

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p> <p>7.4.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「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」、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]<sup>※1</sup>）＋崩壊熱除去・注水系失敗」、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」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>※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</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（低圧注水モード）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（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子</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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、燃料損傷防止対策の有効性に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」、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」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、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し、保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下が継続し、燃料が露出することで燃料損傷に至る。</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、対策の有効性評価には、崩壊熱除去機能に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子</p>	<p>・柏崎はPRAにおいて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を緩和設備として期待しているため、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 が抽出されている。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>炉停止時冷却モード)による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。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「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第7.4.1-1 図及び第7.4.1-2 図に、手順の概要を第7.4.1-3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、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 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.4.1-4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、14 名で対処可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認          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。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。          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          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。          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          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>炉停止時冷却系)による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第5.1-1 図に、対応手順の概要を第5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第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、必要な要員は、初動対応要員7 名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は、発電長1 名、副発電長1 名、運転操作対応を行う運転員3 名、通報連絡等を行う災害対策要員2 名である。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、初動対応要員7 名で対処可能である。</p> <p>a. 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認          1 時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断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>b. 作業員への退避指示          発電長は、崩壊熱除去機能の喪失を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員へ避難指示を行う。</p> <p>(添付資料5.1.1)</p> <p>c. 崩壊熱除去機能の回復操作          対応可能な要員にて崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>d. 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          崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。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 弁を開操作する。          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>e. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）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中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p>	<p>・柏崎6／7号は、原子炉補機冷却系により非常用DGとRHRを冷却しているため、全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失を想定。</p> <p>・東海第二は非常用DGとRHRの補機冷却系が独立しているため、全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失は想定していない。原子炉補機冷却系の喪失は、本事故シーケンスグループの燃料損傷防止対策が有効である。</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は確認される。</p> <p>・柏崎は、1 時間毎の巡視により崩壊熱除去機能喪失を確認することを、フローチャートに記載。</p> <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</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          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。          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>7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価          (1) 有効性評価の方法          本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウ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、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件          本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.1-2 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>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>f. 原子炉保護系母線の受電操作          非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。</p> <p>g. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却          待機中の残留熱除去系（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（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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。          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。</p> <p>h. 使用済燃料プールの冷却操作          対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</p> <p>5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価          (1) 有効性評価の方法          本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし、崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（RHR 喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（POS）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のPOSも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件          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>・東海第二は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の格納容器隔離弁を開にするに当たって、原子炉保護系母線の受電が必要</p> <p>・東海第二は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成に現場操作が必要</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(a) 原子炉压力容器の状態            原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压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            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。            なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約37m<sup>3</sup>/hである。</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<sup>※2</sup>。            ※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) 起因事象            起因事象として、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            起因事象の想定により、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>(a) 原子炉压力容器の状態            原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、原子炉压力容器未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱            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。この時の崩壊熱は約18.8MWである。            なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約27m<sup>3</sup>/hである。            (添付資料5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温            原子炉の初期水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉初期圧力            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、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開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<sup>*</sup>。            ※：実操作では待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象            起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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) 安全機能の喪失に対する仮定            起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源            外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。            外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し、格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため、崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため、事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは、事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。</p>	<p>・東海第二は、認知と運転員操作に要する時間の観点から、事象発生1時間後に外部電源喪失が発生するとしている。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）            残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は954m<sup>3</sup>/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、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果            本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第7.4.1-5図に、原子炉水位と線量率の関係を第7.4.1-6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。            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<sup>※3</sup>。</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。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>事象発生1時間以降は、原子炉保護系電源の復旧等、運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。            （添付資料5.1.7）</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）による原子炉注水流量            残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は1,605m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量            伝熱容量は、熱交換器1基当たり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) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して、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の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図に示す示す。</p> <p>a. 事象進展            事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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1.1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。1時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し、事象発生から2時間後に、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を行う。            事象発生から4時間40分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復することによって、原子炉水温は低下する。</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第7.4.1-5 図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約3.3m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第7.4.1-6 図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>※4</sup> が維持される水位である有効燃料棒頂部の約2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。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、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※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原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m 上（通常水位から約2.4m 下）の位置である。</p> <p>7.4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>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7.4.1-2 表に</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.1-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約4.2m 上まで低下するに留まり、燃料の冠水は維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第5.1-5 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h<sup>*</sup>が維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m 上まで低下することはないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒挿入状態が維持されるため、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（原子炉停止時冷却系）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>※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/h と設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時の、重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、この操作の所要時間は2.1時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟6階への移動時間を含む）以内であることから、被ばく量は最大でも21mSv となる。この被ばく量は、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>また、作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも、事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため、原子炉建屋原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。</p> <p>なお、必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/h は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv/h）に対しても余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料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、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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<sup>※4</sup>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</p>	<p>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、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、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 18MW 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、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃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初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなるが、原子炉への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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約+126cm）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約+122cm～+132cm）がある。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初期水位より低くなる場合があり、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの、原子炉への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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期圧力は、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く、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、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は原子炉初期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ため、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未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとし</p>	<p>・東海第二は、設定値より最確条件の値の方が低いため、最確条件とした場合、時間余裕が長くなる。このため、本項目においては原子炉初期水温を 100℃とした場合の不確かさを記載していない。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h<sup>*4</sup> 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<sup>*4</sup> 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</p>	<p>て、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の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く、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放状態の場合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く、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 18MW 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、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。また、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燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から 12 時間後（POS-S 原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）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 3.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 5.3 時間となり、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、原子炉への注水操作に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 43℃～51℃ 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初期水温より低くなることから、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約+126cm）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約+122cm～+132cm）がある。本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原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期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>初期条件の原子炉初期圧力は、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</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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<sup>※5</sup>。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※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（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p>	<p>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。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、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。</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未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は、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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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する。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（低圧注水系）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2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を認知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、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。</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は、運転員等操作時間に与える影響として、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお、<b>運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は、警報により事象発生を検知可能であり、待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが、本評価ではこれに期待しないこととする。</b></p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p>	<p>・東海第二は、警報によるRHRの故障の認知に期待した場合についても記載。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約5時間であり、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</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>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、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、「7.4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、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。</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、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。</p>	<p>操作遅れによる影響を把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約6.3時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は2時間であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</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、評価条件等の不確かさ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>5.1.4 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初動対応要員は、「5.1.3(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり7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」で示す運転員及び災害対策要員の37名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（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、必要な水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の対応が可能である。</p> <p>b. 燃 料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心ス</p>	<p>・設備の違い。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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)</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>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>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(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、有効燃料棒頂部の冠水、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>プレイ系ディーゼル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130.3kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心プレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.1.8)</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。</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(原子炉停止時冷却系)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、待機中の残留熱除去系(低圧注水系)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「残留熱除去系の故障(RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び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、燃料有効長頂部の冠水、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、運転員及び対策本部要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を期待しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<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>以上のことから、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、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による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>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

概要及び操作	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】 【駆動タンク】	-	【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番を開操作する。	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圧力が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により停機している残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉圧力を回復する。	【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(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】

【 】：重大事故等対処設備 (設計条件仕様)

10-7-4-66

第5.1-1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 (1/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の停止確認	・崩壊熱除去機能が喪失していることを、1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。	-	-	【残留熱除去系系統流量】 *1 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 *1 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 *2 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 *3 【残留熱除去系海水系系統流量】 *4
作業員への退避指示	・発電機は、崩壊熱除去機能の喪失を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う ・対応可能な要員にて崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。	-	-	-
崩壊熱除去機能の回復操作	・崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。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弁を開操作する。	-	-	-
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		逃がし安全弁(自動減圧機能) 所内常設直流電源設備	-	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)

\*1：残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知  
 \*2：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器バイパス弁の開閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知  
 \*3：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の開閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知  
 \*4：残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

5.1-18

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 5.1-1 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 (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
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>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中の残留熱除去系 (低圧注水系) を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</li> <li>非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。</li> <li>待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) 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 (原子炉停止時冷却系) への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。</li> <li>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。</li> </ul>	【残留熱除去系 (低圧注水系)】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【残留熱除去系系統流量】	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【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】 【残留熱除去系海水系系統流量】
原子炉保護系母線を受電操作		【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【残留熱除去系系統流量】	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【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】 【残留熱除去系海水系系統流量】
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉冷却		【残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【残留熱除去系系統流量】	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【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】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</li> </ul>	ー	ー	ー

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準設備)  
 [ ]：有効性評価上考慮しない操作

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.4.1-2 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
初期条件	原子炉圧力容器の状態	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*)
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータータスカート下端 から+119cm)
	原子炉水温	52℃
	原子炉圧力	大気圧
事故条件	起因事象, 安全機能の喪失に対する仮定	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

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

※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

10-7-4-67

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	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	
	崩壊熱	約 18.8MW ANS1/ANS-5.1-1979 (9×9燃料 (A型), 燃焼度 33Gwd/t, 原子炉停止1日後*)	
	原子炉初期水位	通常運転水位 (セパレータータスカート下端から+126cm)	
	原子炉初期水温	52℃	
	原子炉初期圧力	大気圧	
	サブプレッション・ブール水温	32℃	
	起因事象	残留熱除去系機能喪失	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	
	事故条件	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

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

5.1-20

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.4.1-2 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 <sup>3</sup> /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	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)  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

10-7-4-68

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) による原子炉注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱量	熱交換器1台当たり 43MW (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	残留熱除去系の設計値を設定  残留熱除去系の設計値を設定  事象発生時の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定

5.1-21

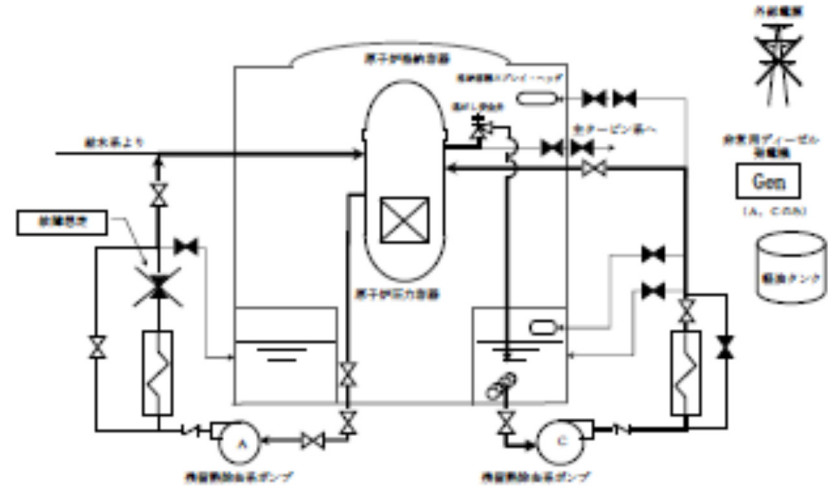


赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

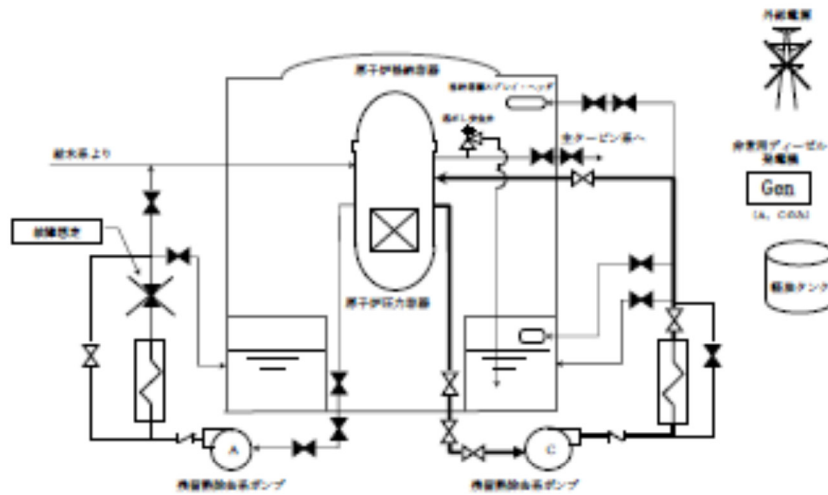
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

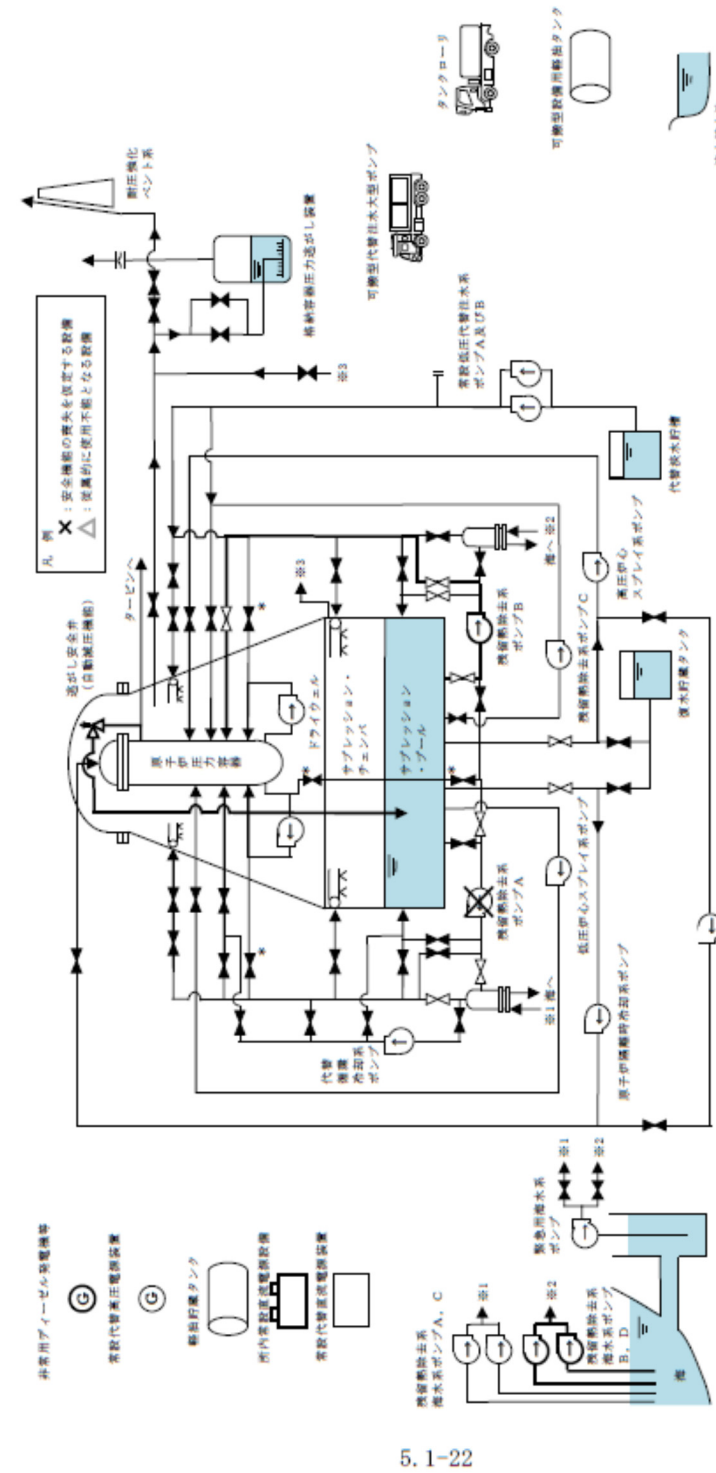


第7.4.1-1図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)  
 (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第7.4.1-2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)

10-7-4-79



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 (低圧注水系))

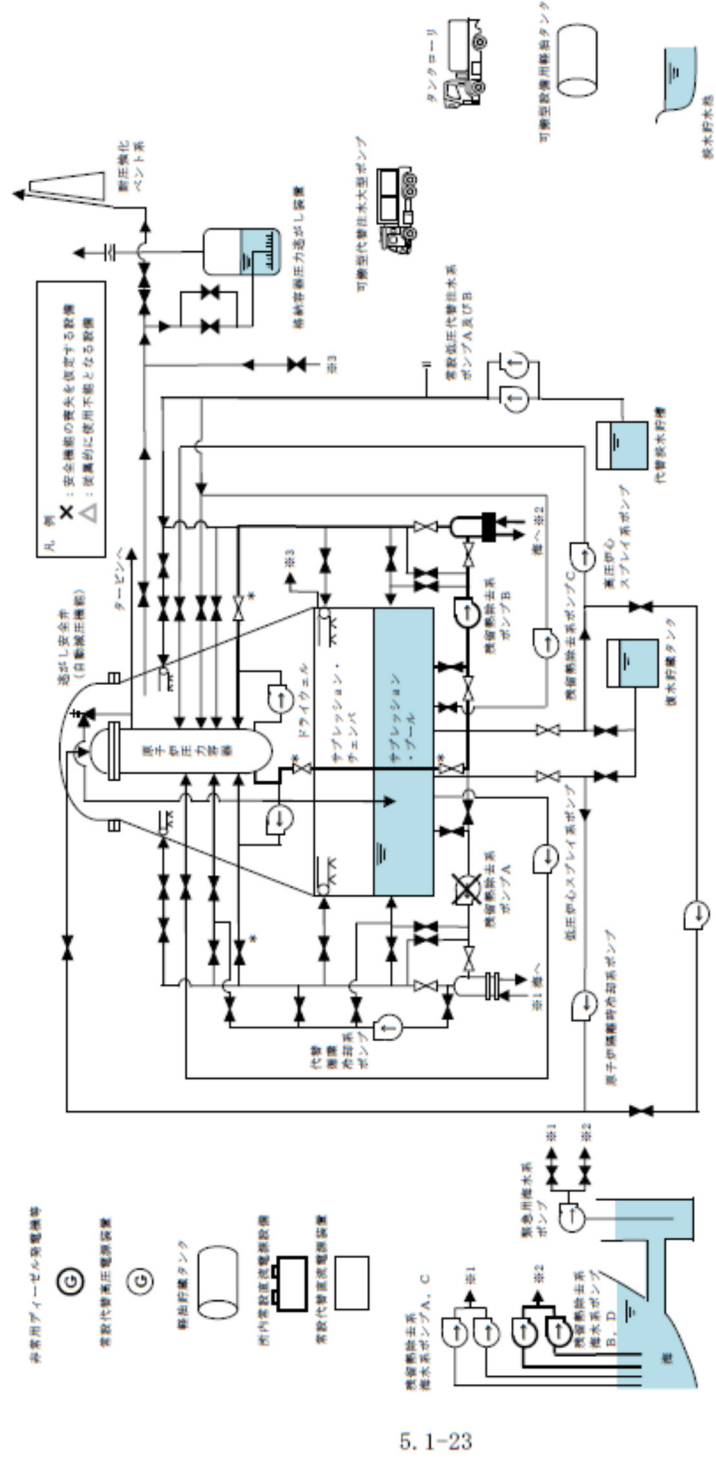
5.1-22

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

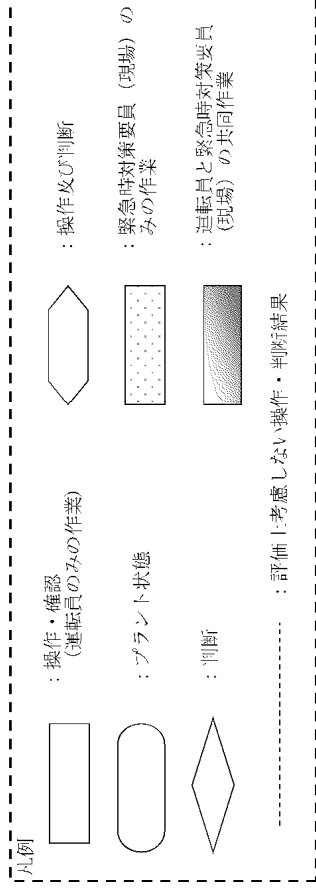
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

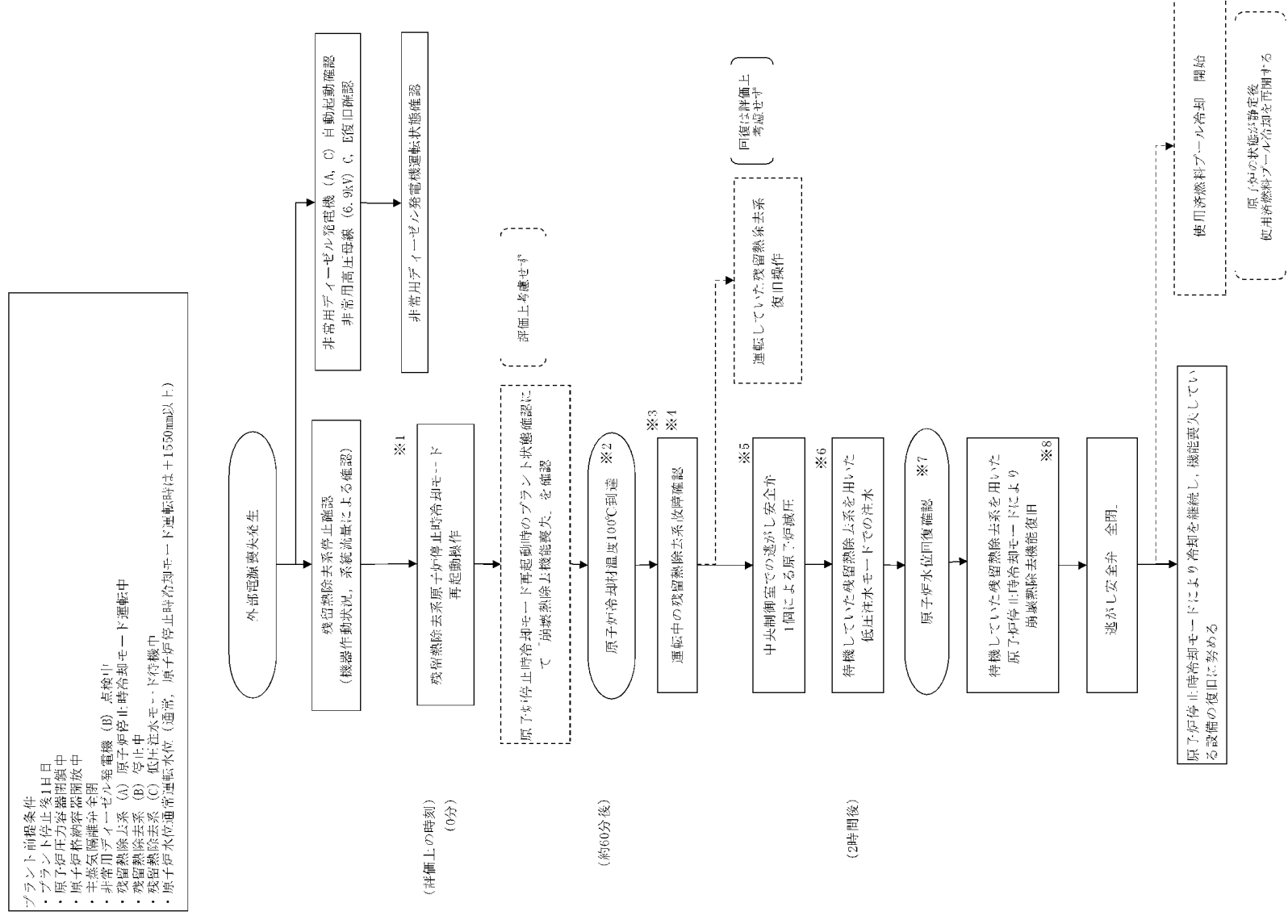
備考



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 (原子炉停止時冷却系))

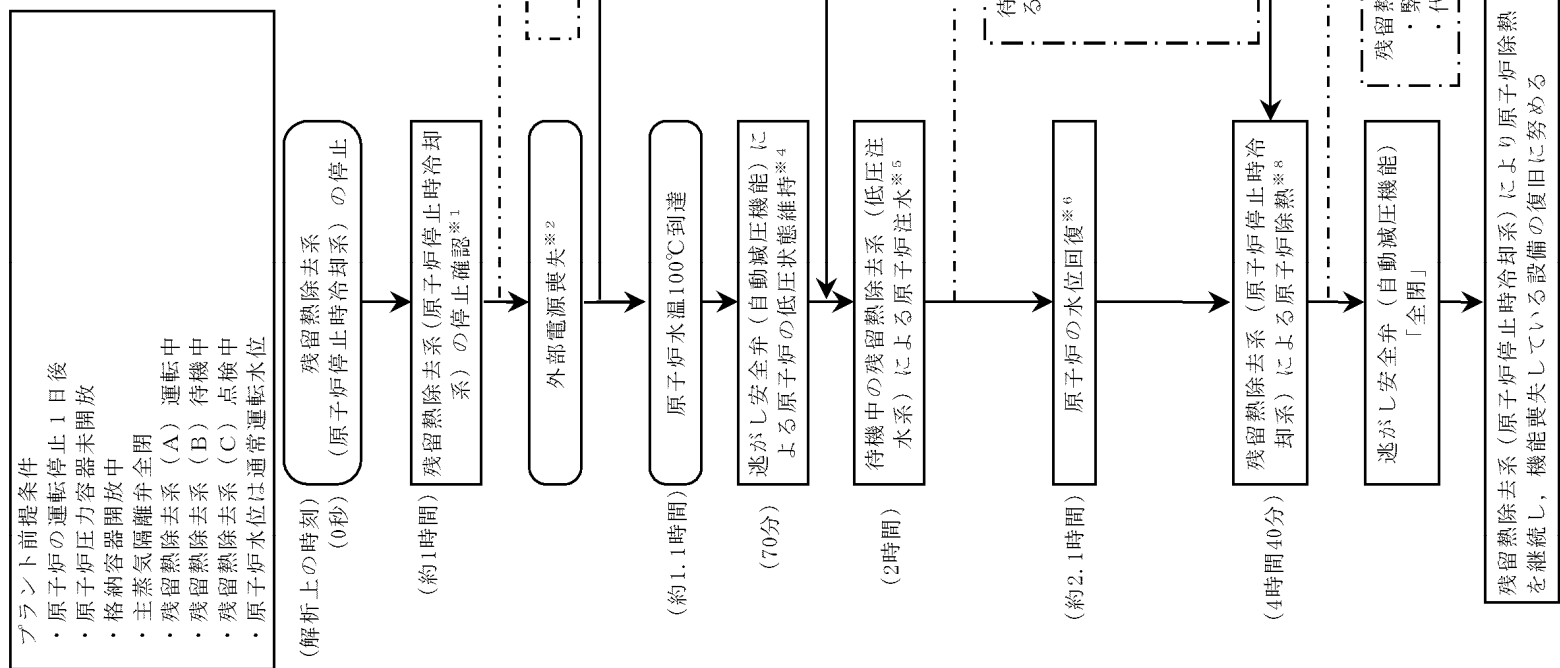
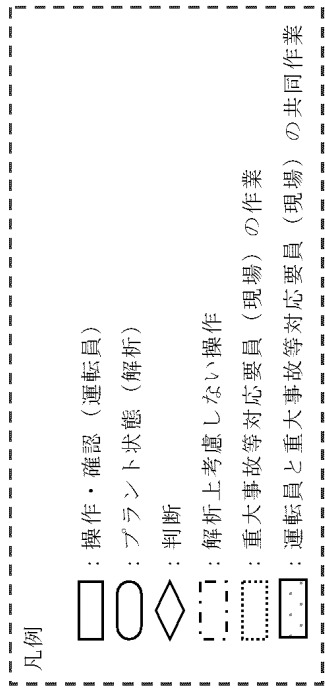


- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁閉操作され」及び「熱交換器出口弁閉操作不能」を評価条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失を確認することができる
- ※2 約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する
- ※3 1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は避難を実施する。評価上、人的過誤等の認知を約60分後としているため、建屋内への放射性物質の放出が想定されることから避難を指示する
- ※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 (TRF) +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。底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 底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



第 7.4.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

- ※ 1 : 1時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。
- ※ 2 : 外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し、格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため、崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため、事象発生1時間後(事象を認知する時刻)までは、事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、原子炉保護系電源の復旧等、運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。
- ※ 3 : 現場作業員は、発電長の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 : 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁(自動減圧機能)の開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。
- ※ 5 : 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部+4.2m(原子炉水位低(レベル3)-0.3m)となる。
- ※ 6 : 原子炉水位(広帯域、燃料域)等により原子炉水位の回復を確認する。
- ※ 7 : 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の取水ラインの格納容器隔離信号をリセットする。
- ※ 8 : 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を開状態にする。



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I  
待機中の残留熱除去系(低圧注水系)と同等の流量は確保できないが、常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II  
緊急用海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水も実施可能である。  
代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水は、残留熱除去系海水系、緊急用海水系に比べて準備に時間を要する。

第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失

実施箇所・必要人員数	実施箇所・必要人員数					経過時間 (時間)										備考																	
	責任者		指揮者		通報担当者		6号		7号		6号		7号		6号		7号																
	当直長	緊急時対応係(副班長)	6号 当直副長	7号 当直副長	緊急時対応係(副班長)	緊急時対応係(副班長)	運転員 (現員)	運転員 (現員)	1人	1人	1人	1人	1人	1人	1人		1人	1人	1人														
操作内容	プラント状況確認 (残留熱除去系故障認知)																			0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5		
	約50分 原子炉冷却材温度100℃到達																																
	2時間 原子炉注水開始																																
	・外部電源喪失確認																																
	・非常用ディーゼル発電機起動確認																																
	・残留熱除去系 (運転員) 停止確認																																
	・原子炉停止再始動モード 再始動操作																																
	・残留熱除去系 (運転員) 原子炉停止再始動モード 再始動操作																																
	・残留熱除去系 機能回復																																
	・過剰安全弁 1個 手動開放操作																																
原子炉操作	5分																																
原子炉水位回復作業	・残留熱除去系 (待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作																																
	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止再始動モード 系統構成																																
	・放射線影響評価準備																																
	・異常終動																																
	・残留熱除去系 電動弁閉鎖																																
	原子炉停止再始動モード 起動操作																																
	原子炉停止再始動モード 運転による原子炉冷却監視																																
	・スキマージェンタンク水位調整																																
	・燃料プール冷却強化系 系統構成																																
	・燃料プール冷却強化系 再始動 (使用済燃料プールの水位を再調する)																																
・必要に応じてスキマージェンタンクへの補給を実施する																																	
30分																																	
30分																																	
5分																																	
90分																																	
10分																																	
30分																																	
5分																																	
・再始動準備として再始動装置の動作確認を実施する																																	
・燃料プール冷却強化系 系統構成																																	
・燃料プール冷却強化系 再始動 (使用済燃料プールの水位を再調する)																																	
・必要に応じてスキマージェンタンクへの補給を実施する																																	
30分																																	
必要人員数 合計																																	
1人 A																																	
2人 C, D																																	
2人 c, d																																	
0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7.4.1-4 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

東海第二発電所

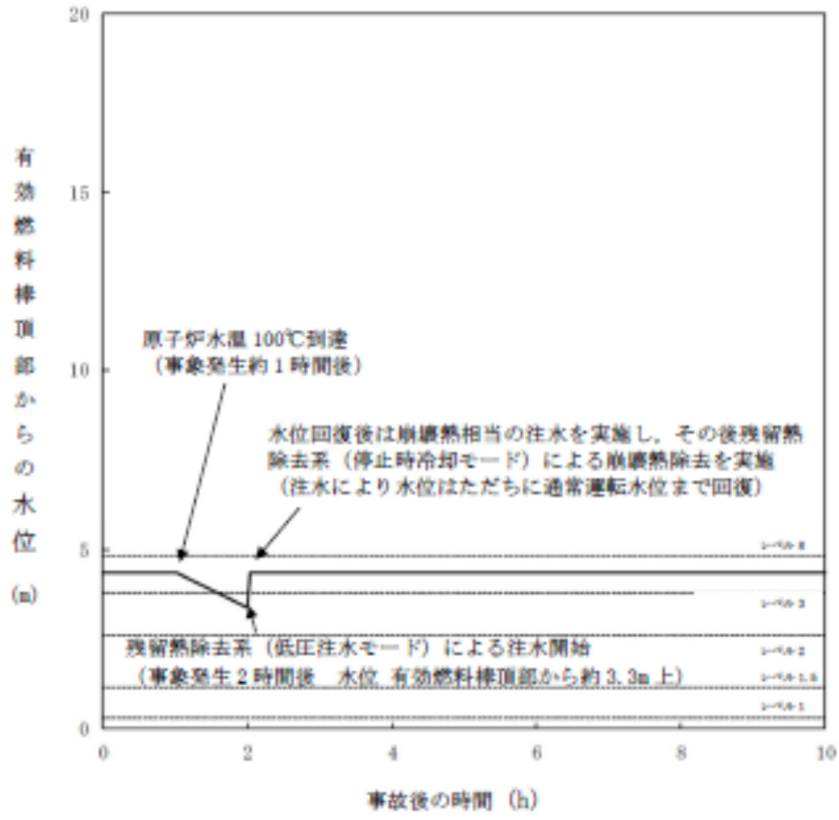
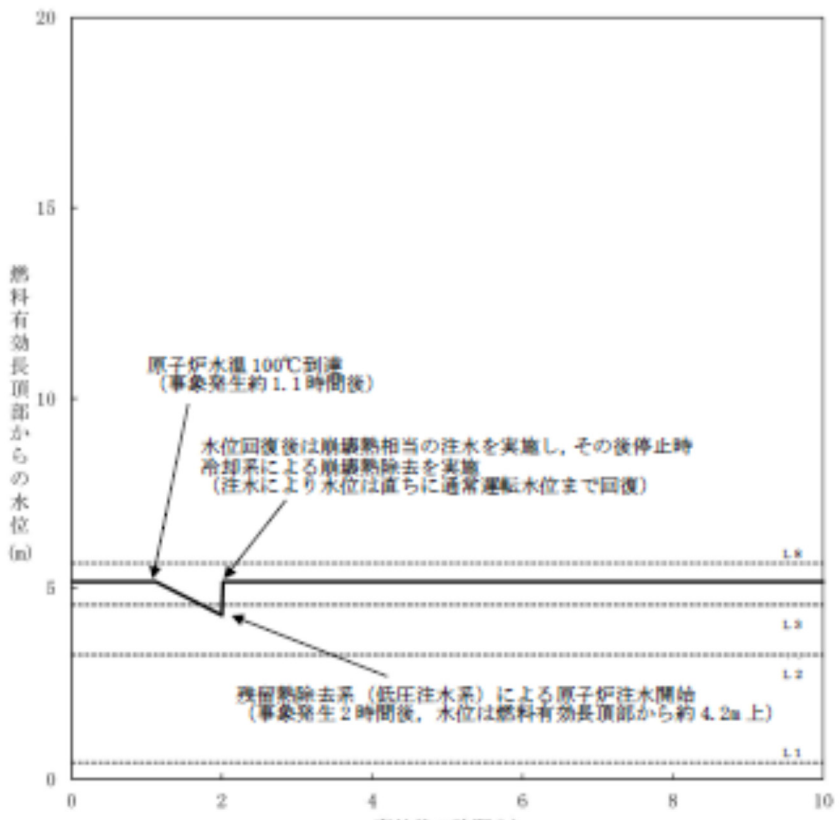
備考

操作項目	東海第二発電所・必要員数				内容	経過時間 (時間)						備考	
	責任者	専従長	1人	中央監視 運転操作員		1	2	3	4	5	55		
状況判断	1人 A	-	-	-	約1時間 プラント状況判断 約1.1時間 原子炉水温100℃到達 2時間 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始 約2.1時間 原子炉水位回復、原子炉安定停止状態確認 4時間 40分 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 運転開始								
作業員への避難指示	-	-	-	-	● 原子炉水温上昇、残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認								残留熱除去系 (A)
崩壊熱除去機能の復帰操作	-	2人 B, C	-	-	● 外部電源喪失の確認	10分							残留熱除去系 (A)
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	[1A] A	-	-	-	● 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認								残留熱除去系 (A)
原子炉保護系母線の受電操作	[1A] A	-	-	-	● 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止確認								残留熱除去系 (A)
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	[1A] A	-	-	-	● 発電機による作業員への避難指示	60分以内							残留熱除去系 (A)
原子炉保護系母線の受電操作	[1A] A	-	-	-	● 崩壊熱除去機能回復操作								残留熱除去系 (A)
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開放操作	[1A] A	-	-	-	● 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開放操作	1分							残留熱除去系 (A)
原子炉保護系母線の復旧操作	[1A] A	-	-	-	● 原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分							残留熱除去系 (A)
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	[1A] A	-	-	-	● 原子炉保護系母線の復旧操作	105分							残留熱除去系 (A)
原子炉保護系母線の受電操作	[1A] A	-	-	-	● 待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	5分							残留熱除去系 (A)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	[1A] A	-	-	-	● 原子炉保護系母線の復旧操作	40分							残留熱除去系 (A)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	[1A] A	-	-	-	● 残留熱除去系 (低圧注水系) の停止	2分							残留熱除去系 (A)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	[1A] A	-	-	-	● 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	30分							残留熱除去系 (A)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	[1A] A	-	-	-	● 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成	45分							残留熱除去系 (A)
使用済燃料プールの冷却操作	[1A] A	-	-	-	● 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の起動操作	6分							残留熱除去系 (A)
必要員 合計	1人 A	2人 B, C	0人	0人	● 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 運転による原子炉状態監視								残留熱除去系 (A)
					● 常設低圧管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								残留熱除去系 (A)
					● 緊急用注水系の起動操作								残留熱除去系 (A)
					● 代替燃料プール冷却系起動操作								残留熱除去系 (A)

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 崩壊熱除去機能喪失）

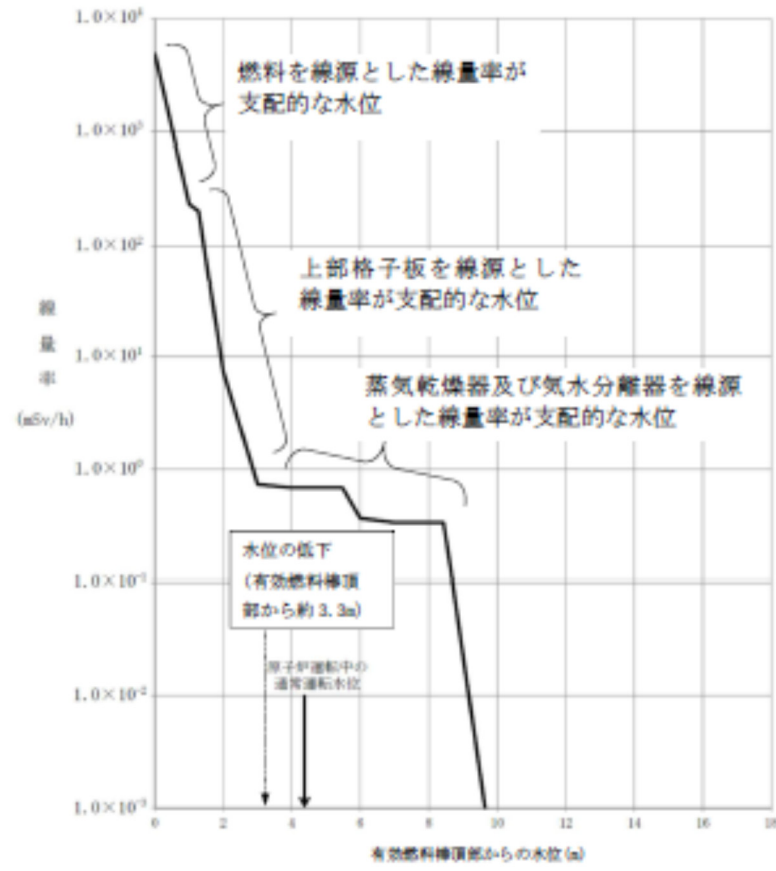
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
 <p data-bbox="477 1234 836 1264">第7.4.1-5図 原子炉水位の推移</p> <p data-bbox="587 1724 733 1753">10-7-4-82</p>	 <p data-bbox="1656 1220 1964 1249">第5.1-4図 原子炉水位の推移</p> <p data-bbox="1774 1692 1852 1722">5.1-26</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第7.4.1-6図 原子炉水位と線量率

10-7-4-83

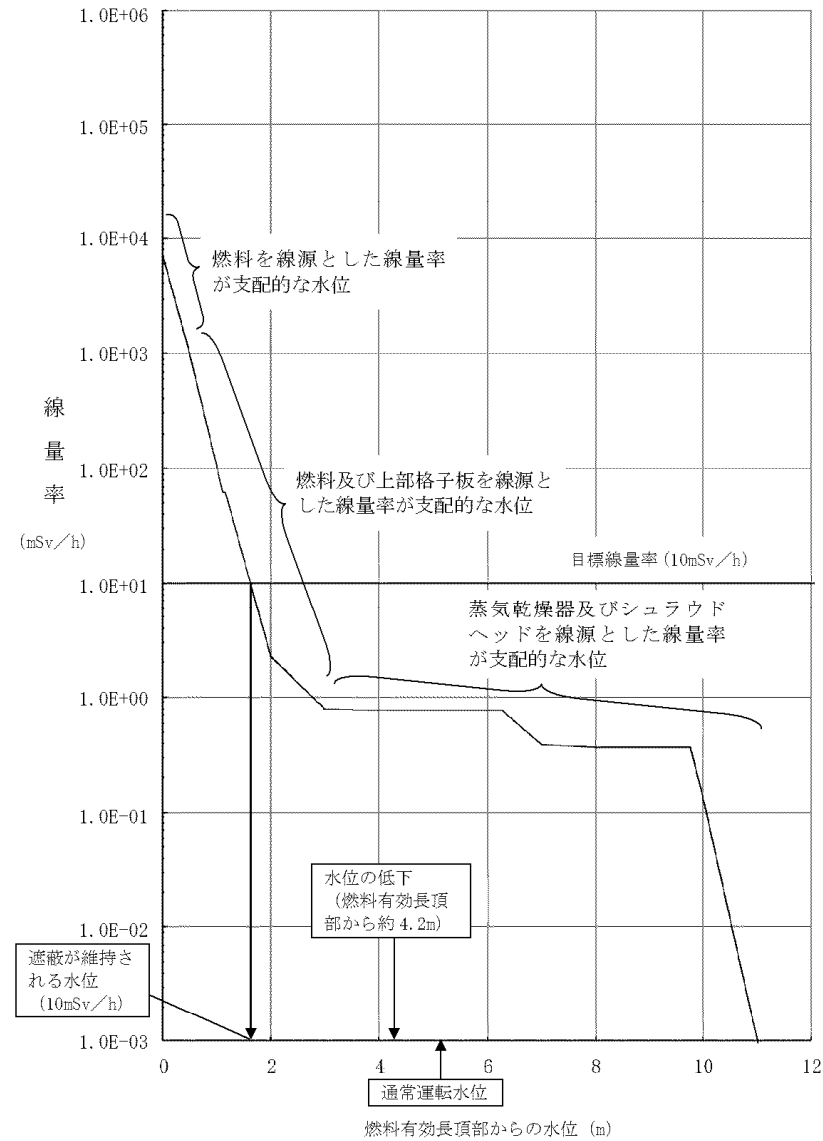


図5.1-5 原子炉水位と線量率

5.1-27



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.2 全交流動力電源喪失</p> <p>7.4.2.1 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「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」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，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことにより，燃料損傷の防止を図る。また，<b>代替原子炉補機冷却系を介した</b>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，低圧代替注水系（常設）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7.4.2-1 図及び第7.4.2-2 図に，手順の概要を第7.4.2-3 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7.4.2-1 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，<b>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。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</b></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，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「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」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，原子炉注水機能及び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し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。</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，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給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>以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことにより，燃料損傷の防止を図る。また，代替の交流動力電源設備からの給電により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことにより原子炉除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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高圧電源装置による給電手段及び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）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，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。対策の概略系統図を第5.2-1 図に，対応手順の概要を第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，重大事故対策における手順と設備との関係を第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，<b>必要な要員は初動対応要員19 名である。</b></p> <p>初動対応要員の内訳は，発電長1 名，副発電長1 名，運転操作対応を行う運転員3 名，通報連絡等を行う災害対策要員2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員12 名である。</p>	<p>・柏崎6／7号は，原子炉補機冷却系により非常用DGとRHRを冷却しているため，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失を想定。</p> <p>・東海第二は非常用DGとRHRの補機冷却系が独立しているため，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループにおいて原子炉補機冷却系の喪失は想定していない。</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は確認される。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>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。必要な要員と作業項目について第7.4.2-4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、16名で対処可能である。</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。</p> <p>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喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量である。</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、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）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。</p> <p>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</p>	<p>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、初動対応要員19名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の確認          原子炉の運転停止中に、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止によ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、残留熱除去系系統流量である。</p> <p>b. 作業員への退避指示          発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料5.1.1）</p> <p>c. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作          全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線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、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧等である。</p> <p>d. 電源確保操作対応          全交流動力電源喪失の確認後、対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>e. 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）の起動準備操作          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）による原子炉注水の系統構成を実施する。</p> <p>f. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作          早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>g. 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（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。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弁を開操作する。</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</p>	<p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・東海第二は、中央制御室から常設代替高圧電源装置を起動できるため、早期に低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が可能</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。</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>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>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復水移送ポンプ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。これにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</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>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>7.4.2.2 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>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「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、「7.4.1 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>必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>i. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C（2D）電圧である。</p> <p>j. 原子炉保護系母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。</p> <p>k. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は、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）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。</p> <p>1. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p>	<p>・東海第二は、原子炉水温が 100℃に到達して水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の起動準備操作を完了できるため、原子炉水位を通常運転水位付近で維持できる。</p> <p>・東海第二は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の格納容器隔離弁を開にするに当たって、原子炉保護系母線を受電が必要。</p> <p>・柏崎はPRAにおいて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を緩和設備として期待しているため、崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライ</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<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、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.2-2 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37m<sup>3</sup>/hである。</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする<sup>※1</sup>。</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>本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（POS）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のPOSも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価として、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>(添付資料5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シ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、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる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18.8MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約27m<sup>3</sup>/hである。</p> <p>(添付資料5.1.4)</p> <p>(c) 原子炉初期水位及び初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である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、解析上、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開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<sup>※</sup>。</p> <p>※：実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。</p>	<p>ン]+崩壊熱除去・注水系失敗) が抽出されている</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	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) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は150m<sup>3</sup>/hとする。</p> <p>(b) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約23MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>(c) 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、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 事象発生145分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) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生145分後から開始する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため、代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生20時間後から開始する。</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7.4.2-5図に、原子炉水位と線量率の関係を第7.4.2-6図に示す。</p> <p>a. 事象進展 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、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</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、外部電源が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、全交流動力電源が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 起回事象として、外部電源が喪失することを想定している。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 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）による原子炉注水流量 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）による原子炉注水流量は、崩壊熱による蒸発量と同等の流量として、27m<sup>3</sup>/hを設定するものとする。</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基当たり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) 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）による原子炉注水準備操作は、事象発生25分後に完了する。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から4時間35分後に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.2-4図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.2-5図に示す。</p> <p>a. 事象進展 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、約1.1時間後に沸騰、蒸発することで原子炉水位は</p>	<p>・東海第二は、原子炉水位が低下する前に低圧代替注水（常設）の準備操作を完了できるため、原子炉水位の低下開始後に、崩壊熱による蒸発量分の注水を実施することで、</p> <p>・設備の違い。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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、事象発生から145分経過した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって、<b>原子炉水位は有効燃料棒頂部の約2.9m上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。</b></p> <p>事象発生から20時間経過した時点で、<b>代替原子炉補機冷却系を介した</b>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、第7.4.2-5図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約2.9m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、第7.4.2-6図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>※2</sup>を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約2.0m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。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145分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※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原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作に必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m上（通常水位から約2.4m下）の位置である。</p>	<p>低下し始めるが、事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、事象発生から25分経過した時点で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）による原子炉注水準備操作を完了し、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、<b>原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。</b></p> <p>事象発生から4時間35分経過した時点で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の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、第5.2-4図に示すとおり、蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき、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、第5.2-5図に示すとおり、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/h<sup>*</sup>が確保される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを下回る）。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。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>事象発生から4時間35分経過した時点で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより、長期的に安定状態を維持できる。</p> <p>以上により、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>※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時の、重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、この操作の所要時間は2.1時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟6階への移動時間を含む）以内であることから、被ばく量は最大でも21mSvとなる。この被ばく量は、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>また、作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも、事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため、原子炉建屋原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。</p> <p>なお、必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.2.3 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>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。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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<sup>※2</sup>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</p>	<p>3.5mSv/h) に対しても余裕がある。</p> <p>(添付資料5.1.6, 5.2.1)</p> <p>5.2.3 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が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替高圧電源装置による受電、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5.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又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としていることから、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18MW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、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～51℃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初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなるが、原子炉への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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期水位は、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、</p>	<p>・東海第二は、設定値より最確条件の値の方が低いため、最確条件とした場合、時間余裕が長くなる。このため、本項目においては原子炉初期水温を100℃とした場合の不確かさを記載していない。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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 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/h<sup>*2</sup> 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<sup>*2</sup> 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</p>	<p>評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、原子炉への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>初期条件の原子炉初期圧力は、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、評価条件と同様であるため、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。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、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や給電操作は原子炉初期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ため、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未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の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く、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放の場合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く、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 18MW 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、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、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、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。原子炉停止から 12 時間後（POS-S 原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が 100℃に到達するまでの時間余裕が約 0.9 時間であることに対し、事象発生から 25 分経過した時点で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）による原子炉注水準備操作を完了し、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ができるため、原子炉水位が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/h が確保される水位）を下回ることはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃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、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉冷却材の沸騰開始までの時間余裕が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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<sup>※3</sup>。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>※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低圧代替注水系（常設）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145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、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、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。</p> <p>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</p>	<p>初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約+126cm）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約+122cm～+132cm）がある。本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原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期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>初期条件の原子炉初期圧力は、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、評価条件と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。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、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、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容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は、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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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25分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため、受電操作の完了時刻の影響を受けるが、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り、操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>・東海第二は、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ない評価で、評価項目を満足することを確認している。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <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20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</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低圧代替注水系（常設）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>(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低圧代替注水系（常設）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約3時間、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約5時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が145分であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。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、低圧代替注水系（常設）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>(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高圧電源装置からの緊急用母線の受電、及び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は、運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。  <small>(添付資料 5.2.2)</small></p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の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の時間余裕については、原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.5時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約6.3時間であり、事象発生から25分で原子炉注水準備が完了するため、十分な時間余裕を確保できる。  <small>(添付資料 5.2.2)</small></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、評価条件等の不確かさ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ない。</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>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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事象発生10時間までの必要な要員は、「7.4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</p> <p>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。</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、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。</p> <p>その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>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700m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約1,400m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水量を保有している。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。</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。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）</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（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>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の負荷として、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</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、重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり19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」で示す運転員及び災害対策要員の37名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>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）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約90m<sup>3</sup>必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯蔵槽に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。</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、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、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。</p> <p>(添付資料5.2.4)</p> <p>c. 電 源</p> <p>常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約4,255kW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）</p>	<p>・東海第二は、常設の機器で原子炉除熱を行う対策としているため、事象発生から原子炉除熱開始までの時間が短い。このため、必要となる原子炉への注水量が少ない。</p> <p>・設備の違い。</p> <p>・設備の違い。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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>7.4.2.5 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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、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「外部電源喪失＋交流電源喪失＋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、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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、有効燃料棒頂部の冠水、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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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>の連続定格容量は5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。</p> <p>(添付資料 5.2.5)</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、原子炉注水機能及び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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段、及び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）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の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「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電、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）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の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、燃料有効長頂部の冠水、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、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7 日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、常設代替高圧電源装置からの給電による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を用いた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>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.2-1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

中絶及び操作	手順	有効性評価と関係する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による機器停止 (原子炉停止時除く) 発生	原子炉の運転停止時に全交流動力電源が喪失し、機器停止 (原子炉停止時除く) による機器停止による機器停止が顕著化する。	原子炉停止時電源	-	【機器停止時電源設備】
過剰出力による原子炉の過熱	機器停止 (原子炉停止時除く) による機器停止により原子炉が100%に到達することから、原子炉停止を防止するために過剰出力を抑制する。	原子炉停止時電源	-	原子炉停止時電源 原子炉停止時電源
低圧代替用水 (冷却) による原子炉の過熱	低圧代替用水 (冷却) による原子炉の過熱による機器停止	低圧代替用水 (冷却) 設備	タンクローリー (ISAL)	原子炉停止時電源 低圧代替用水 (冷却) 設備 低圧代替用水 (冷却) 設備
機器停止 (原子炉停止時除く) による機器停止	機器停止 (原子炉停止時除く) による機器停止による機器停止	機器停止 (原子炉停止時除く) 設備	低圧代替用水 (冷却) 設備	【機器停止時電源設備】 【機器停止時電源設備】

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準超設備)

10-7-4-09

第5.2-1表 全交流動力電源喪失における重大事故対策について (1/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉の運転停止時に、外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。</li> <li>発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室からベージングにより現場作業員へ退避指示を行う。</li> <li>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>以上により、早期の電源回復不能と判断する。</li> <li>これにより、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	所内常設直流電源設備	-	【残留熱除去系系統流量】
作業員への退避指示	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室からベージングにより現場作業員へ退避指示を行う。</li> </ul>	-	-	-
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。</li> <li>これにより、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置	-	M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の回復操作を実施する。</li> </ul>	-	-	-

【 】：重大事故等対策設備 (設計基準超設備)

5.2-19

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故対策について (2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>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) による原子炉注水の系統構成を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替注水貯槽 常設代替注水タンク	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替注水貯槽水位
常設代替注水タンクによる非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、常設代替注水タンクによる非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> </ul>	常設代替注水タンク	-	-
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転停止により原子炉注水が 100℃ に到達して原子炉圧力が上昇したことを確認し、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 弁を開操作する。</li> </ul>	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 所内常設直流電源設備	-	原子炉圧力 (SA)
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。</li> </ul>	常設低圧代替注水ポンプ 常設代替注水タンク 代替注水貯槽	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替注水貯槽水位
常設代替注水タンクによる非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替注水タンクによる非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C、2 D を受電する。</li> </ul>	常設代替注水タンク	-	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧

：有効性評価上考慮しない操作

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故対策について (3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉保護系母線の受電操作	・ 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	常設代替高圧電源装置	-	-
使用済燃料プールの冷却操作	・ 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	軽油貯蔵タンク	-	-
残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱	・ 常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開する。 ・ 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能)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(原子炉停止時冷却系)】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位(広帯域、燃料域) 原子炉水位(SA広帯域、SA燃料域) 【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】 【残留熱除去系海水系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・ 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	-	-	-

【 】：有効性評価上考慮しない操作  
 -：重大事故等対処設備(設計基準仕様)

5.2-21

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.4.2-2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	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	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t <sup>235</sup> を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉水位	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水溫	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	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	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
	起回事象	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	起回事象として、外部電源が喪失するものとして設定
	事故条件	原子炉圧力容器の未開放
約 22.4MW (9×9 燃料 (A 型)、原子炉停止 1 日後 <sup>※1</sup> )		
通常運転水位 (セパレータータスカート下端から +119cm)		
52℃		
大気圧		
50℃		
外部電源喪失		
全交流動力電源喪失		
外部電源なし		

※1 原子炉停止 1 日後とは全副降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副降全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。  
 ※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

10-7-4-20

第 5.2-2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	約 18.8MW (9×9 燃料 (A 型)、燃焼度 33GWd/t、原子炉停止 1 日後 <sup>※1</sup> )	
	通常運転水位 (セパレータータスカート下端から +126cm)	
	52℃	
	大気圧	
	35℃	
	外部電源喪失	
	全交流動力電源喪失	
	外部電源なし	

※1 原子炉停止 1 日後とは全副降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副降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。

5.2-22



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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.4.2-2 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)	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)
	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	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)
	代替原子炉補機冷却系運転操作	全交流動力電源喪失時の試験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補機冷却系を踏まえて設定

10-7-4-71

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	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) による原子炉注水流量	27m <sup>3</sup> /h 崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定
	残留熱除去系海水系	伝熱容量：約43MW (原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において) 残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	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) 起動準備操作	常設代替高圧電源装置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) の起動準備操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱	常設代替高圧電源装置による非常用交流母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

5.2-23

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

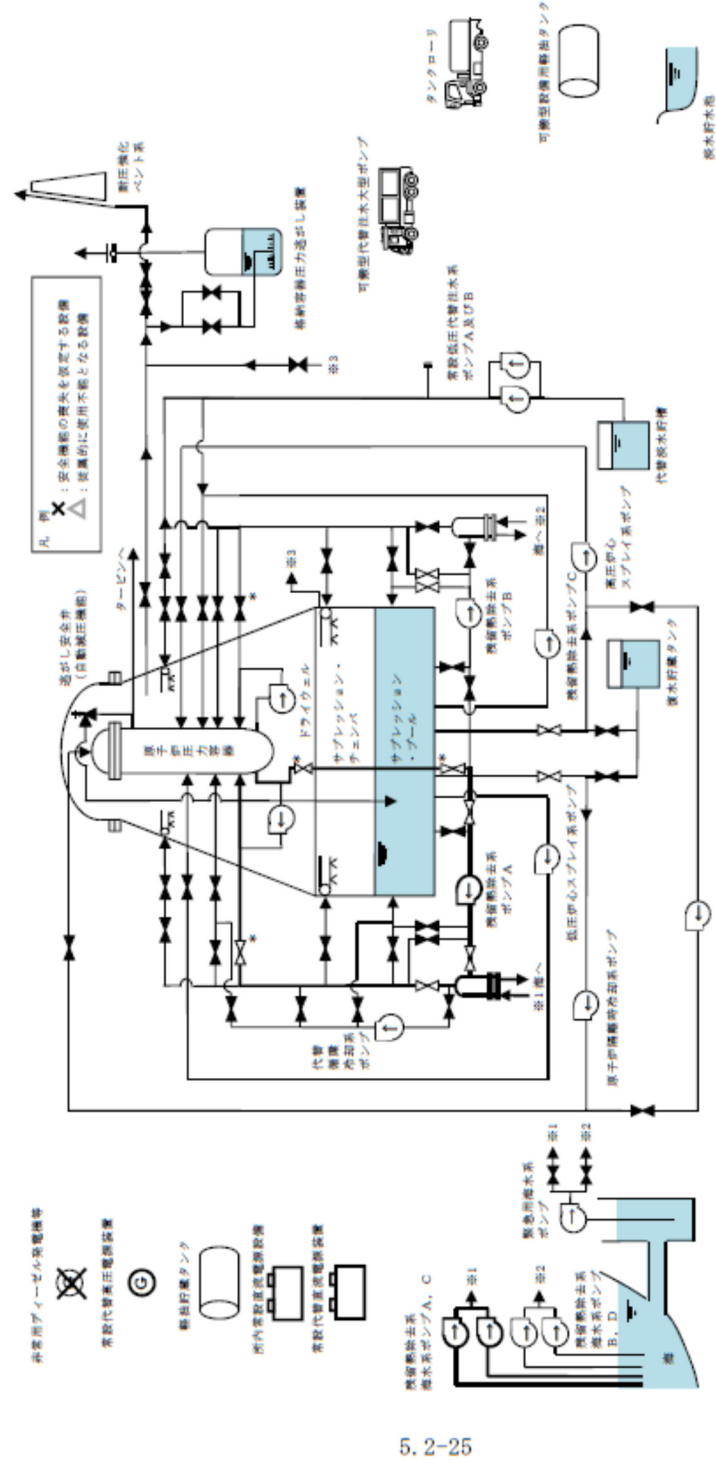
<p>柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備考</p>
<div style="text-align: center;"> <p>第7.4.2-1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)</p> <p>第7.4.2-2図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)</p> <p>10-7-4-84</p> </div>	<div style="text-align: center;"> <p>第5.2-1図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設))</p> <p>5.2-24</p> </div>	<p>備考</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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)  
 (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系))

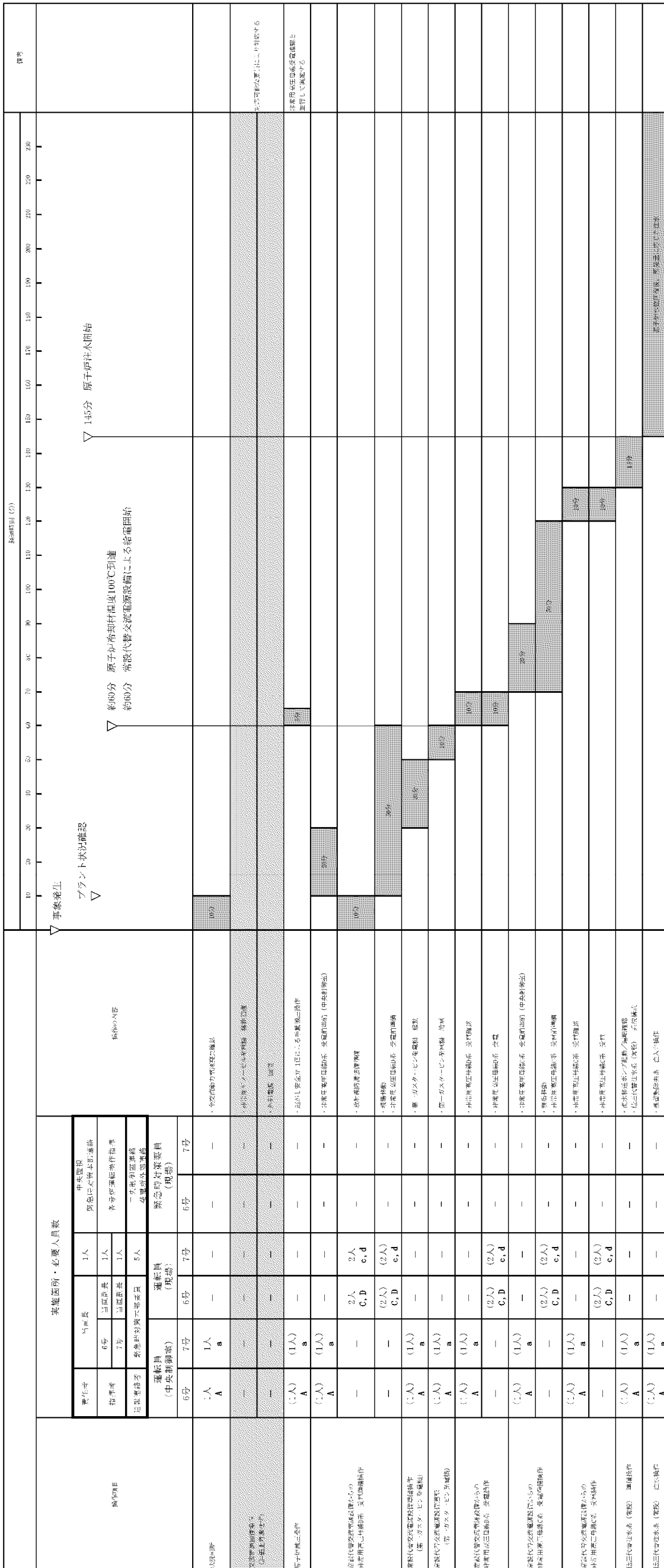


東海第二発電所	備考
<div data-bbox="147 2136 399 2582" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>プラント前記条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉の運転停止1日後</li> <li>原子炉圧力容器未開放</li> <li>格納容器開放中</li> <li>主蒸気隔離弁全閉</li> <li>残留熱除去系(A) 運転中</li> <li>残留熱除去系(B) 待機中</li> <li>残留熱除去系(C) 点検中</li> <li>全ての非常用ディーゼル発電機待機中</li> <li>原子炉水位は通常運転水位</li> </ul> </div> <div data-bbox="147 1394 357 1958" style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>操作・確認 (運転員)</li> <li>プラント状態 (解析)</li> <li>判断</li> <li>解析上考慮しない操作</li> <li>重大事故等対応要員 (現場) の作業</li> <li>運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業</li> </ul> </div> <div data-bbox="147 296 546 1187" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【有効性評価の対象としていないが、他に取り得る手段】</p> <p>I 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) と同等の流量は確保できないが、代替循環冷却系及び消火系 (ディーゼル駆動) による原子炉注水も実施可能である。</p> <p>II 緊急用海水系による残留熱除去系の補機冷却も実施可能である。</p> <p>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。</p> </div> <div data-bbox="420 296 1638 2582"> <p>全交流動力電源喪失<sup>※1</sup> (0秒)</p> <p>全交流動力電源喪失の確認<sup>※2</sup> (13分)</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 (17分)</p> <p>低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作 (25分)</p> <p>原子炉水温100℃到達 (約1.1時間)</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<sup>※4</sup></p> <p>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) による原子炉注水開始</p> <p>原子炉水位の調整操作<sup>※5</sup></p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱<sup>※6</sup> (4時間35分)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 「全閉」</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により原子炉除熱を継続する。また、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、機能喪失している設備の復旧に努める。</p> </div> <div data-bbox="798 1602 1008 2107" style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>電源確保対応操作</p> <p>可搬型代替交流電源設備による受電操作</p> <p>使用済燃料プールの冷却</p> </div> <div data-bbox="798 1276 1155 1573" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>原子炉保護系母線の受電操作</p> </div> <div data-bbox="798 712 840 771" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>III</p> </div> <div data-bbox="1218 1454 1260 1513" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>II</p> </div> <div data-bbox="1323 296 1596 1513"> <p>※1：起因事象として、送電系統の故障等によって外部電源が喪失するものとする。</p> <p>※2：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) の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。</p> <p>※3：現場作業員は、発電長の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。</p> <p>※4：実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開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。</p> <p>※5：蒸気量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。</p> <p>※6：常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を再開する。</p> </div>	<p>備考</p>

第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

全交流動力電源喪失



第 7.4.2-4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

10-7-4-86

備考



東海第二発電所

備考

操作項目	実施箇所・必要員数				操作の内容	経過時間 (時間)						備考		
	責任者	作業員	1人	作業員		1	2	3	4	5	6			
発生					約10分 プラント状況判断									
状況判断	1人 A	-	-	-	約13分 全交流動力電源喪失の確認									
全交流動力電源喪失の確認	[1人] A	-	-	-	約25分 低圧代管注水系統 (常設) 準備完了									
作業者への連絡指示	-	-	-	-	約60分以内に退避完了									
非常代管注水装置による非常用母線の受電操作	[1人] A	-	-	2人 B, C	約4分									解除し準備しない 中央制御室で監視員が指 示する
低圧代管注水系統 (常設) の起動準備	[1人] A	-	-	-	約4分									解除し準備しない
非常代管注水装置による非常用母線の受電準備	[1人] A	-	-	-	約3分									
高圧代管注水装置による非常用母線の受電準備	[1人] A	-	-	2人 B, C	約35分									
高圧代管注水装置 (自動減圧機能) の開始操作	[1人] A	-	-	-	約75分									
原子炉水位の調整操作	[1人] A	-	-	-	約1分									
非常代管注水装置による非常用母線の受電準備	[1人] A	-	-	-	約8分									
原子炉停炉による原子炉注水の調整操作	[1人] A	-	-	-	約5分									
原子炉停炉による原子炉注水の調整操作	[1人] A	-	-	-	約10分									
原子炉停炉による原子炉注水の調整操作	[1人] A	-	-	-	約105分									
原子炉停炉による原子炉注水の調整操作	[1人] A	-	-	-	約6分									現用燃料系 (A)
原子炉停炉による原子炉注水の調整操作	[1人] A	-	-	-	約4分									
非常代管注水装置による非常用母線の受電準備	[1人] A	-	-	-	約170分									
使用済燃料プールの冷却	[1人] A	-	-	-	約20分									
非常代管注水装置による非常用母線の受電準備	[1人] A	-	-	10人 C ~ 1	約15分									
必要員数 合計	1人 A	2人 B, C	12人 B ~ 1											

第5.2-3 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

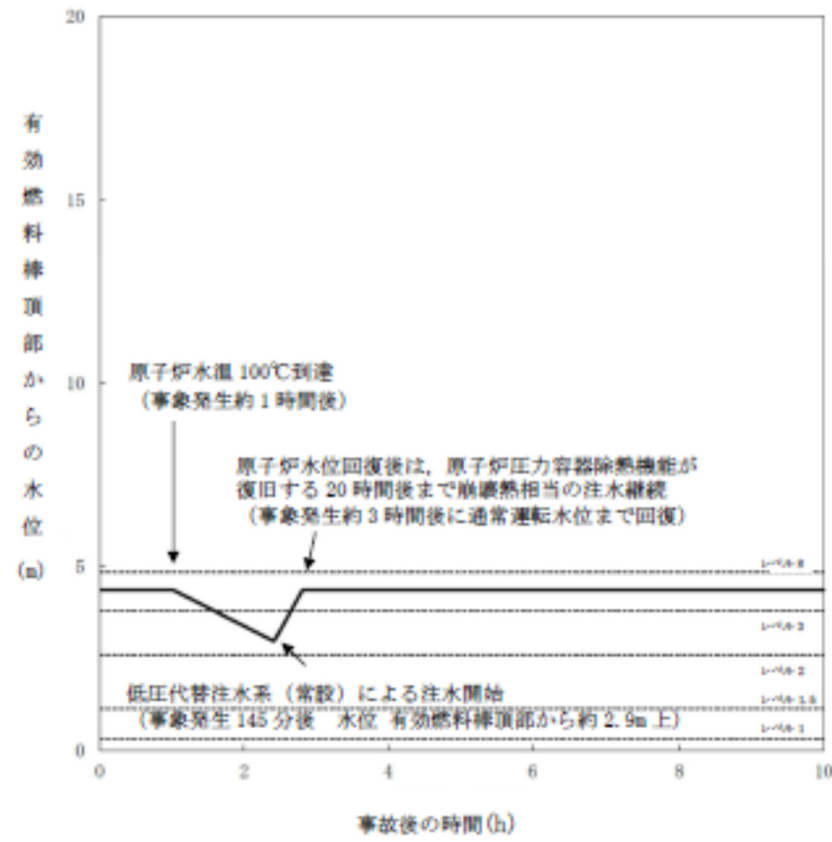


赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

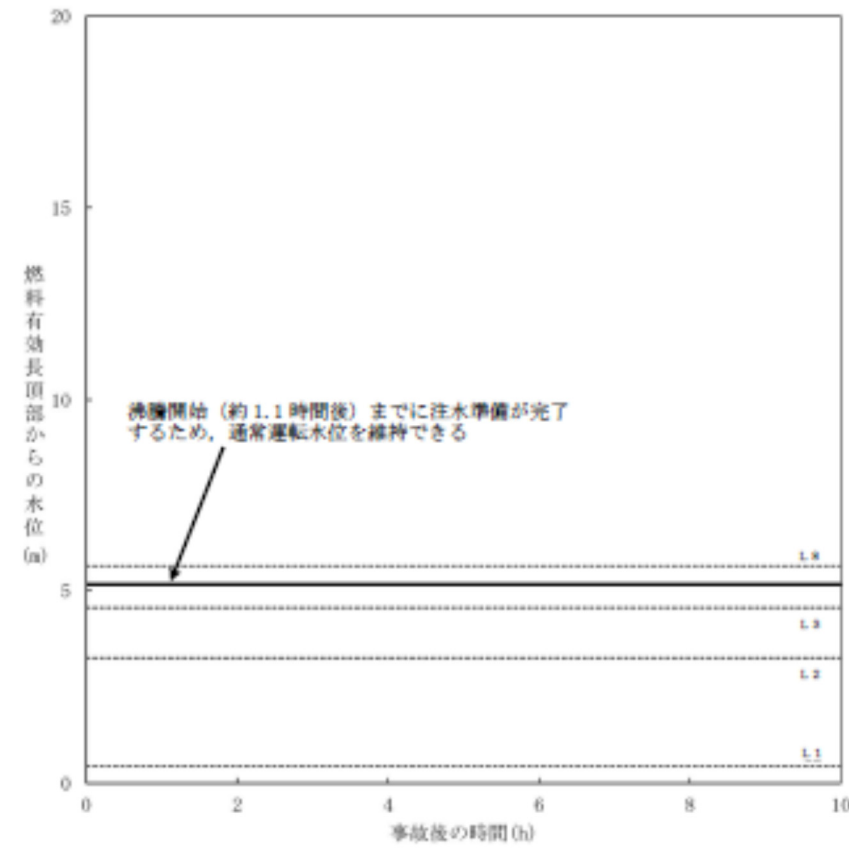
東海第二発電所

備考



第7.4.2-5図 原子炉水位の推移

10-7-4-88



第5.2-4図 全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化

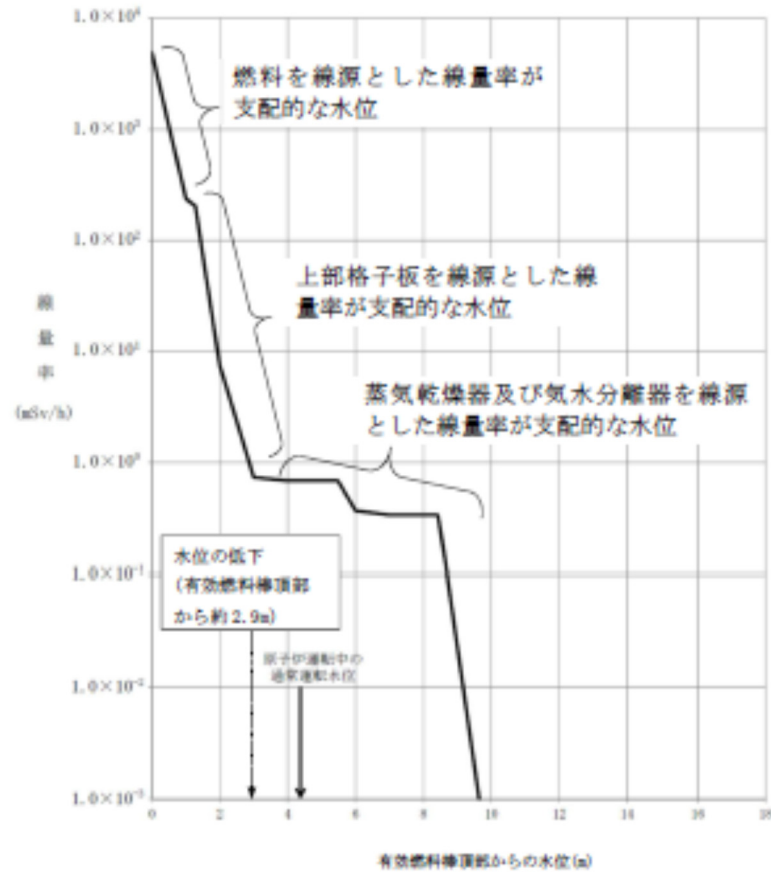
5.2-28

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

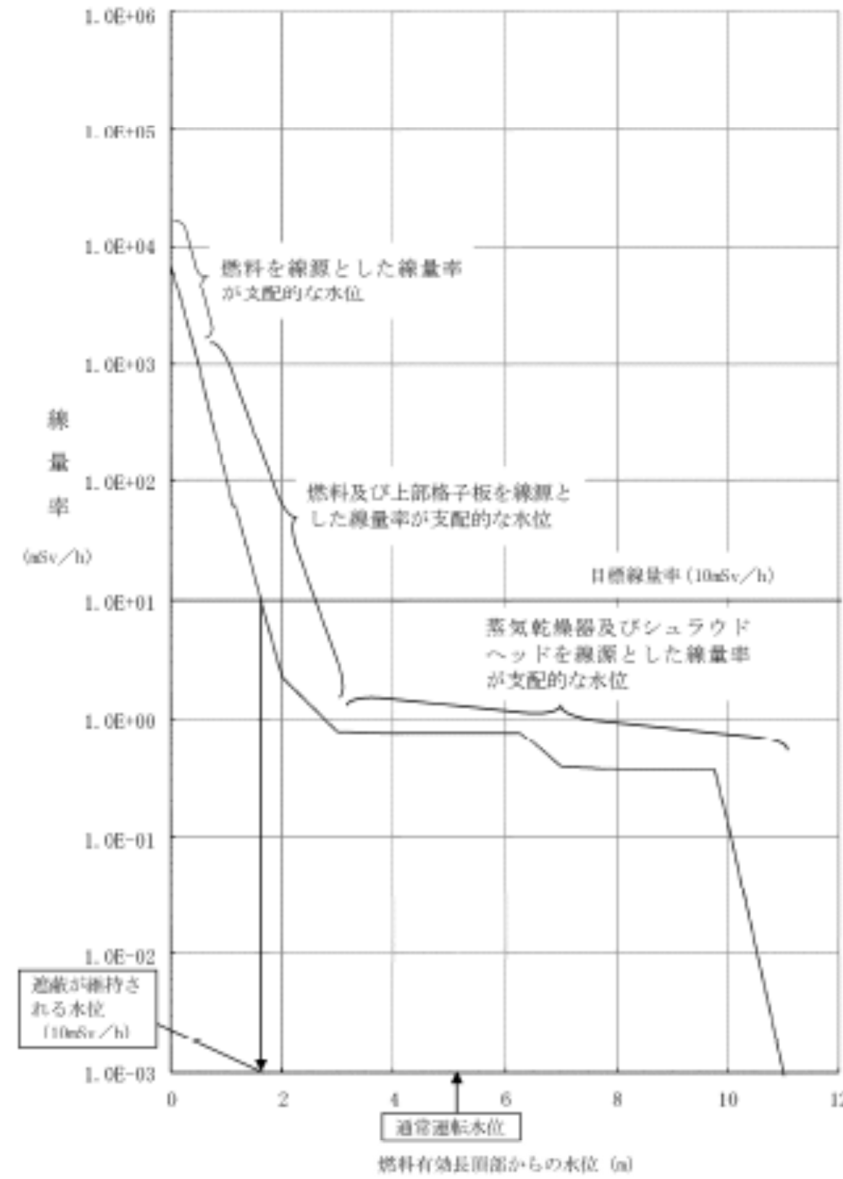
東海第二発電所

備考



第7.4.2-6図 原子炉水位と線量率

10-7-4-89



第5.2-5図 原子炉水位と線量率

5.2-29

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，④「原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.4.3-1 図及び第7.4.3-2 図に，手順の概要を第7.4.3-3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.3-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えい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，重大事故等対策の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。対策の概略系統図を第5.3-1 図に，対応手順の概要を第5.3-2 図に，重要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手順と設備の関係を第5.3-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員7 名である。</p> <p>初動対応要員の内訳は，発電長1 名，副発電長1 名，運転操作対応を行う運転員3 名及び通報連絡等を行う災害対策要員2 名である。必要な要員と作業項目について</p>	<p>・RIP点検はABWR特有の事象</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は確認される。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.4.3-4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、14名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合、原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位である。</p> <p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水</p> <p>原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価            (1) 有効性評価の方法</p>	<p>て第5.3-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員を確認した結果、初動対応要員7名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉冷却材流出の確認</p> <p>原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。</p> <p>b. 作業員への退避指示</p> <p>発電長は、原子炉冷却材流出を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。</p> <p>(添付資料5.1.1)</p> <p>c. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</p> <p>原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>d. 原子炉冷却材漏えい箇所の隔離</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出停止を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。</p> <p>5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価            (1) 有効性評価の方法</p>	<p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・東海第二は、注水による原子炉水位の回復後、漏えい箇所の隔離を実施する手順となっている。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※1。</p> <p>残留熱除去系は通常、3 系統あるうち1 系統又は2 系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉压力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても2 時間以上の時間余裕<sup>※</sup>があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※1 RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量大きい</p> <p>※2 流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止1 日後の崩壊熱を想定）</p> <p>(2) 有効性評価の条件        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7.4.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件        (a) 原子炉压力容器の状態</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、原子炉冷却材の流出を起因事象とする、「原子炉冷却材の流出（RHR 切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※。</p> <p>残留熱除去系は通常、2 系統あるうち1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「RHR 切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉水位が通常運転水位であるプラント状態（以下「POS」という。）を想定することにより、時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域、燃料域）による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、評価上これらに期待しない場合でも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POSにおいても評価項目を満足できる。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>※：RHR 切替時のLOCAによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い（付録1 別添 東海第二発電所 確率論的リスク評価（PRA）について 添付資料 3.1.2.3-13 LOCAにおける時間余裕の評価について）</p> <p>(添付資料 5.3.1, 5.3.2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件        本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件        (a) 原子炉压力容器の状態</p>	<p>・東海第二は、原子炉水位を燃料が露出するまでの余裕時間の観点で厳しい通常運転水位とし、更に、警報や緩和設備の自動起動に期待しない保守的な想定としている</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉压力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。また、<b>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。</b></p> <p>(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、残留熱除去系の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。<b>具体的には、ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約87m<sup>3</sup>/hとする。</b></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <b>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。</b></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<b>954m<sup>3</sup>/h</b>とする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。なお、原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。</p> <p>(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は通常運転水位とする。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 原子炉冷却材のサプレッション・プールへの流出流量 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。<b>具体的には、切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・プールへ流出することを想定し、流出流量は45m<sup>3</sup>/hとする。</b></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について 本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており、崩壊熱除去機能は維持されていることから、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <b>外部電源は使用できるものと仮定する。</b> <b>外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、外部電源がある場合の方が、原子炉冷却材流出の観点で厳しくなる。</b></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）による原子炉注水流量 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は<b>1,605m<sup>3</sup>/h</b>を設定するものとする。</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>・東海第二は、RHR系の吸込配管の下端位置が、燃料有効長頂部より低い位置にあるため、RHR切替時のLOCAの発生時に注水に失敗すると、原子炉水位は燃料有効長頂部以下の高さまで低下する。</p> <p>・東海第二は、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁の電源を入とした状態で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動する手順としているため、左記のような想定としている。</p> <p>・東海第二の設備状態を考慮して外部電源の有無を設定している。</p> <p>・設備設計の違い</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から2時間後に実施するものとする。</p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</p> <p>(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7.4.3-5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第7.4.3-6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展        事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており、有効燃料棒頂部の約15m 上の水位での線量率は<math>1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}</math> 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等        原子炉水位は、第7.4.3-5 図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約15m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第7.4.3-6 図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>※3</sup> が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約3.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。</p> <p>また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉压力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は<math>10 \text{mSv/h}</math> とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも<math>10 \text{mSv}</math> となるため、緊急作業時にお</p>	<p>(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、事象発生から2時間後に実施するものとする。また、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施する。</p> <p>(添付資料 5.3.2)</p> <p>(3) 有効性評価の結果        本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.3-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展        事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>b. 評価項目等        原子炉水位は、第5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約2.1m 上まで低下することとなり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉压力容器は未開放であり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした<math>10 \text{mSv/h}^*</math>が維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m 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、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。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（原子炉停止時冷却系）の運転による崩壊熱除去機能を回復することで、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から<math>10 \text{mSv/h}</math> と設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時の、重大事故</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ける被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3.0m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。</p> <p>7.4.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.3-2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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与え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>初期条件の原子炉水温は評価条件の52℃に対して最確条件は約37℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、この操作の所要時間は2.1時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟6階への移動時間を含む）以内であることから、被ばく量は最大でも21mSvとなる。この被ばく量は、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>また、作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも、事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため、原子炉建屋原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。</p> <p>なお、必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv/h）に対しても余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料5.1.6, 添付資料5.3.3）</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3-2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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態、並びに原子炉初期圧力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>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～51℃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、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注入操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作に与える影響はない。</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉水温について、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報</p>	<p>初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合については、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉初期圧力は、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、評価条件と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。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃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、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合においては、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、RHR切替時のLOCAにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり、評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また、プー</p>	<p>・東海第二は、原子炉水位を通常運転水位とし、更に、警報や緩和設備の自動起動に期待しない保守的な想定としている。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約2.0m上に到達するまでの時間（約1時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止1日後）は2時間以上と長く、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が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>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることか</p>	<p>ルゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の原子炉初期圧力は、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、評価条件と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。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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（低圧注水系）の注水操作は、評価上の操作開始条件として、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、原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時刻は早くなると考えられる。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>ら、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、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 5.3.4)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約2.3時間あり、これに対して、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため、十分な時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.3.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさ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>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<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>7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、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、「7.4.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の64名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。</p> <p>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)</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>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>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において重大事故等対策時における必要な初動対応要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり7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」で示す運転員及び災害対策要員の37名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1.2(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（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サブプレッション・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日間の対応が可能である。</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、燃料評価上は外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイディーゼル発電機から電源供給することを想定する。非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル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130.3kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料5.3.5)</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。</p>	<p>・設備の違い。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故」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、残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、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等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	<p>5.3.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、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、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.3-1表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉炉芯圧力パワングリから、運転員の操作等により系外への原子炉冷却材の流出が防止される	運転停止中に原子炉炉芯圧力パワングリに接続された系外へ、運転員の操作等により系外への原子炉冷却材の流出が防止される	【伊勢原ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位
原子炉炉芯圧力パワングリから、原子炉冷却材の流出が防止される	原子炉炉芯圧力パワングリに接続された系外へ、運転員の操作等により系外への原子炉冷却材の流出が防止される	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉冷却材の流出が防止される	原子炉炉芯圧力パワングリにより低下した原子炉水位を回復するため、待機している残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉冷却材の流出が防止される	【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】

【 】：重大事故等対応設備 (設計基準設備)

10-7-4-72

第5.3-1表 原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材の流出の確認	・原子炉水位の低下及びサブプレッジョン・プールの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。	-	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) サブプレッジョン・プール水位
作業員への退避指示	・発電長は、原子炉冷却材の流出を確認後、中央制御室からベージングにより現場作業員へ退避指示を行う。	-	-	-
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	・原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。	【残留熱除去系 (低圧注水系)】	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域) 【残留熱除去系系統流量】
原子炉冷却材漏えい箇所の隔離	・原子炉冷却材圧力パワングリに接続された系外から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が防止されることを確認する。	-	-	原子炉水位 (広帯域、燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域、SA 燃料域)

【 】：重大事故等対応設備 (設計基準設備)

■：有効性評価上考慮しない操作

5.3-16

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	崩壊の影響を考慮するため、原子炉压力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器開放を想定
	ブルゲートの状態	閉	保有水が少ないブルゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定
	原子炉冷却材のサブプレッション・チエンパへの流出量	約 87m <sup>3</sup> /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が 100℃ に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	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

10-7-4-23

第5.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器が未開放、かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値 (43℃~51℃) を踏まえて設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	原子炉冷却材のサブプレッション・チエンパへの流出量	45m <sup>3</sup> /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
事故条件	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) は運転状態を想定している。このため、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の取水ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

5.3-17

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第7.4.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)				
項目		主要評価条件		条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m <sup>3</sup> /hで注水		低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	事象発生から2時間後		原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び強硬操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定 (原子炉水位の低下を認知し、原因調査を開始する時間は事象発生から1時間後を想定。漏えい箇所の特定 (放射線防護設備作動に10分、現場移動に10分、電源投入に5分、弁の状態確認に1分、計26分を想定) 及び隔離操作 (1分を想定) については、時間余裕を考慮し1時間とする。)
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後		原子炉注水は隔離操作後を想定し、事象発生から2時間後とする。
第5.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)				
項目		主要評価条件		条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉への注水流量	1,605m <sup>3</sup> /h		残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値を設定
	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	事象発生から2時間後		事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	—		残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位を維持した状態での操作であり、十分な時間余裕がある
10-7-4-74		5.3-18		

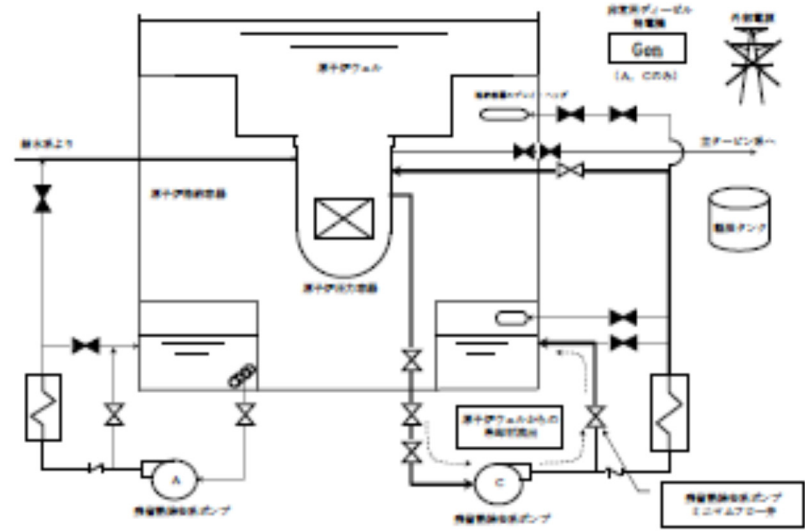


赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

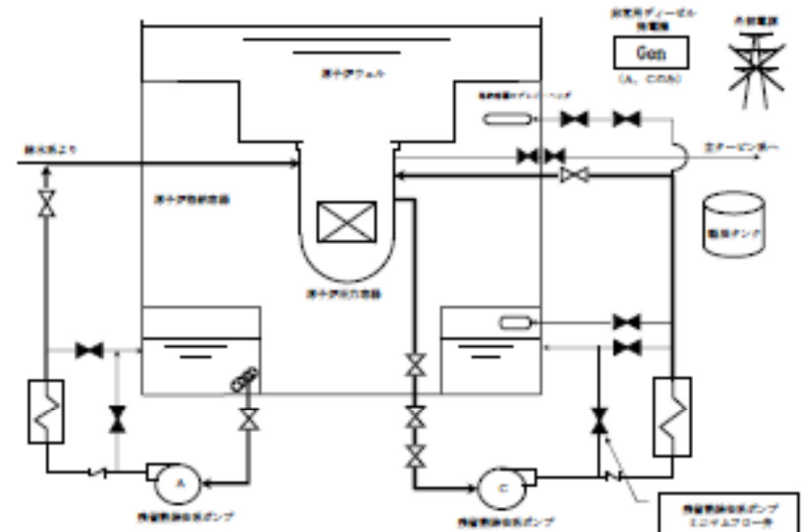
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

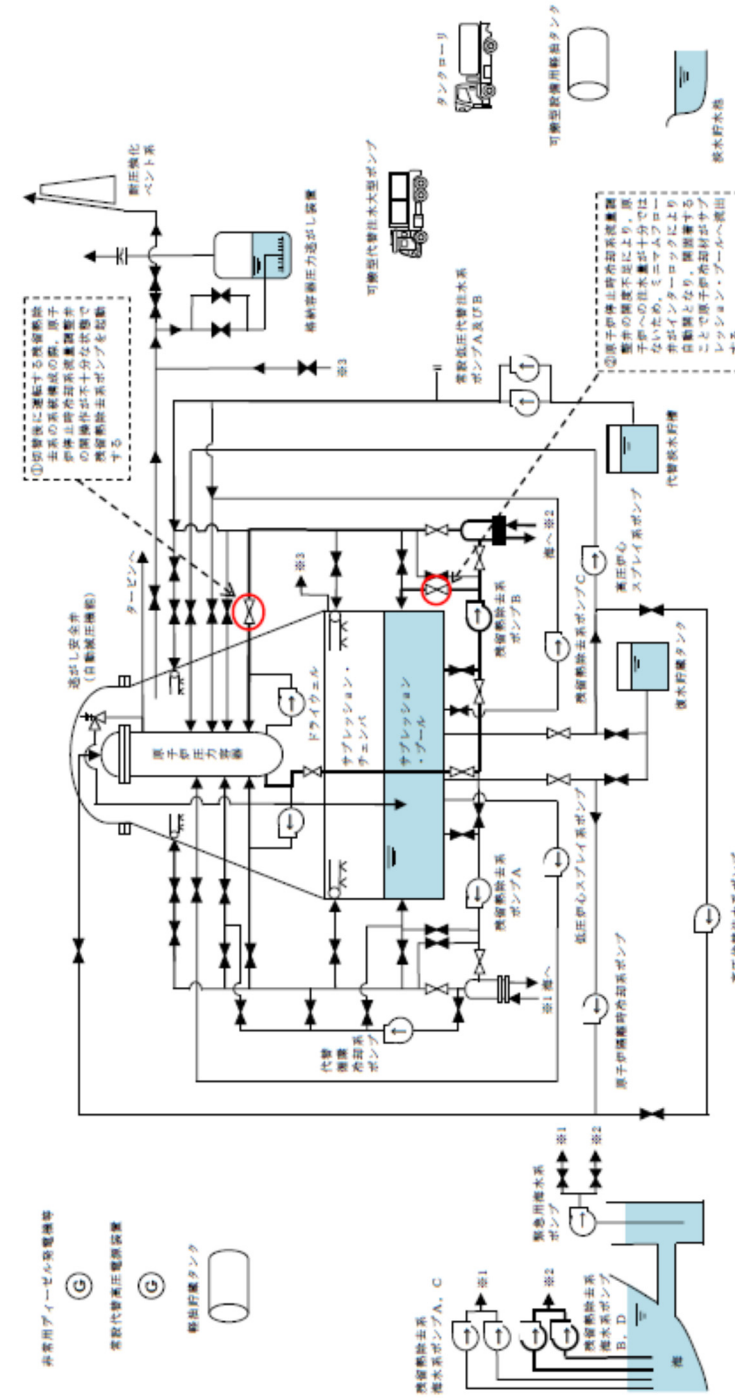


第 7.4.3-1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2)  
 (原子炉停止時冷却系統構成失敗)



第 7.4.3-2 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)  
 (原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

10-7-4-90



5.3-19

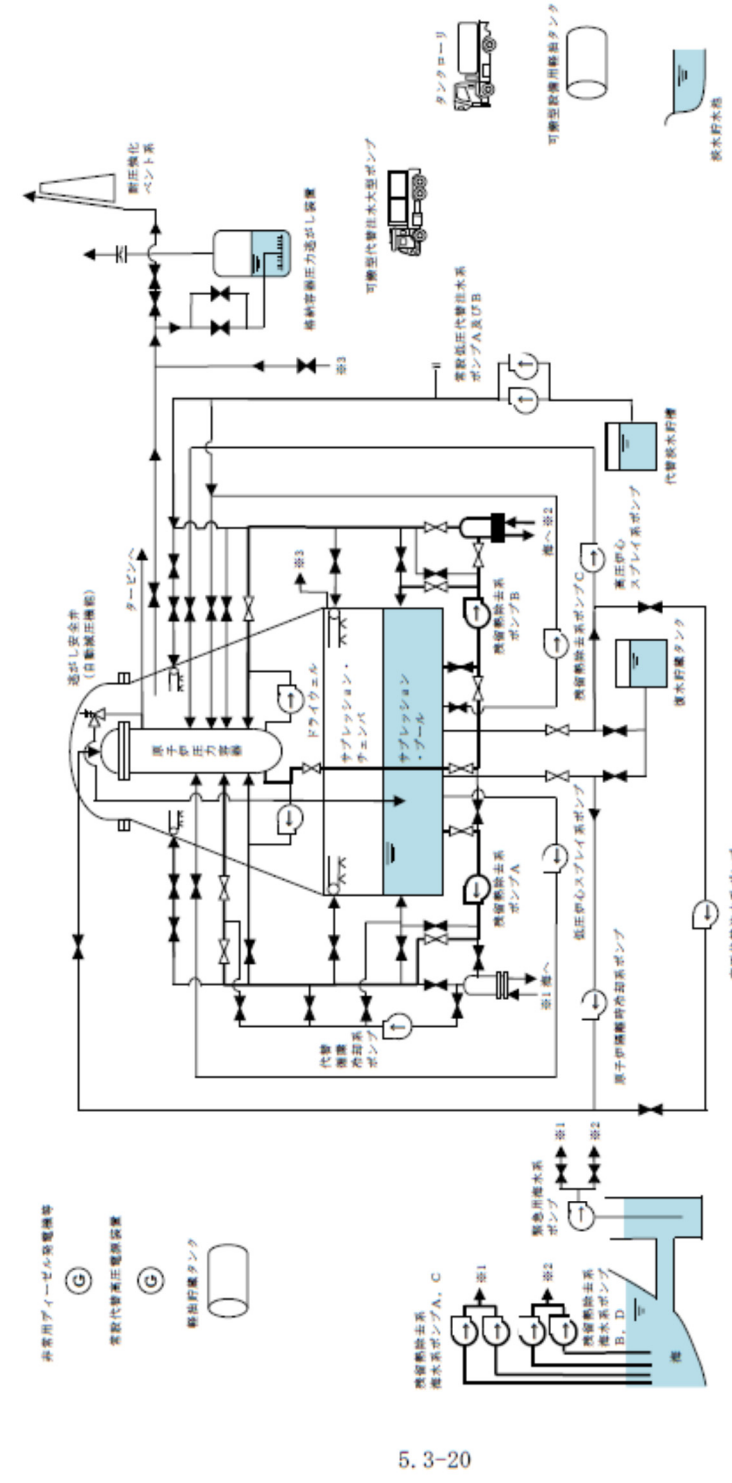
第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
 (原子炉冷却材の流出)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



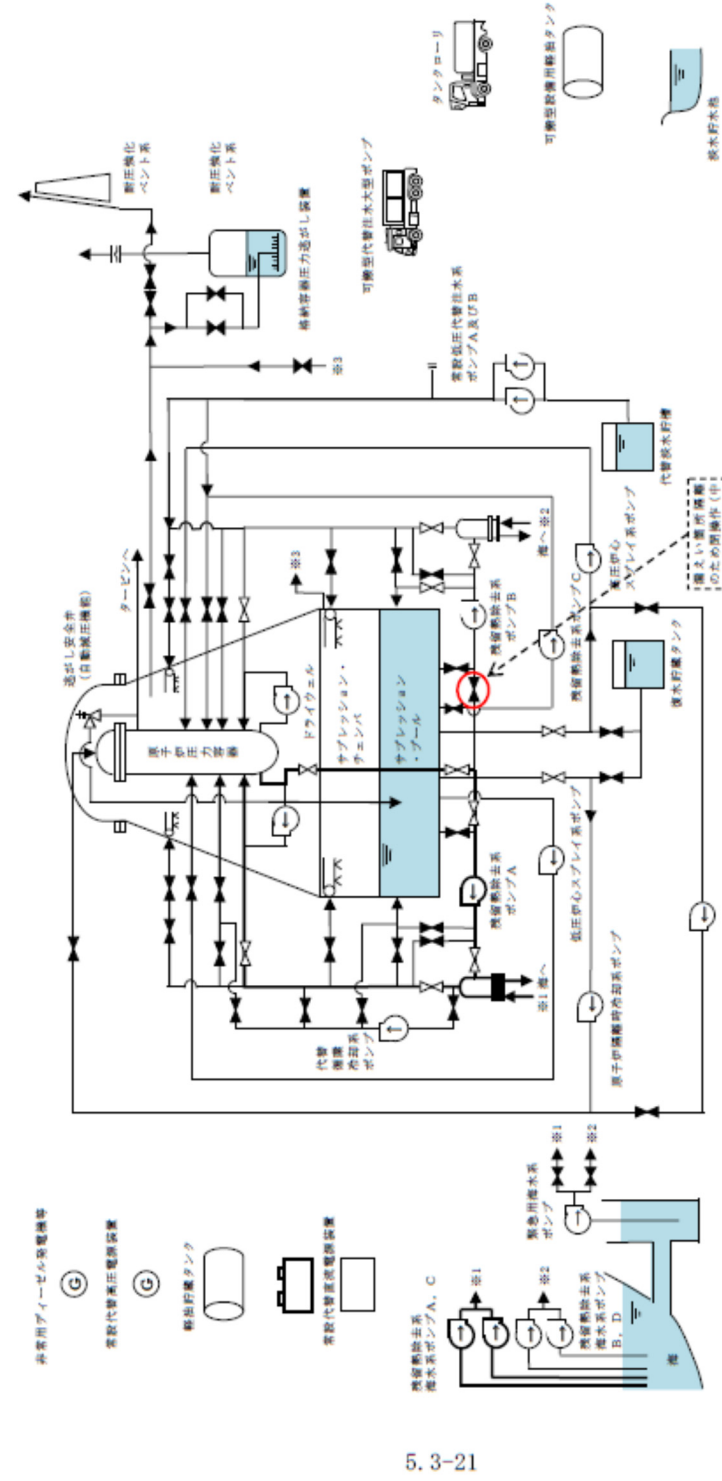
第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (残留熱除去系 (低圧注水系))

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

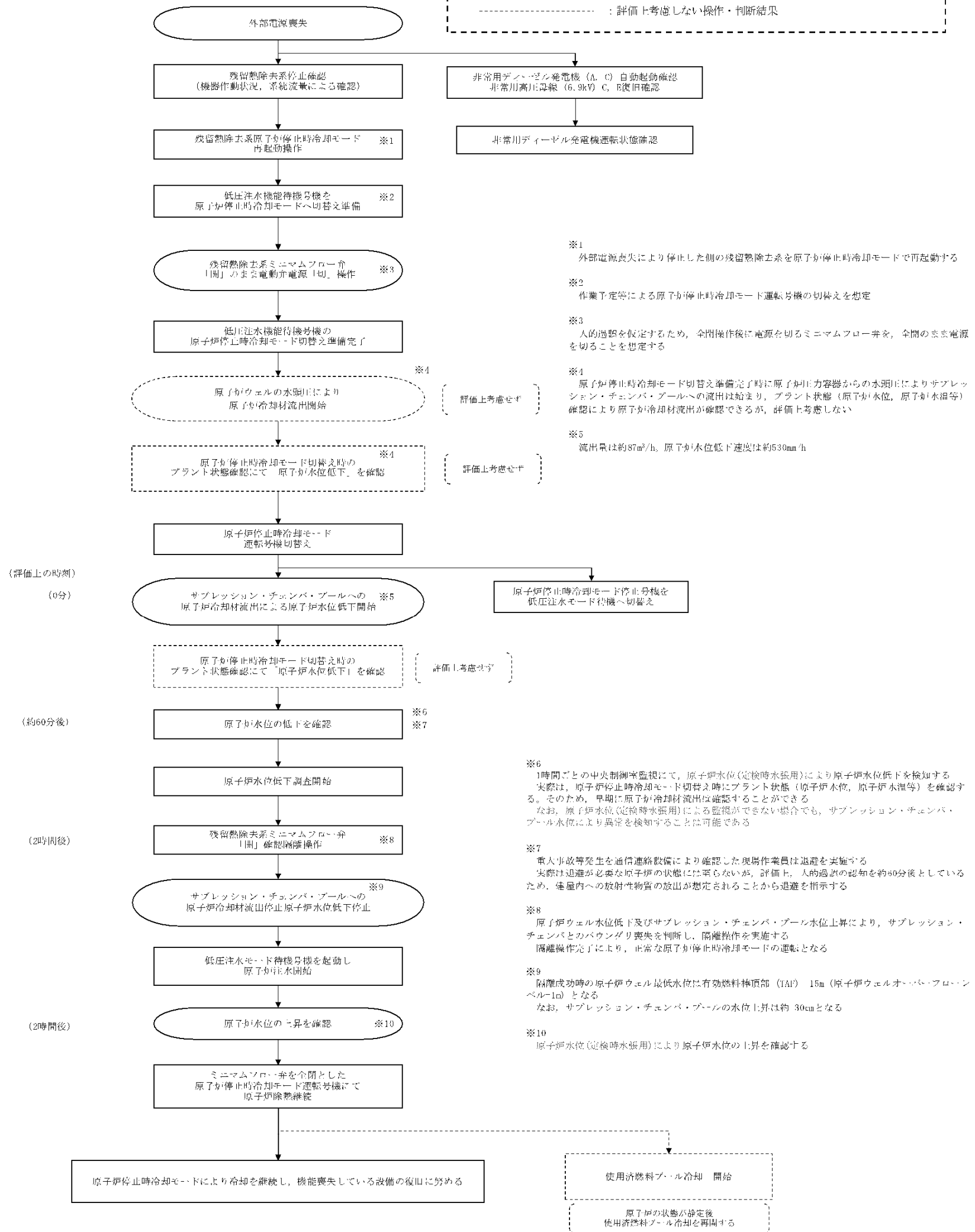
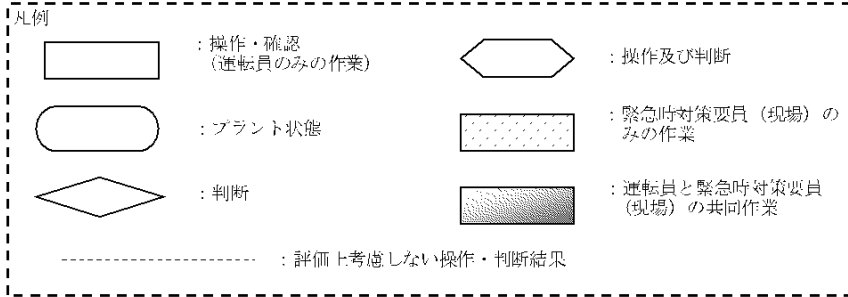
東海第二発電所

備考



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
 (漏えい箇所隔離及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系))

プラント前提条件  
 ・原子炉ウエル満水  
 ・全燃料装荷&プールのゲート閉  
 ・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)点検中  
 ・残留熱除去系(C)低圧注水モード待機中



第 7.4.3-3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

東海第二発電所	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div data-bbox="136 252 751 504" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>プラント前提条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉の運転停止 1 日後</li> <li>・原子炉圧力容器未開放</li> <li>・格納容器開放中</li> <li>・主蒸気隔離弁全閉</li> <li>・残留熱除去系 (A) 運転中</li> <li>・残留熱除去系 (B) 待機中</li> <li>・残留熱除去系 (C) 点検中</li> <li>・原子炉水位は通常運転水位</li> </ul> </div> <div data-bbox="1018 252 1654 593" style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>□ : 操作・確認 (運転員)</li> <li>○ : プラント状態 (解析)</li> <li>◇ : 判断</li> <li>◇ (逆三角) : 操作及び判断</li> <li>--- : 解析上考慮しない操作</li> <li>--- (点線) : 重大事故等対応要員 (現場) の作業</li> <li>--- (点線) (枠) : 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業</li> </ul> </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p>運転中残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作</p> <p>↓</p> <p>切替後に運転する残留熱除去系を原子炉停止時冷却系へ系統構成</p> <p>↓</p> <p>切替後に運転する待機中残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の起動操作</p> <p>↓</p> <p>(解析上の時刻) (0秒) 切替後に運転する残留熱除去系ポンプ起動時に、ミニマムフローラインからサブプレッション・プールへ原子炉冷却材が流出することで原子炉水位低下が開始<sup>※1</sup></p> <p>↓</p> <p>(約1時間) 原子炉冷却材流出の確認<sup>※2</sup></p> <p>↓</p> <p>(2時間) 待機中残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作<sup>※3, 4</sup></p> <p>↓</p> <p>(約2.1時間) 原子炉水位回復確認<sup>※6</sup></p> <p>↓</p> <p>原子炉冷却材流出箇所の隔離操作<sup>※7</sup></p> <p>↓</p> <p>サブプレッション・プールへの原子炉冷却材流出停止により、原子炉水位の低下停止</p> <p>↓</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉冷却<sup>※8</sup></p> <p>↓</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により冷却を継続し、機能喪失している設備の復旧に努める</p> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p>停止した残留熱除去系を低圧注水系に系統構成</p> <p>↓</p> <p>作業員への退避指示<sup>※5</sup></p> <p>↓</p> <p>待機中残留熱除去系 (低圧注水系) 以外による原子炉注水              ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水              ・代替循環冷却系による原子炉注水              ・消火系による原子炉注水              ・補給水系による原子炉注水</p> <p>↓</p> <p>残留熱除去系海水系以外による残留熱除去系の補機冷却              ・緊急用海水系による残留熱除去系の補機冷却              ・代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系の補機冷却</p> </div> <div style="margin-top: 20px; border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】</p> <p>I</p> <p>待機中残留熱除去系 (低圧注水系) と同等の流量は確保できないが、低圧代替注水系 (常設)、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) による原子炉注水、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。</p> <p>II</p> <p>緊急用海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水も実施可能である。</p> <p>代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水は、残留熱除去系海水系、緊急用海水系に比べて準備に時間を要する。</p> </div>	
<p>第 5.3-2 図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要</p>	
<p>5.3-22</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考

原子炉冷却材の流出

実施箇所・必要人員数	実施箇所・必要人員数							経過時間 (時間)	備考	
	責任者	当直長		緊急時対応本部連絡			備考			
		6号	7号	6号	7号	7号				
操作項目	責任者	1人	1人	中央監視	1人	緊急時対応本部連絡				
	指揮者	6号 7号	当直副長 当直副長	1人 1人	1人 1人	各号炉運転操作指揮				
状態判断	通報連絡者	緊急時対応本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外常連絡					
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
残留熱除去系 再起動	1人	A	1人	a	-	-	-	約80分 原子炉水位低下検知 2時間 非-プレンジション・チェンバ・プールへの原子炉冷却材流出停止		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・外部電源喪失確認		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認		
	-	-	-	-	-	-	-	・非常用ディゼーゼル発電機起動確認		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作		
	(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		
	-	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モード 現物系統構成		
	(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		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止操作		
	-	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 低圧注水モード付操体状態へ切替え		
原子炉水位制御操作	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・原子炉水位、温度監視		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・原子炉水位低下調査/隔離操作		
	-	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装置準備		
	-	-	-	-	-	-	-	・原子炉水位低下調査/隔離操作		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・残留熱除去系 (停止側) 低圧注水モード 起動操作		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・スキャマージング水位調整 ・燃料プール冷却浄化装置 運転確認		
	(1人)	A	(1人)	a	-	-	-	・燃料プール冷却浄化装置 運転確認		
	1人	A	1人	a	2人	C, D	2人	C, D	0人	
	合計	1人	A	1人	a	2人	C, D	2人	C, D	0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7.4.3-4図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

		東海第二発電所				備考
		原子炉冷却材の流出				
		経過時間 (時間)				
		0	1	2	3	4
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員	責任者	1人	1人	1人	1人
	副任者	1人	1人	1人	1人	1人
操作内容	操作内容	▽ 事象発生				
	操作内容	▽ 約1時間 原子炉水位の低下を確認 ▽ 2時間 待機側の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始及び原子炉冷却材流出の原因調査/隔離操作開始 ▽ 約2.1時間 原子炉水位回復, 原子炉安定停止状態確認				
状況判断	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転	1人	1人	1人	1人	残留熱除去系 (B)
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転	1人	1人	1人	1人	残留熱除去系 (A)
必要員数	合計	1人	1人	1人	1人	0人
	必要員数	1人	1人	1人	1人	0人

第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.4.3-5図 原子炉水位の推移</p> <p>10-7-4-93</p>	<p>第5.3-4図 原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化        (燃料有効長頂部からの水位)</p> <p>5.3-24</p>	



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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第7.4.3-6図 原子炉水位と線量率</p> <p>10-7-4-94</p>	<p>第5.3-5図 原子炉水位と線量率</p> <p>5.3-25</p>	<p>備考</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.4.4 反応度の誤投入</p> <p>7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により、原子炉出力が上昇することによって、燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、異常な反応度の投入に対して<b>制御棒引き抜きの制限</b>及びスクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、<b>制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し、出力の異常上昇を未然に防止するとともに</b>、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第7.4.4-1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.4-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、反応度の誤投入により、原子炉が臨界に達することによって、燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。対応手順の概要を第5.4-1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第5.4-1 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は、重大事故等対策は全て自動で作動するため、中央制御室の運転員による確認のみであり、対応操作の要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>a. CR-2*の「連続引き抜き」（誤操作による反応度誤投入）</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。</p> <p>原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。</p> <p>※：CR-2：最大反応度値制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒</p> <p>b. 反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認</p>	<p>・東海第二は保守的に制御棒引き抜きの制限（原子炉出力ペリオド短（20秒）信号）に期待していない</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<b>原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。</b>さらに、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。</p> <p>7.4.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する<b>同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は</b> 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として、<b>同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は</b> 1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則として<b>ノッチ又はステップ</b>操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.4.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.4-2 表</p>	<p>制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし、制御棒が全挿入となり、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。</p> <p>5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として、1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い、原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則として 1 ノッチずつ操作を行い、起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び<b>単チャンネル熱水力解析コード SCAT（RIA 用）</b>により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4-2 表</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二は、投入される反応度が 1 ドルを超えるため、SCAT（RIA 用）を用いて燃料エンタルピを評価し、しきい値に達しないことを確認している。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0 とする。</p> <p>(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度</p> <p>事象発生前の原子炉出力は定格値の<math>10^{-8}</math>，原子炉圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO<sub>2</sub> とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。 誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を第7.4.4-2 図に示す。</p> <p>なお、通常、制御棒1本が全引抜されている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理<sup>※1</sup>している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロック、停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には、外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では</p>	<p>に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、9×9燃料（A型）平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0 とする。</p> <p>(c) 原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度</p> <p>事象発生前の原子炉初期出力は定格値の<math>10^{-8}</math>，原子炉初期圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO<sub>2</sub> とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とし、事象を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒が引き抜かれている状態での原子炉の臨界状態と、その状態からの連続的な誤引き抜きを想定する。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkである。引き抜き制御棒反応度曲線を第5.4-2 図に示す。</p> <p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、停止余裕検査時において、連続的に制御棒を引き抜くことはないため、上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが、冷温臨界検査においては、臨界近接における制御棒の反応度値を1.0%Δk以下となるよう管理しており、臨界状態からの誤引き抜きにより反応度値約1.71%Δkが加わる上記の評価に包含されるものとする。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では</p>	<p>・設備設計の違い</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 制御棒の引抜速度</p> <p>制御棒は、引抜速度の上限値 <b>33mm/s</b> にて連続で引き抜かれ<sup>※2</sup>、<b>起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）</b>による<b>制御棒引抜阻止信号</b>で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第 7.4.4-2 図に示す。なお、<b>制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</b></p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号</p> <p>起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。</p> <p>スクラム反応度曲線を第 7.4.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、<b>A, B, C</b> グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員操作に関する条件はない。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける炉心平均中性子束の推移を第 7.4.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に<b>起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）</b>による<b>制御棒引抜阻止信号</b>が発生し、<b>制御棒の引き抜きが阻止される</b>。この時、投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。</p> <p>また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約 <math>1.0 \times 10^{-4}</math> まで上昇するにとどまる。</p>	<p>反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 制御棒の引き抜き速度</p> <p>制御棒は、引き抜き速度の上限値 <b>9.1cm/s</b> にて連続で引き抜かれるものとする<sup>*</sup>。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。</p> <p>※：あらかじめ停止余裕が確認されている場合、一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作、及び反応度値の小さい制御棒位置 (30Pos.) 以降の制御棒引抜操作については、連続引き抜きが実施可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) 信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、スクラム信号の発生時の起動領域計装は、<b>A, B</b> チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員操作に関する条件はない。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 5.4-1 図に、炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) 信号が発生し、原子炉はスクラムする。このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：0.68%Δk）であるが、原子炉出力は定格出力の約 15%まで上昇することとどまる。<b>また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ/kgUO<sub>2</sub> (65cal/gUO<sub>2</sub>) を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピー</b></p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二は、投入される反応度が 1 ドルを超えるため、燃料エンタルピがしきい値に達しないことを記載</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.4.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により、自動的に<b>制御棒の引き抜きを阻止し</b>、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p>	<p>ク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kgUO<sub>2</sub> (40cal/gUO<sub>2</sub>)を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>以上により、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>(添付資料 5.4.1)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作に与える影響、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では、自動作動する原子炉緊急停止系により、自動的に原子炉をスクラムさせることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等はない。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価を行う重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、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>ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.4-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員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>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も0.07ドルと小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが</p>	<p>(添付資料5.4.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.4-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又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保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員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>炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>実効増倍率について、実際の炉心設計では、設計上の余裕を見込み、最大反応度価値を持つ制御棒1本が完全に引き抜かれた状態でも、炉心の実効増倍率の計算値は、常に0.99未満となるよう設計する。実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も0.96ドル（燃料エンタルピー最大値：約10kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約1kJ/kgUO<sub>2</sub>）と小さくなり、即発臨界に至らないこととなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約57秒後となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件            本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作に関する条件はない。</p> <p>(3) 感度解析            解析コードの不確かさによりドブプラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。            ドブプラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.55ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.56ドル(+10%), 0.53ドル(-10%), 実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は0.53ドル(+10%), 0.56ドル(-10%)となる。以上より、これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握            本重要事故シーケンスは、「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価            解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。            以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。            a. 過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5%</p>	<p>運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し、事象が収束するため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件            本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。            (添付資料5.4.2)</p> <p>(3) 感度解析            解析コードの不確かさによりドブプラ反応度フィードバック効果、引抜制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。            ドブプラ反応度フィードバック効果を+10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約80kJ/kgUO<sub>2</sub> (増分の最大値：約72kJ/kgUO<sub>2</sub>)、-10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約92kJ/kgUO<sub>2</sub> (増分の最大値：約83kJ/kgUO<sub>2</sub>)、また引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は1.15ドル (燃料エンタルピ最大値：約102kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約94kJ/kgUO<sub>2</sub>)、-10%とした場合に投入される反応度は1.12ドル、実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は1.11ドル、-10%とした場合に投入される反応度は1.16ドル (燃料エンタルピ最大値：約90kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約82kJ/kgUO<sub>2</sub>)となる。以上より、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。            (添付資料5.4.2)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握            本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価            解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。            サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた評価においても、投入される反応度は1.16ドル (燃料エンタルピ最大値：79.6kJ/kgUO<sub>2</sub>、燃料エンタルピの増分の最大値：71.2kJ/kgUO<sub>2</sub>)に留まることから、不確かさが評価項目となるパラメータ</p>	



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>Δk の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合</p> <p>b. サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。</p> <p>定格の <math>10^{-8}</math> の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がなく、0.55 ドル（10 倍）及び 0.54 ドル（1/10 倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がない、0.57 ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p>	<p>タに与える影響は小さい。</p> <p>原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の <math>10^{-8}</math> の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（1.13 ドル）と大きく差異がない、1.09 ドル（10 倍）及び 1.17 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 123kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約 115kJ/kgUO<sub>2</sub>）（1/10 倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して 60℃とした場合の感度解析を実施し、1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 96kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約 80kJ/kgUO<sub>2</sub>）であった。有効性評価での結果（1.13 ドル、燃料エンタルピー最大値：約 85kJ/kgUO<sub>2</sub>、増分の最大値：約 77kJ/kgUO<sub>2</sub>）と大きな差異がないことから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>※：本評価で評価対象とした 9×9 燃料では、初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に、G d の燃焼や P u の蓄積により、結果が厳しくなる場合がある。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 5.4.2, 5.4.4, 5.4.5）</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応の要員の確保は不要である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（運転停止時 反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>a. 水源 本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>7.4.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける6号及び7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。 以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>a. 水 源 本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p> <p>b. 燃 料 本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電 源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結 論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」について有効性評価を行った。  上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。 その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応の要員の確保は不要である。また、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の運転員1名で実施可能である。 以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.4-1表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

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

10-7-4-75

第5.4-1表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
CR-2の「連続引き抜き」(誤操作による反応度誤投入)	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域計装
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ベリオド短 (10 秒) 信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装

5.4-15

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/3)

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

10-1-14-28

第5.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/SCAT (RI A用)	-
炉心状態	9×9燃料 (A型) 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
実効増倍率	1.0	燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
原子炉初期出力	定格出力の10 <sup>-8</sup>	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉初期圧力	0.0MPa [gage]	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	停止時余裕検査時の原子炉圧力を想定
初期燃料エンタルピー	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	冷却材温度が低い場合、水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため、冷却材温度の運用の下限値を設定
起因事象	制御棒の誤引き抜き	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定
誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値制御棒及びその対角隣接の制御棒	運転停止中の原子炉において、最大反応度値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する
外部電源	外部電源あり	なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、停止余裕検査時において、連続的に制御棒を引き抜くことはないため、上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接における他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが、冷温臨界検査においては、臨界近接における制御棒の反応度値を1.0%Δk以下となるよう管理しており、臨界状態からの誤引き抜きにより反応度値約1.71%Δkが加わる上記の評価に包含されるものと考えられる
		運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定 (誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δk)。
		引抜制御棒反応度曲線は、第5.4-2図のとおり。
		制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源があるものとして想定

5.4-16

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.4.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引抜されている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、引抜き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値値の管理等を考慮し、斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.0%Δkとする
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

10-7-4-77

第5.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引き抜き速度の上限値を設定
起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる
制御棒引抜阻止信号	期待しない(原子炉出力ペリオド短信号(20秒))	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の脱操作の量が増加し、厳しい評価となる
スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号(10秒)	起動領域計装のスクラム機能を設定*

※：複数の制御棒引抜を伴う検査の実施の際において、発電機が最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること (指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等)、制御棒のスクラムアクチュエータの圧力等を確認すること、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。  
 そのため、本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

5.4-17

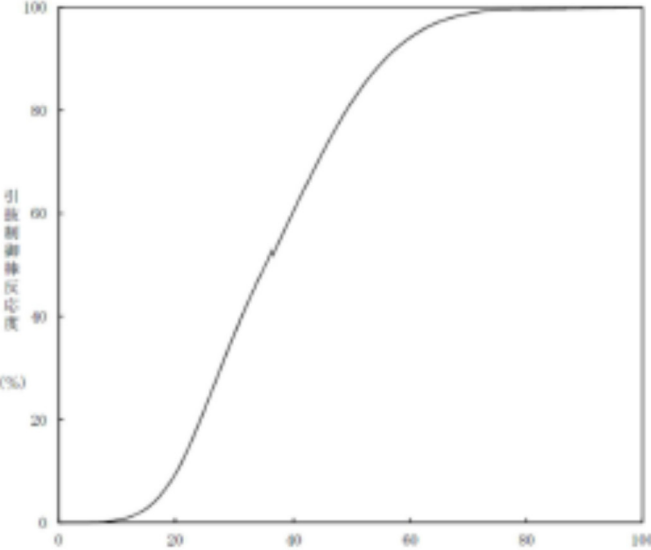
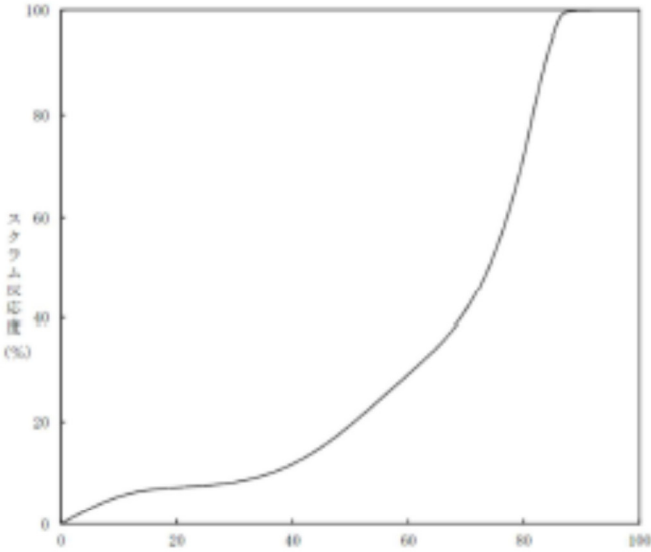
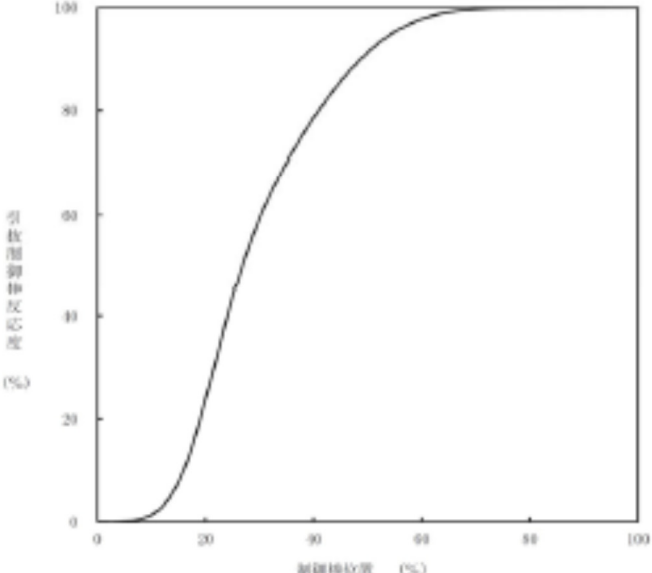
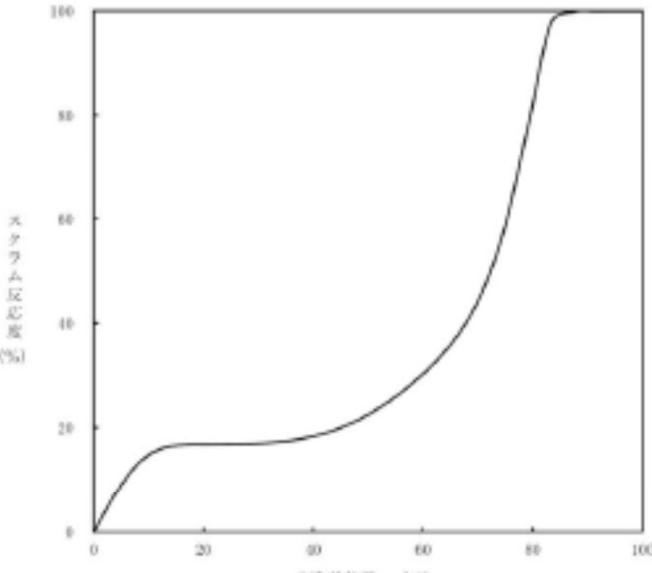
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考															
<p style="text-align: center;">第7.4.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (3/3)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>制御棒の引抜速度</td> <td>33mm/s</td> <td>引抜速度の上限值として設定</td> </tr> <tr> <td>起動領域モニタのバイパス状態</td> <td>A, B, Cグループそれぞれ1個ずつ</td> <td>A, B, Cグループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする</td> </tr> <tr> <td>制御棒引抜阻止条件</td> <td>原子炉周期短信号 (原子炉周期20秒)<sup>※1</sup></td> <td>起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定<sup>※1</sup></td> </tr> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>原子炉周期短信号 (原子炉周期10秒)<sup>※2</sup></td> <td>原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定<sup>※</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査 (核計装装置) 等)、制御棒のスクラムアラームレータの圧力等を確認すること、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本現象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できるとする。</p> <p>※2 起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期10秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することによって発生する。</p>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限值として設定	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, Cグループそれぞれ1個ずつ	A, B, Cグループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号 (原子炉周期20秒) <sup>※1</sup>	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定 <sup>※1</sup>	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号 (原子炉周期10秒) <sup>※2</sup>	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 <sup>※</sup>		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方															
制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限值として設定															
起動領域モニタのバイパス状態	A, B, Cグループそれぞれ1個ずつ	A, B, Cグループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする															
制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号 (原子炉周期20秒) <sup>※1</sup>	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定 <sup>※1</sup>															
原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号 (原子炉周期10秒) <sup>※2</sup>	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 <sup>※</sup>															

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

<p>柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備考</p>
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>プラント前記条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・複数本の制御棒引抜き操作 (停止時余裕試験、停止余裕検査等を考慮した想定)</li> <li>・起動領域モニタのMSトリップ選択スイッチ「通常」位置</li> <li>・原子炉モードスイッチ「起動」位置</li> </ul> <p>制御棒</p> <p>CR-1：成人反応度値を有する制御棒</p> <p>CR-2：CR-1斜め隣接の制御棒</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p> <p>10-7-4-95</p> </div> </div> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>操作・確認 (運転員のみ作業)</li> <li>操作及び判断</li> <li>プラント状態</li> <li>緊急時対策要員 (現場) のみ の作業</li> <li>判断</li> <li>運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業</li> <li>--- : 解析上考慮しない操作・判断結果</li> </ul> <p>※1 人的過誤としてCR-2の連続引き抜きを想定する</p> <p>※2 原子炉周期20秒にて発生する</p> <p>※3 原子炉周期10秒にて発生する</p> <p>※4 起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期10秒) による原子炉スクラム信号は、原子炉出力が中間領域に到達することで発生する</p> <p>MSトリップ選択スイッチ「初表前」位置の場合</p> <p>スクラム信号発生 (起動領域モニタ計数(平均))</p> <p>全制御棒全挿入により未臨界達成</p> <p>第 7.4.4-1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>プラント前記条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・複数本の制御棒引抜き操作 (冷温度検査及び原子炉停止余裕検査を考慮した想定)</li> <li>・原子炉モード・スイッチ「起動」位置</li> </ul> <p>引抜き制御棒</p> <p>CR-1：最大反応度値制御棒</p> <p>CR-2：CR-1の対角隣接の制御棒</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>東海第二発電所</p> <p>5.4-18</p> </div> </div> <p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>操作・確認 (運転員)</li> <li>操作・確認 (災害対策要員)</li> <li>プラント状態</li> <li>緊急時対策要員 (現場) のみ の作業</li> <li>判断</li> <li>運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業</li> <li>--- : 解析上考慮しない</li> </ul> <p>※1 人的過誤としてCR-2の連続引き抜きを想定する。</p> <p>複数本の制御棒引抜き操作を開始</p> <p>CR-1の「全引き抜き」操作</p> <p>CR-2の引き抜き操作開始</p> <p>CR-2の「連続引き抜き」操作 (試験操作による反応度誤投入)</p> <p>(解析上の時刻) (0秒)</p> <p>原子炉出力パレオド短縮 (10秒)</p> <p>原子炉自動スクラム</p> <p>反応度試験投入後の原子炉スクラムの確認</p> <p>制御棒全挿入により未臨界達成</p> <p>第 5.4-1 図 事故シナリオグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要</p>	<p>備考</p>

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.4.4-2 図 引抜制御棒反応度曲線</p>  <p>第 7.4.4-3 図 スクラム反応度曲線</p> <p>10-7-4-96</p>	 <p>第 5.4-2 図 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線</p>  <p>第 5.4-3 図 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線</p> <p>5.4-19</p>	<p>備考</p>

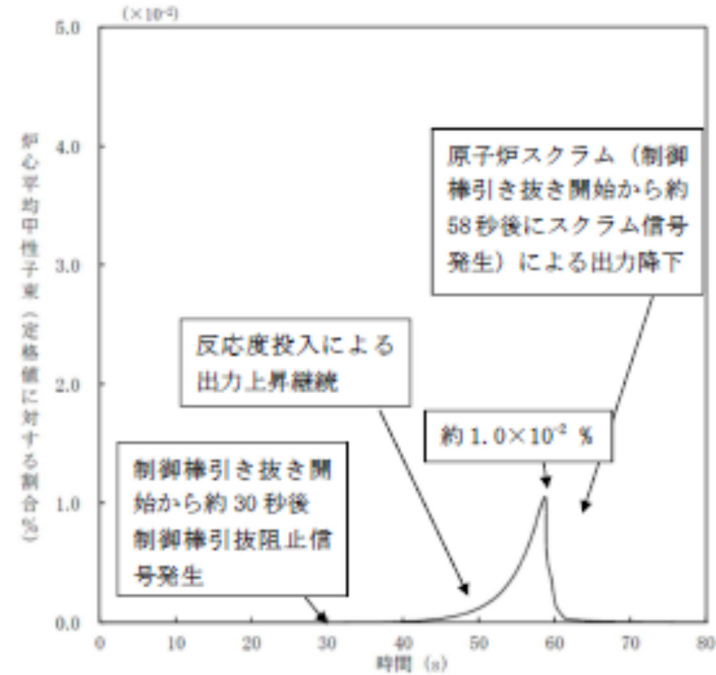


赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

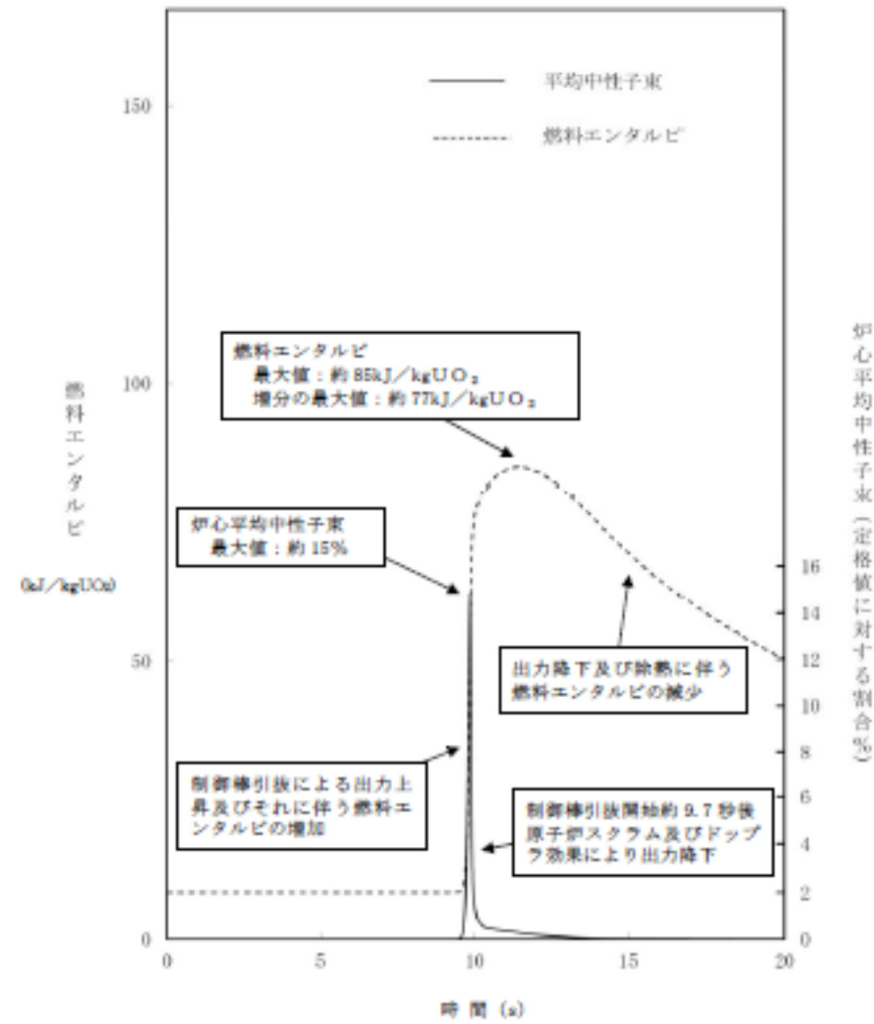
東海第二発電所

備考



第7.4.4-4図 炉心平均中性子束の推移

10-7-4-97



第5.4-4図 反応度の誤投入における事象変化

5.4-20

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.5 必要な要員及び資源の評価</p> <p>7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>(1) 要員の評価条件</p> <p>a. 各事故シーケンスにおける要員については、保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。</p> <p>b. 参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直長、当直副長、運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。</p> <p>また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいて、<b>事象発生10時間</b>までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに<b>事象発生10時間以降</b>は発電所構外から召集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。</p> <p>なお、発電所構外から召集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生10時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。</p> <p>c. <b>可搬型設備操作において、可搬型設備を事象発生から12時間までは機能に期待しないと仮定するため、その使用開始を12時間後として要員を評価する。ただし、要員の確保等速やかに対応可能な体制が整備されている場合を除く。</b></p> <p>(2) 資源の評価条件</p> <p>a. 全般</p> <p>(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。</p> <p>(b) 水源、燃料及び電源に関する評価において、淡水貯水池、ガスタービン発電機用燃料タンク及び常設代替交流電源設備は、6号及び7号炉で共用していることから、その合計の消費量を評価する。</p> <p>b. 水源</p> <p>(a) 原子炉及び原子炉格納容器への注水において、水源となる復水貯蔵槽の保有水量（約1,700m<sup>3</sup>：有効水量）が、淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。</p> <p>(b) 復水貯蔵槽については、淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。</p>	<p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>(1) 要員の評価条件</p> <p>a. 各事故シーケンスグループ等において実施する作業に対して、<b>事象発生2時間</b>までは、中央制御室の当直要員7名及び発電所構内に常駐している当直要員を除く災害対策要員32名の合計39名で対応を行うことで、必要な作業対応が可能であることを評価する。また、<b>発電所外から</b>召集される災害対策要員が行う作業については、<b>事象発生2時間以降</b>に期待することとして評価する。なお、必要な要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保する。</p> <p>b. 屋外作業に係る要員の評価においては、有効性評価で考慮する屋外作業ごとに移動時間、アクセスルートの復旧時間を考慮して、要員評価を行う。</p> <p>(2) 資源の評価条件</p> <p>a. 共 通</p> <p>(a) 各事故シーケンスグループ等において、重大事故等対策を7日間継続するために必要な水源、燃料及び電源に関する評価を行う。</p> <p>b. 水 源</p> <p>(a) 炉心、格納容器、使用済燃料プール等への注水において、水源として使用する代替淡水貯槽の保有水量（約4,300m<sup>3</sup>：有効水量）、北側淡水池（約2,500m<sup>3</sup>：有効水量）又は高所淡水池（約2,500m<sup>3</sup>：有効水量）が、他の淡水源から可搬型代替注水大型ポンプを用いて水の移送が開始可能となるまでに枯渇しないことを評価する。</p> <p>(b) 代替淡水貯槽と北側淡水池間において、可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で必要注水量以上が補給可能であることを評価する。</p>	<p>・東海第二では事象発生2時間後に外部からの要員に期待可能。</p> <p>・可搬型設備については、発電所に常駐している災害対応要員にて対応可能であるため、可搬型設備に期待する時間制限は設けていない。</p>

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 使用済燃料プールへの注水において、水源となる淡水貯水池の保有水量（約18,000m<sup>3</sup>）が枯渇しないことを評価する。</p> <p>(d) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として、厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>c. 燃料</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系専用の電源車、代替原子炉補機冷却系の大容量送水車（熱交換器ユニット用）、復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、非常用ディーゼル発電機、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・ポスト用発電機のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮して消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、非常用ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。 この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））の容量を考慮する。</p> <p>(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油タンク（約1,020kL、2基（6号及び7号炉それぞれ1基））とガスタービン発電機用燃料タンク（約100kL）の合計容量約2,140kLを考慮する。</p> <p>(d) 常設代替交流電源設備は、2台で6号及び7号炉の事故収束に必要な負荷への給電が可能であるが、保守的に3台分の燃料消費量で評価を行う。</p> <p>(e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。</p> <p>d. 電源</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいては常設代替交流電源設備により、有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量（約2,950kW）未満となることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスにおいては、非</p>	<p>(c) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから、必要注水量が多い重要事故シーケンス等々を評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>c. 燃料</p> <p>(a) 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）、常設代替交流電源設備、可搬型代替注水大型ポンプ、可搬型窒素供給装置のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し、消費する燃料（軽油）が、備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。 この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約800kL）の容量を考慮する。</p> <p>(c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。 この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約800kL）の容量を考慮する。</p> <p>(d) 可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素発生装置の使用を想定する重要事故シーケンス等については、可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。 この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約210kL）の容量を考慮する。</p> <p>(e) 燃料消費量の計算においては、保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から7日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。</p> <p>d. 電源</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては、常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が、連続定格容量未満となることを評価する。</p> <p>(b) 外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても、外部電源が喪</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>常用ディーゼル発電機からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機から給電するものとして評価する。</p> <p>(c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>(1) 必要な要員の評価結果</p> <p>各事故シーケンスグループにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。</p> <p>6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転中を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.1.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」であり、事象発生後10時間に必要な要員は32名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員18名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員72名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員数は46名であり、参集要員(106名)により確保可能である。</p> <p>また、6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転停止中を想定する。原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.4.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、事象発生後10時間に必要な要員は16名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。なお、事象発生10時間以降に追加で必要な要員数は26名であり、参集要員(106名)により確保可能である。</p> <p>また、使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.3.2 想定事故2」であり、必要な要員は22名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員10名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員64名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p>	<p>失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため、電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。</p> <p>(c) 各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>(d) 有効性評価において、考慮されていない設備についても、電源供給を行うものとして評価する。なお、炉心損傷防止対策の有効性評価における代替循環冷却系については、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に成功している場合又は残留熱除去系による格納容器除熱に成功している場合には、その機能に期待しないため、電源評価に含めないこととする。</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>(1) 必要な要員の評価結果</p> <p>各事故シーケンスグループ等において、必要な作業項目、要員数及び移動時間を含めた所要時間について評価を実施した。</p> <p>原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループは、「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」、「2.8 津波浸水による注水機能喪失」である。内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員5名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、初動での現場操作を行う重大事故等対応要員15名、燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員(招集要員)2名、低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)の現場系統構成を行うための重大事故等対応要員(招集要員)4名である。</p> <p>事象発生2時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員7名、発電所構内に常駐している災害対策要員32名の初動体制の要員39名で対処可能である。また、招集要員に期待する作業については、事象発生2時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」である。内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員3名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、初動での現場操作を行う重大事故等対応要員12名である。</p> <p>事象発生2時間以降の必要な作業対応は中央制御室の運転員5名、発電所構内に常駐している災害対策要員32名の初動体制の要員37名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故1」及び「4.2 想定事故2」の事</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>なお、各事故シーケンスグループにおいては6号及び7号炉が共に原子炉運転中、又は原子炉運転停止中を想定しているが、片号炉において原子炉運転中、もう片号炉において原子炉運転停止中の場合を想定した場合について示す。片号炉で原子炉運転中の必要な要員数が最も多い「7.1.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」を、もう他号炉で原子炉運転停止中の必要な要員数が最も多い「7.3.2 想定事故2」を想定すると、事象発生後10時間に必要な要員は27名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員13名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員67名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員数は23名であり、参集要員(106名)により確保可能である。</p> <p>7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果</p> <p>事象発生後7日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。</p> <p>(1) 水源の評価結果</p> <p>a. 原子炉及び原子炉格納容器への注水</p> <p>原子炉及び原子炉格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」である。</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイにおいて、6号及び7号炉それぞれで約7,400m<sup>3</sup>の水が必要であり、6号及び7号炉の同時被災を考慮すると合計約14,800m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有しており、事象発生12時間以降に淡水貯水池から復水貯蔵槽へ水の移送を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく、復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続が可能である。</p> <p>b. 使用済燃料プールへの注水</p> <p>使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.3.2 想定事故2」である。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による使用済燃料プール注水において、6号及び7号炉のそれぞれで約3,300m<sup>3</sup>の水が必要であり、6号及び7号炉の同時被災を考慮すると合計約6,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続が可能である。</p>	<p>象である。内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員3名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、初動での現場操作を行う重大事故等対応要員10名、燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員(招集要員)2名である。事象発生2時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員5名、発電所構内に常駐している災害対策要員32名の初動体制の要員37名で対処可能である。また、招集要員に期待する作業については、事象発生2時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果</p> <p>各事故シーケンスグループ等において、外部からの支援を考慮しない場合でも、重大事故等対策を7日間継続して実施するために必要な水源、燃料及び電源について評価を実施した。</p> <p>(1) 水源の評価結果</p> <p>a. 原子炉、格納容器等への注水</p> <p>原子炉、格納容器等への注水について、評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)のうち、事故収束に代替循環冷却系を使用しない場合(3.1.3)」である。</p> <p>代替淡水貯槽を水源とした常設代替低圧注水系ポンプによる原子炉注水、代替格納容器スプレイに約5,490m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>、北側淡水池に約2,500m<sup>3</sup>、高所淡水池に約2,500m<sup>3</sup>の水を保有しており、事象発生約42.5時間(代替淡水貯槽の残量1,000m<sup>3</sup>到達時点)以降、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替淡水貯槽への水の移送を行うことが可能であるため、代替淡水貯槽を枯渇させることなく7日間の注水継続が可能である。</p> <p>b. 使用済燃料プールへの注水</p> <p>使用済燃料プールへの注水について、評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故1」及び「4.2 想定事故2」である。</p> <p>代替淡水貯槽、北側淡水池又は高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プール注水において、約2,120m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>、北側淡水池に約2,500m<sup>3</sup>、高所淡水池に約2,500m<sup>3</sup>の水を保有しており、他の淡水源から水の移送を行うことなく7日間の注水継続が可能である。</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 燃料の評価結果</p> <p>a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。</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、保守的に事象発生直後から最大負荷で6台（6号及び7号炉それぞれ3台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約1,506kL（号炉あたり約753kL）の軽油が必要となる。復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）又は使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）については、保守的に事象発生直後から8台（6号及び7号炉それぞれ4台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約30kL（号炉あたり約15kL）の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後から4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（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日間の運転継続に約22kL（号炉あたり約11kL）の軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉それぞれで約816kLとなり、同時被災を考慮すると合計約1,632kLの軽油が必要となる。</p> <p>さらに、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7日間の運転継続に約13kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,645kLとなる。</p> <p>6号及び7号炉のそれぞれの軽油タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,040kL（号炉あたり約1,020kL）であり、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」である。</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3台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。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後から8台（6号及び7号炉それぞれ4台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kL（号炉あたり約21kL）の軽油が必要となる。また、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4台（6号及び7号炉それぞれ2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL（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</p>	<p>(2) 燃料の評価結果</p> <p>a. 電源供給に係る燃料評価</p> <p>軽油貯蔵タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」、「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」、「2.6 LOCA時注水機能喪失」、「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」、「4.1 想定事故1」、「4.2 想定事故2」である。</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（2台）からの電源供給については、事象発生直後から全負荷での運転を7日間継続した場合、約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに備蓄している軽油量の合計は約800kLであり、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>b. 可搬型設備に係る燃料評価</p> <p>可搬設備用軽油タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」、「2.3.1 全交流電源喪失（長期TB）」、「2.3.2 全交流電源喪失（TBD/TBU）」、「2.3.3 全交流電源喪失（TBP）」、「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」、「2.6 LOCA時注水機能喪失」、「2.8 津波浸水による注水機能喪失」、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち、事故収束に代替循環冷却系を使用しない場合（3.1.3）」、「4.1 想定事故1」、「4.2 想定事故2」である。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプ（1台）からの注水又は補給については、事象発生直後から全負荷での運転を7日間継続した場合、約36.6kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに備蓄している軽油量の合計は約210kLであり、必要量の</p>	

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（必要な要員及び資源の評価）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>(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日間の運転継続に約22kL(号炉あたり約11kL)の軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉において約642kLとなる。</p> <p>さらに、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・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約13kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約655kLとなる。</p> <p>6号及び7号炉それぞれの軽油タンク並びにガスタービン発電機用燃料タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,140kLであり、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>(3) 電源の評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.4.1 取水機能が喪失した場合」である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、6号炉で約1,649kW、7号炉で約1,615kWが必要となるが、常設代替交流電源設備の1台あたりの連続定格容量である2,950kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定しているが、6号及び7号炉において重大事故等対策に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれていることから、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、直流電源については外部電源喪失時においても、非常用ディーゼル発電機又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお、事故シーケンスグループ「7.1.3 全交流動力電源喪失」においては、交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも直流電源負荷の制限及び常設代替直流電源設備への切替えの実施により、事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。</p>	<p>軽油を供給可能である。</p> <p>(3) 電源の評価結果</p> <p>電源の供給において評価上最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」である。</p> <p>常設代替交流電源設備(5台)の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷約4,255kWは、常設代替交流電源設備の連続定格容量である5,520kWにて供給可能である。</p> <p>なお、直流電源については非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備にて供給可能であるが、事故シーケンスグループ「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流電源喪失(TBD/TBU)」、「2.3.3 全交流電源喪失(TBP)」、「2.8 津波浸水による注水機能喪失」では、交流電源が24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも、不要直流負荷の切離し等により24時間の直流電源供給が可能である。</p>	