

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 2.4.1. 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)]

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>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>通常停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>小破断LOCA+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>中破断LOCA+RHR 失敗</u>」及び⑨「<u>大破断LOCA+RHR 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炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+RHR失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ③「<u>外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)</u>」, ④「<u>外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)</u>」, ⑤「<u>外部電源喪失+直流電源喪失(HPCS成功)</u>」, ⑥「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑧「<u>サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)</u>」, ⑫「<u>小破断LOCA+RHR失敗</u>」, ⑬「<u>中破断LOCA+RHR失敗</u>」及び⑭「<u>大破断LOCA+RHR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炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p><u>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする</u></p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, ①「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」, ②「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ③「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ④「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑤「<u>手動停止+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑥「<u>手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑦「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑧「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑨「<u>サポート系喪失+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑩「<u>サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑪「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑫「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑬「<u>冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑭「<u>冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑮「<u>冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑯「<u>冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑰「<u>冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑱「<u>冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗</u>」, ⑲「<u>外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗</u>」, ⑳「<u>外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗</u>」及び㉑「<u>外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)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炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>残留熱除去系(サ</u></p>	<p><u>事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水の準備が完了した後に、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系(低圧注水系)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷</u></p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、<u>取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。</u>ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</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>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【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><u>プレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した<u>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p><u>却系</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による<u>格納容器除熱</u>手段を整備する。</p>	<p>熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>手段を整備する。</p>	<p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違</li> </ul> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違</li> </ul>

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>これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1 図から第2.4.1.4 図に、手順の概要を第2.4.1.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<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28 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 (6 号及び7 号炉兼任)</u>、<u>当直副長2 名</u>、<u>運転操作対応を行う運転員12 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5 名</u>、<u>緊急時対策要員 (現場) は8 名</u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.6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>28名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、手順の概要を第 2.4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<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、<u>当直発電長1 名</u>、<u>当直副発電長1 名</u>及び<u>運転操作対応を行う当直運転員4 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う要員は4 名</u>及び<u>現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>20 名</u>で対処可能である。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第 2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.4.1.1-2 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 2.4.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<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31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</u>、<u>当直副長1 名</u>、<u>運転操作対応を行う運転員5 名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、<u>通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5 名</u>、<u>緊急時対策要員 (現場) は19名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3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>31名</u>で対処可能である。</p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・体制の相違 【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31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</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>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する</u>。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する</u>。これにより、<u>所内高圧系統(6.9kV)の母線</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。<u>また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系(可搬型)の準備を開始する。</u></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>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル3</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、<u>すべての非常用ディーゼル発電機等</u>が機能喪失する。これにより、<u>非常用高圧母線(6.9kV)</u>が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(<u>レベル2</u>)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>伴う、必要要員数の相違。</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>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IRRM), 柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装(SRNM)を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装(APRM)により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御</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. 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、常設代替交流電源設備、<u>代替原子炉補機冷却系、</u><u>低圧代替注水系 (常設)</u> の準備を開始する。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、<u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁</u>) が開動作可能であることを確認する。 <u>低圧代替注水系 (常設) のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、<u>サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により、</u><u>中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. <u>取水機能喪失の確認</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する。</u> <u>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。</u></p> <p>e. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>取水機能喪失を確認後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (残留熱除去系注入弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>サプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を</u></p>	<p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備を開始する。</p> <p>d. <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</u> <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁 (C-RHR注水弁) が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) <u>6 個</u>を手</p>	<p>の相違。</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>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、早期の電源回復不能判断により原子炉補機代替冷却系の準備を開始。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施するため、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【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>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）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、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> <u>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が13.7kPa[gage]到達後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</u> 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内</u></p>	<p>手動開操作し原子炉を急速減圧する。<u>また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）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）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>e. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生8時間後より残留熱除去系（低圧注水モード）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析結果の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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><u>圧力、復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 等である。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</u></p> <p>g. <u>残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転</u></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 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水</u></p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 -1m に到達後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</u></p>	<p>g. <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱</u></p> <p><u>緊急用海水系を用い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 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力</u>等である。</p> <p>h. <u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を開始した後、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) に到達した時点で、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 運転時に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) の運転を停止し、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。</u></p> <p><u>残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p><u>原子炉水位回復後は、原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。原子炉水位高 (レベル8) まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止</u></p>	<p>f. <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転</u></p> <p><u>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 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を開始する。</u></p> <p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水温度 (SA)</u>等である。</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を継続する。</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>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、<u>スプレィ冷却</u>、<u>サブプレッション・プール冷却</u>が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p><u>し、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）の運転を再開する。</u></p> <p><u>また、残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</u></p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）<u>及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレィ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER<u>及び</u>シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度等の過</u></p>	<p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」である。</p> <p>なお、<u>取水機能を喪失することから、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから</u>、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、<u>ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</u>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、<u>シビアアクシデント総合解析コードMAAP</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度等の過渡応答</u>を求める。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】 解析条件の相違による重要現象の対象の相違。</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>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なし</p>	<p>渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、<u>再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、<u>評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、</u></p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、<u>取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常</u></p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</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>を仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>タービン蒸気加減弁急速閉</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、<u>182m<sup>3</sup>/h(8.12~1.03MPa[dif])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁<u>(2個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約5%</u>を処理するものとする。</p>	<p>外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>で自動起動し、<u>136.7m<sup>3</sup>/h(7.86MPa[gage]~1.04MPa[gage])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(<u>安全弁機能</u>)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)(7個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約6%</u>を処理するものとする。</p>	<p>設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、<u>原子炉水位低(レベル3)</u>信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低(レベル2)</u>で自動起動し、<u>91m<sup>3</sup>/h(8.21~0.74MPa[gage])</u>において)の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁(<u>逃がし弁機能</u>)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)(6個)</u>を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約8%</u>を処理するものとする。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、実運用と解析条件が相違することについて理由を記載。</li> <li>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</li> <li>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</li> </ul>

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>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>最大300m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系 (常設)による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> <u>格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系</u> 伝熱容量は<u>約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p> <p>(g) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u> 伝熱容量は、熱交換器1基あたり<u>約8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温52℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p>	<p>(d) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>)による原子炉減圧後に、<u>最大 378m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>緊急用海水系</u> 伝熱容量は<u>約 24MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度 32℃において)</u>とする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> <u>残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) を使用する場合は、1,692m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において) とする。</u></p>	<p>(d) <u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉減圧後に、<u>1,136m<sup>3</sup>/h (0.14MPa[dif]において) (最大 1,193m<sup>3</sup>/h)</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) <u>原子炉補機代替冷却系</u> 伝熱容量は、<u>事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度30℃において)</u>とする。</p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</u> 伝熱容量は、<u>熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW、事象発生24時間以降において約11MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度30℃において) とする。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象発生24時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準</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>(h) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>  <u>残留熱除去系（低圧注水モード）は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し、954m<sup>3</sup>/h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件  運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</u></p> <p>(b) <u>低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</u></p> <p>(c) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。</u></p>	<p>(g) <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>  <u>残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m<sup>3</sup>/h (0.14MPa [dif] において) (最大1,676m<sup>3</sup>/h) の流量で注水するものとする。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件  運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に開始する。</u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件  運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達する事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違  【柏崎 6/7, 東海第二】  島根 2号炉は、事象発生 24 時間以降において、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため、伝熱容量が変化する。</p> <p>・解析条件の相違  【柏崎 6/7, 東海第二】  島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・運用の相違  【柏崎 6/7】  島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間まで、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析条件の相違  【柏崎 6/7, 東海第二】  島根 2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構</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>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。</u></p> <p>(e) <u>代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(f) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</u></p> <p>(g) <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</u></p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、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し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</u></p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系運転操作は、事象発生から8時間後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は、原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から8時間後に開始する。</u></p>	<p>成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</li> <li>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2号炉の原子炉代替補機冷却系は可搬型設備である。</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</li> <li>・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱</li> </ul>

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>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※1, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.7図から第2.4.1.12図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.13図から第2.4.1.18図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.19図から第2.4.1.22図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には, 原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を, 7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 外部電源喪失により, 事象発</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1-4 図から第2.4.1-9 図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1-10 図から第2.4.1-12 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1-13 図から第2.4.1-16 図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域), 原子炉水位(狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては, 原子炉水位異常低下(レベ</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に, 燃料被覆管温度, 高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後, 原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし, また, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては, 原子炉水位低(レベル2)で</p>	<p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 炉心は露出せず, 冠水維持する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 高出力燃集合体にPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では, 炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。</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>生とともに<u>10台全て</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>70分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁<u>2個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p><u>ル2)</u>により<u>2台全て</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>104分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）<u>7個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p><u>2台すべて</u>がトリップする。</p> <p>事象発生から<u>20分</u>経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、<u>事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）<u>6個</u>を手動開することで実施する。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、中央制御室より速やかに受電操作が可能であることから想定時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</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>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心は再冠水する。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、<u>原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</u></u></p> <p><u>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から約 13 時間経過した時点での<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による格納容器除熱を行う。</p>	<p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部は下回らず、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、<u>炉心の冠水は維持される。</u></u></p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により<u>上昇する。その後、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水により、<u>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</u></u></p> <p><u>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率</u>については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、事象発生から<u>8時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高出力燃集合体に P C T が発生している。</p> <p>・解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し</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. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.13 図</u>に示すとおり、<u>原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1.7 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による原</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1-10 図</u>に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。<u>燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）の作動により、<u>約7.79MPa [gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約8.09MPa [gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納</u></p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.1.2-1(7)図</u>に示すとおり、<u>初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。</u>また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.1.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>逃がし弁機能</u>）の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇するが、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系に</u></p>	<p>ないため格納容器スプレィを実施しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析結果の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器スプレィの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</li> <li>解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> <li>解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、燃料被覆管の最高温度が初期値を上回らない。</li> <li>解析条件の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。</li> <li>解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7、東海第二】</li> <li>解析結果の相違</li> </ul>

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>子炉格納容器冷却及び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格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.30MPa[gage]及び約143℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.4.1.8 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により約4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>20時間後に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格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替</u></p>	<p>容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.28MPa[gage]及び約141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第 2.4.1-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水継続により炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。</u></p>	<p>よる<u>原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約132kPa[gage]及び約117℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生から 12 時間までの操</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>格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を</u></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 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧</p>	<p>による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは<u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後</u></p>	<p>作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</li> <li>・解析結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</li> </ul>



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>小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、<u>格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていること、<u>また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、<u>また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</p>	<p>島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u>に評価し、<u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u>に評価することから、<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。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価することから、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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、<u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め<u>に評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>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2.4.1.2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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約42kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、</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2.4.1-2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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約33kW/m～約41kW/m</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいこ</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2.4.1.2-1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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は<u>約40.6kW/m以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度の上昇が遅くなる</u>が、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>・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 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮するため。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎ</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>運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、<u>原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、<u>燃料被覆管温度の上昇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。</u></p>	<p>とから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、<u>事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、<u>炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、<u>原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和される。<u>また、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>を、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、外部電源ありを包含する条件を設定。</li> <li>解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> <li>解析条件の相違【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</li> <li>解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> <li>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。</li> <li>解析結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心</li> </ul>

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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、<u>また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる</u>ことから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により<u>炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>31GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>低圧代替注水系（常設）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約<u>30GWd/t</u>であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。<u>また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>の冠水は維持される。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>実績値の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</li> <li>解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> <li>整理方針の相違</li> <li>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</li> <li>解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</li> <li>解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> <li>解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱</li> </ul>

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>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約30分間で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、原子炉水位維持の観点では問題とならない。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間として事象発生から約3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、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却</u></p>	<p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時</u></p>	<p>機器条件の<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.2)</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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）</u></p>	<p>除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等</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>系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20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、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 style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、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 style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p><u>による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料2.4.1.2)</u></p>	<p>を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モード</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><u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約30分で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、<u>低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p><u>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、<u>運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である</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>操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、<u>運転員等操作時間に与える影響</u></p>	<p>にて格納容器除熱を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から20分）に左右されない。</li> <li>解析条件の相違 【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系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</li> <li>解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</li> <li>解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、原子炉</li> </ul>



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>に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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。 <u>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p> <p><u>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、<u>低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(事象発生から少なくとも8時間程度)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</u></p>	<p><u>として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u> (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(8時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</p>	<p>補機代替冷却系の系統構成等に必要準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始として事象発生から8時間後を設定しており、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始(事象発生から20分)に左右されない。</p> <p>・解析条件の相違 【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系統構成等に必要準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプ</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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約18時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。 <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、<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時間までに必要な要員は</u>、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり<u>28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>72名</u>で対処可能である。</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器圧力は約0.28MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa [gage] から解析条件で設定した0.279MPa [gage] に到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき、残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから、時間余裕がある。 <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <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」で説明している災害対策要員（初動）の <u>39名</u> で対処可能である。</p>	<p>操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、<u>実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa [gage] に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</u> <u>(添付資料2.4.1.2)</u></p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>31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>45名</u> で対処可能である。</p>	<p>レイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 原子炉補機代替冷却系の操作が遅れた場合、格納容器圧力が上昇することから、島根2号炉は、格納容器圧力基準で実施する格納容器代替スプレイ実施操作に対する余裕時間を記載。</p> <p>・体制の相違 【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</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>また、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            事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源  <u>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m<sup>3</sup>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7,000m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価            事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源  <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 620m<sup>3</sup>の水が必要となる。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u>  <u>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</u>            (添付資料 2.4.1.4)</p>	<p>(2) 必要な資源の評価            事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源  <u>原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の運転継続実施が可能である。</u></p>	<p>実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用及び設備設計の相違</li> </ul> <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 31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> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> </ul> <p>【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> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7，東海第二】            島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】            島根 2号炉は，原子炉隔離時冷却系の水源に S / C 水源を使用。</p>

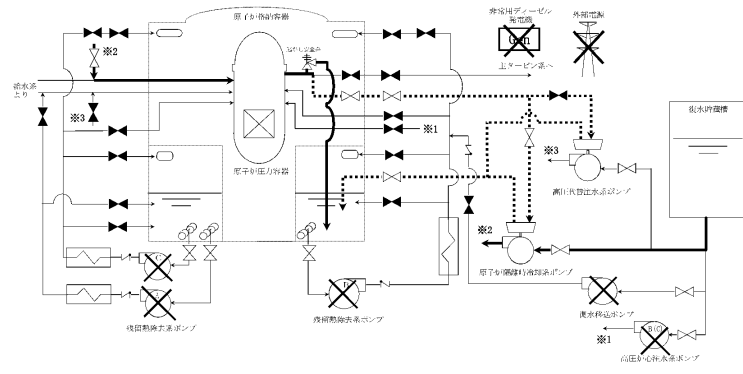
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u> (添付資料2.4.1.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。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643kL)。</u></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、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、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</u>について、7日間の継続が可能で</p>	<p>b. 燃料</p> <p>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は、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約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>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。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約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。</u> (添付資料2.4.1.5)</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352m<sup>3</sup>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450m<sup>3</sup>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による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に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53m<sup>3</sup>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730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。</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8m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m<sup>3</sup>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。</u> (添付資料2.4.1.3)</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【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、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は専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</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>ある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</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、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>6号炉で約1,649kW</u>、<u>7号炉で約1,615kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>1台あたり2,950kW</u>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、<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</u>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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.5)</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁による原子炉注水手段</u>、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約3,186kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置5台</u>）は連続定格容量が<u>約5,520kW</u>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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.6)</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</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>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約2,966kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>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、<u>緊急時対策所用発電機</u>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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.1.4)</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</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>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>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> <ul style="list-style-type: none"> <li>・電源設備容量の相違</li> <li>【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が異なる。</li> <li>・設備設計の相違</li> <li>【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。</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</li> <li>・解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達し</li> </ul>

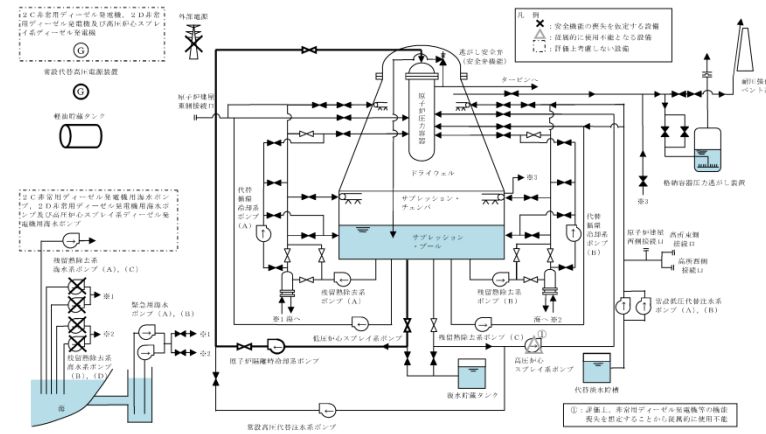
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，<u>低圧代替注水系（常設）</u>，<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水，<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却，<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR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，原子炉隔離時冷却系，<u>低圧代替注水系（常設）</u>，<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水並びに<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象＋崩壊熱除去失敗</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，原子炉隔離時冷却系，<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉注水，<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。</p>	<p>ないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p><b>【東海第二】</b> 島根2号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため，サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違 <b>【柏崎6/7，東海第二】</b> 島根2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 <b>【柏崎6/7】</b> 島根2号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p><b>【東海第二】</b> 島根2号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため，サブプレシ</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>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(常設)</u>、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(低圧注水モード)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u>による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系(常設)</u>、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉注水、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>による<u>格納容器除熱等</u>の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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、原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉注水、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>による<u>原子炉格納容器除熱等</u>の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>ン・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p>

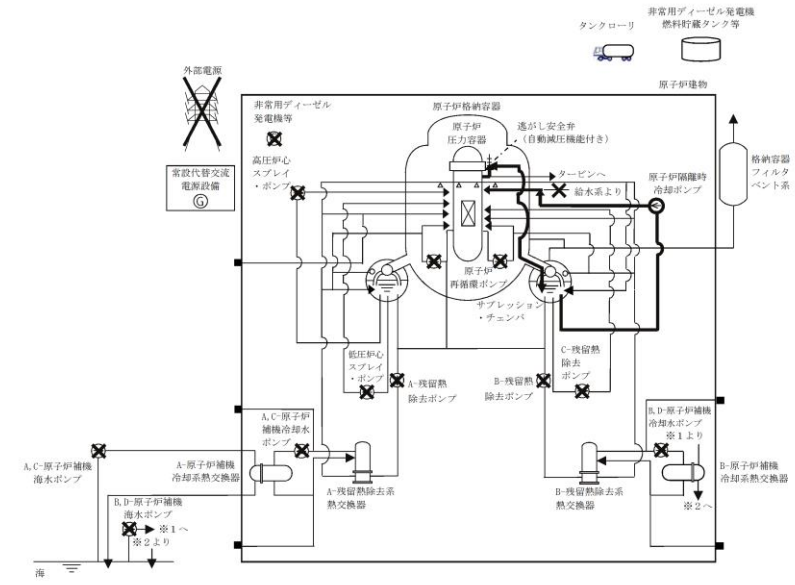
・設備設計の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】



第 2.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」  
の重大事故等対策の概略系統図（1/4）  
（原子炉注水及び原子炉急速減圧）



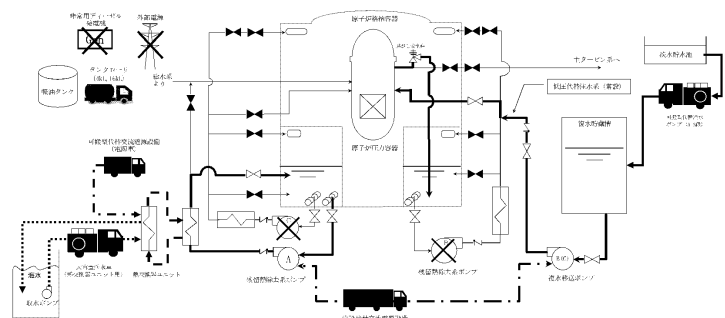
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）  
時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



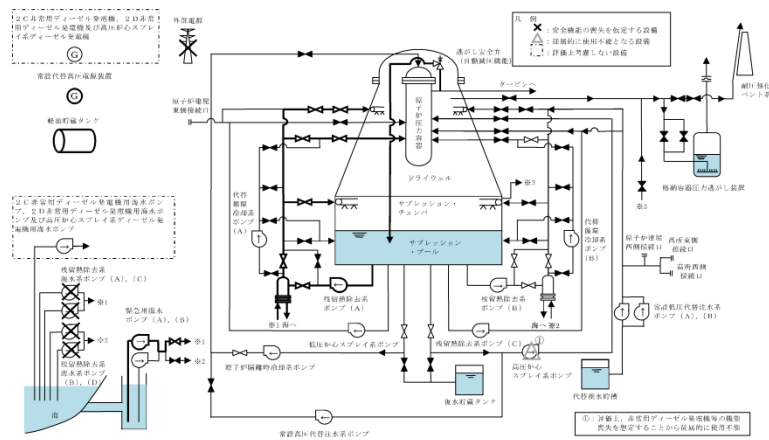
第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した  
場合）」の重大事故等対策の概略系統図  
（原子炉注水及び原子炉急速減圧）



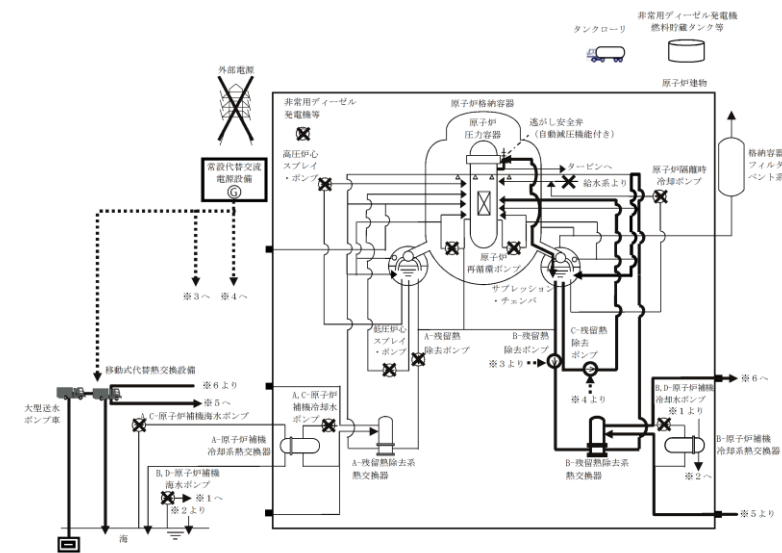
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p>			<ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</li> </ul> <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p>
<p>第 2.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の重大事故等対策の概略系統図（2/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）</p>	<p>第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）</p>		



第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」  
の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



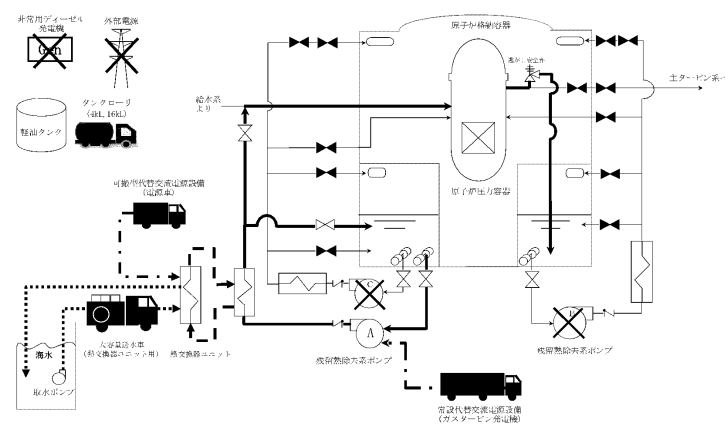
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)  
時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納  
容器除熱段階)



第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失し  
た場合)」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
島根 2号炉は、残留熱  
除去系(低圧注水モード)  
による原子炉注水を実  
施。

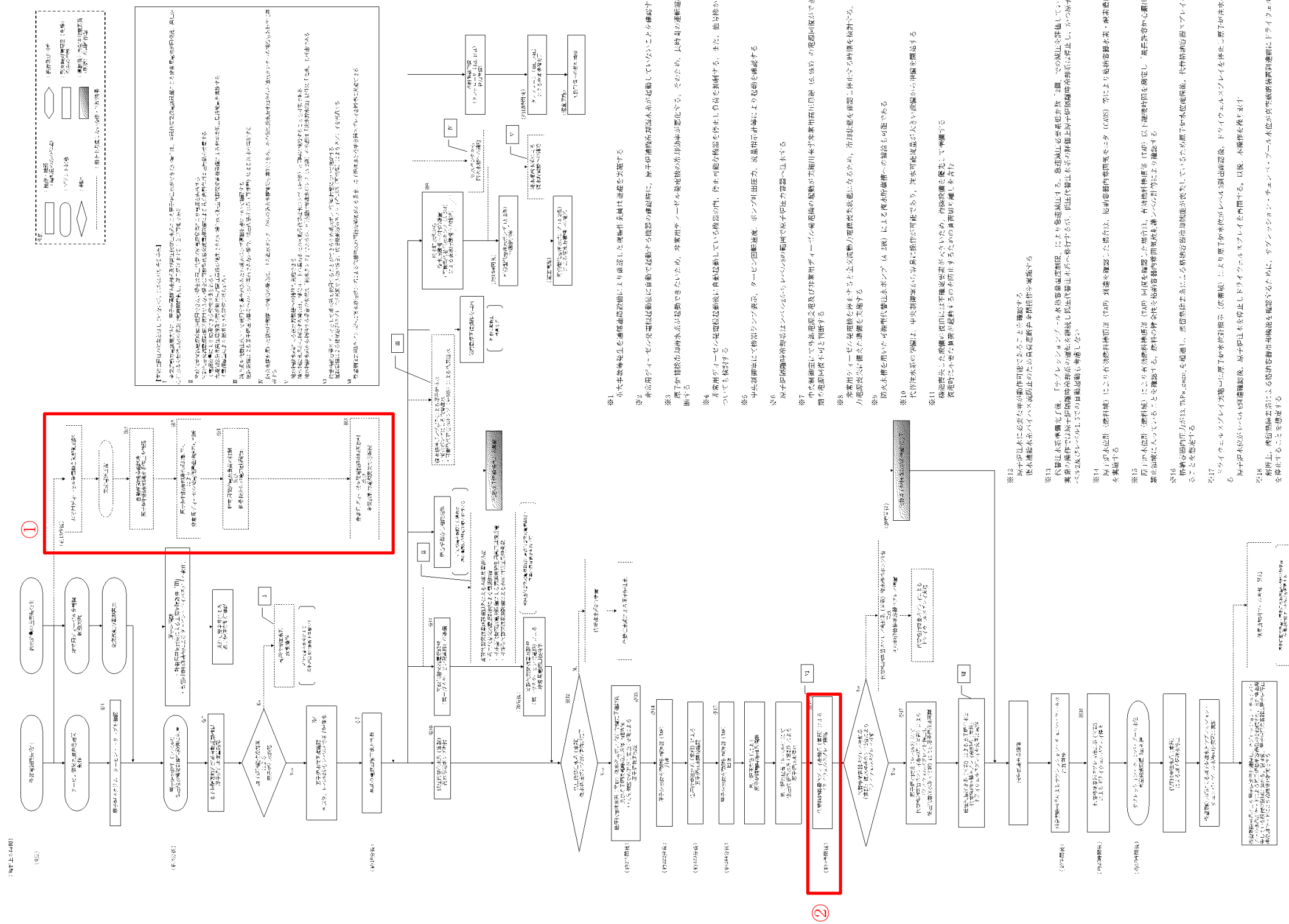


※残留熱除去系の低圧注水モードとサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替え  
て、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

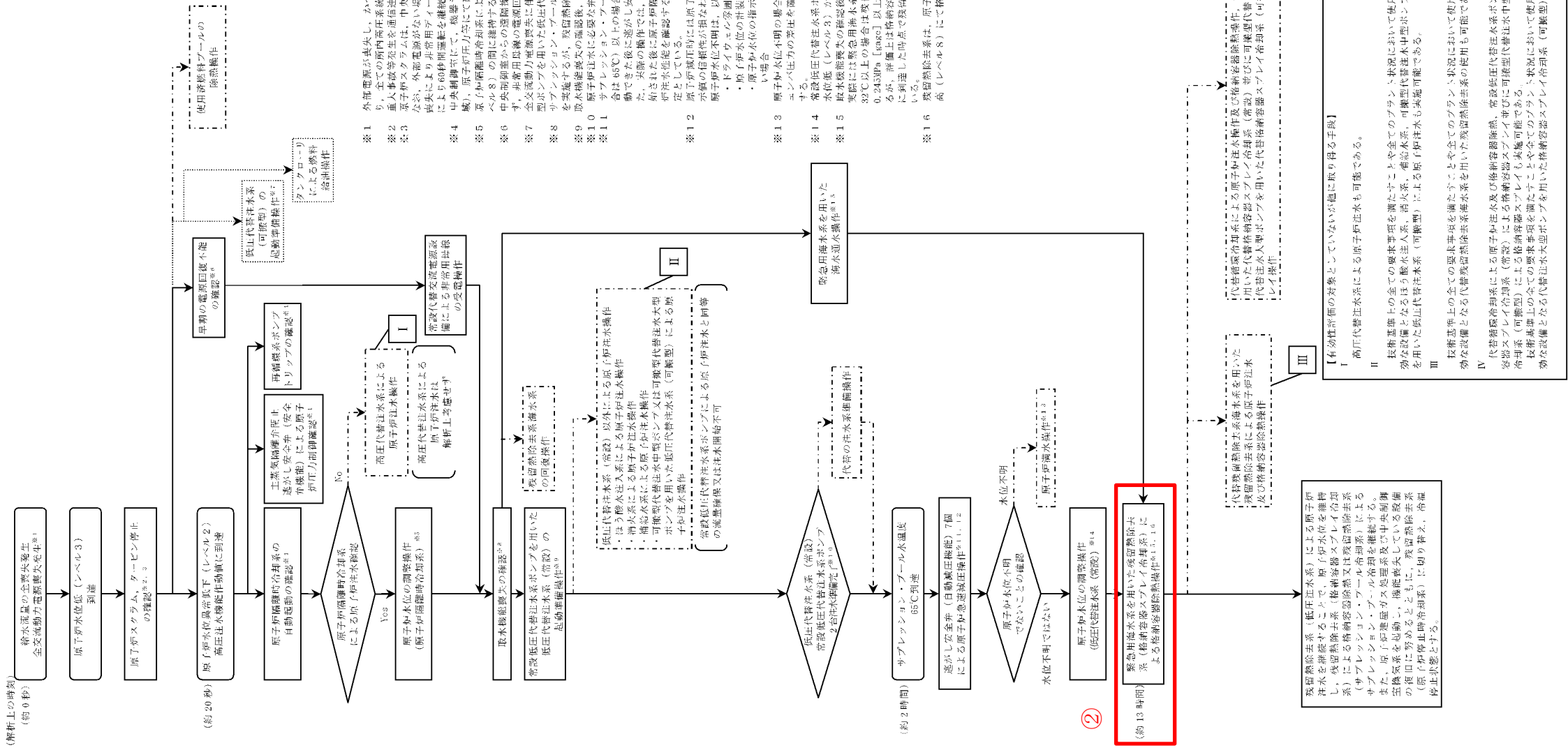
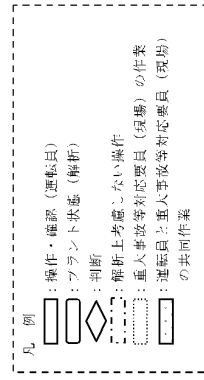
第 2.4.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」  
の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-2図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第2.4.1.5図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要



- ※1 中央放水等発生を通報直前直後に、より厳密な監視と監視作業は進捗を点検する
- ※2 非常用ディーゼルの電圧変動に自動で起動する機器の動作時に、原子炉冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※3 原子炉が冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※4 非常用ディーゼルの電圧変動に自動で起動している機器の動作時に、原子炉冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※5 中央放水機にて検出ポンプが、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示器等により起動を確認する
- ※6 原子炉停炉時冷却系はポンプからのレベルの範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※7 中央放水機にて冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※8 非常用ディーゼルの電圧変動に自動で起動する機器の動作時に、原子炉冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※9 代用冷却水の確保は、中央放水機からの注水が可能である、注水可能な量が入り遅延から冷却系を維持する
- ※10 代用冷却水の確保は、中央放水機からの注水が可能である、注水可能な量が入り遅延から冷却系を維持する
- ※11 冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※12 原子炉注水に必要な注水が確保できない場合は、冷却系を維持する
- ※13 冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※14 原子炉注水計画（冷却系）により冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※15 原子炉注水計画（冷却系）により冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※16 冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※17 冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する
- ※18 冷却系が過熱する、その場合、長期間の運転継続が不可能と判断する



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機等からの受電に失敗することにより、全ての炉内両炉系統 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 重大事故等発生を通信連絡装置により確認した既操作要員は退避を要する。
- ※3 原子炉システムは、中央制御室にて平均出力目標値調整等により制御する。
- ※4 喪失により非常用ディーゼルの発電機等が一旦自動起動するが、取水機能喪失により非常用ディーゼルの発電機用油ポンプが起動しない場合は、インターロックにより強制起動を継続した後停止する。
- ※5 中央制御室にて、騒音ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (レベル8) の間を維持する。
- ※6 原子炉水位が危険レベル (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持する。
- ※7 中央制御室からの遠隔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、非常用電源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。
- ※8 全系統動力機器等に相当する低圧注水機停止を決定した場合は、速やかに可動型代替注水中のポンプを用いた低圧注水機 (可動型) による原子炉注水の確保を開始する。
- ※9 サブプレッション・プール注水機停止 (レベル3) 以上であることを確認し、サブプレッション・プールの注水を停止する。
- ※10 原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。
- ※11 原子炉水位に必要十分な注水量が確保されていることを確認する。
- ※12 原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。
- ※13 原子炉水位不明の場合は、原子炉注水機を運転し、原子炉水位をサブプレッション・プールの注水機を運転することで、原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。
- ※14 緊急注水機停止 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持する。
- ※15 原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。
- ※16 緊急注水機停止 (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。原子炉水位が危険レベル (レベル3) 以上であることを確認する。

備考

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-2図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

【有効性評価の対象としていないが他に取れる手順】

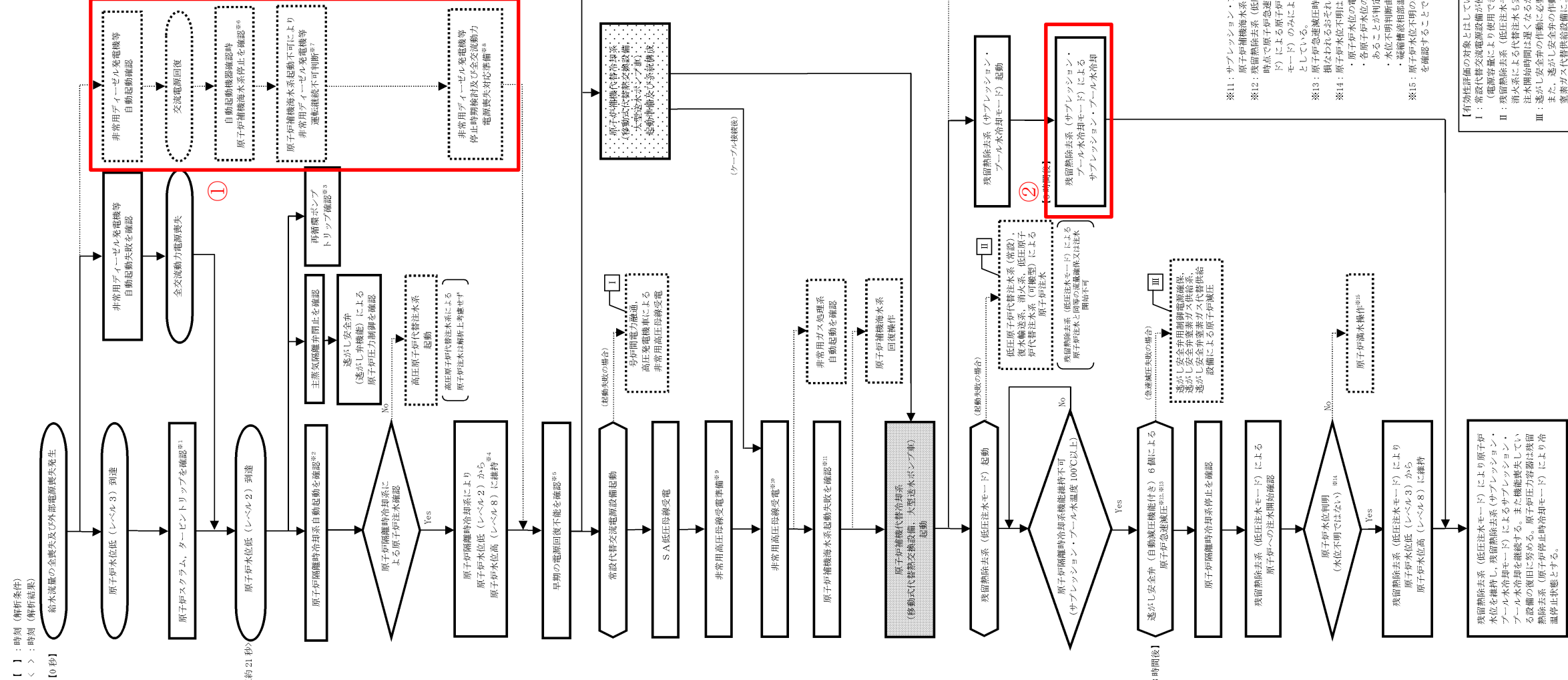
- I 高圧代替注水機による原子炉注水も可能である。
- II 長機基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる圧力容器注水機、消防水、補給水、可動型代替注水機 (可動型) を用いた低圧代替注水機 (可動型) 及び可動型代替注水機 (可動型) による原子炉注水も可能である。
- III 長機基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる圧力容器注水機 (可動型) による原子炉注水も可能である。
- IV 長機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圧力容器注水機 (可動型) による原子炉注水も可能である。





凡例  
 ◊ : 判断  
 □ : 操作・確認  
 ○ : 時刻 (解析条件)  
 ○ : 時刻 (解析結果)  
 [ ] : 時刻 (解析結果)

※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力周波数計表により確認する。  
 ※2: 重大事故発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を要する。機器の起動を中止し、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。  
 ※3: 外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。  
 ※4: 運用中は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。  
 ※5: 中長期計画からの遠隔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、必ず非常用ディーゼル発電機等の電源回復が可能な場合、早期の電源回復を要し、原子炉補機海水系が起動しないことを確認する。  
 ※6: 非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機海水系が起動しないことを確認する。  
 ※7: 原子炉補機海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が低下する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。  
 ※8: 非常用ディーゼル発電機等を停止すると至交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時間を検討する。また、至交流動力電源喪失に備えた準備を要する。  
 ※9: 復旧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。  
 ※10: 非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。



【1】: 時刻 (解析条件)  
 < > : 時刻 (解析結果)  
 [ ] : 時刻 (解析結果)

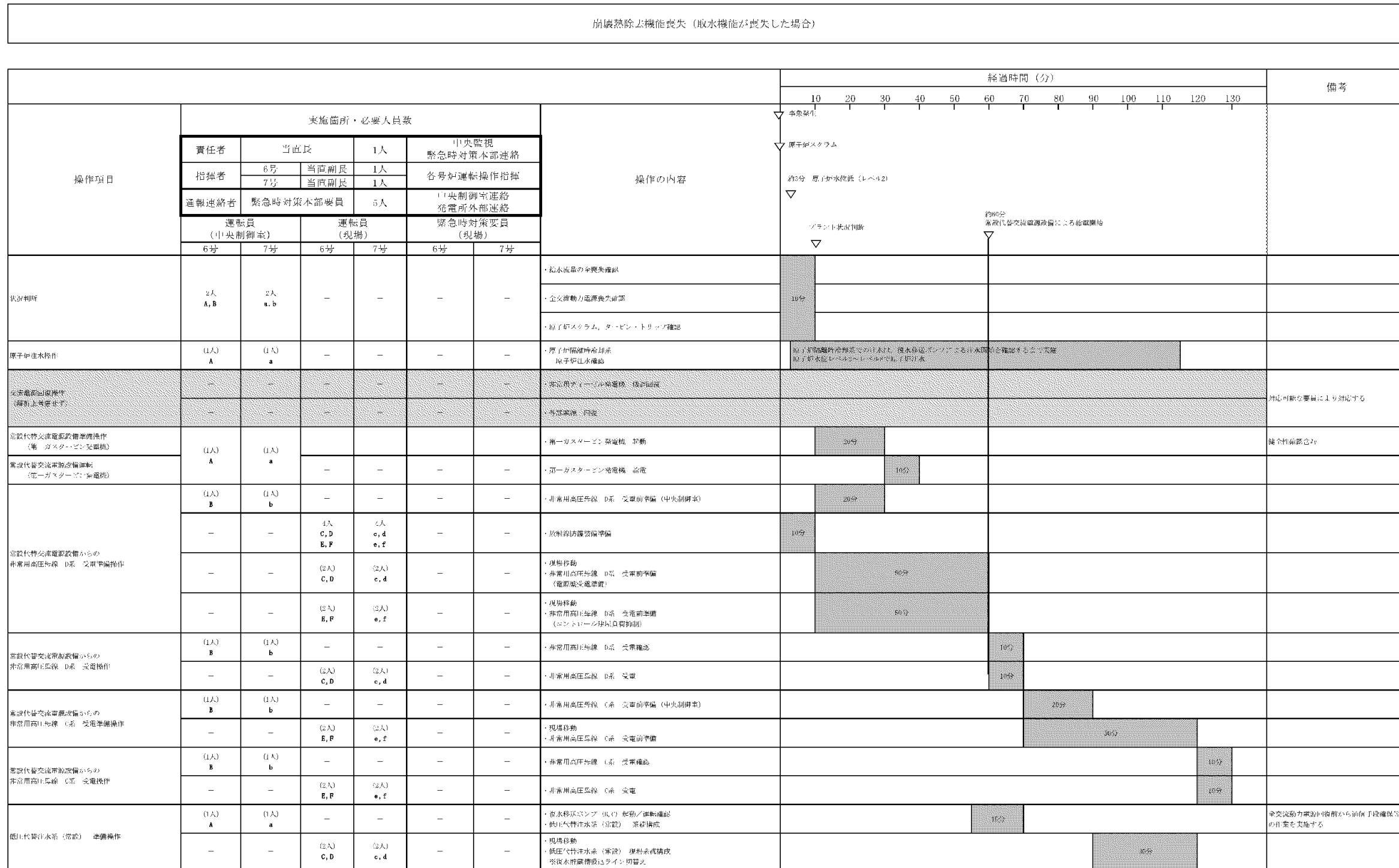
※11: サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し、サプレッション・プール水冷却を実施するが、原子炉補機海水系の起動操作に失敗することでも取水機能喪失を判断する。  
 ※12: 残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水準備が完了後、サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉緊急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水が開始された後に原子炉補機海水系が停止するが、解析上は残留熱除去系 (低圧注水モード) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉補機海水系は停止する想定としている。  
 ※13: 原子炉緊急減圧時には原子炉水位計減圧槽内の原子炉冷却材の減圧槽内により原子炉水位の指示値が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明ではないことを確認する。  
 ※14: 原子炉水位の指示値は以下により確認する。  
 ・各原子炉水位の電流が検出された場合  
 ・原子炉水位の電流が検出された場合  
 ・水位が不明な場合  
 ・水位が不明な場合  
 ・水位が不明な場合  
 ・水位が不明な場合  
 ※15: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減圧し、原子炉圧力とサプレッション・チェンバの圧差を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TRF) 以上であることを確認する。

【行動性手帳の対象とはしていないが、他に取れる手段】  
 I: 緊急時緊急減圧電源設備が使用できない場合は、発電機電力機又は高圧発電機車により電源を供給する。  
 (電源設備により使用できる設備に限られる)  
 II: 残留熱除去系 (低圧注水モード) と同等の流量が確保できないが、低圧原子炉代替注水系 (常設)、復水輸送系、消火系、高圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水  
 III: 逃がし安全弁の作動に必要な蒸気ガスが喪失している場合は、逃がし安全弁制御電源確保、蒸気ガス供給装置による原子炉減圧

第2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

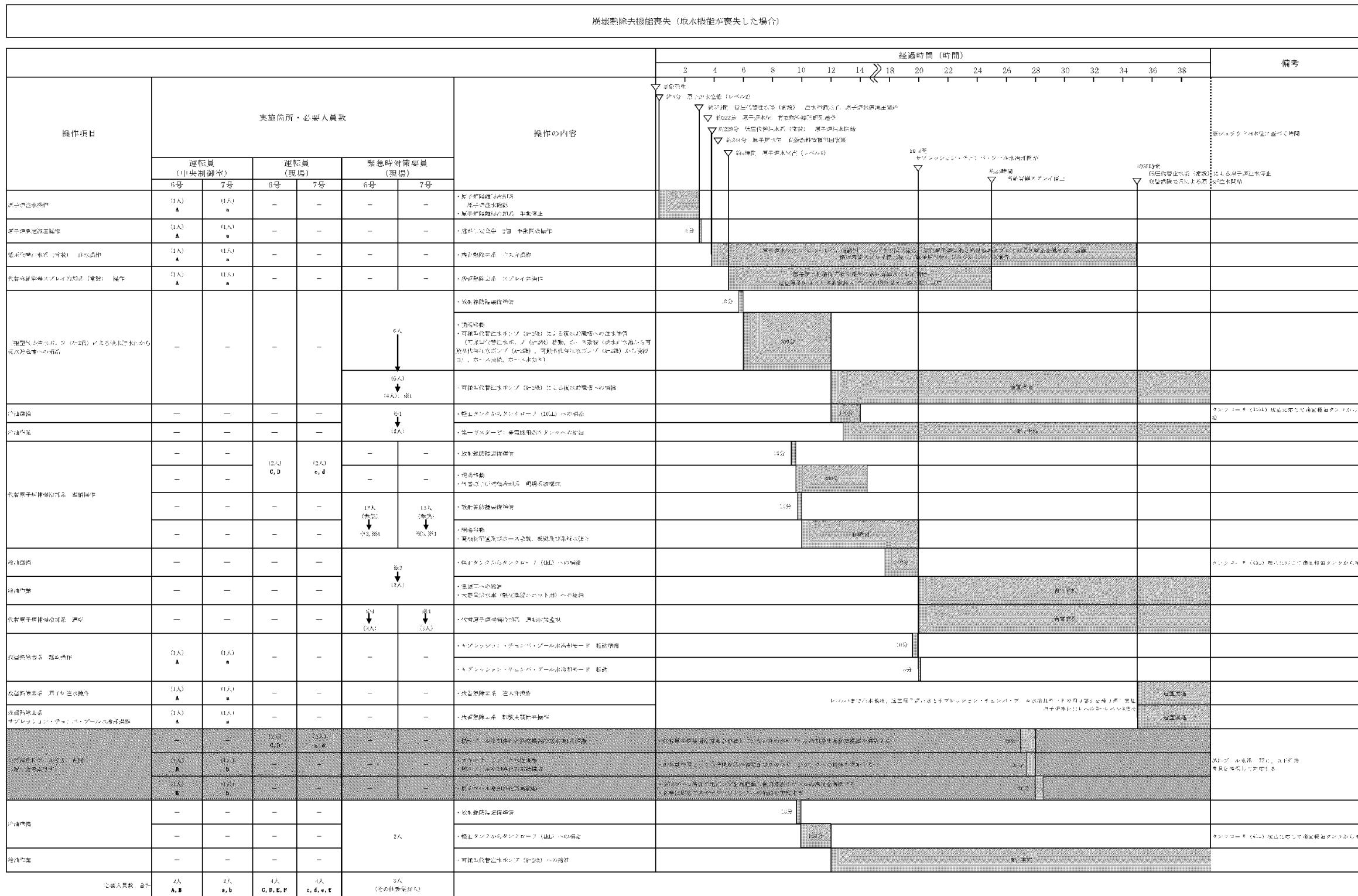
備考
・設備設計の相違 <b>【東海第二】</b> ①島根2号炉は、崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル発電機等の取水設備は同一のため、取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから、崩壊熱除去機能の取水設備と非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから、崩壊熱除去機能喪失により非常用ディーゼル発電機等は機能喪失しない。 ・解析結果の相違 <b>【柏崎6/7】</b> ②島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。 <b>【東海第二】</b> ②島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（2/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）				経過時間（分）		備考
機中項目	実施場所・必要員数 【1】は機中業務 移動してきた要員			機中の内容		
	責任者	当直班班長	1人	中央監視 運転操作指図		
	補佐	当直副班長	1人	運転操作指図指図		
	指揮者等	当直班班員 (指揮者等)	4人	初期対応の指揮 発電所内外連絡		
	当直班班員 (中央監視室)	当直班班員 (現場)	東大事故等対応要員 (現場)			
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●給水装置全喪失の確認</li> <li>●全交流動力電源喪失の確認</li> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●クローブ停止の確認</li> <li>●主要気漏検出停止及び5%がし安全弁（安全弁極限）による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●再循環ポンプ停止の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の停止確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分	全交流動力電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施される
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時合点直後）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力の調整操作	原子炉水位と原子炉水位差（レベル2）が、原子炉水位高（レベル3）の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイズシステム発電機の手動起動操作（失敗）	1分	外部電源がない場合に実施される
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分	外部電源がない場合に実施される
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施	燃料上考慮しない 外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	1分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央監視室）	35分	外部電源がない場合に実施される
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分	外部電源がない場合に実施される
	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分	外部電源がない場合に実施される
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残存熱除去系取水系の手動起動操作（失敗）	4分	
残存熱除去系取水系の回復操作	-	【2人】 C, D	-	●残存熱除去系取水系の回復操作、失敗原因調査		燃料上考慮しない
常設代替代替注水ポンプを用いた常設代替注水系統（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設代替注水ポンプを用いた常設代替注水系統（常設）による原子炉注水の系統確保操作及び起動操作	3分	
可搬型代替注水中継ポンプを用いた常設代替注水系統（可搬型）の起動準備操作	-	-	3人 a, b, c	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、ボース電線等の操作	170分	燃料上考慮しない

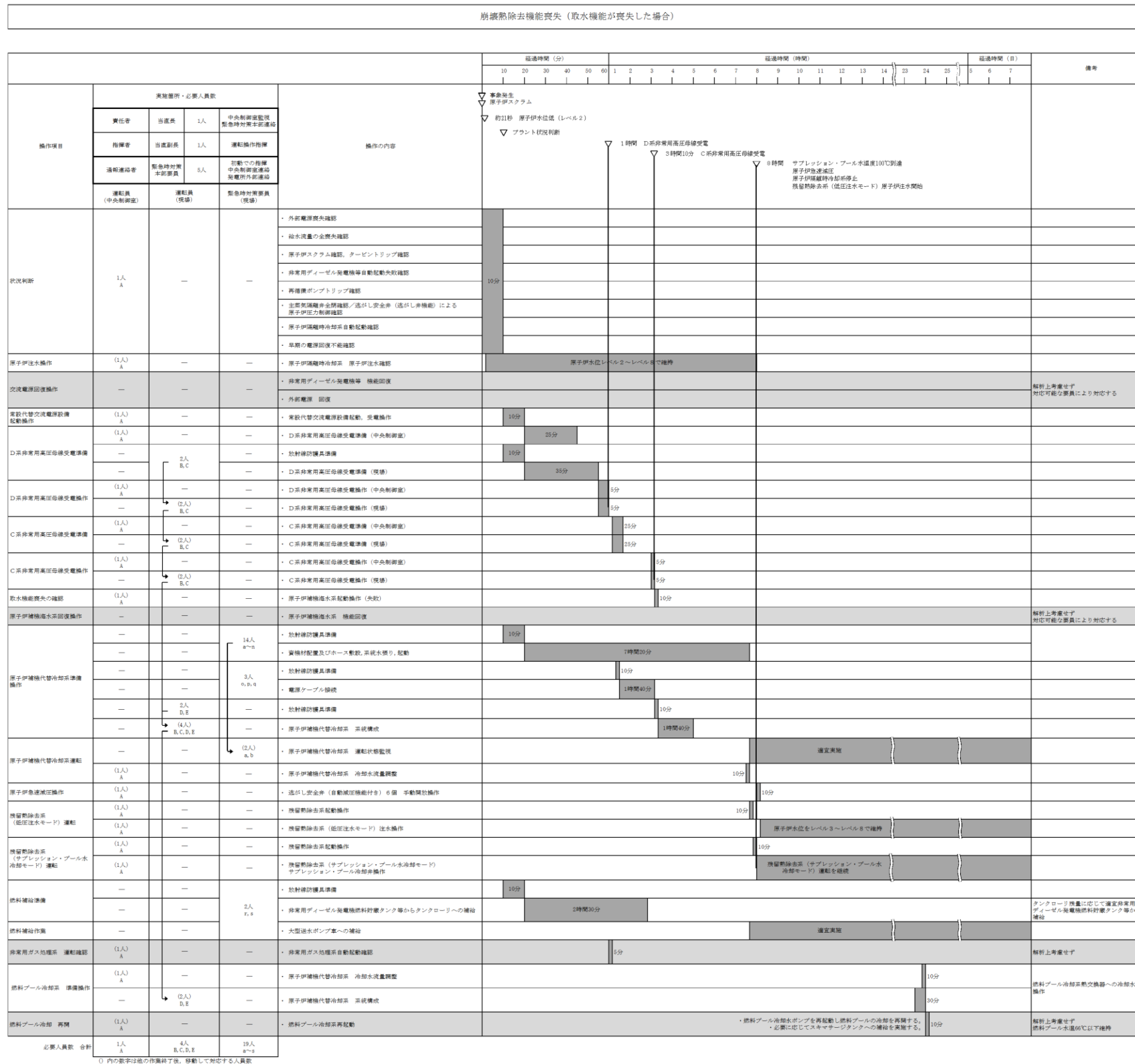
第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）



差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

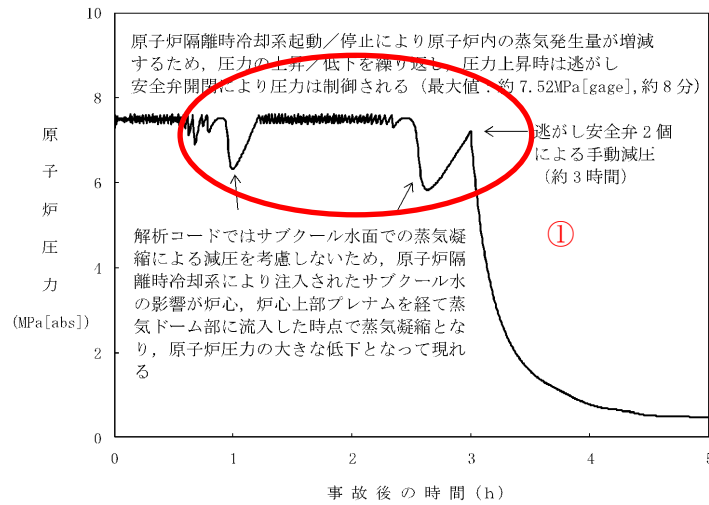
				崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）													
機作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後 移動してきた要員			機作の内容	経過時間（時間）												備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作													
常設低圧代替注水 ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操 作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分												取水機能喪失の確認後に実施する
過剰安全弁（自 動減圧機）によ る原子炉圧力減 圧操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁（自動減圧機）の自動開放操作	1分												
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作													
緊急用海水系を 用いた残留熱除去 系（低圧注水系） による原子炉注水 操作並びに残留熱 除去系（格納容器ス プライン冷却系）に よる格納容器除熱 操作又は残留熱除 去系（サブプレッ ション・プール冷却 系）によるサブプレ ッション・プール 冷却操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプライン冷却系）による格納容器除熱操作又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却の交互運転操作	20分	2分											
格納容器熱目アールの 除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ポンプ）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作													<p>解除し得ない スロウダウンによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷卻系の稼働まで に実施する</p> <p>解除し得ない 有状態後継ぎで実施する</p>
可搬型代替注水中 間ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）の起動 準備操作	-	-	5人 （～）	●可搬型代替注水中間ポンプの移動、ホース搬送等の操作	170分												解除し得ない
必要員合計	2人 A、B	2人 C、D	10人 （～）														

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）

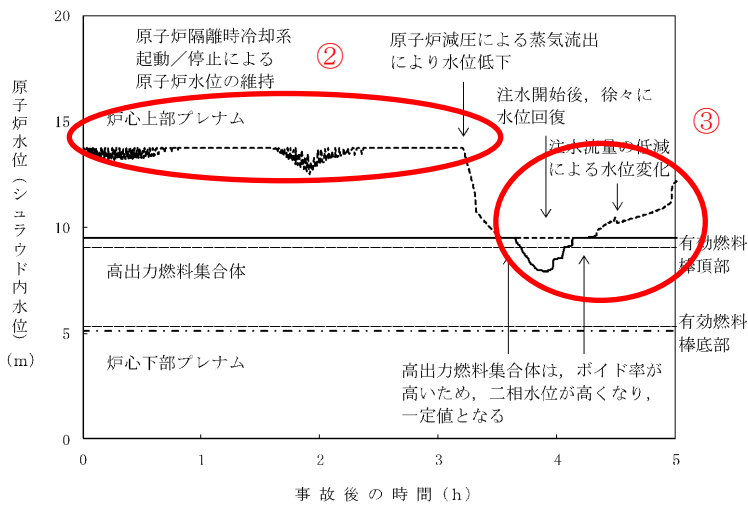


第 2.4.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間

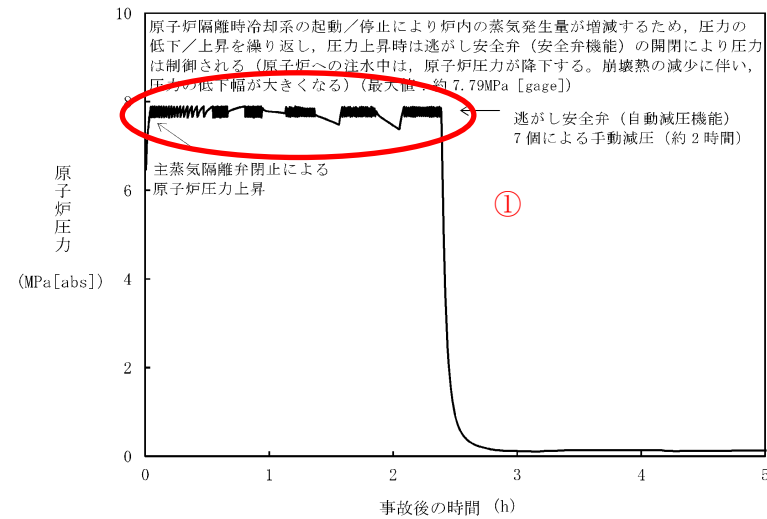
・ 解析結果の相違に基づく差異。  
 ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。  
 ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。  
 ・ 体制の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



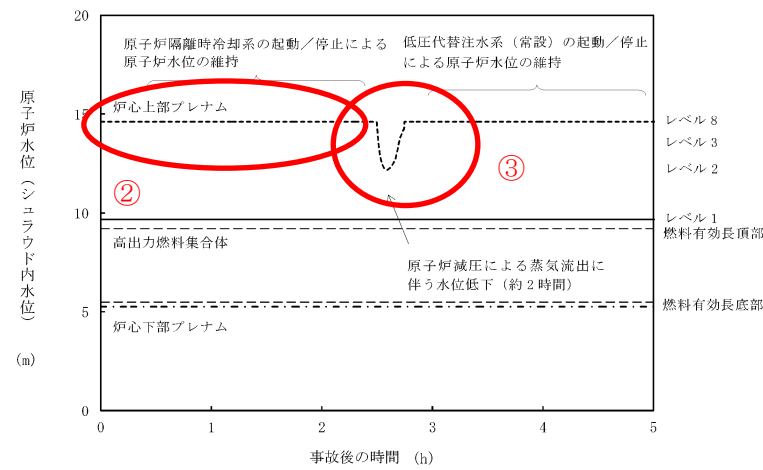
第 2.4.1.7 図 原子炉圧力の推移



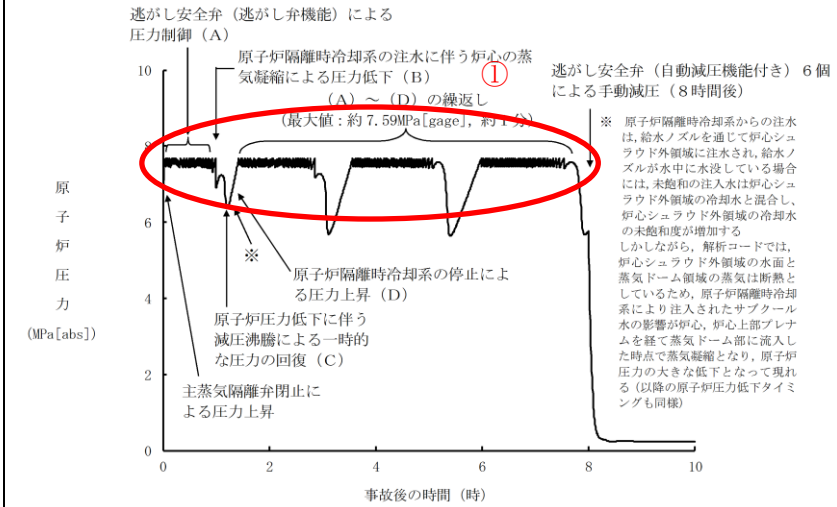
第 2.4.1.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



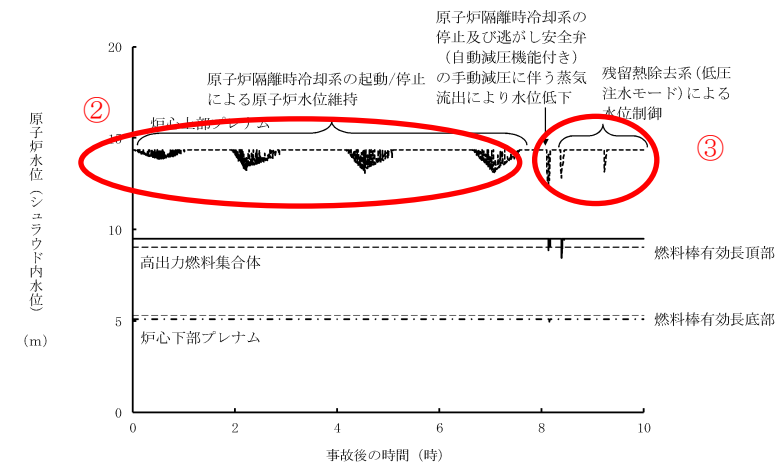
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.4.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

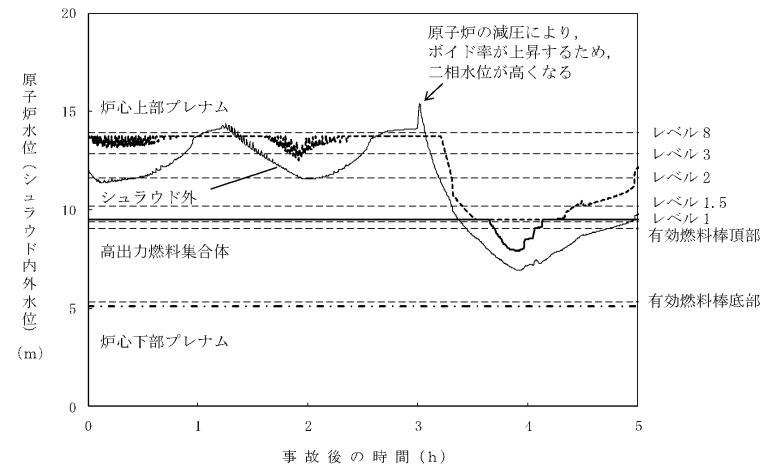


第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

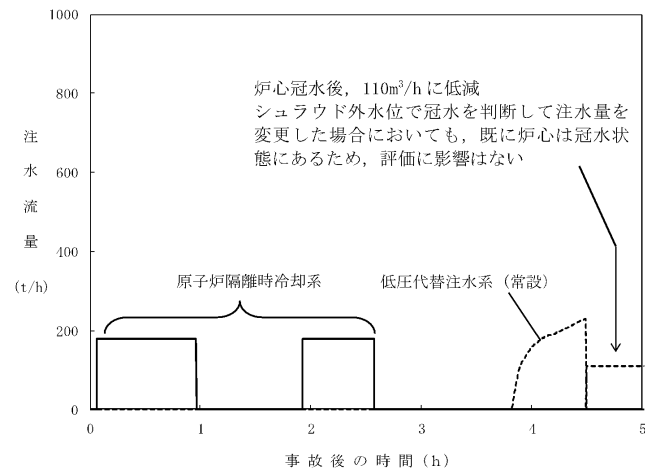
・解析結果の相違  
**【東海第二】**  
 ①柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが、東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレーに接続することによる挙動の相違。  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。

**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 ③原子炉注水特性 (流量及び吐出圧) の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

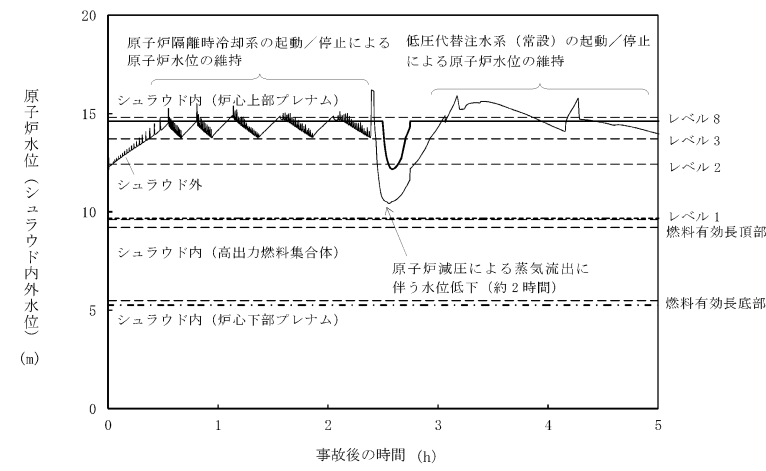


第 2.4.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

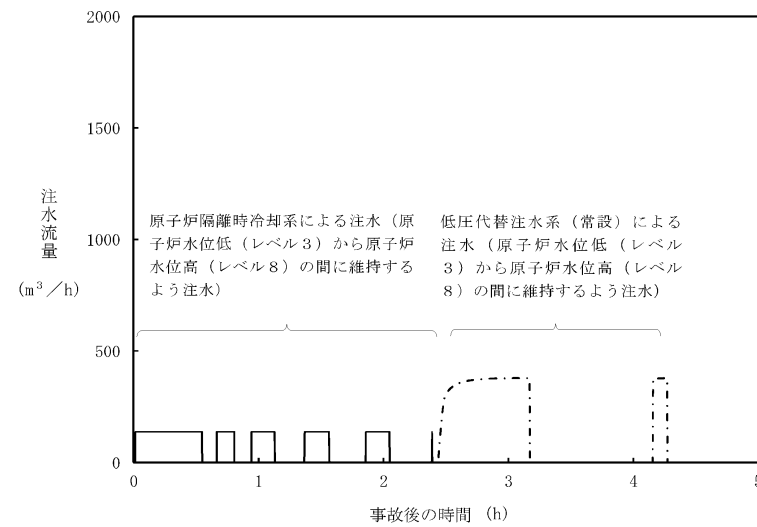


第 2.4.1.10 図 注水流量の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

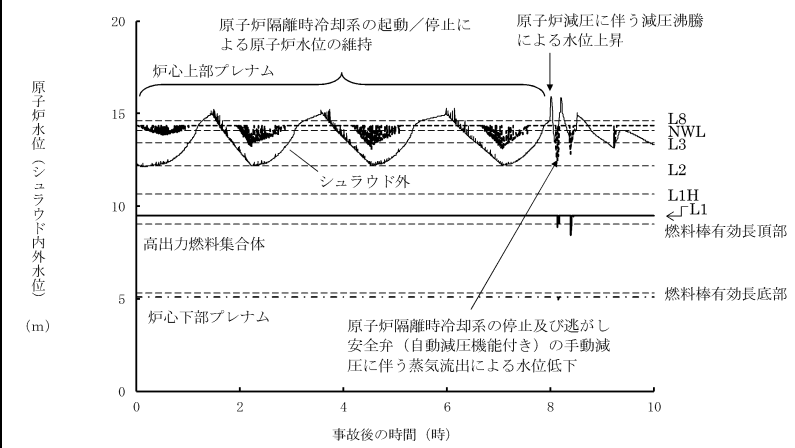


第 2.4.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

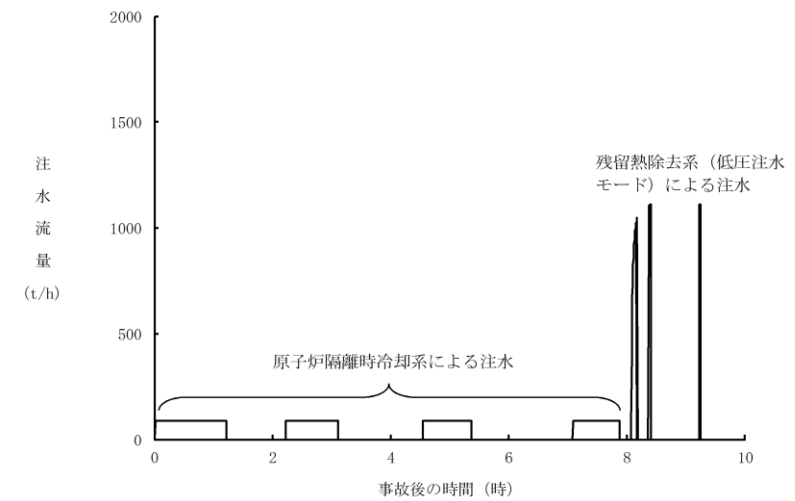


第 2.4.1-7 図 注水流量の推移

島根原子力発電所 2号炉



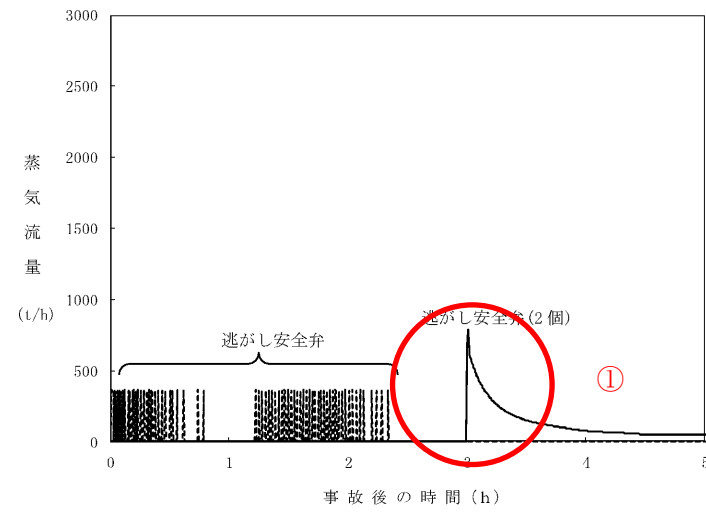
第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



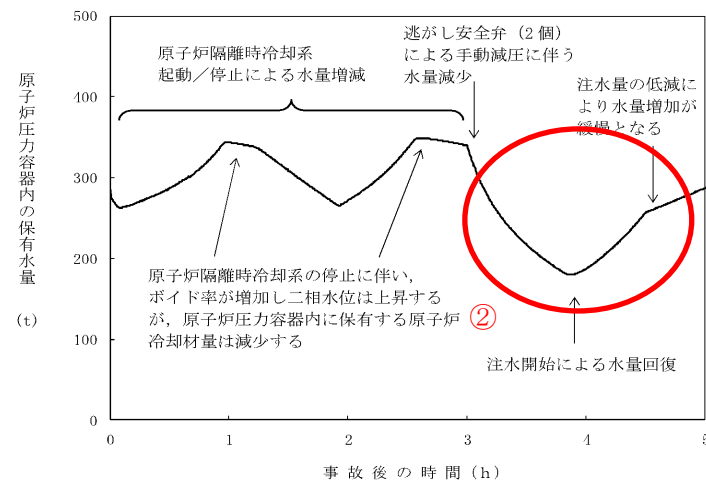
第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

備考

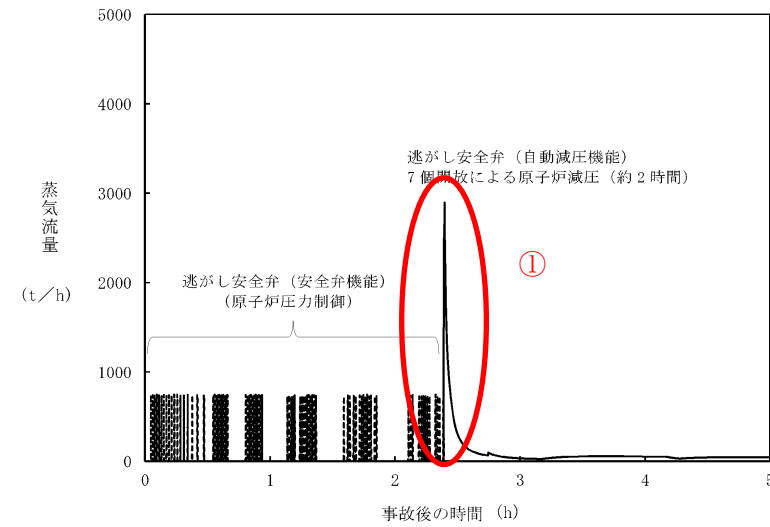
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】



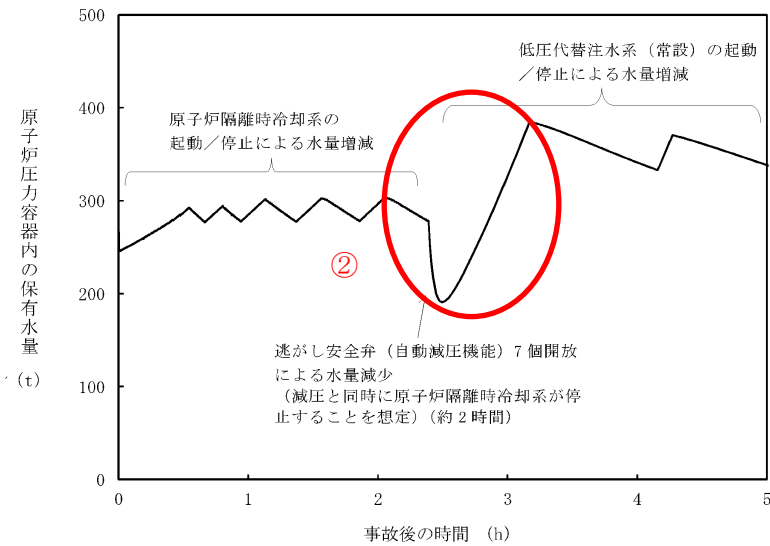
第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



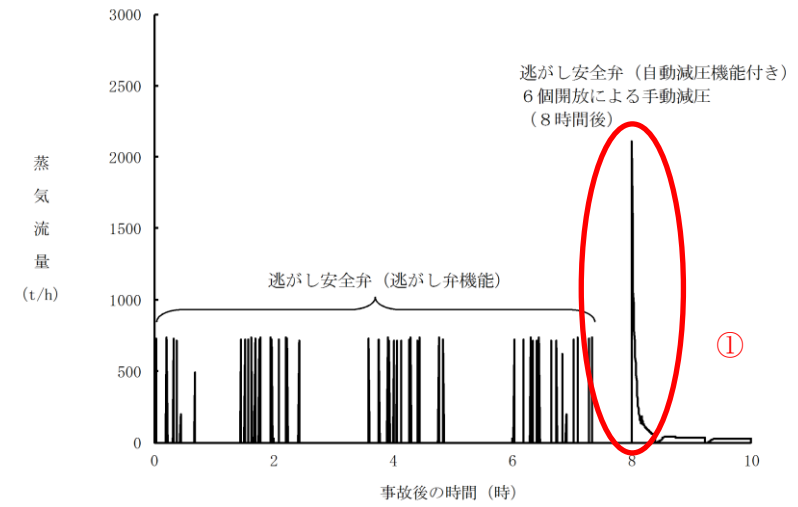
第2.4.1.12図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



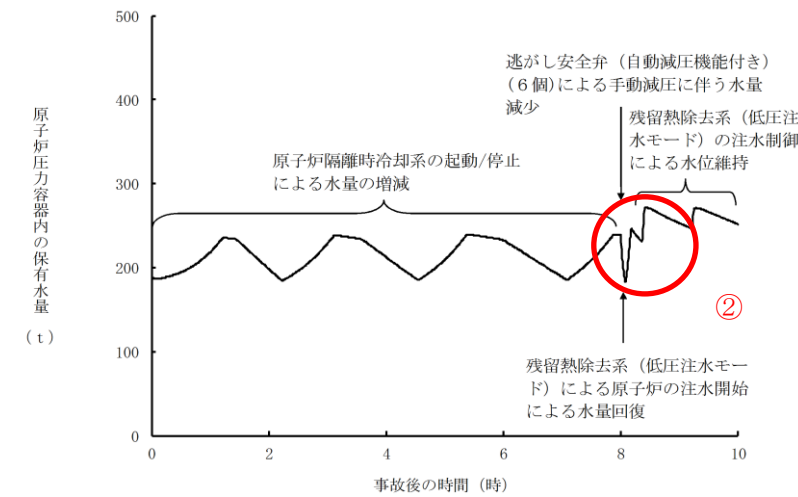
第2.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



第2.4.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



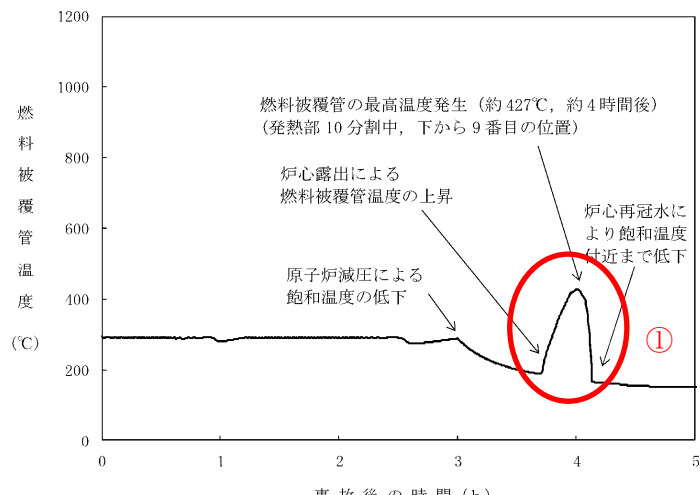
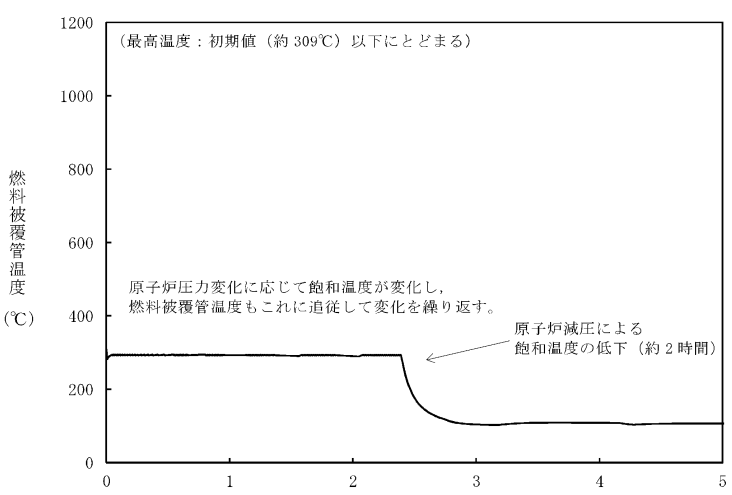
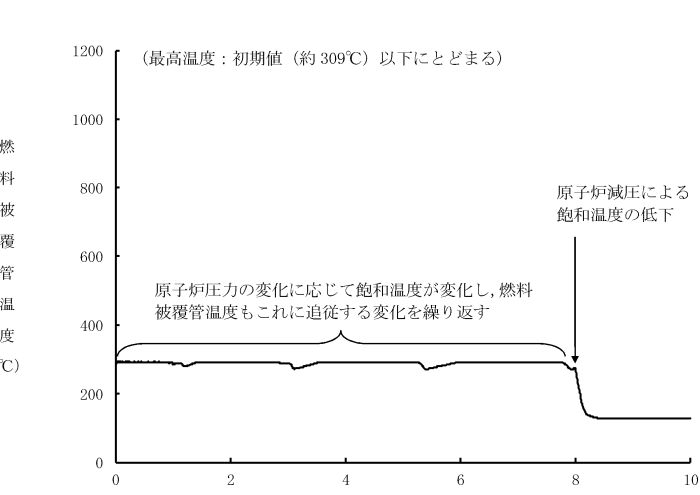
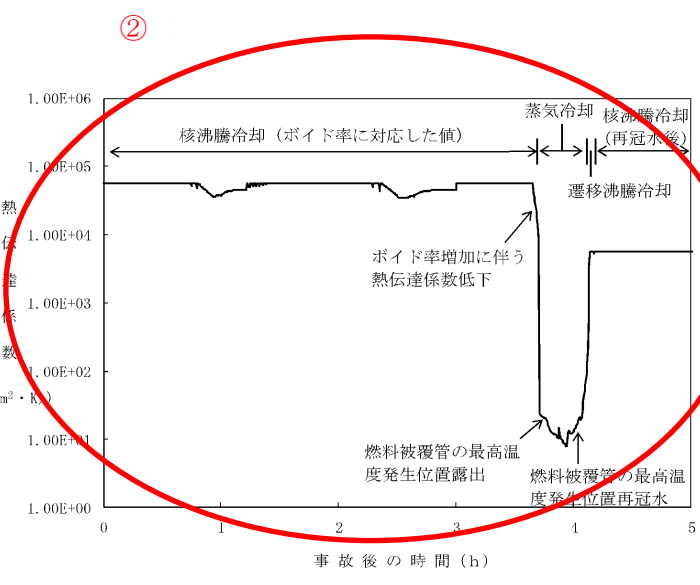
第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



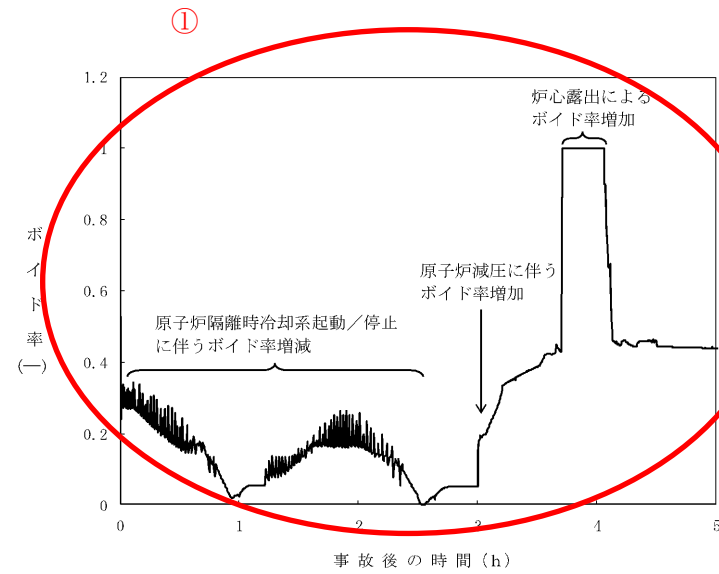
第2.4.1.2-1(6)図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の相違。

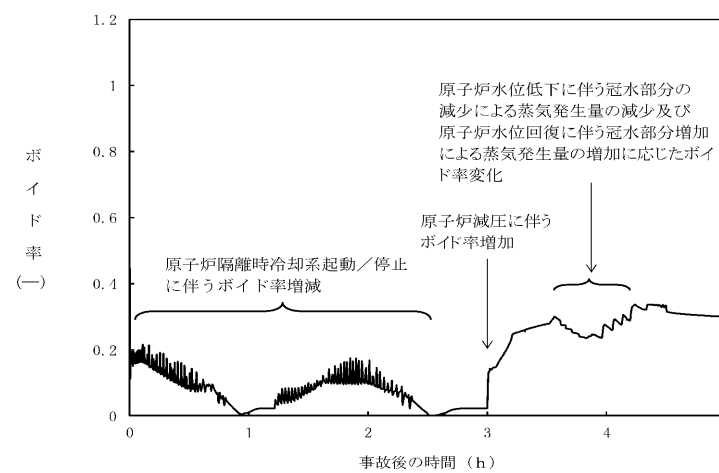
【柏崎6/7, 東海第二】  
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の違いによる保有水量の減少量の相違。

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>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約 427°C, 約 4 時間後) (発熱部 10 分割中, 下から 9 番目の位置)</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>①</p> <p>第 2. 4. 1. 13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最高温度: 初期値 (約 309°C) 以下にとどまる)</p> <p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し, 燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す。</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (約 2 時間)</p> <p>第 2. 4. 1-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (時)</p> <p>(最高温度: 初期値 (約 309°C) 以下にとどまる)</p> <p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し, 燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>第 2. 4. 1. 2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。</p>
 <p>熱伝達係数 (W/(m<sup>2</sup>·K))</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置露出</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置再冠水</p> <p>②</p> <p>第 2. 4. 1. 14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>			<p>【柏崎 6/7】</p> <p>②島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。</p>

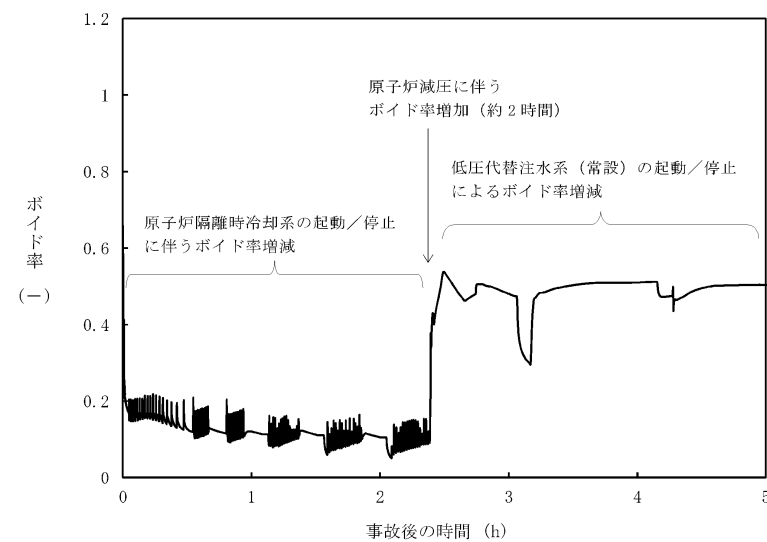




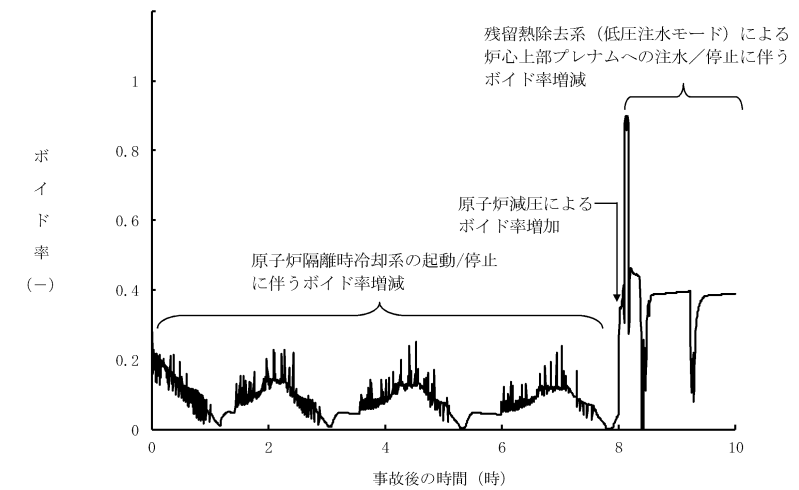
第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

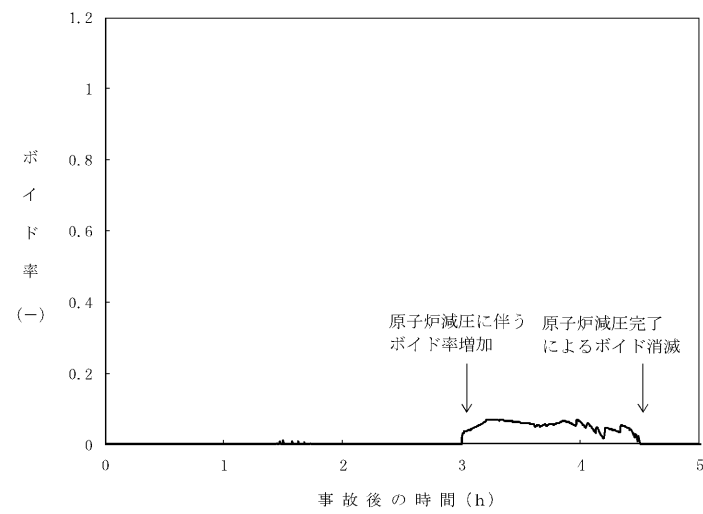


第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

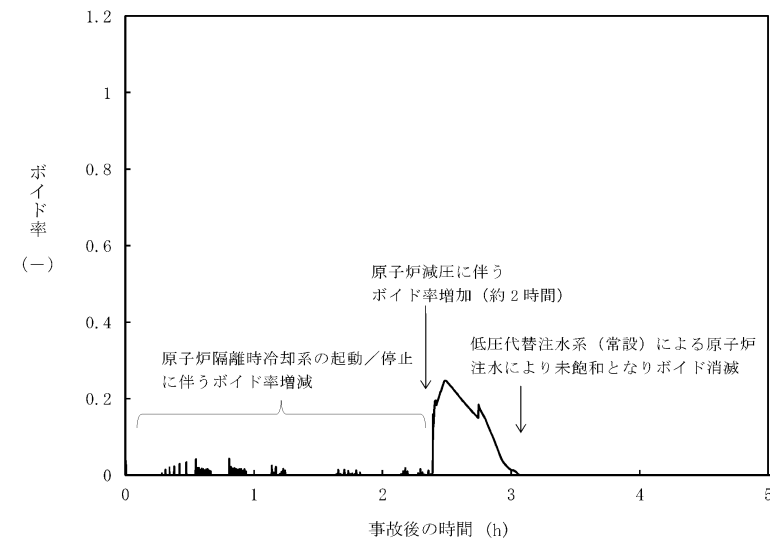


第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

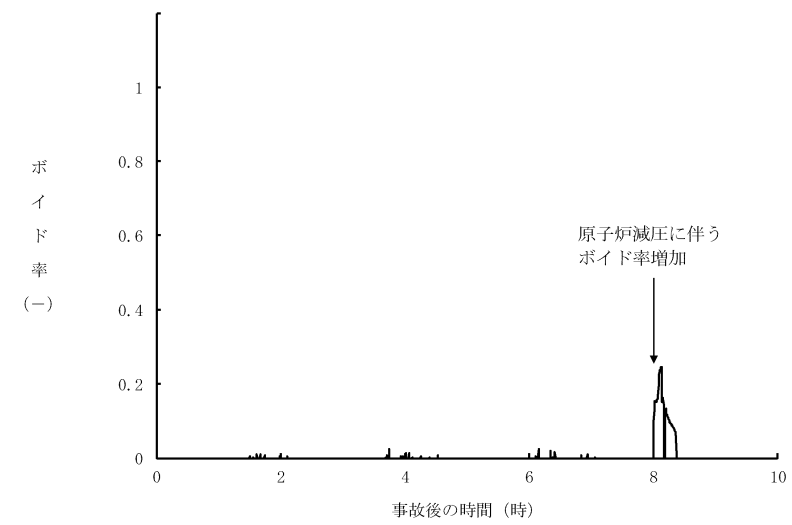
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】  
①島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



第2.4.1.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第2.4.1-12図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移

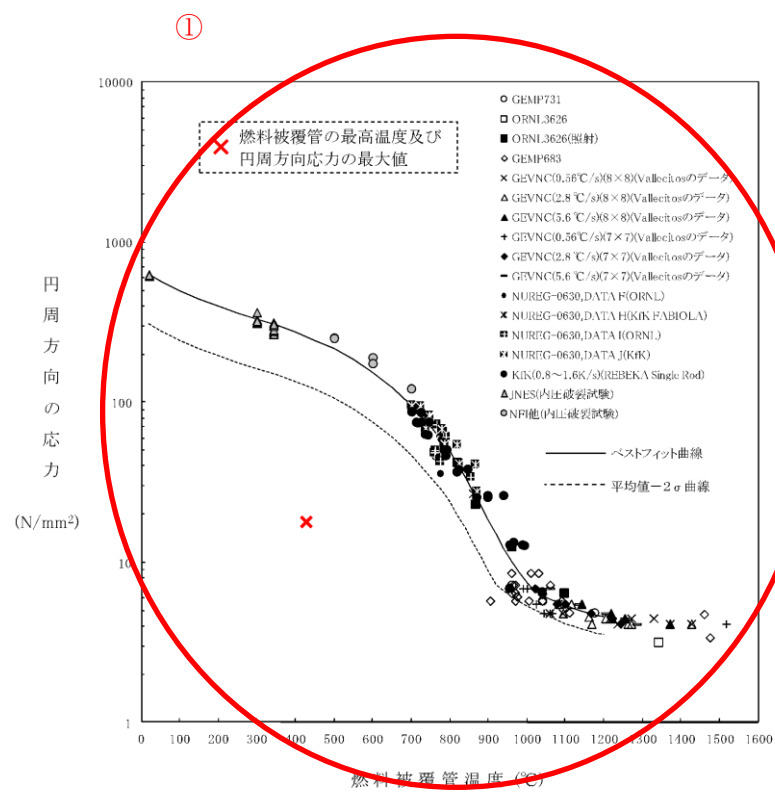


第2.4.1.2-1(9)図 炉心下部プレナムのボイド率の推移

・解析結果の相違

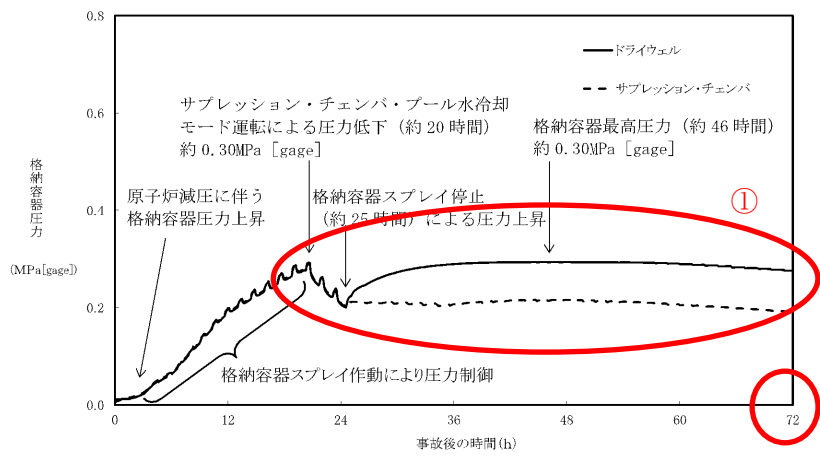
【柏崎6/7】

①島根2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。

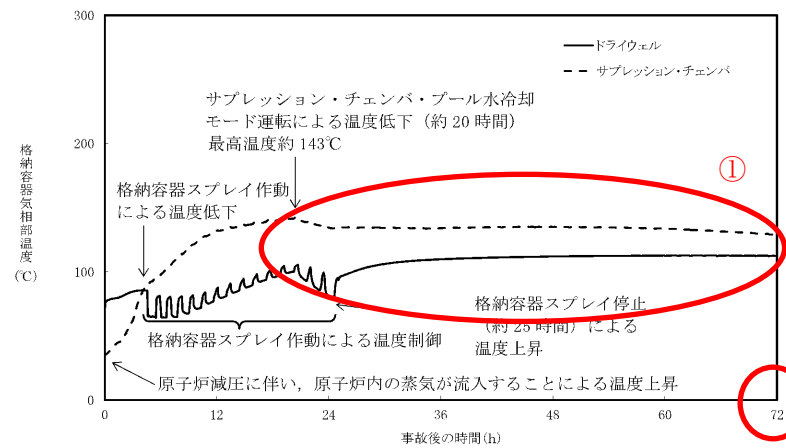


第2.4.1.18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

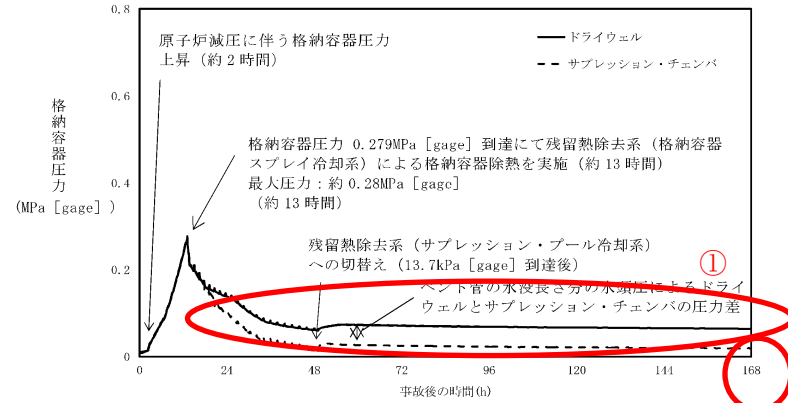




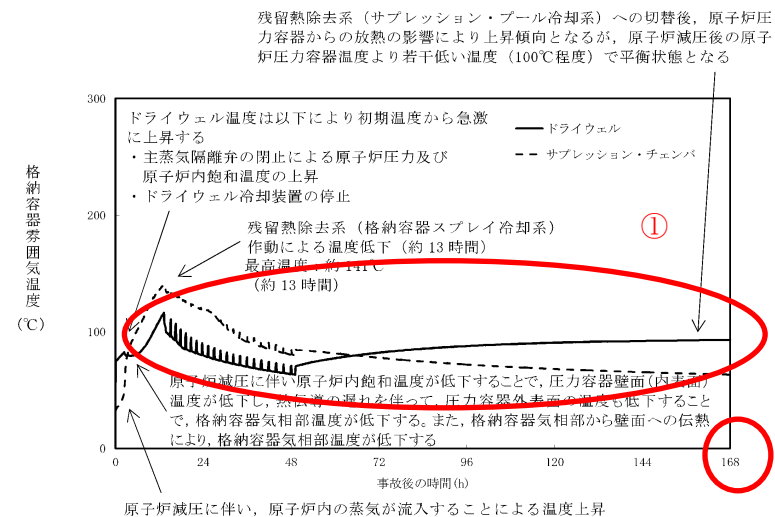
第 2. 4. 1. 19 図 格納容器圧力の推移



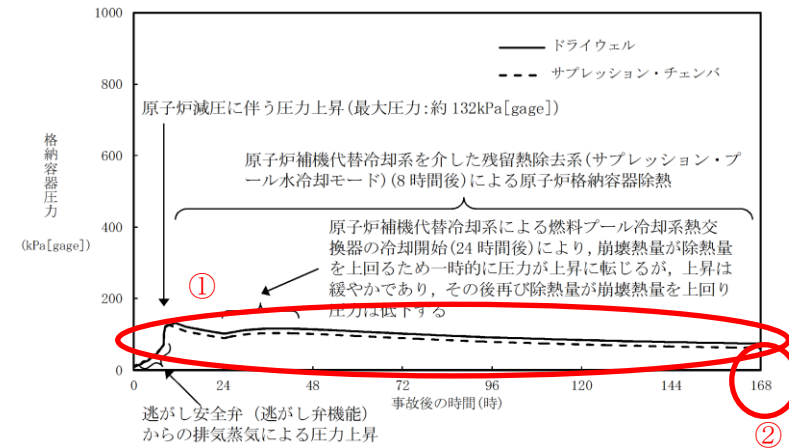
第 2. 4. 1. 20 図 格納容器気相部温度の推移



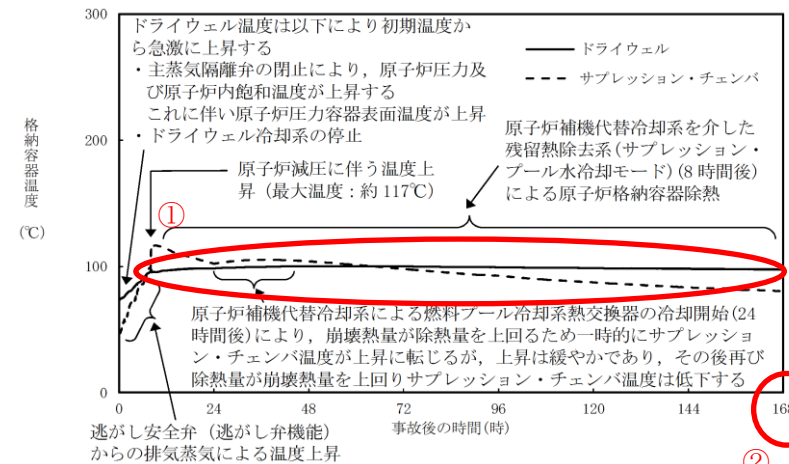
第 2. 4. 1-13 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
②解析時間の相違。

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>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>①島根 2号炉は, 内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>②解析時間の相違。</p>
<p>第 2.4.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.4.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	<p>第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
			<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>③伝熱容量の違いに伴うサプレッション・プール水温度の相違。</p>
<p>第 2.4.1.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.4.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

第2.4.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

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	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電池直流電源設備	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル2) (信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。レベル2) 原子炉水位は回復後原子炉注水が停止し、原子炉水位高(レベル3)から原子炉水位高(レベル4)の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 所内蓄電池直流電源設備	-	原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系 常設代替注水設備	-	高圧代替注水系流量 高圧代替注水水位(SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	原子炉急減圧により、低圧代替注水系(常設)の系圧力が下がる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を再開する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル4)の間で維持する。	常設代替注水設備 逃がし安全弁	-	原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA)
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉急減圧により、低圧代替注水系(常設)の系圧力が下がる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を再開する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル4)の間で維持する。	常設代替注水設備 逃がし安全弁	-	原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉隔離時冷却系流量 原子炉水位(SA)
代替格納容器スプレイ給排系(常設)による原子炉隔離時冷却	原子炉水位が、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合、代替格納容器スプレイ給排系(常設)により原子炉隔離時冷却系を起動する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位高(レベル3)まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を再開する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	常設代替注水設備 格納容器スプレイ給排系	可搬型代替注水ポンプ(A-C線) タンクローリー(4KL, 16KL)	格納容器内圧力(D/C) 格納容器内圧力(S/C) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 格納容器内圧力(SA) 格納容器内圧力(SA) 格納容器内圧力(SA) 格納容器内圧力(SA)
残留熱除去系(サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード)運転	常設代替注水設備による交流電源供給後、代替注水ポンプを介した残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード運転を開始する。	常設代替注水設備 【残留熱除去系(サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード)】 タンクローリー	代用原子炉隔離時冷却系 タンクローリー(4KL, 16KL)	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替注水設備による交流電源供給後、代替注水ポンプを介した残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード運転を開始する。	常設代替注水設備 【残留熱除去系(サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード)】 タンクローリー	代用原子炉隔離時冷却系 タンクローリー(4KL, 16KL)	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA)

第2.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について(1/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッジョン・チェンバ* 125V系蓄電池A系	-	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)* 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* サブプレッジョン・プールの水温度 残留熱除去系海水系系統流量*
取水機能喪失の確認	サブプレッジョン・プールの水温度が32℃に到達し、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッジョン・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。	常設代替注水設備 軽油貯蔵タンク	-	-
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替注水ポンプを2台起動し、逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設代替注水設備 逃がし安全弁(自動減圧機能)* 常設低圧代替注水ポンプ 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力*

② \* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について(1/2)

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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V系蓄電池*	-	平均出力領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブプレッジョン・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池(RCIC) SA用115V系蓄電池	-	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】*
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替注水設備による交流電源供給及び原子炉補機代替注水系(常設)を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッジョン・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個による自動減圧を行う。	常設代替注水設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 逃がし安全弁(自動減圧機能付き)* 【残留熱除去系(低圧注水モード)】*	移動式代替熱交換設備 備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* サブプレッジョン・プールの水温度(SA)
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系(低圧注水モード)の系統圧力を下回ると、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替注水設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 【残留熱除去系(低圧注水モード)】* サブプレッジョン・チェンバ*	移動式代替熱交換設備 備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】*

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

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処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。  
・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
③格納容器スプレイを実施しないに伴う計装設備の差異(ドライウェル圧力, サプレッション・チェンバ圧力, ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ雰囲気温度は格納容器スプレイ実施時の確認項目)。

第2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回る時、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	常設代替交流電源 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	③ ドライウエル圧力 サブレンション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレンション・チェンバ雰囲気温度 サブレンション・プールの温度 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合は、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 残留熱除去系系統流量*

\* 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2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策について (2/2)

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
残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード) 運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替注水系の準備完了後、原子炉補機代替注水系を介した残留熱除去系によるサブレンション・プールの冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 【残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード)】*	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ

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)

③  
【残留熱除去ポンプ出口流量】\*  
サブレンション・プールの温度 (SA)



第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
初期条件	7.350m <sup>3</sup>	③ ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ドライウエル)	空間部：5.960m <sup>3</sup> 液相部：3.580m <sup>3</sup>	④ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	3.43kPa	真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	(ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器下ム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	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を設定
初期条件	5,700m <sup>3</sup>	設計値
格納容器体積 (ドライウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2.436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、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
初期条件	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
最大線出力密度	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	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
原子炉停止後の崩壊熱	7,900m <sup>3</sup>	③ ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ドライウエル)	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	④ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	3.61m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水位	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。

③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。

④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

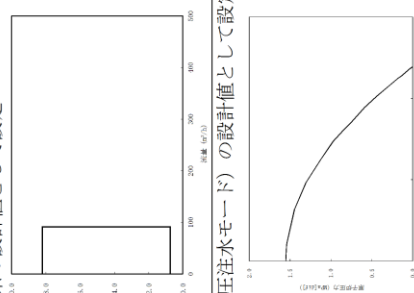
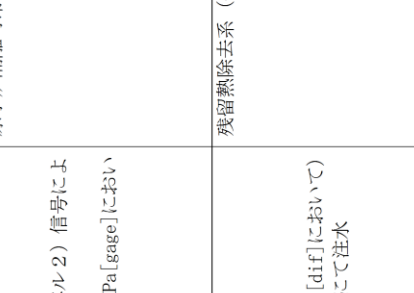
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/6)

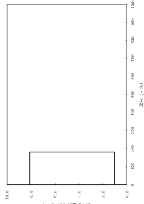
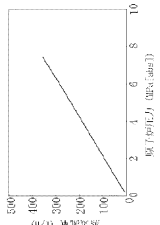
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエールサブレーション・チェンバ問差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブレーション・プール水位	6.983m (通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値)③	通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度) として設定
事故条件	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/4)

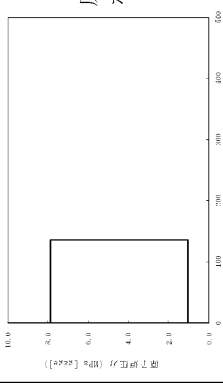
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [gage] において) にて注水	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p>
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif] において) (最大1,193m <sup>3</sup> /h) にて注水	 <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p>

備考  
・解析条件の相違

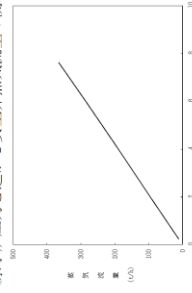
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急閉門 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし弁機能の遅がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を閉することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/6)

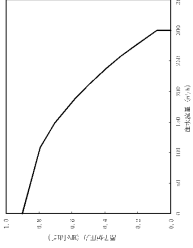
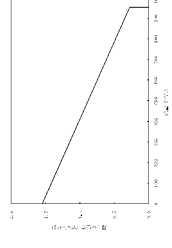
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) (信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個  逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の 6 個を閉することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の遅がし弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は、事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 30℃において) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 30℃において) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

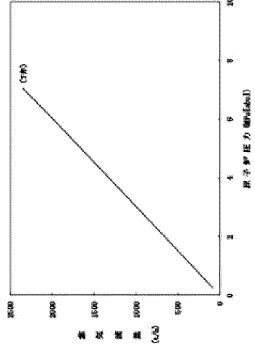
・解析条件の相違  
【東海第二】  
⑤柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッジョン・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッジョン・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	サブプレッジョン・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 1m に到達した時点で手動起動し、954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[dif]) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を閉することによる原子炉急速減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から 8 時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

重大事故対策に関連する操作条件

・解析条件の相違

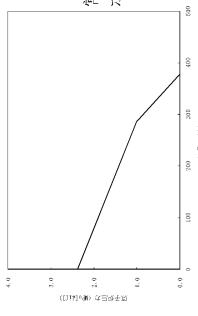
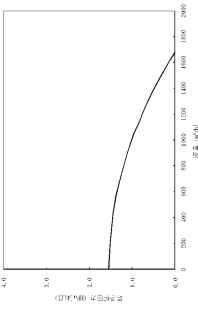


第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系 (常設) 起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa (gage) 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	原子炉水位制御 (レベル 3 からレベル 8) が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	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サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転操作
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水位が、真空破壊装置 1m に到達した時点	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 378m <sup>3</sup> /h で注水	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
緊急用海水系	伝熱容量: 約 24MW (サブプレッションにおいて)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	・ 1,692m <sup>3</sup> /h にて格納容器内にスプレイ ・ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 24MW (サブプレッションにおいて)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	度 32℃において	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定 
残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m <sup>3</sup> /h にて注水	残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性

重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違

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: center;"><u>第2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (6/6)</u></p>			<p>・解析条件の相違</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 style="text-align: center;">添付資料2.4.1.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については、以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、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に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>格納容器安定状態</u>：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、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に安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、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実施することで、引き続き炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態</u>：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。</li> <li>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。</li> <li>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</li> </ul>

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>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>20 時間後に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格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、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><b>【安定状態の維持について】</b> 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料2. 1. 1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される。</u> <u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><b>（※）残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</b></p> <p><b>【安定状態の維持について】</b> 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2. 1. 2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>8 時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下*傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>また、重大事故等対策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><b>（※）事象発生から24 時間後に、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り、格納容器温度は低下傾向となる。</b></p> <p><b>【安定状態の維持について】</b> 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料 2. 1. 1 別紙 1 参照)</p>	<p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 <b>【柏崎6/7、東海第二】</b> 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 <b>【柏崎6/7、東海第二】</b> 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析結果の相違 <b>【柏崎6/7 東海第二】</b></p>





表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラプス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくない。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実に評価する。関連する運転員操作として急減速圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してからの減圧を行うことが手順の前段であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気速がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを採用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS 注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	TBL, ROSA-III, FIST-ABRR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFE) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRR の実験解析において、成分を扱っていない。実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	運転員等操作時間に関するシュワウド外水位(原子炉外水位)に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	有効性評価解析では原子炉外水位が燃料有効長頂部を下回ることで流動発生の必要がなく、解析コードは中心部の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュワウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュワウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	ECS 注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラプス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位(シュワウド外)低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくない。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実に評価する。過がし安全弁流量の変動により、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	過がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを採用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ECS 注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	









表2 解析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を与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
サブプレッショ ン・チェンバ ール水位	35°C	約30°C～約35°C (実績値)	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器圧力が上が速くなり、格納容器スプレ イの開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時 間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器の蒸気量は大きくなり格納容器内温度が高くなるま でに与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器の蒸気量は大きくなり格納容器内温度が高くなるま でに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.2MPa [range]	約3kPa [range] ～ 約2kPa [range] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は 小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力が初期約14kPa (約 20時間後約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇 量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に与え る影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小 さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は 小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力が初期約14kPa (約 20時間後約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇 量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に与え る影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小 さい。
格納容器温度	57°C	約43°C～約62°C (実績値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低 くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器ス プレイによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間 に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例 えば、事故発生から格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後 約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる格納容器圧力の上 昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に 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。
真空破砕装置		3.43MPa (ドライウエール・サブレ ンション・チェンバ間差 圧) (設計値)	復水移送ポンプ吐出速度を参 考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件より復水移送速度が速くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例 えば、事故発生から格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後 約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる格納容器圧力の上 昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に 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。
外部水源の温 度		約35°C～約50°C (実績値)	復水貯蔵槽の水量を参考 に設定	最確条件とした場合は、解析条件より外部水源の水温が高くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例 えば、事故発生から格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後 約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる格納容器圧力の上 昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に 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。
外部水源の容 量		21.400m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水設備水量+復水 貯蔵槽水量)	復水貯蔵槽の水量を参考 に設定	最確条件とした場合は、解析条件より復水貯蔵槽の水量が多くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例 えば、事故発生から格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後 約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる格納容器圧力の上 昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に 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。
燃料の容量		約2.100kL	通常時の堆芯タンク及びガス タービン発電機燃料タンク の運用量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料タンクの容量が多くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例 えば、事故発生から格納容器圧力が初期約14kPa (約20時間後 約90kPa) であるのに対して、ゆらぎによる格納容器圧力の上 昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に 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。

初期  
条件

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の 崩壊熱		ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約31.0krd/4 (実績値)	1.サイクルの運転期間 (3ヶ月) に 調査運転期間 (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	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱 よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原 子炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料 残渣の温度の上昇は緩やかになり、燃料残渣の崩壊熱の放出も 少なくなる。また、燃料残渣の崩壊熱の放出が少なくなる ことから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は緩やか になり、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は緩やか になる。したがって、事故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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱 よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原 子炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料 残渣の温度の上昇は緩やかになり、燃料残渣の崩壊熱の放出も 少なくなる。また、燃料残渣の崩壊熱の放出が少なくなる ことから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は緩やか になり、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は緩やか になる。したがって、事故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。
格納容器 空同気温度		57°C	通常運転時の格納容器空同気温度 (ドライウエール・チェンバ間差 設計温度) として設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器空同気温度が高くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器空同気 温度よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
格納容器体積 (ドライウエール)		5.700m <sup>3</sup>	設計値	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が多くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器体積 よりも多くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
格納容器体積 (サブプレッショ ン・チェンバ)		空間部： 約4,058 m <sup>3</sup> ～ 約4,092m <sup>3</sup> 液相部： 約3,308m <sup>3</sup> ～ 約3,342m <sup>3</sup> (実績値)	設計値 (通常運転時のサブプレッショ ン・チェンバの下限値に基づき設 定)	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器体積が多くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器体積 よりも多くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
サブプレッショ ン・プール水位		6.983m (通常運転範囲の 下限値)	通常運転時のサブプレッショ ン・プール水位の下限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりサブプレッショ ン・プール水位が高くなるため、格納容器圧力の上昇に与え る影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定しているサブプレッショ ン・プール水位よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。

表2 解析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を与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2 / 3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力 (ド ライウエール)	7.900 <sup>3</sup>	7.900 <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエール内体の設計値 (内部配管及び構造物の体積 を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与 える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故 進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。
格納容器体積 (サ ブプレッショ ン・チェンバ)		空間部：4.700m <sup>3</sup> 液相部：2.800m <sup>3</sup> (設計値)	設計値 (通常運転時のサブプレッショ ン・チェンバの下限値に基づき設 定)	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与 える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故 進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。
真空破砕装置		3.43MPa (ドライウエール・サ ブプレッショ ン・チェンバ間差 圧) (設計値)	真空破砕装置の設計値	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与 える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故 進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。
サブプレッショ ン・プール水位		3.01m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッショ ン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりサブプレッショ ン・プール水位が高くなるため、格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定しているサブプレッショ ン・プール水位よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
サブプレッショ ン・プール温度		35°C	通常運転時のサブプレッショ ン・プール温度の上限値として 設定	最確条件とした場合は、解析条件よりサブプレッショ ン・プール温度が高くなるため、格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定しているサブプレッショ ン・プール温度よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
格納容器圧力		5 MPa [range]	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器圧力が高くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器圧 力よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
格納容器温度		約43°C～約47°C程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、解析条件より格納容器温度が高くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器温 度よりも高くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。
燃料の容量		1.180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	通常運転時の燃料タンク及び ガスタービン発電機燃料タンク の運用量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料タンクの容量が多くなる ため、格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。また、格 納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃料タンク の容量よりも多くなるため、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。また、格納容器圧力の上昇に与える影 響は小さい。



表2 解析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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) 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
起回事故	解析条件 給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事故を設定 取水流量の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	解析条件 崩壊熱除去機能喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事故を設定 取水流量の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源なし	取水流量の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定 外部電源の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
原子炉スクラム信号	原子炉スクラム信号 (レベル3)	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定
過負荷	過負荷 (レベル2)	過負荷 (レベル2) の設計値として設定	過負荷 (レベル2) の設計値として設定	過負荷 (レベル2) の設計値として設定
燃料の温度	燃料の温度 (約 32°C)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)
燃料の流量	燃料の流量 (約 1.010ML)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
起回事故	起回事故 (約 8.600m³)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
安全機能の喪失に対する仮定	安全機能の喪失 (約 1.010ML)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
サブプレッジョン・プール水温度	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)
真空破壊装置	作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・プレッジョン・チェンバール差圧) (不備なし)	作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・プレッジョン・チェンバール差圧) (不備なし)	作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・プレッジョン・チェンバール差圧) (不備なし)	作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・プレッジョン・チェンバール差圧) (不備なし)	作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・プレッジョン・チェンバール差圧) (不備なし)
外部水源の容量	約 8.600m³	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
燃料の容量	約 1.010ML	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
起回事故	起回事故 (約 8.600m³)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
安全機能の喪失に対する仮定	安全機能の喪失 (約 1.010ML)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

表2 解析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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) 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
	解析条件	最確条件			
起回事故	解析条件 給水流量の全喪失	解析条件 給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい事故を設定 取水流量の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	解析条件 崩壊熱除去機能喪失	解析条件 崩壊熱除去機能喪失	原子炉水位の低下が厳しい事故を設定 取水流量の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	-	-
原子炉スクラム信号	原子炉スクラム信号 (レベル3)	原子炉スクラム信号 (レベル3)	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定	原子炉スクラム信号 (レベル3) の設計値として設定
過負荷	過負荷 (レベル2)	過負荷 (レベル2)	過負荷 (レベル2) の設計値として設定	過負荷 (レベル2) の設計値として設定	過負荷 (レベル2) の設計値として設定
燃料の温度	燃料の温度 (約 32°C)	燃料の温度 (約 32°C)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)	約 15°C ~ 約 32°C (実績値)
燃料の流量	燃料の流量 (約 1.010ML)	燃料の流量 (約 1.010ML)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
起回事故	起回事故 (約 8.600m³)	起回事故 (約 8.600m³)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 8.600m³ 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
安全機能の喪失に対する仮定	安全機能の喪失 (約 1.010ML)	安全機能の喪失 (約 1.010ML)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)	約 1.010ML 以上 (西側冷却水貯槽十代冷却水貯槽)
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし

島根原子力発電所 2号炉

備考

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
速がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	速がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	速がし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	設計値を適用 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転起動により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故対策に關連する機器条件					

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
低圧(代替)注水系 (常設)	(原子炉注水甲線時) (2台) ・注水流速: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水甲線時) (2台) ・注水流速: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (即注注水系)	1.692m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において) (最大1.676m <sup>3</sup> /h) (1系 該当ナリ)	1.692m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif]において) (最大1.676m <sup>3</sup> /h) (1系 該当ナリ)	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、事後進展に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(後納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系(予プレッジョン・プールの付帯系)	・1.692m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	・1.692m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、事後進展に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
緊急用海水系	約24MW (サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	約24MW (サブプレッジョン・プール水温100℃、海水温度32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を概しくする高めの値で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事後進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事後進展に与える影響はない。
重大事故対策に 関連する機器 条件					

表3 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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/4)

項目	解析上の操作開始時間	解析条件 (操作条件) の不備かさ 条件設定 の考え方	操作の不備かさ要因	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	訓練余裕等
操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件

※1. 常設代替交流電源設備からの受電完了時間は、低圧代替注水系(常設)への電源供給が完了する時間と想定している。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/2)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不備かさ要因	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	訓練余裕等
運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件

表3 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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/2)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不備かさ要因	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	訓練余裕等
運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件	運転員等 操作条件



表3 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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ	操作の不確かさ要因	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
低圧代替注水系(常設)起動操作	常設代替注水系(常設)設備からの受電後として設定	常設代替注水系(常設)設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分時間が余裕がある。	—	—	訓練実績等より、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系の系統構成に約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。
操作条件	<p>【認知】 低圧代替注水系(常設)起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることとは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 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し。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 透かし安全弁による原子炉減圧操作は約13分であり、透かし安全弁による原子炉減圧操作は約13分であり、透かし安全弁による原子炉減圧操作は約13分である。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位(レベル8)到達後に原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉減圧操作による原子炉減圧操作は約13分であり、透かし安全弁による原子炉減圧操作は約13分である。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作による操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>—</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>—</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>—</p>	<p>訓練実績等</p> <p>—</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/2)

項目	解析上の操作開始条件	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
緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器圧力低下操作	格納容器圧力0.2790MPa (g)到達時	余裕時間を確保する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力0.2790MPa (g)に到達した場合には、格納容器圧力0.2790MPa (g)に到達するものとして設定	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力0.2790MPa (g))に到達するものは事象発生後約13分以内であり、比較的遅やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、遅延は起こりにくく、そのため誤操作による操作時間が長くなる可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、遅延は起こりにくいことから、誤操作が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>—</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>—</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>—</p>	<p>訓練実績等</p> <p>—</p>

表3 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  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (2/2)

項目	解析条件(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
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
大型送水ポンプ車への燃料補給	事象発生から7時間40分後	大型送水ポンプ車への燃料補給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継続に必要な作業、作業成立性を踏まえ設定	<p>【認知】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実行操作を行うこととなることから、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室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、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系(低圧注水モータ)の起動操作をしたのち、透かし安全弁の起動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが、これらの操作は制御盤での簡易な操作であり、要員の原子炉補機代替冷却系による補機冷却による事象発生から7時間20分程度で確保すると想定されるが、機材時間10分にて残留熱除去系(低圧注水モータ)の起動操作を行い、事象発生8時間後から原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施する操作であり、操作開始時間は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作による操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>—</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>—</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>—</p>	<p>訓練実績等</p> <p>—</p>
操作条件	<p>事象発生から8時間後に透かし安全弁6個を手動開し、減圧後、注水開始</p>	<p>原子炉補機代替冷却系(低圧注水モータ)の起動操作をしたのち、透かし安全弁の起動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが、これらの操作は制御盤での簡易な操作であり、要員の原子炉補機代替冷却系による補機冷却による事象発生から7時間20分程度で確保すると想定されるが、機材時間10分にて残留熱除去系(低圧注水モータ)の起動操作を行い、事象発生8時間後から原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施する操作であり、操作開始時間は変動し得る。</p>	<p>【認知】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実行操作を行うこととなることから、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室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、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系(低圧注水モータ)の起動操作をしたのち、透かし安全弁の起動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが、これらの操作は制御盤での簡易な操作であり、要員の原子炉補機代替冷却系による補機冷却による事象発生から7時間20分程度で確保すると想定されるが、機材時間10分にて残留熱除去系(低圧注水モータ)の起動操作を行い、事象発生8時間後から原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施する操作であり、操作開始時間は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作による操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>—</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>—</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>—</p>	<p>訓練実績等</p> <p>—</p>



表3 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  
(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (3/4)

項目	解析条件（解析条件）の記載となる原因	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響	操作時間余裕	訓練成績等	
代償冷却（低圧動力炉）による運転員等操作時間余裕の確保	<p>【解析条件】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	<p>【解析条件】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	<p>【解析条件】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	<p>【解析条件】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	<p>【解析条件】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	<p>【解析条件】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【前提】                      炉心保護の機能喪失（炉心保護機能は、75%以上の運転員による、中央制御室に常駐していること）                      【操作時間】                      中央制御室での運転員等による、運転員は中央制御室に常駐していること</p>	
復水炉稼働への影響	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</p>	<p>【解析条件】                      復水炉稼働への影響                      【前提】                      復水炉稼働への影響                      【操作時間】                      復水炉稼働への影響</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



添付資料2.4.1.4

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能が喪失した場合）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。  
 事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は6号及び7号炉を想定、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応用可搬型電源設備等、プラントに設置しない設備も対象とする。

時系列	判定	合計
事象発生直後～事象発生後7日間	6号及び7号炉軽油タンク 各約1,020kL(※3)及び ガスタービン発電機 軽油貯蔵タンク容量 約2,140kL(※3)の容量(合 計)は、約3,160kLであり、7 日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約632kL
1. 000kL/h×24h×7日×3台=504,00kL ※1	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
2. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
3. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
4. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
5. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
6. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL
7. 1,879kVA/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (総出力は保守的に最大負荷時を想定) 110kVA×24h×7日×2台=36,960kWh 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	7日間の 軽油消費量 約632kL

※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。  
 ※2 保安規定に基づき容量。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 2.4.1.5

7日間における燃料の対応について  
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

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日間対応可能

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 2.4.1.3

7日間における燃料の対応について  
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

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
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³	7日間の 軽油消費量 約53m³	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
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

備考

・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】**

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

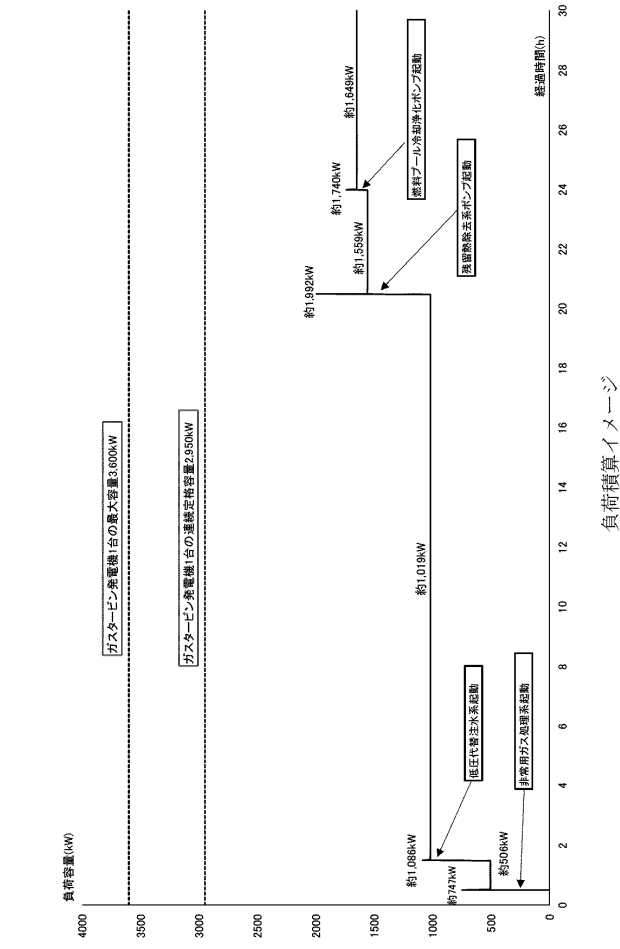
東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料2.4.1.5

常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能が喪失した場合)



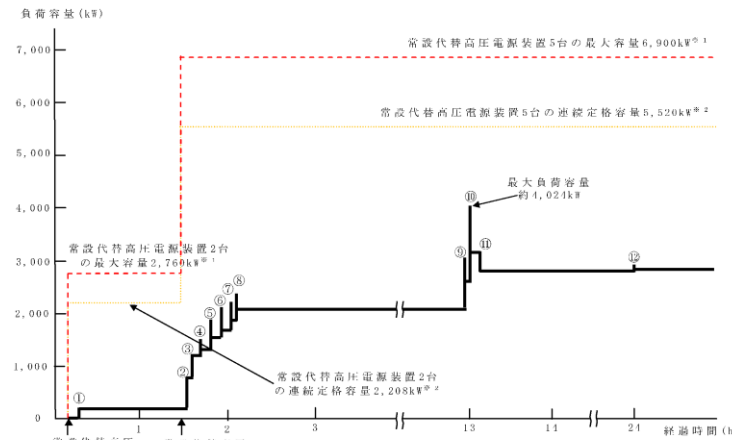
6号炉	
直流 125V 充電器 A	約 94kW
直流 125V 充電器 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器	約 41kW
直流 125V 充電器 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)
燃料プールの冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約 37kW
その他必要な設備	約 103kW
その他不要な設備	約 366kW
合計 (連続最大容量)	約 1649kW (約 1992kW)

※非常用ガス処理系分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

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	緊急用自動起動設備 ・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	非常用母線 2 C 自動起動設備 ・直流 125V 充電器 A ・非常用照明* ・120/240V 計測用主母線 2 A ・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 799	約 786
③	非常用母線 2 B 自動起動設備 ・直流 125V 充電器 B ・非常用照明* ・120/240V 計測用主母線 2 B ・その他必要な負荷**	約 60 約 86 約 134 約 134	約 1,206	約 1,201
④	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 -52	約 1,495	約 1,307
⑤	中央制御室換気系空調機 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 1,884	約 1,543
⑥	非常用排気ファン その他必要な負荷	約 8 約 154	約 2,097	約 1,705
⑦	常設代替代替注水系ポンプ	約 190	約 2,190	約 1,895
⑧	常設代替代替注水系ポンプ	約 190	約 2,380	約 2,085
⑨	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約 510 約 4	約 3,067	約 2,599
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約 584 約 3	約 4,024	約 3,186
⑪	停止負荷	約 -380	-	約 2,806
⑫	燃料プールの冷却系ポンプ	約 30	約 2,915	約 2,836



※1 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量 (1,380kW) 運転台数 = 最大容量  
 ※2 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量 (1,380kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※3 非常用母線 2 C 自動起動設備の容量 (1,206kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※4 非常用母線 2 B 自動起動設備の容量 (1,201kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※5 非常用母線 2 A 自動起動設備の容量 (799kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※6 非常用母線 2 C 自動起動設備の容量 (786kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※7 非常用母線 2 B 自動起動設備の容量 (1,201kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※8 非常用母線 2 A 自動起動設備の容量 (799kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※9 非常用母線 2 C 自動起動設備の容量 (786kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※10 非常用母線 2 B 自動起動設備の容量 (1,201kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※11 非常用母線 2 A 自動起動設備の容量 (799kW) 運転台数 = 連続定格容量  
 ※12 非常用母線 2 C 自動起動設備の容量 (786kW) 運転台数 = 連続定格容量

添付資料 2.4.1.6

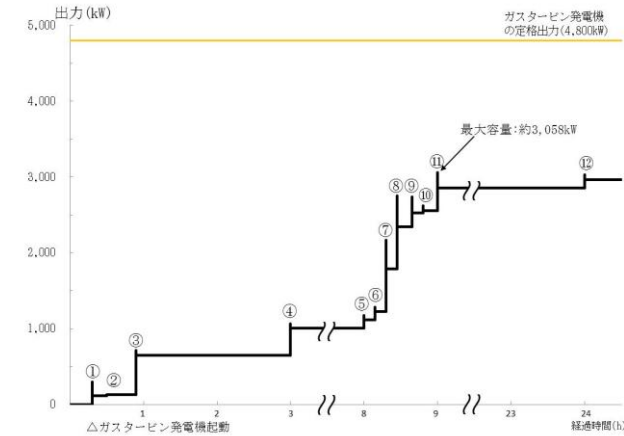
常設代替交流電源設備の負荷

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

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系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 518	約 713	約 647
④	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 359	約 1,068	約 1,006
⑤	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,176	約 1,116
⑥	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,286	約 1,226
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,169	約 1,786
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,750	約 2,346
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 2,741	約 2,526
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,618	約 2,556
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 3,058	約 2,856
⑫	B-燃料プールの冷却ポンプ	約 110	約 3,031	約 2,966



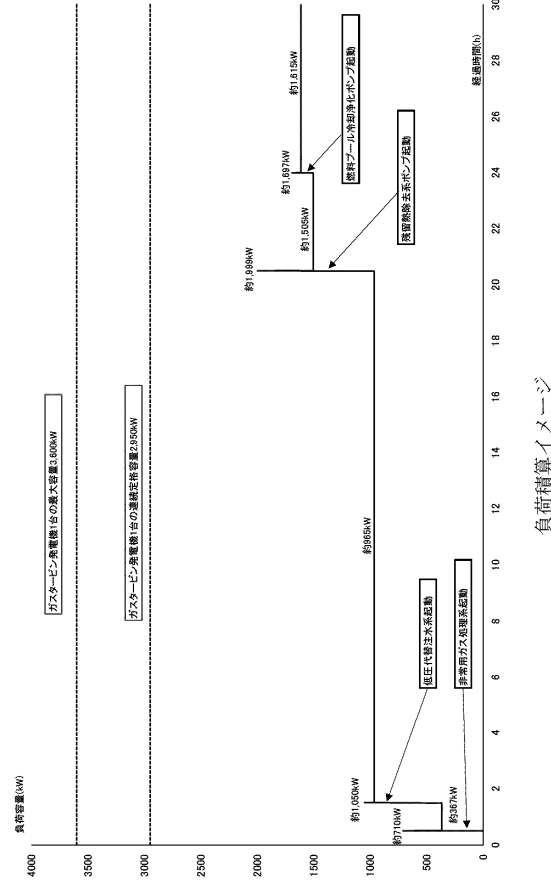
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

・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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

<7号炉>

7号炉	
直流125V充電器盤A	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤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
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	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(連続最大容量) (最大容量)	約1615kW (約1999kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系扇圧化装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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 2.4.2.崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）]

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>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、③「外部電源喪失+DG失敗（HPCS成功）」、④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失（HPCS成功）」、⑥「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+RHR失敗」、⑦「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）+RHR失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗（HPCS成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑫「小破断 LOCA+RHR失敗」、⑬「中破断 LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違  <b>【東海第二】</b></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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び<u>格納容器除熱機能</u>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、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により<u>原子炉格納容器</u>に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に<u>原子炉格納容器</u>が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び<u>原子炉格納容器除熱機能</u>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、原子炉隔離時冷却系及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 （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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>高圧炉心注水系</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<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24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、<u>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8名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8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、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名である。</u>必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18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、<u>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ための当直運転員4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名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p><u>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名である。</u>必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱手段</u>を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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2.4.2.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<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28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、運転操作対応を行う運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は<u>5名、緊急時対策要員（現場）は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</li> <li>・運用及び体制の相違 【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。</li> <li>・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28名は夜</li> </ul>

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、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>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認          運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水          原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</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>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認          運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水          原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>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>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u>  <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水          原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>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  <b>【柏崎6/7，東海第二】</b>          運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違  <b>【柏崎6/7，東海第二】</b>          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>・設備の相違  <b>【柏崎6/7，東海第二】</b>          島根2号炉は、中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM）、柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違  <b>【柏崎6/7，東海第二】</b>          島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子</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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</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、原子炉水位（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>残留熱除去系機能喪失を確認後、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設<u>低压代替注水系ポンプ2台</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）7個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、<u>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障</u>によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備</u>を起動しSA低压母線に給電後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって<u>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</u></p>	<p>炉減圧後は<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による注水を実施。なお、<u>高压炉心スプレイ系</u>が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、外部電源喪失を想定しているため、常設代替交流電源設備起動後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>へ電源を供給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</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>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>高圧炉心注水系による原子炉注水</u>  <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u>  <u>高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。</u>  <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u>  逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。  <u>低圧代替注水系（常設）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）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</u></p>	<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u>  逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。  <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。</u>  <u>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</u></p> <p>f. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u></p>	<p>以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。</li> <li>・運用の相違</li> <li>【東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</li> <li>・運用の相違</li> <li>【東海第二】</li> </ul>

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>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</u></p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を実施する。<u>また、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を継続する。</u></p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライン用)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p>	<p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u> を実施する。</p> <p>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力(SA)、サプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。</u></p>	<p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時(準備操作含む)の被ばく評価結果を考慮し、第2弁(ベント装置側)から開操作する。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、排気管へ流入した雨水の排出のため、FCVS排気ラインドレン排出弁を常時全開運</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>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</u></p> <p><u>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位である。</u></p> <p>以降、炉心冷却は、<u>高圧炉心注水系</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p>	<p><u>サプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa [gage]に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ圧力等である。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。</u></p> <p><u>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位である。</u></p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p>	<p><u>サプレッション・プール水位が、通常水位+約 1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。</u></p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、第1弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（SA）等である。</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）等である。</u></p> <p><u>サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）である。</u></p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p>	<p>用とし、格納容器ベント前に全閉することを記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の相違</li> <li>【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</li> </ul>

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>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</p>	<p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気気温度等</u>の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</p>	<p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度等</u>の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する</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>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できるもの</u>と仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後に高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、<u>非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) <u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル3)信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低(レベル2)信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p>	<p>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できるもの</u>と仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後に低圧代替注水系(常設)による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 <u>外部電源喪失時には、低圧代替注水系(常設)の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p> <p>(b) <u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u> <u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下(レベル2)信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</u></p>	<p>ものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により<u>使用できないもの</u>と仮定する。</p> <p>i) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低(レベル2)信号にて発生するものとする。</u></p> <p>ii) 重大事故等対策に対する影響 <u>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系(常設)の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号によるものとする。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低(レベル2)でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系(常設)の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</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>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル 2) で自動起動し、<u>182m<sup>3</sup>/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量</u>で注水するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低 (レベル 1.5) で自動起動し、<u>727m<sup>3</sup>/h (0.69MPa[dif]において) の流量</u>で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 <u>(1 個)</u> を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の<u>約 5%</u>を処理するものとする。</p>	<p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下 (レベル 2) で自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) の流量</u>で注水するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心スプレイ系 高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下 (レベル 2) で自動起動し、<u>1,419m<sup>3</sup>/h (1.38MPa [dif] において) (最大 1,419m<sup>3</sup>/h) の流量</u>で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個)</u> を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の<u>約 6%</u>を処理するものとする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>) による原子炉減圧後に、<u>最大 378m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m<sup>3</sup>/h にて原子炉へ注水する。</u></p>	<p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低 (レベル 2) で自動起動し、91m<sup>3</sup>/h (8.21~0.74MPa[gage]において) の流量</u>で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (<u>逃がし弁機能</u>) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) (6 個)</u> を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の<u>約 8%</u>を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) による原子炉減圧後に<u>最大250m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしてい</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>(f) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により、格納容器圧力 <u>0.62MPa[gage]</u>における最大排出流量 <u>31.6kg/s</u> に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開<sup>※1</sup>)</u>にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サブプレッショ</u> <u>ン・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>(g) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>130m<sup>3</sup>/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により、格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>における排出流量 <u>13.4kg/s</u> に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サブプレッ</u> <u>ション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>(e) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) <u>格納容器フィルタベント系</u> <u>格納容器フィルタベント系</u>により、格納容器圧力 <u>427kPa[gage]</u>における最大排出流量 <u>9.8 kg/s</u> に対して、<u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作</u>にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時</u> <u>間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系 (常設)により原子炉注水を開始するものとする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</u></p>	<p>る。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、第1弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系 (常設) を用いて注水を実施。</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>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u>に到達した場合に実施する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合</u>に実施する。</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圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、</p>	<p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合に実施する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が0.31MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。</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圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧</p>	<p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が<u>384kPa[gage]</u>に到達した場合に実施する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)に到達した場合に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)到達から10分後</u>に実施する。</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圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</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>格納容器温度、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.4.2.15図から第2.4.2.18図に示す。</u></p> <p>※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位計（広帯域）</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位計（広帯域・狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位計（燃料域）</u>にて監視する。6号炉の<u>原子炉水位計（燃料域）</u>はシュラウド内を、7号炉の<u>原子炉水位計（燃料域）</u>はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。</u></p> <p><u>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操</u></p>	<p>力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位（広帯域）</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位（広帯域）</u>、<u>原子炉水位（狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。</u></p> <p><u>低圧代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限である</u></p>	<p>納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。</u></p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位（広帯域）</u>の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する<u>原子炉水位（広帯域・狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>また、原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低（レベル2）で2台すべてがトリップする。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によ</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、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【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>作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。<u>原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。</u>その後は、<u>高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、<u>原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p><u>65℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。</u>その後は、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</u></p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、<u>原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p>	<p>て<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個</u>を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</li> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</li> <li>・解析結果の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</li> </ul>

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>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約 14m)及びベントライン(約 17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第 2.4.2.12 図に示すとおり初期値(約 310℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.4.2.6 図に示すとおり、<u>7.07MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、<u>約 7.37MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約 0.31MPa[gage]</u>及び<u>約 144℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p>第 2.4.2.7 図に示すとおり、<u>高圧炉心注水系</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p>	<p>格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサプレッション・プール水位</u>は、真空破壊装置(約 15m)及びベントライン(約 15m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水</u>維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第 2.4.2-10 図に示すとおり初期値(約 309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.4.2-4 図に示すとおり、<u>約 7.79MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、<u>約 8.09MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約 0.31MPa[gage]</u>及び<u>約 143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p>第 2.4.2-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p>	<p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 30 時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位</u>は、真空破壊装置(約 5.3m)及びベントライン(約 9.1m)に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第 2.4.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値(約 309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.4.2.2-1(1)図に示すとおり、<u>逃がし安全弁(逃がし弁機能)</u>の作動により、<u>約 7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、<u>約 7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ<u>約 384kPa[gage]</u>及び<u>約 153℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度</u>を下回る。</p> <p>第 2.4.2.2-1(2)図に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約 30 時間後に格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 真空破壊装置(弁)、ベントラインの高さの相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代</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>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、<u>サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価</u>としている「2.6 L O C A時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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</p>	<p>格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が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、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作</u>とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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</p>	<p>替注水系(常設)による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</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>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</li> <li>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を実施するため。</li> <li>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない</li> </ul>

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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく，炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約</p>	<p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく，炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回</p>	<p>想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお，高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では，炉心の</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>310℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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 2.4.2.2 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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>309℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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 2.4.2-2 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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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 2.4.2.2-1 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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>サプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>・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>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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> <p>・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</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>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、<u>原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、<u>原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、<u>原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。<u>水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和される。<u>また、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、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><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注</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> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p> <p>・解析条件の相違 【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>計値)の保守性),原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」,「要員配置」,「移動」,「操作所要時間」,「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力0.18MPa[gage])に到達するのは、事象発生約10時間後であり、格納容器スプレイの準備</p>	<p>(設計値)の保守性),原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」,「要員配置」,「移動」,「操作所要時間」,「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は同一の制御盤による実施が</p>	<p>水特性(設計値)の保守性),原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」,「要員配置」,「移動」,「操作所要時間」,「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生8時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影</p>	<p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7,東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7,東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7,東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・運用の相違 【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>操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</li> <li>・運用の相違 【東海第二】</li> </ul>



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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 20 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作</u>は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。</p>	<p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) (添付資料 2.4.2.2)	東海第二発電所 (2018.9.12版) (添付資料 2.4.2.2)	島根原子力発電所 2号炉 (添付資料 2.4.2.2)	備考
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約1時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間後であり、約16時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2)</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約2時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]から0.31MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.1.7, 2.4.2.2)</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合には、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、原子炉格納容器の限界圧力853 kPa [gage]に至るのは、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生から約35時間後以降であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.4.2.2, 3.1.3.8)</p>	<p>第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉 及び 柏崎 6/7 では、3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷</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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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時間までに必要な要員は</u>、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24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>72名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は</u>、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18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)の39名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は</u>、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28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45名</u>で対処可能である。</p>	<p>(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</p> <p>・運用及び体制の相違 【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。 【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28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>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参</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) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m<sup>3</sup>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12,400m<sup>3</sup>の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m<sup>3</sup>の水が必要である。</u></p> <p>水源として、<u>代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。<u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.3)</p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約3,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、<u>低圧原子炉代替注水槽に約740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西1 / 西2）に約7,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西1 / 西2）の水を、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日間の注水継続が可能となる。</u></p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.3)</p>	<p>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>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象</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>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるように設定しているものである。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><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1,549kL)。</u></p> <p><u>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、可搬型代替注水ポンプ(A-2</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(1台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)による電源供給を想定し、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><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、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2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><u>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</u></p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給については、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352m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m<sup>3</sup>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による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、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12m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約712m<sup>3</sup>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730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>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8m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。緊急時対策</u></p>	<p>を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</li> <li>解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7, 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。</li> <li>燃料評価結果の相違</li> <li>【柏崎6/7, 東海第二】</li> <li>解析条件の相違</li> <li>【柏崎6/7, 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。</li> <li>設備設計の相違</li> <li>【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機は専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。</li> <li>設備設計の相違</li> <li>【柏崎6/7】</li> </ul>

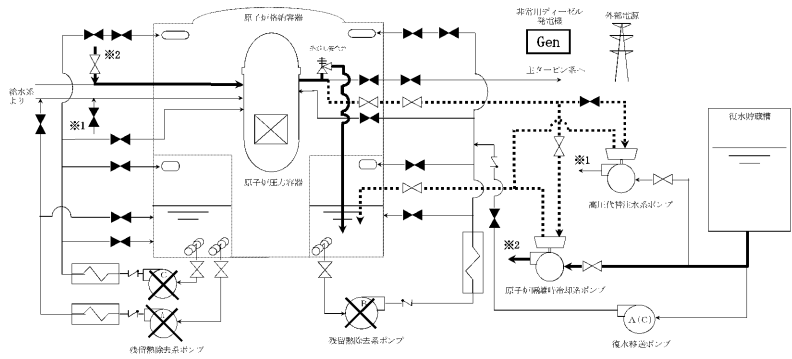
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>級)による復水貯蔵槽への給水, 非常用ディーゼル発電機による電源供給, <u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について, 7日間の継続が可能である。 (添付資料2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが, 仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても, 6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。</u></p> <p>また, <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</u>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>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では, 炉心冷却には成功するが, 残留熱除去系</p>	<p>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。 (添付資料2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが, 仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても, 重大事故等対策時に必要な負荷は, 非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については, 重大事故等対策時に必要な負荷として, 約1,141kW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2台)の連続定格容量は約2,208kW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。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では, 炉心冷却には成功するが, 残留熱除去系</p>	<p>所用燃料地下タンクにて約45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており, この使用が可能であることから, <u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について, 7日間の継続が可能である。 (添付資料2.4.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>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及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は, 非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については, 重大事故等対策に必要な負荷として, 約354kW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, <u>緊急時対策所用発電機</u>についても, 必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では, 炉心冷却には成功するが, 残留熱除去系</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> <ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は, SA事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>設備設計の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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> <ul style="list-style-type: none"> <li>電源設備容量の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお, 柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>設備設計の相違</li> </ul> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</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>



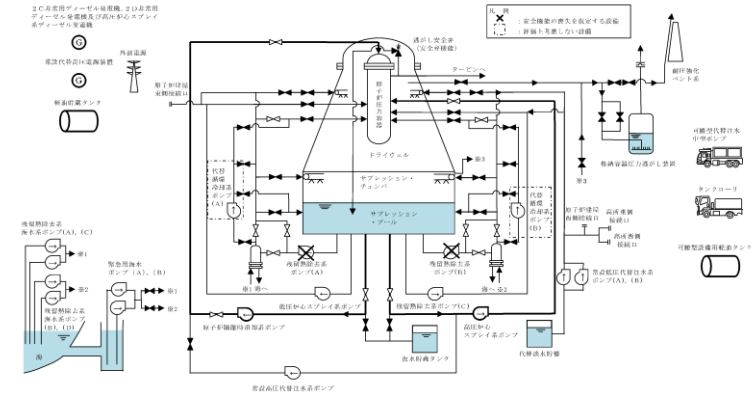
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗</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、原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p>	<p>の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</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>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象(給水流量の全喪失)+RHR失敗</u>」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却</u>、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による<u>非居住区域境界及び敷地境界</u>での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p>	<p>系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</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>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内にお</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</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>いて、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>いて、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p>

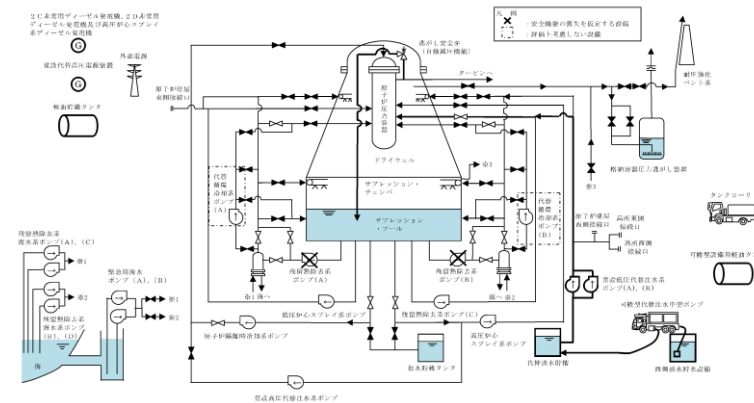
・設備設計の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】



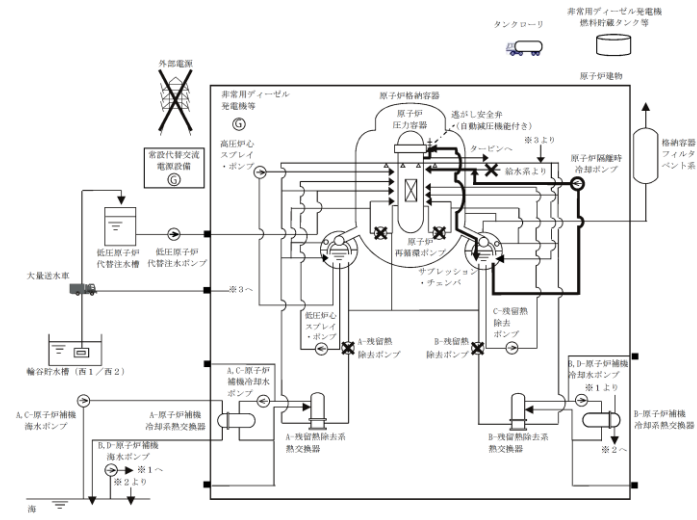
第 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉減圧及び原子炉注水)



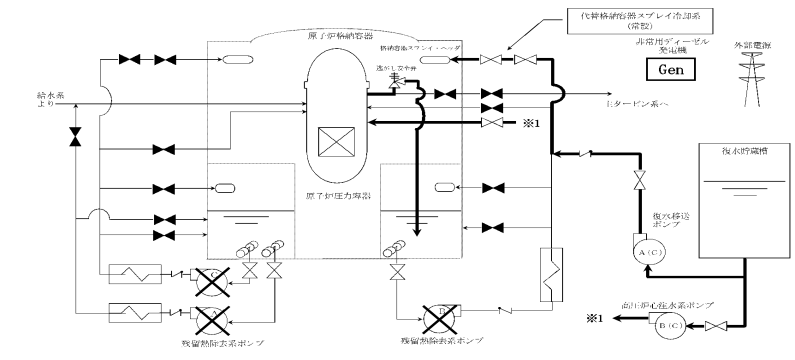
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)  
(原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水段階)



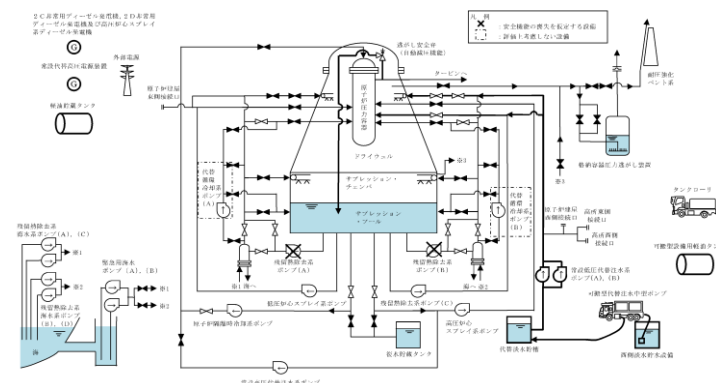
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)  
(低压代替注水系（常設）による原子炉注水段階)



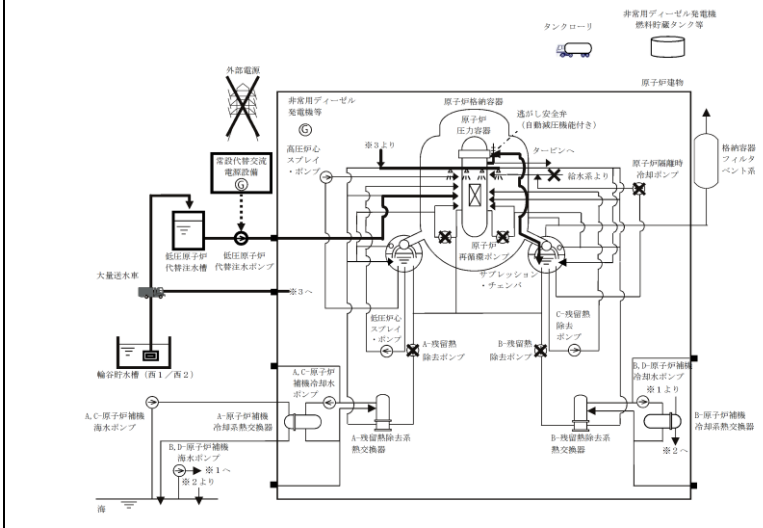
第 2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉減圧及び原子炉注水)



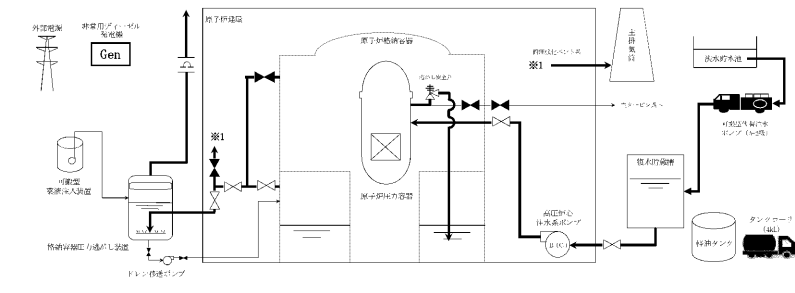
第2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



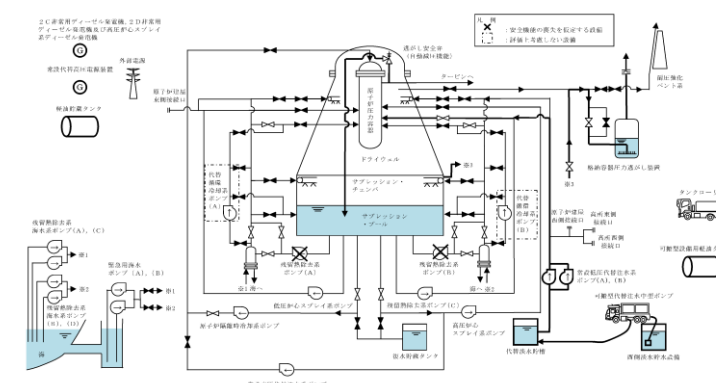
第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）  
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



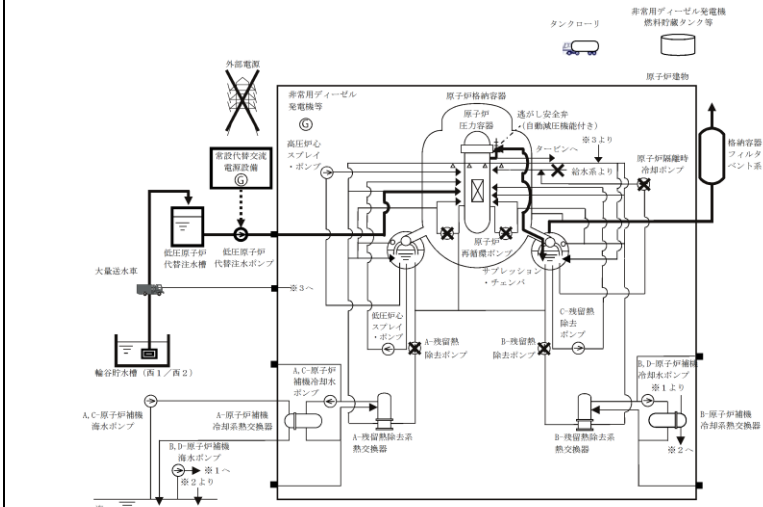
第2.4.2.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図  
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/3）  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）  
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階）



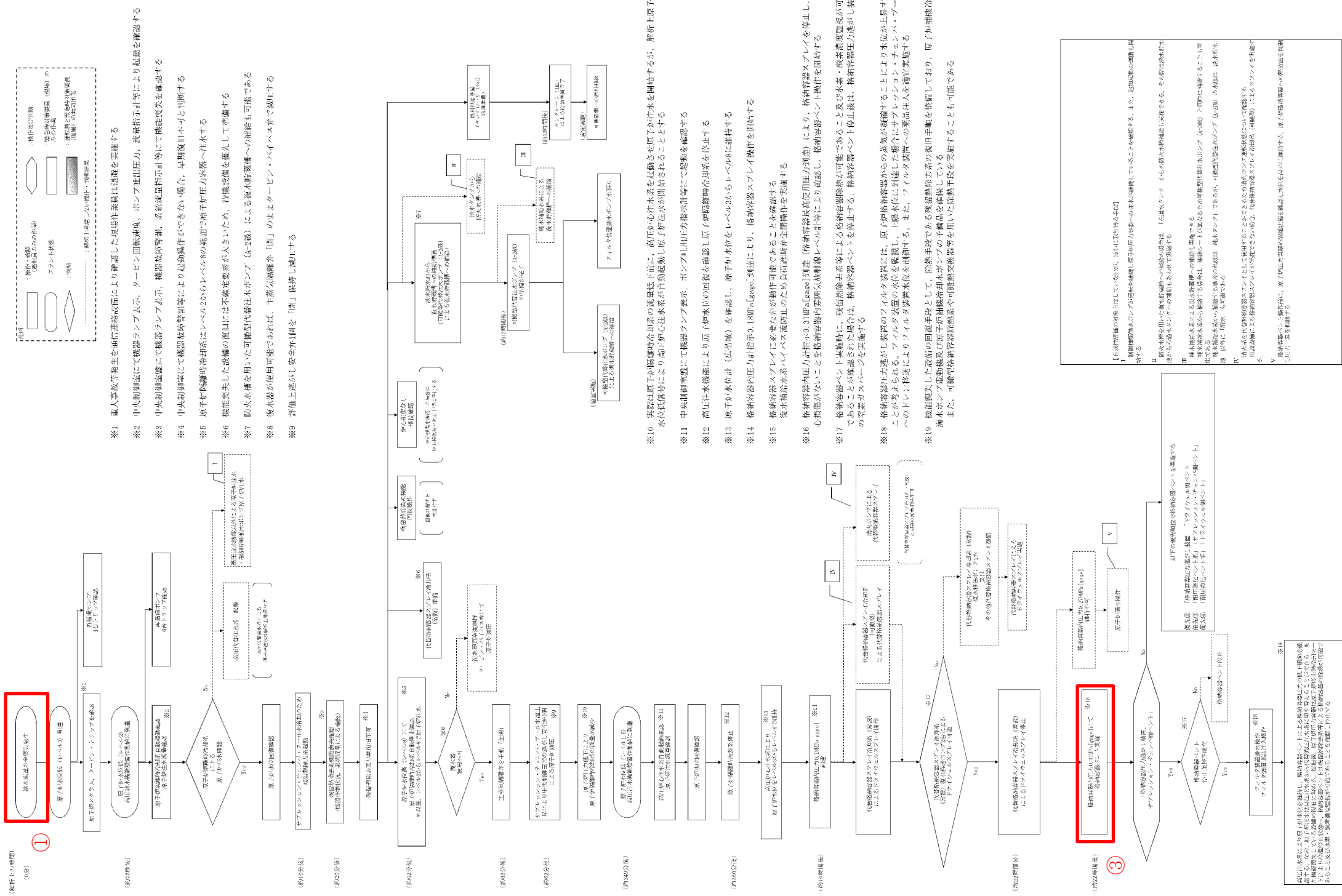
第2.4.2.1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図  
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

・解析条件の相違  
【柏崎6/7，東海第二】  
島根2号炉は，高压炉心スプレイ系及び低压炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低压原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

・設備設計の相違  
【柏崎6/7，東海第二】

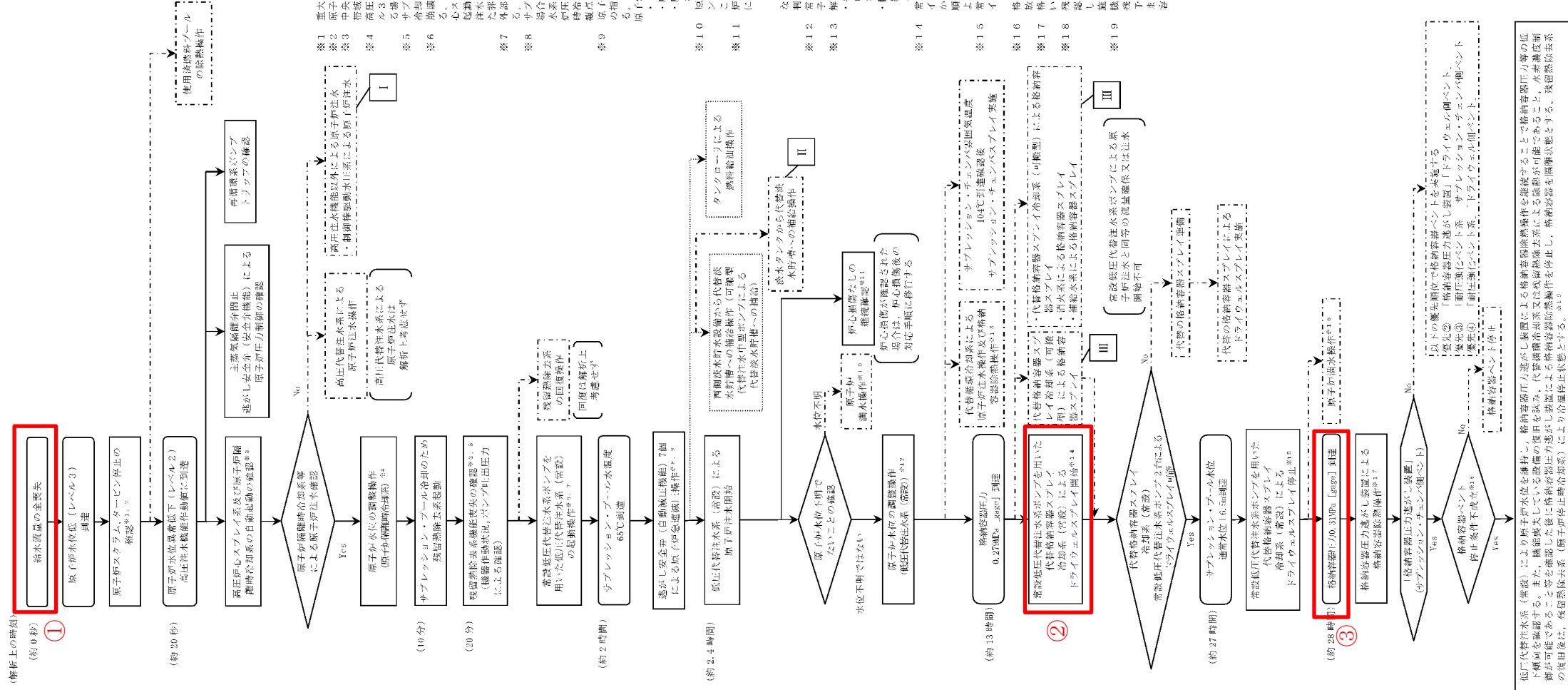
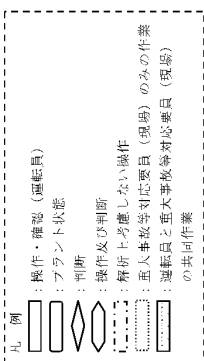
・運用の相違  
【柏崎6/7，東海第二】  
外部水源による格納容器スプレイを実施する場合，スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると，格納容器内の保有水量の観点から，スプレイを実施しない場合に比べ，格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は，ベント遅延効果を図るため，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 2.4.2.4 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要





差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照。

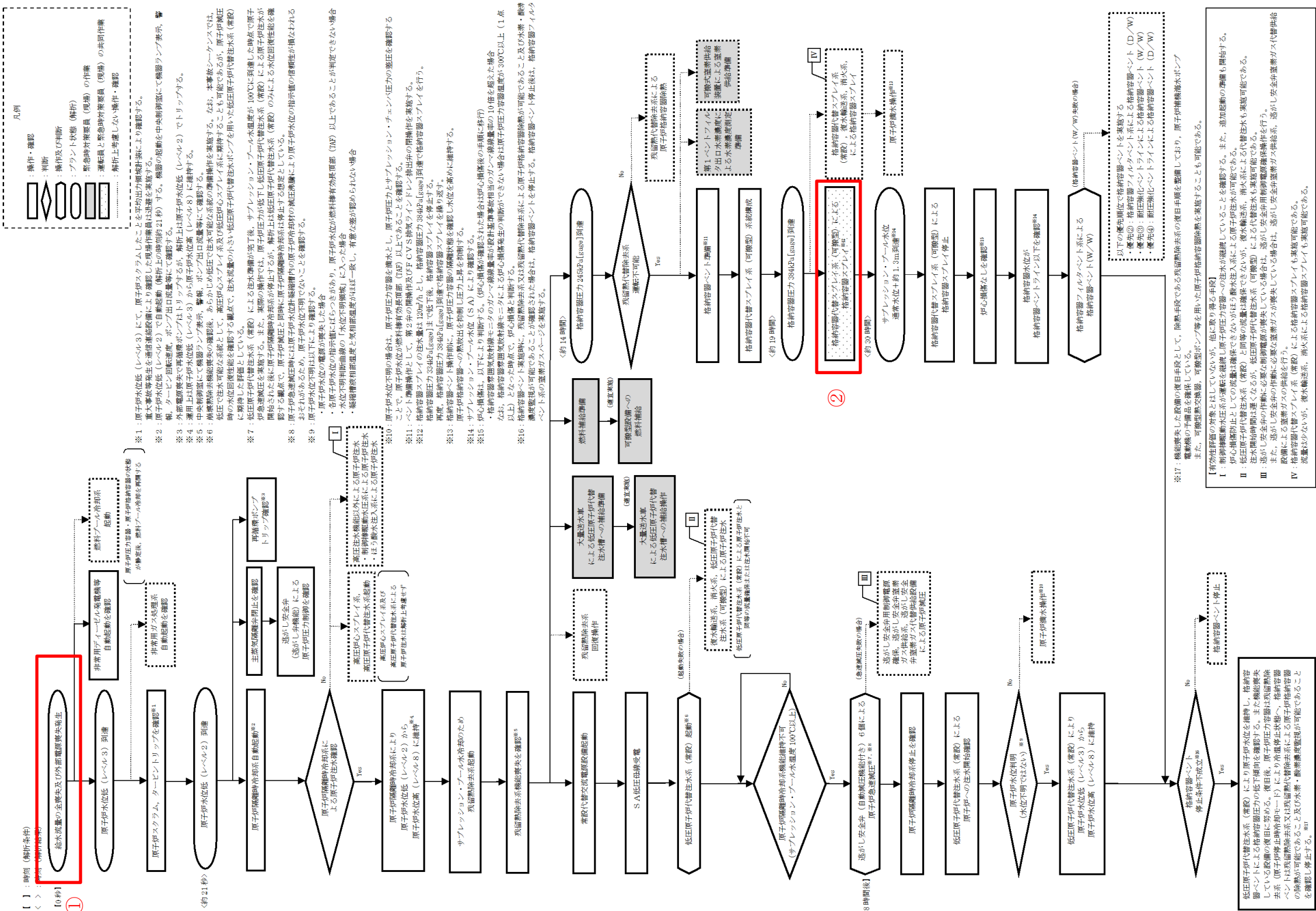
第2.4.2-2図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の対応手順の概要

- 【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
- 格納容器圧力10.3MPa [range]到達
  - 「格納容器圧力10.3MPa [range]到達」による格納容器圧力10.3MPa [range]到達
  - 「格納容器圧力10.3MPa [range]到達」による格納容器圧力10.3MPa [range]到達

以下は、本図に示した手順とは異なるが、本図に示した手順と同様の効果を得るための手段である。

- 「格納容器圧力10.3MPa [range]到達」による格納容器圧力10.3MPa [range]到達
- 「格納容器圧力10.3MPa [range]到達」による格納容器圧力10.3MPa [range]到達
- 「格納容器圧力10.3MPa [range]到達」による格納容器圧力10.3MPa [range]到達





第2.4.2.1-2 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

・解析条件の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 ①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。

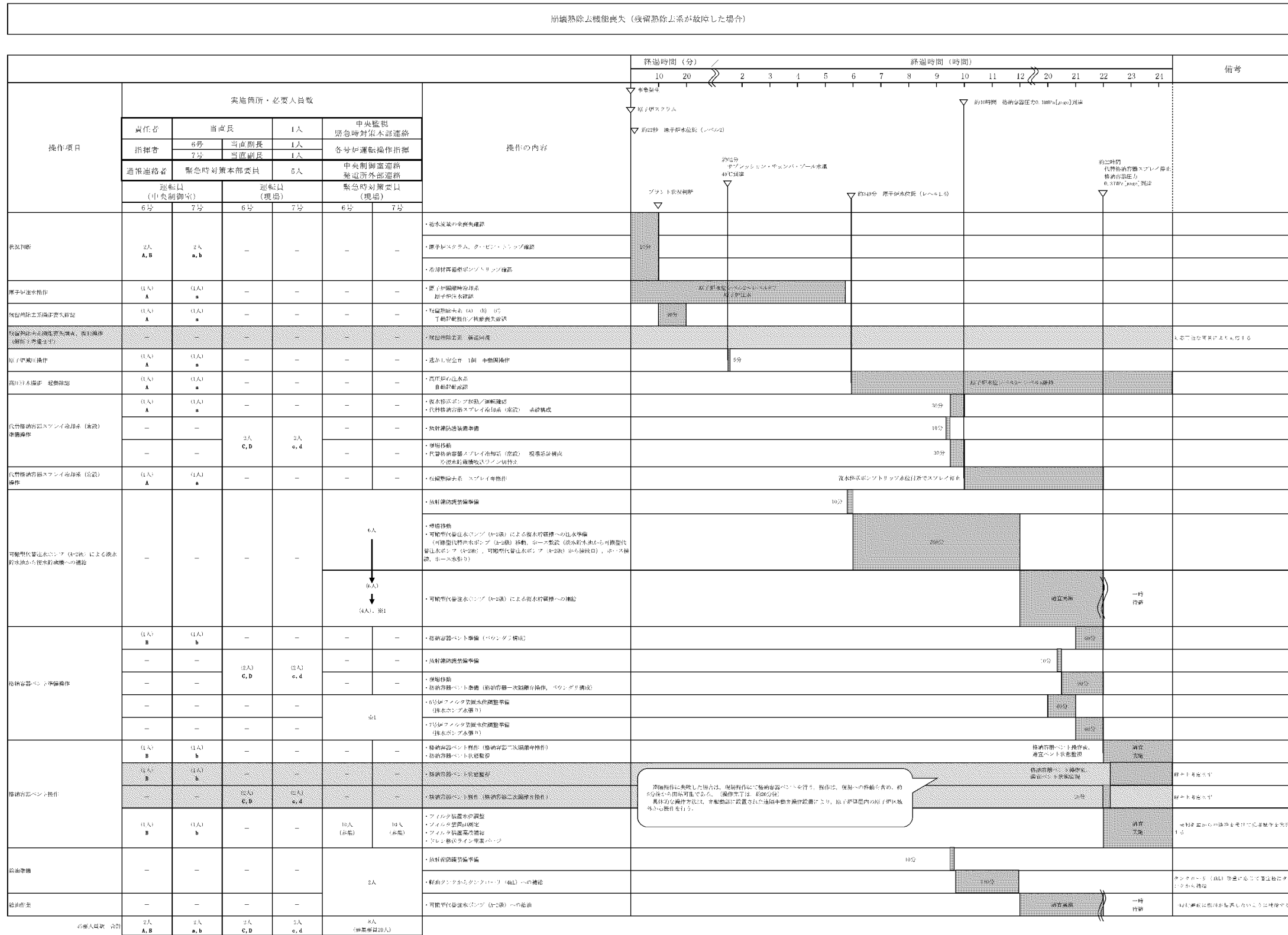
・運用の相違  
**【東海第二】**  
 ②島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。

・運用の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 ③島根 2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準 (サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3 m) 到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

備考

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第2.4.2.5 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間

				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は操作前後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 ▼ プラント状況判断												
	責任者	当直室電長	1人														中央監視 運転操作出掛
	補佐	当直副室長	1人														運転操作指揮補佐
	班班長等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														活動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●給水流量急喪失の確認</li> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●再建線系ポンプトリップの確認</li> <li>●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> <li>●圧力抑制弁閉止及び及び及び安全弁(安全弁機能)による原子炉圧力抑制の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> </ul>	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
原子炉水位の調整 操作(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする												
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)によるサブプレッション・プールの除熱操作(失敗)	10分												
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	●残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解除上向きしない	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	5分											外部電源がない場合に実施する	
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)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	【1人】 A	-	-	●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)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	5分												

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照。

				経過時間(時間)												備考
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																
作業項目	実施箇所・必要員数 【】は作業前後移動してきた要員			作業の内容												備考
	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)													
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作												
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	【1人】 A	-	-	●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)による原子炉注水の系統構成操作及び配管操作												サブプレッジョン・プール熱等制御装置故障まで
過剰安全弁(自動減圧機構)による原子炉空圧減圧操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁(自動減圧機構)7個の手動開放操作												
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●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)による原子炉注水の調整操作												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器のスプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作												
代替格納容器による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替格納容器による原子炉注水操作 ●代替格納容器による格納容器除熱操作												格納容器スプレイ中、適宜状態監視 注水開始後、適宜原子炉水位調整
原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●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)による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を可能な限り高く維持 格納容器スプレイ中、適宜状態監視
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作												適宜実施 20分 15分
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備)												5分
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッジョン・チェンバール)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱準備(現場での第二準備) ●第二準備現場操作場所への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱準備(現場での第三準備)												125分
自備供水貯水設備を本機とした可搬型代替注水中継ポンプによる代替格納容器への給水操作	-	-	5人 a-h	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作												180分
タンクローリによる燃料給水操作	-	-	2人 (常設)	●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作												90分
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a-h (必要員5人)													

第2.4.2-3図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(2/2)

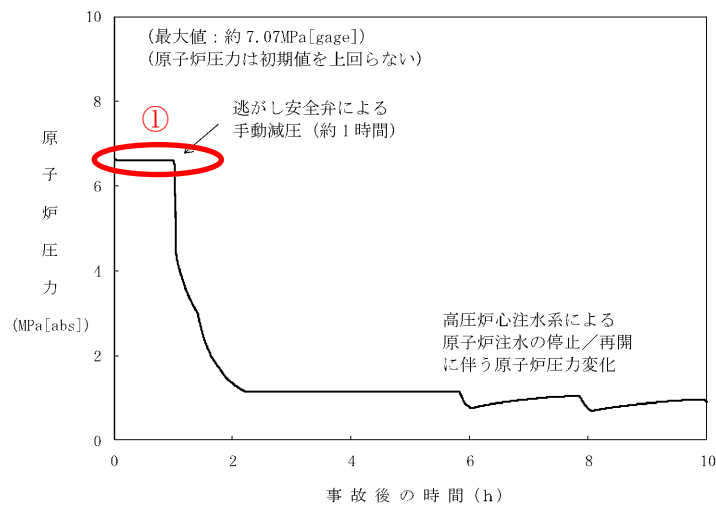
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	高圧箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)										経過時間 (時間)							経過時間 (日)							備考																										
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対応本部連絡	10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	14	15	16	17	18	19	20		30	31	32	5	6	7																				
状況判断	1人 A	—	—	外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉システム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再稼働ポットリップ確認 主要な隔離弁全閉確認/逃がし安全弁（逃がし弁機能）による 原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 残留熱除去系機能喪失確認 非常用ガス処理系自動起動確認	10分																													約21秒 原子炉水位低（レベル2） ▽ プラント状況判断	8時間 サプレッション・プール水温100℃到達 原子炉急減速圧 原子炉隔離時冷却系停止 低圧原子炉代替注水系（常設） 原子炉注水開始	約14時間 格納容器圧力24kPa[gage]到達	約10時間 格納容器圧力30kPa[gage]到達	約30時間 サプレッション・プール水位																	
原子炉注水操作	(1)人 A	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認																													原子炉水位をレベル2～レベル8で維持																						
残留熱除去系機能喪失判定 戻り操作	—	—	—	残留熱除去系 機能回復																																																			
常設代替交流電源設備起動操作	(1)人 A	—	—	常設代替交流電源設備起動, 発電機操作	10分																																																		
原子炉急減速圧操作	(1)人 A	—	—	逃がし安全弁（自動減速機能付き）6個 手動開放操作																													10分																						
低圧原子炉代替注水系 （常設） 起動操作	(1)人 A	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設） 起動/運転確認/系統構成																													10分																						
低圧原子炉代替注水系 （常設） 注水操作	(1)人 A	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設） 注水弁操作																																																			
輪谷貯水槽（西1/西2）から 低圧原子炉代替注水系への 補給	—	—	14人 a~n	放射線防護員準備 大量注水による低圧原子炉代替注水系への補給準備 （大量注水配置、ホース搬送・接続）	10分																												2時間10分																						
格納容器代替スプレッド系 （可搬型） 系統構成	(1)人 A	—	(2)人 a,b	格納容器代替スプレッド系（可搬型） 系統構成																																																			
格納容器代替スプレッド系 （可搬型） スプレッド操作	(1)人 A	—	(2)人 a,b	格納容器代替スプレッド系（可搬型） スプレッド弁操作（現操）																																																			
格納容器代替スプレッド系 （可搬型） スプレッド操作	(1)人 A	—	(2)人 a,b	格納容器代替スプレッド系（可搬型） スプレッド弁操作																																																			
原子炉注水操作	(1)人 A	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加																													格納容器圧力が30kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器定常部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を増やして原子炉水位を定常値に高く維持する																						
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	2人 B,C	—	放射線防護員準備																												10分																							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	2人 B,C	—	格納容器ベント準備（第2弁操作）																												10分																							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	—	(2)人 e,f	F C V S 排気ラインドレン排出口閉鎖操作																												1時間20分																							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	—	2人 g,p	放射線防護員準備																												10分																							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	—	2人 o,p	第1ベントフィルタ出口水流量準備																												2時間																							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	—	(2)人 c,d	可搬型窒素供給装置準備																												2時間																							
格納容器ベント操作	(1)人 A	—	(2)人 B,C	格納容器ベント操作（第1弁操作）																												10分																							
格納容器ベント操作	(1)人 A	—	(2)人 B,C	格納容器ベント操作（第1弁操作）																												1時間30分																							
燃料補給準備	—	—	2人 q,r	放射線防護員準備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	10分																											2時間30分																							
燃料補給作業	—	—	—	大量注水への補給																																																			
燃料プール冷却 再開	(1)人 A	—	—	燃料プール冷却系再起動																																																			

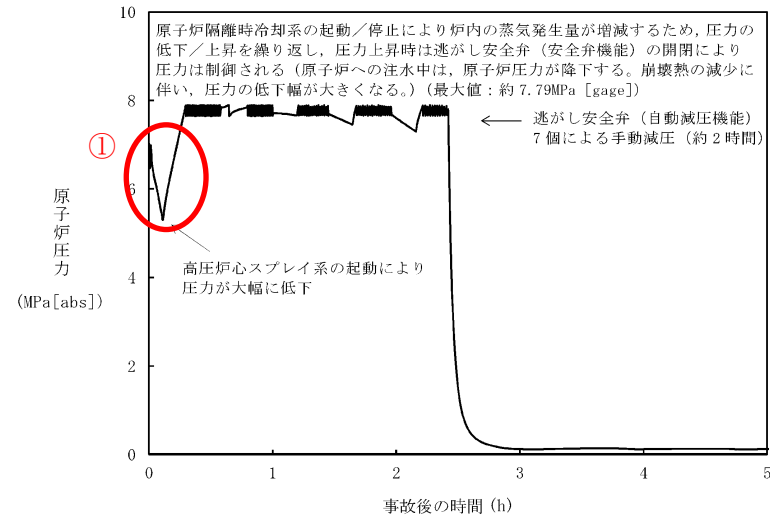
第2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

・解析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。  
・解析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  
**【柏崎6/7, 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。

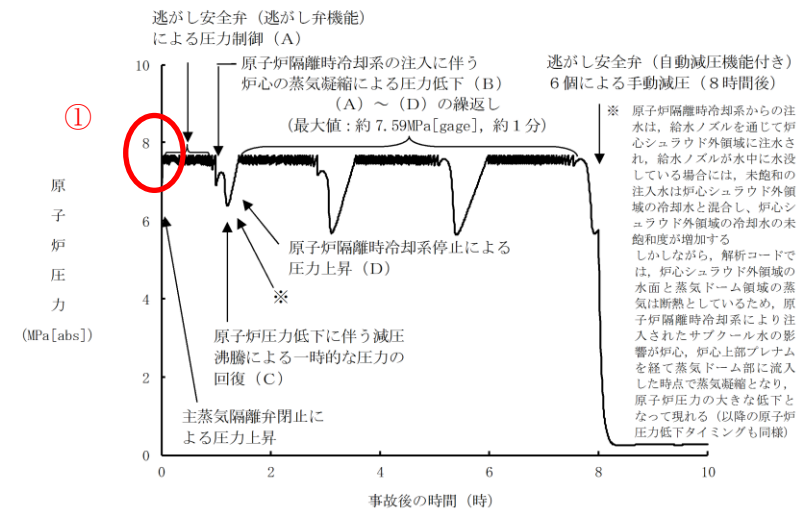




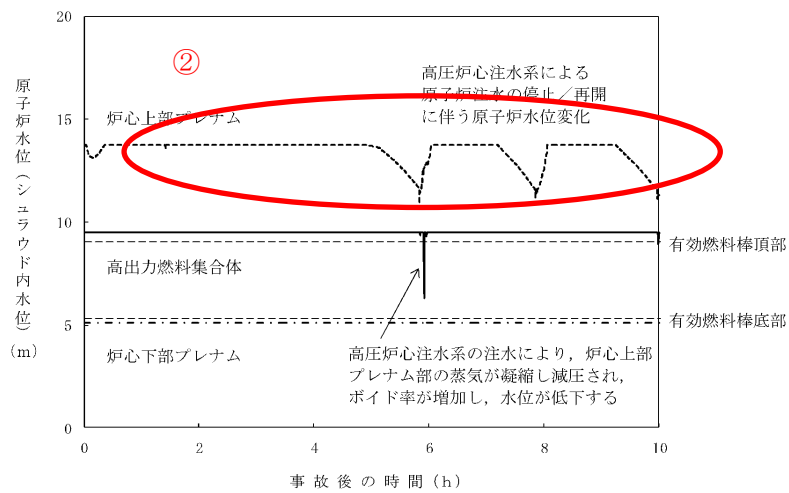
第2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移



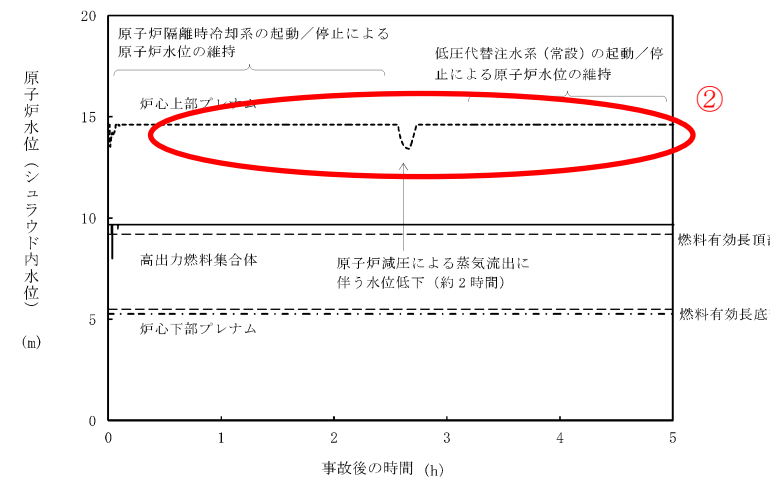
第2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移



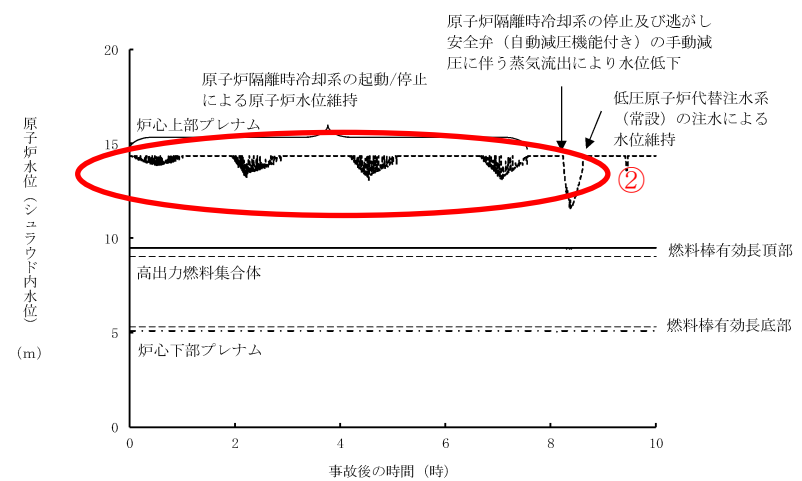
第2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



第2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



第2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



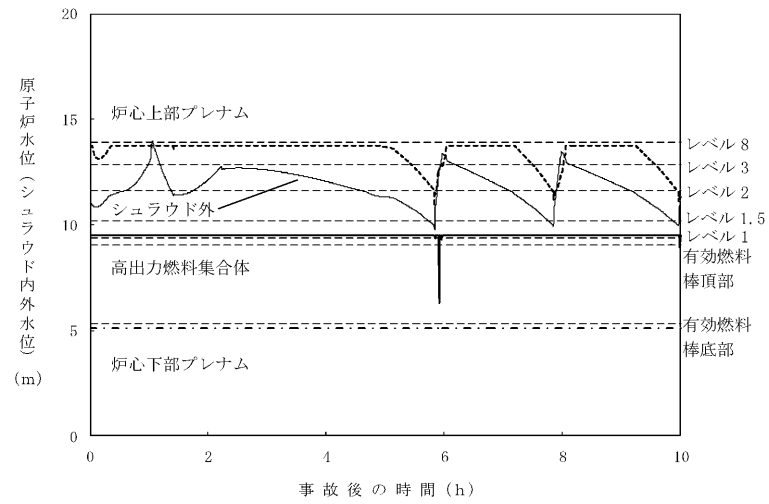
第2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

備考  
・解析結果の相違

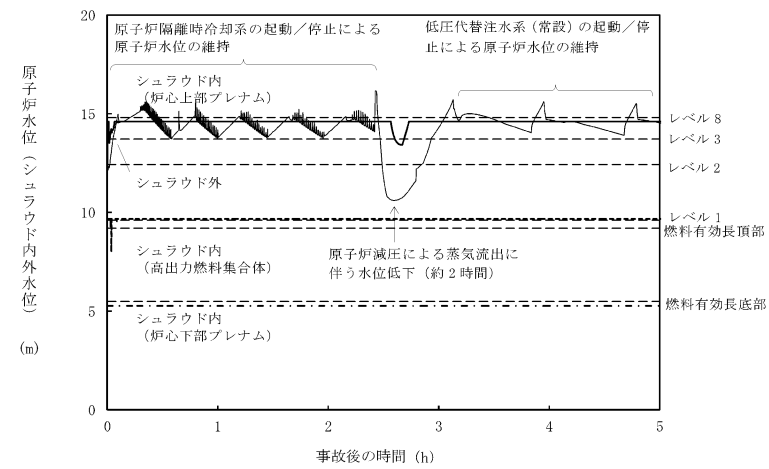
【柏崎6/7】  
①東海第二及び島根2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。

【柏崎6/7, 東海第二】  
②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。

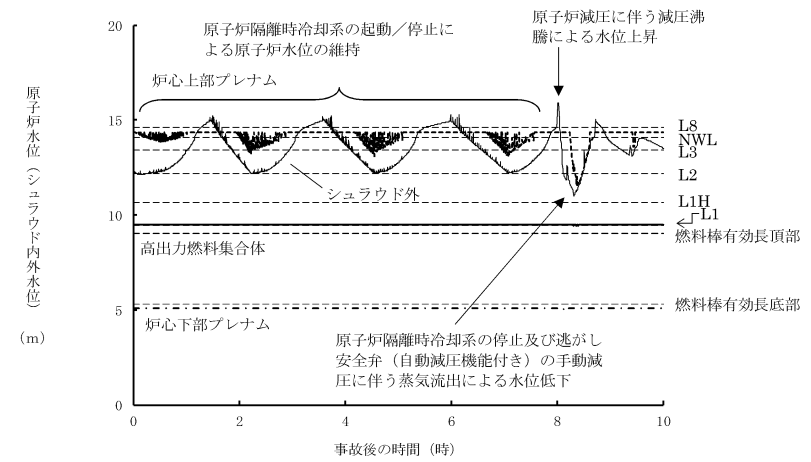




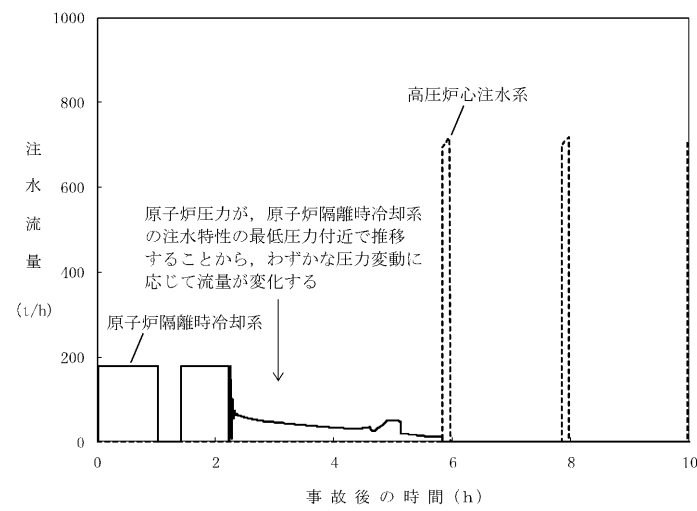
第2.4.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



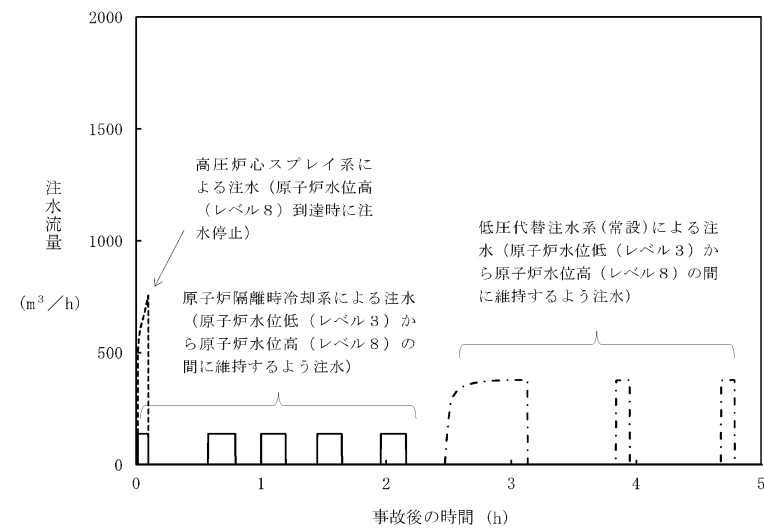
第2.4.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



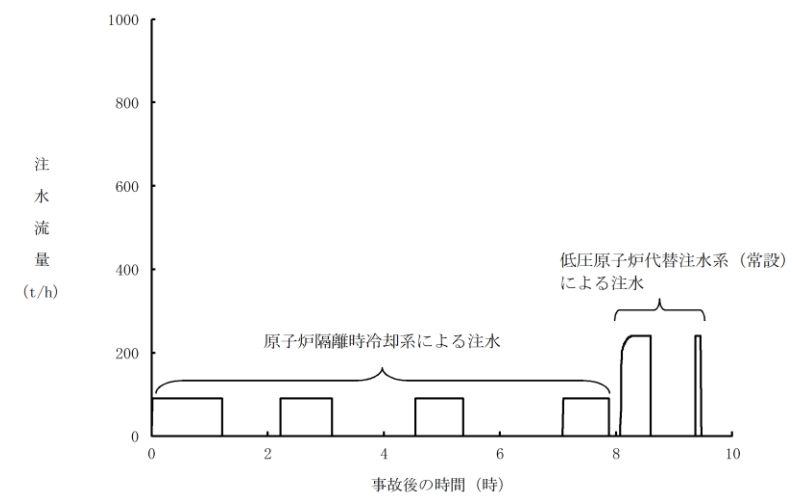
第2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第2.4.2.9 図 注水流量の推移



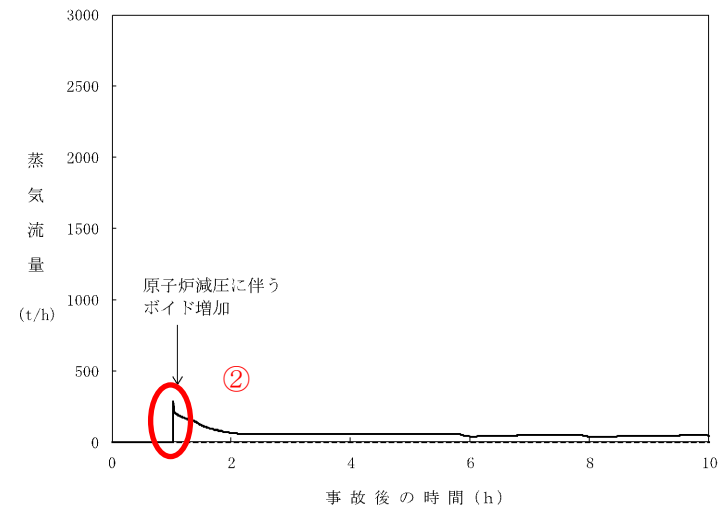
第2.4.2-7 図 注水流量の推移



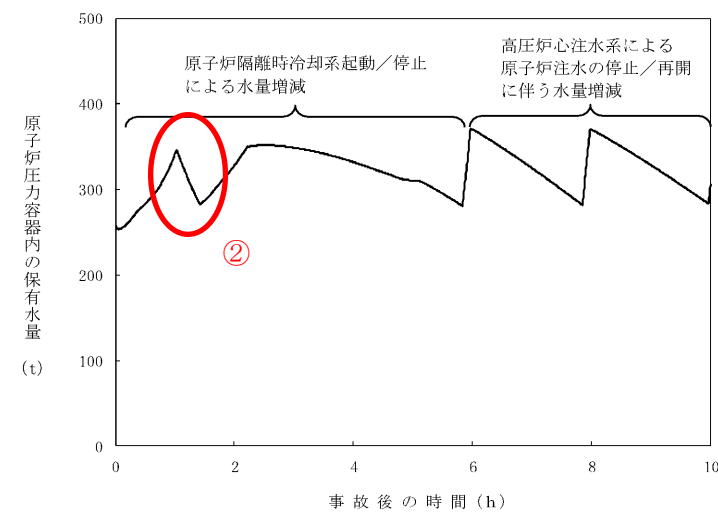
第2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
注水設備の相違\*による注水パターンの相違。

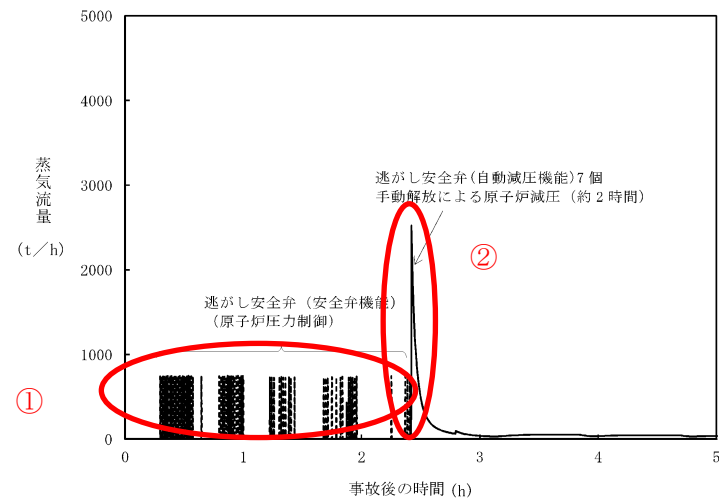
※  
島根2号炉：原子炉隔離時冷却系, 低圧原子炉代替注水系(常設)(減圧後)  
東海第二：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧代替注水系(常設)(減圧後)  
柏崎6/7：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系(減圧後)



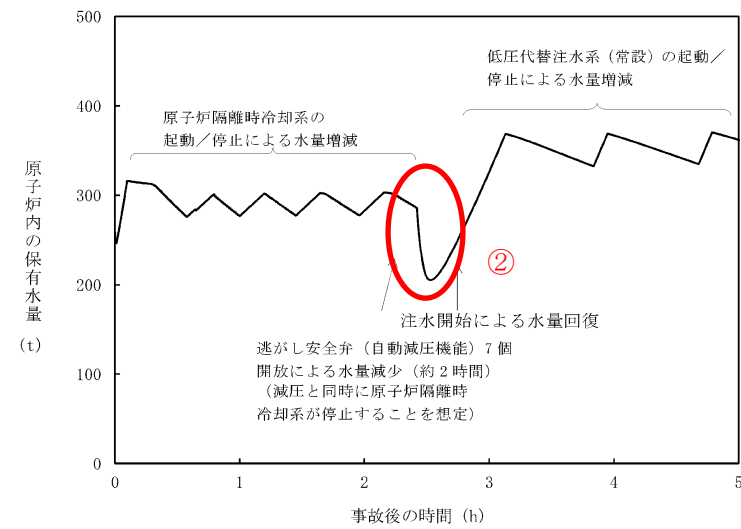
第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



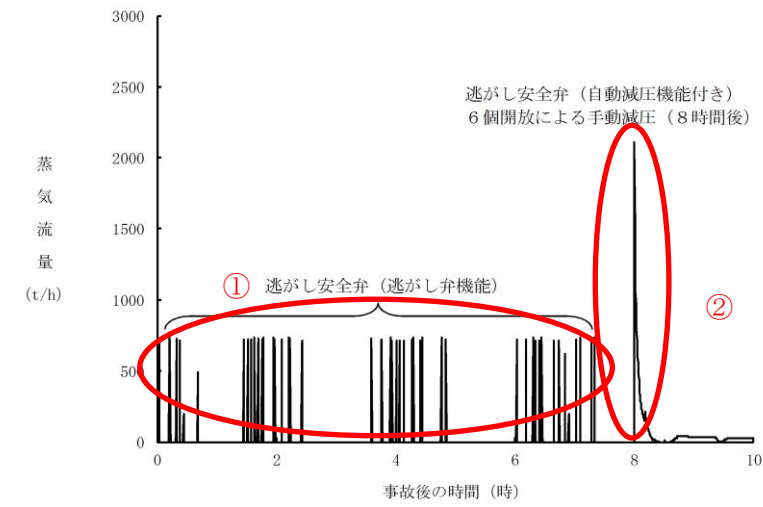
第2.4.2.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



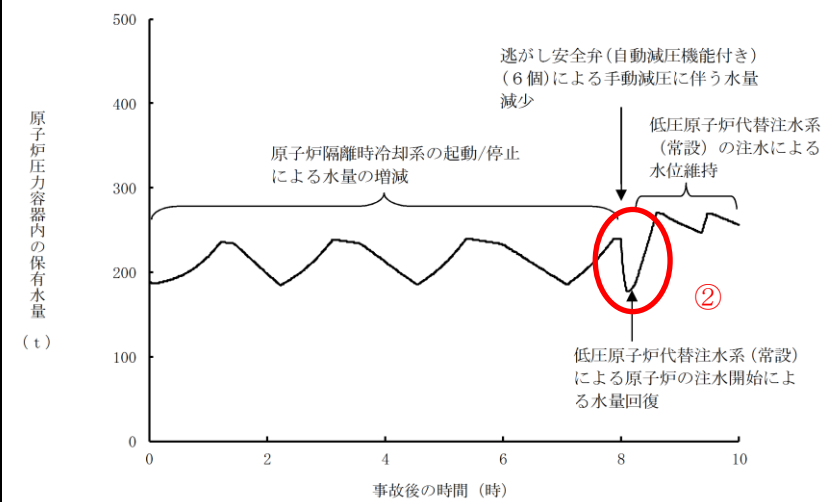
第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2-9 図 原子炉压力容器内保有水量の推移

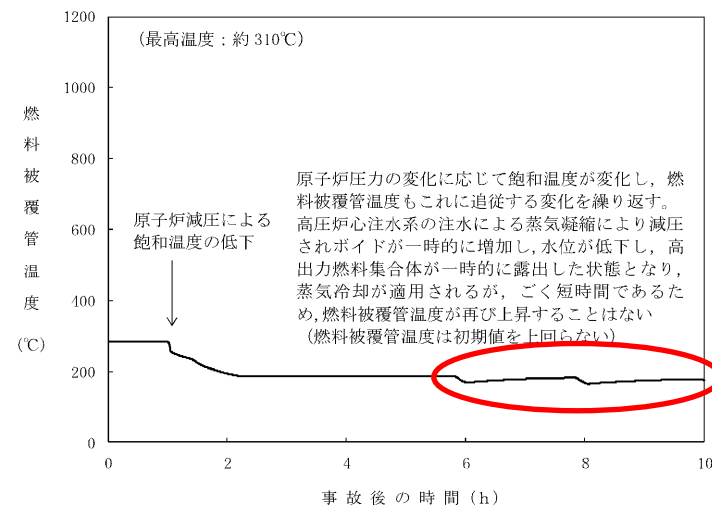


第2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

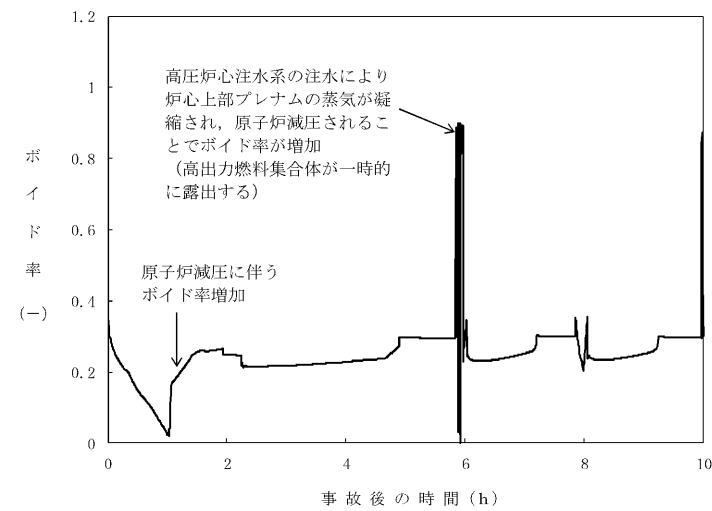


第2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

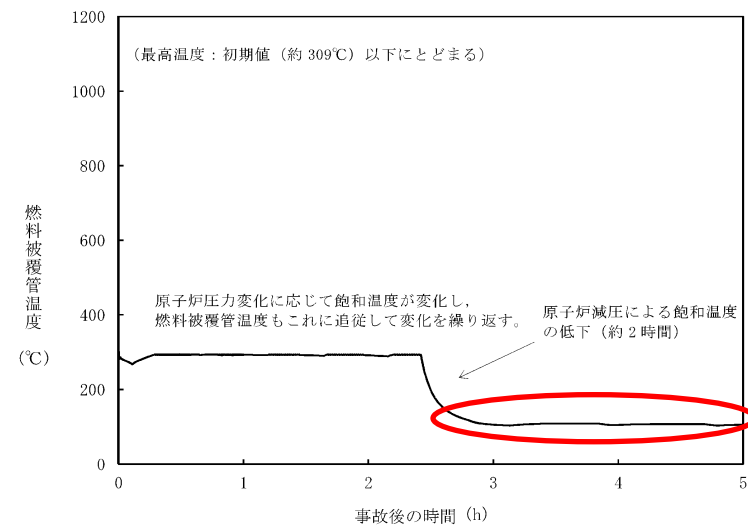
・解析結果の相違  
**【柏崎6/7】**  
 ①東海第二及び島根2号炉は、事象発生早期に原子炉水位がL2に到達した時点でMSIV閉となり、SRVにより原子炉圧力が制御される。  
**【柏崎6/7、東海第二】**  
 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。



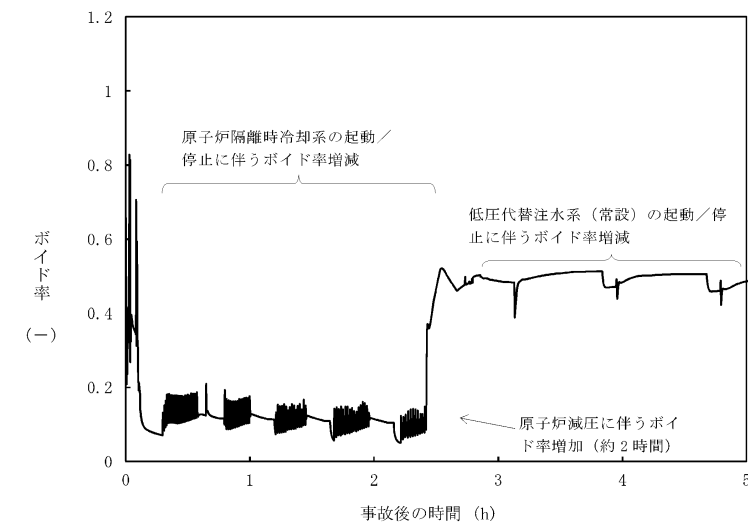
第 2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



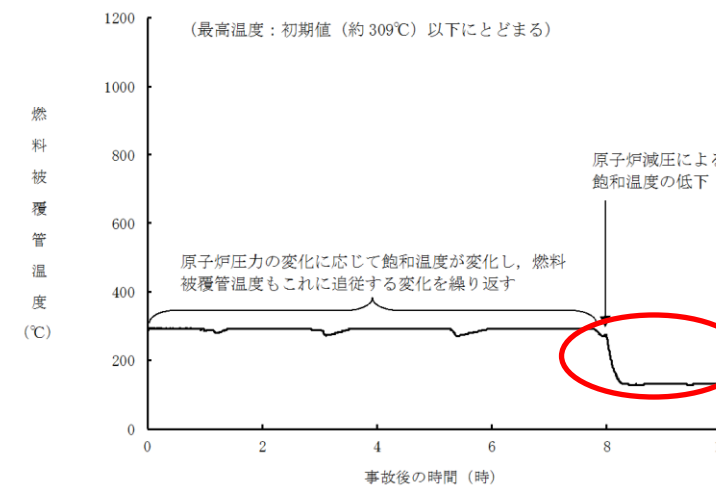
第 2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



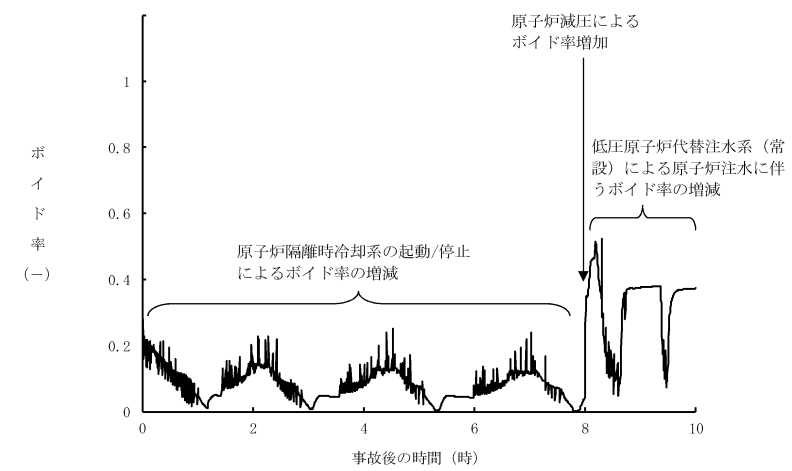
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

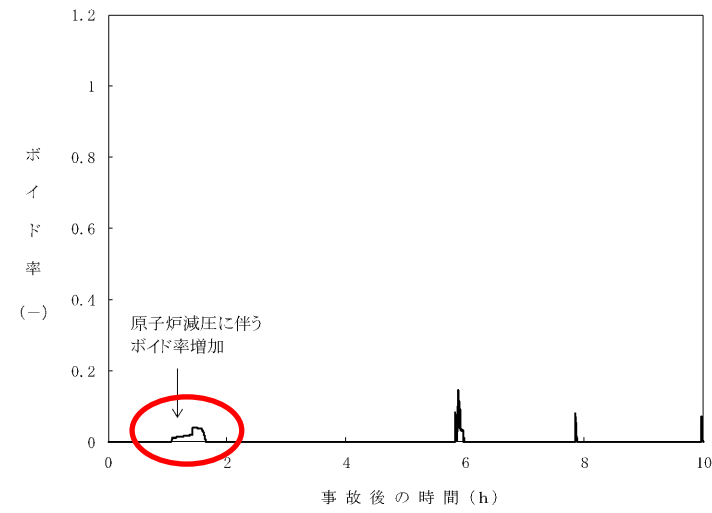


第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

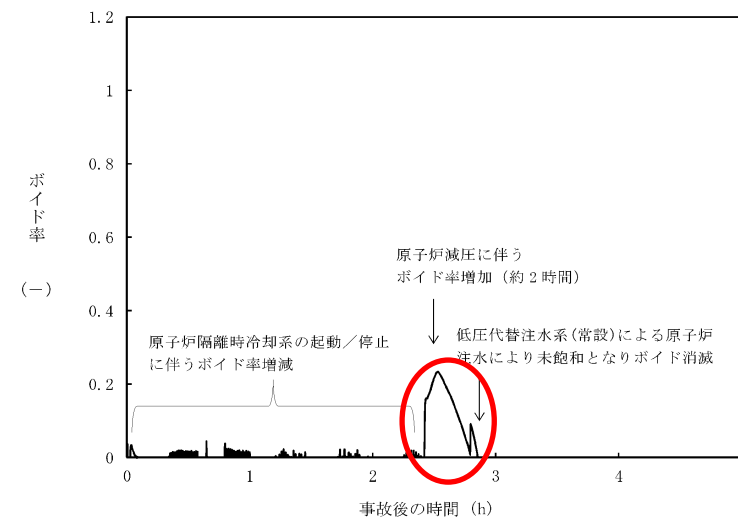


第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

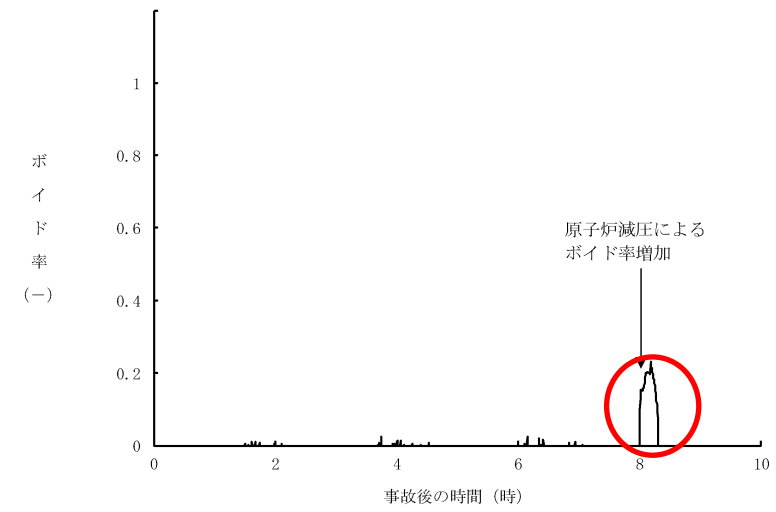
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】  
東海第二及び島根 2号炉は、原子炉減圧後、低圧代替注水による原子炉注水を実施することから、柏崎 6/7 の挙動とはならない。



第 2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

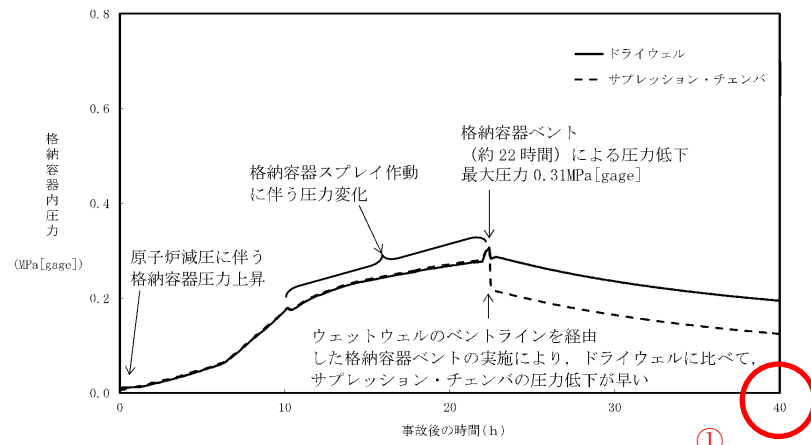


第 2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

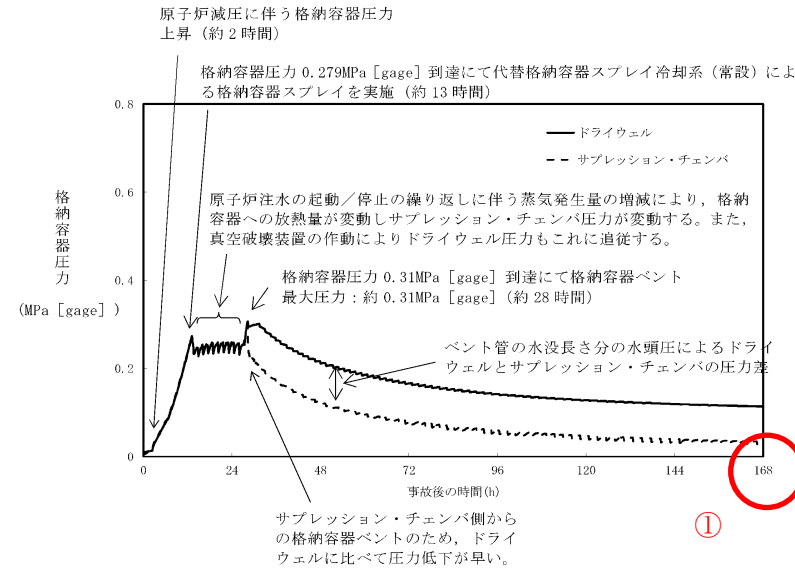


第 2.4.2.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

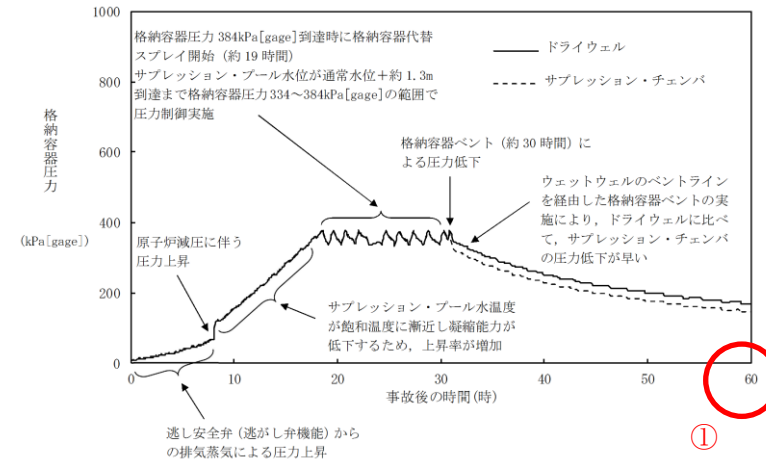
・解析結果の相違  
**【柏崎 6/7, 東海第二】**  
 原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。



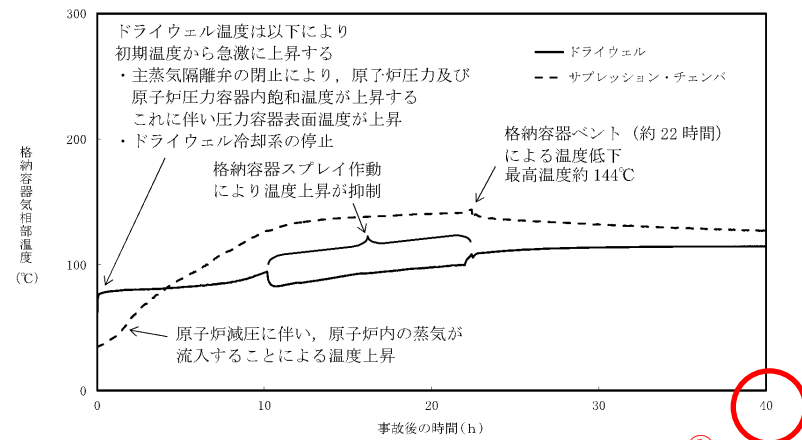
第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移



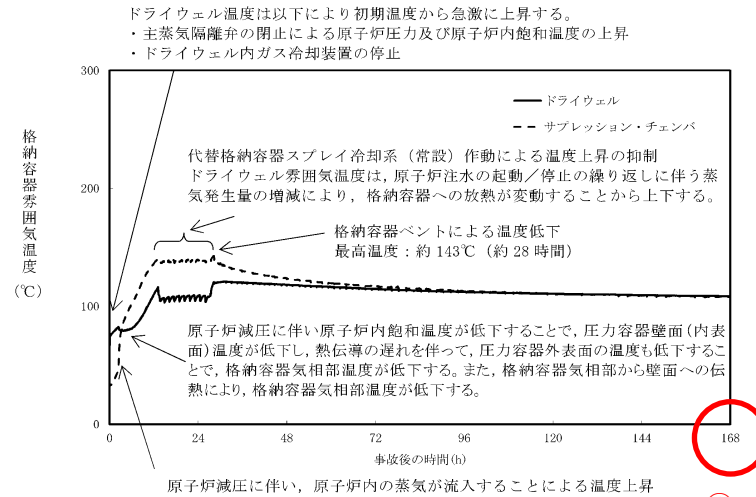
第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移



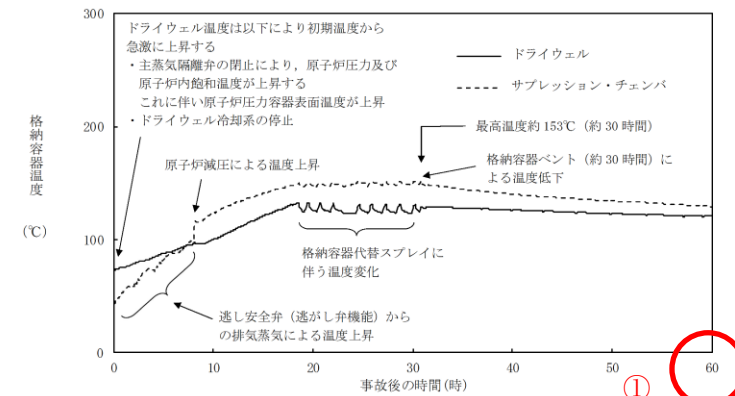
第2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移

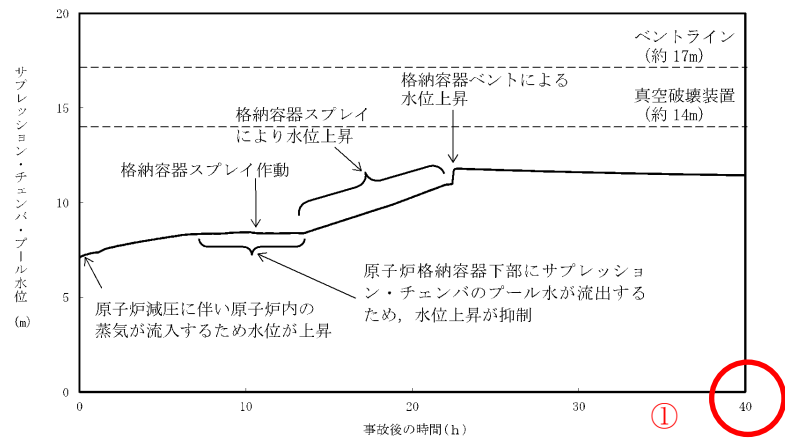


第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移

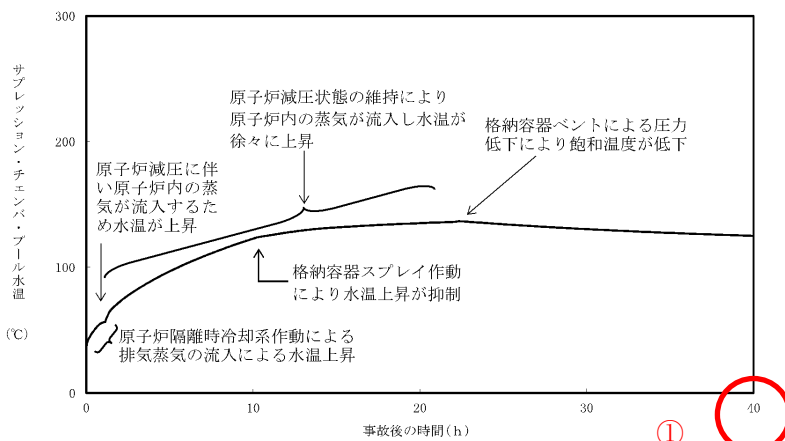


第2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

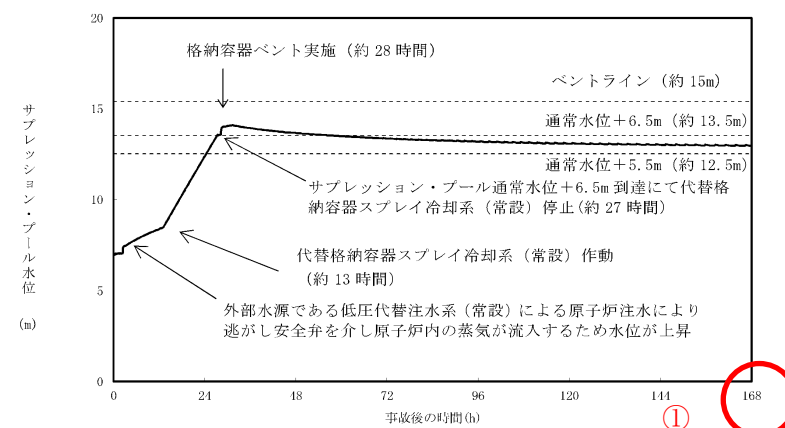
・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
①解析時間の相違。



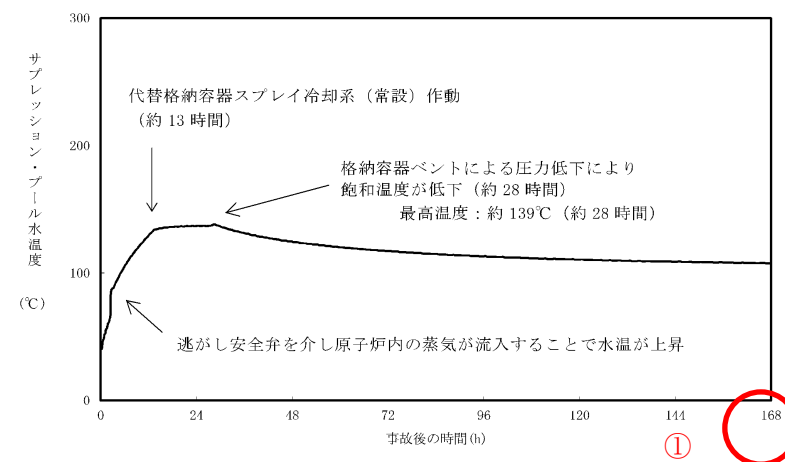
第2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



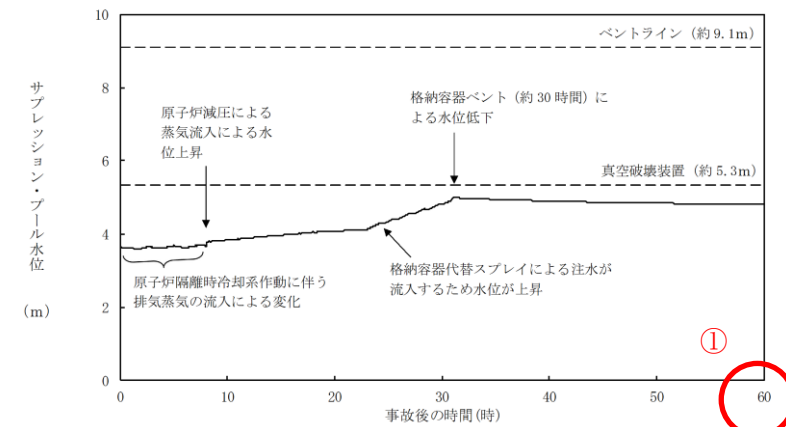
第2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



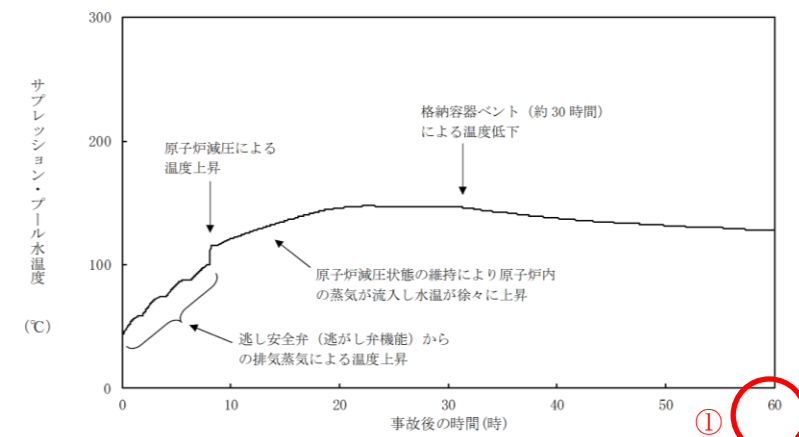
第2.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
①解析時間の相違。



第2.4.2.1表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」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	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 低圧代替注水ポンプ 低圧代替注水ポンプ	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 高圧代替注水ポンプ系統流量 原子炉水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 低圧代替注水ポンプ	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッジョン・チェンバ、プールの水温度
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッジョン・チェンバ、プールの水温度が上昇する。残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プールの水温度が上昇することにより、原子炉水位が回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	—	—
逃がし安全弁による原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッジョン・チェンバ、プールの水温度が上昇する。逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低(レベル1.3)により高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 高圧炉心注水ポンプ 高圧炉心注水ポンプ	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【高圧炉心注水系統流量】 原子炉水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系(常設)による原子炉注水	格納容器圧力が0.1MPa(G)到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系(常設)により原子炉隔離時冷却系流量を確保する。	格納容器圧力 代替格納容器	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉水位 (SA) 格納容器内圧力 (燃料域)
格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水	格納容器圧力が0.31MPa(G)到達した場合、格納容器圧力逃がし装置により原子炉隔離時冷却系流量を確保する。	格納容器圧力逃がし装置 格納容器圧力逃がし装置	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉水位 (SA) 格納容器内圧力 (燃料域) 格納容器内圧力 (燃料域)

① 〔 〕：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時(残留熱除去系が故障した場合)における重大事故等対策について(1/3)

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心スプレッド冷却系* サブプレッジョン・チェンバ*	—	原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレッド冷却系系統流量* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サブプレッジョン・プールの水温度
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッジョン・プールの水温度が上昇するため、残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却系)を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッジョン・プールの冷却は失敗する。	—	—	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水ポンプ 逃がし安全弁(自動減圧機能)*	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*

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2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【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】*	平均出力領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブプレッジョン・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッジョン・チェンバのプールの水温度が上昇するため、残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却モード)運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】* サブプレッジョン・プールの水温度 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系(常設)を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッジョン・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧代替注水ポンプ 逃がし安全弁(自動減圧機能付き)*	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* サブプレッジョン・プールの水温度 (SA)

①, 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  
〔 〕：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処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 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (2/3)

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
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が 0.245MPa [gage] に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブプレッション・チェンバ* -	-	原子炉圧力 (SA) ドラウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プールの水温度 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

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  
注：右列性評価上考慮しない操作

第 2.4.2-1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」 の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		計装設備
		常設設備	可搬型設備	
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水貯槽	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 代替注水流量 (常設) 低圧原子炉代替注水貯槽水位
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が 334kPa [gage] まで降下した場合、又はサブプレッション・プールの水位が通常水位 + 約 1.3m に到達した場合は、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* -	大量送水車 タンクローリー	ドラウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プールの水位 (SA)

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)



第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3/3）

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
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化バント系	—

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 2.4.2-1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（3/3）

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
格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタバント系	—

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）

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉側	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0 kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	③ トライウエル内各種の設計値 (主として内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	③ ウェットウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	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
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉熱出力	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉圧力	2.436MPa	定格原子炉熱出力として設定
原子炉水位	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
炉心流量	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心入口温度	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口サブクール度	約278℃	熱平衡計算による値
燃料	約9℃	熱平衡計算による値
最大線出力密度	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆層温度上昇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
原子炉停止後の崩壊熱	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
格納容器容積 (ドライウエル)	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	7,900m <sup>3</sup>	③ トライウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	空腔部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	③ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	35℃	通常運転時の格納容器圧力として設定

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
- ③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
- ④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/6)

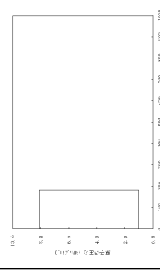

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウェルサープレッション・チェンバ間差圧) ③
	サブレーション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)
	サブレーション・プール水温度	32℃
	格納容器圧力	5kPa [gage]
	格納容器雰囲気温度	57℃ ④
事故条件	外部水源の水温	35℃
	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
	外部電源	外部電源あり

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃ ④
	外部水源の温度	35℃
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
	外部電源	外部電源なし
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [gage]において)にて注水
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m <sup>3</sup> /hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御

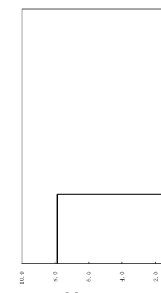
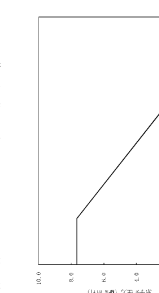
・解析条件の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h (0.69MPa [dif] において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

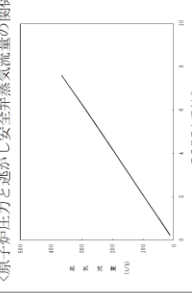
重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m <sup>3</sup> /h (1.38MPa [dif] において) (最大1,419m <sup>3</sup> /h) にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 ⑤ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開示することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa [gage] における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違  
【東海第二】  
⑤柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。



第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

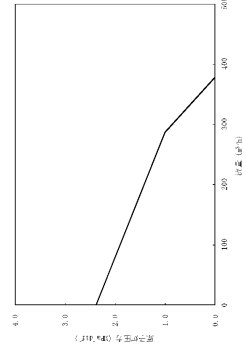
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁  ⑤	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開示することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として 設定  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び 原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)  格納容器圧力逃がし装置等	140m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレ イ 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における 最大排出流量 31.6kg/s に対して、 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開 操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格 納容器除熱

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁  ⑤	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開示するこ とによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の 関係＞ 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関 係から設定
	重大事故等対策に関連する機器条件	

・解析条件の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

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	低圧代替注水系 (常設)  最大 378m <sup>3</sup> /h で注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  	
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)		設計に基づき、併用時の注入先圧力及びシステム圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	格納容器圧力逃がし装置等		格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱

・解析条件の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

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操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブレーション・チェンバ・プールの水温 49℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

高温待機運転中のサブレーション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定

設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定

格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

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操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブレーション・プール水温度 65℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

サブレーション・プール熱容量制限を踏まえて設定

格納容器最高使用圧力を考慮し設定

格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

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操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m (真空破壊装置下端 - 0.45m) 到達から 10 分後

原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定

格納容器最高使用圧力を考慮して設定

中央制御室における操作所要時間を考慮して設定  
操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

・解析条件の相違  
【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: right;">添付資料2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】  <u>原子炉安定停止状態の確立について</u>  <u>逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，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に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>格納容器安定状態</u>：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，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に安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】  <u>原子炉安定停止状態の確立について</u>  <u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，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実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態</u>：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】  <u>原子炉安定停止状態の確立について</u>  <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>                      島根 2号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降，同様な相違については記載省略）</li> <li>・解析結果の相違  <b>【柏崎 6/7，東海第二】</b>                      島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。</li> <li>・解析条件の相違  <b>【柏崎 6/7，東海第二】</b>                      島根 2号炉は，原子炉</li> </ul>

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>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量約<math>4.9 \times 10^{-2}</math>mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約<math>6.2 \times 10^{-1}</math>mSv以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約<math>1.7 \times 10^{-2}</math>mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <p>・解析結果の相違 【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>







第1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える影響 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの運転解析において、二相流体変化は、運転解析には注水水位(炉心)の水位変化による影響が得られている。運転解析結果は注水水位(炉心)の水位変化による影響が得られている。運転解析結果は注水水位(炉心)の水位変化による影響が得られている。運転解析結果は注水水位(炉心)の水位変化による影響が得られている。	運転解析はシミュレーション(炉心)に基づく操作である。運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の水位変化による影響が得られている。	有効性評価解析では原子炉水位(炉心)が注水水位(炉心)を下げ、炉心水位(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の水位変化による影響が得られている。
			炉心	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シユウワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シユウワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及び炉心の水位変化は重要でなく、質量及び水素の注水水位(炉心)に比べて注水水位(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水水位(炉心)は考慮される必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シユウワウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの運転解析において、炉心水位(シユウワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シユウワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及び炉心の水位変化は重要でなく、質量及び水素の注水水位(炉心)に比べて注水水位(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水水位(炉心)は考慮される必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
			ECS注水(給水・代替注水を含む。)	入力値に含まれる。各系の高設計条件に基づき、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シユウワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シユウワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及び炉心の水位変化は重要でなく、質量及び水素の注水水位(炉心)に比べて注水水位(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水水位(炉心)は考慮される必要はない。	原子炉圧力(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。	シユウワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を上下することなく、炉心は注水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
			ECS注水(給水・代替注水を含む。)	入力値に含まれる。各系の高設計条件に基づき、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
冷却材放出(臨界流・蒸気流)	臨界流モデル	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの運転解析において、炉心水位(シユウワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シユウワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及び炉心の水位変化は重要でなく、質量及び水素の注水水位(炉心)に比べて注水水位(炉心)が注水水位(炉心)を上昇させる。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水水位(炉心)は考慮される必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
			ECS注水(給水・代替注水を含む。)	入力値に含まれる。各系の高設計条件に基づき、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。









表2 解析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 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力	5. 2kPa [Range] (実測値)	約 3kPa [Range] ~ 約 7kPa [Range] (実測値)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約 14kPa であり、格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。したがって、格納容器ベント時間と与える影響は小さい。
	57℃	約 43℃ ~ 約 62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度と設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイトにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイトにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展と与える影響は小さい。
真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウェイ・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	3. 43kPa (ドライウェイ・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。
	50℃ (事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃)	約 35℃ ~ 約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。本解析では運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。また、格納容器圧力上昇による圧力抑制効果は大きくない。また、格納容器圧力上昇による圧力抑制効果は大きくない。
外部水源の温度	約 21. 40kPa	21. 40kPa 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の淡水貯蔵槽の水量を参考として設定	最確条件とした場合は、事象発生12時間後からの可視型代替注水は大きく異なる。また、事象発生12時間後からの可視型代替注水ポンプ (A-2 級) による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きくない。また、格納容器圧力上昇による圧力抑制効果は大きくない。
外部水源の容量	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として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象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。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象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。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 336kWh/t (実値)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度 約 316kWh/t (実値)	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相当する燃焼度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃焼熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は小さくなる。原子炉水位の低下は緩和され、それに伴って炉内及び炉内気体の放出量は減少する。また、格納容器圧力及び蒸気温度の低下により、格納容器ベントの発生は抑制される。したがって、格納容器圧力及び蒸気温度の低下により、格納容器ベントの発生は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃焼熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は小さくなる。原子炉水位の低下は緩和され、それに伴って炉内及び炉内気体の放出量は減少する。また、格納容器圧力及び蒸気温度の低下により、格納容器ベントの発生は抑制される。
	格納容器圧力	5kPa [Range]	約 2. 2kPa [Range] ~ 約 4. 7kPa [Range] (実値)	通常運転時の格納容器圧力を包摂する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の時点より復水貯蔵槽は枯渇しない。また、格納容器圧力の変動は30%程度と非常に小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器蒸気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 58℃ (実値)	通常運転時の格納容器蒸気温度 (ドライウェイ・セル内ガス冷却装置の設計温度) として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器蒸気温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器蒸気温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器内積 (ドライウェイセル)	5. 700m <sup>3</sup> (設計値)	5. 700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器内積が小さくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器内積が小さくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器体積 (サプレッション・チェンバ)	空間部: 4. 100m <sup>3</sup> 液相部: 3. 300m <sup>3</sup>	空間部: 約 1. 058 m <sup>3</sup> ~ 約 4. 092m <sup>3</sup> 液相部: 約 3. 302m <sup>3</sup> ~ 約 3. 342m <sup>3</sup> (実測値)	設計値 (通常運転時のサプレッション・チェンバ水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。

表2 解析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 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力 (ドライウェイセル)	7. 900kPa (設計値)	7. 900kPa (設計値)	ドライウェイセル内の設計値 (液体相の圧力) を設定	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
	格納容器体積 (サプレッション・チェンバ)	空間部: 4. 700m <sup>3</sup> 液相部: 2. 800m <sup>3</sup> (設計値)	空間部: 約 1. 058 m <sup>3</sup> ~ 約 4. 092m <sup>3</sup> 液相部: 約 3. 302m <sup>3</sup> ~ 約 3. 342m <sup>3</sup> (実測値)	設計値 (通常運転時のサプレッション・チェンバ水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積が小さくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウェイ・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	3. 43kPa (ドライウェイ・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	解析条件と最確条件とは同等であることから、事象進展と与える影響は小さい。運転員等操作時間と与える影響は小さい。
サプレッション・チェンバ水位	3. 0m (通常運転水位)	約 3. 59m ~ 約 3. 63m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりもサプレッション・チェンバ水位が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりもサプレッション・チェンバ水位が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
サプレッション・チェンバ水温	35℃	約 10℃ ~ 約 35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ水温として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりもサプレッション・チェンバ水温が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりもサプレッション・チェンバ水温が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器圧力	5. 8kPa [Range]	約 5 MPa [Range] ~ 約 7 MPa [Range] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器圧力が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器圧力が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
格納容器温度	57℃	約 45℃ ~ 約 61℃ 程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
外部水源の温度	35℃	35℃ (実測値)	屋外貯水池の水温として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも外部水源の温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも外部水源の温度が低くなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
外部水源の容量	7. 740m <sup>3</sup>	7. 740m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	谷貯水池の水量を参考にして設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも外部水源の容量が大きくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも外部水源の容量が大きくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。
燃料の容量	1. 180m <sup>3</sup>	1. 180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	発電所内内に貯蔵している燃料容量を参考にして設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、格納容器圧力の上昇は抑制される。また、格納容器圧力の上昇は抑制される。





第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (4/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	崩壊除去機能喪失	-	残留熱除去系の機能による崩壊熱除去機能の喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源あり	-	外部電源がある場合、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下(レベル3)による原子炉スラフアップまでは原子炉出力が強く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上層しなくなる	炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下(レベル2)の信号でトリップすることにより、外部電源がある状態を想定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水供給装置により電源が供給され、また、炉心冷却水供給装置(常設)、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下(レベル2)の信号でトリップすることにより、外部電源がある状態を想定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水供給装置(常設)、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
原子炉システムA41号	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	安全降圧系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。
ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で3台全てがトリップ 安全弁機能(原子炉圧力制御時)7.79MPa[case]~8.31MPa[case]335.2t/h(1個当たり) 410.6t/h(1個当たり)	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で2台全てがトリップ 安全弁機能(原子炉圧力制御時)7.79MPa[case]~8.31MPa[case]335.2t/h(1個当たり) 410.6t/h(1個当たり)	ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能)のインテグレーションとして設定 漏がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。
漏がし安全弁	(原子炉)手動減圧装置(作時)連がし安全弁(自動減圧機能)了側を開放することによる原子炉減圧	(原子炉)手動減圧装置(作時)連がし安全弁(自動減圧機能)了側を開放することによる原子炉減圧	連がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。



第2表 解析条件を最悪条件とした場合に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 (5/6)

項 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件			
重要かつ故障発生機等装置に於ける解析条件	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水	設計値を設定 原子炉降圧時冷却系は、タービン回転制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉心スプレイス	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m <sup>3</sup> /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m <sup>3</sup> /h)にて注水	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m <sup>3</sup> /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m <sup>3</sup> /h)にて注水	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機件として短時間維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作があることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に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 (6/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~ 2.38MPa(dif)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m <sup>3</sup> /h~378m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~ 2.38MPa(dif)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。従来後の機件として注水維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	(原子炉注水と格納箱熱交換器注水) ・注水流速: 130m <sup>3</sup> /h(一定) ・注水圧力: 13.4kg/s(一定)	(原子炉注水と格納箱熱交換器注水) ・注水流速: 130m <sup>3</sup> /h(一定) ・注水圧力: 13.4kg/s(一定)	設計に基づき、併用時の注入圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プールの水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プールの水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合でも、スプレッド量は、格納箱圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納箱圧力に到達した時点で格納箱ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納箱圧力の最高値は評価項目となるパラメータに与える影響はない。
代替格納箱熱交換器注水 (常設)	スプレッド量: 130m <sup>3</sup> /h(一定)	スプレッド量: 102m <sup>3</sup> /h~130m <sup>3</sup> /h	格納箱熱交換器注水温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量を考慮し、設定	実際の注水量が解析より多い場合、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でも、スプレッド量は、格納箱圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納箱圧力に到達した時点で格納箱ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納箱圧力の最高値は評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納箱熱交換器注水 装置等	排気流量: 13.4kg/s (格納箱熱交換器注水) 0.31MPa(gage) において	排気流量: 13.4kg/s (格納箱熱交換器注水) 0.31MPa(gage) において	格納箱熱交換器注水温度及び圧力抑制に必要なスプレッド量を考慮し、設定	実際の注水量が解析より多い場合、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でも、スプレッド量は、格納箱圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納箱圧力に到達した時点で格納箱ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納箱圧力の最高値は評価項目となるパラメータに与える影響はない。



表3 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 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	条件設定の考え		運転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
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
復水貯蔵槽への補給	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	事象発生から12時間後	復水貯蔵槽への補給は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配置、復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間300分想定であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配置、復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間300分想定であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
各機器への給油	各機器への給油は、解析条件ではない	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではない。復水貯蔵槽への補給は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配置、復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間300分想定であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配置、復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間300分想定であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不能かき要因	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
代替格納容器冷却系(常設)による格納容器冷却機操作	格納容器圧力0.279MPa(a)到達時	格納容器圧力使用圧(0.31MPa(a))に対する余裕を考慮して設定	【認知】 事故時には電圧監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイレインの操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(a)到達)に到達することから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当該運転員は中央制御室に常駐していることとから、認知遅れによる影響は小さい。 【移動】 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。 【操作所要時間】 中央制御室の制御室のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されている。 【操作の確実性】 中央制御室のスイッチによる簡易な操作であり、認識操作は起こりにくいこととから、誤操作等の発生が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	代替格納容器スプレイレイン開始までの時間は、事象発生から約13分間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シフト作業員(常設)に代わり、訓練員が操作を実施する。訓練員は、格納容器圧力の上昇を監視し、0.279MPa(a)到達時に、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)による格納容器冷却機操作を実施し、格納容器圧力の上昇を確認した。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表3 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 (崩壊熱除去系が故障した場合) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	条件設定の考え方	操作不能かき要因	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
低圧原子炉代注水ポンプへの補給	低圧原子炉代注水ポンプへの補給は、解析条件で想定している。格納容器圧力0.279MPa(a)到達時	格納容器圧力使用圧(0.31MPa(a))に対する余裕を考慮して設定	【認知】 事故時には電圧監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイレインの操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(a)到達)に到達することから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当該運転員は中央制御室に常駐していることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。 【移動】 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。 【操作所要時間】 中央制御室の制御室のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されている。 【操作の確実性】 中央制御室のスイッチによる簡易な操作であり、認識操作は起こりにくいこととから、誤操作等の発生が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	代替格納容器スプレイレイン開始までの時間は、事象発生から約13分間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シフト作業員(常設)に代わり、訓練員が操作を実施する。訓練員は、格納容器圧力の上昇を監視し、0.279MPa(a)到達時に、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)による格納容器冷却機操作を実施し、格納容器圧力の上昇を確認した。
格納容器代注水ポンプによる原子炉冷却機操作	格納容器代注水ポンプへの補給は、解析条件で想定している。格納容器圧力0.279MPa(a)到達時	格納容器圧力使用圧(0.31MPa(a))に対する余裕を考慮して設定	【認知】 事故時には電圧監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイレインの操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(a)到達)に到達することから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当該運転員は中央制御室に常駐していることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。 【移動】 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。 【操作所要時間】 中央制御室の制御室のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されている。 【操作の確実性】 中央制御室のスイッチによる簡易な操作であり、認識操作は起こりにくいこととから、誤操作等の発生が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	常設低圧代替注水ポンプ2台により格納容器スプレイレインと原注水ポンプを同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。また、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)は、低圧代替注水ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイレインの両方を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御室による対応が可能であることとから、認知遅れによる影響は非常に小さい。	代替格納容器スプレイレイン開始までの時間は、事象発生から約13分間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シフト作業員(常設)に代わり、訓練員が操作を実施する。訓練員は、格納容器圧力の上昇を監視し、0.279MPa(a)到達時に、代替格納容器スプレイレイン冷却系(常設)による格納容器冷却機操作を実施し、格納容器圧力の上昇を確認した。

島根原子力発電所 2号炉

備考



表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等による影響	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
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3/4）

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等による影響	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
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響

表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等による影響	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
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響
格納容器圧力低下し緊急降圧運転	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	格納容器圧力低下し緊急降圧運転開始時	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響	運転員等による影響

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

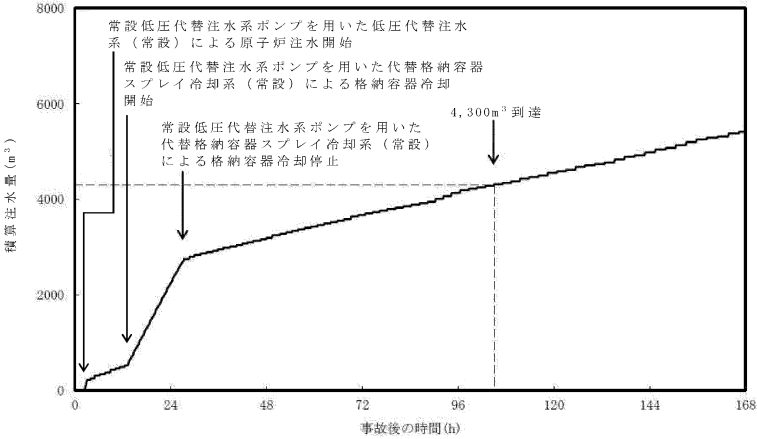
備考



第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/4)

項目	解折上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	評価基礎等
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽への補給は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水ポンプへの燃料給油操作	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水ポンプの燃料枯渇までには約310分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分及び可搬型代替注水ポンプへの給油20分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。

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>添付資料 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能が喪失（残留熱除去系が故障した場合））</u></p> <p>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能が喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>○水源                      復水貯蔵槽水量：約1,700m<sup>3</sup>                      淡水貯水池：約18,000m<sup>3</sup></p> <p>○水使用パターン                      ①原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水水系による原子炉注水                      事象発生後に原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水水系により注水する。                      ②代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による代替原子炉格納容器スプレィ                      格納容器圧力が0.18MPa [gage]となった以降に代替格納容器スプレィ                      冷却系による代替原子炉格納容器スプレィを実施する（140m<sup>3</sup>/h）。                      ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送                      事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2型）4台を                      用いて130m<sup>3</sup>/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価（右上図）                      事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレィを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。                      事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレィ停止後に格納容器ベントを実施し、                      その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果                      時間評価の結果から復水貯蔵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、6号及び7号炉のそれぞれで約6,200m<sup>3</sup>必要となる。                      6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約12,400m<sup>3</sup>必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有する                      ことから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保することが可能である。</p> <p>添付資料 2.4.2.3</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u>  <u>（崩壊熱除去機能が喪失（残留熱除去系が故障した場合））</u></p> <p>1. 水源に関する評価</p> <p>① 淡水源（有効水量）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・代替淡水貯槽：約4,300m<sup>3</sup></li> <li>・西側淡水貯水設備：約4,300m<sup>3</sup></li> </ul> <p>2. 水使用パターン</p> <p>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                      サプレッション・プール水温度が65℃に到達する事象発生約2時間後、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）による原子炉注水を実施する。                      炉心冠水後は、原子炉水位高（レベル8）設定点から原子炉水位低（レベル3）設定点の範囲で注水する。</p> <p>② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却                      格納容器圧力が0.279 MPa [gage]に到達する事象発生約13時間後、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代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。                      サプレッション・プール水位が通常水位+6.5 mに到達後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給                      可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能が喪失（残留熱除去系が故障した場合））</u></p> <p>○水源                      低圧原子炉代替注水槽：約740m<sup>3</sup>                      輪谷貯水槽（西1/西2）※：約7,000m<sup>3</sup>（約3,500m<sup>3</sup>×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8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量（250m<sup>3</sup>/h）で注水する。                      炉心冠水後は、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槽への移送                      事象発生8時間後から大量送水車を用いて120m<sup>3</sup>/hで低圧原子炉代替注水槽へ移送する。                      ③格納容器代替スプレィ系（可搬型）による格納容器スプレィ                      事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m<sup>3</sup>/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価（右上図）                      事象発生8時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生19時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレィを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレィは間欠運転であるため、格納容器スプレィ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。</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3,600m<sup>3</sup>必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西1/西2）に約7,000m<sup>3</sup>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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違                      【柏崎 6/7】                      島根 2号炉は、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を想定。</li> <li>・評価結果の相違                      【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>・解析条件の相違                      【柏崎 6/7】                      島根 2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</li> </ul>

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>3. 時間評価</p> <p>事象発生から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）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 300 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p>  <p>第 1 図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）)</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から代替淡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、合計約 5, 41 0m<sup>3</sup> の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8, 600m<sup>3</sup> 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>		

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去系が故障した場合)

別号	時系列	判定
7号炉	非常用ディーゼル発電機 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752,472L	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
6号炉	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定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752,472L	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
1号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1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=631,544L	1号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
2号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1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=631,544L	2号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
3号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1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=631,544L	3号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
4号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1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=631,544L	4号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。
5号炉	非常用ディーゼル発電機 2台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1台起動、 可搬型代替注水ポンプ 1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=631,544L	5号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)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型電源装置 1台起動、(総費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリングポスト用発電機 3台起動、(総費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×3台=4,658L	1～7号炉軽油タンク容量は約652kL(注3)であり、7日間対応可能。 100kLの残存量(合計)は約919kL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 軽油残量に基づく評価。

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

7日間における燃料の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

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
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定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL	7日間の 軽油消費量 約755.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kL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定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動※2 (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)×2台(運転台数) =約141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約6.0kL	7日間の 軽油消費量 約6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kL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日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。  
 ※2 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失  
(残留熱除去系が故障した場合))

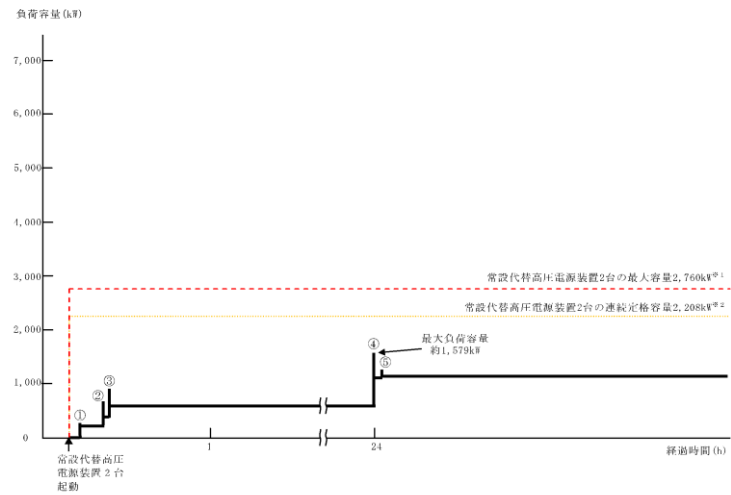
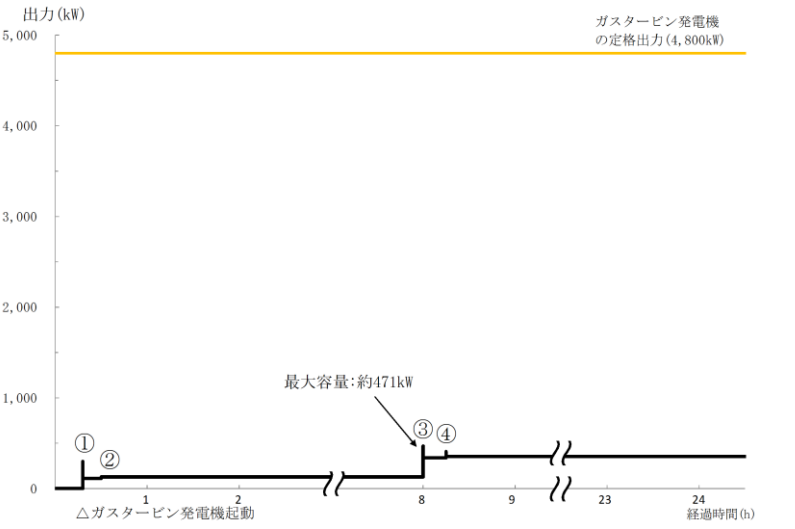
保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

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) 1,618m³/h×24h×7日×2台=543,648m³	7日間の 軽油消費量 約712m³	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
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) 0,927m³/h×24h×7日×1台=155,736m³		
大量送水車 1台起動 0,0677m³/h×24h×7日×1台=11,3736m³		
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

※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。

・評価結果の相違  
【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																																																							
資料なし	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><b>常設代替交流電源設備の負荷</b> (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト <span style="float: right;">【電源設備：常設代替高圧電源装置】</span></p> <table border="1" data-bbox="964 525 1685 735"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>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</td> <td>約120 約97</td> <td>約245</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プール冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 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)                  ※2 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)</p>	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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111	⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><b>常設代替交流電源設備の負荷</b> (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>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</p> <table border="1" data-bbox="1736 556 2507 787"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p>	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	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339	④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354	<ul style="list-style-type: none"> <li>解析条件の相違                              【柏崎6/7, 東海第二】                              島根2号炉は, SA 事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。</li> <li>設備設計の相違                              【東海第二】                              常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお, 柏崎6/7では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。</li> </ul>
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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111																																																						
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141																																																						
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	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339																																																						
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354																																																						