

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 4.2 想定事故2]

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>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「<u>使用済燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故」において、<u>使用済燃料プール</u>における燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プール</u>の水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、<u>使用済燃料プール</u>の冷却系の配管<u>損傷</u>によるサイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な漏えいが発生するとともに、<u>使用済燃料プール注水機能</u>が喪失することを想定する。このため、<u>使用済燃料プール水位</u>が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいの停止手段及び<u>使用済燃料プール</u>の注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、想定事故2では、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系による<u>使用済燃料プール</u>への注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>燃料プール代替注水系</u>により<u>使用済燃料プール水位</u>を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、<u>使用済燃料プール内</u>の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、<u>運転員による使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい停止手段</u>、<u>サイフォンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系</u>*1による使用</p>	<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「<u>使用済燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故」において、<u>使用済燃料プール</u>における燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プール</u>の水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、<u>使用済燃料プール</u>の冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な漏えいが発生するとともに、<u>使用済燃料プール注水機能</u>が喪失することを想定する。このため、<u>使用済燃料プール水位</u>が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいの停止手段及び<u>使用済燃料プール</u>の注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、想定事故2では、<u>使用済燃料プール水</u>の漏えいの停止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）による<u>使用済燃料プール</u>への注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>代替燃料プール注水系</u>により<u>使用済燃料プール水位</u>を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、<u>使用済燃料プール内</u>の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、<u>使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えいを停止させる静的サイフォンブレイカ及び代替燃料プール注水系</u>*1による<u>使用済燃料プール</u>への注水手段を</p>	<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「<u>燃料プール</u>における重大事故に至るおそれがある事故」において、<u>燃料プール</u>における燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により<u>燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>燃料プール</u>の水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、<u>燃料プール</u>の冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により<u>燃料プール内</u>の水の小規模な漏えいが発生するとともに、<u>燃料プール注水機能</u>が喪失することを想定する。このため、<u>燃料プール水位</u>が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、<u>燃料プール水</u>の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、<u>燃料プール水</u>の漏えいの停止手段及び<u>燃料プール</u>の注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、想定事故2では、<u>燃料プール水</u>の漏えいの停止及び燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による<u>燃料プール</u>への注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）</u>により<u>燃料プール水位</u>を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、<u>燃料プール内</u>の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、<u>サイフォンブレイク配管による漏えい停止機能及び燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）</u>*1による<u>燃料プール</u>への注水手段を整備する。これらの対策の概略系</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、全周破断、柏崎6/7は貫通クラックによる損傷を想定。</p> <p>・設備設計及び評価条件の相違 【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>済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第4.2.1図に、手順の概要を第4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2において、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22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は8名である。必要な要員と作業項目について第4.2.3図に示す。</p> <p>※1 燃料プール代替注水系として、燃料プール代替注水系(常設スプレイヘッド)を想定する。なお、燃料プール代替注水系(常設スプレイヘッド)の注水手段が使用できない場合においては燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)による対応が可能である。</p> <p>a. 使用済燃料プール水位低下確認 使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。 使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA)等である。</p>	<p>整備する。これらの対策の概略系統図を第4.2-1図に、手順の概要を第4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.2-1表に示す。</p> <p>想定事故2において、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)17名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。 また、事象発生2時間以降に追加で必要な参集要員は、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名である。必要な要員と作業項目について第4.5.2-3図に示す。</p> <p>※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)以外に、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)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)、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(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)による対応が可能である。</p> <p>a. 使用済燃料プール水位低下確認 使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。 使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度(SA広域)等である。</p>	<p>統図を第4.2.1-1図に、手順の概要を第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4.2.1-1表に示す。</p> <p>想定事故2において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計26名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は16名である。必要な要員と作業項目について第4.2.1-3図に示す。</p> <p>※1 燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)以外に、燃料プールのスプレイ系(常設スプレイヘッド)による対応が可能である。</p> <p>a. 燃料プール水位低下確認 燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する。 燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、燃料プール水位・温度(SA)等である。</p>	<p>島根2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作等を期待しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び設備設計の相違 <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26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"> ・評価条件の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は全周破断、柏崎6/7では貫通クラックによる損傷を想定。</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>b. <u>使用済燃料プール</u>の注水機能喪失確認 <u>使用済燃料プール</u>の喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、<u>使用済燃料プールへの注水機能喪失</u>であることを確認する。 <u>使用済燃料プール</u>の注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA)</u> 等である。</p> <p>c. <u>使用済燃料プール漏えい箇所</u>の隔離 <u>使用済燃料プール</u>の水位低下に伴い発生する警報等により、<u>使用済燃料プールからの漏えい</u>を認知し、<u>原因調査を開始する</u>。原因調査の結果、<u>サイフォン現象による漏えい</u>であることを判断し、<u>使用済燃料プールの冷却系配管の電動弁を閉止</u>することで、<u>使用済燃料プールからの漏えい箇所の隔離が完了</u>する。</p> <p>d. <u>燃料プール代替注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水 <u>燃料プール代替注水系</u>の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。 準備が完了したところで、<u>燃料プール代替注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水を開始し、<u>使用済燃料プール水位を回復</u>する。その後は、<u>使用済燃料プールの冷却系</u>を復旧するとともに、<u>燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水</u>を行うことで、必要な遮蔽^{*2}を確保できる<u>使用済燃料プール水位</u>より高く維持する。 <u>燃料プール代替注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水</p>	<p>(添付資料 4.1.1)</p> <p>b. <u>使用済燃料プール</u>の注水機能喪失確認 <u>使用済燃料プール</u>の喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、<u>使用済燃料プールへの注水機能喪失</u>であることを確認する。 <u>使用済燃料プール</u>の注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)</u> 等である。</p> <p>c. <u>代替燃料プール注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水 <u>代替燃料プール注水系</u>の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。<u>中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する</u>。 準備が完了したところで、<u>代替燃料プール注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水を開始し、<u>使用済燃料プール水位を回復</u>する。その後は、<u>使用済燃料プールの冷却系</u>を復旧するとともに、<u>代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水</u>を行うことで、必要な遮蔽^{*2}を確保できる<u>使用済燃料プール水位</u>より高く維持する。 <u>代替燃料プール注水系</u>による<u>使用済燃料プール</u>への注水</p>	<p>b. <u>燃料プール</u>の注水機能喪失確認 <u>燃料プール</u>の喪失した保有水を注水するため、<u>復水輸送系等による燃料プールへの注水準備</u>を行う。中央制御室からの遠隔操作により<u>燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールへの注水機能喪失</u>であることを確認する。 <u>燃料プール</u>の注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>燃料プール水位・温度 (SA)</u> 等である。</p> <p>c. <u>サイフォンブレイク配管による燃料プール漏えい停止確認</u> <u>燃料プール</u>の水位低下に伴い発生する警報等により、<u>燃料プールからの漏えい</u>を認知し、<u>初期水位から燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで水位が低下するが、サイフォンブレイク配管により漏えいが停止</u>することを確認する。</p> <p>d. <u>燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)</u> による<u>燃料プール</u>への注水 <u>燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)</u> の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。 準備が完了したところで、<u>燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)</u> による<u>燃料プール</u>への注水を開始し、<u>燃料プール水位を維持</u>する。その後は、<u>燃料プールの冷却系</u>を復旧するとともに、<u>燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)</u> の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{*2}を確保できる<u>燃料プール水位</u>より高く維持する。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作等を期待しない。</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉の燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) は電動弁を有していない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は燃料プール水位が低下し始める前に、燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイ</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>を確認するために必要な設備は、<u>使用済燃料貯蔵プール水位・温度</u>等である。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>1時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>10mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p><u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業は、<u>燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)</u>を使用する場合における<u>可搬型スプレイヘッド及びホースの設置</u>、<u>及びサイフォン現象による使用済燃料プール水流出を原子炉建屋オペレーティングフロアで隔離する場合における弁の手動隔離</u>が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる<u>使用済燃料プール水位</u>は通常水位から<u>約2.1m</u>下の位置である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料4.1.2)</p>	<p>を確認するために必要な設備は、<u>使用済燃料プール水位・温度(SA広域)</u>等である。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2.2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>22mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p><u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での作業は、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)</u>を使用した<u>使用済燃料プールスプレイの準備操作</u>における<u>可搬型スプレイノズル及びホースの設置</u>が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、<u>施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる<u>使用済燃料プール水位</u>は通常水位から<u>約0.86m</u>下の位置である。</p>	<p><u>燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プールへの注水</u>を確認するために必要な設備は、<u>燃料プール水位・温度(SA)</u>等である。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>20mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p><u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での作業は、<u>燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>を使用する場合における<u>可搬型スプレイノズル及びホースの設置</u>が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる<u>燃料プール水位</u>は通常水位から<u>約2.6m</u>下の位置である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料4.1.2)</p>	<p>ノズル)による注水準備が完了する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待しない。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プールの水位が低下する事故</u>」である。</p> <p>なお、<u>使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。</u></p> <p>想定事故 2 では、<u>残留熱除去系配管の貫通クラックによる損傷発生後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。漏えいの隔離及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、有効燃料棒頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</u></p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 2 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 4.1.4, 4.2.1)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の<u>使用済燃料プール</u>を前提</p>	<p>4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プールの水位が低下する事故</u>」である。</p> <p>なお、<u>使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。</u></p> <p>想定事故 2 では、<u>燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。静的サイフォンブレイカによる漏えい停止及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</u></p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 2 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の<u>使用済燃料プール</u>を前提</p>	<p>4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、<u>燃料プールの水位が低下する事故</u>」である。</p> <p>なお、<u>燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。</u></p> <p>想定事故 2 では、<u>残留熱除去系配管の破断発生後、サイフォン現象による燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。サイフォンブレイク配管による漏えい停止及び燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料棒有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</u></p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 2 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (添付資料 4.1.4, 4.2.1)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の<u>燃料プール</u>を前提とする。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、サイフォンブレイク配管の効果に期待しており、燃料プール水の流出が停止するまでの水位低下は、瞬時に発生するものと想定している。</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>とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p>(添付資料 4. 1. 1)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温</p> <p>使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 19m³/h である。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 配管損傷の想定</p> <p>使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管^{※3}の貫通クラックによる損傷を想定する。当該配管は低圧設計の配管であることから、配管内径の 1/2 の長さと同配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷を想定する。</p> <p>※3 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、配管内径及び損傷時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。</p>	<p>とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p>(添付資料 4. 2. 1)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温</p> <p>使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9. 1MW を用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 16m³/h である。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 配管破断の想定</p> <p>使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、原子炉建屋原子炉棟 3 階の燃料プール冷却浄化系配管^{※1}の破断を想定する。</p> <p>※1 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系の配管破断を想定。</p>	<p>原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p>(添付資料 4. 1. 1)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 燃料プールの初期水位及び初期水温</p> <p>燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃料プールの崩壊熱は約 7. 8MW を用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 13m³/h である。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却系、残留熱除去系、復水輸送系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 配管破断の想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系配管^{※3}の全周破断を想定する。</p> <p>※3 燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却系の戻り配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、配管内径及び破断時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 過去定期検査における実績を考慮して設定</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は全周破断、柏崎 6/7 では貫通クラックによる損傷を想定。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、配管内</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) サイフォン現象による漏えい量 <u>燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このときの使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい量は約70m³/hとなる。</u></p> <p>なお、評価においては<u>ディフューザ配管のサイフォンブレイク孔による漏えい停止効果には期待しないものとする。</u></p> <p>(添付資料 4.2.2, 4.2.3)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) <u>燃料プール代替注水系</u> <u>使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)4台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る45m³/h^{※4}にて注水する。</u> ※4 <u>燃料プール代替注水系(常設スプレイヘッド)、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)の注水容量はともに45m³/h以上(4台)である。</u></p>	<p>(c) サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下 <u>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、真空破壊弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下するが、静的サイフォンブレイクの効果により、燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまる。</u></p> <p>なお、評価においては<u>使用済燃料プールの水位は、燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下するものとする。</u></p> <p>(添付資料 4.2.3)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、<u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) <u>代替燃料プール注水系</u> <u>使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る50m³/h^{※2}にて注水する。</u> ※2 <u>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)、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)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プー</u></p>	<p>(c) サイフォン現象による燃料プール水位の低下 <u>燃料プール冷却系配管及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については、燃料プール冷却系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより開固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により燃料プール水位は低下するが、サイフォンブレイク配管の効果により、燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近(通常水位から約0.35m下)までの低下にとどまる。</u></p> <p>なお、評価においては<u>燃料プールの水位は、燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで瞬時に低下するものとする。</u></p> <p>(添付資料 4.2.1)</p> <p>(d) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、<u>燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) <u>燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u> <u>燃料プールへの注水は、大量送水車1台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る48m³/h^{※4}にて注水する。</u> ※4 <u>燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)、燃料プールスプレイ系(常設スプレイヘッド)の注水容量はともに48m³/h以上である。</u></p>	<p>径及び破断時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、サイフォンブレイク配管の効果に期待しており、燃料プール水の流出が停止するまでの水位低下は、瞬時に発生するものと仮定している。</p> <p>・設備の相違 【東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)に電動弁を有していない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 燃料プールスプレイ系(可搬型スプレイノズル)の設備容量の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 燃料プールスプレイ</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. 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>使用済燃料プール漏えい箇所の隔離は、事象発生から150分後に完了する。</u></p> <p>(b) <u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は、緊急時対策要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生12時間後から開始する。</u></p> <p><u>なお、サイフォンブレイク孔の効果に期待する場合、事象発生から約100分後に漏えいが停止するため、運転員による漏えい停止操作での対応に比べ、その後の事象進展や評価項目となるパラメータが緩和されることから本評価では運転員による使用済燃料プールの漏えい箇所の隔離操作による対応を示す。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2における<u>使用済燃料プール水位</u>の推移を第</p>	<p>ル注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は、全て <u>50m³/h 以上</u>である。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生8時間後から開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2における<u>使用済燃料プール水位</u>の推移を第4.2</p>	<p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水準備操作は、緊急時対策要員の移動及び注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生3時間10分後までに完了するが、燃料プールへの注水操作は事象発生約7.6時間後から開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 想定事故2における<u>燃料プール水位</u>の推移を第4.2.2-1</p>	<p>系の設備容量の相違。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待しない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉における作業時間を考慮して、<u>注水準備時間及び注水開始時間</u>（水位低下が始まる約7.6時間後）を設定。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>4.2.4 図に、<u>使用済燃料プール水位と線量率の関係を第4.2.5 図に示す。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p><u>残留熱除去系配管の貫通クラックによる損傷発生後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。原子炉建屋2階にある燃料プール冷却浄化系配管の手動弁を閉止することにより、事象発生から150分後に漏えい箇所を隔離し、サイフォン現象による漏えいを停止する。一方、使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。</u></p> <p><u>使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約5℃/hで上昇し、事象発生から約7時間後に100℃に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から12時間経過した時点で燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると、使用済燃料プール水位は回復する。</u></p> <p>その後は、<u>使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。</u></p> <p>b. 評価項目等</p> <p><u>使用済燃料プール水位は第4.2.4図に示すとおり、通常水位から約1.2m下まで低下するに留まり、有効燃料棒頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約7時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</u></p>	<p>一4 図に、<u>使用済燃料プール水位と線量率の関係を第4.2-5 図に示す。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p><u>燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端まで低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位・温度(SA広域)等により、使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレイカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。</u></p> <p><u>使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約7.0℃/hで上昇し、事象発生から約5.0時間後に100℃に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から8時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。</u></p> <p>その後は、<u>使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。</u></p> <p>b. 評価項目等</p> <p><u>使用済燃料プール水位は、第4.2-4図に示すとおり、通常水位から約0.62m下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約5.0時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</u></p>	<p>図に、<u>燃料プール水位と線量率の関係を第4.2.2-2図に示す。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p><u>残留熱除去系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、燃料プール水は漏えいし、燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近まで低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。燃料プール水位・温度(SA)等により、燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレイク配管によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、燃料プールの喪失した保有水を注水するため、復水輸送系等による水の注水準備を行うが復水輸送系等が使用不可能な場合、燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水準備を行う。</u></p> <p><u>燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約4.6℃/hで上昇し、事象発生から約7.6時間後に100℃に達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から3時間10分後までに燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水準備が完了し、事象発生から約7.6時間経過した時点で燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水を開始することから、燃料プール水位は維持される。</u></p> <p>その後は、<u>燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。</u></p> <p>b. 評価項目等</p> <p><u>燃料プール水位は第4.2.2-1図に示すとおり、通常水位から約0.35m下まで低下するに留まり、燃料棒有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水は事象発生後約7.6時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</u></p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 破断想定との相違。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待している。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、燃料プール水位が低下し始める前に、燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による注水準備が完了する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、サイフォンブレイク配管の効果によって、燃料プール冷却系戻り配管水平部</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、第4.2.5 図に示すとおり、<u>使用済燃料プール水位</u>が通常水位から約 1.2m 下の水位となった場合の線量率は約 $1.0 \times 10^{-1} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。</p> <p><u>使用済燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p> <p>事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで<u>使用済燃料プール水位は回復し、その後</u>に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。 (添付資料 4.1.2, 4.2.4)</p> <p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故 2 では、サイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プール</u>の水位が低下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>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離</u>とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p>	<p>また、第 4.2-5 図に示すとおり、<u>使用済燃料プール水位</u>が通常水位から約 0.62m 下の水位となった場合の線量率は約 3.1mSv/h であり、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近</u>としている。</p> <p><u>使用済燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p> <p>事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで<u>使用済燃料プール水位は回復し、その後</u>に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。 (添付資料 4.1.3, 4.2.4)</p> <p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故 2 では、サイフォン現象等により<u>使用済燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>使用済燃料プール</u>の水位が低下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>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作</u>とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p>	<p>また、第 4.2.2-2 図に示すとおり、<u>燃料プール水位</u>が通常水位から約 0.35m 下の水位となった場合の線量率は約 $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟 4 階の燃料取替機台車床</u>としている。</p> <p><u>燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p> <p>事象発生約 7.6 時間後から燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による<u>燃料プールへの注水を行うこと</u>で蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。 (添付資料 4.1.2, 4.2.3)</p> <p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故 2 では、サイフォン現象等により<u>燃料プール内</u>の水の小規模な喪失が発生し、<u>燃料プール</u>の水位が低下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>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水操作</u>とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p>	<p>高さ付近で水位低下が停止する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、水位低下における線量率を厳しく評価するため、評価点を燃料プールの上部にある燃料取替機台車床としている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、燃料プール水位が低下し始める前に、燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による注水準備が完了する。 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果

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. 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, 評価条件の設定に当たっては, <u>7号炉を代表として原則</u>, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は, 評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, <u>使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが, 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく, 注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を, 漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件の<u>使用済燃料プール水温</u>は, 評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している<u>使用済燃料プール</u>の初期水温より低くなり, 沸騰開始時間は遅くなるため, 時間余裕が長くなるが, <u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく, 注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を, 漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></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, 評価条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は, 評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW未満であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, <u>使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが, 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく, 注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件の<u>使用済燃料プール水温</u>は, 評価条件の65℃に対して最確条件は約12℃～約40℃であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している<u>使用済燃料プール</u>の初期水温より低くなり, 沸騰開始時間は遅くなるため, 時間余裕が長くなるが, <u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく, 注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></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, 評価条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は, 評価条件の約7.8MWに対して最確条件は約7.8MW以下であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, <u>燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが, 燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく, 燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件の<u>燃料プール水温</u>は, 評価条件の65℃に対して最確条件は約17℃～約40℃であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 評価条件で設定している<u>燃料プール</u>の初期水温より低くなり, 沸騰開始時間は遅くなるため, 時間余裕が長くなるが, <u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく, 燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p>	<p>に期待しており, 運転員による隔離操作を期待していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は, 人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており, 運転員による隔離操作を期待していない。 ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は, 人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており, 運転員による隔離操作を期待

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<u>使用済燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、<u>使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作</u>は初期水位に応じた対応をとるものではなく、<u>注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を、漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、<u>使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり、<u>使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系によ</u></p>	<p>初期条件の<u>使用済燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、<u>使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、<u>使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、<u>使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系に</u></p>	<p>初期条件の<u>燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、<u>燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、<u>燃料プール水位が最大で約1.1m低下するものの、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約1.1日後（10mSv/hの場合）であり、事象発生から3時間10分後までに燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能となることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ2倍程度となり、<u>燃料プールの水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレ</u></p>	<p>していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待していない。 ・評価条件の相違【柏崎 6/7、東海第二】 スロッシングに伴う水位低下量の差異による記載の相違。 ・評価結果の相違【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、スロッシングによる水位低下を考慮しても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水が可能である。 ・設備設計の相違【柏崎 6/7、東海第二】 容積の相違。

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>る使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を、漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は、損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プールの保有水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は漏えい量に応じた対応をとるものではなく、注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を、漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 11MW に対して最確条件は約 10MW 以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 27℃～約 45℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>よる使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料4.1.7, 4.1.8)</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレイカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m 下）まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃ に対して最確条件は約12℃～約40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>イノズル) による燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m 下）まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 7.8MW に対して最確条件は約 7.8MW 以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 17℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待していない。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、配管破断後、サイフォンブレイク配管により停止するまでの水位低下は瞬時に発生するとしていることによる記載の相違。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の効果に期待しており、運転員による隔離操作を期待していない。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・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>

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、自然蒸発、<u>使用済燃料プール</u>の水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による<u>使用済燃料プール水位</u>の低下開始時間より早く<u>使用済燃料プール水位</u>の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により<u>使用済燃料プール水</u>は冷却される。さらに、<u>使用済燃料プール水温</u>の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による<u>使用済燃料プール水位</u>の低下が開始すると想定した場合であっても、<u>使用済燃料プール水位</u>が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から<u>16 時間以上</u> (10mSv/h^{※2}の場合、<u>6 号及び 7 号炉は約 16 時間</u>)、<u>使用済燃料プール水位</u>が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から <u>3 日以上</u> (6 号及び 7 号炉は約 <u>3.1 日</u>) あり、事象発生から <u>12 時間後までに燃料プール代替注水系</u>による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の<u>使用済燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、<u>使用済燃料プール水位</u>が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル (通常水位から約 <u>0.3m 下</u>) ^{※5}とした場合であっても、<u>放射線の遮蔽が維持される最低水位</u>に到達するまでの時間は事象発生から約 <u>20 時間</u> (10mSv/h^{※2}の場合、<u>6 号及び 7 号炉は約 20 時間</u>)、<u>使用済燃料プール水位</u>が有効燃料棒頂部まで低下する時間は</p>	<p>また、自然蒸発、<u>使用済燃料プール</u>の水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による<u>使用済燃料プール水位</u>の低下開始時間より早く<u>使用済燃料プール水位</u>の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により<u>使用済燃料プール水</u>は冷却される。さらに、<u>使用済燃料プール水温</u>の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による<u>使用済燃料プール水位</u>の低下が開始すると想定した場合、<u>使用済燃料プール水位</u>が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約<u>4.8 時間後</u> (10mSv/h の場合) <u>となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6 階の線量率が10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約10 時間後</u> (10mSv/h の場合) となる。また、<u>使用済燃料プール水位</u>が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から<u>2 日以上</u>あり、事象発生から<u>8 時間後までに代替燃料プール注水系</u>による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の<u>使用済燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、<u>使用済燃料プール水位</u>が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル (通常水位から約<u>0.14m 下</u>) ^{※1}とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し<u>静的サイフォンブレイカ</u>により燃料プール水戻り配管水平部下端 (通常水位から約<u>0.23m 下</u>) で停止することから、評価項目となるパラメータに与える影</p>	<p>また、自然蒸発、<u>燃料プール</u>の水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による<u>燃料プール水位</u>の低下開始時間より早く<u>燃料プール水位</u>の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べてわずかであり、気化熱により<u>燃料プール水</u>は冷却される。さらに、<u>燃料プール水温</u>の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による<u>燃料プール水位</u>の低下が開始すると想定した場合であっても、<u>燃料プール水位</u>が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約<u>1.2日</u> (10mSv/hの場合)、<u>燃料プール水位</u>が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約<u>3.4日</u>あり、事象発生から <u>3時間10分後までに燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)</u>による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の<u>燃料プール水位</u>は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、<u>燃料プール水位</u>が初期水位から燃料棒有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル (通常水位から約<u>0.27m 下</u>) ^{※5}とした場合であっても、<u>漏えいにより瞬時に水位が低下しサイフォンブレイク配管</u>により燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近 (通常水位から約<u>0.35m 下</u>) で停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) による注水が可能である。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、配管破

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>事象発生から約3日以上(6号及び7号炉は約3.3日)あり、事象発生12時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、<u>使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋オペレーティングフロア以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系(常設スプレイヘッド)による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系(常設スプレイヘッド)による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、6号及び7号炉の使用済燃料プール水位が原子炉建屋オペレーティングフロアの放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約1.1日後(10mSv/h^{*2}の場合、6号炉では約1.0日後、7号炉では約1.1日後)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約1.9日後(6号炉では約1.8日後、7号炉では約1.9日後)となる。また、<u>使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上(6号及び7号炉は約2.2日)あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ<u>2倍程度</u>となり、<u>使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラ</u></p>	<p>響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で<u>約0.70m</u>の水位の低下が発生し、<u>使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレイカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約8.9時間後(10mSv/hの場合)となる。また、<u>使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ<u>1.6倍程度</u>となり、<u>使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラ</u></p>	<p>はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、<u>最大で約1.1m</u>の水位の低下が発生するが、<u>燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約1.1日(10mSv/hの場合)、燃料プール水位が通常水位から燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約3.3日あり、事象発生から3時間10分後までに燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ<u>2倍程度</u>となり、<u>燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対す</u></p>	<p>断後、サイフォンブレイク配管により停止するまでの水位低下は瞬時に発生するとしていることによる記載の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違 【柏崎6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 <p>島根2号炉は、スロッシングによる水位低下を考慮しても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による注水が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 <p>容量の相違。</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>メータに対する余裕は大きくなる。</p> <p><u>配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は、損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プールの保有水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続する場合、使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約 2 時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離までの 150 分より短くなる。ただし、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少なく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>※5 <u>使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) の水位低の警報設定値：6 号炉通常水位-225mm、7 号炉通常水位-267mm</u></p> <p>(添付資料 4. 2. 2, 4. 2. 5)</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>操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、評価上の操作完了時間として、事象発生から 150 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、評価上の燃料プール水位低警報の確認後の注水機能喪失確認までに余裕を含め 1 時間を考慮し、その後使用済燃料プール水位の低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施する設定としているが、実態の操作開始時間、燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり、注水機能喪失確認と同時に実施できるため、評価上の操作完了時間に対し、実態の操作完了時間が早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作</u></p>	<p>ラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による<u>使用済燃料プール水位</u>の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、<u>静的サイフォンブレイカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端 (通常水位から約0.23m 下) まで瞬時に低下するものとして</u>いることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>※1 <u>使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位-142mm</u></p> <p>(添付資料4. 2. 5)</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>る余裕は大きくなる。</p> <p><u>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク配管による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近 (通常水位から約0.35m 下) まで瞬時に低下するものとしている</u>ことから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>※5 <u>燃料プール水位低の警報設定値：通常水位-272mm</u></p> <p>(添付資料4. 2. 4)</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>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、配管破断後、サイフォンブレイク配管により停止するまでの水位低下は瞬時に発生するとしていることによる記載の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、隔離操作を期待していない。</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><u>は、評価条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作完了時間は早まる可能性があるが、他の操作との重複はないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>燃料プール代替注水系</u>による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>12時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は他の操作との重複はなく、<u>使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり、その準備操作にかかる時間は360分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から12時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>漏えい箇所の隔離操作及び燃料プール代替注水系</u>による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、<u>漏えい箇所の隔離操作に対して約7時間（10mSv/h^{※2}の場合、6号及び7号炉は約7時間）、注水操作に対して約23時間（10mSv/h^{※2}の場合、6号及び7号炉は約23時間）</u>と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 4.2.5)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、放射線の遮蔽が維持</u></p>	<p>操作条件の<u>代替燃料プール注水系</u>による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から<u>8時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は<u>使用済燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインノズル等の設置作業^{※2}終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作。</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<u>代替燃料プール注水系</u>による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して<u>約9.8時間（10mSv/hの場合）</u>と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 4.2.5)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p>	<p>操作条件の<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレインノズル）</u>による燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>約7.6時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は<u>他の操作との重複はなく、燃料プールの冷却機能喪失又は水位低下による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり、その準備操作にかかる時間は3時間を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から約7.6時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレインノズル）</u>による燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して<u>約1.5日（10mSv/hの場合）</u>と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料4.2.4)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉における作業時間及び事象進展時間（水位低下が始まる約 7.6 時間後）を考慮して注水開始時間を設定。 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、隔離操作を期待していない。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ・評価条件の相違

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>される最低水位に到達するまでの時間は約 7 時間 (10mSv/h ※2 の場合, 6 号及び 7 号炉は約 7 時間), 使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 23 時間 (6 号炉では約 23 時間, 7 号炉では約 24 時間) であり, 事故を検知して漏えい箇所の隔離操作の実施が完了するまでの時間は事象発生から約 150 分であることから, 時間余裕がある。</p> <p>操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 23 時間 (10mSv/h※2 の場合, 6 号及び 7 号炉は約 23 時間), 使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が 3 日以上 (6 号及び 7 号炉は約 3.4 日) であり, 事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 12 時間後と設定していることから, 時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 4.2.5)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として, 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果, 評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故 2 において, 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は, 「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 22 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員, 緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。</p> <p>なお, 今回評価した原子炉運転停止中ではなく, 原子炉運転中を想定した場合, 事象によっては, 原子炉における重大</p>	<p>操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 9.8 時間 (10mSv/h の場合), 使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が 2 日以上であり, 事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間後と設定していることから, 時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 4.2.5)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として, 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果, 評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故 2 において, 重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は, 「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員 (初動) の 37 名で対処可能である。</p> <p>また, 事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 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。</p> <p>なお, 今回評価した原子炉運転停止中ではなく, 原子炉運転中を想定した場合, 事象によっては, 原子炉における重大</p>	<p>操作条件の燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) による燃料プールへの注水操作は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 1.5 日 (10mSv/h の場合), 燃料プール水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が約 3.7 日であり, 事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 7.6 時間後と設定していることから, 時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 4.2.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として, 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果, 評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても, 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>4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>想定事故 2 において, 重大事故等対策時における必要な要員は, 「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 26 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員, 緊急時対策要員等の 43 名で対処可能である。</p> <p>なお, 今回評価した原子炉運転停止中ではなく, 原子炉運転中を想定した場合, 事象によっては, 原子炉における重大</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は, 隔離操作を期待していない。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, 要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・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</p>

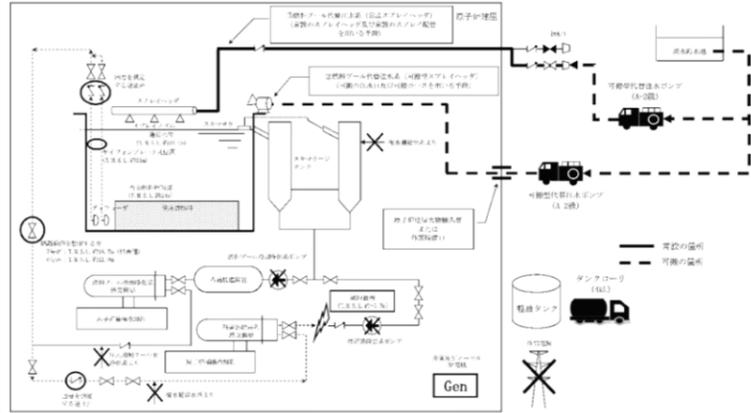
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、<u>使用済燃料プール</u>に貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり(原子炉運転開始直後を考慮しても<u>使用済燃料プール水</u>が100℃に到達するまで最低でも1日以上)、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水</u>については、7日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり約3,300m³</u>の水が必要となる。<u>6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,600m³</u>の水が必要である。水源として、<u>淡水貯水池</u>に約18,000m³の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。 (添付資料4.2.6)</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kL</u>の軽油が必要となる。<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)</u>の運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>号炉あたり約15kL</u>の軽油が必要となる。</p>	<p>事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、<u>使用済燃料プール</u>に貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり(原子炉運転開始直後を考慮しても<u>使用済燃料プール水</u>が100℃に到達するまで最低でも1日以上)、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、<u>災害対策要員(初動)</u>や参集要員により対応可能である</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水</u>については、7日間の対応を考慮すると、<u>合計約2,120m³</u>の水が必要である。水源として、<u>西側淡水貯水設備</u>に約4,300m³の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。 (添付資料4.2.6)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>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)</u>による電源供給については、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。</p> <p><u>軽油貯蔵タンク</u>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、<u>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)</u>による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>による<u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u></p>	<p>事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、<u>燃料プール</u>に貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり(原子炉運転開始直後を考慮しても<u>燃料プール水</u>が100℃に到達するまで最低でも1日以上)、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、<u>緊急時対策要員</u>により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プール注水</u>については、7日間の対応を考慮すると、<u>約2,100m³</u>の水が必要である。水源として、<u>輪谷貯水槽(西1/西2)</u>に約7,000m³の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。 (添付資料4.2.5)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等</u>による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>運転継続に約700m³</u>の軽油が必要となる。<u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プールへの注水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車の運転</u>を想定すると、7日間の運転継続に<u>約11m³</u>の軽油が必要となる。<u>合計約711m³</u>の軽油が必要となる。<u>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等</u>にて約730m³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>非常用ディーゼル発電機等</u>による電源供給、<u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プールへの注水</u>について、7日間の運転継続が可能である。</p>	<p>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26名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・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。</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>

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>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<u>合計約13kL</u>の軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,549kL)。</p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンク</u>にて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水</u>、<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4.2.7)</p> <p>c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。<u>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>の運転を想定すると、7日間の運転継続に<u>約12.0kL</u>の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて<u>約210kL</u>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>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)</u>による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、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<u>約70.0kL</u>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</u>にて<u>約75kL</u>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4.2.7)</p> <p>c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機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>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407kW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。</u></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4.2.8)</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<u>約8m³</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンク</u>にて<u>約45m³</u>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</u>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4.2.6)</p> <p>c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、<u>非常用ディーゼル発電機等の負荷</u>に含まれることから、<u>非常用ディーゼル発電機等</u>による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>・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, 東海第二】 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。</p> <p>・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。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時</p>

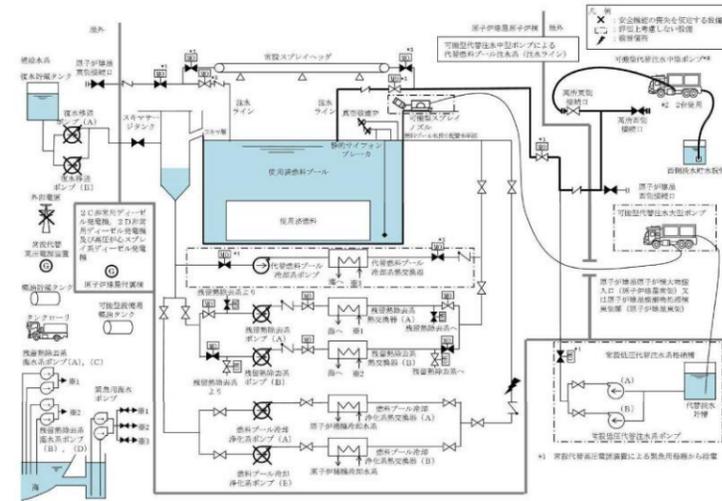
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、<u>使用済燃料プールに入る配管からの漏えい</u>が発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による<u>使用済燃料プール水の小規模な喪失</u>が発生し、かつ、<u>使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下</u>することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備</u>している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持</u>することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、<u>使用済燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、<u>使用済燃料プールに入る配管からの漏えい</u>が発生した際に<u>真空破壊弁の機能が十分に働かず</u>、サイフォン現象等による<u>使用済燃料プール水の小規模な喪失</u>が発生し、かつ、<u>使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下</u>することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、<u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備</u>している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持</u>することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、<u>使用済燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、<u>燃料プールに入る配管からの漏えい</u>が発生した際に<u>逆止弁の機能が十分に働かず</u>、サイフォン現象等による<u>燃料プール水の小規模な喪失</u>が発生し、かつ、<u>燃料プールへの水の注水にも失敗して燃料プール水位が低下</u>することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては<u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プールへの注水手段を整備</u>している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>による<u>燃料プールへの注水により、燃料プール水位を維持</u>することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、<u>燃料プール</u>では燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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>対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、燃料プール水位が低下し始める前に、燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)による注水準備が完了する。</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>以上のことから、<u>燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。</u></p>	<p>以上のことから、<u>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。</u></p>	<p>以上のことから、<u>燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。</u></p>	

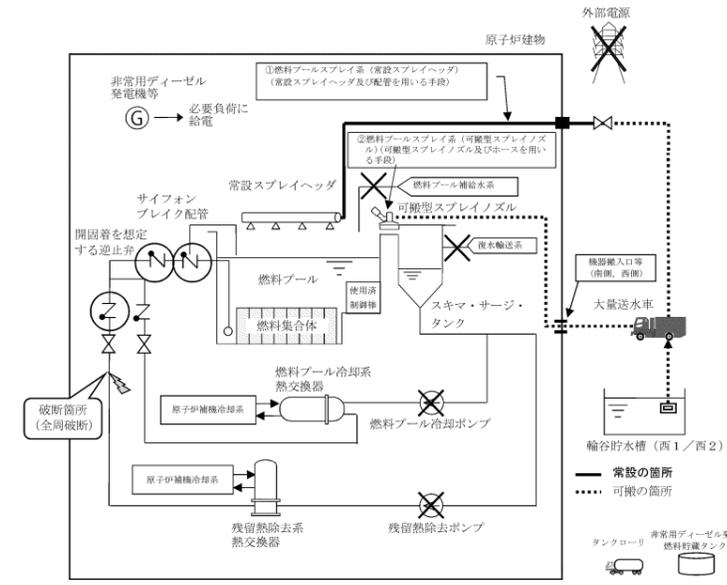
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



第4.2.1図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図
(使用済燃料プールへの注水)

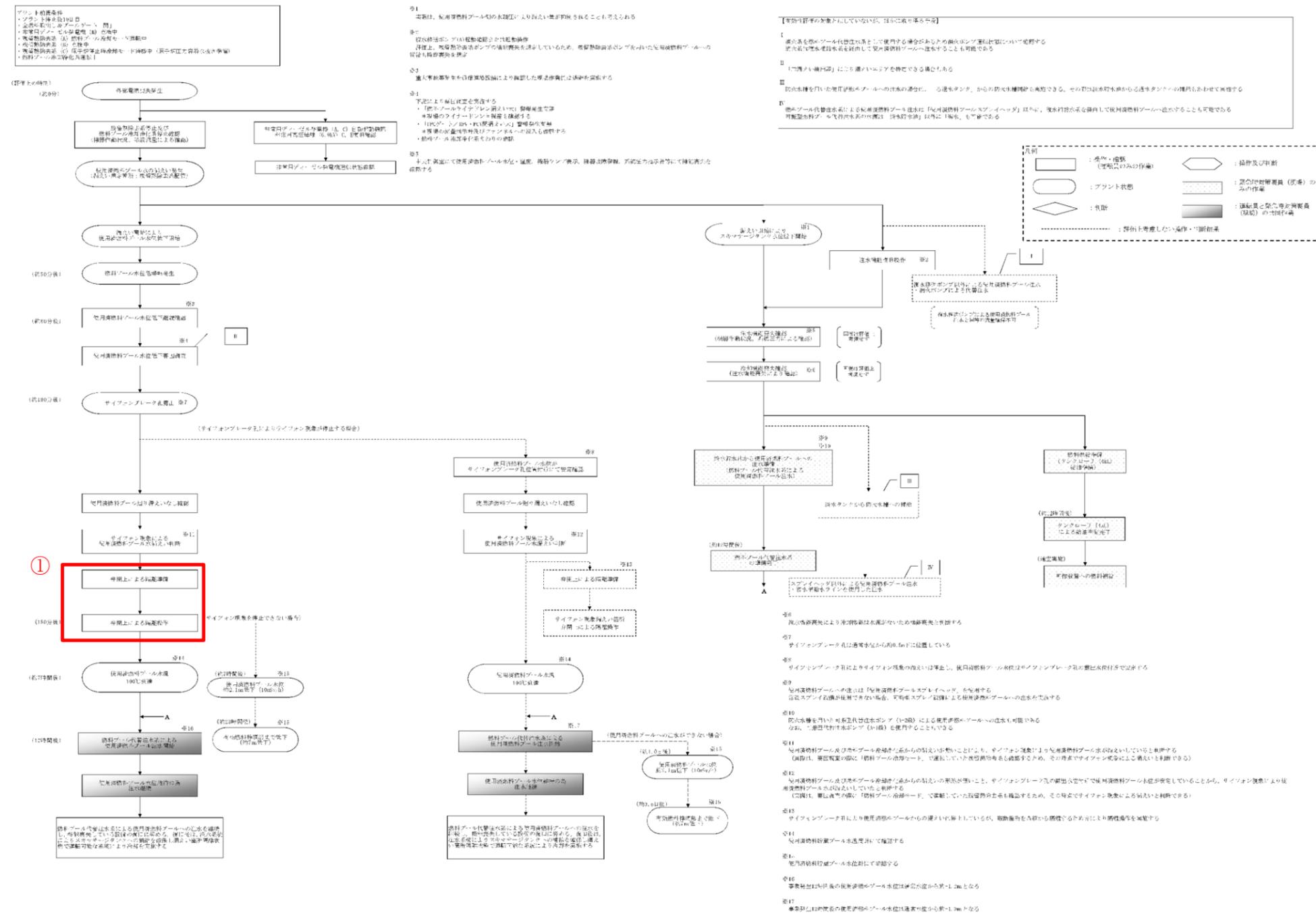


第4.2-1 図 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図



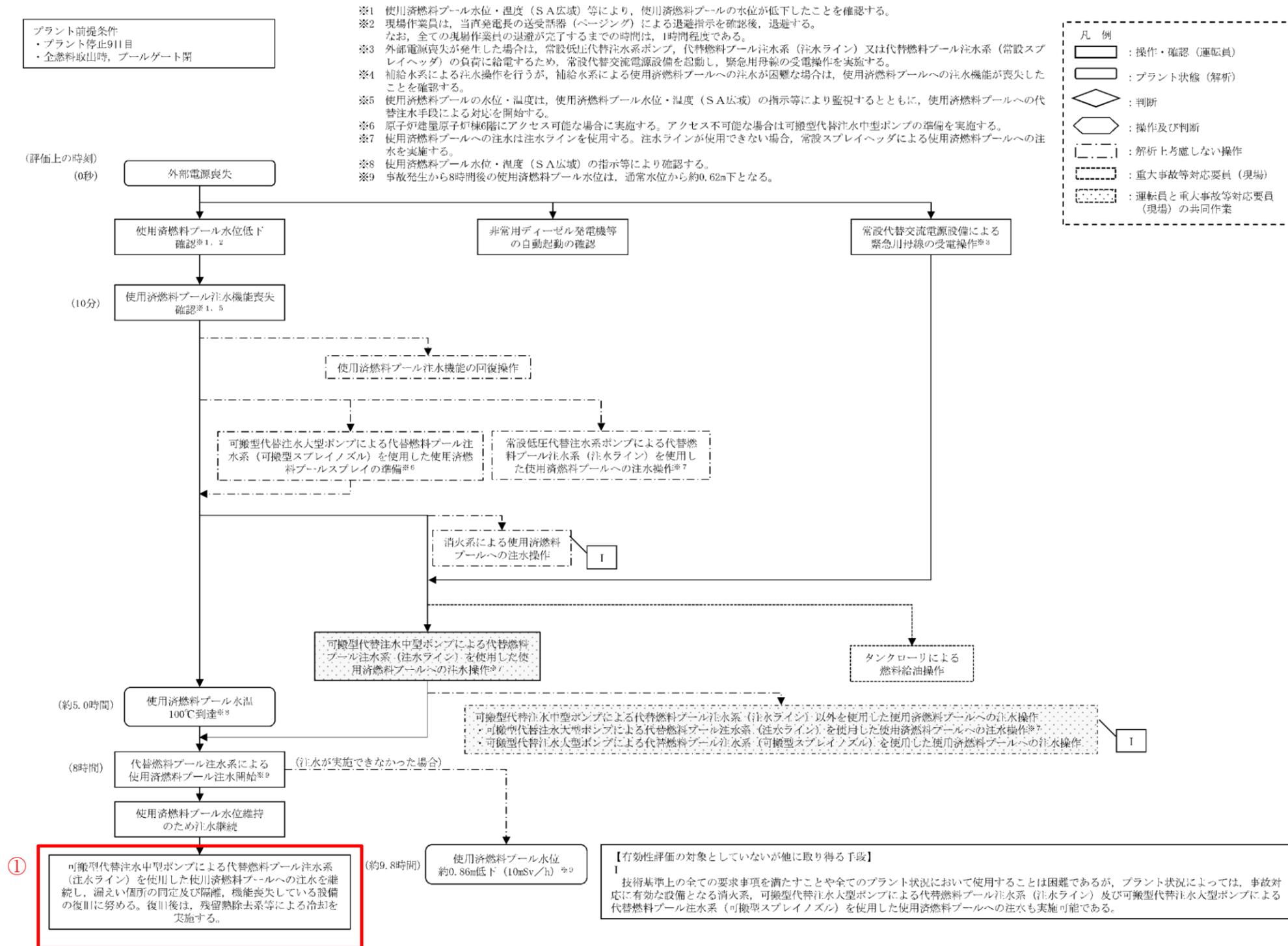
第4.2.1-1 図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図
(燃料プールへの注水)

差異理由は、島根2号炉「第4.2.1-2図「想定事故2」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 4.2.2 図 「想定事故 2」の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉「第4.2.1-2図「想定事故2」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 4.2-2 図 想定事故 2 の対応手順の概要

想定事故2				経過時間 (時間)											備考	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は組作業後 移動してきた要員			操作の内容	▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.0 時間 使用済燃料プール 水温 100℃到達 ▽ 8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替 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開始											
責任者	当直班班長	1人	中央監視 運転操作室													
操作	当直副班長	1人	運転操作室補助													
指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 監視所内外連絡													
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)	重大事故対応要員 (現場)													
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位配下の確認 ●使用済燃料プール注水構造喪失の確認 (補給水系)	10分											
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施											
使用済燃料プール注水機能の回復 操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール注水機 (補給水系) の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない
常設代替交流電源設備による緊急 用電源の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用電源の受電操作	4分											
常設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	【1人】 A	-	-	●常設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) の系設備確認及び使 用済燃料プールへの注水操作	15分											解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系 (可搬型ス プレインゾル) を使用した使用済 燃料プールの注水操作	-	-	8人 a-h	●原子炉建屋への移動 ●ホース敷設操作及び可搬型スプレインゾルの設置 ●可搬型設備の保管場所への移動	40分 130分 30分											解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階 にアクセス可能な場合に 実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
可搬型代替注水中型ポンプによる 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	-	-	【8人】 a-h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型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 プール注水の急減速操作 (運動系の関係)	4分											
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型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	起動後適宜状態監視											
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参観)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分											タンクローリの残量に 応じて適宜軽油タンクから 給油する
	-	-	-		適宜実施											
周辺い圏内の円定及び帰還操作	【1人】 A	-	-	●警報確認による原因調査	適宜実施											解析上考慮しない
	-	【2人】 B, C	-	●現場での系設備操作	適宜実施											
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a-h 及び参観要員2人	原子炉建屋中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の発生、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の発生が想定される。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の可燃性が低いため、操作時間余裕が十分長く (原子炉建屋避難経路確保を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで 1 日以上)、原子炉建屋の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員 (制御) や参観要員により対応可能である。												

差異理由は、島根 2 号炉
「第 4.2.1-3 図 「想
定事故 2」の作業と所要
時間」の備考欄参照。

第 4.2-3 図 想定事故 2 の作業と所要時間

想定事故 2

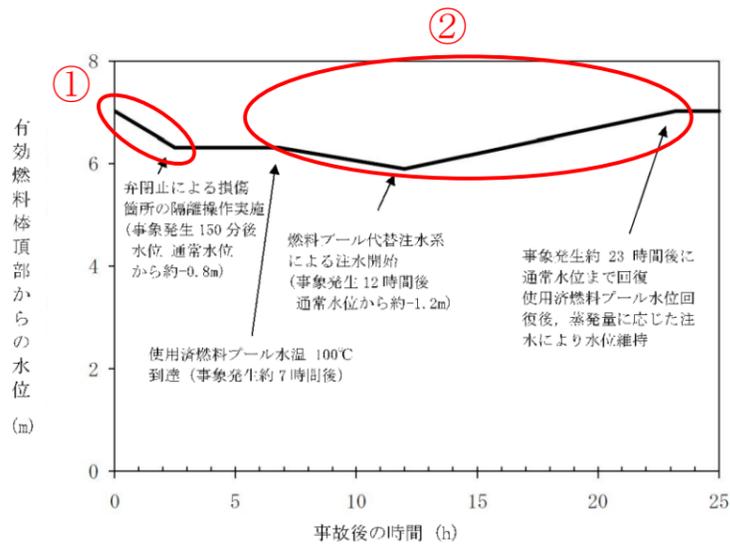
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間(分)						経過時間(時間)						経過時間(日)			備考					
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9		10	11	5	6	7
状況判断	1人 A	—	—	10分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プール冷却機能回復操作	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プール注水機能回復操作	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プール水位低下要因調査	(1人) A	—	—	10分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	2人 B, C	—	1時間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレインゾル)による燃料プール注水	—	—	14人 a~n	10分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	(2人) a, b	2時間50分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プールのスプレイ系(常設スプレインゾル)による燃料プール注水	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料補給準備	—	—	2人 o~p	10分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	2時間30分	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料補給作業	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

必要人員数 合計 1人 A, 2人 B, C, 16人 a~p

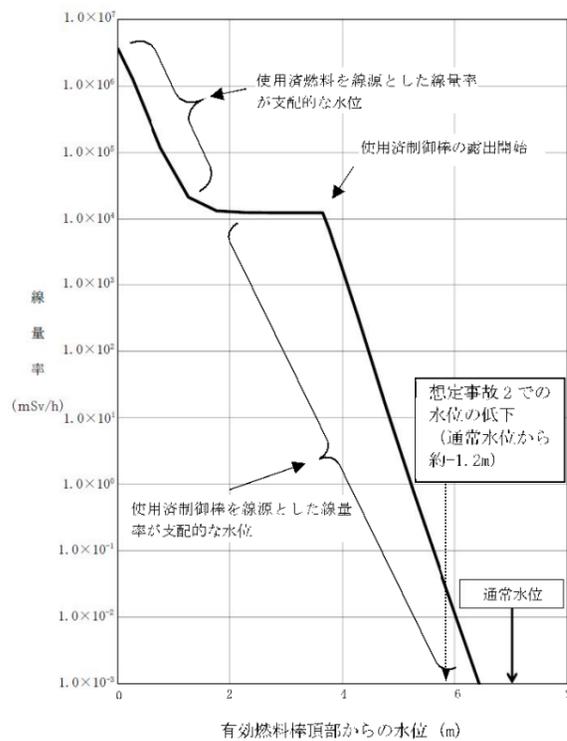
原子炉運転中における燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することもある。しかし、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員により対応可能である。

- ・評価結果の相違に基づく差異。
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
- ・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認。(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)

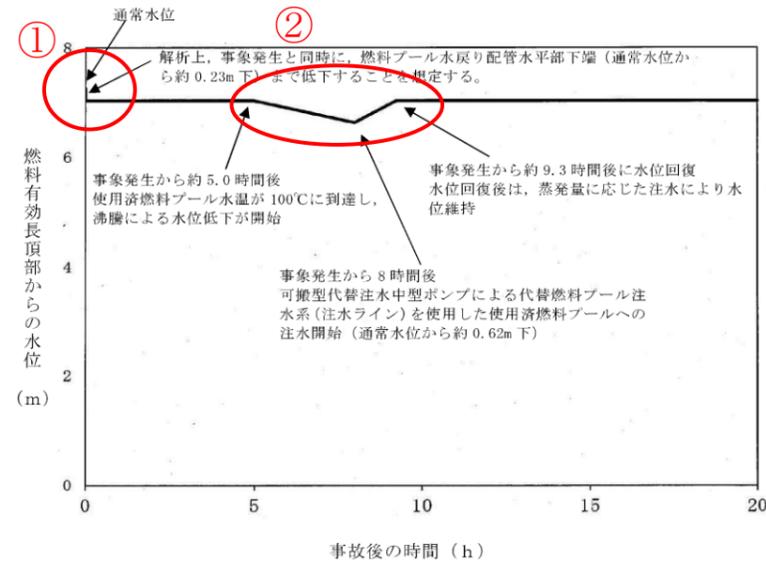
第 4.2.1-3 図 「想定事故 2」の作業と所要時間



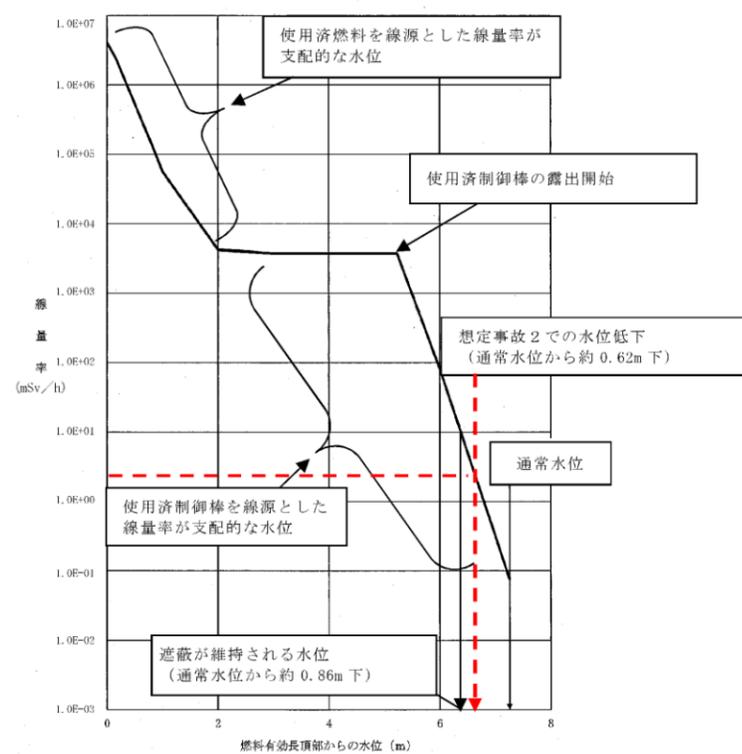
第 4.2.4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 2)



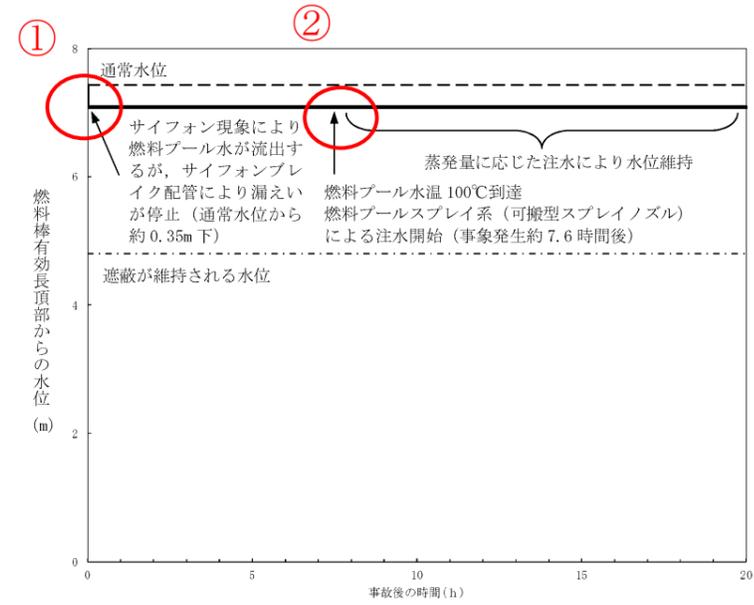
第 4.2.5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 2)



第 4.2-5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)



第 4.2.2-1 図 燃料プール水位の推移 (想定事故 2)

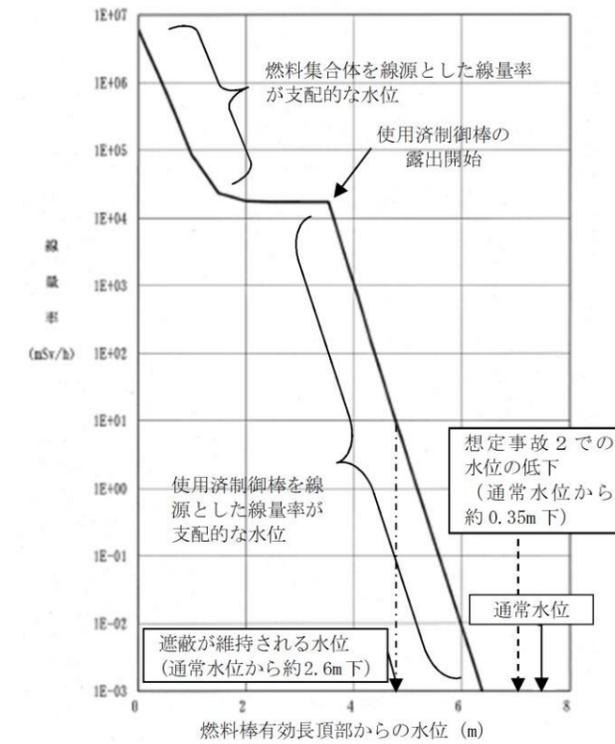


図 4.2.2-2 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①柏崎 6/7 は貫通クラックによる配管損傷を想定し、島根 2号炉、東海第二は配管破断により瞬時に水位低下することを想定している。
 水位低下量 (漏えい量) は以下のとおり。
 柏崎 6/7 : 70m³/h
 東海第二 : 約 0.23m
 島根 2号炉 : 約 0.35m

②島根 2号炉は、燃料プール水は事象発生約 7.6 時間で沸騰するが、燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレインズル) は事象発生 3 時間 10 分後までには注水準備が完了するため、水位が低下することなく維持される。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 4.2.1-1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	計装設備		可搬型設備	
		非常用ディーゼル発電機 【軽油タンク】	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	計装設備	可搬型設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールの水位低下を注水する。同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。			使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。			【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報を認識し、原因調査を開始する。原因調査の結果、使用済燃料プール本体からの漏えいではないことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の移動を確認することを確認する。			【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復させる。その後、使用済燃料プールの注水を確認し、蒸発量に応じた注水を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレッドヘッド 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (4x2駆) タンクローリー (4x1)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水 (可搬型スプレッド)	燃料プール代替注水系が使用できない場合、可搬型スプレッドを用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復させる。その後、使用済燃料プールの注水を確認し、蒸発量に応じた注水を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (4x2駆) タンクローリー (4x1)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	

①

【注】：重大事故等対応設備 (設計基準拡張)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

第 4.2-1 表 想定事故 2 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	計装設備		可搬型設備	
		非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油貯蔵タンク等】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】 <th>計装設備</th> <th>可搬型設備</th>	計装設備	可搬型設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールの水位低下を注水する。同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。			使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報を認識し、原因調査を開始する。原因調査の結果、使用済燃料プール本体からの漏えいではないことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の移動を確認することを確認する。			【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
常設低圧代替注水系による代替注水 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系の準備が完了したところで、常設低圧代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復させる。その後、使用済燃料プールの注水を確認し、蒸発量に応じた注水を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替注水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク		使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替注水 (可搬型スプレッド) を使用した使用済燃料プールへの注水	可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復させる。その後、使用済燃料プールの注水を確認し、蒸発量に応じた注水を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	可搬型代替注水ポンプ 代替注水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	可搬型スプレッド レイノズル	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用冷却装置を含む)	

②

【注】：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

島根原子力発電所 2号炉

第 4.2.1-1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬型設備
燃料プール水位低下確認	燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プールの水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】	計装設備 燃料プール水位・温度 (SA) 燃料プール監視カメラ (燃料プール監視カメラ用冷却装置を含む)
燃料プールの注水機能喪失確認	燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、燃料プールの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの注水準備が困難な場合、燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。		【残留熱除去ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去ポンプ吐出流量】 燃料プール水位・温度 (SA) 燃料プール監視カメラ (燃料プール監視カメラ用冷却装置を含む)
サイフォンブレイク配管による燃料プール水位低下確認	燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、燃料プールからの漏えいを認識し、初期水位から燃料プール冷却系配管水平節高さ付近まで水位が低下するが、サイフォンブレイク配管により漏えいが停止することを確認する。		燃料プール水位・温度 (SA) 燃料プール監視カメラ (燃料プール監視カメラ用冷却装置を含む)

①, ②

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

備考
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応設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対応設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第 4.2-1 表 想定事故 2 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	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プールの注水系（注水ライオン）の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの速隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プールの注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。		常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク 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	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA） 広域 使用済燃料プールのエア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プールの監視カメラ（使用済燃料プールの監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

第 4.2.1-1 表 「想定事故 2」 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	計装設備
燃料プールのスプレイ系（常設スプレイヘッド）の準備が完了したところで、燃料プールの注水により燃料プールの水位を維持する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する。		常設スプレイヘッド 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	燃料プール水位・温度（SA） 燃料プール水位（SA） 燃料プールのエア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（SA） 燃料プールの監視カメラ（SA）（燃料プールの監視カメラ用冷却設備を含む）
燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）の準備が完了したところで、燃料プールの注水により、燃料プールの水位を維持する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する。		非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	可搬型スプレイノズル 大量送水車 タンクローリ	燃料プール水位・温度（SA） 燃料プール水位（SA） 燃料プールのエア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（SA） 燃料プールの監視カメラ（SA）（燃料プールの監視カメラ用冷却設備を含む）

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）
 □：有効性評価上考慮しない操作

第4.2.2表 主要評価条件(想定事故2) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
使用済燃料プールの保有水量	約2,093m ³ ※1	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定
使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
使用済燃料プール水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
燃料の崩壊熱	約11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後10日 ^{※2})で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と併せて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出
	①	

※1 配戒の値は7号炉の値である。6号炉の使用済燃料プールの保有水量は7号炉とほぼ同様であるため、評価は7号炉の値を使用する。

※2 柏崎刈羽原子力発電所1号炉から7号炉までの定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約3日及び全燃料取り出しの最短時間約7日を考慮して原子炉停止後10日を設定。原子炉停止後10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第4.2-2表 主要評価条件(想定事故2) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	使用済燃料プール保有水量 約1,189m ³ 通常水位	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定	
事故条件	使用済燃料プール水位	通常水位を設定	
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	① 約9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後9日) ^{※1} で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能としての燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、閉固着を仮定する。静的サイフォンブレイクにより、サイフォン現象による流出が停止されるため、使用済燃料プール水位は燃料プール水位より約0.23m下まで低下するものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員及び資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約9日を考慮して原子炉停止後9日を設定。原子炉停止後9日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第4.2.2-1表 主要評価条件(想定事故2) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	燃料プール保有水量	約1,599m ³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定
	燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	燃料プール水温	65℃	運転上許容される上限値として設定
事故条件	燃料の崩壊熱	約7.8MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・9×9燃料 45GWd/t ・MOX燃料 33GWd/t	① 原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後10日 ^{※1})で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出 また、原子炉停止10日後においては、MOX燃料の方が9×9燃料よりも崩壊熱が大きくなり、燃料プール水位低下の観点で厳しいため、燃料プールにおける使用済燃料の崩壊熱はMOX燃料を考慮
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失及び注水機能喪失	燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却系、残留熱除去系、復水輸送系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	残留熱除去系配管の全周破断	② 燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系配管の全周破断を想定
	漏えいによる燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.35m下まで低下	③ サイフォンブレイク配管によりサイフォン現象による流出が停止されるため、燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水位より約0.35m下までの低下にとどまる なお、この水位まで瞬時に低下するものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 島根2号炉の定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約5日及び全燃料取り出しの最短時間約5日を考慮して原子炉停止後10日を設定。原子炉停止後10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

- ・評価条件の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、貯蔵燃料の燃焼度設定において、燃料の基本仕様及び添付資料八との整合をとり、取出平均燃焼度である9×9燃料45Wd/t, MOX燃料33Wd/tを設定している。
- 【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、残留熱除去系に接続された冷却水戻り配管の全周破断を想定しており、柏崎6/7は貫通クラックによる損傷を想定している。
- 【柏崎6/7】
- ③島根2号炉は、サイフォンブレイク配管の効果に期待し瞬時に水位低下する想定。柏崎6/7はサイフォンブレイク孔には期待していない。

第 4.2.2 表 主要評価条件 (想定事故 2) (2 / 2)

事故条件	項目		主要評価条件		条件設定の考え方	
	安全機能の喪失に対する仮定	残熱除去系の配管内径の 1/2 の長さ と配管肉厚の 1/2 の厚を有する貫通クラックによる損傷	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	残熱除去系の配管内径の 1/2 の長さ と配管肉厚の 1/2 の厚を有する貫通クラックによる損傷	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失として燃料プール冷却系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能喪失を設定	低圧配管であるため、全周破断の発生は考えづらいたと考え貫通クラックによる損傷を想定
配管損傷の想定		約 70m ³ /h				想定される異物の弁への噛み込みにより逆止弁が固着し、その機能が十分に働かない状態を想定。なお、サイフォン現象による漏えいを停止させる配管の孔 (サイフォンブレイク) によるサイフォンブレイクには期待しない
サイフォン現象による漏えい量						外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
外部電源						燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する条件			45m ³ /h (4 台) ※1 で注水			
重大事故等対策に 関連する条件				事象発生から 150 分後		認知、現場調査、漏えい箇所隔離までの操作の作業想定時間に余裕を含めて設定 (水位低下認知及び注水機能及び補給熱除去機能喪失確認に余裕を踏まえ 1 時間、水位低下要因調査及び現場隔離操作箇所への移動に 1 時間、隔離操作実施に 30 分の合計 150 分)
重大事故等対策に 関連する条件				事象発生から 12 時間後		可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間後までは、その機能に期待しないことと仮定

※1 燃料プール代替注水系 (常設スプレイヘッド)、燃料プール代替注水系 (可搬型スプレイヘッド) の注水容量は、ともに 45m³/h 以上 (4 台) である。

第 4.2-2 表 主要評価条件 (想定事故 2) (2 / 2)

重大事故等対策に 関連する条件	項目		主要評価条件		条件設定の考え方	
	代替燃料プール注水系	50m ³ /h で注水	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールの注水	使用済燃料プール漏えい隔離	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する条件				事象発生から 8 時間後		代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

第 4.2.2-1 表 主要評価条件 (想定事故 2) (2 / 2)

重大事故等 関連する 機器条件	項目		主要評価条件		条件設定の考え方	
	燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル)	48m ³ /h ※2 で注水	燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定	燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) の系統構成に必要な準備時間は 3 時間であるが、燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約 7.6 時間後であること	燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) の注水容量はともに 48m ³ /h 以上である。	燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) の注水容量はともに 48m ³ /h 以上である。
重大事故等 関連する 機器条件				事象発生から約 7.6 時間後		燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) の系統構成に必要な準備時間は 3 時間であるが、燃料プール水位の低下し始める時間が事象発生から約 7.6 時間後であること

※2 燃料プールスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) 及び燃料プールスプレイ系 (常設スプレイヘッド) の注水容量はともに 48m³/h 以上である。

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考								
<p style="text-align: center;">添付資料4.2.1</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>1. <u>使用済燃料プールの概要</u> 添付資料4.1.1と同様である。</p> <p>2. <u>放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について</u> 添付資料4.1.1と同様である。</p> <p>3. <u>想定事故2における時間余裕</u> 図1に示すように2個の逆止弁の異物噛み混みによる固着と配管の貫通クラックによる損傷を想定すると表1の条件より使用済燃料プールの保有水の漏えいの流出流量は約68m³/hとなる。なお、想定する異物として燃料プール冷却浄化系のろ過脱塩器の出口ストレーナのエレメント24×110メッシュ(通過粒子径約25μm)より十分大きな粒子径2.5mmを想定し、それが最も大きな開口面積となる噛み混みを想定した。また、水位の低下に伴い水頭圧が低下し流出流量が小さくなることが考えられるが、漏えいが継続している間は損傷直後の流出流量が一定のまま続くことを想定した。</p> <div data-bbox="534 861 845 1323"> </div> <table border="1" data-bbox="192 1606 905 1764"> <caption>表1 使用済燃料プールの保有水の漏えいの流出流量産出条件</caption> <thead> <tr> <th>固着を想定する逆止弁</th> <th>逆止弁の開口面積^{※1}</th> <th>貫通クラックの開口面積^{※2}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>逆止弁A</td> <td>42.3cm²</td> <td rowspan="2">12.3cm²</td> </tr> <tr> <td>逆止弁B</td> <td>15.6cm²</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1: 逆止弁Aの弁開度: <input type="checkbox"/> 逆止弁Bの弁開度: <input type="checkbox"/> を想定 ※2: 1/4Dt (D: 配管内径, t: 配管肉厚) を想定</p>	固着を想定する逆止弁	逆止弁の開口面積 ^{※1}	貫通クラックの開口面積 ^{※2}	逆止弁A	42.3cm ²	12.3cm ²	逆止弁B	15.6cm ²	<p style="text-align: center;">添付資料 4.2.1</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>1. <u>使用済燃料プールの概要</u> 添付資料 4.1.2と同様である。</p> <p>2. <u>放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について</u> 添付資料 4.1.2と同様である。</p> <p>3. <u>想定事故2における時間余裕</u> 第1図に示すように、想定事故2では燃料プール水戻り配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出を防止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。</p> <div data-bbox="964 1218 1676 1858"> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料4.2.1</p> <p style="text-align: center;">燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について</p> <p>1. <u>燃料プールの概要</u> 添付資料4.1.1と同様である。</p> <p>2. <u>放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について</u> 添付資料4.1.1と同様である。</p> <p>3. <u>想定事故2における時間余裕</u> 図1に示すように想定事故2では燃料プール冷却系配管及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については閉固着を仮定する。サイフォンブレイク配管により、サイフォン現象による流出を防止するため、燃料プール水位は燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近(通常水位から約0.35m下)までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。</p> <div data-bbox="1780 1239 2448 1785"> </div>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、サイフォンブレイク配管に期待している。サイフォンブレイカ効果により停止するまでの水位低下は瞬時に発生する評価条件としている。</p>
固着を想定する逆止弁	逆止弁の開口面積 ^{※1}	貫通クラックの開口面積 ^{※2}									
逆止弁A	42.3cm ²	12.3cm ²									
逆止弁B	15.6cm ²										

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>配管損傷が発生し、サイフォン現象により使用済燃料プールの保有水が漏えいした場合、漏えい箇所を隔離するまでの150分間に使用済燃料プールの保有水が約170m³漏えいする。崩壊熱除去機能の喪失に伴い、6号及び7号炉では事象発生から約7時間後に沸騰が開始し、使用済燃料プール水位が低下する。</p> <p>使用済燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位から約2.1m下）まで低下する時間は、6号及び7号炉で事象発生から約23時間であり、重大事故等対策として期待している可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分ある（評価結果は表2の通り）。</p> <p>表2 崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="195 814 890 972"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>6号炉</th> <th>7号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]</td> <td>約7</td> <td>約7</td> </tr> <tr> <td>サイフォン現象による使用済燃料プールの保有水の流出量[m³/h]</td> <td>約68</td> <td>約68</td> </tr> <tr> <td>漏えい箇所隔離までに漏えいする使用済燃料プール水量[m³]</td> <td>約170</td> <td>約170</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m³/h]</td> <td>約19</td> <td>約19</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]</td> <td>約23</td> <td>約23</td> </tr> </tbody> </table>	項目	6号炉	7号炉	使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7	サイフォン現象による使用済燃料プールの保有水の流出量[m ³ /h]	約68	約68	漏えい箇所隔離までに漏えいする使用済燃料プール水量[m ³]	約170	約170	崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h]	約19	約19	使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約23	約23	<p>配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約5.0時間後に沸騰の開始により水位が低下する。</p> <p>プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約0.86m下）まで低下するのは事象発生から約9.8時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。</p> <table border="1" data-bbox="964 814 1691 1010"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>算出結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>使用済燃料プール水温100℃到達までの時間(h)</td> <td>約5.0</td> </tr> <tr> <td>燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m³/h)</td> <td>約16</td> </tr> <tr> <td>必要注水流量(m³/h)</td> <td>約13</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間* (h)</td> <td>約9.8</td> </tr> <tr> <td>燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (day)</td> <td>約2.4</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)</td> <td>約0.13</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む</p>	項目	算出結果	使用済燃料プール水温100℃到達までの時間(h)	約5.0	燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約16	必要注水流量(m ³ /h)	約13	使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間* (h)	約9.8	燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (day)	約2.4	使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約0.13	<p>配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール冷却系戻り配管水平部高さ付近（通常水位から約0.35m下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約7.6時間後に沸騰の開始により水位が低下する。</p> <p>燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位から約2.6m下）まで低下する時間は、事象発生から約1.5日であり、重大事故等対策として期待している燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分ある（評価結果は表1のとおり）。</p> <p>表1 崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1754 814 2487 997"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>算定結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間 (h)</td> <td>約7.6</td> </tr> <tr> <td>燃料の崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量 (m³/h)</td> <td>約13</td> </tr> <tr> <td>燃料プール水位が通常水位から約2.6m低下するまでの時間 (day)</td> <td>約1.5</td> </tr> <tr> <td>燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間(day)</td> <td>約3.7</td> </tr> <tr> <td>燃料プール水位の低下速度 (m/h)</td> <td>約0.08</td> </tr> </tbody> </table>	項目	算定結果	燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間 (h)	約7.6	燃料の崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約13	燃料プール水位が通常水位から約2.6m低下するまでの時間 (day)	約1.5	燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間(day)	約3.7	燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約0.08	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は全周破断、柏崎6/7は貫通クラックによる損傷を想定。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>
項目	6号炉	7号炉																																													
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7																																													
サイフォン現象による使用済燃料プールの保有水の流出量[m ³ /h]	約68	約68																																													
漏えい箇所隔離までに漏えいする使用済燃料プール水量[m ³]	約170	約170																																													
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h]	約19	約19																																													
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約23	約23																																													
項目	算出結果																																														
使用済燃料プール水温100℃到達までの時間(h)	約5.0																																														
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約16																																														
必要注水流量(m ³ /h)	約13																																														
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間* (h)	約9.8																																														
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (day)	約2.4																																														
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約0.13																																														
項目	算定結果																																														
燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間 (h)	約7.6																																														
燃料の崩壊熱による燃料プール保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約13																																														
燃料プール水位が通常水位から約2.6m低下するまでの時間 (day)	約1.5																																														
燃料棒有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間(day)	約3.7																																														
燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約0.08																																														

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4.2.3</p> <p>6 号及び7 号炉 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて</p> <p>1. サイフォンブレイカの概要</p> <p>使用済燃料プールは、<u>図1</u>のように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プールの保有水がサイフォン現象により漏えいする場合は、<u>ディフューザ配管</u>に設置された逆止弁により使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止する設計となっている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 4.2.3</p> <p>使用済燃料プールの静的サイフォンブレイカについて</p> <p>1. 静的サイフォンブレイカの概要</p> <p>使用済燃料プールは、<u>第1図</u>に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、<u>使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレイクすることで、使用済燃料プール水の流出を防止する設計</u>としている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料4.2.2</p> <p>燃料プールのサイフォンブレイク配管について</p> <p>1. サイフォンブレイク配管の概要</p> <p>燃料プールは、<u>第1図</u>のように燃料プール冷却系により冷却及び水質管理されている。燃料プールの保有水がサイフォン現象により漏えいする場合は、<u>燃料プール冷却系戻り配管に設置された逆止弁（2重化）により燃料プールの保有水の漏えいを防止する設計</u>としている。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、逆止弁のボンネットにサイフォンブレイク配管を設置する構造としている。</p> <p>(以下、①の相違)</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>①の相違</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に逆止弁を2重に設置し、サイフォン現象による燃料プール水の漏えいを防止する設計としており、真空破壊弁は設置していない。</p> <p>(以下、②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>仮に逆止弁が機能喪失し使用済燃料プールの保有水が漏えいした場合においても、<u>ディフューザ配管のサイフォンブレイク孔のレベルまで水位が低下した時点で、サイフォンブレイク孔から空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プールの保有水の漏えいを停止することが可能な設計となっている。</u></p>	<p>仮に<u>真空破壊弁が閉固着した場合においても、静的サイフォンブレイカから空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。</u></p>	<p>仮に、<u>逆止弁が開固着により機能喪失した状態でサイフォン現象が発生した場合は、サイフォンブレイク配管の開放端のレベルまで水位が低下した時点でサイフォンブレイク配管の開放端から空気が吸い込まれ、吸い込まれた空気が第2図③のよう</u><u>に弁箱と開固着した弁体との間に形成されている隙間(第3図②、③参照)を通過し、燃料プール冷却系戻り配管へ流入することで、サイフォン現象による漏えいを停止することが可能な設計としている。</u></p> <p><u>なお、サイフォンブレイク配管は、現場での施工性を考慮し、逆止弁の弁蓋に接続しているが、弁体等との干渉はなく、逆止弁の動作に影響はしないことから、サイフォン現象発生時の逆止弁機能に影響はない。また、弁箱と開固着した弁体との間に形成される隙間部の面積(1780mm²以上)は、サイフォンブレイク配管内面積(配管内面積：<input type="text" value=""/>mm²)より大きく、逆止弁開固着時にサイフォン現象が発生した場合であっても、逆止弁内部でサイフォンブレイク配管からの空気の流路が確保されることで、サイフォン現象を停止することが可能である。(第3図③参照)</u></p>	<p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に設置されている逆止弁が2弁とも開固着した場合にサイフォンブレイク配管の開放端から空気を吸込むまでサイフォン現象が発生する。(以下、③の相違)</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ① 相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉では、逆止弁に接続しているサイフォンブレイク配管が、サイフォン現象発生時の逆止弁機能に影響を与えないことを説明している。</p>

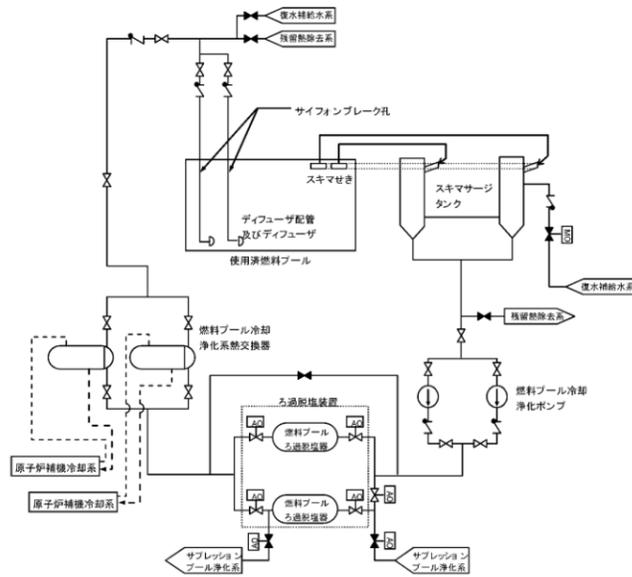
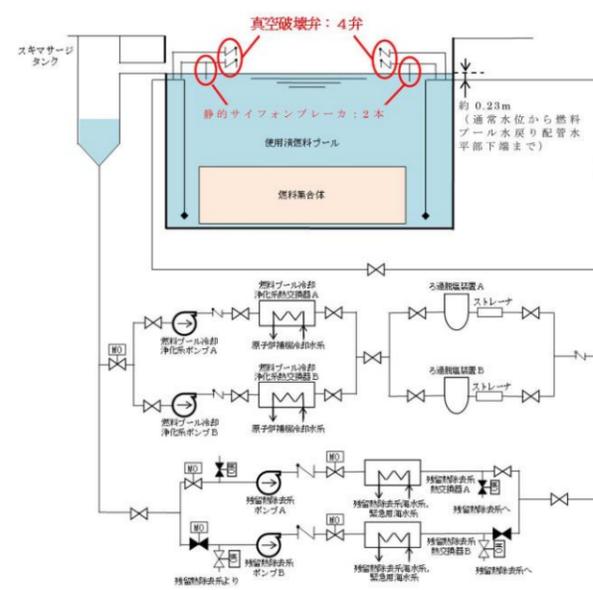
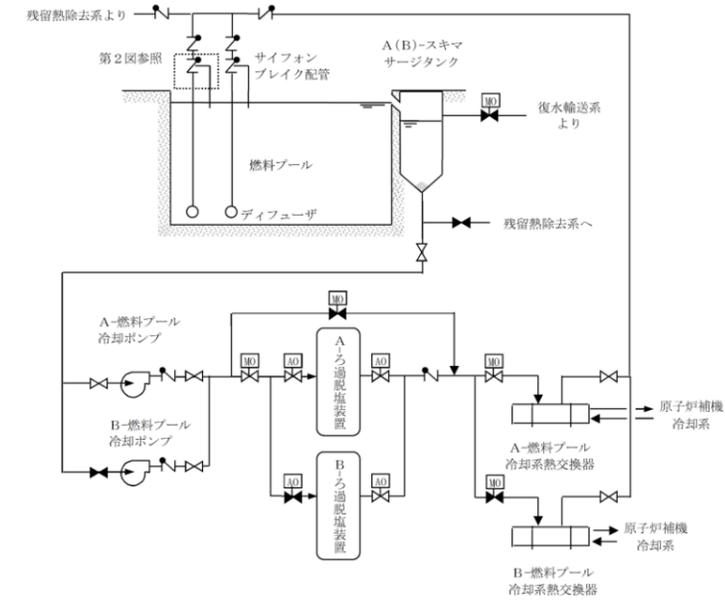


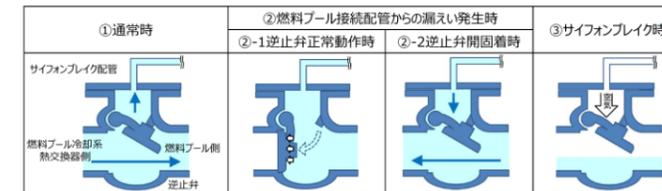
図1 燃料プール冷却浄化系 系統概略図



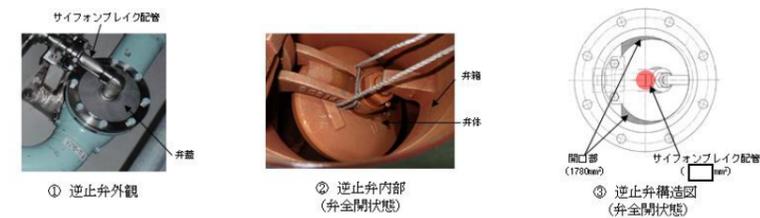
第1図 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 系統概略図



第1図 燃料プール冷却系系統概要図



第2図 各状態における逆止弁内部概要図



第3図 逆止弁内部構造図

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. サイフォンブレイク孔の機器仕様</p> <p>(1) サイフォンブレイク孔の寸法</p> <p>サイフォンブレイク孔は、2本のディフューザ配管(200A)それぞれに15mmφの開口としている。</p> <p>(2) サイフォンブレイク孔の設置レベル</p> <p>サイフォンブレイク孔の設置レベル及び使用済燃料プール内のレベルを図2に示す。</p> <p>サイフォンブレイク孔は通常水位より下方(6号炉:412mm, 7号炉:500mm)に設置されており、使用済燃料プールの保有水がサイフォン現象で流出した場合においても、水位低下をサイフォンブレイク孔のレベルまで留めることが可能である。</p>	<p>2. 静的サイフォンブレイカの機器仕様</p> <p>(1) 静的サイフォンブレイカの寸法・設置箇所</p> <p>静的サイフォンブレイカは、2本のディフューザ配管にそれぞれ設置されており、弁等の機器がない口径□の配管である。</p> <p>第2図に示すとおり、ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり、静的サイフォンブレイカの下端が通常水位より約□mm下となるよう設置されている。</p>	<p>2. サイフォンブレイク配管の機器仕様</p> <p>(1) サイフォンブレイク配管の寸法</p> <p>サイフォンブレイク配管は、2本の燃料プール冷却系戻り配管(150A)にそれぞれ設置する、弁等の機器がない口径□の配管である。</p> <p>(2) サイフォンブレイク配管の設置レベル</p> <p>サイフォンブレイク配管の設置位置及び燃料プール内のレベルを第4図に示す。</p> <p>サイフォンブレイク配管の開放端は通常水位より下方(150mm)に設置されており、燃料プールの保有水がサイフォン現象で流出した場合においても、水位低下を燃料プール冷却系戻り配管水平部(内面下端、通常水位より下方(約280mm))のレベルまで留めることが可能である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p>

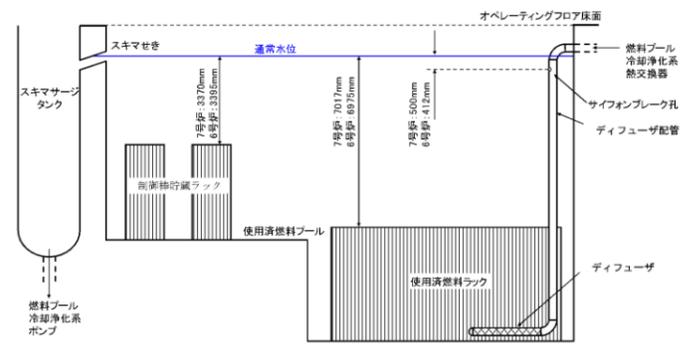
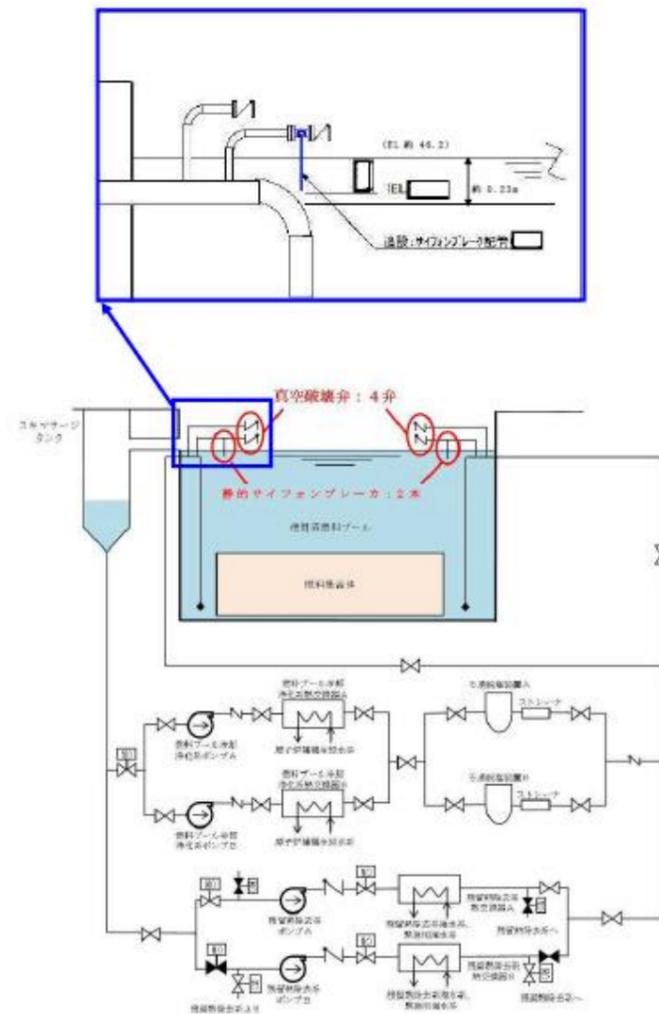
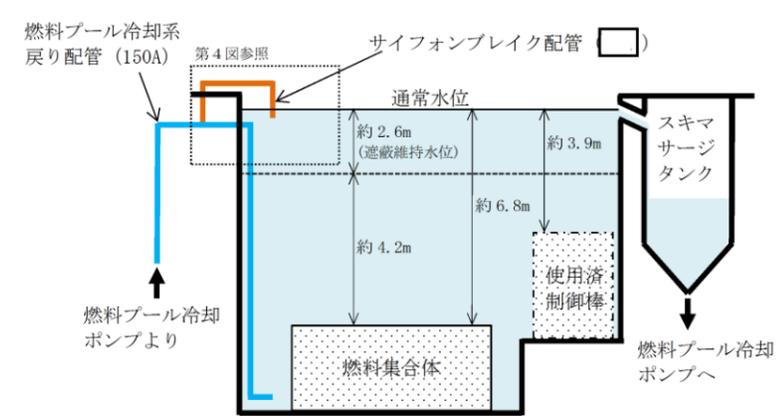


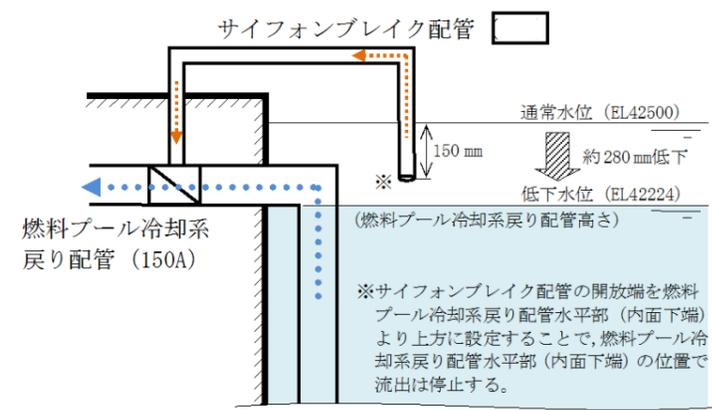
図2 使用済燃料プール内のレベル相関図



第2図 静的サイフォンブレイカ設置概要図



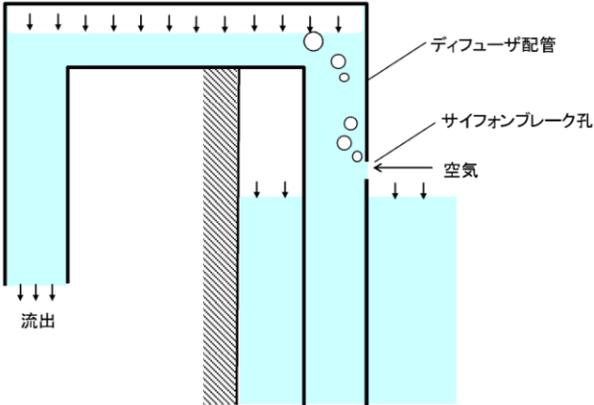
第4図 燃料プール内のレベル相関図



第5図 サイフォンブレイク配管設置レベル図

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考												
<p>(3) サイフォン現象発生時の想定流出量</p> <p>サイフォン現象が発生し、サイフォンブレイク孔まで水位が低下すると、サイフォンブレイク孔から空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなりサイフォン現象を止めることができる。(図3参照)</p> <p>サイフォンブレイク孔の寸法を保守的に最大ブレイク孔径20mmφ、サイフォン現象が破れるまでの時間をサイフォンブレイク孔から吸込んだ空気が頂部を満たすまでとし、想定する配管損傷を燃料プール冷却浄化系に接続する最大の残留熱除去系配管の全周破断とした場合、6号炉及び7号炉でのサイフォン現象発生時の想定流出量は表1の通りとなる。</p>  <p>図3 サイフォン現象発生時の概念図</p> <p>表1 サイフォン現象発生時の想定流出量</p> <table border="1" data-bbox="231 1438 845 1528"> <thead> <tr> <th></th> <th>流出量</th> <th>ブレイクまでの時間</th> <th>ブレイク時の水位</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6号炉</td> <td>797.7m³/h</td> <td>12.47sec</td> <td>通常水位-423mm</td> </tr> <tr> <td>7号炉</td> <td>765.6m³/h</td> <td>3.32sec</td> <td>通常水位-503mm</td> </tr> </tbody> </table>		流出量	ブレイクまでの時間	ブレイク時の水位	6号炉	797.7m ³ /h	12.47sec	通常水位-423mm	7号炉	765.6m ³ /h	3.32sec	通常水位-503mm	<p>(2) サイフォン現象発生時の水位低下</p> <p>真空破壊弁の閉固着を想定した場合、サイフォン現象が発生し、通常水位より約□mm下まで水位が低下すると、静的サイフォンブレイカから空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり始め、配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。</p> <p>以上により、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまる。</p>	<p>(3) サイフォン現象発生時の想定漏えい量</p> <p>サイフォン現象が発生し、サイフォンブレイク配管の開放端まで水位が低下すると、当該開放端から空気を吸込み、燃料プール冷却系戻り配管水平部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなりサイフォン現象を止めることができる(第5図参照)。</p> <p>この場合における漏えい量は約46.8m³(通常水位より下方約280mm)となるが、想定事象2の解析で用いる漏えい量については、これに保守性を持たせて約58.5m³(通常水位より下方約0.35m)で評価している。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【東海第二】③の相違 ・設備設計の相違【柏崎6/7】①の相違 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】設備仕様の相違による水位低下量の相違。(以下, ④の相違) ・設備設計の相違【柏崎6/7】①の相違 ・記載方針の相違【柏崎6/7】島根2号炉は“2.(3)”の文章中に記載。
	流出量	ブレイクまでの時間	ブレイク時の水位												
6号炉	797.7m ³ /h	12.47sec	通常水位-423mm												
7号炉	765.6m ³ /h	3.32sec	通常水位-503mm												

(4) 想定被ばく線量率

使用済燃料プールの保有水が流出した場合の、原子炉建屋オペレーティングフロアの被ばく線量評価結果を図4に示す。図4より、使用済燃料プールの保有水が通常水位より約1m低下した場合においても原子炉建屋オペレーティングフロアの雰囲気線量率は0.01mSv/h程度となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象が発生した場合においても十分な遮へい水位を確保することが可能である。

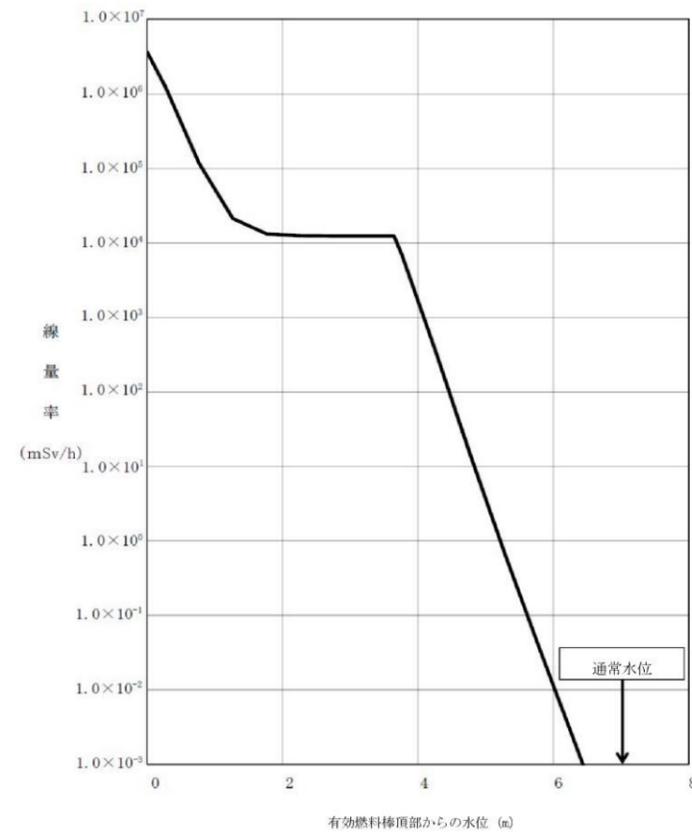
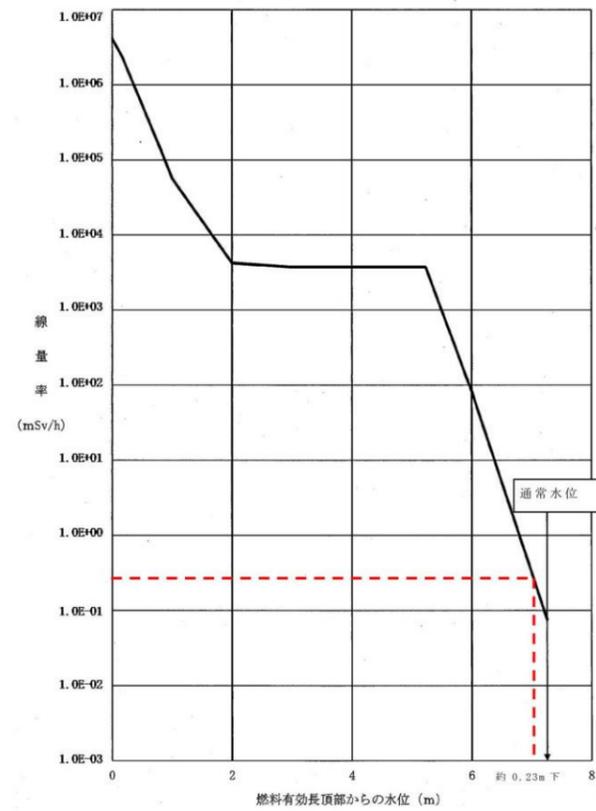


図4 原子炉建屋オペレーティングフロアでの被ばく線量率

(3) 想定被ばく線量率

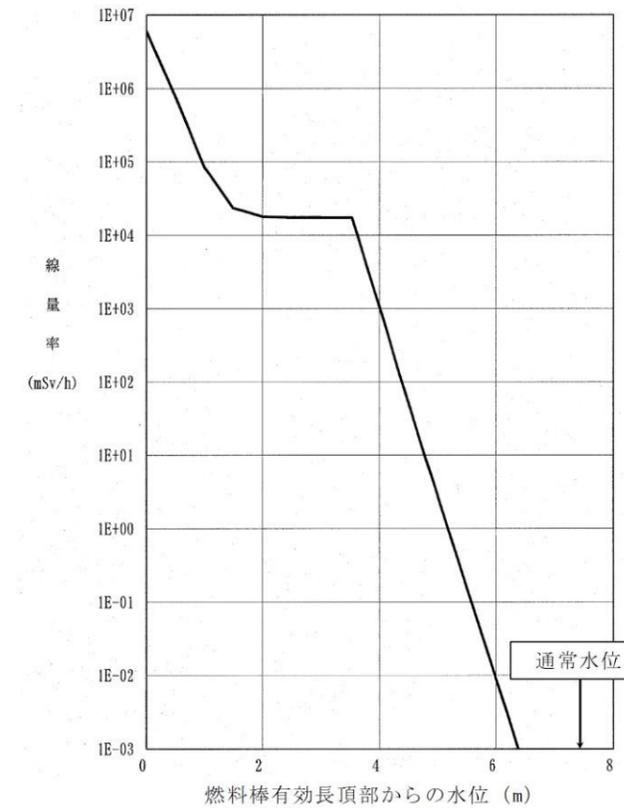
使用済燃料プール水位と線量率の関係を第3図に示す。第3図より、使用済燃料プール水位が通常水位から約0.23m下まで低下した場合においても、原子炉建屋原子炉棟6階の雰囲気線量率は約1.0mSv/h以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第3図 使用済燃料プール水位と線量率

(4) 想定被ばく線量率

燃料プールの保有水が流出した場合の、原子炉建物原子炉棟4階の被ばく線量評価結果を第6図に示す。第6図より、燃料プールの水位が通常水位から約0.35m下まで低下した場合においても原子炉建物原子炉棟4階の雰囲気線量率は 1.0×10^{-3} mSv/h以下であることから、燃料プールはサイフォン現象が発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第6図 原子炉建物原子炉棟4階での被ばく線量率

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
④の相違
・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
通常水位及び評価水位の違いにより、雰囲気線量率が異なる。

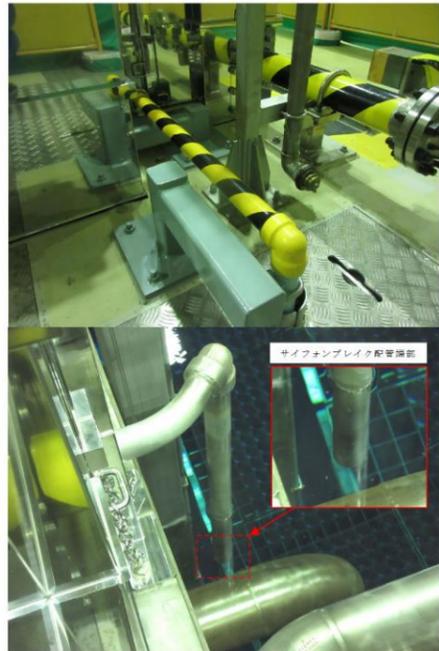
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. <u>サイフォンブレイク孔の健全性について</u></p> <p>(1) 配管強度への影響について <u>ディフューザ配管は、設計・建設規格、JSME S NC1-2005 におけるクラス3配管に該当する。クラス3配管への穴補強の不要条件はPPD-3422より、「(1)平板以外の管に設ける穴であって、穴の径が61mm以下で、かつ、管の内径の4分の1以下の穴を設ける場合」に該当することから、穴の補強が不要と規定されており、設計上サイフォンブレイク孔設置がディフューザ配管強度へ与える影響はない。</u> <u>また、当該配管は耐震Sクラスで設計されていることから、十分な耐震性を有している。</u></p> <p>(2) 人的要因による機能阻害について <u>サイフォンブレイク孔は、操作や作動機構を有さない開口部のみであることから、誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの保有水のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、サイフォンブレイク孔レベルまで水位低下することで自動的にサイフォン現象を止めることが可能である。</u></p> <p>(3) 異物による閉塞について <u>使用済燃料プールは燃料プール冷却浄化系の「スキマサージタンク」及び「ろ過脱塩器」により、下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計となっており、不純物によるサイフォンブレイク孔の閉塞を防止することが可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>使用済燃料プール水面上の空気中からの混入物</u> ・<u>使用済燃料プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した異物</u> ・<u>燃料交換時に炉心から出る腐食生成物と核分裂生成物</u> ・<u>燃料交換作業、その他の作業の際の混入物</u> ・<u>使用済燃料プール洗浄後の残留化学洗浄液またはフラッシング水</u> 	<p>3. <u>静的サイフォンブレイカの健全性について</u></p> <p>(1) 配管強度への影響について <u>ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震Sクラスで設計されており、その配管に静的サイフォンブレイカを接続するため、耐震性については問題ない。</u></p> <p>(2) 人的要因による機能阻害について <u>静的サイフォンブレイカは操作や作動機構を有さない単管のみであることから、誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、静的サイフォンブレイカ開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。</u></p> <p>(3) 異物による閉塞について <u>静的サイフォンブレイカ（内径φ□mm）は、燃料プール冷却浄化系出口配管より、燃料プール冷却浄化系ポンプ、燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して、使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており、ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約1.016mm×横約0.23mm）が設置されていることから、異物による静的サイフォンブレイカの閉塞の懸念はない。</u></p>	<p>3. <u>サイフォンブレイク配管の健全性について</u></p> <p>(1) 配管強度への影響について <u>サイフォンブレイク配管及びサイフォンブレイク配管が取り付けられている燃料プール冷却系戻り配管は基準地震動S.sに対し十分な耐震性を有している。</u></p> <p>(2) 人的要因による機能阻害について <u>サイフォンブレイク配管は、操作や作動機構を有さない構造であることから、誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため、燃料プール保有水のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、サイフォンブレイク配管の開放端まで水位低下することで自動的にサイフォン現象を止めることが可能である。</u></p> <p>(3) 異物による閉塞について <u>燃料プールは、燃料プール冷却系の「スキマサージタンク」及び「ろ過脱塩器」により、下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計となっており、不純物によるサイフォンブレイク配管（口径□）の閉塞を防止することが可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>燃料プール水面上の空気中からの混入物</u> ・<u>燃料プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した不純物</u> ・<u>燃料交換時に炉心から出る腐食生成物と核分裂生成物</u> ・<u>燃料交換作業、その他の作業の際の混入物</u> ・<u>燃料プール洗浄後の残留化学洗浄液又はフラッシング水</u> 	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉はサイフォンブレイク配管自体の耐震性についても記載している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉はサイフォンブレイク配管の異物による閉塞防止について詳細に記載している。</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>a. スキマサージタンクによる異物除去について スキマサージタンクには、<u>約30mm×100mm</u>の異物混入防止ストレーナが設置されており、<u>使用済燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな異物を除去することが可能である。</u></p> <p>b. ろ過脱塩器による異物除去について ろ過脱塩器は、<u>カチオン樹脂とアニオン樹脂及びイオン交換樹脂により使用済燃料プールの保有水を浄化する設備である。</u></p> <p>このろ過脱塩器のエレメントは約25μm程度であり、<u>サイフォンブレイク孔の寸法15mmϕを閉塞させるような異物の除去が可能である。</u></p> <p>c. <u>使用済燃料プールの巡視について</u> 使用済燃料プールは、<u>当直員により、1回/1日の巡視をすることとなり、サイフォンブレイク孔を閉塞させる可能性がある浮遊物等がないことを確認することができる。このような巡視で浮遊物等を発見・除去することにより、異物による閉塞を防止することが可能である。</u></p> <p>d. 地震等発生時における異物による閉塞の防止について <u>使用済燃料プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して、原則シート養生を実施しない運用としている(プール脇の手すり等についても同様)。ただし、定期査時の汚染拡大防止及び作業エリア内での作業を避けることができず、プール内への異物混入防止のために養生が必要となる場合などの理由があるときには、必要箇所の養生を行うため、これらの養生シートがスロッシング等によりプール内に流れ込む懸念はある。</u> <u>地震発生後は、運転員の巡視により浮遊物等を発見し、適切な除去が行われる。</u></p>		<p>a. <u>スキマサージタンクによる異物除去について</u> <u>スキマサージタンクには、約800mm×1170mmの異物混入防止用金網が設置されており、燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな不純物を除去することが可能である。</u></p> <p>b. <u>ろ過脱塩器による異物除去について</u> <u>ろ過脱塩器は、イオン交換樹脂により燃料プール水を浄化する設備である。</u></p> <p>このろ過脱塩器のエレメントは目開き約25μm程度であり、<u>サイフォンブレイク配管(口径□)を閉塞させるような不純物の除去が可能である。</u></p> <p>c. <u>燃料プールの巡視について</u> <u>燃料プールは、運転員により、1回/1日の巡視を実施することとなり、サイフォンブレイク配管を閉塞させる可能性がある浮遊物等がないことを確認することができる。このような巡視で浮遊物等を発見することにより、異物による閉塞を防止することが可能である。</u></p> <p>d. 地震等発生時における異物による閉塞の防止について <u>燃料プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して、原則シート養生を実施しない運用としている(プール脇の手すり等についても同様)。ただし、定期検査時の汚染拡大防止及び作業エリア内での作業を避けることができず、プール内への異物混入防止のために養生が必要となる場合などの理由があるときには、必要箇所の養生を行うため、これらの養生シートがスロッシング等によりプール内に流れ込む懸念はある。</u> <u>地震発生時に原子炉建物基礎マット上で10gal以上の揺れが確認された場合に運転員がパトロールを実施することとしており、燃料プール内に養生シート(黄色及び緑色)が落下している場合、発見することができる。また、地震</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 設備仕様の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のろ過脱塩器は、イオン交換樹脂であるカチオン樹脂とアニオン樹脂を混ぜ合わせて使用している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・記載方針の相違 【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>仮にサイフォン現象による漏えいが発生している状況で<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず、かつ浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞が発生した場合は漏えいが継続することとなる。</u></p> <p>ただし、スロッシングにより<u>サイフォンブレイク孔が露出している場合においては浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞は発生しないと考えられる。</u></p> <p><u>また、サイフォンブレイク孔が閉塞した場合であっても原子炉建屋オペレーティングフロア以外の現場弁等の閉操作を実施することで、ほとんどの箇所での漏えいの停止が可能である。</u></p>		<p><u>発生時を含め中央制御室において燃料プール水位に関する警報が発せられた場合、原子炉建屋原子炉棟4階に設置しているカメラを使用することで、中央制御室から燃料プール及びサイフォンブレイク配管開放端付近の状況を確認することができる(第7図参照)。</u></p> <p><u>燃料プール内に落下した養生シートは、速やかに除去が行えるよう原子炉建屋原子炉棟4階に除去用の治具を配備する。</u></p> <p><u>(配備する治具)</u></p> <p><u>①タモ、ケーブルフィッシャー</u> <u>燃料プール上の養生シート片の除去</u></p> <p><u>②ボートフック</u> <u>サイフォンブレイク配管開放端に張り付いた養生シート片の除去</u></p> <p><u>仮にサイフォン現象による漏えいが発生している状況で原子炉建屋原子炉棟4階の線量率が上昇してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず、かつ浮遊物等によるサイフォンブレイク配管の閉塞が発生した場合は漏えいが継続することとなる。</u></p> <p><u>ただし、スロッシングによりサイフォンブレイク配管の開放端が露出している場合においては浮遊物等によるサイフォンブレイク配管の閉塞は発生しないと考えられる。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のサイフォンブレイク配管は、手動弁の隔離操作に期待することなく、自動的に放射線の遮蔽に必要な水位以下にならないようにサイフォン現象を停止することが可能な設計としている。</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>(4) 落下物干渉による変形 <u>サイフォンブレイク孔は図5に示す通り、配管鉛直部に設けられており、落下物が直接干渉することはなく、サイフォンブレイク孔が変形して閉塞することは考えにくい。</u></p> <p>4. <u>サイフォンブレイク孔の健全性確認方法について</u> <u>サイフォンブレイク孔については、定期的なパトロール(1回/週)を実施し、目視により穴の閉塞がないことを確認する。</u></p>	<p>(4) 落下物干渉による変形について <u>静的サイフォンブレイカの落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として、原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁、原子炉建屋クレーン、燃料取替機等の重量物があるが、これらは基準地震動S_sに対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため、静的サイフォンブレイカの落下物干渉による変形は考えられない。</u> <u>その他手摺等の軽量物については、ボルト固定、固縛による運用としている。</u> <u>よって、落下物として静的サイフォンブレイカに干渉すると考えられる設備は軽量物であり、仮に静的サイフォンブレイカに変形が生じたとしても、本配管は剛性の高いステンレス鋼であり、完全閉塞に至る変形は考えにくいことから、サイフォン効果の除去機能は確保される。</u></p> <p>4. <u>静的サイフォンブレイカの健全性確認方法について</u> <u>静的サイフォンブレイカについては、定期的な巡視点検(1回/週)を実施し、目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。</u></p>	<div data-bbox="1745 247 2466 640" style="text-align: center;"> <p>①燃料プール北側カメラ設置予定位置からの映像 (サイフォンブレイク配管 (南側))</p> <p>②燃料プール南側カメラ設置予定位置からの映像 (サイフォンブレイク配管 (北側))</p> </div> <p style="text-align: center;">第7図 サイフォンブレイク配管設置位置図</p> <p>(4) 落下物干渉による影響 <u>サイフォンブレイク配管は開放端を鉛直下向きになるよう設置しているため、仮に燃料プール内に異物混入があっても異物が端部に付着し留まることはない。</u> <u>また、床面上に敷設しているサイフォンブレイク配管については囲い等を実施することにより、落下物による閉塞の影響を考慮した設計とする。</u></p> <p>(5) <u>サイフォンブレイク配管の健全性確認方法について</u> <u>燃料プールの通常水位においてサイフォンブレイク配管の端部付近の水のゆらぎを目視により確認するが、目視確認が困難な場合は聴診棒による聴音により通水状況の確認を実施する。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①の相違</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、プールに落下した異物が、サイフォンブレイク配管の開放端を塞がないことについても説明している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①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 data-bbox="385 247 593 283">サイフォンブレイク孔</p> <p data-bbox="296 892 786 934">図5 サイフォンブレイク孔の設置状況</p>		 <p data-bbox="1855 892 2389 934">第8図 サイフォンブレイク配管の設置状況</p>	<p data-bbox="2537 892 2760 1018">・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ①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: right;">添付資料4.2.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>想定事故2 (サイフォン現象等による使用済燃料プール内の水の小規模な喪失) の安定状態については以下のとおり。</p> <p><u>使用済燃料プール安定状態</u>：設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水及び使用済燃料プールの保有水の漏えい箇所の隔離により使用済燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足、資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>使用済燃料プールの安定状態の確立について</u> 弁閉止による漏えい箇所の隔離、燃料プール代替注水系を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで、使用済燃料プール水位が回復、維持され、使用済燃料プールの安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。 また、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。 (添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 4.2.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (想定事故2)</p> <p>想定事故2 (サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失) の安定状態については以下のとおり。</p> <p><u>使用済燃料プール安定状態</u>：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足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>使用済燃料プールの安定状態の確立について</u> 可搬型代替注水中型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を実施することで、使用済燃料プール水位は回復、維持され、使用済燃料プールの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、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。 また、可搬型代替注水中型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を継続しつつ、弁閉止による漏えい箇所の隔離、残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し、復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。 (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料4.2.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (想定事故2)</p> <p>想定事故2 (サイフォン現象等による燃料プール内の水の小規模な喪失) の安定状態については以下のとおり。</p> <p><u>燃料プール安定状態</u>：設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により燃料プール水位を維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足、資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>燃料プールの安定状態の確立について</u> 燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が維持され、燃料プールの安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。 また、燃料プールのスプレイ系 (可搬型スプレイノズル) による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却系を復旧し、復旧後は復水輸送系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。 (添付資料2.1.1 別紙1参照)</p>	<p>・設備設計及び評価条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、耐震性が確保され、人的操作に頼らないサイフォンブレイク配管の作用に期待しており、運転員による隔離操作等を期待しない。</p>

評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故 2)

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/4)

項目	評価条件 (初期、事故及及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
使用済燃料プールの貯蔵水量	約 2,000m ³	約 2,400m ³	保水率を低く見積もるためにプールゲート間の状態を想定	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。	使用済燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。
燃料の増減	約 11kg 【使用済燃料】 取山崎平均燃焼 ・貯蔵燃料 ・炉心燃料 ・炉心燃料 33.000t	約 10kg以下 (実績値)	原子炉停止後に燃焼時間(炉心研摩 止後 10日)で取り出された燃料の 分の燃料が、燃焼に取り出された貯 蔵燃料と併せて使用済燃料タンク に搬入保管されていることを想 定し、0.05%を引いて算出して取 入燃料量を包摂できる条件	補修条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の増減より小さくなるため、使用済燃料プール水位の上昇及び水位の低下は緩和されることになるが、燃料プール代管注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び燃焼による燃料の増減は燃料タンクへの貯蔵燃料と併せて使用済燃料タンクに搬入保管されていることを想定し、0.05%を引いて算出して取入燃料量を包摂できる条件	補修条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の増減より小さくなるため、使用済燃料プール水位の上昇及び水位の低下は緩和されることになるが、燃料プール代管注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び燃焼による燃料の増減は燃料タンクへの貯蔵燃料と併せて使用済燃料タンクに搬入保管されていることを想定し、0.05%を引いて算出して取入燃料量を包摂できる条件
初期条件	約 37℃～約 45℃ (実績値)	約 37℃～約 45℃ (実績値)	保安規定の運転上の制限値	保安規定の運転上の制限値	保安規定の運転上の制限値

評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故 2)

第1表 評価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 (1/4)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
使用済燃料プールの初期水位	通常水位 近	通常水位付 近	通常水位を設定	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
初期条件	通常水位	通常水位付	通常水位を設定	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響

評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故 2)

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (想定事故 2) (1/3)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
燃料プールの貯蔵水量	約 1,500m ³	約 1,500m ³	燃料プールの貯蔵水量を概して見積もるためにプールゲート間の状態を想定	燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。	燃料プール水位及びプールゲートの状態の不確かさに含まれる。
燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	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
初期条件	約 17℃～約 40℃ (実績値)	約 17℃～約 40℃ (実績値)	運転員等操作時間に与える影響	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

※1 本評価は、燃料プールの貯蔵水量の影響を考慮していない保守的なものであり、これらを考慮するとスロッシング量は小さくなる。

・相違理由は本文参照。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響(4/4)

項目	評価条件(初期,事故及び機器系) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系, 復水補給系等の機能喪失を想定	—	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系, 復水補給系等の機能喪失を想定	—	—
事故条件	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事故進展は同じであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事故進展は同じであることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	燃料プール最大45m ³ /hで注水	45m ³ /h以上%で注水	燃料プール代替注水系による注水流量を想定 設備の設計を踏まえて設定	燃料プール代替注水系による注水操作や漏えい箇所への注水操作は, 注水流量を想定して開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している燃料プール代替注水系による注水流量は, 燃料の崩壊熱に相当する使用済燃料プールの保有水の蒸発速度(最大19m ³ /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 燃料プール代替注水系(常設スプレインヘッド), 燃料プール代替注水系(可搬型スプレインヘッド)の注水流量はともに16m³/h以上(1ヶ)である。

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間となるパラメータに与える影響(4/4)

項目	評価条件(初期,事故及び機器系) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下	サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下	静的サイフォン現象により, サイフォン現象による流出が停止するまで, 使用済燃料プールの水位は燃料プール本体の水位(通常水位から約0.23m下)まで低下する。また, 代替燃料プール注水常水位から約0.23m下までの低下にとどまり, 概平均的にこの水位まで降下することを想定	使用済燃料プールの水位低下は, 破断面積及び外の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが, 本評価では, 静的サイフォン現象を考慮しており, 使用済燃料プール水位が燃料プール本体の水位(通常水位から約0.23m下)まで降下するものとしていることから, 事故進展に影響はない。また, 代替燃料プール注水常水位から約0.23m下までの低下にとどまり, 概平均的にこの水位まで降下することを想定	配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位低下は, 破断面積及び外の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが, 本評価では, 静的サイフォン現象を考慮しており, 使用済燃料プール水位が燃料プール本体の水位(通常水位から約0.23m下)まで降下するものとしていることから, 事故進展に影響はない。また, 代替燃料プール注水常水位から約0.23m下までの低下にとどまり, 概平均的にこの水位まで降下することを想定
安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	—	使用済燃料プール注水機能喪失と冷却系, 残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから, 事故進展に影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから, 事故進展に影響はない。
外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事故進展は同じであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事故進展は同じであることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関する機器条件	代替燃料プール注水流量	50m ³ /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は, 注水流量を起点に開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量(約16m ³ /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (想定事故 2) (2/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	横断時間余裕	調査法調査等
	評価上の機作開始時間	条件設定の考案方				
燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作	可搬型代替注水システムによる使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	【認知】 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	運転員等操作時間に与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	評価項目となるパラメータに与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	横断時間余裕 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	調査法調査等 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

第2表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	調査法調査等
	評価上の機作開始時間	条件設定の考案方				
代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作	可搬型代替注水システムによる使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	【認知】 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	運転員等操作時間に与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	評価項目となるパラメータに与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	操作時間余裕 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	調査法調査等 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (想定事故 2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	調査法調査等
	評価上の機作開始時間	条件設定の考案方				
燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作	可搬型代替注水システムによる使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	【認知】 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	運転員等操作時間に与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	評価項目となるパラメータに与える影響 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	操作時間余裕 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定	調査法調査等 燃料プール、代燃燃料プール、注水系統による使用済燃料プールへの注水操作は、事故発生から12時間後から15時間後まで、その機作に属しないことと想定

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (想定事故 2) (3 / 3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
各機器への給油 (可搬型ポンプ (A-2級)) 操作条件	事故発生から12時間以降、適宜	各機器への給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業を各機器の使用開始時間を踏まえて設定	操作の不確かさ要因 各機器への給油開始までの時間は、事故発生から約12時間より十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (6号及び7号炉; 各1台) への給油を期待している。 各機器への給油訓練作業について、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油準備 (現業稼働開始からタングローリ (4号) への補給完了まで) は、所要時間140分かつどこも訓練実績等では約98分で実施可能なことを確認した。 また、各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時出回隔 (許容期間) 以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油作業は、許容時間180分かつどこも訓練実績等では約98分であり、許容時間内で点検している作業が実施可能であることを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2 / 2)

項目	評価条件 (操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油 操作条件	事故発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	【認知】 代替燃料プール注水系 (注水ライン) による使用済燃料プールへの注水操作) と同様であり、認知遅延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】 本操作を実施する要員は、機中の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自主にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が原因で、アクセスルートに障害がある場合でも、ホイールローダ等に必要なクセセルを複数回使用できる体例として、可搬型代替燃料油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め、90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が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】 他の並列操作は無い。 【操作の確実性】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、副操作は起こりにくいことから、副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。	認知時間及び移動・操作所要時間、余裕時間を含めて設定していることから、要員の操作開始時間から、要員の操作開始時間より若干早まる可能性がある。	要員の操作開始時間から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、可搬型代替注水ポンプへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分、また、各機器の燃料が枯渇しない時間以内で実施可能であることを確認した。 可搬型代替注水中型ポンプへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;"><u>7日間における水源の対応について (想定事故2)</u></p> <p>○水源 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による使用済燃料プールへの注水 事象発生 12 時間後から最大流量 45m³/h で注水する。 使用済燃料プール水位が通常水位に回復した後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当の流量 (約 19m³/h) で注水を実施する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生 12 時間後から使用済燃料プール水位が通常水位に回復する 23.2 時間後までは 45m³/h で注水を行い、その後崩壊熱相当の流量 (19m³/h) で注水を実施するため、7 日間では合計約 3,300m³の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 (45m³/h × (23.2h-12h) + 19m³/h × (168h-23.2h) ≒ 3,300m³)</p> <p style="text-align: right;">添付資料 4.2.6</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 4.2.6</p> <p style="text-align: center;"><u>7 日間における水源の対応について (想定事故2)</u></p> <p>1. 水源に関する評価 ① 淡水源 (有効水量) ・西側淡水貯水設備：約 4,300m³</p> <p>2. 水使用パターン ① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 (注水ライン) による使用済燃料プールへの注水 事象発生 8 時間以降から、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型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を実施する。 水位回復後は、蒸発量に相当する流量で実施する。</p> <p>3. 時間評価 使用済燃料プールへの注水によって、西側淡水貯水設備の水量は減少する。 この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m³である。</p> <p>4. 水源評価結果 時間評価の結果から、7日間の対応において合計約2,120m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>7 日間における水源の対応について (想定事故2)</u></p> <p>○水源 輪谷貯水池 (西 1 / 西 2) ※：約 7,000 m³ (約 3,500m³ × 2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○水使用パターン ①燃料プールスプレイス系 (可搬型スプレイノズル) による燃料プールへの注水 事象発生約 7.6 時間後から水位を維持できるよう崩壊熱相当の流量 (13 m³/h) で注水を実施する。</p> <p>○時間評価 燃料プールスプレイス系 (可搬型スプレイノズル) による燃料プール注水が実施されているため輪谷貯水池 (西 1 / 西 2) 水量は減少する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生約 7.6 時間後から崩壊熱相当の流量 (13 m³/h) で注水を実施するため 7 日間では合計約 2,100 m³の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。 13 m³/h × (168h-7.6h) ≒ 2,100 m³</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

7日間における燃料の対応 (想定事故2)

プラント状況：1～7号炉停止中。
 事象：想定事故2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、各プラントで外部送水装置が稼働することとし、5号炉原子炉内緊急時対応用可搬型電源装置等、プラントに備蓄した設備も対象とする。

炉号	時系列	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×3台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.493m³/h×24h×7日×3台=752.472L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×2台=633.344L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×2台=633.344L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×2台=633.344L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×2台=633.344L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.876m³/h×24h×7日×2台=633.344L	7日間の軽油消費量 約138kL
	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A+B) 4台起動 21L/h×24h×7日×4台=14.112L	7日間の軽油消費量 約138kL
その他	5号炉原子炉内緊急時対応用可搬型電源装置 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 42L/h×24h×7日×1台=7.056L モニタリング・ボスト用発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 96L/h×24h×7日×3台=4.536L	7日間の軽油消費量 約138kL
	1～7号炉軽油タンク容量は、高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機は約1,000L、可搬型代替注水ポンプ (A+B)の容量は約100L、(合計)は約1,100Lであり、7日間対応可能。	7日間の軽油消費量 約138kL

添付資料 4.2.7

7日間における燃料の対応について (想定事故2)

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 755.5kL	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 ^{※2} (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 ^{※3} (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 2台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 12.0kL	7日間の軽油消費量 約 12.0kL	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貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

添付資料 4.2.7

※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 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 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。

7日間における燃料の対応について (想定事故2)

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} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m³/h×24h×7日×2台=543.648m³	7日間の軽油消費量 約 711m³	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 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m³/h×24h×7日×1台=155.736m³		
大量送水車 1台起動 0.0652m³/h×24h×7日×1台=10.9536m³		
緊急時対策用発電機 1台 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。

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】

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.1 崩壊熱除去機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「崩壊熱除去機能喪失（RHR機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>、<u>②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>、<u>③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>及び<u>④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」</u>である。</p> <p><u>※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失</u></p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>、<u>②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>及び<u>③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「<u>崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の機能喪失を表している。</p> <p>柏崎6/7の②の事故シーケンスは、PRAにおいて、原子炉冷却材浄化系、燃料プール冷却浄化系に期待しているため抽出されているが、島根2号炉では期待していないため同様の事故シーケンスは抽出されていない。</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>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また、原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1 図及び第5.1.2 図に、手順の概要を第5.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<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6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名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に</p>	<p>する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1-1 図に、手順の概要を第5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員（初動）12名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は3名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>12名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備する。また、<u>原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合</u>については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1-1(1) 図及び第5.1.1-1(2) 図に、手順の概要を第5.1.1-2 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5.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計10名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名、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<u>緊急時対策本部要員は5名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.1.1-3 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>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認</p> <p>原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これによ</p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>(添付資料5.1.1)</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</u></p> <p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p>	<p>り、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。</p> <p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁<u>（自動減圧機能付き）</u>1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁<u>（自動減圧機能付き）</u>による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）</u>、原子炉圧力等である。</p> <p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>d. 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁<u>（自動減圧機能付き）</u>を全閉とし、<u>原子炉低圧状態の維持を停止する。</u></p> <p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切り替え時に現場操作を実施。</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>(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、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>22MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>37m³/h</u> である。</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、「<u>残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>19MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>32m³/h</u> である。</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、「<u>崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「<u>POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態</u>」が<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 <u>14.0MW</u> である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 <u>23m³/h</u> である。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※2}。</p> <p>※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転中の残留熱除去系の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水流量は</p>	<p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3, 5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする[※]。</p> <p>※ 実操作では残留熱除去系 (低圧注水系) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水系) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.3.3, 5.1.8)</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水系) 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水流量は</p>	<p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能喪失に対する仮定 起回事象の想定により、運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水流</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>954m³/hとする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5. 1. 5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1. 6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 90 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※3}。</p> <p>※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧よ</p>	<p>1, 605m³/hとする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5. 1-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1. 1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 1 時間 45 分後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※1}。</p> <p>※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（<u>低</u></p>	<p>量は 1, 136m³/hとする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 9MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水は、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5. 1. 2-1 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5. 1. 2-2 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、事象発生から約 0. 9 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去ポンプを起動し、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約 30 分後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※2}。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去</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】 伝熱容量の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である。</p> <p>・設備設計及び運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.5 図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約3.3m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.6 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※4}が維持される水位である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>1時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>10mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）</u>を使用した<u>使用済燃料プール</u>への注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイヘッド</u>及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p>	<p><u>圧注水系</u>の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1-4 図</u>に示すとおり、<u>燃料有効長頂部の約4.2m</u>上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1-5 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟6階の床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2.2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>22mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階</u>での操作を必ず必要な作業としていないが、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した<u>使用済燃料プール</u>スプレイの準備操作について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル</u>及びホースの設置にかかる作業時間を想定し</p>	<p>系（<u>低圧注水モード</u>）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第5.1.2-1図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約4.0m</u>上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第5.1.2-2図</u>に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での作業時間及び作業員の退避は<u>2時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<u>20mSv</u>となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）</u>を使用した<u>燃料プール</u>への注水について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル</u>及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p>	<p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため、原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生を防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉の緊急時対策要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上（通常水位から約 2.4m 下）の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件</p>	<p>た。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。 (添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最</p>	<p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟 4 階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)</p> <p>5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は約 40℃～約 53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^{*4} が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展</p>	<p>確条件は約 47℃～約 58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>低くなる場合がある</u>ため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は<u>短くなる場合がある</u>が、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は<u>小さい</u>。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原</p>	<p>確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は<u>事象発生から約 2.7 時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は<u>ない</u>。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原</p>	<p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^註が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して</p>	<p>子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に</p>	<p>子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。 ・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
<p>最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※5}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごと異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必</p>	<p>対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、<u>原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</u></p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる[※]。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごと異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知</p>	<p>対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、<u>原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※4}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごと異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知に</p>	<p>・実績値の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】</p>

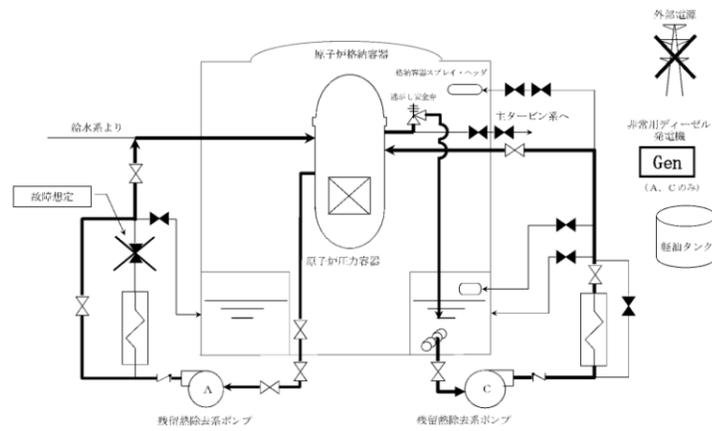
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は<u>約3時間</u>、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間が<u>約5時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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>により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から<u>約2時間</u>後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は<u>約4.5時間</u>、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間が<u>約6.3時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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。 (添付資料 5.1.8)</p>	<p>より原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は<u>事象発生から約4.3時間</u>、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間が<u>事象発生から約6.1時間</u>であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は<u>事象発生から2時間後</u>であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)</p> <p>(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kL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1,519kL）。</u></p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>12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37名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>約755.5kL</u>の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて<u>約800kL</u>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（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>10名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している<u>運転員、緊急時対策要員等の43名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、<u>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ため、7日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、こ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について、7日間の継続が可能である。</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p>

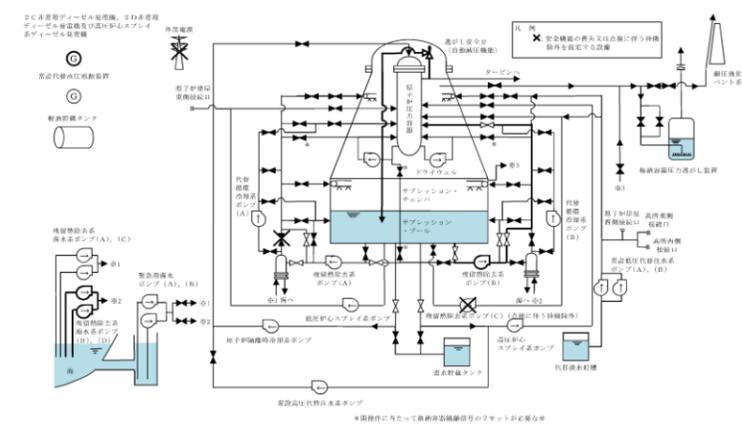
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等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。</p> <p><u>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951kW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。</u></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5.1.10)</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8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所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>	<ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎6/7】 <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"> ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【東海第二】 <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 <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"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、残留熱除去系による原子炉注水、原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の故障（RHR 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「<u>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水及び残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	

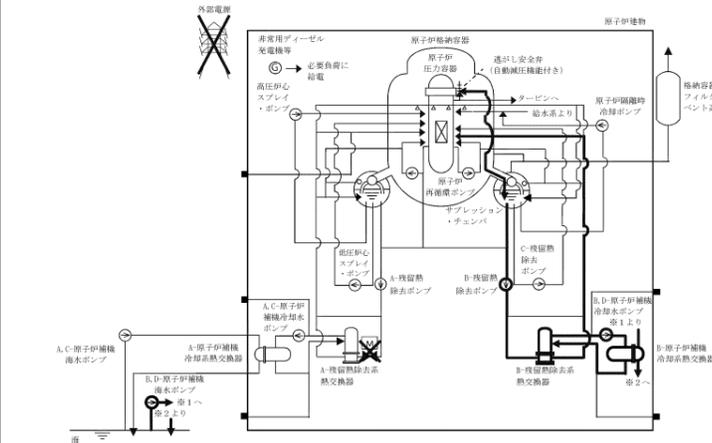
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



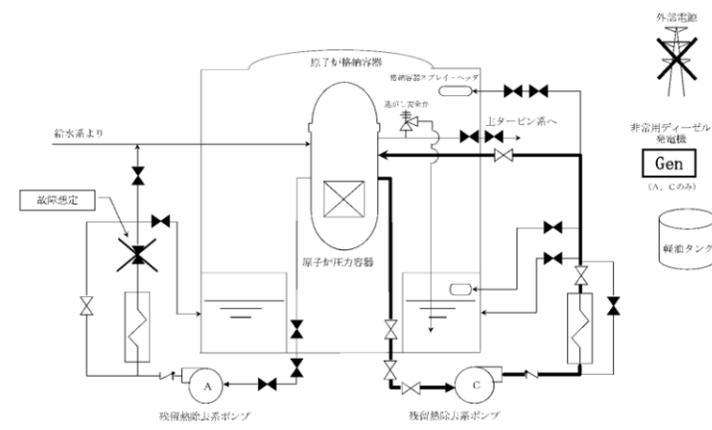
第5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



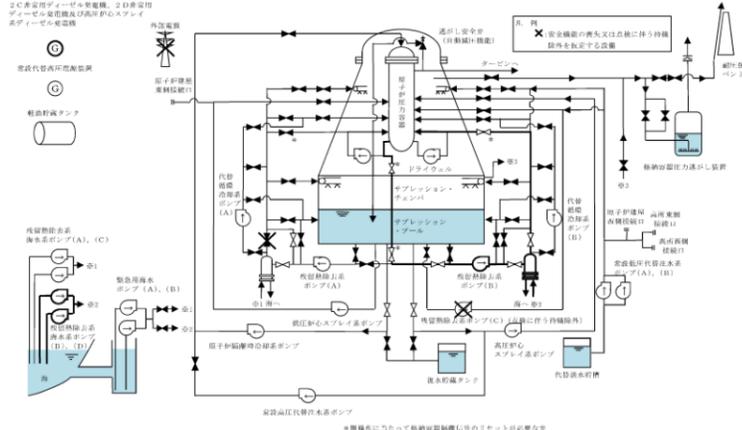
第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び残留熱除去系 (低压注水系) による原子炉注水段階)



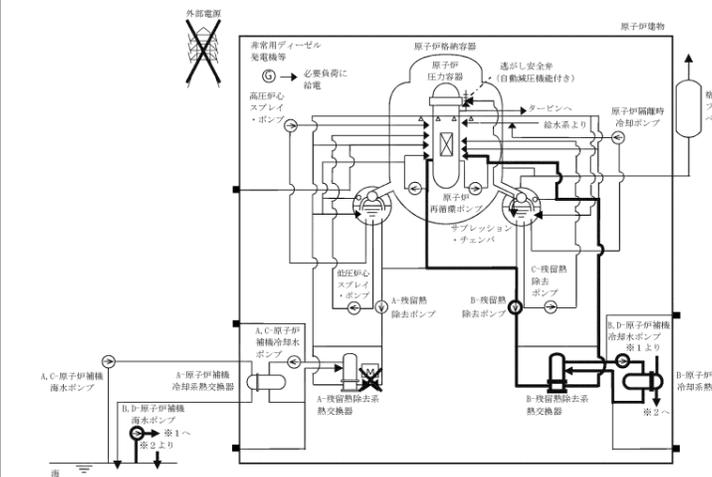
第5.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却)

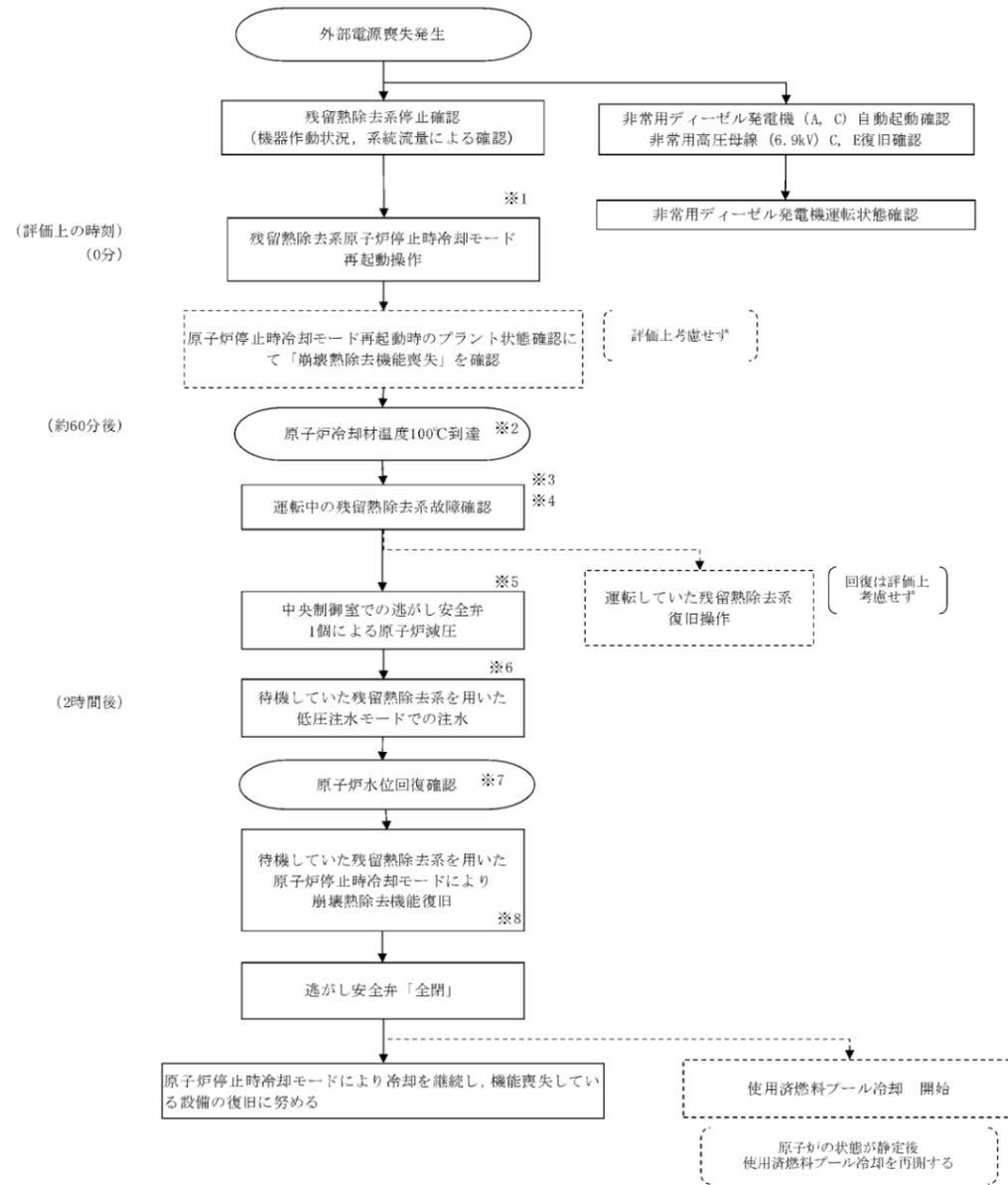
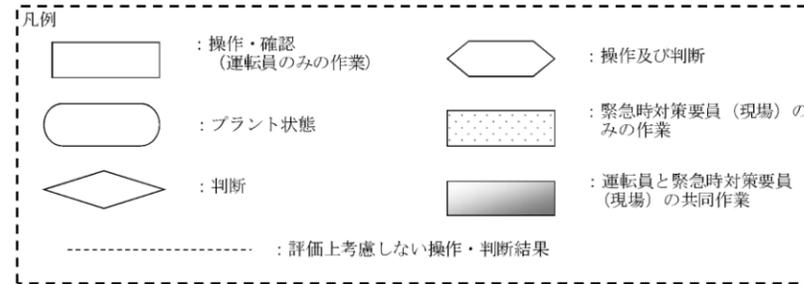


第5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却) による原子炉除熱段階)



第5.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・プラント停止後1日目
 ・原子炉圧力容器閉鎖中
 ・原子炉格納容器開放中
 ・主蒸気隔離弁全閉
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 停止中
 ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中
 ・原子炉水位通常運転水位 (通常, 原子炉停止時冷却モード運転時は+1550mm以上)

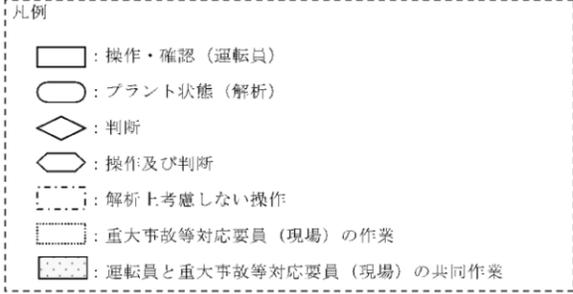


- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する
- ※3 1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上、人的過熱等の認知を約60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
- ※5 評価上、原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する
- ※6 注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部 (TAF) +3.3m (レベル3-約500mm) となる
- ※7 原子炉水位計 (広帯域) にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお、原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する
- ※8 低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

差異理由は、島根2号炉「第5.1.1-2図「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

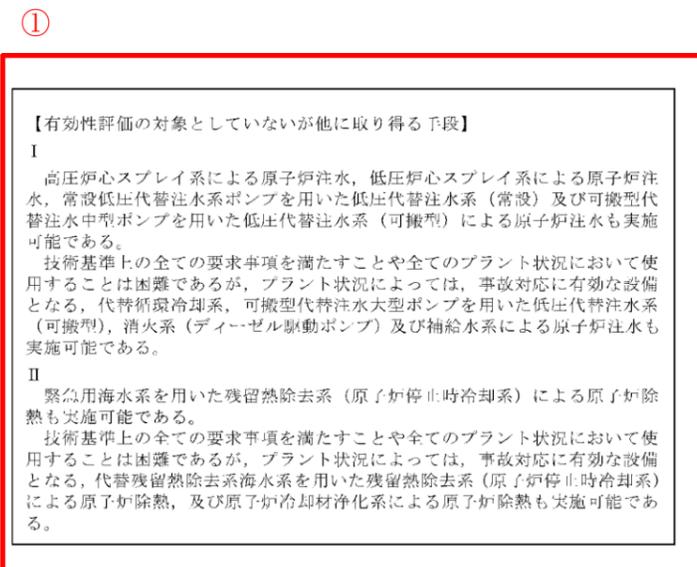
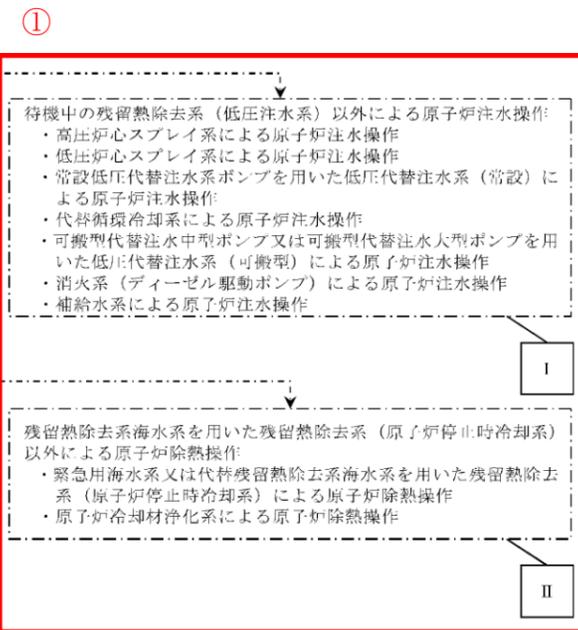
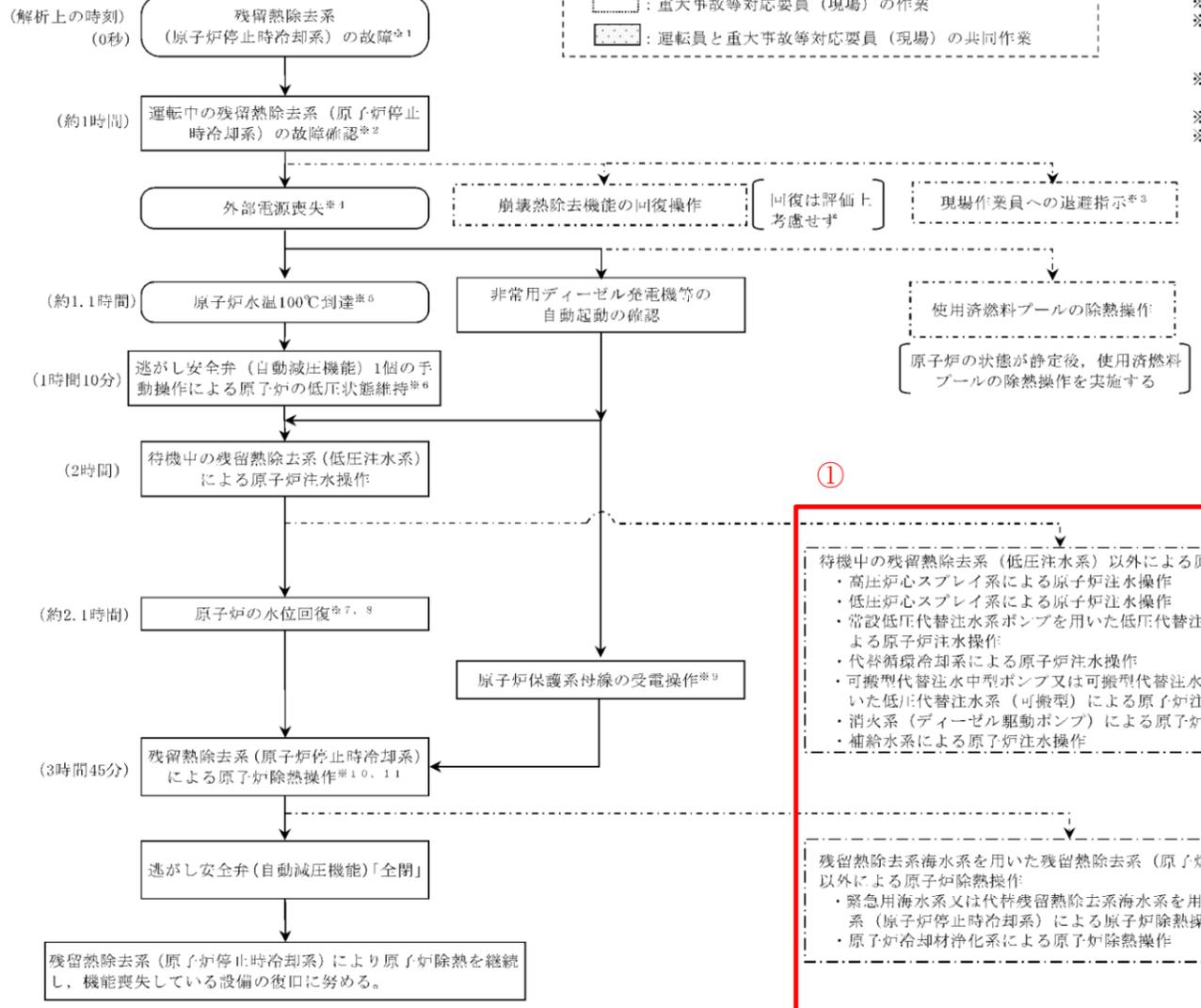
第5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

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



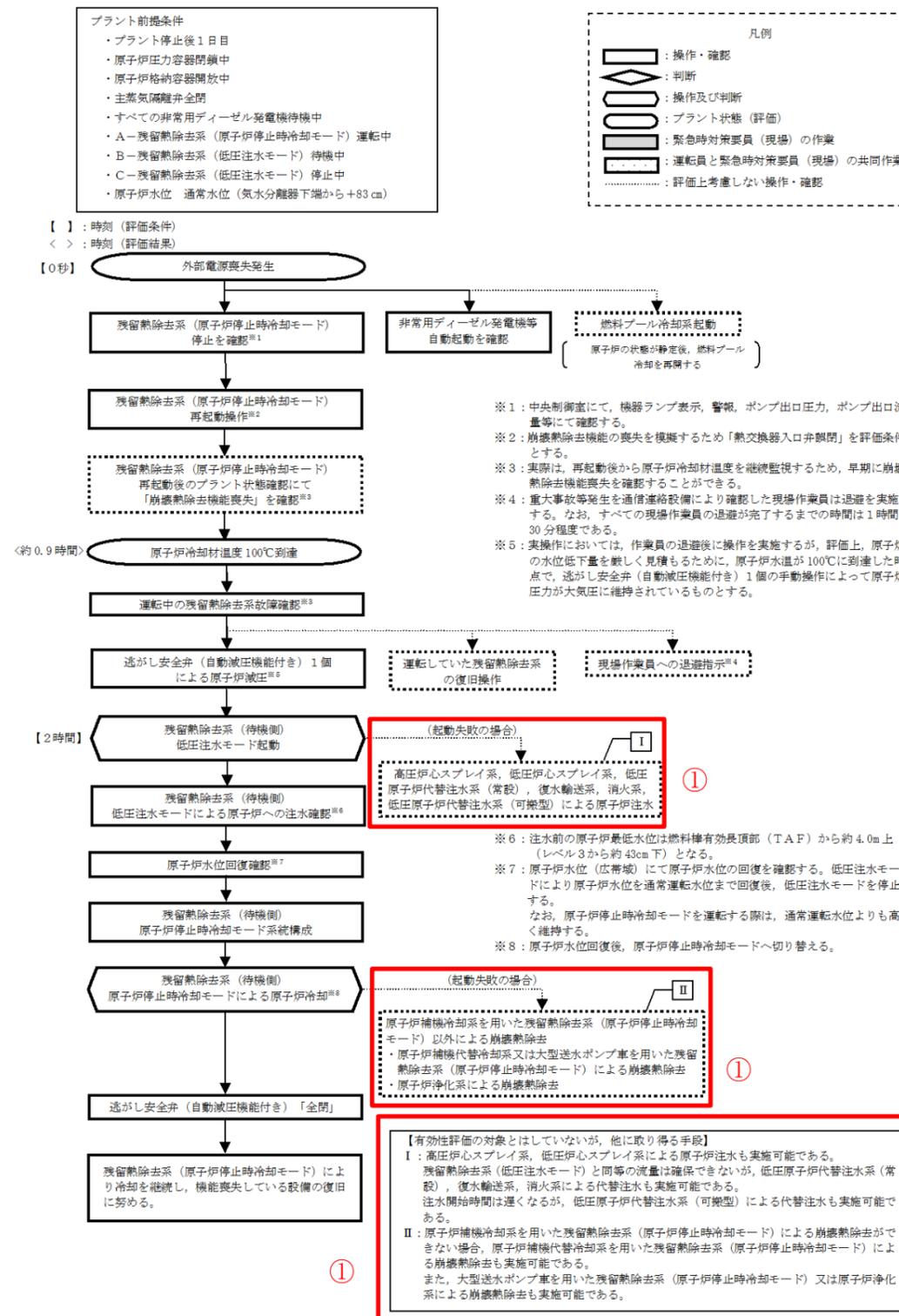
- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模倣するため「熱交換器出口弁閉鎖」を評価条件とする。実際は、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
- ※2 1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、電源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後 (1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止を確認する時間) とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。
- ※5 約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
- ※6 実施においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※7 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m (原子炉水位低 (レベル3) から約0.3m) となる。
- ※8 原子炉水位 (広帯域) により原子炉水位の回復を確認する。残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。なお、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転開始前は、通常運転水位よりも高く維持する。
- ※9 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※10 残留熱除去系 (低圧注水系) で注水後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替える。
- ※11 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

差異理由は、島根 2 号炉「第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉は、有効性評価の対象としていないが、他に取れる手段を記載。



第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失

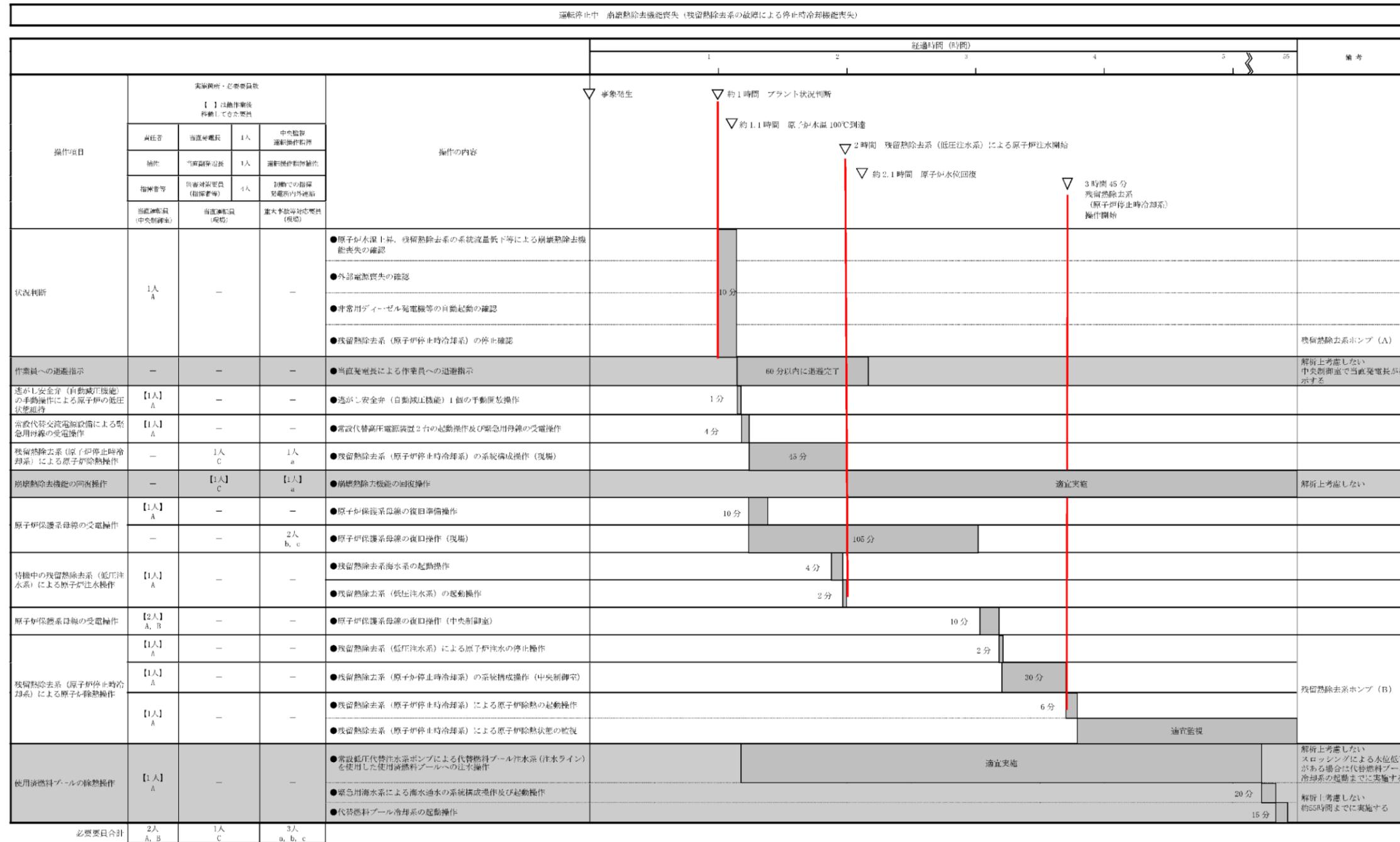
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)										備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		事象発生 プラント状況確認(残留熱除去系故障認知) 約60分 原子炉冷却材温度100℃到達 2時間 原子炉注水開始											
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡												
状況判断	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)	・外部電源喪失確認 ・非常用ディーゼルの発電機起動確認 ・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認 ・残留熱除去系(運転側) 原子炉停止時冷却モード 再起動操作											残留熱除去系ポンプ(A) 残留熱除去系ポンプ(A)
	必要人員数 合計	1人 A	1人 a	-	-	-		-										
残留熱除去系復旧操作	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復											対応可能な要員により対応する
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・速がし安全弁 1個 手動開放操作	5分										
原子炉水位回復作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作	通常運転水位まで回復後停止										残留熱除去系ポンプ(C)
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 系統構成	90分										残留熱除去系ポンプ(C)
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分										
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁開閉	30分										残留熱除去系ポンプ(C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系(待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	5分										残留熱除去系ポンプ(C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視	適宜実施										残留熱除去系ポンプ(C)
使用済燃料プール冷却 再開 (詳細上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系 系統構成	再起動準備としての過剰監視の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する 30分										燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動 ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する	30分										

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

第5.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

差異理由は、島根 2 号炉「第 5.2.1-3 図「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

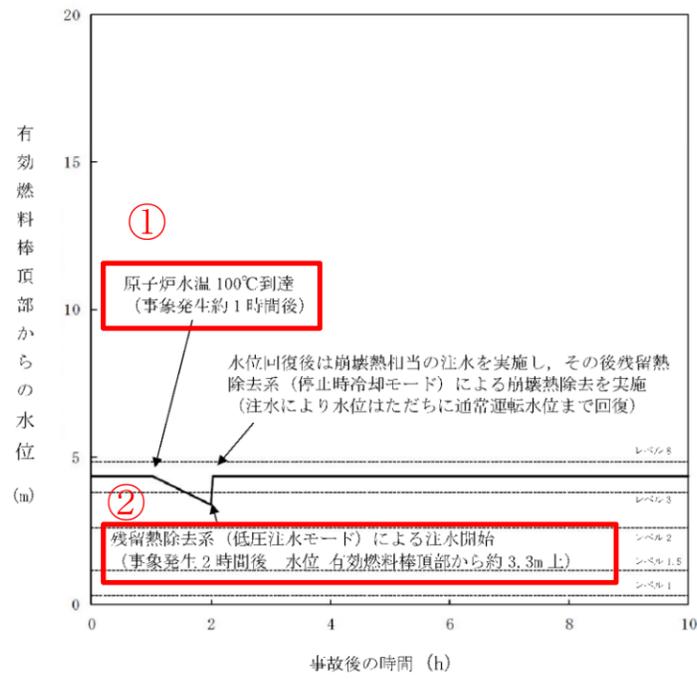
停止中の崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作内容	経過時間 (分)																		経過時間 (日)			備考		
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	5	6	7			
状況判断	1人 A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 停止確認 ・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 再起動	10分																						A-残留熱除去ポンプ	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 機能喪失調査, 機器復旧操作	—	—	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 機能回復																						評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する		
現場作業員への退避指示	—	—	—	—	・ 当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了																					評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する		
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 1個 手動開放操作	10分																							
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) (待機側) 起動/停止操作	10分																		原子炉水位回復後, 残留熱除去系 (低圧注水モード) 停止			B-残留熱除去ポンプ		
残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) 系統構成 (中央制御室)	20分																					B-残留熱除去ポンプ		
	—	2人 B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																							
	—	—	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) 系統構成 (現場)	20分																					B-残留熱除去ポンプ		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) 起動	10分																					B-残留熱除去ポンプ		
	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉冷却材温度調整																			残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続			B-残留熱除去ポンプ		
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動	適宜実施																					評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持		
必要人員数 合計	1人 A	2人 B,C	—	—																									

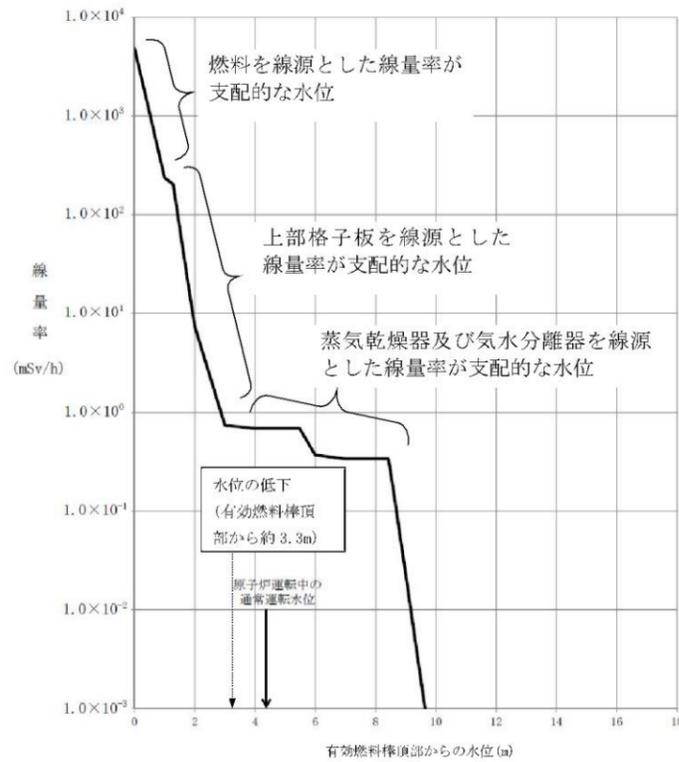
① 内の数字は他の作業終了後, 移動して対応する人員数。

第 5.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

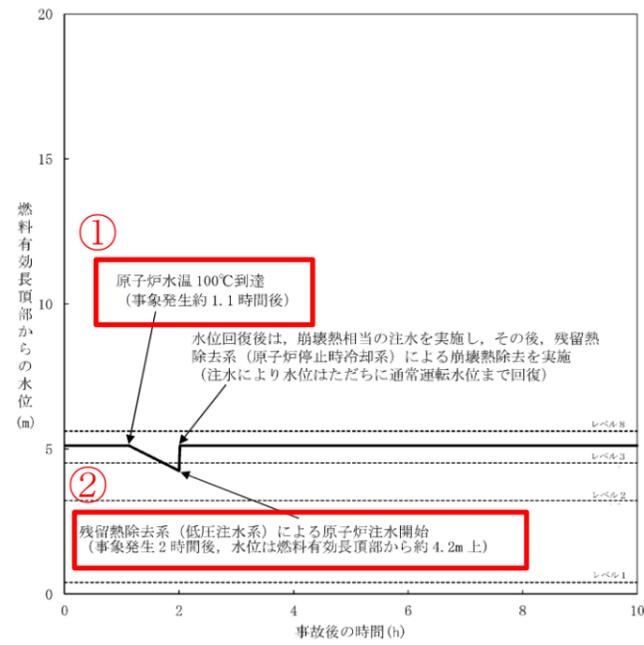
- ・ 評価結果の相違に基づく差異。
 - ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 - ・ 評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし, 事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 - ・ 体制の相違
- 【東海第二】
島根2号炉は, シミュレータ訓練等において, 中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



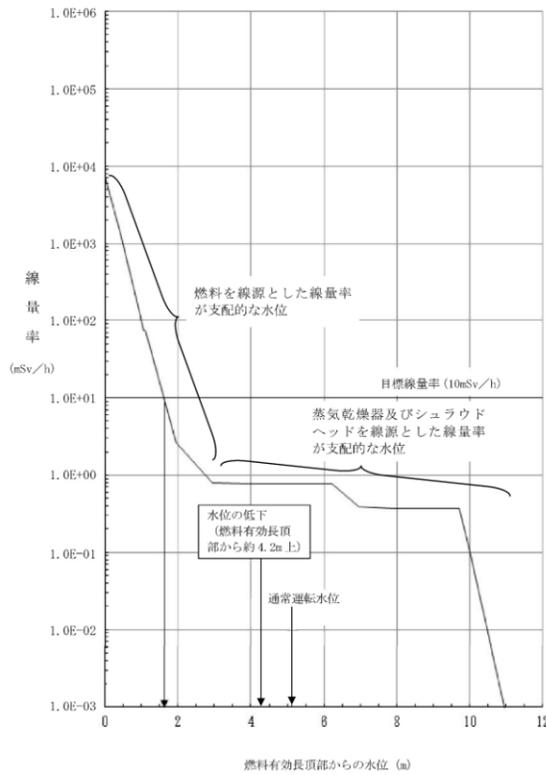
第 5.1.5 図 原子炉水位の移



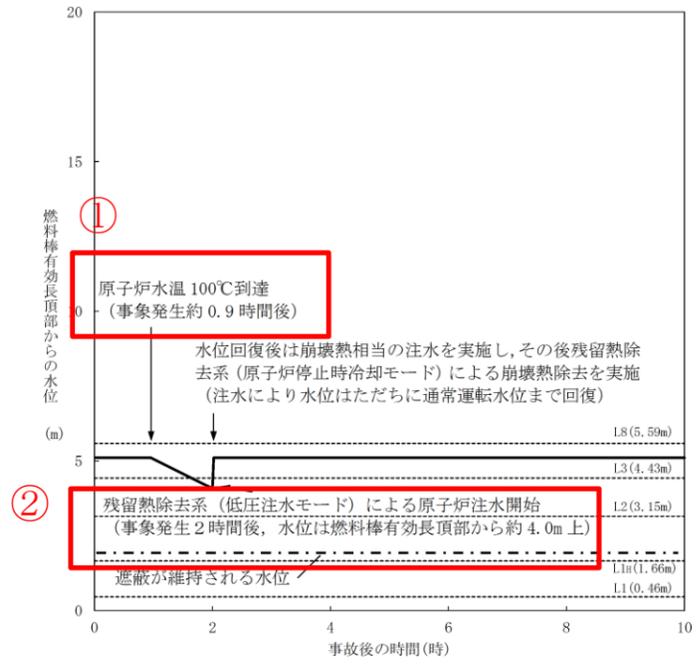
第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率



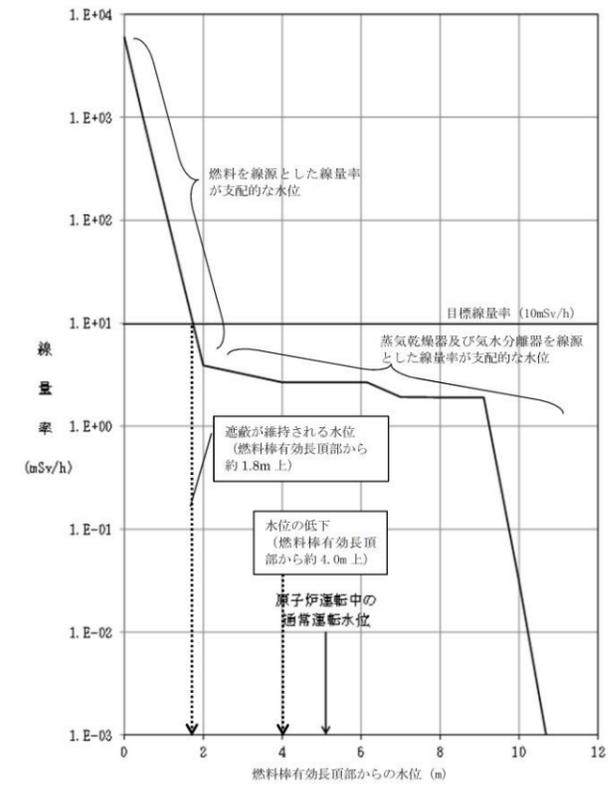
第 5.1-4 図 原子炉水位の推移



第 5.1-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.1.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.1.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①原子炉水温 100℃到達時間の相違。

②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第5.1.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系(低圧注水モード)】	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

① 【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第5.1.1-1表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)1個を開操作する。	逃がし安全弁(自動減圧機能)*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	残留熱除去系(低圧注水系)* サブプレッジョン・チェンバ* エンバ*	—	原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水系)運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)* 原子炉停止時冷却系	—	原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*

② * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第5.1.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機等】* 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】*	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】* 【残留熱除去系熱交換器出口温度】*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)1個を開操作する。	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* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】* 【残留熱除去系熱交換器出口温度】*
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	【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*	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】*
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】*	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】*

①, ② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

備考
本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

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

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
燃料の崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート 下端 から +119cm)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
崩壊熱	約 18.8MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート 下端 から +125cm)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) にて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の故障を想定
外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	② 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生 1 時間後 (1 時間ごと) の中央制御室の巡回により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止を確認する時間) とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。

※1 原子炉停止から 1 日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクルの運転期間 (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する燃焼度として設定

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
燃料の崩壊熱	約 14.0MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に、ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定。また、原子炉停止 1 日後においては、9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9×9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から +83 cm)	原子炉停止 1 日後の水位
原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) にて冷却されているため、その設計温度である 52℃ を設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障を仮定
外部電源	外部電源なし	② 外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び電機機群列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

備考

- ・評価条件の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ①条件設定は同じだが、島根 2 号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
 東海第二は許認可炉心が 13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1ヶ月を踏まえて設定。
 また、島根 2 号炉は MOX 燃料を採用していることを踏まえ、9×9 燃料の代表性を示している。
- ②島根 2 号炉は、事象進展に影響がないことから、資源の観点で厳しいことを理由に簡潔に記載し、東海第二は事象発生時の認知の観点で厳しい想定であることを補足。

第 5.1.2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	<p>残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系)	1, 605m ³ / h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	熱交換器 1 基あたり約 4.3MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 32℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	<p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

第 5.1.2-1 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (2 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136 m ³ /h で注水
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 9 MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため, 注水が不要となる)</p> <p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に, さらに余裕を考慮して設定</p>

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.1]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに<u>約1時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p>1. 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は次の式で求める。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約} 1.1\text{h}$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間 (h) h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =419.10</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について</u></p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、<u>燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について</u>、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。</p> <p><u>なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。</u></p> <p>1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算</p> <p>原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。</p> <p>(1) 100℃に至るまでの時間</p> <p>100℃に至るまでの時間は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約0.95時間</u>である。計算は次の式で行った。</p> $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t₁ : 100℃に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10</p>	<p>・評価方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約5時間と約3時間である。計算は次の式で行った。</p> $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t : 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] t₂ : 100°C到達から有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (有効燃料棒頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに<u>37[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p>	<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) =217.70 V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) =382 ρ₅₂ : 52°Cの水密度 (kg/m³) =987 Q : 崩壊熱 (kW) =<u>18.8×10³</u></p> <p>2. 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 崩壊熱(蒸発)によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。</p> $t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3\text{h}$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 5.2\text{h}$ <p>t : 燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) t₂ : 100°C到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) =2,675.57 V_{u1} : 燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積 (m³) = 156 崩壊熱(蒸発)によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。</p> $t' = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$ $t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 3.4\text{h}$ <p>t' : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) t₃ : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h) V_{u2} : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104</p> <p>なお、崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。</p>	<p>h₅₂ : 52°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70 V_c : 保有水の体積[m³] = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>(2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約6.1時間と約4.3時間である。計算は次の式で行った。</p> $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ <p>t : 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] t₂ : 100°C到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57 V_u : 保有水の体積[m³] (燃料棒有効長頂部までの保有水の体積) = <input type="text"/> (放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積) = <input type="text"/> ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約23[m³/h]である。計算は次の式で行った。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考																
<p>(注水前の蒸発量) = (Q×3600) / (h_s - h₁₀₀) / ρ₁₀₀ ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約32[m³/h]</u>、<u>全交流動力電源喪失時において約33[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水)の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 988 (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピー[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = 209.34 (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24×10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は0[m³/h]</u>、<u>運転停止中の全交流動力電源喪失時は約22[m³/h]</u>である。</p>	<p>$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約} 32\text{m}^3/\text{h}$ V_h : 蒸発量 (m³/h) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度 (kg/m³) = 958</p> <p>3. 必要な注水量 崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。</p> $f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量 (m³/h) ρ_f : 注水(飽和水)の密度 (kg/m³) h_f : 注水(飽和水)の比エンタルピー (kJ/kg)</p> <p><u>水源がサプレッション・チェンバ(水温:32℃)の場合及び代替淡水貯槽(水温:35℃)の場合の飽和水の密度、飽和水の比エンタルピー及び必要注水流量の評価結果は第1表のとおりである。</u></p> <p>第1表 各水源使用時における必要注水流量の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="988 1514 1682 1705"> <thead> <tr> <th>パラメータ</th> <th>水源</th> <th>サプレッション・チェンバ</th> <th>代替淡水貯槽</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m³)</td> <td></td> <td>995</td> <td>994</td> </tr> <tr> <td>飽和水の比エンタルピー (h_f) (kJ/kg)</td> <td></td> <td>134.11</td> <td>146.64</td> </tr> <tr> <td>必要注水流量 (f) (m³/h)</td> <td></td> <td>約 26.7</td> <td>約 26.9</td> </tr> </tbody> </table> <p>4. 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、注水された水を100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して、</p>	パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽	飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994	飽和水の比エンタルピー (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64	必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9	<p>(注水前の蒸発量) = (Q×3600) / ((h_s - h₁₀₀) × ρ₁₀₀) ρ₁₀₀ : 100℃の水密度[kg/m³] = 958</p> <p>(3) 必要な注水量 崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約21[m³/h]</u>である。計算は次の式で行った。</p> $f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$ <p>f : 必要な注水量[m³/h] ρ_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h_f : 注水(飽和水, 水温 35℃)の比エンタルピー[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40×10⁴</u></p> <p>(4) 注水中の蒸発量 注水中の蒸発量は、<u>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに0[m³/h]</u>である。注入</p>	<p>備 考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、崩壊熱除去機能喪失時に使用する水源であるサプレッション・プール水温度及び全交流動力電源喪失時に使用する水源である低圧原子炉代替注水槽水温度いずれも 35℃を想定している。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p>
パラメータ	水源	サプレッション・チェンバ	代替淡水貯槽																
飽和水の密度 (ρ _f) (kg/m ³)		995	994																
飽和水の比エンタルピー (h _f) (kJ/kg)		134.11	146.64																
必要注水流量 (f) (m ³ /h)		約 26.7	約 26.9																

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。注入された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>954</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>150</u> (低圧代替注水系 (常設) 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水) の密度[kg/m³] (崩壊熱除去機能喪失時) = 994 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>988</u> (水温 50℃) h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水) の比エンタルピー[kJ/kg] (崩壊熱除去機能喪失時) = 146.64 (水温 35℃) (全交流動力電源喪失時) = <u>209.34</u> (水温 50℃) Q : 崩壊熱[kW] = <u>2.24 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>主蒸気逃がし安全弁(SRV)</u>の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</p> <p>5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による</p>	<p>次の式で求める。</p> $Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水流量 (m³/h)</p> <p>S : 注水中の蒸発量 (m³/h) (ただし, S ≥ 0)</p>	<p>された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。</p> $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ <p>F : 注水量[m³/h] (崩壊熱除去機能喪失時) = <u>1,136</u> (残留熱除去系定格流量) (全交流動力電源喪失時) = <u>200</u> (低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定)</p> <p>S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S ≥ 0) ρ_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の密度[kg/m³] = 994 h_s : 飽和蒸気の比エンタルピー[kJ/kg] = 2675.57 h₁₀₀ : 100℃の飽和水の比エンタルピー[kJ/kg] = 419.10 h_f : 注水 (飽和水, 水温 35℃) の比エンタルピー[kJ/kg] = 146.64 Q : 崩壊熱[kW] = <u>1.40 × 10⁴</u></p> <p>2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価) (1) <u>逃がし安全弁(SRV)</u>の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等</p> <p>5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の<u>逃がし安全弁(SRV)</u>による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となる</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・評価条件の相違【柏崎 6/7・東海第二】 ・評価条件の相違【柏崎 6/7】 ・評価方針の相違【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$</p> <p>$M_{all}$: 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] = 約 \square kg</p> <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $\rho_{s0} = 0.09121 \text{ kg/m}^3$, $\rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C): $\rho_{s1} = 40 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728.9 \text{ kg/m}^3$</p> <p>$V_s, V_l$: 気相部の体積, 液相部の体積[m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$</p> <p>$V_{all}$: 原子炉圧力容器の体積[m³] = 約 \square m³</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温 291.6°C): $h_{s1} = \text{約 } 2764.3 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = \text{約 } 1298.2 \text{ kJ/kg}$</p> <p>$Q$: 崩壊熱量[kJ/s] = 約 $2.24 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s] 上記式より</p>		<p>ため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。</p> <p>閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.58MPa[gage])に到達する時間等を求めた。</p> $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ <p>※初期状態の各変数は[0], SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す</p> <p>M_s, M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $M_{s0} = \text{約 } \square \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \square \text{ kg}$</p> <p>$M_{all}$: 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] = 約 \square kg</p> <p>ρ_s, ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $\rho_{s0} = 0.0912 \text{ kg/m}^3, \rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C): $\rho_{s1} = 40.4 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728 \text{ kg/m}^3$</p> <p>$V_s, V_l$: 気相部の体積, 液相部の体積[m³] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $V_{s0} = \text{約 } \square \text{ m}^3, V_{l0} = \text{約 } \square \text{ m}^3$</p> <p>$V_{all}$: 原子炉圧力容器内の体積[m³] = 約 \square m³</p> <p>h_s, h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピー[kJ/kg] 初期(大気圧, 原子炉水温 52°C): $h_{s0} = 2594.84 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = 217.70 \text{ kJ/kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時(7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C): $h_{s1} = 2763.55 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = 1300.63 \text{ kJ/kg}$</p> <p>$Q$: 崩壊熱量[kJ/s] = $1.40 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止 1 日後)</p> <p>Δt : 事象発生後の時間[s] 上記式より</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】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価条件の相違 【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>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 4.04 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>291.6℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 3t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 140 m³ 増加し、原子炉水位は有効燃料棒頂部より約 8m 上(通常運転水位より約 4m 高い位置)となる。SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>有効燃料棒頂部より約 6m 上</u> (通常運転水位より約 2m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も、<u>主蒸気逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、SRV 作動圧力到達時 (<u>7.51MPa[gage]</u>) までの時間は <u>3 時間以上</u>となる。</p>		<p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の水量[kg] $M_{11} = \text{約 } 2.364 \times 10^5 \text{ kg}$</p> <p>S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>), 原子炉水温 <u>292℃</u>) の液相部の体積[m³] $V_{11} = \text{約 } \boxed{} \text{ m}^3$</p> <p>事象発生後の時間[s] $\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$</p> <p>となり、事象発生約 5 時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m³ 増加し、原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上 (通常運転水位より約 3.59m 高い位置)となる。S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、<u>燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上</u> (通常運転水位より約 1.51m 高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も、<u>逃がし安全弁</u>の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、S R V 作動圧力到達時 (<u>7.58MPa[gage]</u>) までの時間は <u>4 時間以上</u>となる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選定</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、PRAから抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下「<u>審査ガイド</u>」という。)に示された着眼点を考慮して選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、<u>審査ガイド</u>に示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の故障 (RHR 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、<u>本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。</u></p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、<u>審査ガイド</u>の主要解析条件及び対策例を参照し、待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態の選定 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.2</p> <p>重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定</p> <p>1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループから「<u>実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド</u>」(以下「<u>ガイド</u>」という。)に示された着眼点を考慮し、<u>重要事故シーケンス</u>を選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 <p>2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。</p> <p>このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、<u>ガイド</u>の対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。</p> <p>3. プラント状態 (POS) の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POS については選</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p>	<p>要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。</p> <p>次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOSである、POS-A～POS-Cが厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。</p> <p>このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-D以外のPOSとして、POS-Aを選定している。</p> <p>なお、POS-Aは「PCV/RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、遮蔽維持水位到達までの時間余</p>	<p>定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。</p> <p>崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定するうえでは崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、 「A」、 「C 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」、 「D 起動準備状態」が厳しい。</p> <p>次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。</p> <p>なお、原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。</p> <p>このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。</p> <p>なお本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点か</p>	<p>・記載方針の相違 【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>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、復水補給水系による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じ POS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>裕の観点から厳しい、原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.7 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり、POS-S 及び POS-D においては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備</u>による原子炉注水が考えられる。ただし、<u>低圧代替注水系（常設）</u>については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じ POS-A での有効性を確認している。</p> <p>また、<u>待機中の非常用炉心冷却設備については、非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。</u></p> <p>なお、<u>本評価においては、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが、施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると、原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり、原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても、原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお、蒸気に含まれる放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。また、原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する</u></p>	<p>ら厳しい、原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。</p> <p>※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり、POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方、POS「A」～「C」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には、原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。</p> <p>4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響</p> <p>本評価では、待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じ POS「A」でその有効性を確認している。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、待機中の非常用炉心冷却設備である HPCS、LPCS 及び LPCI（C-RHR）について、PRA の評価上は、期待していない設備であることから、記載していない。</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉建物内への影響について、添付資料 5.1.5 に記載をしている。</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><u>ことで、燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。</u></p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>10時間程度前</u>、<u>2時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>有効燃料棒頂部到達まで約3.7時間</u>となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が<u>約5.4時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日(24時間)後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に、<u>施設定期検査期間</u>が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは、<u>全制御棒全挿入からの時間</u>を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は<u>原子炉スクラム</u>のような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、<u>燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間</u>となり、<u>POS-A</u>に比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における<u>原子炉注水開始は事象発生から2時間後</u>、「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉注水開始準備が完了するのは事象発生</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.3</p> <p style="text-align: center;">崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方</p> <p>1. 本評価における崩壊熱の設定</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後*の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。</p> <p>一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。</p> <p>※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。</p> <p>具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ <u>8時間程度前</u>、<u>5時間程度前</u>となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。</p> <p>2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響</p> <p>プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。</p> <p>仮に、<u>原子炉水温が100℃</u>かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、<u>燃料棒有効長頂部到達まで約4.2時間</u>となる。原子炉停止から1日(24時間)後の原子炉注水までの時間余裕が<u>約6.1時間</u>であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、<u>本重要事故シーケンス</u>における「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【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>水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約3.4時間に対して、12時間後の場合では約2.0時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。 (添付資料5.1.7)</p> <p>このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p>	<p>象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間であることから十分対応可能な範囲である。</p> <p>また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日(24時間)後の場合では約4.3時間に対して、12時間後の場合では約2.7時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である。 (添付資料5.1.6)。</p> <p>この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・評価結果の相違 【東海第二】 「全交流動力電源喪失」において、島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始するが、東海第二は原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 条件設定は同じだが、島根2号炉は平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能である。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失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、<u>原子炉安定停止状態</u>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> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。 その後、残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により<u>原子炉安定停止状態</u>を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>僅かな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>代替原子炉補機冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>代替原子炉補機冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約20時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>炉心損傷前ベントの基準となる0.31MPa[gage]</u>に到達する時間は約32時間であり、<u>代替原子炉補機冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕</p>	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について</p> <p>運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目*に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。</p> <p>※<審査ガイドの評価項目></p> <p>(a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること(ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ<u>わずかな</u>出力上昇を伴う臨界は除く。)</p> <p>この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、<u>原子炉補機代替冷却系</u>又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。</p> <p>1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響</p> <p>プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から<u>原子炉補機代替冷却系等</u>による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約10時間後までである。</p> <p>ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。</p> <p>崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後0.9時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が<u>384kPa[gage]</u>に到達する時間は約47時間であり、<u>原子炉補機代替冷却系</u>による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉 (Mark-I)</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>は十分確保される。</p> <p>また、仮に代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。</p> <p>なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。</p> <p>パーソナルエアロック等の開放により格納容器が開放されている場合、パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。</p> <p>原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、代替原子炉補機冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。</p> <p>原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。</p> <p><参考></p> <p>運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1、解析結果は表2及び表3となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの2ケースの評価を実施し、その結果、期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約32時間となった。</p>		<p>また、仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。</p> <p>なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。</p> <p>所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合、所員用エアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。</p> <p>原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。</p> <p>原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され、原子炉建物壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。</p> <p><参考></p> <p>運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1、解析結果は表2及び表3となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの2ケースの評価を実施し、その結果、格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。</p>	<p>改)と柏崎6/7(ABWR)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p>

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉压力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約55℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度 52℃を包絡する値) *
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・チェンバのプール水温: 約35℃ 気相部: 約67℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
事象進展	復水貯蔵槽の水温	50℃
	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系 (常設) による注水開始
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	125m ³ /h (設計値1台)
	格納容器スプレイ	実施に期待しない, 又は復水移送ポンプ1台による D/W スプレイ実施 (100m ³ /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

※: 有効性評価で想定する原子炉停止1日後の状態をMAAPにて評価するため, 詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等より保守的な値となるようにした。

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件	
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後	
	原子炉压力容器の想定	未開放	
	原子炉初期水温	約51℃ (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度52℃とほぼ同値) *	
	原子炉の初期圧力	大気圧相当	
	原子炉格納容器の想定	未開放	
	原子炉格納容器内の初期温度	サブプレッション・プール水温: 約35℃ 気相部: 約64℃ (通常運転時の温度57℃を包絡する値) *	
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当	
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃	
	事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
		事象発生2時間後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による減圧 ・低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水開始
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水		200m ³ /h	
格納容器代替スプレイ		実施に期待しない, 又は格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による D/W スプレイ実施 (120m ³ /h)	
ベントタイミング		格納容器圧力384kPa [gage] 到達, 又はサブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m到達	

※: 有効性評価で想定する原子炉停止1日後の状態をMAAPにて評価するため, 詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

・評価条件の相違
【柏崎 6/7】

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 約46時間	サブプレッション・チェンバ・プール 水位上限到達
格納容器スプレイに期待しないケース	事象発生後 約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)
格納容器スプレイに期待するケース	0.07	94	0.19 (事象発生 約 46 時間後)	127 (事象発生 約 46 時間後)
格納容器スプレイに期待しないケース	0.08	103	0.31 (事象発生 約 32 時間後)	144 (事象発生 約 32 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウエルより値が大きいサブプレッション・チェンバの結果を記載

以上

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	ベントタイミング	備考
格納容器代替スプレイに期待するケース	事象発生後 約60時間	サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m到達
格納容器代替スプレイに期待しないケース	事象発生後 約47時間	格納容器圧力 384kPa[gage]到達

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度※)

分類	事象発生10時間後		ベントタイミング時	
	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)
格納容器代替スプレイに期待するケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約351 (事象発生 約60時間後)	S/C : 約149 (事象発生 約60時間後)
格納容器代替スプレイに期待しないケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約384 (事象発生 約47時間後)	S/C : 約150 (事象発生 約47時間後)

※：格納容器圧力及び温度はドライウエルとサブプレッション・チェンバのうち、より値が大きい側の結果を記載

以上

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.1.6]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p>原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、<u>事故時の作業員の退避も考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</u></p> <p><u>なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋オペレーティングフロアの様</u>に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、<u>作業員の現場退避を評価の代表とした。</u></p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.7</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h[*]）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノ</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.6</p> <p>運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について</p> <p>運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h[*]）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。</p> <p>また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における<u>原子炉建物原子炉棟4階での作業時間及び作業員の退避は2時間以内</u>であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある <u>10mSv/h</u> とした。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</u></p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、現場作業員の退避時間の他、可搬型スプレイノ</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>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3及び4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の6)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の7)</p> <p>気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器 (D/S) ピットへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上 (通常水位から約 3.5m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 格納容器蓋取り外し (第1図中の1, 2・3, 4)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による除熱開始後, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び格納容器蓋取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (第1図中の5)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取り外しを行う (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (第1図中の6)</p> <p>水位を上昇させながら, 蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (第1図中の7)</p> <p>気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては, 原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停</p>	<p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は, 定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上 (通常水位から約 3.3m 下) の位置である。</p> <p>1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ</p> <p>①原子炉圧力容器開放作業の開始前, コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の1, 2, 3)</p> <p>原子炉を停止後, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) で除熱可能な圧力に減圧されるまでは, 原子炉は主蒸気系を介して, 復水器によって除熱される。残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による除熱を開始した後, 復水器真空破壊を経て, 復水器による除熱を停止する。</p> <p>これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して, コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。</p> <p>②原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</p> <p>原子炉が冷温停止状態になった後, 原子炉の水位を徐々に上昇させ, 原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する (原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度)。</p> <p>③蒸気乾燥器取り外し (図1中の5)</p> <p>水位を徐々に上昇させながら, 蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット (以下「DSP」という。) へと移動する (蒸気乾燥器は気中移動)。</p> <p>④気水分離器取り外し (図1中の6)</p> <p>気水分離器をDSPへと移動する (気水分離器は水中移動)。</p> <p>なお, 原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ, 原子炉停止後の冷却時間が長</p>	<p>ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定している。</p> <p>・評価結果の相違【東海第二】</p> <p>・運用の相違【柏崎6/7】</p>

く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.2)

<参考>原子炉開放の流れ

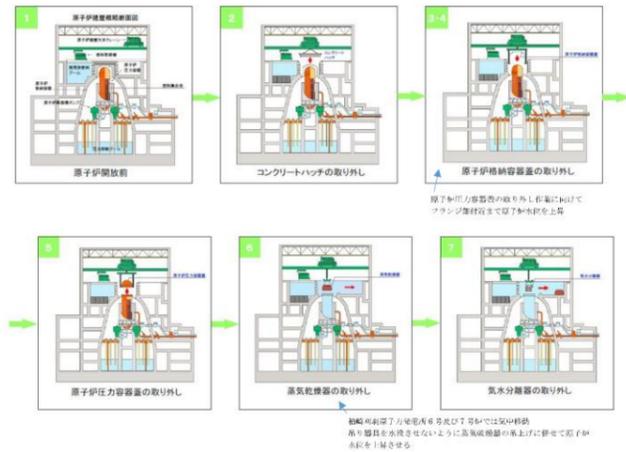


図1 原子炉压力容器開放作業の流れ

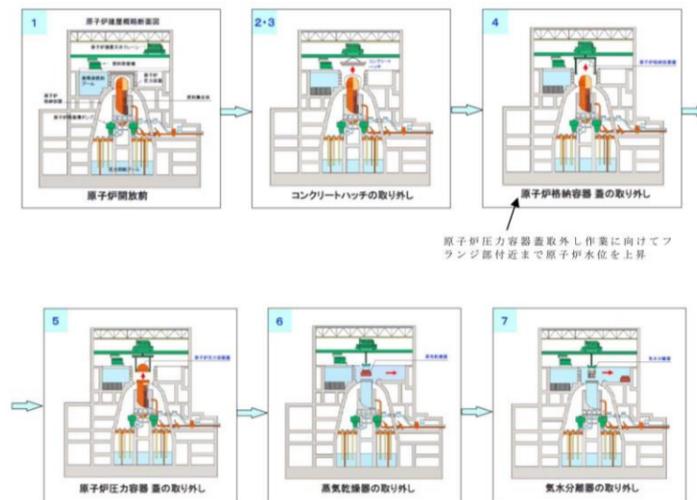
※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所1号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照

止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.2)

<参考>原子炉開放の流れ*



第1図 原子炉压力容器開放作業の流れ

※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動

く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.2)

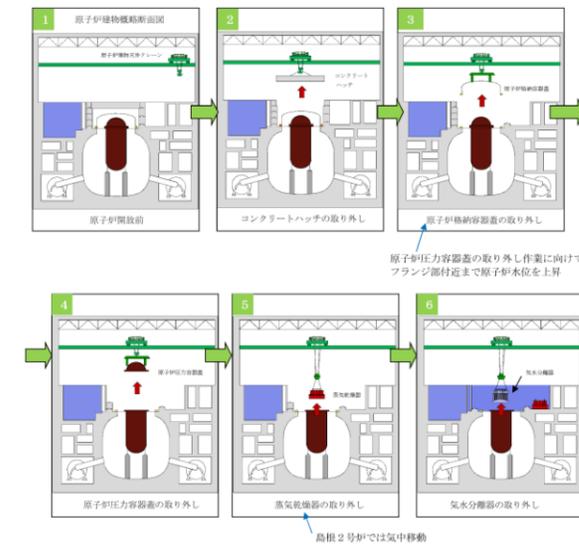


図1 原子炉压力容器開放作業の流れ

2. 原子炉圧力容器等構造物

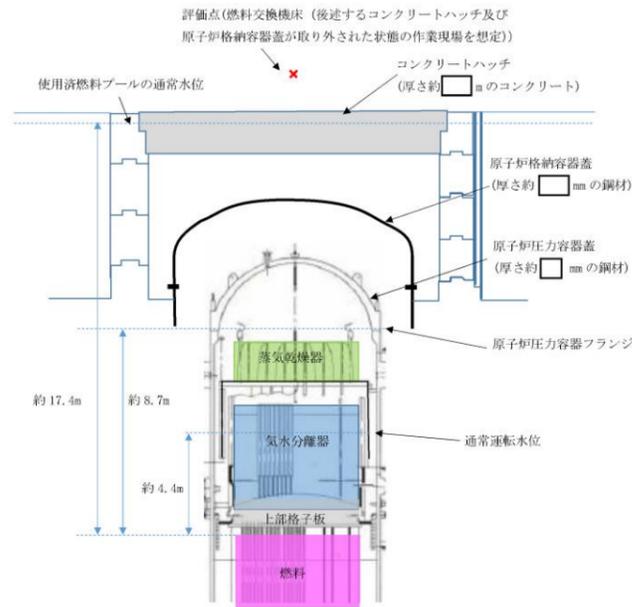


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

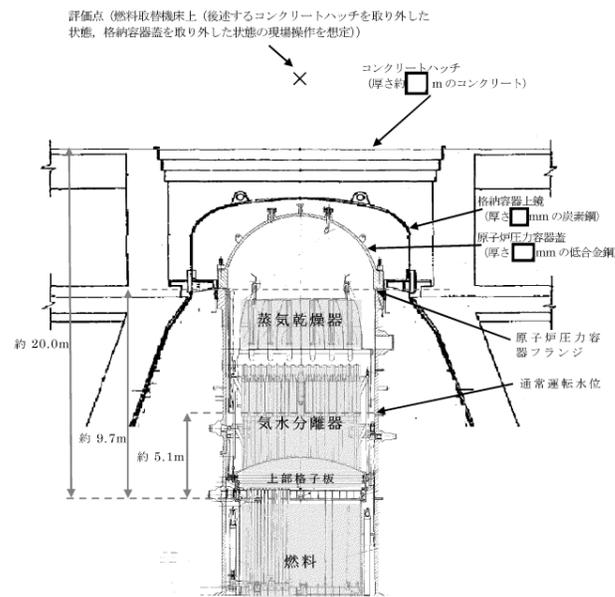
原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋オペレーティングフロアでの線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考:放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 格納容器等構造物

原子炉圧力容器等構造物の概要について第2図に示す。



第2図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟6階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される*。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人 原子力安全技術センター)

2. 原子炉圧力容器等構造物

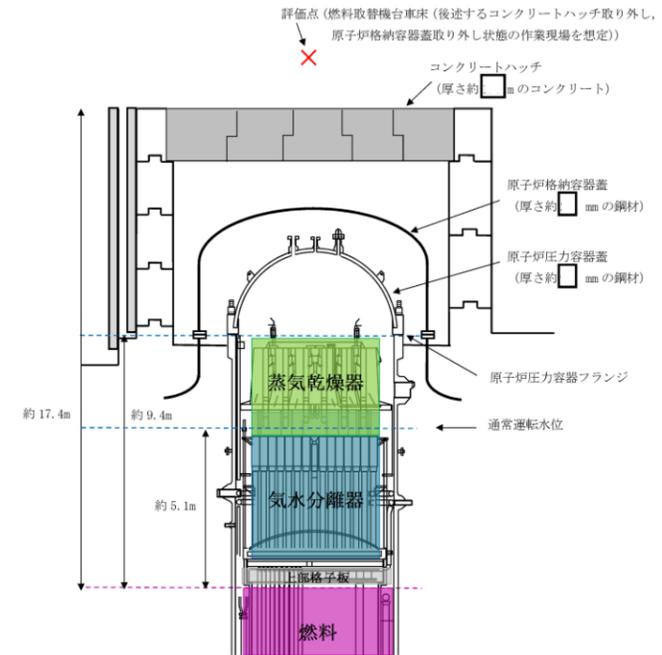


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前 (図1中の1)

原子炉運転中、原子炉停止直後等はコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており、また、蒸気乾燥器、汽水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟4階での線量率は十分小さくなる。そのため、原子炉圧力容器開放作業の開始前において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2} 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。

(参考:放射線施設の遮蔽計算実務(放射線)データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター)

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>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2,3,及び4)</u> コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定検毎に</u>高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建屋オペレーティングフロアにて</u>原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, <u>コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</u></p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.3m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (<u>約1.4時間</u>)。</p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, その遮蔽に期待できる。</p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.5m</u> 低下) を仮定した場合も, 原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (<u>5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.6 図</u>) に包絡できることから, 必要な遮蔽の目安とした10mSv/h を超えることはない。</p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.5m</u> の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから,</p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し (第1図中の2・3, 4)</u> コンクリートハッチ, <u>格納容器蓋の開放後は</u>, これらの遮蔽効果には期待できなくなり, <u>期待できる遮蔽効果は</u>, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器, <u>気水分離器となる。</u></p> <p>この状態における<u>通常運転水位時が①-1 及び後述する②, ③を包含する最も厳しい状態であるため, この状態を線量率の評価対象とする。</u></p> <p>②<u>原子炉圧力容器蓋取外し (第1図中の5)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約 <u>0.5m</u> 下まで原子炉水位を上昇させた後, <u>原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。</u>この際, 原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, 保有水量が多くなるため, <u>沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる (約1.4時間程度)。</u>このため, <u>この状態における放射線の遮蔽の評価は, 上記の①-2 の評価に包絡される。</u></p> <p><u>なお, 原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, 原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。</u></p> <p>また, 原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も, <u>原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係 (添付資料5.3.1) に包絡できる。</u></p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については, <u>線源強度が大きくないこと, 原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であるこ</u></p>	<p>①-2 <u>コンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し (図1中の2, 3)</u> コンクリートハッチ<u>及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は</u>, これらの遮蔽効果には期待できなくなるが, 原子炉圧力容器蓋, 蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため, <u>定期事業者検査ごと</u>に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。</p> <p>この状態で<u>原子炉建物原子炉棟4階にて</u>原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため, <u>コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。</u></p> <p>② <u>原子炉圧力容器蓋取り外し (図1中の4)</u> 原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 <u>0.5m</u> 程度まで原子炉の水位を上昇させた後, 開放作業を実施する。この際, 原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また, <u>原子炉の保有水量が多くなるため, 100℃に至るまでの時間はさらに長くなる (約1.2時間程度)。</u></p> <p>仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても, 原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ, <u>その遮蔽に期待できる。</u></p> <p>また, 原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下 (フランジ付近から<u>約1.1m</u> 低下) を仮定した場合も, <u>原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること, 炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係 (5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.2-2 図) に包絡できることから, 必要な遮蔽の目安とした10mSv/h を超えることはない。</u></p> <p>なお, 蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと, <u>約1.1m</u> の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備である</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 「全交流動力電源喪失」において, 島根2号炉は, 原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>・評価結果の相違 【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>これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の6）及び④水分離器取り外し（図1中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取り出しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3・4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料交換機床上※とした。</p> <p>※原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋オペレーティングフロア等の現場作業は不要であるため、作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、これらの作業は停止直後に実施しないこと、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建屋オペレーティングフロアと同様に</p>	<p>とから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）及び④気水分離器取外し（第1図中の7）</p> <p>蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。</p> <p>以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し及び格納容器蓋取外し（第1図中の2・3、4）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード（Ver1.04）を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>評価点は燃料取替機床上※とした。</p> <p>※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。</p>	<p>ことから、これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。</p> <p>以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2での評価に包絡）。</p> <p>③ 蒸気乾燥器取り外し（図1中の5）及び④気水分離器取り外し（図1中の6）</p> <p>蒸気乾燥器の取り外しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。</p> <p>4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位</p> <p>放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3.の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2、3）」の状態を想定して評価を行った。</p> <p>線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にQAD-CGGP2Rコードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。</p> <p>なお、評価点は燃料取替機台車床上※とした。</p> <p>※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W含む）に入って作業することも考えられるが、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること、原子炉建物原子炉棟4階と同様に事故時に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違【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>事故後に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心の全てに燃料がある状態) ○ 燃料有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造) ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度は, 以下の条件で <u>ORIGEN2 コードを使用して算出</u> <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: <u>1264 日 (燃焼度 33Gwd/t 相当の値)</u> ・燃料組成: STEP III 9×9A 型 (低 Gd) ・濃縮度: <input type="text"/> (wt%) ・U 重量: 燃料一体あたり <input type="text"/> (kg) ・停止後の期間*: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定) 	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 炉心の全てに燃料がある状態 ○ 燃料有効長: 約 3.7m ○ γ線エネルギー: 計算に使用するγ線は, エネルギー 5 群 ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度 <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値^{※1}に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 ・原子炉停止後の期間: 停止 12 時間^{※2} (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: 4.31MW/体 (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: 約 7.2E+04cm³ (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New</p>	<p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料, 上部格子板, 気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状: 円柱線源 (炉心のすべてに燃料がある状態) ○ 燃料棒有効長 (mm): <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー: 評価に使用するガンマ線は, エネルギー 5 群 ○ 線源材質: 燃料及び水 (密度: <input type="text"/> g/cm³) ○ 線源強度: 文献値^{※1}に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に, 9×9燃料 (A型) の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p>線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV \cdot W^{-1} \cdot s^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV) \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3/\text{体)}} \dots \textcircled{1}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶時間 (約 114 年) と、<u>島根 2号炉の実績を包絡した条件で評価されており、島根 2号炉に関する本評価においても適用可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料照射期間: 10⁶時間 (無限照射) ・原子炉停止後の期間^{※2}: 停止後 12 時間 (原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値) ・燃料集合体あたりの熱出力: <u>4.35MW/体</u> (9×9燃料 (A型)) ・燃料集合体体積: <u>約 7.1×10⁴cm³</u> (9×9燃料 (A型)) <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 燃料照射実績を包絡する値として, 文献値 (無限照射) を用いている。 ・評価条件の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【東海第二】

※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

線量率評価モデルを図3に示す。また、評価により求めた線源強度を表1に示す。

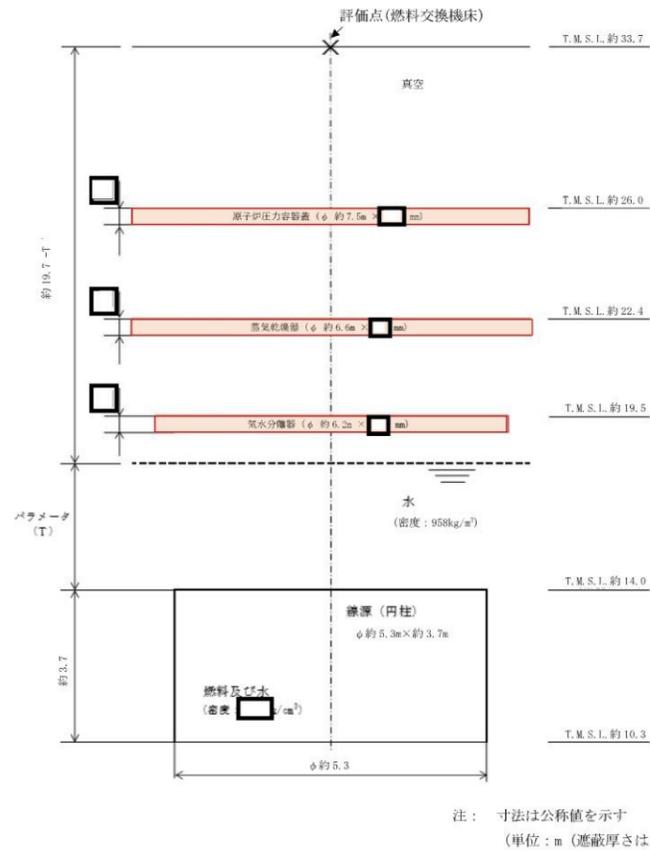


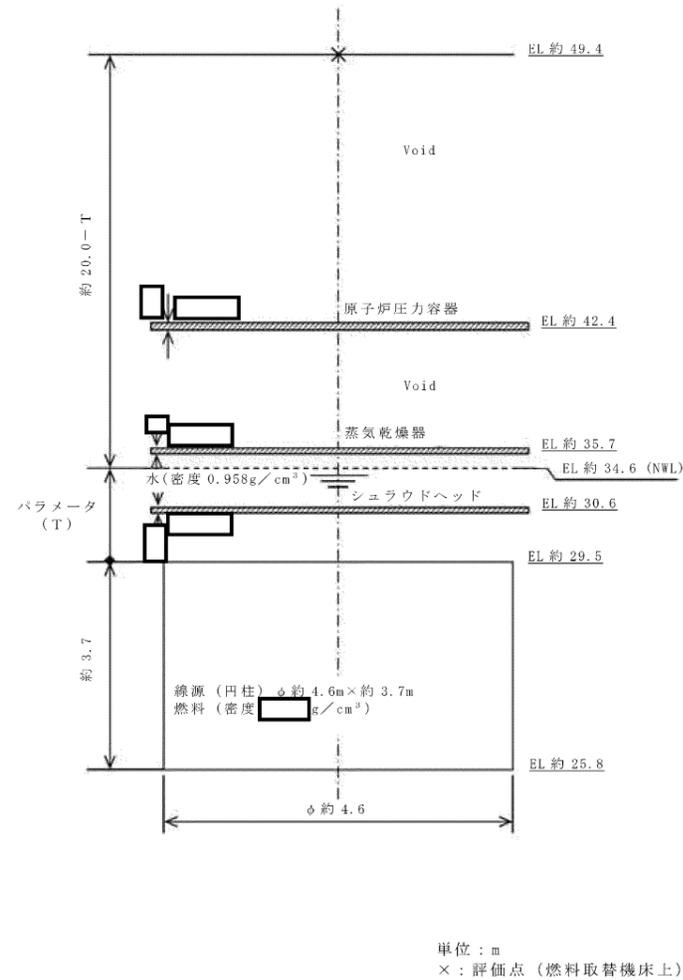
図3 燃料の線量率評価モデル

York, London, 1962”

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

○計算モデル: 円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を表1に示す。



第3図 燃料の線量率計算モデル

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○評価モデル: 円柱線源

線量率評価モデルを図3に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を表1に示す。

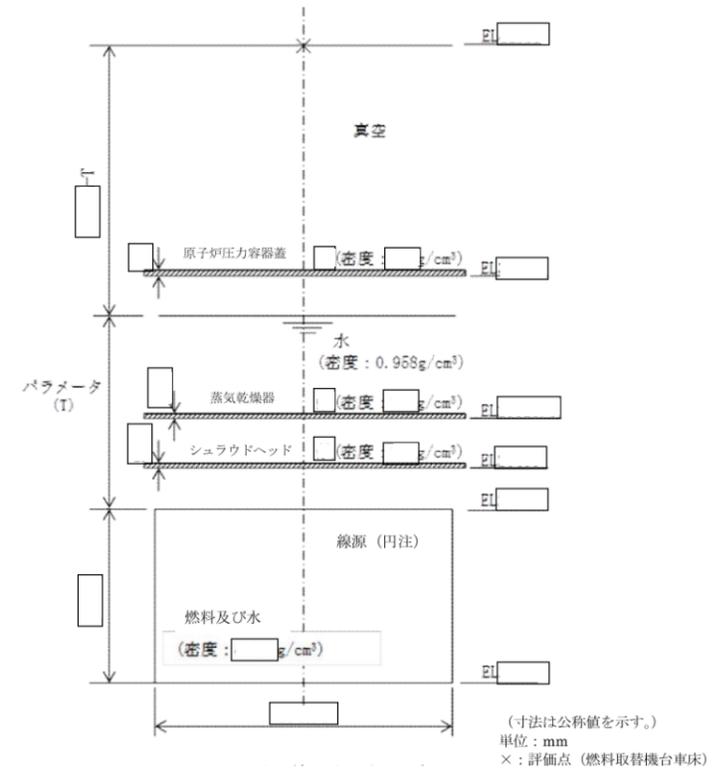


図3 燃料の線量率評価モデル

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	1.26×10^{12}
2	2.50×10^{-2}	1.73×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.96×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	1.29×10^{11}
5	8.50×10^{-2}	2.40×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	5.78×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	4.81×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	1.30×10^{11}
9	5.75×10^{-1}	4.35×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	3.63×10^{11}
11	1.25×10^0	7.10×10^{10}
12	1.75×10^0	8.87×10^{10}
13	2.25×10^0	6.36×10^9
14	2.75×10^0	3.09×10^9
15	3.50×10^0	6.70×10^7
16	5.00×10^0	3.02×10^6
17	7.00×10^0	4.07×10^6
18	9.50×10^0	4.68×10^{-1}
合計		4.15×10^{12}

第 1 表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

表 1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.8×10^{11}
2.0	1.6×10^{11}
3.0	4.7×10^9
4.0	7.3×10^7
5.0	2.0×10^7

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$*) ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ と算出 <p>線量率評価モデルを図4に示す。</p> <p>図4 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<p>b. 上部格子板 計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ：約0.4m ○ γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。 ○ 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度：機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $7.3E+09 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。 <p>線量計算モデルを第4図に示す。</p> <p>第4図 上部格子板の線量率計算モデル</p>	<p>b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ (mm)： <input type="text"/> ○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等 (密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$*) ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用 ○ 線源強度は、機器表面の実測値 (<input type="text"/> Sv/h) より $8.7 \times 10^9 \text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出 <p>線量率評価モデルを図4に示す。</p> <p>図4 上部格子板の線量率評価モデル</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・ 評価条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等(密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$)
 ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $5.2 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

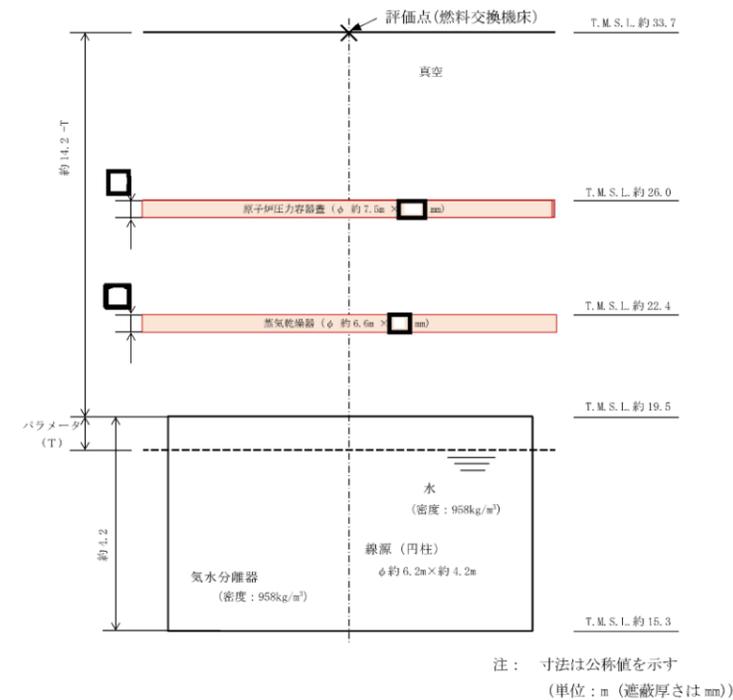


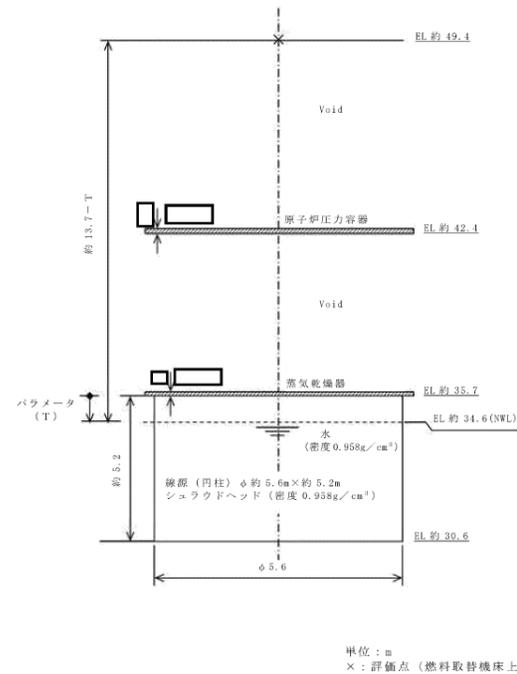
図5 気水分離器の線量率評価モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ：約 5.2m ^{※1}
 - γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。
 - 線源材質：水と同等(密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)^{※2}
 ※2 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h)^{※1} より $6.7\text{E}+05\text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。
- 線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。



第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等(密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出
- 線量率評価モデルを図5に示す。

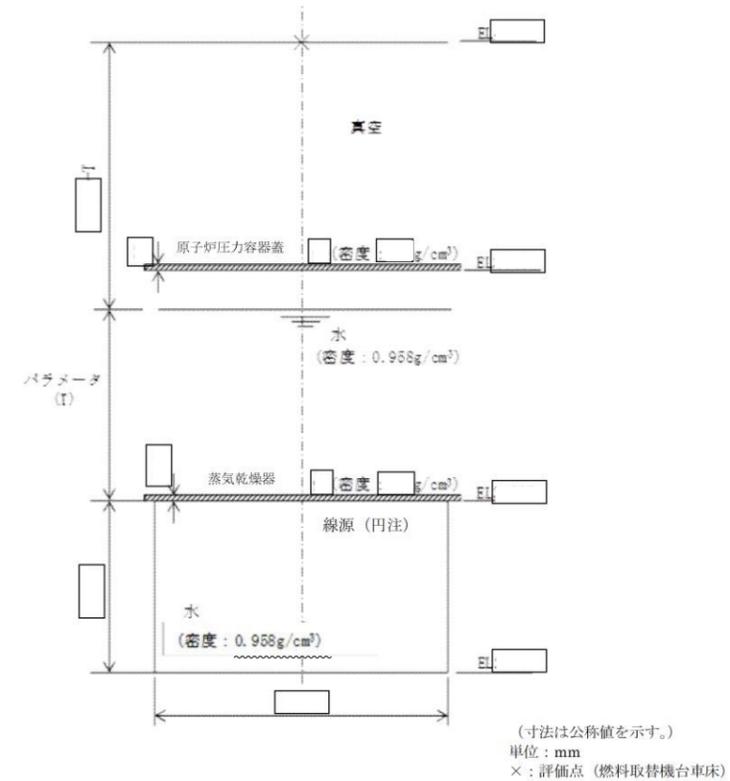


図5 気水分離器の線量率評価モデル

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【東海第二】

d. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度 $958\text{kg}/\text{m}^3$)
 - ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $2.3 \times 10^5 (\text{Bq}/\text{cm}^2)$ と算出
- 線量率評価モデルを図6に示す。

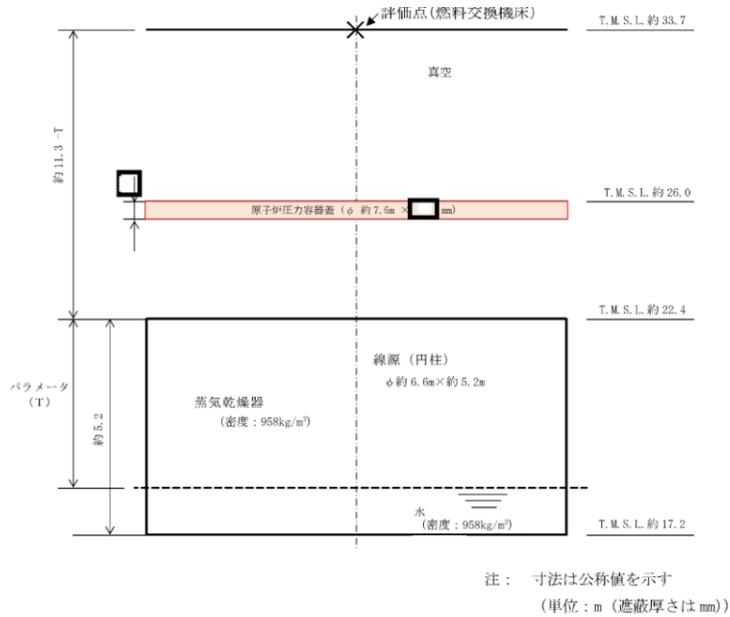
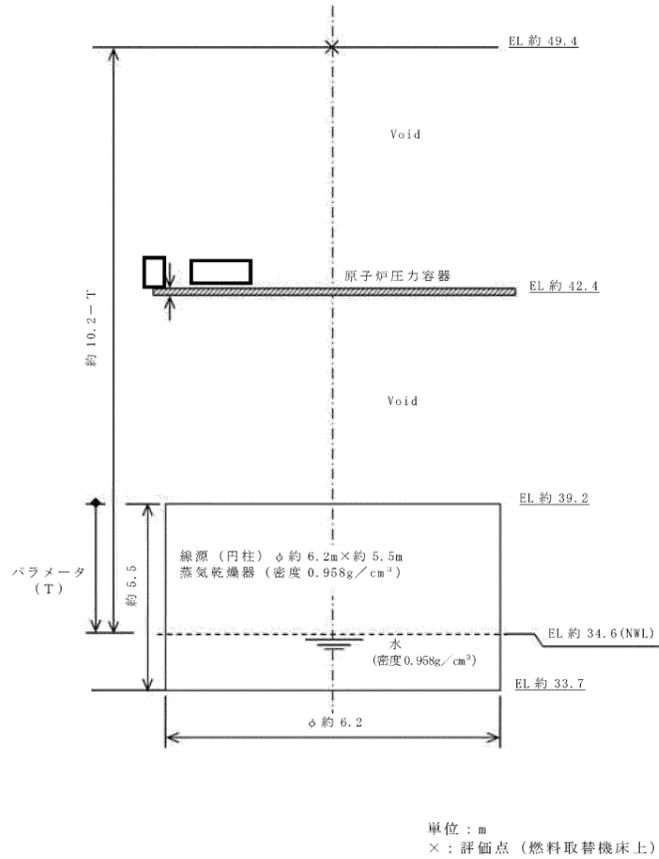


図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ：約 5.5m
 - γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 $\text{C.o.}-60$ を想定して 1.5MeV とする。
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h) より $2.7E + 05 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出した。
- 線量計算モデルを第6図に示す。



第6図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (mSv/h) より $1.3 \times 10^6 \text{Bq}/\text{cm}^2$ と算出
- 線量率評価モデルを図6に示す。

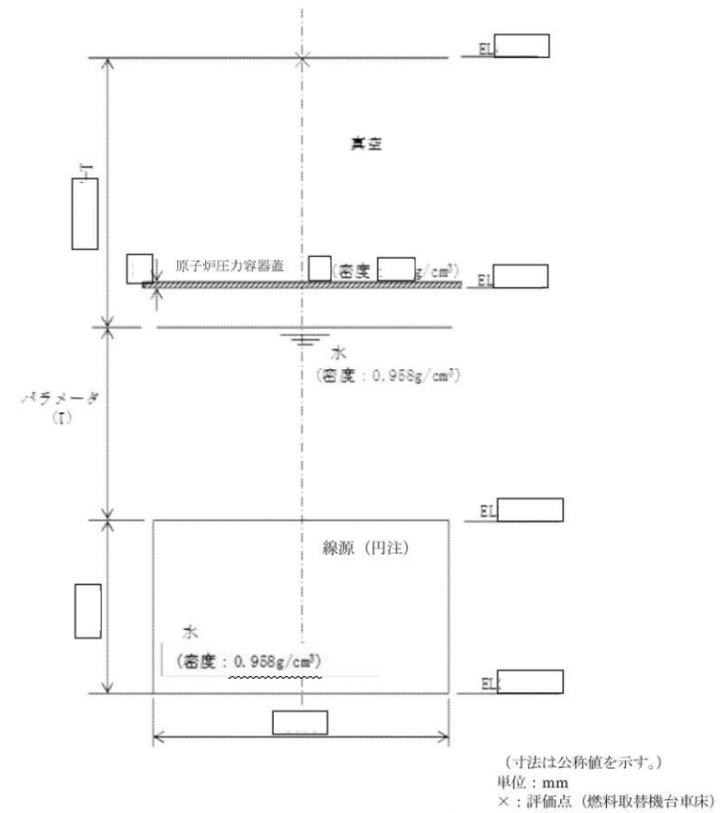


図6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル

・ 評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・ 評価条件の相違
【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>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) * <p>※ 圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="290 1066 831 1312" style="border: 1px solid black; height: 117px; width: 182px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (圧力容器蓋の最薄部厚さ)</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) *</p> <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第3~6図に示す。</p>	<p>(2) 遮蔽物の評価モデル</p> <p>原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。</p> <p>a. 原子炉圧力容器蓋</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (圧力容器蓋の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質：□ 平板 (密度：□ g/cm³) * <p>※ 原子炉圧力容器鋼板 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図3~7に示す。</p> <div data-bbox="1754 1010 2513 1312" style="border: 1px solid black; height: 144px; width: 256px; margin: 10px auto;"></div> <p>図7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 蒸気乾燥器</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 線源材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="240 678 857 1020" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>b. 蒸気乾燥器</p> <p>遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ : <input type="text"/> mm (フード部の最薄部厚さ)</p> <p>線源材料 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) *</p> <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率計算モデル(遮蔽)を第3~5図に示す。</p>	<p>b. 蒸気乾燥器</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ (mm) : <input type="text"/> (フード部の最薄部厚さ) ○ 遮蔽物材質 : <input type="text"/> 平板 (密度 <input type="text"/> g/cm³) * <p>※ 蒸気乾燥器の材質 <input type="text"/> の密度は、同等である <input type="text"/> で代表した</p> <p>線量率評価モデル(遮蔽)を図3~5及び8に示す。</p> <div data-bbox="1762 642 2510 1010" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル(遮蔽)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 <p>【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>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱線源としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (ベーン スワラによる遮蔽も考慮))</p> <p>○ 線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="186 716 905 1031" style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率 の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h ※) は以下の仮定のもとで「<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上</u>」と求め た。 ※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度 (100mSv) と比べ、 <u>十分余裕のある値 (10mSv/h) とする。</u></p>	<p>c. シュラウドヘッド</p> <p>遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>遮蔽物の高さ：□ mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワ ラによる遮蔽も考慮))</p> <p>線源材質：□ 平板 (密度 □ g/cm³) ※ ※ シュラウドヘッドの材質 □ の密度は、同等であ る □ で代表した</p> <p>線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位 の関係を第 7 図に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv /h) は、「<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上</u>」とした。</p>	<p>c. 気水分離器 評価条件を以下に示す。</p> <p>○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化</p> <p>○ 遮蔽物の高さ (mm)：□ (シュラウドヘッドの厚さ (気 水分離器スワラによる遮蔽も考 慮))</p> <p>○ 遮蔽物材質 □ 平板 (密度：□ g/cm³) ※ ※ 気水分離器の材質 □ の密度は、同等である □ で代表した</p> <p>線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。</p> <div data-bbox="1745 695 2510 1184" style="border: 1px solid black; height: 233px; width: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果 (1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量 率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は以下の仮定のもとで「<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上</u>」と求めた。</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

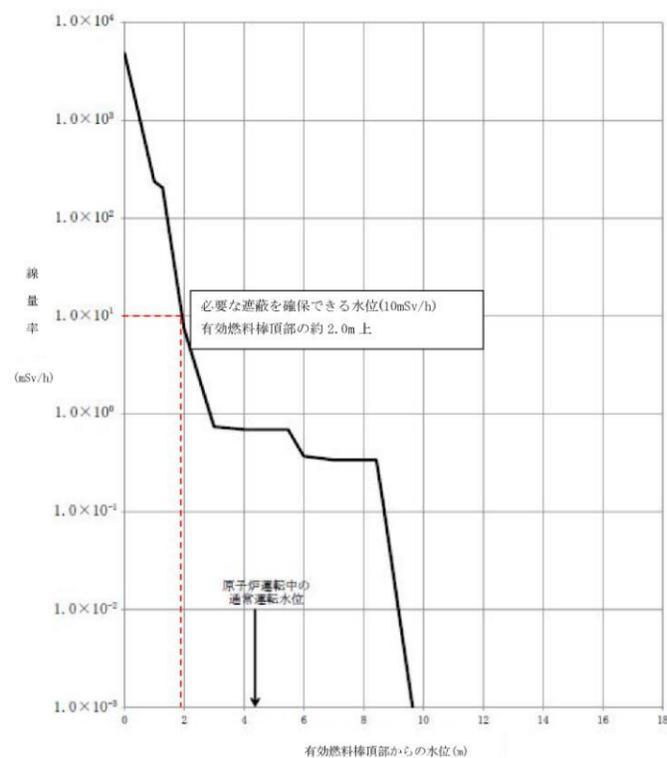
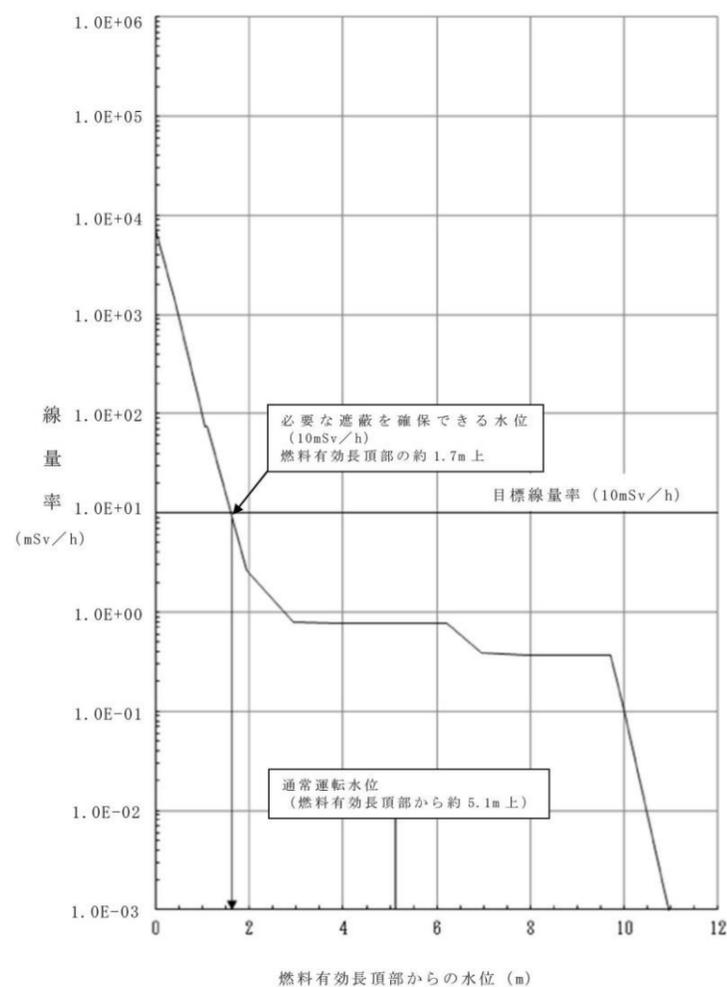


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率



第7図 原子炉水位と線量率

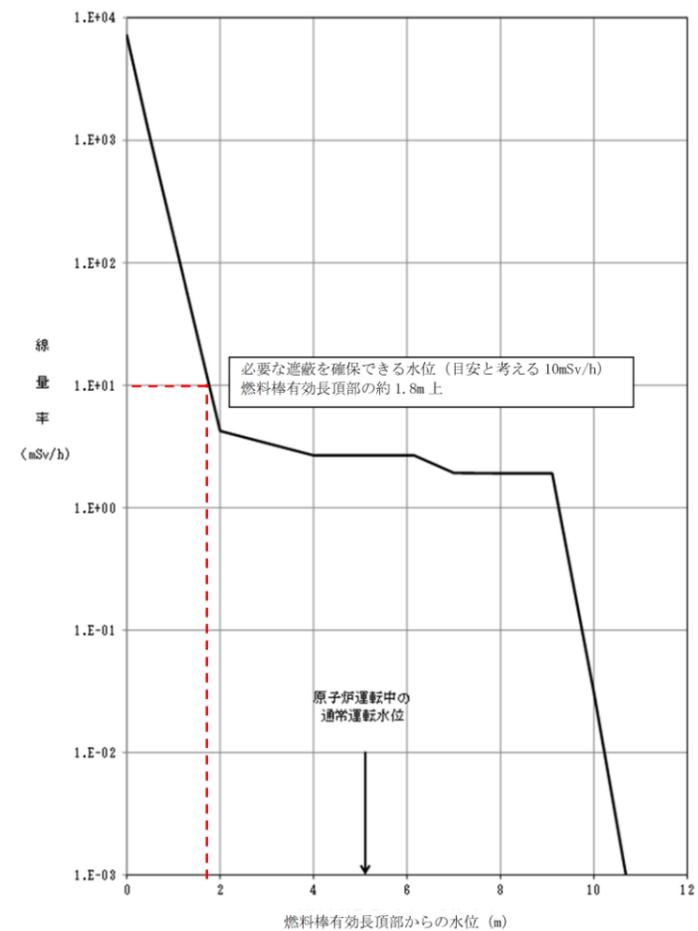


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率

・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
<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時 から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資 料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制 効果を考慮しない計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏 まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪 失時の注水までの想定時間 2 時間、全交流動力電源喪失時の注水 までの想定時間約 2.5 時間 (145 分) に対して十分であることが 確認された。</p> <p>また、原子炉停止後 12 時間後においては、上述の保守的な計 算方法を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線 の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさ を踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを 実施した。</p> <p>算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。</p> <p>その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保で きる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注 水開始までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水準 備完了までの時間 (25 分) に対して十分な余裕があることを 確認した。</p>	<p>(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生 時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添 付資料 5.1.1 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の 抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。</p> <p>計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを 踏まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施し た。</p> <p>評価条件及び評価結果を表 2 に示す。</p> <p>評価結果より、原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後 においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間であ る事象発生から 2 時間後、全交流動力電源喪失時の注水までの 想定時間である事象発生から 2 時間後に対して十分であるこ とが確認された。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</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>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="172 346 890 672"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>有効燃料棒頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>2.67×10⁴</td> <td>約2.0時間</td> <td>約3.7時間</td> <td>2時間以内※2</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>2.24×10⁴</td> <td>約3.4時間</td> <td>約5.4時間</td> <td>2時間</td> <td>約2.5時間 (145分)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1」の「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも3時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>※2 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、<u>1時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。</u></p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)	<p>第2表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果</p> <table border="1" data-bbox="988 357 1697 619"> <thead> <tr> <th colspan="3">算出条件</th> <th colspan="2">算出結果</th> </tr> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温</th> <th>崩壊熱</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕</th> <th>燃料有効長頂部までの時間余裕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)</td> <td>100℃</td> <td>約22.4MW</td> <td>約2.8時間</td> <td>約4.2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するベースケース)</td> <td>52℃</td> <td>約18.8MW</td> <td>約4.5時間</td> <td>約6.3時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>作業員は、当直発電長の送受話器(ページング)による退避指示により現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。</u> また、運転員は作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。</p>	算出条件			算出結果		原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕	12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間	24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間	<p>表2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 336 2507 1081"> <thead> <tr> <th>原子炉停止後の時間</th> <th>原子炉初期水温(℃)</th> <th>崩壊熱(kW)</th> <th>必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1</th> <th>燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕</th> <th>残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間</th> <th>全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12時間 (不確かさで確認するケース)</td> <td>100</td> <td>1.67×10⁴</td> <td>約2.7時間</td> <td>約4.2時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> <tr> <td>24時間 (有効性評価で確認するケース)</td> <td>52</td> <td>1.40×10⁴</td> <td>約4.3時間</td> <td>約6.1時間</td> <td>2時間</td> <td>2時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる(原子炉停止12時間後でも4時間以上の時間余裕がある)。</p> <p>5. 事故時の退避について 事故発生時の原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。 事象発生時、<u>当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常状態を認知し、2時間以内に原子炉建物原子炉棟4階又は原子炉格納容器内より退避する。</u> また、運転員は作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)の開操作を開始する。</p>	原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間	12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間	24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時</p>
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	2.67×10 ⁴	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間 (145分)																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	2.24×10 ⁴	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間 (145分)																																																											
算出条件			算出結果																																																														
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕																																																													
12時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約22.4MW	約2.8時間	約4.2時間																																																													
24時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約18.8MW	約4.5時間	約6.3時間																																																													
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間																																																											
12時間 (不確かさで確認するケース)	100	1.67×10 ⁴	約2.7時間	約4.2時間	2時間	2時間																																																											
24時間 (有効性評価で確認するケース)	52	1.40×10 ⁴	約4.3時間	約6.1時間	2時間	2時間																																																											

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>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より最短約2時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である2時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の</p>	<p>一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>(添付資料5.1.5)</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)の設計として、作動には約1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価においてRCICによる注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、RCICによる注水が可能となることが考えられる。なお、RCICの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時にRCICでの注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、RCICの使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間(2時間)、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間(25分)に対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、POS-Aに比べて約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。</p>	<p>全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前(4. より事象発生から最短約2.7時間)の退避が十分可能である。</p> <p>なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。</p> <p>復旧に際しては放射線汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。</p> <p>6. 原子炉隔離時冷却系による注水について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作(アイソレーション)を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。</p> <p>7. まとめ</p> <p>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。</p> <p>また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約2.7時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果</p>	<p>間を考慮した評価結果。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違【東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7】 ・記載方針の相違【東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・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
<p>抑制効果を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。</p> <p>以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。</p>		<p><u>を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。</u></p> <p><u>以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。</u></p>	

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

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	事故ごとに変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の閉鎖時は、原子炉圧力容器が不要となるが、事故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。	評価項目となるパラメータに与える影響と同様であるため、事故進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の閉鎖時は、原子炉圧力容器が不要となるが、事故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。
事故条件	燃料の容量	約 2,040L	通常時の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、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	—	運転中の残置熱除去系の稼働を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
機器条件	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事故進展に大きく影響しないことから、資源の観点で新しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合、事故進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残置熱除去系(低圧注水モータ)	95㎫/h で注水	低圧注水系の設計値として設定	残置熱除去系の設計値として設定	残置熱除去系(低圧注水モータ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
機器条件	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)	熱交換器1基あたり約800L (原子炉停炉冷却ポンプは冷却能力32℃、海水温度30℃において)	残置熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復は崩壊熱相当の注水を確保することによって実現する。原子炉停炉冷却ポンプは冷却能力32℃、海水温度30℃において)	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)	熱交換器1基あたり約800L (原子炉停炉冷却ポンプは冷却能力32℃、海水温度30℃において)	残置熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復は崩壊熱相当の注水を確保することによって実現する。原子炉停炉冷却ポンプは冷却能力32℃、海水温度30℃において)	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	評価項目となるパラメータに与える影響と同様であるため、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
事故条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	燃料の容量	約 800L	燃料貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事故、安全機能の喪失に対する原因	残置熱除去系機能喪失	運転中の残置熱除去系の故障を想定	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で新しい外部電源なしを設定。発生1時間後(1時間ごとの中央制御室の監視により残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)の停止を確認する時間)に停止を確認する時間により、適切な観点で新しい想定とする。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	—	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で新しい外部電源なしを設定。発生1時間後(1時間ごとの中央制御室の監視により残置熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)の停止を確認する時間)に停止を確認する時間により、適切な観点で新しい想定とする。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器内圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/3)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料貯蔵有効水位まで低下する時間は長くなる。崩壊熱除去機能喪失による異常の発生を起点とする。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料貯蔵有効水位まで低下する時間は長くなる。崩壊熱除去機能喪失による異常の発生を起点とする。運転員等操作時間に与える影響はない。
事故条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の表層を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	原子炉圧力容器の閉鎖状態	事故毎に変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の閉鎖時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。	原子炉圧力容器の閉鎖時は、評価条件と同様であるため、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力が高くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。原子炉圧力が低くなる場合は、崩壊熱除去系(原子炉停炉冷却ポンプ)は、評価条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。
機器条件	燃料の容量	1,180㎥ (合計貯蔵量)	燃料貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180㎥ (合計貯蔵量)	燃料貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器内圧試験などの特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失) (3/3))

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系(低圧注水系)	1,605m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水系)の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)	熱交換器1基当たり約43MW以上(原子炉冷却材温度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(原子炉停止時冷却系)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	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失) (3/3))

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象(安全機能の喪失に対する仮定)	残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しいうち外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136 m ³ /hで注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW(原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の注水機操作開始時間に対し、素部の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素部の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>通常の運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、原子炉注水の系構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく異なる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉注水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認識して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>

第2表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の原子炉注水機操作開始時間に対し、素部の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素部の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく異なる。</p>	<p>通常の運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉注水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認識して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、時間余裕がある。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく異なる。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 (崩壊熱除去機能喪失)) (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水機操作条件	<p>【認知】</p> <p>評価では残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水機操作の開始まで、速がし安全弁の手動減圧操作等を含めて事故発生から2時間後を想定しているが、原子炉注水の必要性を認識することは容易である。よって、評価上の注水機操作開始時間に対し、素部の注水機操作開始時間が早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、別御覧の操作スウィッチによる操作のため、簡易な操作である。また、原子炉注水の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水機操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により異常の認知により原子炉注水の必要性を認識し操作を要することから、評価では事故発生から2時間後の注水機操作開始時間と見なしているが、素部の注水機操作開始時間は大きく異なる。よって、評価上の注水機操作開始時間は大きく異なる。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく異なる。</p>	<p>通常の運転水位から放射線の変動が検出される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉注水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認識して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、時間余裕がある。</p>	<p>崩壊熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の低下を緩和することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく異なる。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系構成に必要なのは約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施されることから、時間余裕がある。</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から3.5時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	-	-	-	プラント停止時の実績から、配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から45分後	状況判断、逃がし安全機能 (自動減圧機能) による原子炉維持操作、状態維持保護系電圧及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧に要する時間を考慮して設定	-	-	-	残留熱除去系 (低圧注水モード) により、原子炉への注水を実施していることから、崩壊熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ、訓練実績では、約20分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧 操作条件	事象発生から2時間30分後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ、原子炉水位回復から30分後としており、このうち、系統構成及びポンプの起動は、所要時間30分想定のところ、訓練実績等では約16分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 5.1.8

炉別	時系列	合計	判定
7号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h × 24h × 7日 × 3台 = 722.672L	7日間の 軽油消費量 約 725kL	7号炉軽油タンク容量は 約1,020kL(注1)であり、 7日間対応可能。
6号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,491.0L/h × 24h × 7日 × 3台 = 752.472L	7日間の 軽油消費量 約 755kL	6号炉軽油タンク容量は 約1,020kL(注1)であり、 7日間対応可能。
1号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の 軽油消費量 約 635kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(注1)であり、 7日間対応可能。
2号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の 軽油消費量 約 635kL	2号炉軽油タンク容量は 約650kL(注1)であり、 7日間対応可能。
3号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の 軽油消費量 約 635kL	3号炉軽油タンク容量は 約650kL(注1)であり、 7日間対応可能。
4号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の 軽油消費量 約 635kL	4号炉軽油タンク容量は 約650kL(注1)であり、 7日間対応可能。
5号炉	事故発生直後から7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,879.0L/h × 24h × 7日 × 2台 = 631.344L	7日間の 軽油消費量 約 635kL	5号炉軽油タンク容量は 約650kL(注1)であり、 7日間対応可能。
その他	1号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃 料タンク(容量約100kL) の残容量(合計)は 約650kLであり、 7日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約 135kL	

添付資料 5.1.8

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.1.9

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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

時系列	合計	判定
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 755.5kL	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 ^{※2} (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 ^{※3} (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		
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) = 約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

- ※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 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。
- ※3 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。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 5.1.8

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 (崩壊熱除去機能喪失))

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,618m³/h × 24h × 7日 × 2台 = 543.648m³	7日間の 軽油消費量 約 700m³	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 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m³/h × 24h × 7日 × 1台 = 155.736m³		
緊急時対策用発電機 1台 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。

備考

- 設備の相違
【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】

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.2 全交流動力電源喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>①「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策と</p>	<p>5.2 全交流動力電源喪失</p> <p>5.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、<u>「外部電源喪失+交流電源喪失」及び「外部電源喪失+直流電源喪失」</u>である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、運転員が異常を認知して、常設代替交流電源設備による電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>P R Aで考慮する設備の相違により、イベントツリーに相違が生じている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>(以降、同様な相違については記載省略)</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、<u>低圧代替注水系 (常設)</u></u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ1台</u>を手動起動し、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)</u>等である。</p>	<p>壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系 (常設)</u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度</u>である。 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する</u>。また、<u>常設低圧代替注水系ポンプ1台</u>を手動起動し、<u>原子炉水位の低下時は低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する</u>。これにより、<u>原子炉水位を通常運転水位付近に維持する</u>。 <u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域) <u>及び低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用)</u> 等である。</p>	<p>る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>である。</p> <p>b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、<u>常設代替交流電源設備、<u>原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系 (常設)</u></u>の準備を開始する。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) 1 個を開操作する。 残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>) 運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力容器温度 (SA)</u> である。 逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能付き</u>) による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力 (SA)、原子炉圧力等である。</p> <p>d. <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水 <u>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後</u>、中央制御室からの遠隔操作により<u>低圧原子炉代替注水ポンプ</u>を手動起動し、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を開始する。これにより、<u>原子炉水位が回復する</u>。 <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位 (広帯域)、代替注水流量 (常設)</u> 等である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了するため、蒸発量に応じた注水を実施することにより、原</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(「崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失[フロントライン]) +崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロントライン]) +崩壊熱除去・注水系失敗」)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS_A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ1台を起動後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁(自動減圧機能)を全閉とする。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>なお、「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス(残留熱除去系の故障(RHRS喪失)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗)は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A_PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転を再開する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失」である。</p> <p>なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、</p>	<p>子炉水位を通常運転水位付近に維持。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>PRAにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 32m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3, 5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする[※]。</p> <p>※ 実操作では低圧代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.1, 5.1.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 23m³/h である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.1.3)</p> <p>(c) 原子炉水位及び原子炉水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする^{※1}。</p> <p>※1 実操作では低圧原子炉代替注水系(常設)の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧原子炉代替注水系(常設)の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>代替原子炉補機冷却系</u></p> <p>伝熱容量は約 <u>23MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において) とする。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>8MW</u> (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として, 「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 事象発生 <u>145分</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>145分</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>代替原子炉補機冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>20時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.5 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.6 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>約 1 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u></p> <p>伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 <u>24MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>32℃</u>において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として, 「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 事象発生 <u>21分</u>までに<u>中央制御室からの遠隔操作</u>により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧代替注水系 (常設)</u> による<u>原子炉注水準備操作は事象発生 25分</u>までに完了するが, <u>原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> は軸受等の冷却が必要となるため, <u>緊急用海水系</u>の準備が完了する事象発生 <u>4 時間 10 分</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2-4 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2-5 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>約 1.1 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し, 事象</p>	<p>(b) <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 <u>15.7MW</u> (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 <u>30℃</u>において) とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として, 「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 事象発生 <u>2時間</u>までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u> による原子炉注水操作は, 事象発生 <u>2時間</u>後から開始する。</p> <p>(c) <u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)</u> は, 軸受等の冷却が必要となるため, <u>原子炉補機代替冷却系</u>の準備が完了する事象発生 <u>10時間</u>後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 <u>5.2.2-1 図</u>に, 原子炉水位と線量率の関係を第 <u>5.2.2-2 図</u>に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後, 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し, <u>事象発生から約 0.9 時間</u>後に沸騰, 蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ, 原子炉注水開始を事象発生 2 時間後としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ, 原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>発生から <u>145 分経過</u>した時点で、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 <u>2.9m</u> 上まで低下するとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>20 時間経過</u>した時点で、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.5 図</u>に示すとおり、<u>有効燃料棒頂部の約 2.9m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.6 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※2 を確保できる水位である<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>145 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設)</u>の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>1 時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>10mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して</p>	<p>象発生から約 <u>1.1 時間後以降</u>は、<u>低圧代替注水系 (常設)</u>により蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>通常運転水位付近</u>に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>4 時間 10 分経過</u>した時点で、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却系</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2-4 図</u>に示すとおり、<u>蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持</u>ことができ、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2-5 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※が維持される水位である<u>燃料有効長頂部の約 1.7m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>25 分後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧代替注水系 (常設)</u>の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建屋原子炉棟 6 階</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>2.2 時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>22mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕があ</p>	<p>を開始し、事象発生から <u>2 時間経過</u>した時点で、<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水を行うことによつて、原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 <u>4.0m</u> 上まで低下するとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を<u>適切</u>に維持することができる。</p> <p>事象発生から <u>10 時間経過</u>した時点で、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系 (<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、<u>第 5.2.2-1 図</u>に示すとおり、<u>燃料棒有効長頂部の約 4.0m</u> 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、<u>第 5.2.2-2 図</u>に示すとおり、必要な遮蔽※²が維持される水位である<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m</u> 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は<u>原子炉建物原子炉棟 4 階の燃料取替機台車床</u>としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。</p> <p>事象発生 <u>2 時間後</u>から、常設代替交流電源設備により電源を供給された<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び<u>原子炉格納容器</u>の安定状態を継続できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における<u>原子炉建物原子炉棟 4 階</u>での作業時間及び作業員の退避は <u>2 時間</u>以内であり、作業員の被ばく量は最大でも <u>20mSv</u> となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して、<u>余裕がある。</u></p>	<p>水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉での運転</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>余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッダ)</u>を使用した<u>使用済燃料プールへの注水</u>について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置</u>にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での<u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上(通常水位から約 2.4m 下)</u>の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	<p>る。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建屋原子炉棟 6階</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)</u>を使用した<u>使用済燃料プールの準備操作</u>について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル及びホースの設置</u>にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、<u>施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料有効長頂部の約 1.7m 上(通常水位から約 3.5m 下)</u>の位置である。 (添付資料 5.1.5, 5.1.7, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(<u>原子炉停止時冷却系</u>)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	<p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において<u>原子炉建物原子炉棟 4階</u>での操作を必要な作業としていないが、<u>燃料プールのスプレイ系(可搬型スプレイノズル)</u>を使用した<u>燃料プールへの注水</u>について仮に考慮し、<u>可搬型スプレイノズル及びホースの設置</u>にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期事業者検査作業時での<u>原子炉建物原子炉棟 4階</u>における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は<u>燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上(通常水位から約 3.3m 下)</u>の位置である。 (添付資料 4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系(<u>原子炉停止時冷却モード</u>)等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作並びに<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)</u>による原子炉除熱操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</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</p>	<p>員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、事象進展に有意な影響を与えられると考えられる操作として、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作についても明記。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>条件は、<u>第5.2.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約22.4MW</u>に対して最確条件は<u>約22MW以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約40℃～約53℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※2}が維持される水位)である<u>有効燃料棒頂部の約2.0m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</p>	<p>条件は、<u>第5.2-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約18.8MW</u>に対して最確条件は<u>約18.8MW未満</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約47℃～約58℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である<u>燃料有効長頂部の約1.7m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>約2.8時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対して<u>ゆらぎがあり</u>、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>低くなる場合がある</u>ため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>短くなる場合がある</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失によ</p>	<p>条件は、<u>第5.2.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の<u>約14.0MW</u>に対して最確条件は<u>約14.0MW以下</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は<u>約29℃～約46℃</u>であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位)である<u>燃料棒有効長頂部の約1.8m</u>上の高さに到達するまでの時間は<u>事象発生から約2.7時間</u>となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位<u>以上であり</u>、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より<u>高くなる</u>ため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は<u>長くなる</u>が、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作ものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h²が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間、有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退</p>	<p>る異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子</p>	<p>点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約40℃～約53℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h^{※2}が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、</p>	<p>炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる[※]。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展</p>	<p>本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。</p> <p>ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる^{※3}。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違【柏崎6/7, 東海第二】島根2号炉の最確条件を記載。 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 実績値の相違【東海第二】島根2号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>145分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、<u>低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>25分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。</u></p> <p><u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため、原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり、沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが、他の並列操作はないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p>	<p>事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から<u>2時間後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については<u>SA低圧母線及び2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧原子炉代替注水系(常設)はSA低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ、原子炉注水開始を事象発生2時間後としている。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系(常設)の準備操作が完了する。

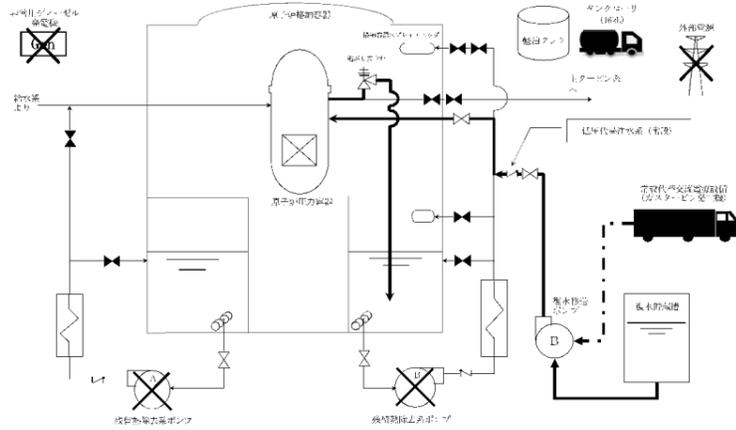
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から <u>20 時間後</u> を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>(b) 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

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>20時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までの必要な要員は</u>、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>16名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の <u>64名</u>で対処可能である。</p>	<p><u>止時冷却系</u>運転による原子炉除熱操作は、事象発生 <u>4時間10分</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水は継続する。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.2.2, 5.2.3)</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>20名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している <u>災害対策要員（初動）</u>の <u>37名</u>で対処可能である。</p>	<p>(<u>原子炉停止時冷却モード</u>)による原子炉除熱操作は、事象発生から <u>10時間</u>後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉への注水を継続する。 (添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり <u>29名</u>である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している <u>運転員、緊急時対策要員等</u>の <u>43名</u>で対処可能である。</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ、原子炉の除熱開始を事象発生10時間後としている。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【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。</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員29名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p>

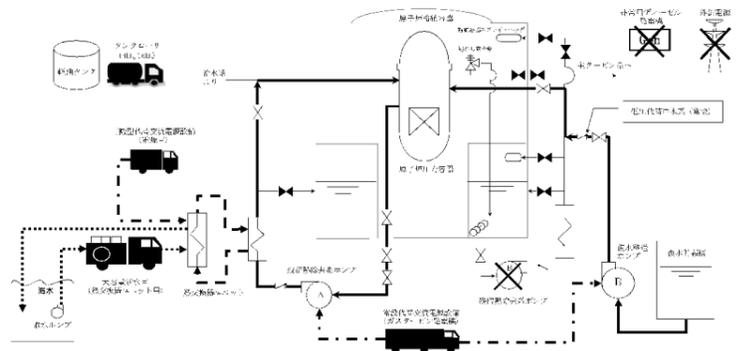
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり約 700m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 1,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水量を保有している。これにより、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。(6 号及び 7 号炉合計約 613kL)</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 90m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水量を保有している。これにより、注水によって代替淡水貯槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置 5 台</u>）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 300m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の継続実施が可能である。</u></p> <p>(添付資料 5.2.3)</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</u></p> <p><u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 53m³の軽油が必要となる。合計約 64m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、これらの使</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は</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>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及び常設代替交流電源設備用燃料タンク(約100kL)にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、6号炉で約1,594kW、7号炉で約1,560kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.5)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.5)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、約3,276kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量は約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.6)</p>	<p>用が可能であることから、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、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8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、約2,406kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.2.5)</p>	<p>非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 電源設備容量の相違。</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>

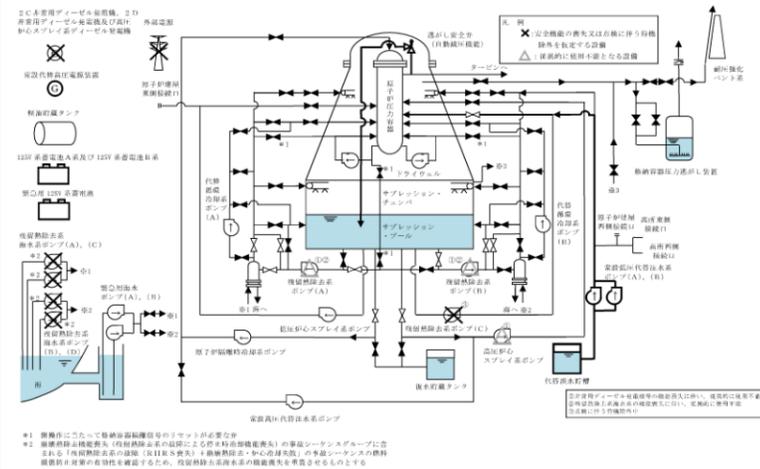
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>P R Aにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>



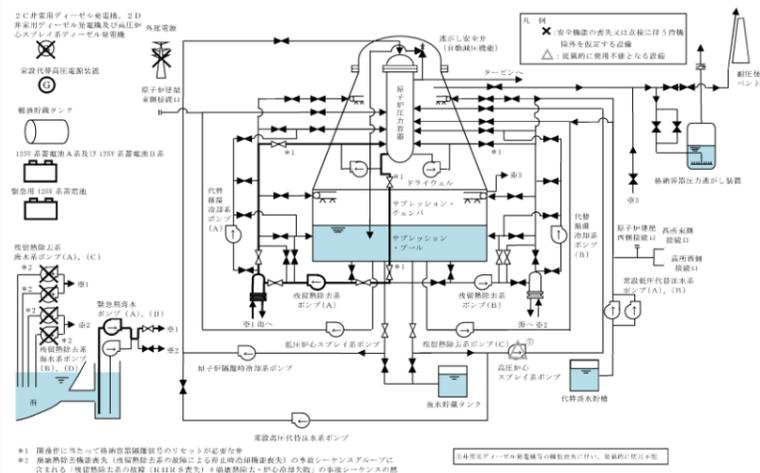
第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)



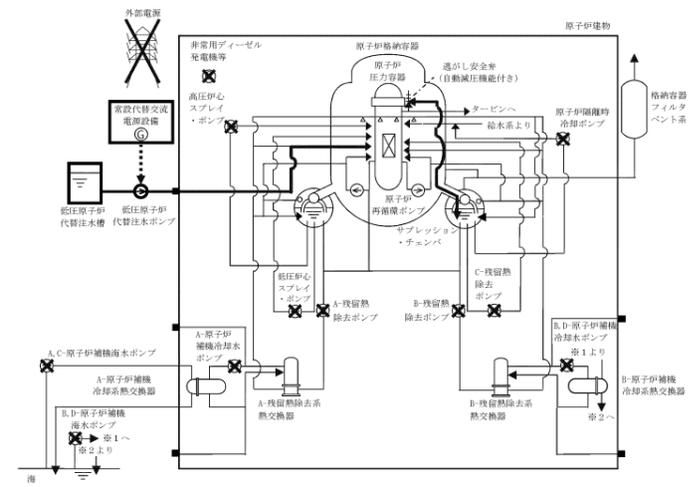
第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)



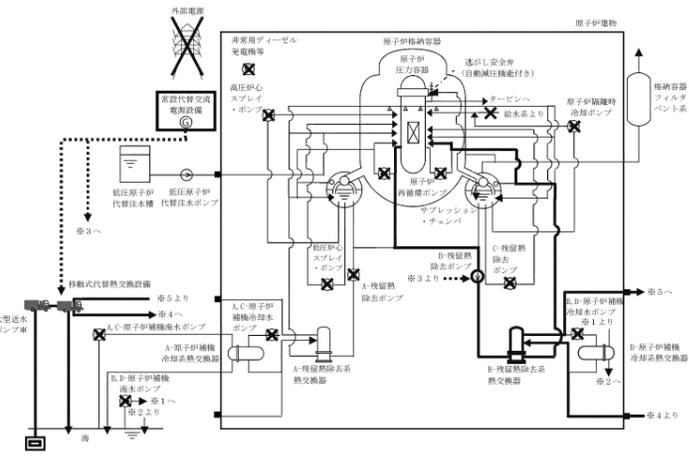
第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



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

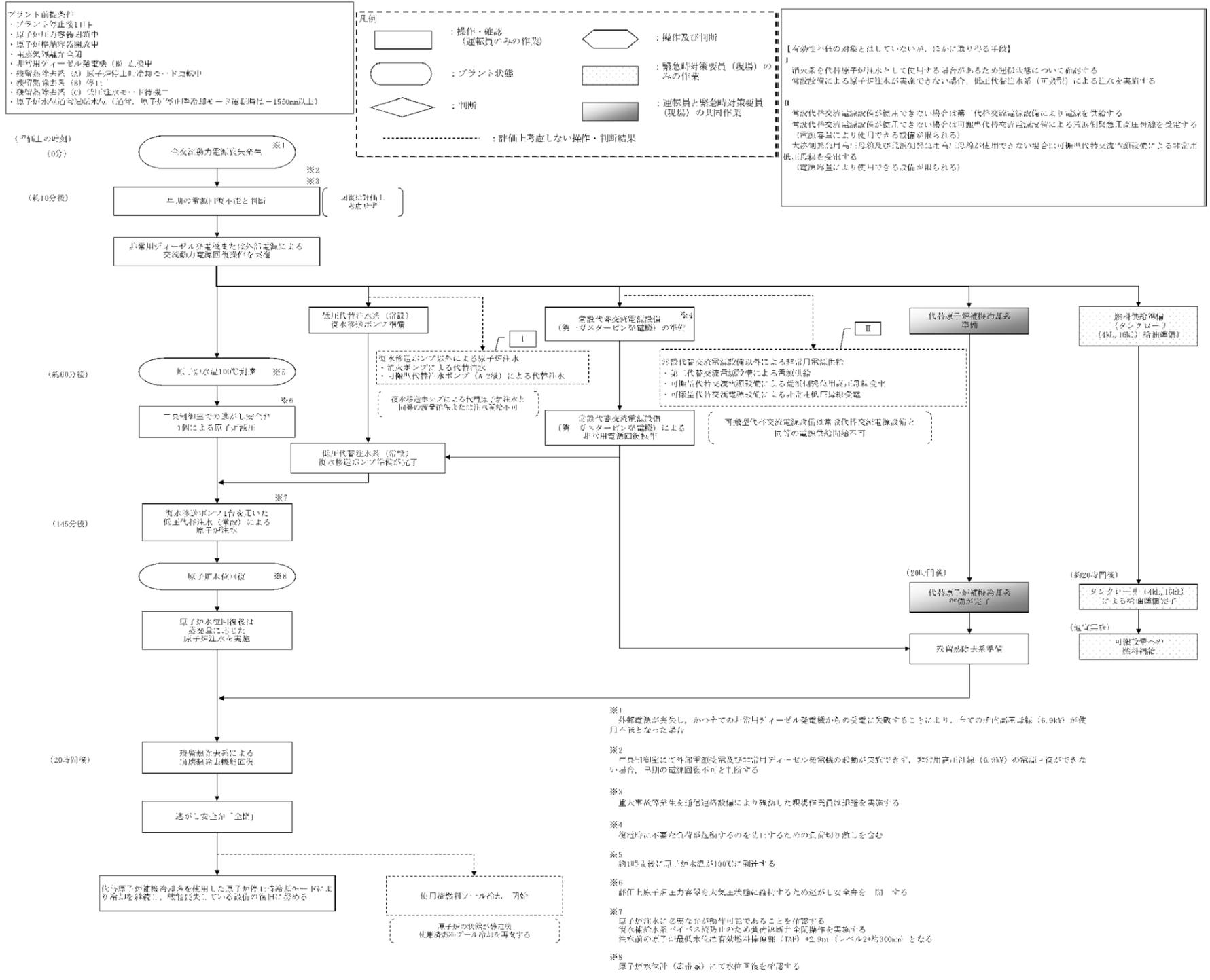


第5.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



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

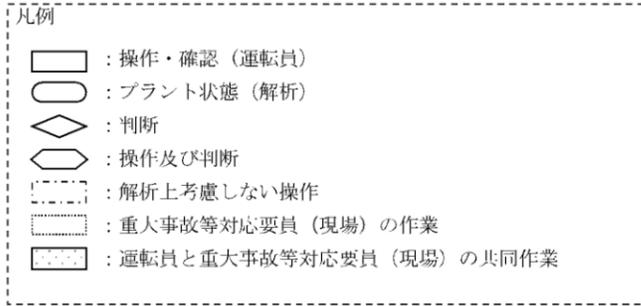
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



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

第 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

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

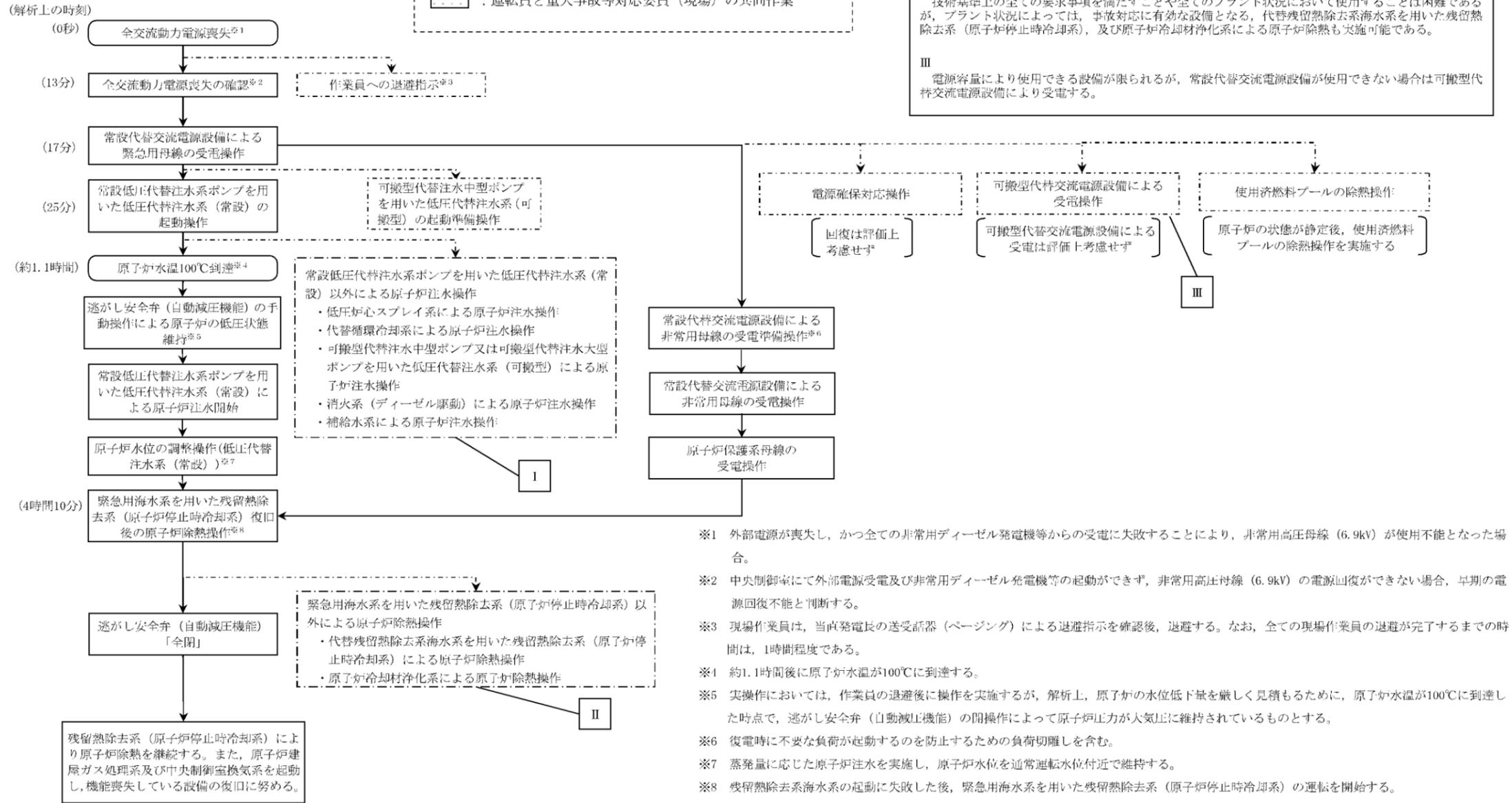


【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

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

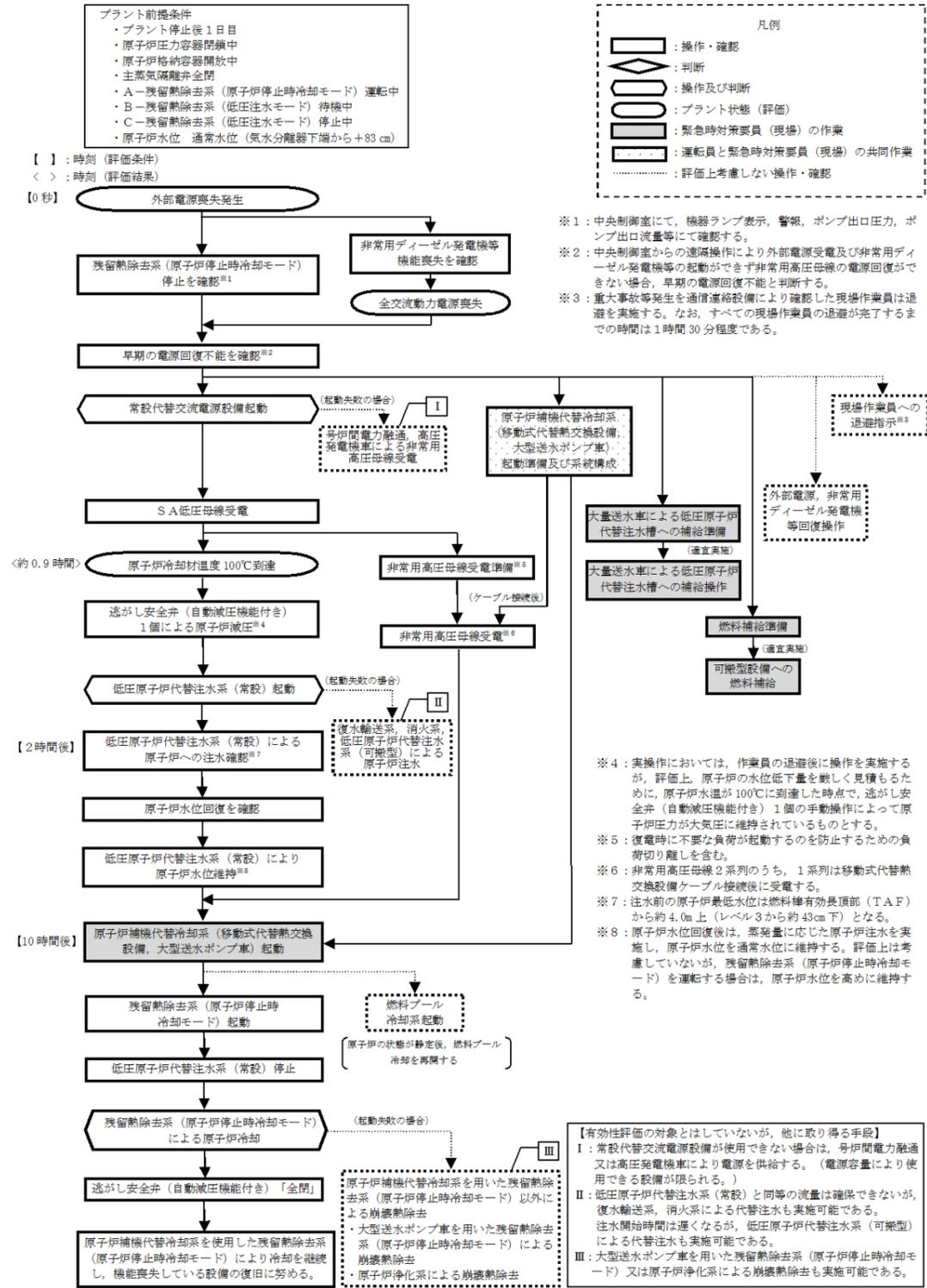
II
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

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



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

第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要



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

5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

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

全交流動力電源喪失

作業項目	実施箇所・必要人員数				備考の内容	経過時間(95%)														備考														
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)			緊急時対策委員 (現場)		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		21	22	23	24										
	6号	7号	6号	7号		6号	7号	20時間 崩壊熱除去機能回復																										
原子炉停止(常時) 注水操作	(1人) A	(1人) a					原子炉停止後、蒸発器に注水																											
冷却準備	-	-	-	-	2人		10分																											
冷却作業	-	-	-	-			10分	120分																								タンクローリ(19L)搬送に応じて逐次冷却タンクから供給		
代替熱交換機運転 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	10分																											
	-	-					300分																											
	-	-			13人 (参集) ※1, ※2	13人 (参集) ※1, ※2	10分																											
	-	-					10時間																											
冷却準備	-	-	-	-	※1 (2人)			140分																								タンクローリ(19L)搬送に応じて逐次冷却タンクから供給		
冷却作業									注水実施																									
代替熱交換機運転 運転	-	-	-	-	※2 (3人)	※2 (3人)			逐次実施																									
原子炉停止(原子炉停止時冷止モード) 蒸留準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-			20分																									
蒸留機運転(原子炉停止時冷止モード) 蒸留操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-			10分																									
	(1人) A	(1人) a								注水実施																								
燃料プール冷卻剤処理 作業(詳細上参照)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-				60分																								
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-				30分																								燃料プール水温(100℃)以下維持要員を確保して対応する
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-				30分																								
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	2人 (その他参集26人)																													

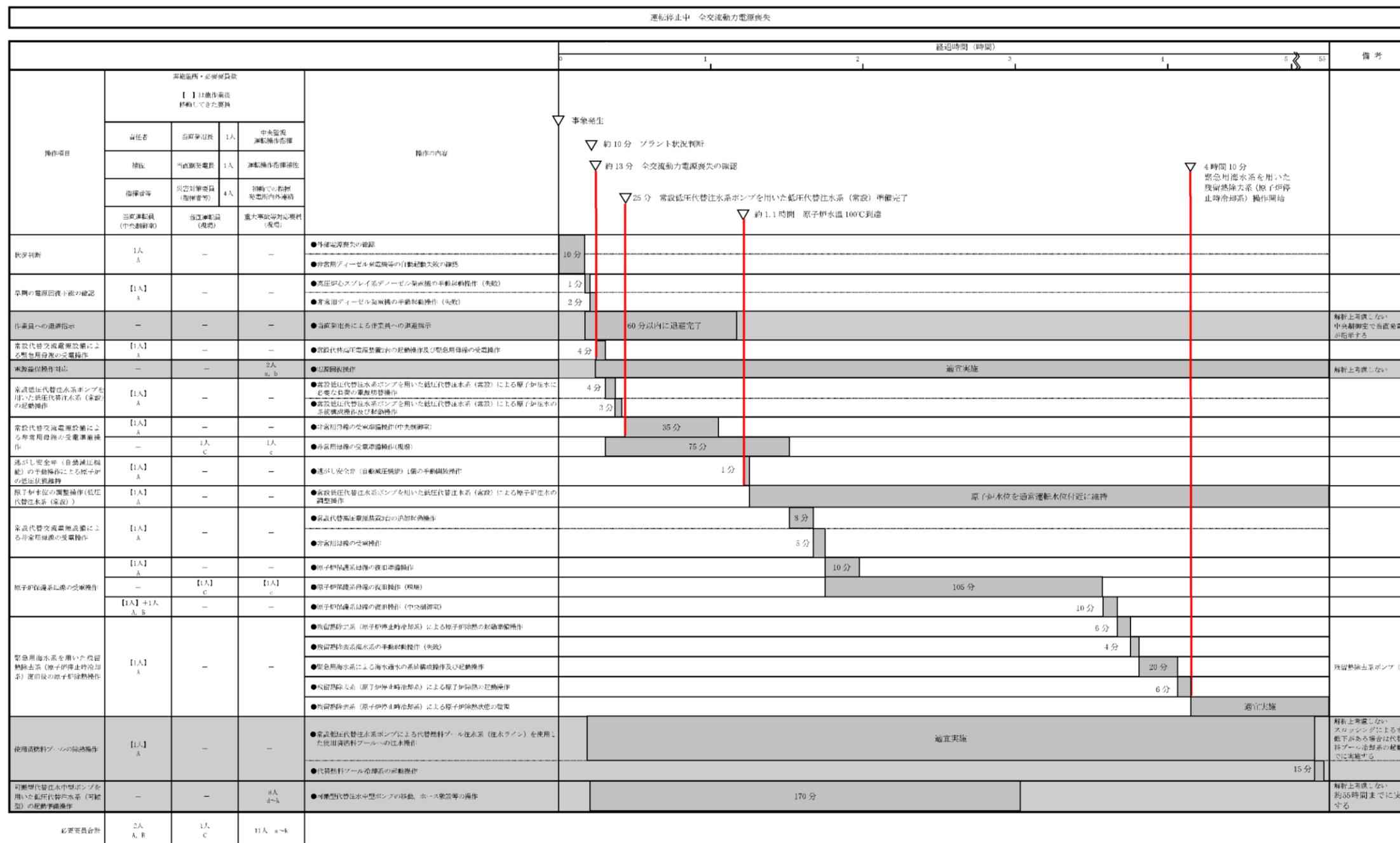
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

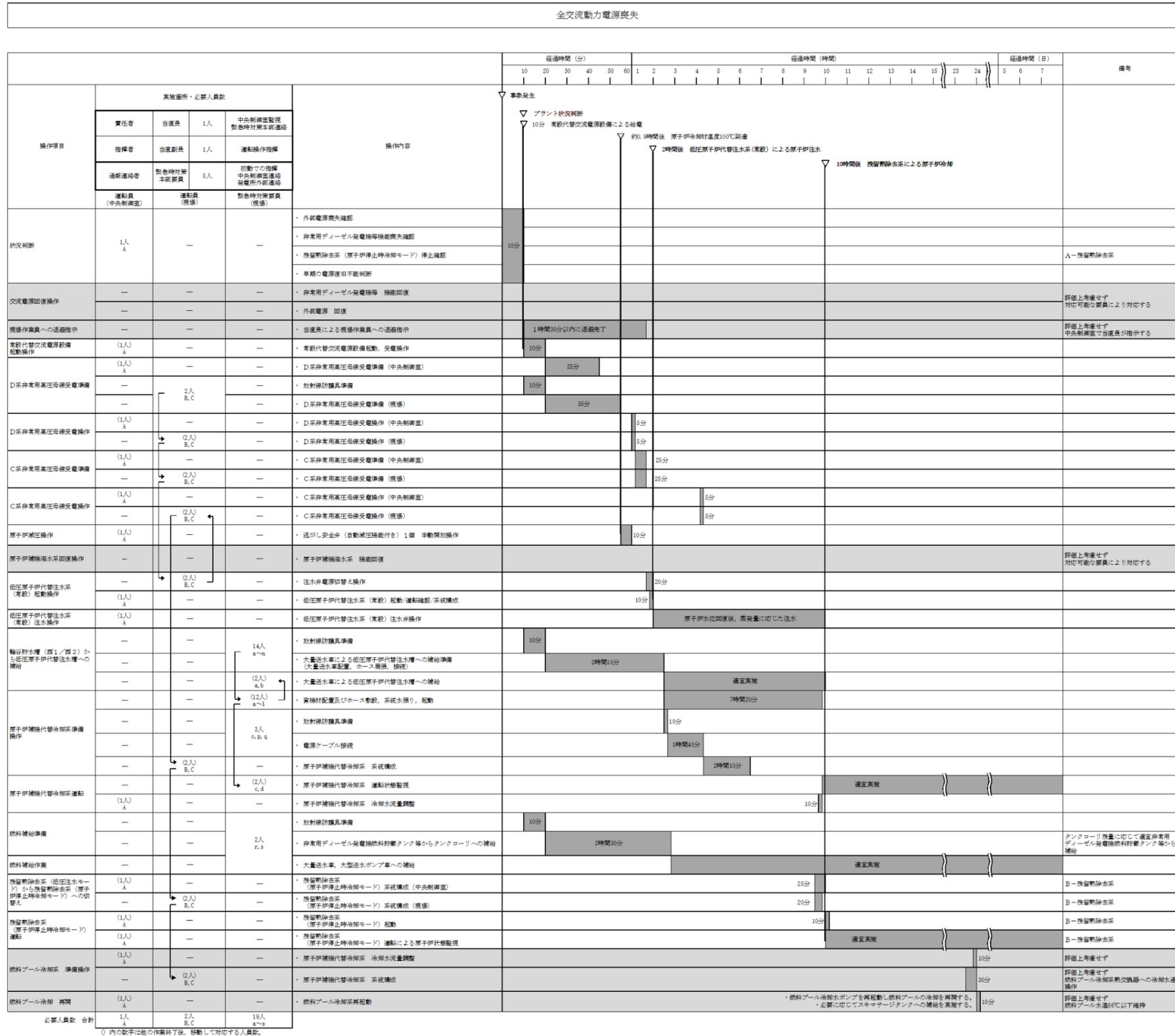
東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

備 考

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

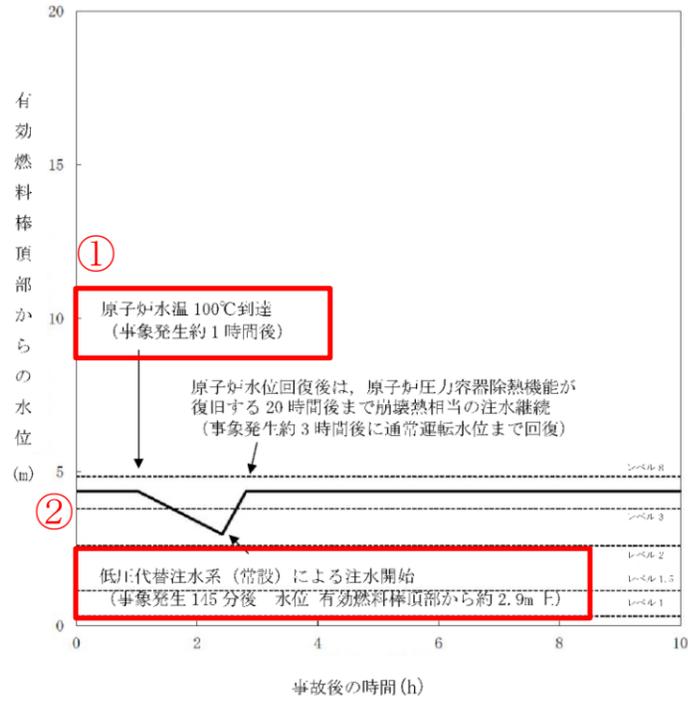


第5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

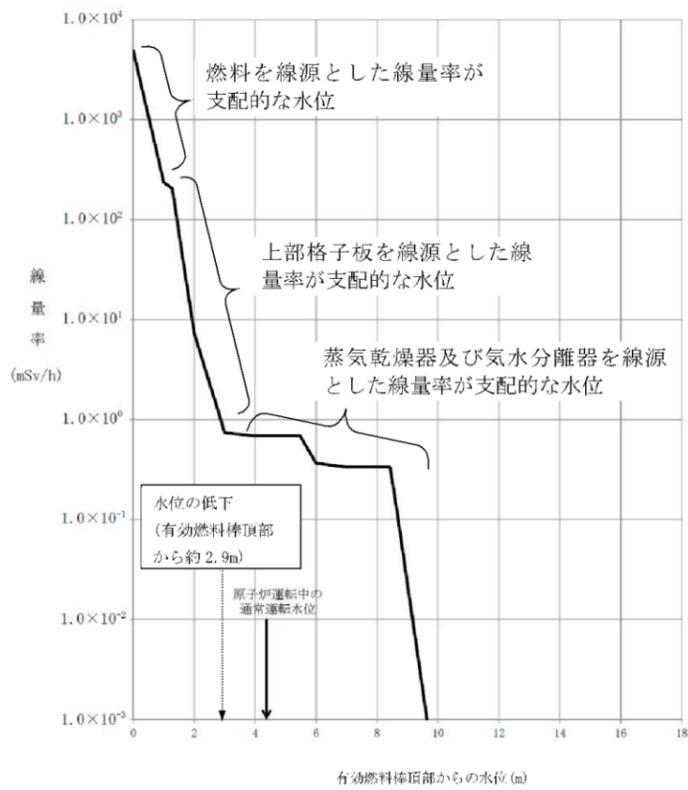


- ・ 評価結果の相違に基づく差異。
 - ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 - ・ 評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 - ・ 体制の相違
- 【東海第二】**
- 島根2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。

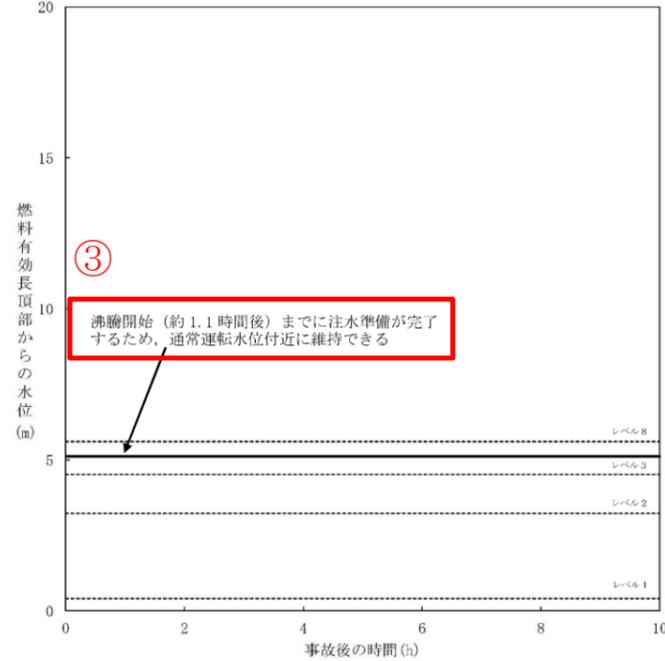
第 5.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間



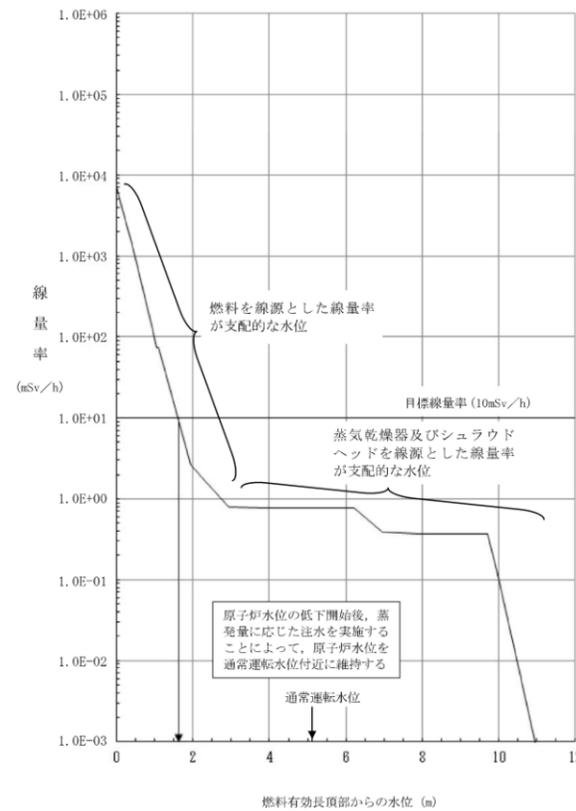
第 5.2.5 図 原子炉水位の推移



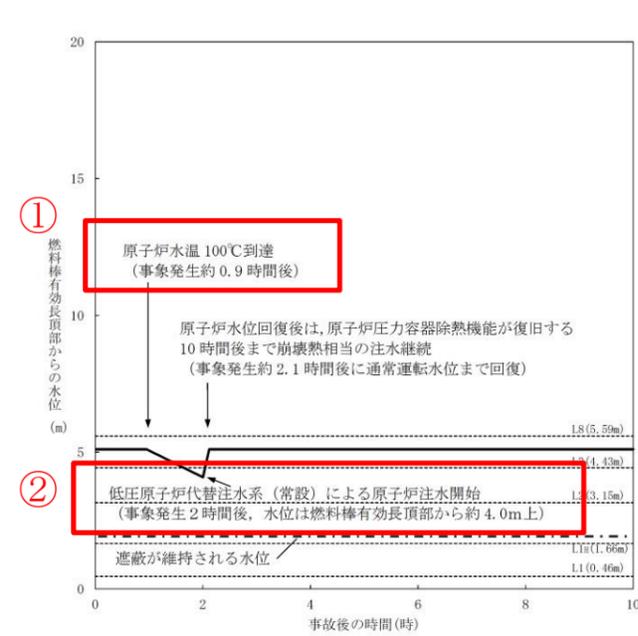
第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率



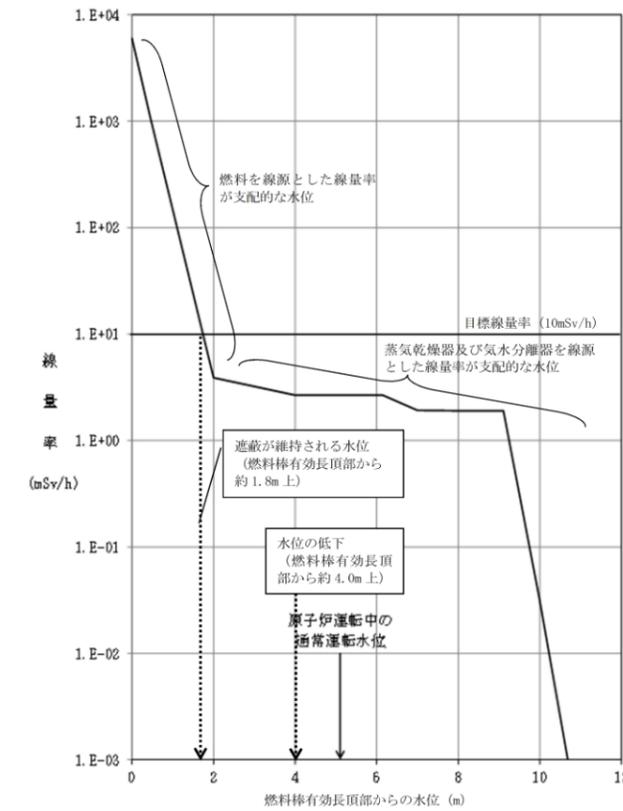
第 5.2-4 図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.2.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.2.2-2 図 原子炉水位と線量率

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

・設備設計及び評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

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

① 【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による残留 熱除去系（原子炉停止時冷却 モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪 失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止 により原子炉水温が 100℃に到達すること から、中央制御室からの遠隔操作により逃がし 安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。 中央制御室からの遠隔操作により常設代替 交流電源設備による緊急用母線への交流電 源供給を開始する。また、常設低圧代替注 水系ポンプ1台を手動起動し、原子炉水位の低 下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉 注水を実施する。	—	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能） による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却 モード）運転による崩壊熱除去機 能回復	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動 減圧機能）*	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による 原子炉注水	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線 への交流電源供給の準備が完了後、中央制御 室からの遠隔操作により緊急用海水系ポン プ1台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動 減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停 止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能） を全閉とする。	常設代替交流電源 設備 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	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水 流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷 却系）運転による崩壊熱除去機 能回復	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線 への交流電源供給の準備が完了後、中央制御 室からの遠隔操作により緊急用海水系ポン プ1台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動 減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停 止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能） を全閉とする。	常設代替交流電源 設備 残留熱除去系（原子 炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口 温度* 緊急用海水系流量（残留熱 除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱 除去系補機）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

②

第 5.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による 残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失 し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	B-115V 系蓄電池*	—
逃がし安全弁による原子炉 の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運 転停止により原子炉水温が 100℃に到達する ことから、原子炉圧力を低圧状態に維持する ため逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個 を開操作する。	B-115V 系蓄電池* SA用 115V 系蓄電池 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* 原子炉圧力容器温度（SA）
低圧代替注水系（常 設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を 施設後、中央制御室からの遠隔操作により低 圧代替注水系ポンプを手動起動し、低圧 原子炉注水（常設）による原子炉注水 を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 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槽	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水水位
残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）運転による 崩壊熱除去機能回復	原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作 により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モー ド）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動 減圧機能付き）を全閉とし、原子炉低圧状態 の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 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 （原子炉停止時冷却モード）】* （原子炉停止時冷却モード）の 維持を停止する。	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温 度】*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

①, ②

本文比較表に記載の差
異以外で主要な差異に
ついて記載。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

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

【東海第二】

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

第5.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

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

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

※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第5.2-2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

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

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

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

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

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

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

① ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

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

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

第 5.2.2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

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

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

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

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除 去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 15.7MW (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃におい て)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低 圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉 注水操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構 成の時間に余裕を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除 去系 (原子炉停止時冷却モード) による原 子炉除熱操作	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モ ード) による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
③島根 2号炉は、低圧原
子炉代替注水系 (常設)
の設計値を設定。
東海第二は、原子炉水
位が低下する前に低圧
代替注水系 (常設) の注
水準備操作が完了する
ため、蒸発量に応じた注
水流量を設定。

【東海第二】
④東海第二は、原子炉水
位が低下する前に低圧
代替注水系 (常設) の注
水準備操作が完了する
ため、注水準備操作と注
水操作を分けて記載。

【柏崎 6/7, 東海第二】
⑤島根 2号炉は、原子炉
補機代替冷却系の準備
時間を踏まえ、原子炉の
除熱開始を事象発生 10
時間後としている。

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

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

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	評価条件	最確条件	評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理下限値の容量として事故発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
重大事故等対策に関する事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統の故障原因として外部電源喪失を想定するものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失、残留熱除去系係水系の機能喪失	—	全ての非常用ディーゼルの機能を想定。また、残留熱除去系係水の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合はこれを条件として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
重大事故等対策に関する機器条件	外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
	低圧代替注水系 (常設) の原子炉注水量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発熱に心した原子炉注水量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。
緊急用海水系を用いた残炉停止時冷却による原子炉除熱量	緊急用海水系	熱交換器1基当たり約100t/h	熱交換器1基当たり約200t/h	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去能力を確保し、過去の実績を参考とする観点で、過去の実績を参考とする高めの海水温度を設定	評価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ない。	—
	炉停止時冷却系) による原子炉除熱量	—	—	—	—	—

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

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

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

項目	運転条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作時間	条件設定の考え方					
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	事故発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去による原子炉冷却機飽和後を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去の時間は、事故発生から約20時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	プラント停止時の真相から、配管の腐食進展を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
各機器への給油 (電源車、人昇車送水車 (熱交換器ユニット用) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫内からタンクローリ (HLL16SL) への運送) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫内からタンクローリ (HLL16SL) への運送) については、所要時間は約180分、冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫内からタンクローリ (HLL16SL) への運送) については約111分と実施可能なことを確認した。各機器の燃料が枯渇しない時間余裕 (許容時間) 以内で実施することとしている。冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫内からタンクローリ (HLL16SL) への運送) については、所要時間は約108分、冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫内からタンクローリ (HLL16SL) への運送) については約111分と実施可能なことを確認した。許容時間内での作業が実施可能であることを確認した。							

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (3 / 5)

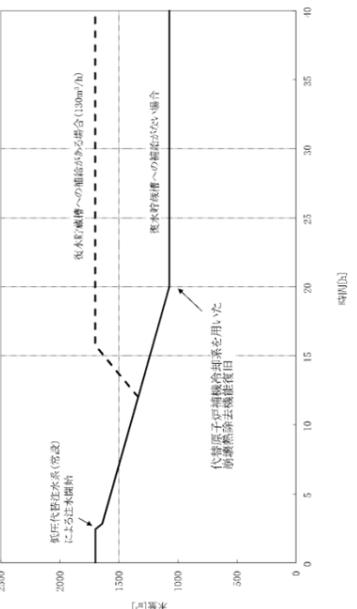
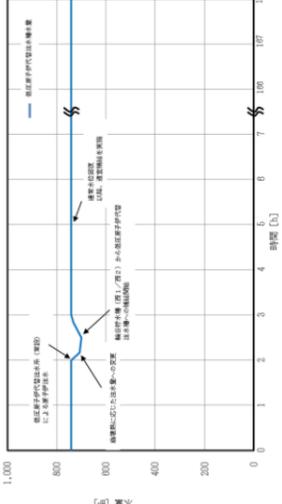
項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水による原子炉注水	事故発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	操作の不確かさ要因 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与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

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(運転停止中(全交流動力電源喪失))(4/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作期間	条件設定の考え方					
原子炉補機代替金組立運転操作条件	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源喪失時発生用が、ベータ炉島常運転による非常用電源供給の確保ができていない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより原子炉補機代替金組立の準備を開始する手順としているため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 原子炉補機代替金組立の準備操作は、中央制御室での操作を行う運転員、現場にて非操作を行う運転員、現場にて大型送水ポンプ車による移動式熱交換設備への海水補給、移動式代替熱交換設備による冷却水供給のホース搬送、接続等を行う専任の緊急時作業員(現場)が配属されている。ホース搬送、接続等は現場にて緊急時作業員(現場)が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまでの期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【特性】 原子炉補機代替金組立に用いる大型送水ポンプ車、移動式代替熱交換設備は車組であり、自主にて作業現場へ移動することを想定している。何に当該設備の外部電源が起因する場合には、アクセスポートの障害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスポートを仮復旧できる体制としており、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 緊急時作業員(現場)の準備操作は、各機器の設置作業及びポンプ・スライスタッチ類の移動時間を含めて7時間20分の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏まえると、より早期に準備操作が完了する見込みである。また、運転員(現場)の行う準備系設備は、移動作業が並行的かつ同時並行的に実施されており、作業を並行して実施することにより、操作開始時間に与える影響はない。</p>	<p>原子炉補機代替金組立の準備期間を考慮して設定</p>	<p>事象発生10時間後</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>準備操作は想定より早く完了することにより、操作開始時間に与える影響は大きくなる。</p>	<p>操作開始時間は評価上の想定より早く完了する見込みがあるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生約10時間後の操作であるため、準備期間が確保できると考えられる。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替水系(常設)による原子炉への注水は確保される。</p>	<p>評価上は作業成立性を確保する観点から10時間後としており、準備操作の遅延及びポンプ・スライスタッチ類の故障は、所定時間7時間20分程度では、影響はない。また、運転員による常設代替熱交換設備による冷却水供給の確保、緊急時作業員(現場)による大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給、緊急時作業員(現場)による準備操作の完了を踏まえて、準備操作が完了している状態であることを確認した。</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(運転停止中(全交流動力電源喪失))(5/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	影響評価等
	評価上の操作期間時間	条件設定の考え方					
原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生後10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	【他の並列操作有無】 緊急時対策要員(保身)による準備操作は、低圧原子炉代替冷却系への準備は係るが運転員による準備操作は異なる影響はないことから、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の複雑さ】 緊急時対策要員(現場)、運転員の現場操作は、操作の慣習性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時停止時冷却モード)による原子炉補機代替冷却系への準備操作	事象発生後10時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去(原子炉停止時停止時冷却モード)による原子炉補機代替冷却系への準備操作を考慮して設定	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去による原子炉停止時冷却モード運転操作は、原子炉補機代替冷却系運転操作に引き継ぎ実施する操作であり、運転員による準備時間は、事象発生から約10時間あり時間余裕がある。	運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することによって準備時間が短くなる可能性があることから、運転員等に与える影響は大きくない。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から10時間後の操作であるため、準備期間が短縮できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替冷却系(常設)による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を満たす事象発生から10時間後としており、系統構成及びポンプの起動は、所要時間35分程度から、約19分程度を要する見込みである。準備操作が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替冷却系への準備操作	事象発生後2時間30分以上	低圧原子炉代替冷却系への準備操作は、原子炉停止時停止時冷却モードによる準備操作に引き継ぎ実施する操作に必要ない作業を考慮して設定	評価上は作業成立性を満たす事象発生から2時間30分以上経過しているが、低圧原子炉代替冷却系への注水は、準備期間から約10分程度を要する見込みである。準備操作が実施可能なことを確認した。	-	-	-	評価上は作業成立性を満たす事象発生から2時間30分以上経過しているが、低圧原子炉代替冷却系への注水は、準備期間から約10分程度を要する見込みである。準備操作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)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>○水源※ 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。 原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱に相当する水量 (最大 33m³/h) の原子炉注水を実施する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い、その後、約 33m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまでに合計約 700m³ の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。 (150m³/h × ((169min-145min)÷60) + 33m³/h × (20h - (169min÷60)) ≈ 700m³)</p> <p>※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す。 停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水量以上(約 700m³)の淡水は確保するため、対応可能である。</p>  <p>添付資料 5.2.3</p>	<p>添付資料 5.2.4</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(運転停止中 全交流動力電源喪失)</u></p> <p>1. 水源に関する評価 ① 淡水源(有効水量) ・代替淡水貯槽：約 4,300m³</p> <p>2. 水使用パターン ① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生約 1.1 時間後、崩壊熱に相当する流量で、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作を実施する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止する。</p> <p>3. 時間評価 原子炉注水によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。 事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。 この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³である。</p> <p>4. 水源評価結果 時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 5.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</u></p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水貯槽：約 740m³ 輪谷貯水槽(西1/西2)※：約 7,000m³(約 3,500m³×2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)</p> <p>○水使用パターン ① 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生 2 時間後から、原子炉水位回復まで最大流量(200m³/h)で注水する。原子炉水位回復後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ② 輪谷貯水槽(西1/西2)から低圧原子炉代替注水貯槽への移送 事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水貯槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生後から 2 時間後から低圧原子炉代替注水貯槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水貯槽水量は減少する。 事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水貯槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水貯槽水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から、残留熱除去系の運転を開始し、以降は安定して冷却することができる。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約 300m³必要となる。低圧原子炉代替注水貯槽に約 740m³及び輪谷貯水槽(西1/西2)に約 7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> 	<p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

炉号	時系列	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh (燃費は保守的に最大負荷時を想定)	6,7号炉軽油タンク各約 1,020m ³ (空)及びガス タービン発電機燃料タンク 約1,020m ³ の容量(合 計)を1,000m ³ で、 約20m ³ であり、 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 代替原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh (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652m ³
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh×24h×7日×2台=631,344kWh (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652m ³
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動。 1,879kWh×24h×7日×3台=631,344kWh (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652m ³
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh×24h×7日×2台=631,344kWh (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652m ³
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh×24h×7日×2台=631,344kWh (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652m ³
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。 1,879kWh×24h×7日×2台=631,344kWh (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652m ³
その他	5号炉原子炉建屋内部緊急時対策用電源装置 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 451kWh×24h×7日=7,560kWh モニタリングポスト用発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9kWh×24h×7日×3台=4,536kWh	7日間の 軽油消費量 約133m ³

※1 事故収束に必要な非常設代替交流電源装置は2台であるが、保守的に非常設代替交流電源装置3台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常設代替交流電源装置は1台であるが、保守的に非常設代替交流電源装置2台を起動させて評価した。
 ※3 事故収束に基づく消費量。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.2.5

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

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

添付資料 5.2.4

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 (全交流動力電源喪失))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0652m ³ /h×24h×7日×1台=10.9536m ³	7日間の 軽油消費量 約 64m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m ³ であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m ³ /h×24h×7日×1台=52.08m ³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m ³ /h×24h×7日×1台=351.12m ³	7日間の 軽油消費量 約 352m ³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m ³ であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約 8m ³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m ³ であり、7日間対応可能

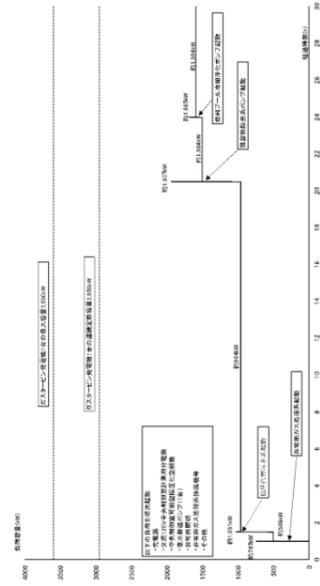
・設備設計の相違
 【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<6号炉>

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



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系風分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料 5.2.5

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 5.2.5]

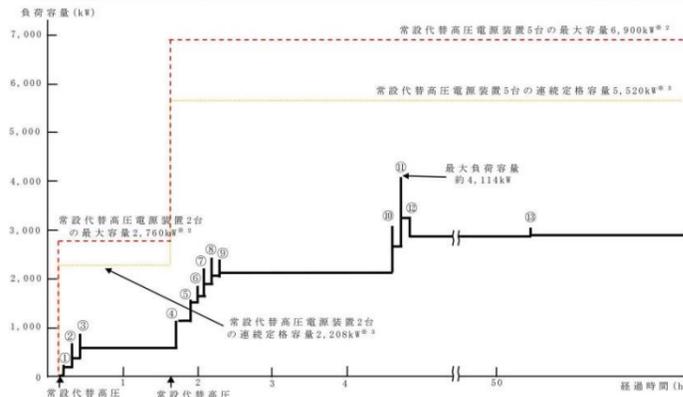
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.2.6

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト 【電源設備:常設代替高圧電源装置】

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



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

島根原子力発電所 2号炉

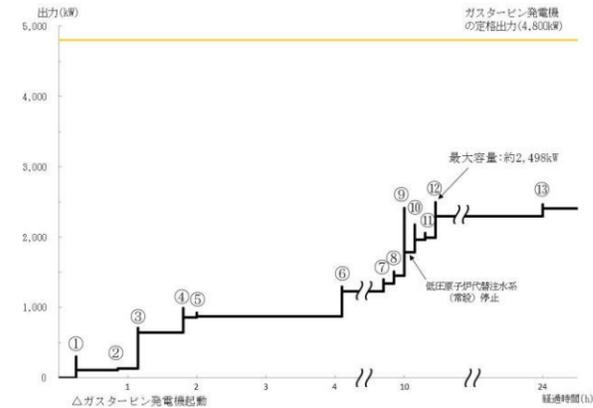
添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 (全交流動力電源喪失))

主要負荷リスト

電源設備:ガスタービン発電機 定格出力:4,800kW

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



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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

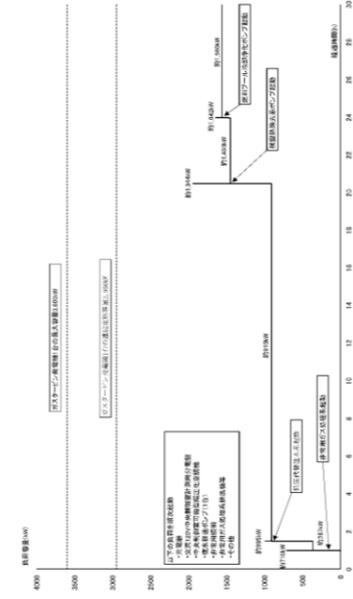
常設代替交流電源設備の負荷 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

<7号炉>

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

*非常用ガス処理系漏分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

添付資料 5.2.5



負荷積算イメージ