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 <u>9.1 cm/s</u> にて連続で引き抜かれるものとする^{*4}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2-1 図に示す。</p> <p>※4 複数の制御棒を引き抜く試験において、<u>対象制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている場合を除き、引抜操作はノッチ操作としている。</u>そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 東海第二、島根 2 号炉は、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員の監視により制御棒の引き抜き手順を監視している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ABWR と BWR-5 の設備の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>されることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>d. 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はない。</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炉心平均中性子束の推移を第 5.4.4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 20 秒) による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きが阻止される。</u></p>	<p>されることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は、A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></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はない。</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燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムする。</u></p>	<p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 95%) 信号で原子炉はスクラムするものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4.2-2 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発信を想定する際の中間領域計装のバイパス状態は、A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 <u>運転員等操作に関する条件はない。</u></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燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4.2-3 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引抜開始から約 10 秒後に中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 95%) 信号が発信し、原子炉はスクラムする。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束 (各レンジフルスケールの 95%) 信号でスクラムする。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は投入される反応度が 1 ドルを超えるため S C A T (R I A 用) を用いて燃料エンタルピーの評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この時、投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。</p> <p>また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇することとまる。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.4.2, 5.4.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を</p>	<p>このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68%Δk）であるが、原子炉出力は定格値の約 15% まで上昇する。</p> <p>また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kgUO_2 (65cal/gUO_2) を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約 77kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000 \text{Mwd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO_2 (40cal/gUO_2) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を</p>	<p>このとき、投入される反応度は約 1.14 ドル（投入反応度最大値：約 0.69%Δk）であるが、原子炉出力は第 5.4.2-3 図に示すとおり、定格出力の約 12.2% まで上昇することとまる。</p> <p>また、燃料エンタルピは最大で約 50kJ/kg であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kg (65cal/g) を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約 42kJ/kg であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000 \text{Mwd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kg (40cal/g) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料棒有</p>	<p>待しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため、中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95%）信号でスクラムする。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>炉心設計による相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、高速スクラムプラントであり、従来スクラムプラントより、速やかに制御棒が挿入されるため、相対的にエンタルピの値は小さくなる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</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 style="text-align: right;">(添付資料 5.4.4)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、自動作動する<u>安全保護系及び原子炉緊急停止系</u>により、<u>自動的に制御棒の引き抜きを阻止し</u>、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、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>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これ</p>	<p>維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</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 style="text-align: right;">(添付資料 5.4.2)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、<u>安全保護系及び原子炉緊急停止系</u>により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、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>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これ</p>	<p><u>効長頂部</u>は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</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 style="text-align: right;">(添付資料5.4.2)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、<u>自動作動する原子炉保護系</u>により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、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>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、<u>実効遅発中性子割合</u>の不確かさは約4%と評</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>を踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.5)</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、<u>第5.4.2表</u>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確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員操作時間</u>に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析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」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も<u>0.07ドル</u>と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は大きくなる。</p>	<p>これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.3)</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、<u>第5.4-2表</u>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確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作時間</u>に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析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」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も<u>約0.96ドル</u>（燃料エンタルピー最大値：約10kJ/kgUO₂、燃料エンタルピーの増分の最大値：約1kJ/kgUO₂）と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は大きくなる。</p>	<p>価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.3)</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、<u>第5.4.2-1表</u>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確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作時間</u>に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析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」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、<u>制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、炉心平均中性子束及び燃料エンタルピーが上昇するタイミングが遅くなる。</u>また投入される反応度も<u>約1.00ドル</u>（燃料エンタルピー最大値：約14kJ/kg、燃料エンタルピーの増分の最大値：約6kJ/kg）と小さく<u>1ドル</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、実効増倍率が0.99の場合の投入反応度及び燃料エンタルピーの挙動について記載</p>

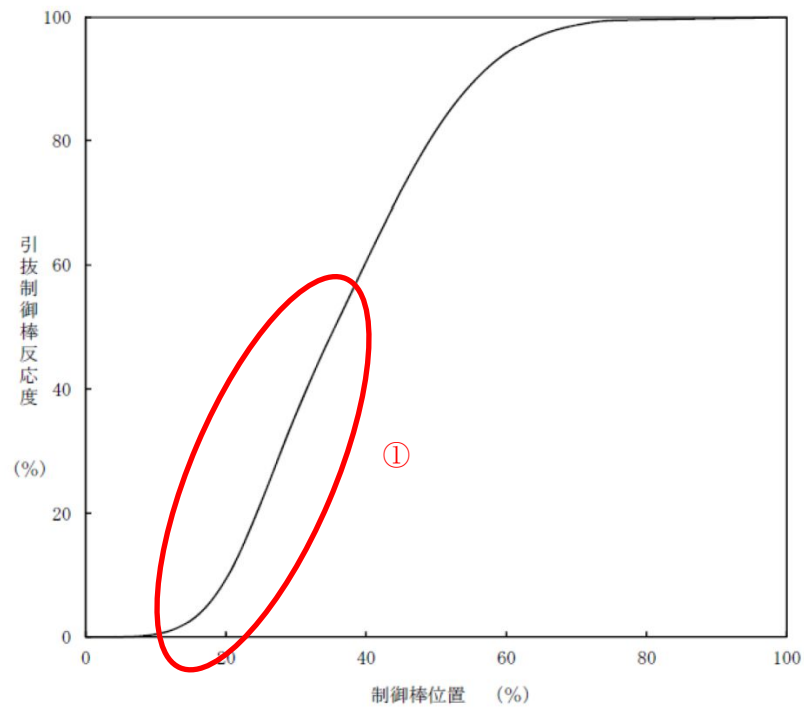
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析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、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p><u>制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約 57 秒後となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析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、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析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、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、<u>原子炉出力ペリオド短信号 (20 秒)</u> が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、<u>原子炉出力ペリオド短 (20 秒)</u> による制御棒引抜阻止信号と<u>原子炉出力ペリオド短 (10 秒)</u> による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合で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><u>位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから、燃料エンタルピの上昇率も小さく</u>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>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析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、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析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、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、<u>中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 90%) 信号</u> が発信すると制御棒引き抜きが阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、<u>中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 90%) 信号</u> による制御棒引抜阻止信号と<u>中性子束高 (各レンジフルスケールの 95%) 信号</u> による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合で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>している。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉, 東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 95%) 信号でスクラムする。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 操作条件 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員操作に関する条件はない。</u> (添付資料 5.4.5)</p> <p>(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 <u>ドップラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.55 ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.56 ドル(+10%), 0.53 ドル(-10%), 実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル(+10%), 0.56 ドル(-10%)となる。</u>以上より、これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。 (添付資料 5.4.5)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に</p>	<p>b. 操作条件 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。 (添付資料 5.4.3)</p> <p>(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 <u>ドップラ反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 72kJ/kgUO₂), -10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 92kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 83kJ/kgUO₂), スクラム反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 82kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 74kJ/kgUO₂), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 89kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 81kJ/kgUO₂), 引抜制御棒反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.15 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 102kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 94kJ/kgUO₂), -10%とした場合において投入される反応度は約 1.12 ドル, 実効遅発中性子割合を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.11 ドル, -10%とした場合において投入される反応度は約 1.16 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 90kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 82kJ/kgUO₂) となる。</u></p> <p>以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。 (添付資料 5.4.3)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に</p>	<p>b. 操作条件 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作に関する条件はない。</u> (添付資料 5.4.3)</p> <p>(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 <u>ドップラ反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 52kJ/kg, 増分の最大値は約 44kJ/kg) である。</u> <u>スクラム反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 53kJ/kg, 増分の最大値は約 45kJ/kg) である。</u> <u>引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.16 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 63kJ/kg, 増分の最大値は約 55kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 39kJ/kg, 増分の最大値は約 31kJ/kg) である。</u> <u>実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.11 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 45kJ/kg, 増分の最大値は約 37kJ/kg), -10%と投入される反応度は約 1.17 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 56kJ/kg, 増分の最大値は約 48kJ/kg) である。</u></p> <p>以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。 (添付資料 5.4.3)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。</p>

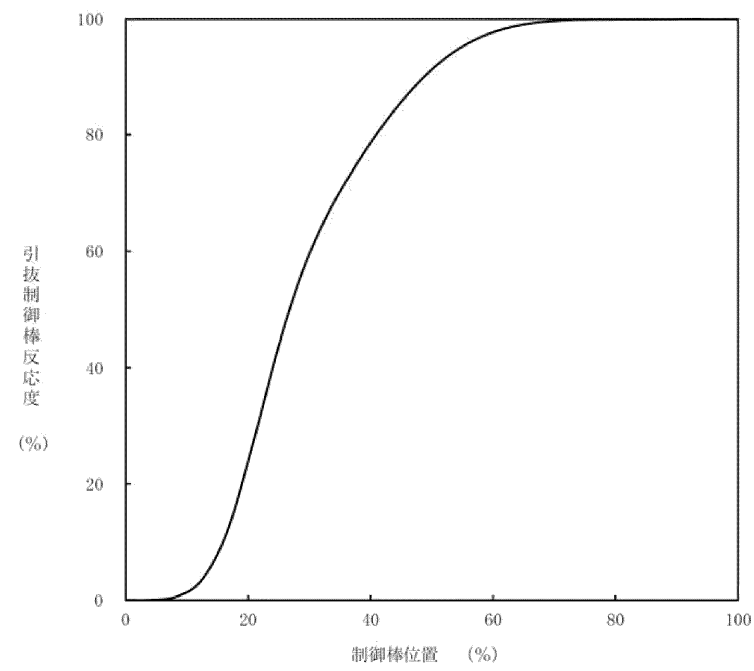
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価</p> <p>解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさ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><u>・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5%Δkの値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合</u></p> <p>・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、<u>9×9燃料(B型)平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(0.55ドル)と大きく差異がなく、0.55ドル(10倍)及び0.54ドル(1/10倍)であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</u></p>	<p>示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析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</p> <p>解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。</p> <p>以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約1.16ドル(燃料エンタルピー最大値:約80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値:約72kJ/kgUO₂)にとどまることから、不確かさ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>・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、<u>9×9燃料(B型)平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(約1.13ドル)と大きく差異がなく、約1.09ドル(10倍)及び約1.17ドル(燃料エンタルピー最大値:約124kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値:約115kJ/kgUO₂) (1/10倍)であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</u></p>	<p>示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析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</p> <p>解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。</p> <p>以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約1.21ドル(燃料エンタルピーの最大値は約68kJ/kg, 増分の最大値は約60kJ/kg)にとどまることから、不確かさ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>・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、<u>9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(投入される反応度は約1.14ドル, 燃料エンタルピーの最大値は約50kJ/kg, 増分の最大値は約42kJ/kg)と大きく差異がなく、投入される反応度は約1.11</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】炉心設計による相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は、誤引抜される制御棒の反応度値が約1.04%Δkであり、過渡解析の解析条件の方が厳しいが、東海第二及び、島根2号炉の過渡解析の条件(制御棒の反応度値は1.3%Δk)は本評価に包絡される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】炉心設計による相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>0.55 ドル</u> と大きく差異がない、<u>0.57 ドル</u> であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.4.5, 5.4.6)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃料</p>	<p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>約 1.13 ドル</u>、<u>燃料エンタルピーの増分の最大値：約 85kJ/kgUO₂</u>、<u>燃料エンタルピーの増分の最大値：約 77kJ/kgUO₂</u> と大きく差異がない、<u>約 1.13 ドル</u> (燃料エンタルピー最大値：約 96kJ/kgUO₂、燃料エンタルピーの増分の最大値：約 80kJ/kgUO₂) であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃料</p>	<p><u>ドル</u>、<u>燃料エンタルピーの最大値は約 33kJ/kg</u>、<u>増分の最大値は約 25kJ/kg (10 倍)</u> 及び投入される反応度は約 1.16 <u>ドル</u>、<u>燃料エンタルピーの最大値は約 69kJ/kg</u>、<u>増分の最大値は約 61kJ/kg (1 / 10 倍)</u> であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>投入される反応度は約1.14ドル</u>、<u>燃料エンタルピーの最大値は約50kJ/kg</u>、<u>増分の最大値は約42kJ/kg</u> と大きく差異がなく、<u>投入される反応度は約1.15ドル</u>、<u>燃料エンタルピーの最大値は約64kJ/kg</u>、<u>増分の最大値は約49kJ/kg</u>であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.4.3, 5.4.4)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃料</p>	<p>・解析条件及び解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】炉心設計による相違。</p>

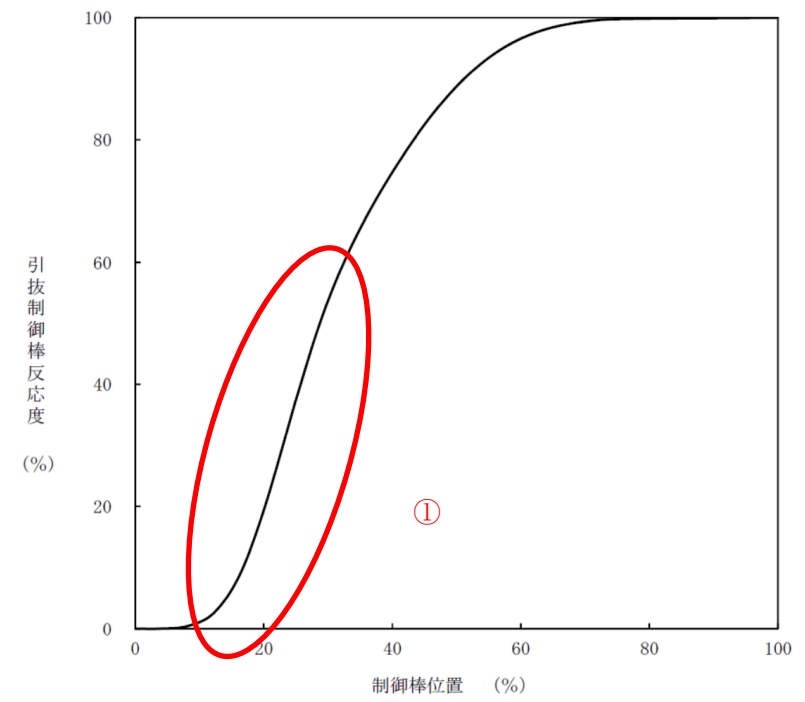
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</u>スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>当直運転員1名</u>で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける<u>島根原子力発電所2号炉の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</u>スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	



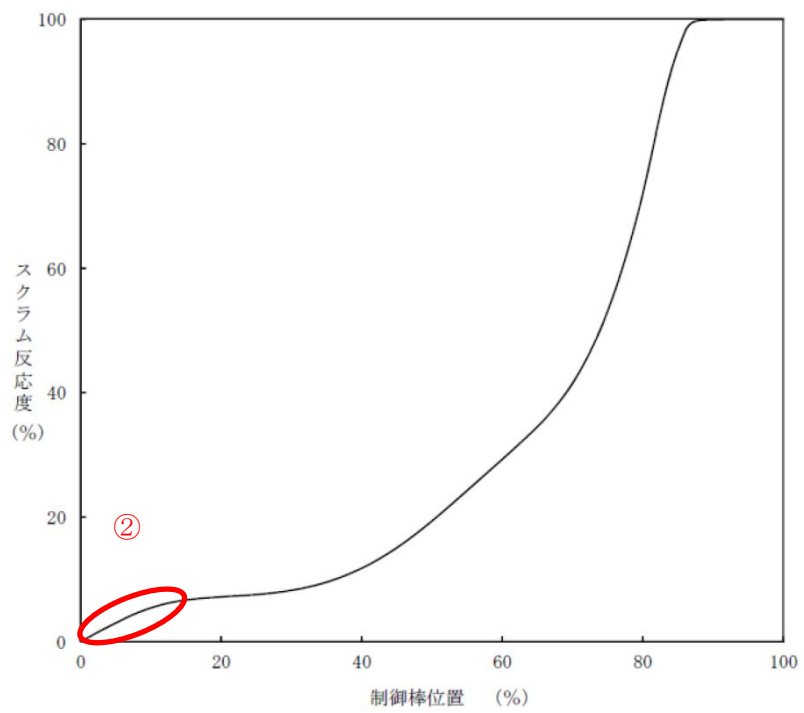
第 5.4.2 図 引抜制御棒反応度曲線



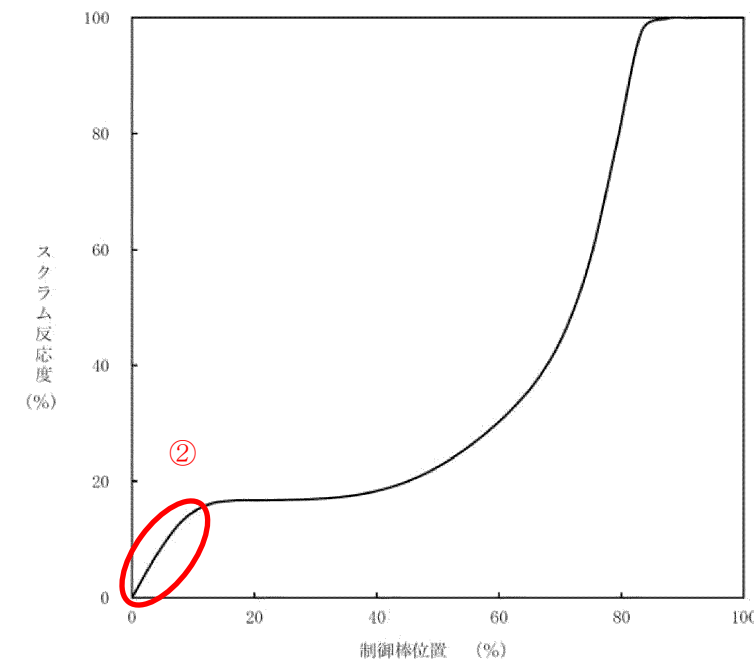
第 5.4-2 図 引抜制御棒反応度曲線



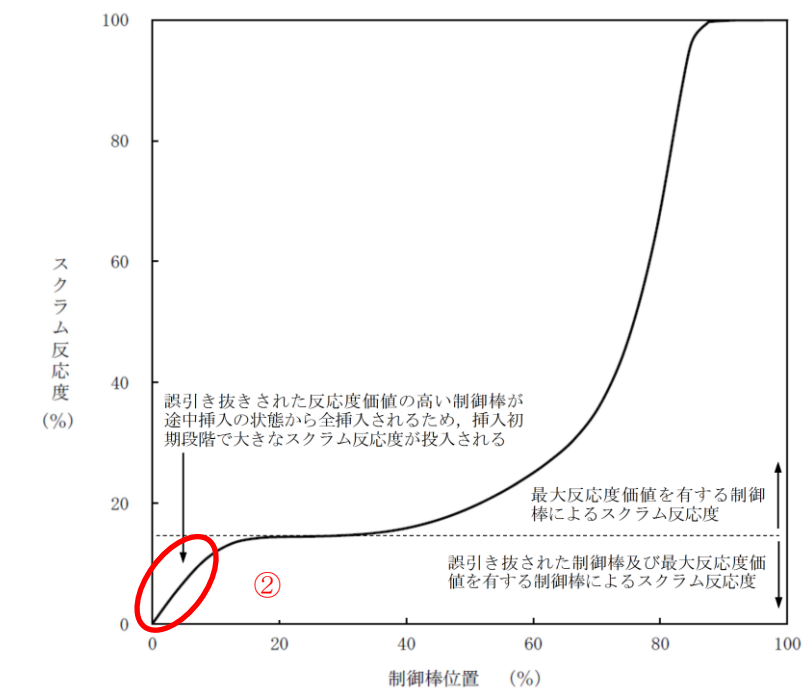
第 5.4.2-1 図 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



第 5.4.3 図 スクラム反応度曲線



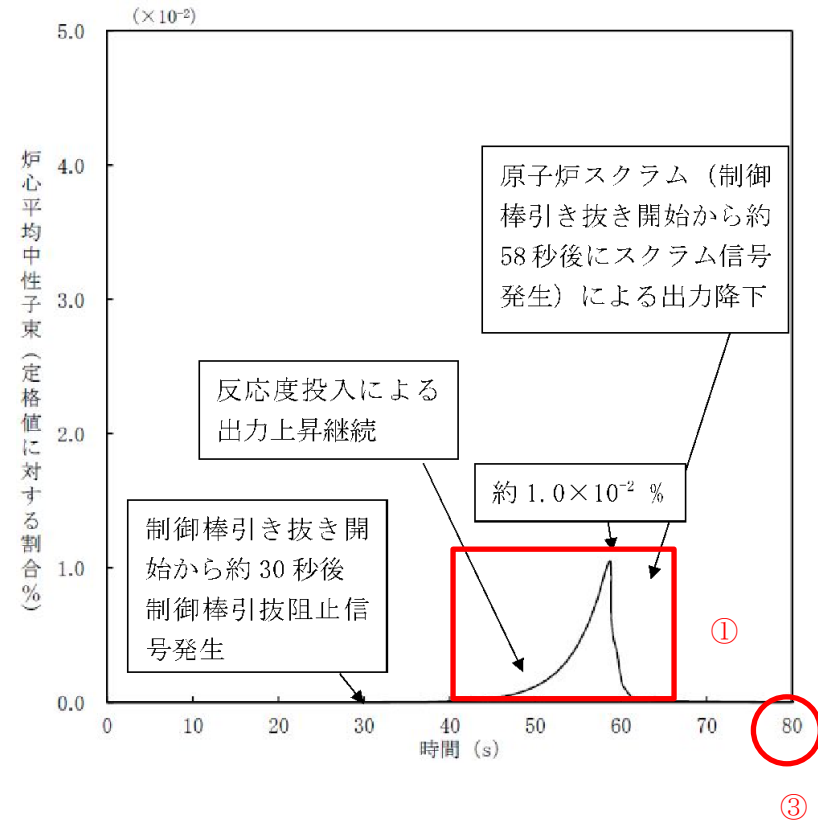
第 5.4-3 図 スクラム反応度曲線



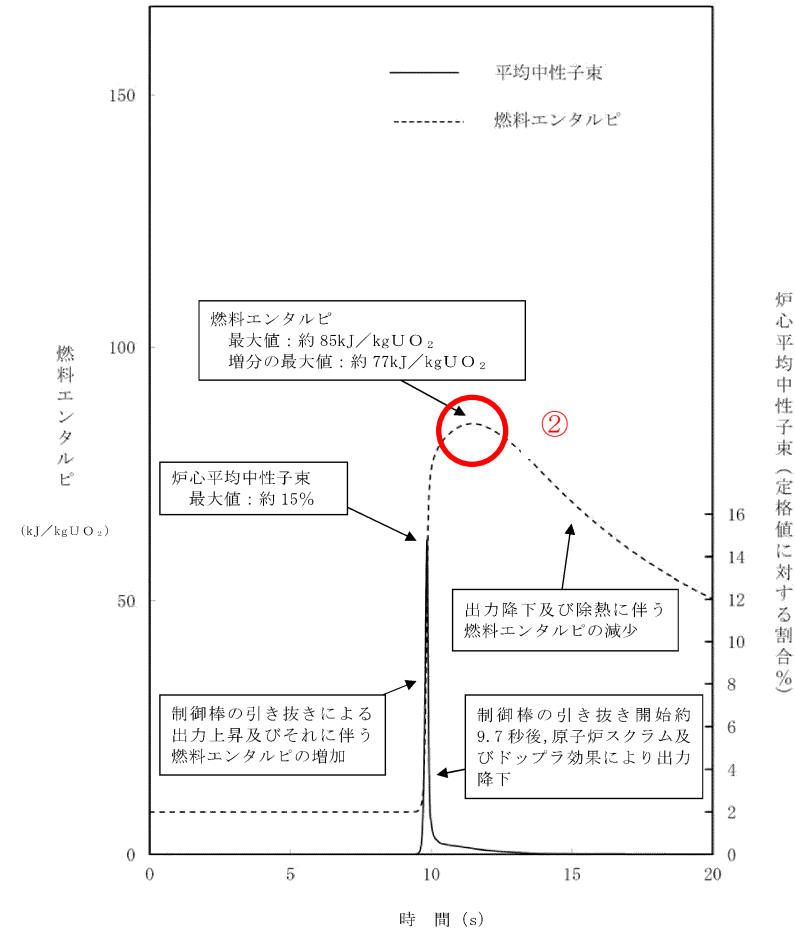
第 5.4.2-2 図 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は、柏崎 6/7 (約 1.04%Δk) に対して、島根 2号炉 (約 1.75%Δk)、東海第二 (約 1.71%Δk) であるため、反応度曲線の傾きが柏崎 6/7 に比べて大きくなる。

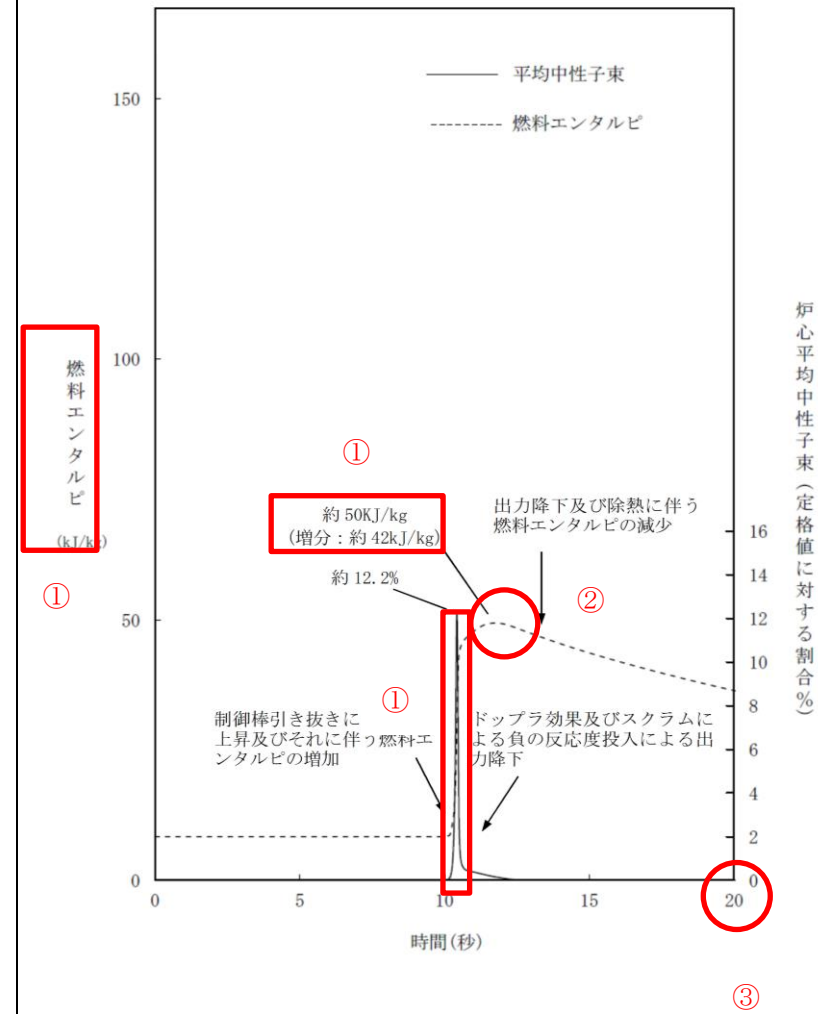
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②島根 2号炉, 東海第二, 柏崎 6/7 のいずれも誤引き抜きされた反応度値の高い制御棒が途中挿入の状態から原子炉スクラム信号により全挿入されるため、制御棒の挿入初期段階で大きなスクラム反応度が投入される。ただし、ABWRとBWR 5 の設計の差異 (制御棒引抜速度の相違) により、島根 2号炉, 東海第二は柏崎 6/7 に比べて原子炉スクラム時点における制御棒引抜量が多いため、制御棒の挿入初期で大きなスクラム反応度が投入される。



第 5. 4. 4 図 炉心平均中性子束の推移



第 5. 4-4 図 反応度の誤投入における事象変化



第 5. 4. 2-3 図 反応度の誤投入における推移

・解析結果の相違

【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉，東海第二は，投入される反応度が 1 ドルを超えるため，燃料エンタルピーの評価により燃料の健全性が維持されることを確認している。柏崎 6/7 は投入される反応度が 1 ドル未満のため燃料エンタルピーの評価を実施していない。

【東海第二】
 ②島根 2号炉は，高速スクラムプラントであり，従来スクラムプラントより，速やかに制御棒が挿入されるため，相対的にエンタルピーの値は小さくなる。

【柏崎 6/7】
 ③解析時間の相違。

第 5.4.1 表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、原子炉出力が中間領域に到達後、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力パトリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*

② * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.4.1-1 表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	中性子源領域計装* 中間領域計装*
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、中間領域計装の中性子束高信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	中性子源領域計装* 中間領域計装*

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

①, ②

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。
・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第5.4.2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	APLEX	-
炉心状態	9×9燃料(A型)(単一炉心)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉出力	定格出力の10 ⁻⁸	原子炉は停止状態(全制御棒全挿入状態)にあるものとして設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
燃料被覆管表面温度及び原子炉炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、最も水密度が高くなる値として設定
燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第5.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/3)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/ SCAT(RIA用)	-
炉心状態	9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉初期出力	定格出力の10 ⁻⁸	原子炉は停止状態にあるものとして設定
原子炉初期圧力	0.0MPa [gage]	原子炉停止時の圧力を想定
燃料被覆管表面温度及び原子炉炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定
初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第5.4.2-1表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/ SCAT(RIA用)	-
炉心状態	9×9燃料(A型)(単一炉心)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)平衡炉心、9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びOMOX燃料228体を装備した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びOMOX燃料228体を装備した平衡炉心は、特性はほぼ同等であることから、9×9燃料(A型)を代表的な炉心として設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
初期条件	実効増倍率 原子炉出力 原子炉圧力 燃料被覆管表面温度及び原子炉炉冷却材温度 燃料エンタルピ	1.0 定格出力の10 ⁻⁸ 0.0MPa [gage] 20℃ 8kJ/kg
事故条件	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する 運転停止中に至る種々の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされた制御棒の斜め隣接 ^{※1} の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.75%Δk _{eff} とする なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超える場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理 ^{※2} している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定
外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを設定

※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒密度を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)による解析結果

※3 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

島根原子力発電所 2号炉

備考
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を考慮し、斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkとする 制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定
外部電源	外部電源あり	

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

第 5.4-2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/3)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkとする 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定
外部電源	外部電源あり	

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, C グループそれぞれ1個ずつ	A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号 (原子炉周期 20 秒)	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定 ^{※1}
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号 (原子炉周期 10 秒) ^{※2}	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 [※]

※1 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査 (核計装装置) 等)、制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。

※2 そのため、本現象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。
 起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 10 秒) による原子炉スクラム信号が中間領域に到達することで発生する。

第 5.4-2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (3/3)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ1個ずつ	A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。
	原子炉スクラム信号	原子炉出力カペリオド短信号 (10秒) ^{※1}	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OP ER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定 ^{※2}

※1 起動領域モニタの原子炉出力カペリオド短信号 (10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

※2 複数の制御棒引抜を伴う検査を実施する際において、発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等)、制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため、本現象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

第 5.4.2-1 表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (2/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒引抜速度	9.1 cm/s	制御棒引抜速度の上限値を設定
	中間領域計装バイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ1個	A, B チャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止信号	期待しない	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定
	原子炉スクラム信号	中性子東高 (中間領域計装)	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定 [※]

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認試験 (核計装) 等)、制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本現象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;">反応度の誤投入事象の代表性について</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験</p> <p>運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</p> <p>それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>a. 停止時冷温臨界試験</p> <p>試験の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>試験内容 : あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;"><u>反応度誤投入事象</u>の代表性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査</p> <p>運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置とすることに加え、<u>原子炉モード・スイッチを燃料取替位置にすることで、1本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。</u></p> <p>しかしながら、<u>停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</u></p> <p>それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>(1)冷温臨界検査</p> <p>検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>検査方法 : 原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ作成した検査用の引き抜きシナリオに従って順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;"><u>反応度の誤投入事象</u>の代表性について</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験</p> <p>運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、<u>原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで複数の制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。</u>しかし、「<u>原子炉停止余裕検査</u>」と「<u>停止時冷温臨界試験</u>」の実施時においては、<u>原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</u></p> <p>それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>a. 停止時冷温臨界試験</p> <p>試験の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>試験内容 : <u>原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。</u>あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、<u>原子炉冷却</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWRとBWR 5 の設計の相違。</p>

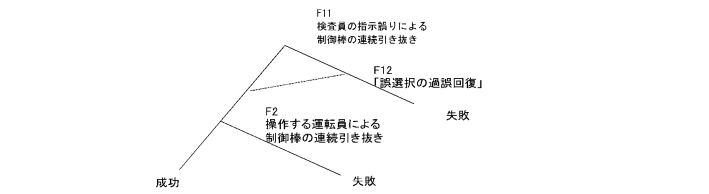
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>き抜きに際しては、1 ノッチ又は1 ステップ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の値は小さいものを取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒操作監視系による制御棒選択</u></p> <p>b. 停止余裕検査</p> <p>試験の目的 : 停止余裕の確認</p> <p>試験内容 :</p> <p>①最大値を有する制御棒 (CR-1) の全引抜</p> <p>②最大値を有する制御棒 (CR-1) と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒 (CR-2) の全引抜</p> <p>③最大値を有する制御棒 (CR-1) を補正位置 N まで挿入</p> <p>④最大値を有する制御棒 (CR-1) の斜め隣接の制御棒 (CR-3) を補正位置 N まで引き抜き</p> <p>⑤最大値を有する制御棒 (CR-1) を再度全引抜 この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際</p>	<p>棒パターン、原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。臨界近傍では、<u>反応度値が小さい制御棒</u>を取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視、又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。</u></p> <p>(2) 停止余裕検査</p> <p>検査の目的 : <u>停止余裕 (挿入可能な制御棒のうち最大反応度値を有する制御棒1本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること) を確認する。</u></p> <p>検査方法 : 燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後、<u>原子炉圧力容器蓋の閉鎖前 (原子炉ウェル満水時)</u> に以下の手順で実施する。</p> <p>①最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) を全引き抜き位置まで引き抜く。</p> <p>②最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) を位置N*まで挿入する。 ※ 最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置</p> <p>③最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) を位置Nまで引き抜く。</p> <p>④最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) を再度1ノッチずつ引き抜きして、全引き抜きとし、この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引</p>	<p>材温度、ペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の値は小さいものを取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒値ミニマイザによる監視 (又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視)</u></p> <p>b. 原子炉停止余裕検査</p> <p>試験の目的 : <u>停止余裕 (最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること) の確認</u></p> <p>試験内容 : 燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後、以下の手順で実施する。</p> <p>①最大値を有する制御棒 (CR-1) の全引き抜き</p> <p>②最大値を有する制御棒 (CR-1) を補正位置N*1まで挿入 ※1 最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) について停止余裕の確認に必要な引抜位置</p> <p>③最大値を有する制御棒 (CR-1) の斜め隣接の制御棒 (CR-2) を補正位置Nまで引き抜き</p> <p>④最大値を有する制御棒 (CR-1) を再度全引き抜き この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際して</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR5の設計の相違。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRでは引抜シーケンスを制御棒操作監視系 (RC&IS) に登録し、自動で制御棒を選択するが、BWR5では制御棒値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR5の設計の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>しては、1ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値制御棒1組又は1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒1本 引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有して印加反応度が大きすぎないように選択</p> <p>事故防止対策 : <u>ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制(又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視)なお、ロッドワースミニマイザの機能により、最大反応度価値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合、面隣接の制御棒を選択すると制御棒引抜許可信号がリセットされる。</u></p> <p>2. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」、「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>2-1. 単一の人的過誤 a. 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機(FHM)により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認及び燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。</p> <p>b. 制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象と</p>	<p>き抜きに際しては、各1ノッチ引き抜き前に検査担当者が未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値を有する制御棒1本及び最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒1本。 引き抜かれる制御棒は、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、<u>最大反応度価値を有するものを選択。</u></p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。</u></p> <p>3. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>3.1 単一の人的過誤 (1) 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は、<u>燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を装荷する際は、燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。</u>このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。</p> <p>(2) 制御棒の選択誤り <u>操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度価値が変化する。冷温臨界検査では、事前に対象となる制御棒の</u></p>	<p>は、1ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値制御棒1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒のうち<u>反応度の補正に必要な価値を有して印加反応度が大きすぎないように選択</u></p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視</u></p> <p>2. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>2-1. 単一の人的過誤 a. 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は、誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。<u>これらは燃料交換が燃料取替機により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認が実施されている。</u>このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。</p> <p>b. 制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。<u>停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査では事前</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 A BWRとBWR5の設計の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉、柏崎6/7は、全引抜した時の制御棒価値が、停止余裕確認のための反応度補正分以上で、過渡解析の解析条件である制御棒価値以下の制御棒を選択する。</p> <p>・設備の相違 柏崎6/7、東海第二は、燃料取替機の運転情報と制御棒位置等を組み合わせて、有効な燃料移動かどうか判定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは<u>制御棒操作監視系（停止時冷温臨界試験）、ロッドワースミニマイザ（停止余裕検査）</u>、運転員及び検査員により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。</p> <p>c. <u>制御棒の連続引き抜き</u> 運転員及び検査員による制御棒及び起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員及び検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」、「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。</p> <p>※ 「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替交換機により機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、またデータの入</p>	<p>価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員により監視されている。<u>停止余裕検査においても同様の監視を実施しており、操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。</u>また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒の引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えにくい。</p> <p>(3) <u>制御棒の連続引き抜き</u> 運転員、及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>3.2 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から、検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」+「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」のみであると考えられる。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」について検討する。</p> <p>※ 「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」を含まない人的過誤が重畳した場合には、制御棒が1ノッチずつ引き抜かれるため、投入される反応度は「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」に比べて小さいと考えられる。また、「燃料の誤装荷」については、燃料取替機により自動で選択されるため、運転員等</p>	<p>に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは<u>制御棒価値ミニマイザ又は運転員及び運転操作助勢者</u>により監視されているため、<u>これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。</u>また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。</p> <p>c. <u>制御棒の連続引き抜き</u> 運転員及び検査員による制御棒及び中性子源領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員及び運転操作助勢者並びに検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」及び「<u>c. 制御棒の連続引き抜き</u>」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※²から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「<u>c. 制御棒の連続引き抜き</u>」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「<u>c. 制御棒の連続引き抜き</u>」の評価を示す。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、<u>即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。</u></p> <p>※² 「<u>c. 制御棒の連続引き抜き</u>」を含まない人的過誤が重畳した場合は、制御棒が<u>反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。</u>また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替機により<u>機械的に自動で選択される</u>ため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置に</p>	<p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWRでは引抜シークエンスを制御棒操作監視系（RC&IS）に登録し、自動で制御棒を選択するが、BWR 5では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>力についても複数のグループによる確認を多重に実施していること、及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。</p> <p>・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常、試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、ロッドワースミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない場合においては、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで人的過誤の発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。</p> <p>図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRA ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。</p> <p>同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。</p>	<p>の作業時の誤りにより間違った配置に装荷されることは考えにくく、燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。</p> <p>(1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき検査は、「2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり、停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし、これらの機能に期待しないで検査を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては、制御棒を操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。</p> <p>第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（HRA）ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、この評価における、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した場合のものである。</p> <p>ただし、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異や、各々の操作をステップ毎に実施することから独立事象として考えることができ、人的過誤の重畳が発生する可能性は低い結果となった（第3図）。</p>	<p>なることはなく、またデータの入力についても複数の担当者による確認を多重に実施していること、及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。</p> <p>・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常、停止時冷温臨界試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※³。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。しかし、これらの機能に期待しない場合であっても、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている（試験の手順書）ため、制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。</p> <p>図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRA ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。</p> <p>同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。</p> <p><u>※原子炉停止余裕検査時のロッドワースミニマイザによる隣接制御棒の引き抜き防止、停止時冷温臨界試験時のロッドワースミニマイザ及び制御棒操作監視系（RC&IS）による対象制御棒の自動選択</u></p>	<p>以上より、有効性評価では単一の人的過誤である「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」について検討することとした。</p>	<p>以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。</p> <p><u>※3 制御棒価値ミニマイザによる予め定められた制御棒以外の引抜防止</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>ABWRでは引抜シケンスを制御棒操作監視系（RC&IS）に登録し、自動で制御棒を選択するが、BWR5では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p>

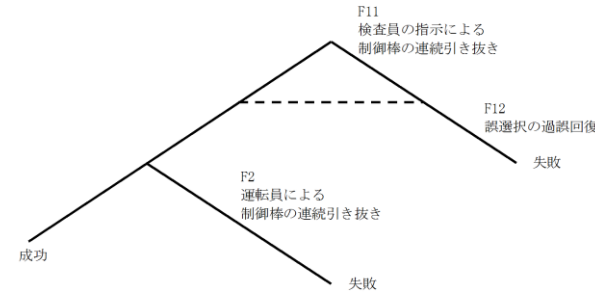


人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	3

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率

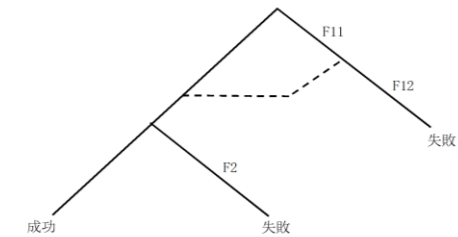


人的過誤の内容	過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11 操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8

第1図 「制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率

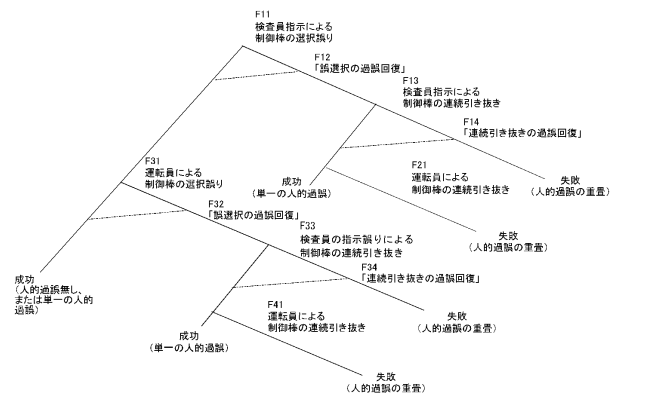


人的過誤の内容	過誤確率値 (中央値)	EF	備考
F11 検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特により高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

* 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8

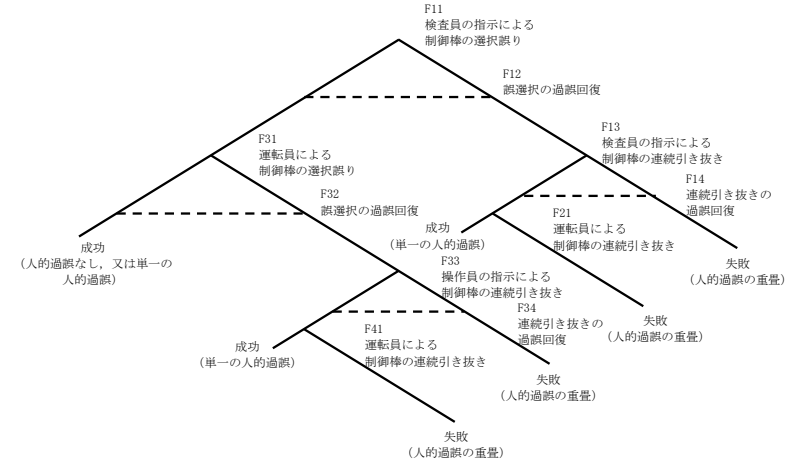
図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率



人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとを実施していることから完全独立とする
F14 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとを実施していることから完全独立とする
F34 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとを実施していることから完全独立とする

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない
*制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごと)に操作を確認し、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜きを実施する冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
1.0E-06	1

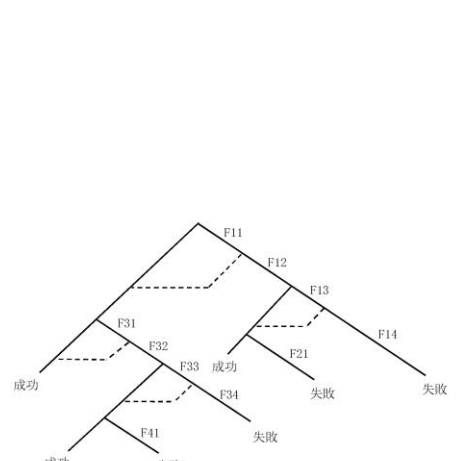


人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F14 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F34 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は検査要領に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤(平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時のHRAツリー(独立事象の場合)



人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F14 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F34 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとを実施していることから完全独立とする

* 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。
* 制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごと)に操作を確認しているに加え、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする。
* HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒の引き抜きを実施する停止冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤(平均値)	EF
2.0E-06	4.2

図3 「b. 制御棒の選択誤り」+ 「c. 制御棒の連続引き抜き」(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

図3 「b. 制御棒の選択誤り」+ 「c. 制御棒の連続引き抜き」(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

表 1 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー
(NUREG/CR-6883 から抜粋)

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2			a	a	complete	
3			d	na	high	
4			a	a	high	
5		nc	s	na	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6			a	a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	a	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10			a	a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	a	moderate	
13		nc	s	na	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			a	a	low	
15			d	na	low	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
16			a	a	low	
17					zero	

3 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事象例は以下のものがある。

平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故は、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉とは制御棒駆動機構が異なり、物理的に発生の可能性がないため有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

また、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象についても制御盤改造及び試験時特有の事象であること、下に記載の再発防止策が取られていること、仮に発生したとしても停止余裕に対して投入される反応度は大きくなく、また監視・安全系が機能しているため、過渡事象等で考慮されている状態より過酷とならないと考えられることから選定不要と考える。

- 平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故 (北陸)

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュムレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

第 1 表 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2			a	a	complete	
3			d	na	high	
4			a	a	high	
5		nc	s	na	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6			a	a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	a	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10			a	a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	a	moderate	
13		nc	s	na	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			a	a	low	
15			d	na	low	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
16			a	a	low	
17					zero	

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所 1 号炉における制御棒引き抜け事象

平成 11 年 6 月、志賀原子力発電所 1 号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3 本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約 15 分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系 (以下「CRD」という。) の原子炉戻りラインの弁を開けずに CRD 挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD 挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット

表 1 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー
(NUREG/CR-6883 から抜粋)

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2			a	a	complete	
3			d	na	high	
4			a	a	high	
5		nc	s	na	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6			a	a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	a	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10			a	a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	a	moderate	
13		nc	s	na	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			a	a	low	
15			d	na	low	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
16			a	a	low	
17					zero	

3. 過去に発生した反応度投入事例

過去に発生した反応度投入事象例としては、平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉原子炉緊急停止事故があるが、島根原子力発電所 2 号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから、事象発生の確率が低いと考えられるため、有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

- 平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故 (北陸)

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュムレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
A BWR と BWR 5 の設計の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
<p>この事象は、<u>柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉においては、制御棒駆動機構が異なるため、発生しない (FMCRD の HCU では物理的に引き抜けが起こらない)。</u></p> <p>また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている (参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力 (株) 志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析)。</p> <p>・平成 8 年 柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象 (当社)</p> <p><u>6 号炉試運転中 (建設段階) FMCRD 制御盤改造及び試験の準備のため、FMCRD の安全処置 (アイソレ) による隔離を実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の 4 本の制御棒が 128 ステップの位置まで引き抜かれた (この間、未臨界であることは確認されている)。</u></p> <p><u>制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策 (制御棒の駆動電源 OFF と制御電源 OFF の安全処置の多重化) が実施されていることから対策済みであると考え。また、この事象では安全保護系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。</u></p>	<p><u>(以下「HCU」という。) アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。</u></p> <p>上記の事象を踏まえ、<u>東海第二発電所では、次の対策を講じている。</u></p> <p>a. HCU 隔離時の CRD リターンライン運転手順の整備 b. 原子炉-CRD 冷却水ヘッダ間差圧上昇時の CRD ポンプ自動トリップインターロックの設置</p> <p><u>これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、4.5E-10 / 施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所 1 号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。</u></p> <p>(2) <u>東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象</u></p> <p><u>東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成 20 年 4 月、施設定期検査中 (全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット (以下「HCU」という。) 隔離) のところ、1 本の制御棒が 44 ポジション (全引き抜き位置 (48 ポジション) から 4 ポジション挿入) に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。</u></p> <p><u>この事象は、動作した制御棒の HCU の制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該 HCU 周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。</u></p> <p><u>ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。</u></p> <p><u>なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・当該 HCU 弁の弁体取替え ・HCU リークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要因として加えることで、当該警報発報時に HCU リークテストも要因の調査対象とする。 	<p><u>上記の事象を踏まえ、島根原子力発電所 2 号炉では、次の対策を講じている。</u></p> <p>a. HCU 隔離時の CRD リターンライン運転手順の整備 b. 原子炉-CRD 冷却水ヘッダ間差圧上昇時の CRD ポンプ自動トリップインターロックの設置</p> <p>また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている (参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力 (株) 志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析)。</p> <p>・島根原子力発電所 2 号炉における制御棒部分挿入事象</p> <p><u>島根原子力発電所 2 号炉においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成 24 年 4 月、第 17 回定期検査開始に伴い全炉心燃料 (560 体) を燃料プールへ取り出した後の原子炉内において全引抜状態としていた制御棒 137 体中、1 体 (H-13) が部分挿入されていることを確認した。</u></p> <p><u>この事象は、当該隔離弁 (ユニット H-13 の駆動水挿入管隔離弁) において、前回点検実施以降の開閉操作時にシステムのネジ部にかじりが生じ、干渉していたため全閉ができず、当該隔離弁操作時に弁棒のストロークまで確認していなかったため中間開状態であることに気付かなかったことが原因である。</u></p> <p><u>ただし、本事象は全燃料取り出し状態であったこと、および制御棒が挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。</u></p> <p><u>なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。</u></p> <p>a. 当該 HCU 隔離弁の弁体・ステム・ガイドの交換を実施。 b. HCU エアイベント作業実施前の駆動水挿入管隔離弁・引抜隔離弁の状態確認について、操作員の手での開閉確認に加えて、開閉状態を表すマーキングにより確認を行うように要領書の改正を実施。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWR と BWR 5 の設計の相違。</p> <p>・運転経験の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は、今までに制御棒が挿入側に動作した事象はあるが、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象はない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>重要事故シーケンスの想定</p> <p>有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験及び停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>この時、誤引き抜きされる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※を超えるもの 停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること 設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1組又は1本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下</p>	<p>5. 重要事故シーケンスの想定</p> <p>有効性評価では上記2.～4.を踏まえ、停止余裕検査や冷温臨界検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>このとき、臨界近傍での引抜制御棒の反応度値が冷温臨界検査※に比べて大きい停止余裕検査においては、最大反応度値を有する対角隣接の制御棒1本を引き抜くことを考慮して、「最大反応度値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度値を有する制御棒の対角隣接制御棒1本」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度値は1.0%Δk以下となるよう管理</p>	<p>4. 重要事故シーケンスの選定</p> <p>有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験及び原子炉停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>この時、誤引き抜きされる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※⁴を超えるもの 停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること 設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※4 核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下（「9×9燃料が装荷され、MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないよう管理している値であり、「MOX燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値）</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違【柏崎6/7】 ABWRとBWR5の設計の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号により、制御棒の引き抜きは阻止され、さらに、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号で原子炉はスクラムし、制御棒全挿入となり、原子炉は未臨界状態となり、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.2</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり、未臨界状態となること</u>で、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>また、<u>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員の確保は不要である。</u></p> <p>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を継続すること</u>により、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (運転停止中 (反応度の誤投入))</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>中間領域計装の中性子束高スクラム信号により原子炉はスクラムし、制御棒全挿入となり、原子炉は未臨界状態となり、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うこと</u>により、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号およびスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため、中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.6</p> <p>反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>1. 感度解析の条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて表1に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については既に「解析コードのAPEX」にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.5</p> <p>反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について</p> <p>1. はじめに</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、<u>装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え</u>、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線及び実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>2. 感度解析条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.4</p> <p>反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり、<u>9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え</u>、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>1. 感度解析の条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて表1に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については<u>解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していることから今回対象としていない</u>。また、出力分布変化については、<u>三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)にて評価した核定数をAPEXコードの二次元領域へ縮約する過程で、軸方向及び径方向に不確かさが生じるが、引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である1.0%Δkよりも厳しい1.75%Δkに設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値(燃焼度0MWd/tにおける値)となるように設定することで、最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから、今回対象としていない</u>。また、<u>二次元領域への縮約操作に伴う不確かさが燃料エンタルピへ与える影響は小さいことを、米国での設計認証申請において適用実績があり、縮約を介さずに炉心三次元体系で動特性解析を行うことができる三次元動特性解析コードTRACGによる影響評価等によって確認している</u>。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析方針の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は「解析コードのAPEX」記載の代表ABWRの結果を使用しているが、東海第二及び島根2号炉は各プラントの評価結果を使用している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・引抜制御棒価値</p> <p><u>有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の 1.04%Δk を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。</u></p> <p><u>なお、制御棒反応度価値の影響については過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示されるように 3.5%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれた場合であつても反応度は1ドル未満（約 0.7 ドル）にとどまっていることから、今回の感度評価の影響確認の対象外とした。</u></p> <p>・引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において表 1 に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。</p> <p>ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。</p> <p>不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が <u>B 型の平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1、図 2 に示す。</p> <p>・スクラム反応度曲線</p>	<p>(1) 引抜制御棒価値</p> <p><u>有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の約 1.71%Δk を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。</u></p> <p>(2) 引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。</p> <p>感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格化したものを考慮した。</p> <p><u>サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図、第 2 図に示す。</p> <p>(3) スクラム反応度曲線</p>	<p>・引抜制御棒価値</p> <p><u>「9×9 燃料が装荷され、MOX 燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値、「MOX 燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を考慮し、引抜制御棒価値 1.0%Δk をノミナル条件として設定した。本制御棒価値は、炉心状態によらずそれ以下に管理する管理値であることから、感度解析でも同一の条件とした。</u></p> <p>・引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において表 1 に示す 9×9 燃料（A 型）平衡炉心サイクル初期を想定している。</p> <p>ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。</p> <p><u>不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が 9×9 燃料（B 型）平衡炉心、9×9 燃料（A 型）及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡炉心、9×9 燃料（B 型）及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1、図 2 に示す。</p> <p>・スクラム反応度曲線</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は A 型燃料、B 型燃料、MOX 燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は、誤引抜される制御棒の反応度価値が約 1.04%Δk であり、過渡解析の解析条件方法の方が厳しいが、東海第二及び、島根 2号炉の過渡解析の条件（制御棒の反応度価値は 1.3%Δk）は本評価に包含される。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は A 型燃料、B 型燃料、MOX 燃料を考慮する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>・実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>2. 感度解析の結果</p> <p>解析結果を表2にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期の不確かさを考慮したケースにおいても1ドルを超えるケースとはならず、最大の投入反応度は不確かさ評価(サイクル末期)の0.6144ドルであった。</p> <p>そのため、これらの不確かさを考慮しても、燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず、事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。</p>	<p>有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>(4) 実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>3. 感度解析結果</p> <p>解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析(サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含)の約1.16ドル(燃料エンタルピ最大値:約80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値*:約72kJ/kgUO₂)であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO₂を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kgUO₂を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>※ 燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ(8kJ/kgUO₂)を引いた値</p>	<p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>・実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心における実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>2. 感度解析の結果</p> <p>解析結果を表2にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びに9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の炉心状態の不確かさを考慮したケースにおいても、最大の投入反応度は感度解析(サイクル末期、9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包含)の約1.21ドルで、燃料エンタルピの最大値は約68kJ/kgであり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界値以下である。また、燃料エンタルピの増分の最大値は約60kJ/kgであり、ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するPCMI破損しきい値の目安としてピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kg(40cal/g)を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>そのため、これらの不確かさを考慮しても、燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず、事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉, 東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるためSCAT(RIA用)を用いて燃料エンタルピの評価を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 高速スクラムプラントであり, 従来スクラムプラントより, 速やかに制御棒が挿入されるため, 相対的にエンタルピの値は小さくなる。</p>

表 1. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期)
引抜制御棒価値	1. 04% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1. 0% Δk に規格化	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル初期) の 1. 5 倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果 (制御棒価値 1. 0% Δk に規格化)	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル末期) の 1. 2 倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0.0053)より算出。

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1. 71% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk	1. 0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1. 0% Δk に規格化	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル初期) の 1. 5 倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果 (制御棒価値 1. 0% Δk に規格化)	1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル末期) の 1. 3 倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0. 0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線 (サイクル初期低温時) より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線 (サイクル末期低温時) より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値 (ウラン炉心平衡サイクル初期: 0. 0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0. 0053) より算出

表 1. 反応度の誤投入における炉心の状態等の不確かさ感度解析項目

項目	有効性評価解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期)
引抜制御棒反応度曲線	1. 75% Δk サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	1. 0% Δk 有効性評価解析の反応度曲線を制御棒価値 1. 0% Δk に規格化	1. 0% Δk 1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル初期) の 1. 75 倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。	1. 0% Δk サイクル末期炉心の LOG OS 解析結果 (制御棒価値 1. 0% Δk に規格化)	1. 0% Δk 1 ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル末期) の 1. 5 倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1. 0% Δk を超える部分については、1. 0% Δk で一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOG OS 解析結果	サイクル末期炉心の LOG OS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	MOX燃料表荷による変動を考慮した値として 0. 88 倍 (0. 0053/0. 0060±0. 88) ^{*3}	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より 9 × 9 燃料 (B 型) 平衡炉心、9 × 9 燃料 (A 型) 及び MOX 燃料 228 体を表荷した平衡炉心、9 × 9 燃料 (B 型) 及び MOX 燃料 228 体を表荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より 9 × 9 燃料 (B 型) 平衡炉心、9 × 9 燃料 (A 型) 及び MOX 燃料 228 体を表荷した平衡炉心、9 × 9 燃料 (B 型) 及び MOX 燃料 228 体を表荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0. 0060, MOX 炉心平衡サイクル初期: 0. 0053)より算出。

*4: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0. 0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0. 0053)より算出。

*5: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0. 0060, MOX 炉心平衡サイクル末期: 0. 0049)より算出。

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2 号炉は A 型燃料, B 型燃料, MOX 燃料を考慮する。

表2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	%Δk	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.00052	0.00049	0.00073	0.00060	0.00072
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.006083	0.006083	0.006083	0.005353	0.005353
最大投入反応度	%Δk	0.3342	0.3278	0.3568	0.3186	0.3289
	ドル	0.5493	0.5388	0.5866	0.5952	0.6144

注：値は保守側の切り上げ/切り下げ処理を行わず、全て四捨五入している。

*1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	%Δk	1.71	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
	%Δk	約0.68	約0.61	約0.63	約0.59	約0.61
最大投入反応度	ドル	約1.13	約1.01	約1.05	約1.12	約1.16
燃料エンタルピの最大値	kJ/kgUO ₂	約85	約11	約18	約46	約80
燃料エンタルピの増分の最大値 ^{*3}	kJ/kgUO ₂	約77	約3	約9	約38	約72
ピーク出力部燃料エンタルピ(絶対値)	kJ/kgUO ₂	約74	約8	約12	約37	約70

*1 制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2 APEXにより計算される実効遅発中性子割合

*3 燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ(8kJ/kgUO₂)を引いた値

表2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	%Δk	1.75	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.0013	0.0005	0.0009	0.0010	0.0015
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.0061	0.0061	0.0054	0.0054	0.0049
	%Δk	0.69	0.63	0.60	0.60	0.60
最大投入反応度	ドル	1.14	1.03	1.11	1.12	1.21
燃料エンタルピの最大値	kJ/kg	約50	約17	約28	約33	約68
燃料エンタルピの増分の最大値	kJ/kg	約42	約9	約20	約25	約60

*1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
炉心設計の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)

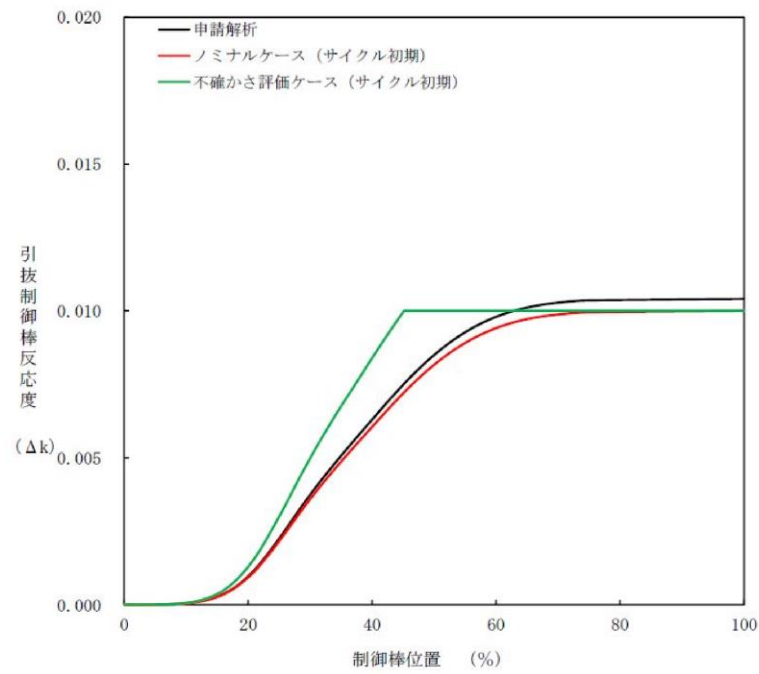


図 1. 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

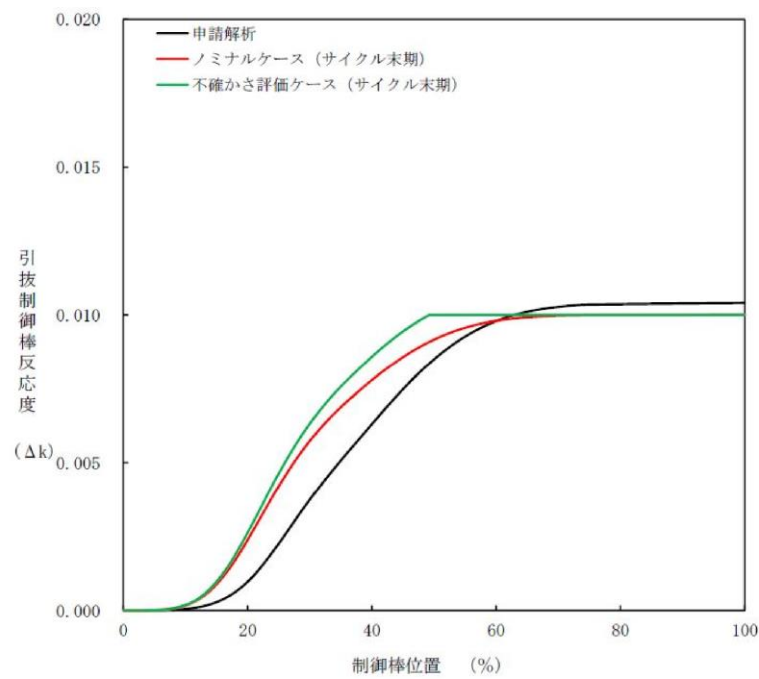
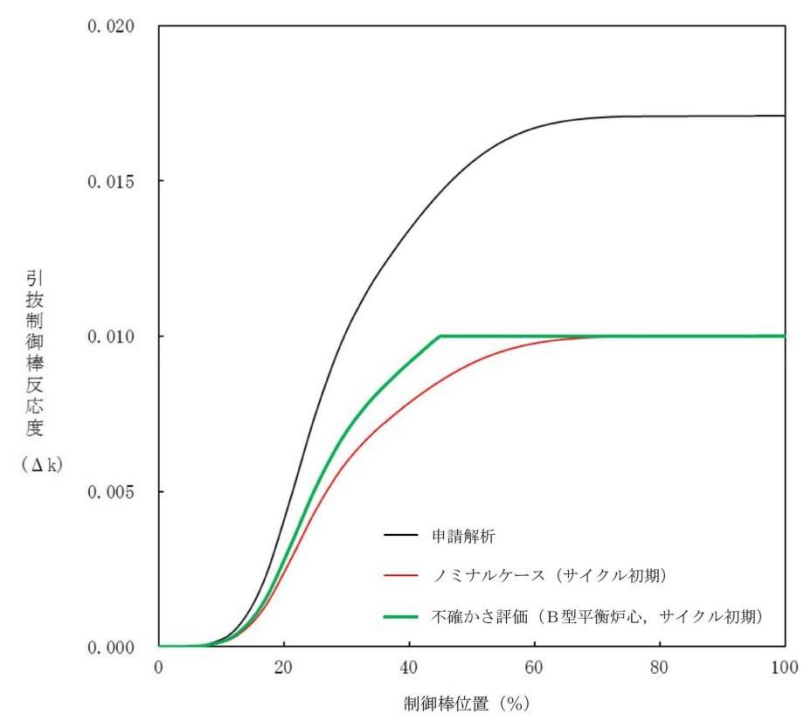
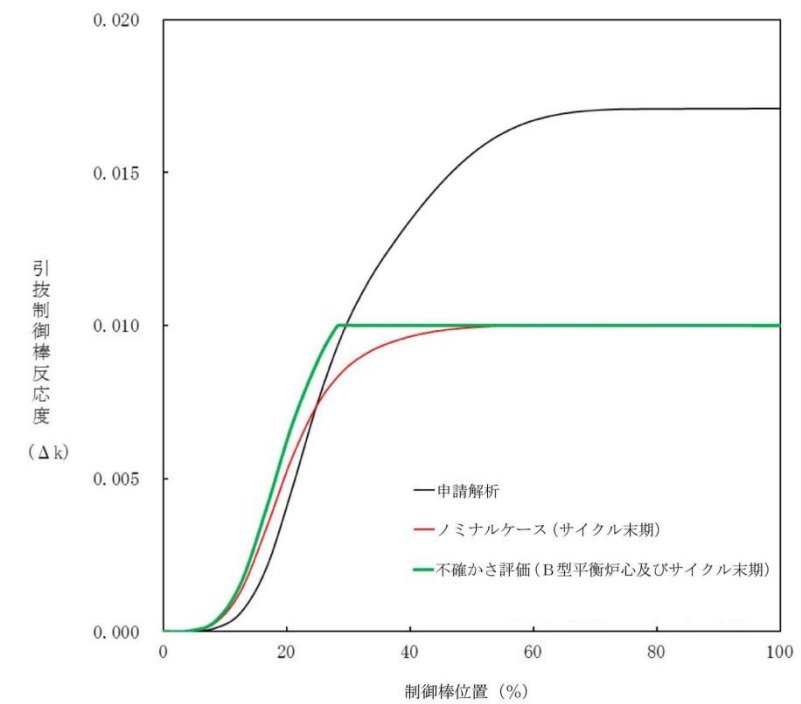


図 2. 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第 1 図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第 2 図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

島根原子力発電所 2号炉

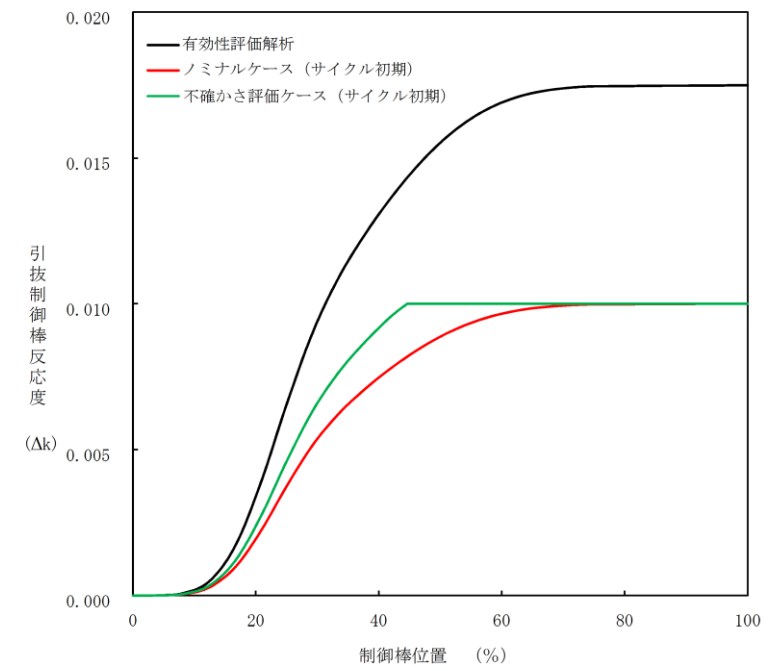


図 1 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

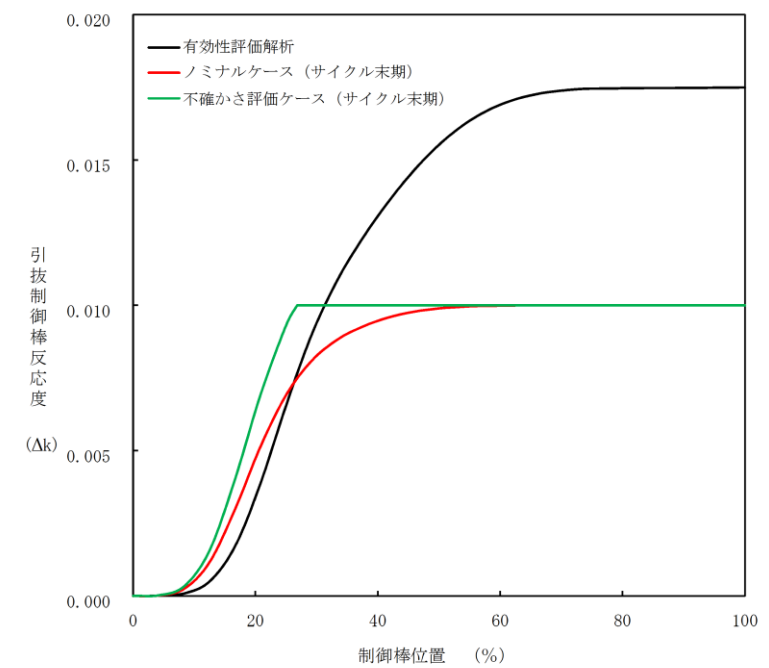


図 2 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
炉心設計の相違。