

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>7.1.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「過渡事象+原子炉停止失敗」、②「小破断LOCA+原子炉停止失敗」、③「中破断LOCA+原子炉停止失敗」及び④「大破断LOCA+原子炉停止失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止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、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第7.1.5-1図から第7.1.5-3図に、手順の概要を第7.1.5-4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.5</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+原子炉停止失敗」、②「サポート系喪失（自動停止）+原子炉停止失敗」、③「小破断LOCA+原子炉停止失敗」、④「中破断LOCA+原子炉停止失敗」及び⑤「大破断LOCA+原子炉停止失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止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、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又はATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替制御棒挿入機能又はATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5-1図に、手順の概要を第2.5-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5-1表に示す。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>ー1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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 12 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 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.5-5 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、12 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。</p> <p>原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認</p> <p>逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。なお、ここでの原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル 2）で再循環ポンプ 6 台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低（レベル 1.5）以上に水位を維持する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び各系統の流量指示等である。</p>	<p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行うための当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5-3 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、10 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。</p> <p>原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環系ポンプ 2 台全てがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認</p> <p>逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動する。高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、原子炉水位異常低下（レベル 2）により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより原子炉水位異常低下（レベル 1）近傍に水位を維持する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び各系統の流量等である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p>ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号と原子炉水位低 (レベル1) 信号の両方が 30 秒継続した場合であって、高圧炉心注水系又は低圧注水系のポンプが 1 台以上運転している (各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている) 場合、自動減圧系が自動起動する。原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p> <p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタ等である。</p> <p>f. 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇する。サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・チェンバ・プール水温度である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p>ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号と原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号の両方が 120 秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系 (低圧注水系) のポンプが 1 台以上運転している (各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている) 場合、自動減圧系が自動起動する。原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇につながる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、過渡時自動減圧機能による自動減圧も未然に阻止される。</p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p> <p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。</p> <p>f. 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッション・プール水温度が上昇する。サブプレッション・プール水温度が 32℃以上の場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。残留熱除去系による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・プール水温度である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	
<p>7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象 (反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定) を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) + 原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フ</p>	<p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象 (反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定) を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止) + 原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>イードバック効果 (ボイド・ドブプラ/ボロン), 崩壊熱, 燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 沸騰遷移, 沸騰・ボイド率変化, 気液熱非平衡, 原子炉压力容器における冷却材流量変化, 冷却材放出 (臨界流・差圧流), ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む), ほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コード REDY, 単チャンネル熱水力学解析コード SCAT により中性子束, 平均表面熱流束, 燃料被覆管温度, 炉心流量, 原子炉圧力, 原子炉水位, サプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.5-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>a) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>b) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>c) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は, 平衡炉心のサイクル末期とする。</p> <p>これは, 本評価では, サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく, 保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉出力が高く維持されることから, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は, 最も短い時間として設計値の下限であ</p>	<p>イードバック効果 (ボイド・ドブプラ/ボロン), 崩壊熱, 燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 沸騰遷移, 沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡, 原子炉压力容器における冷却材流量変化, 冷却材放出 (臨界流・差圧流), ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって, これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コード REDY 及び単チャンネル熱水力学解析コード SCAT により中性子束, 平均表面熱流束, 燃料被覆管温度, 炉心流量, 原子炉圧力, 原子炉水位, サプレッション・プール水温, 格納容器圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>i) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>iii) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は, 平衡炉心のサイクル末期とする。</p> <p>これは, 本評価では, サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく, 保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p>(添付資料 2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合, 事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉出力が高く維持されることから, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は, 最も短い時間として設計値の下限であ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>る 3 秒とする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高 (7.48MPa [gage]) 又は原子炉水位低 (レベル 3) 信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし、原子炉水位低 (レベル 2) 信号により残り再循環ポンプ 6 台がトリップするものとする。なお、4 台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの回転速度を 5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、保守的に使用できないものと仮定する。 また、再循環ポンプが 2 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁 (18 個) は、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(d) 電動駆動給水ポンプ 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) で自動起動し、182m³/h (8.12~1.03MPa [dif] において) の流量で給水するものとする。</p> <p>(f) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系は原子炉水位低 (レベル 1.5) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) で自動起動し、182~727m³/h (8.12~0.69MPa [dif] において) の流量で給水するものとする。</p>	<p>る 3 秒とする。</p> <p>(b) A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) は、原子炉圧力高 (7.39MPa [gage]) 又は原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により再循環系ポンプ 2 台が全てトリップするものとする。 また、再循環系ポンプが 1 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁 (逃がし弁機能) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁 (18 個) は、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(d) 電動駆動給水ポンプ 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位異常低下 (レベル 2) で自動起動し、136.7m³/h (原子炉圧力 7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) の流量で給水するものとする。また、サブプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性 (116℃) に余裕を考慮した温度である 106℃ に到達した時点で停止するものとする。</p> <p>(f) 高圧炉心スプレイ系 高圧炉心スプレイ系は原子炉水位異常低下 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) で自動起動し、145m³/h~1,506m³/h (8.30MPa [dif] ~0MPa [dif] において) の流量で給水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10 分間が経過した時点で手動起動し、190L/min の流量及びほう酸濃度 13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員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) 自動減圧系の自動起動阻止操作 原子炉が停止できない場合にドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止するため、自動減圧系の自動起動阻止を手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。</p> <p>(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作 本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10 分間が経過した時点で手動起動することとしている。残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）は、サブプレッション・チェンバのプール水の平均温度が 49℃に到達することをもって実施することとしており、サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した時点から、10 分間が経過した時点で残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を手動起動することとしている。</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中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心注水系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第 7.1.5-6 図から第 7.1.5-20</p>	<p>厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。</p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は事象発生から 6 分後に手動起動し、163L/min の流量及びほう酸濃度 13.4wt%で注入するものとする。</p> <p>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 53MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員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) 自動減圧系等の起動阻止操作 原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生 4 分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。 (添付資料 2.5.2)</p> <p>(b) ほう酸水注入系の起動操作 自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 6 分後にほう酸水注入系の起動操作を実施する。</p> <p>(c) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 事象発生 1 分後にドライウエル圧力高信号が発信してから 10 分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生 17 分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心スプレイ系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>図に、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を第 7.1.5-21 図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 730℃まで上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ 4 台がトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（7.48MPa [gage]）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、再循環ポンプの回転速度が最低となり、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 1,060℃まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、サブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し、事象発生から約 24 秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。あわせて格納容器圧力も上昇するため、事象発生から約 34 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa [gage]）によって原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サブプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し、事象発生から約 43 秒後にサブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</p> <p>事象発生から約 173 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約 191 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の再循環ポンプがトリップする。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているた</p>	<p>図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 872℃まで上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）により再循環系ポンプが 2 台全てトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（7.39MPa [gage]）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 839℃まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約 57 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa [gage]）によって高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が起動する。サブプレッション・プール水温度も上昇し、事象発生から約 85 秒後にサブプレッション・プール水温度が 49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</p> <p>事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により給水・復水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続している</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>め、炉心は冠水維持される。</p> <p>事象発生から約 11 分後 (原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後)、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時に (サブプレッションプール水温高到達から 10 分後) 残留熱除去系ポンプ 3 台によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により、原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 7.1.5-11 図に示すとおり、給水加熱喪失の状態によって出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 176 秒で最高の約 1,060℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.5-9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.92MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差 (高々約 0.3MPa) を考慮しても、約 9.22MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa [gage]) を十分下回る。</p> <p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.19MPa [gage]、約 113℃以下に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.5.3 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</p>	<p>ため、炉心冷却は維持される。</p> <p>事象発生から 6 分後、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。事象発生から 17 分後に残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 2 台による格納容器除熱操作を開始する。</p> <p>ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、高圧炉心スプレイ系の運転員操作により、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・プール冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 2.5-10 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 13 秒で最高の約 872℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.5-7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.19MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差 (高々約 0.3MPa) を考慮しても、約 8.49MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa [gage]) を十分下回る。</p> <p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.20MPa [gage] 及び約 115℃以下に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッション・プール冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.5.3 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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>のとする。</p> <p>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止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、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系の自動起動阻止操作、ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として MCPR に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な値を用いているため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未達までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>のとする。</p> <p>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止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、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として MCPR に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であり、関連する運転員等操作に与</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.5-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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>初期条件の炉心流量は、解析条件の 52,200t/h (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 91%~約 110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、事象進展に影響を与え、運転員等操作時間</p>	<p>える影響は小さいことから、運転員等操作に与える影響はない。</p> <p>添付資料 2.5.4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.5-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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>初期条件の炉心流量は、解析条件の約 41,060 t/h (定格流量 (85%)) に対して最確条件は定格流量の約 86%~約 104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されること</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>に影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合（定格流量の90%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.22 に対して最確条件は 1.30 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「追補 2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「追補 2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事</p>	<p>で事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが 2 台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.24（限界出力比指標* (1.00)）に対して最確条件は限界出力比指標で 0.98 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、最小限界出力比は解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、格納容器圧力並びにサブプレッション・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上4.5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが、事象発生からごく短時間で動作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の52,200t/h(定格流量(100%))に対して最確条件は定格流量の約91%~約110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合(定格流量の90%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.22に対して最確条件は1.30以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、その影</p>	<p>象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上4.5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生時の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>※ 限界出力比指標は、運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の炉心流量は、解析条件の約41,060 t/h(定格流量(85%))に対して最確条件は定格流量の約86%~約104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が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が、事象発生時の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.24(限界出力比指標*(1.00))に対して最確条件は限界出力比指標で0.98以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m~約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、その影</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>響は小さい。なお、解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「追補 2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「追補 2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第 7.1.5-22 図から第 7.1.5-26 図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 4.5 秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が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>響は小さい。なお、解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、格納容器圧力並びにサブプレッション・プール水温は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第 2.5-21 図から第 2.5-25 図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップし、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。</p> <p>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 4.5 秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が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が、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが 2 台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位低（レベル1）到達後30秒以内を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動し得るが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後を設定している。</p> <p>運転員等操作時間に与える影響として、状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は10分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、制御棒挿入失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉压力容器へのほう酸水注入系による注入開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。当該操作は、操作手順が変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達後10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて、状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を</p>	<p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4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、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報し、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順が変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から6分後を設定している。</p> <p>運転員等操作時間に与える影響として、前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順が変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から17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、サブプレッション・プール水温の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、操作の不確かさが操作開始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よりも早くなり、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、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炉心流量を定格流量の90%とした感度解析を行う。その結果、第7.1.5-27 図から第7.1.5-31 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1,080℃となり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約1,060℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの3%以下であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの2%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約9.12MPa[gage]^{※3}であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお、その他の評価項目である、燃料被覆管の酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温については、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。</p>	<p>同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.5.4)</p> <p>(3) 感度解析</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、第 7.1.5-32 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,150℃であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1,060℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4%以下であり、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 2%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。また、初期条件の炉心流量が少ない場合 (定格流量の 90%) には、第 7.1.5-33 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,180℃であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 1,080℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 5%以下であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの 3%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差 (高々約 0.3MPa) を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値 (8.97MPa) に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差 (高々約 0.3MPa) を加えた値の 9.27MPa となるが、この値は最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa [gage]) を下回っている。</p> <p>(4) 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>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については、自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による原子炉減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには、低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまで約 160 秒の時間があり、この間に自動起動阻止操作及び開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できることから、時間余裕がある。運転状態の原子炉圧力 (約 7MPa) から逃がし安全弁 8 個で減圧する場合について、同操作を実施している「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、原子炉圧力 (第 7.1.1-6 図参照) は逃がし安全弁 8 個による減圧開始後約 160 秒で約 2MPa まで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃がし安全弁 8 個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約 160 秒の</p>	<p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 2%以下であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 1%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。</p> <p>(添付資料 2.5.5)</p> <p>(4) 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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) の設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生の約 232 秒後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この 120 秒後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) が自動開放する。操作が遅れた自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa [gage] まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</p> <p>ほう酸水注入系運転操作は、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10 分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報の発報から 10 分程度あり、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」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、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12 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 72 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「原子炉停止機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については、事象発</p>	<p>発生の 4 分後から約 270 秒程度の時間余裕がある。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、操作開始時間が遅れた場合には未臨界達成タイミングが遅れることで格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が 10 分程度遅れる場合においても、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温の最高値はそれぞれ約 0.20MPa [gage]、約 115℃から上昇するが、これらのパラメータの上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] 及び限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作については、操作が遅れた場合にはサブプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サブプレッション・プール水温の最高値は約 115℃から上昇するが、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであるため、限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.5.4, 2.5.8)</p> <p>(5) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 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「原子炉停止機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サ</p>	

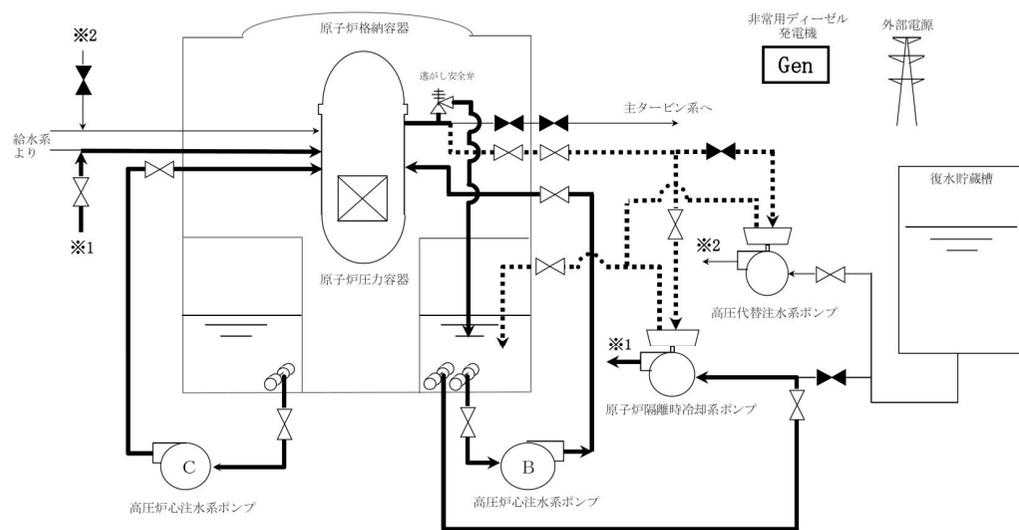
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>生初期に復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。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>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</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>7.1.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対</p>	<p>プレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給を想定し、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.5.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.5.10)</p> <p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

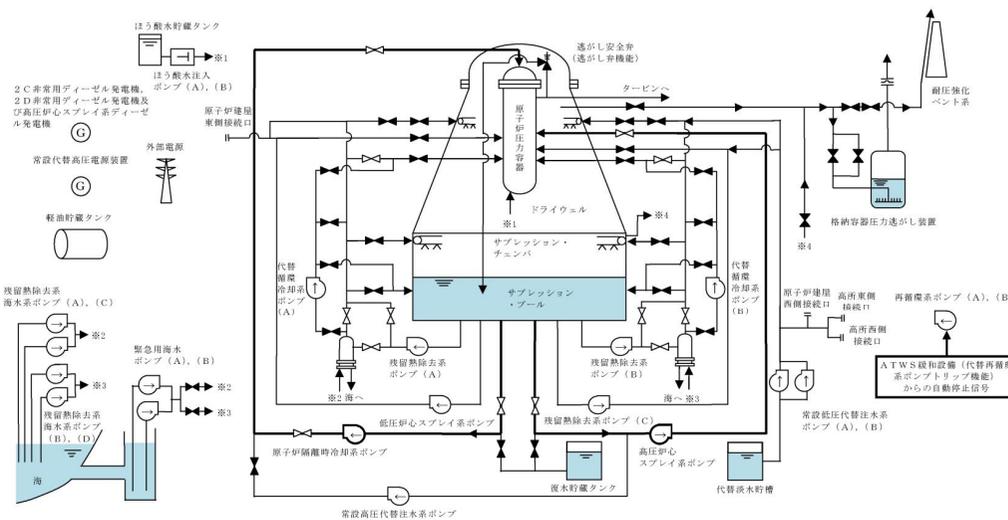
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、A T W S緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、A T W S緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



第 7.1.5-1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉減圧及び原子炉注水)

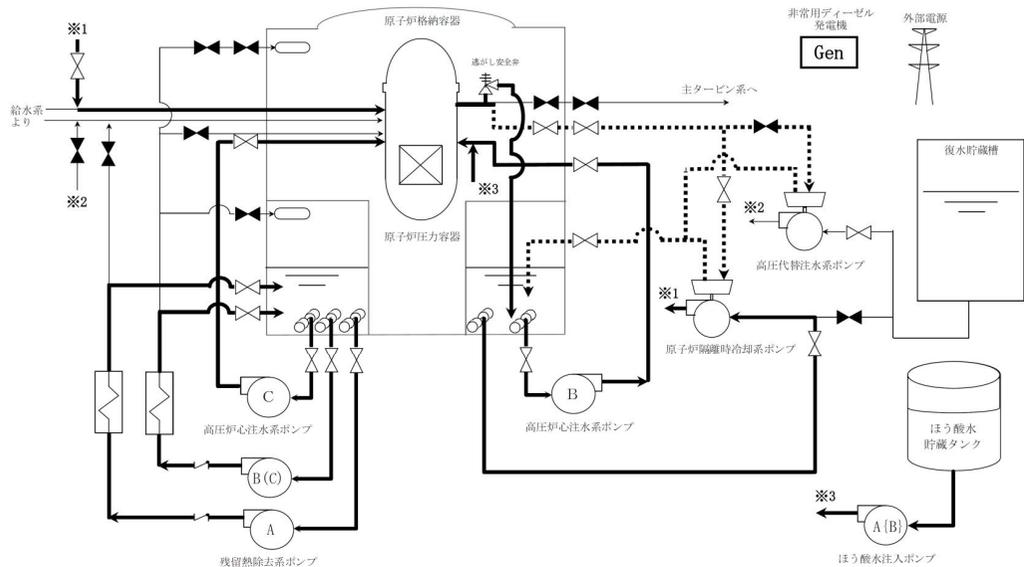
東海第二発電所



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイスによる原子炉注水並びに A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) からの自動停止信号) による原子炉出力の抑制段階)

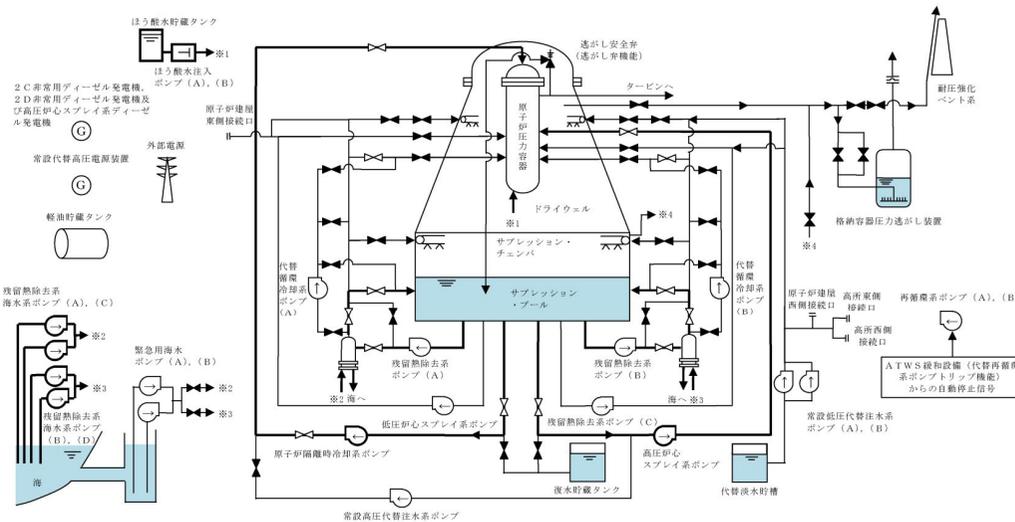
備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



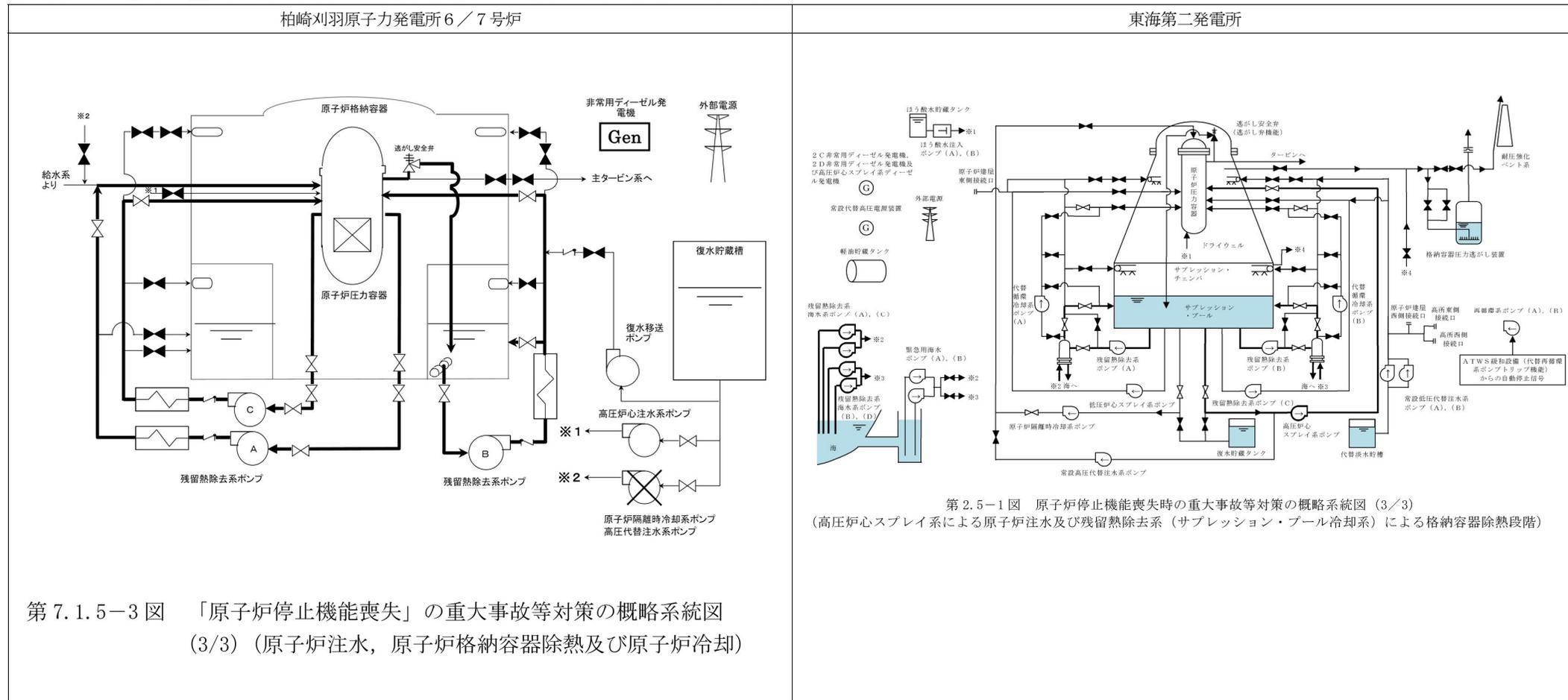
第 7.1.5-2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)

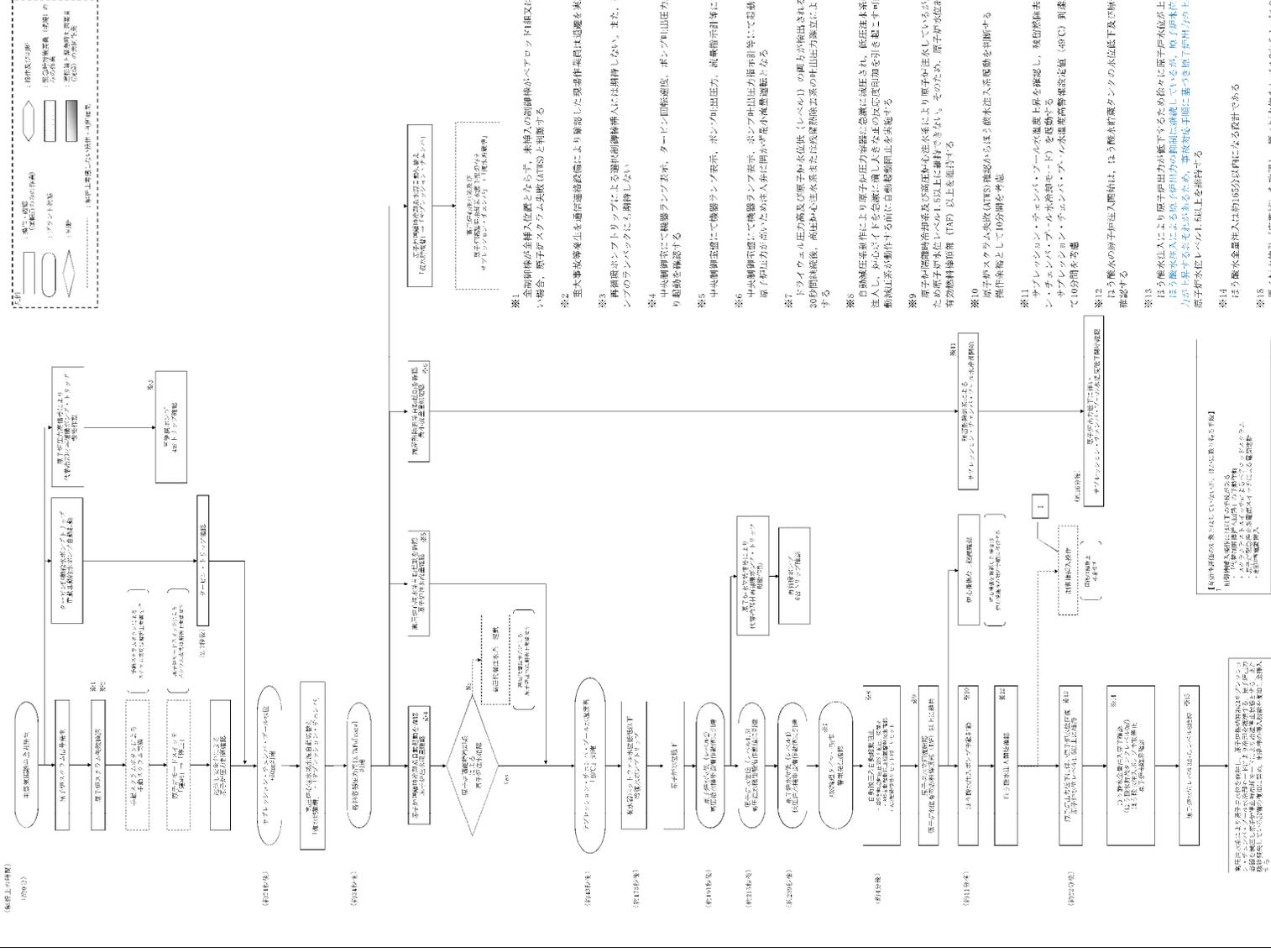
備考



第 7.1.5-3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

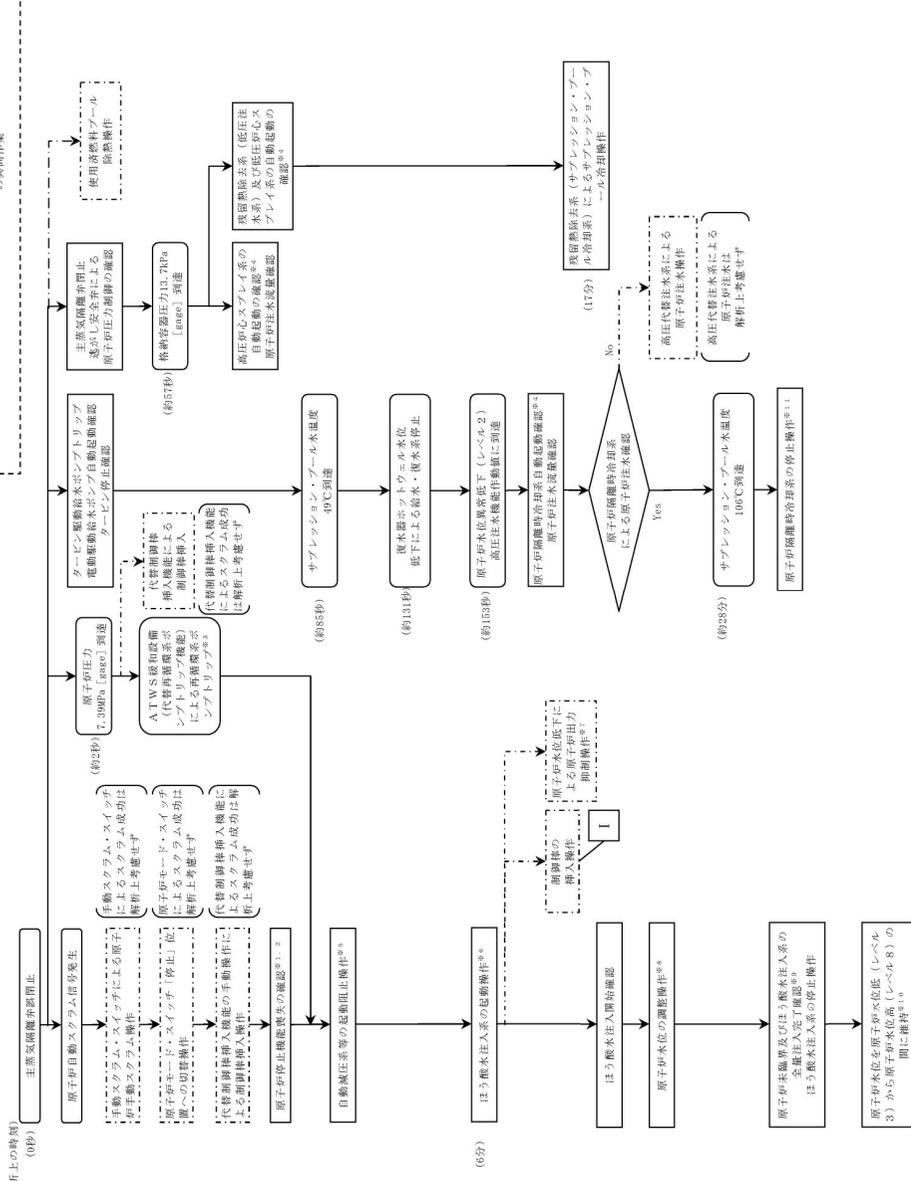
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)

備考



第 7.1.5-4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

凡例
 操作・確認(運転員)
 運転員と重大事故等対応要員(既備)の共同作業
 操作・確認(運転員) : 重大事故等対応要員(既備)の作業
 運転員と重大事故等対応要員(既備)の共同作業



- ※1 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迅速を要する。
- ※2 全動機が全挿入位置まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※3 再循環系ポンプトリップによる遠隔制御挿入には期待しない。
- ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイス系の残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)によるサブレーション・プール冷却操作を要する。
- ※5 自動減圧又は過渡時自動減圧機動作により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイス系等により多量の冷却水が原子炉に注入され、原子炉水位が急激に上昇すると、炉心に大きな正の反応度を付加するおそれがあることから、原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。
- ※6 ほう蔵水注入系の起動は、中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう蔵水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。
- ※7 原子炉停止機能喪失の確認後、運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解除上考慮しない。
- ※8 給水、復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、ほう蔵水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう蔵水注入系の全量注入完了確認までは、高圧炉心スプレイス系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)付近で低めに維持する。
- ※9 ほう蔵水注入系の全量注入は注入開始から105分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう蔵水注入系の停止操作を実施する。
- ※10 ほう蔵水注入系の全量注入完了確認後は、原子炉水位を原子炉水位(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する。
- ※11 原子炉隔離時冷却系の停止後は、水頭であるサブレーション・プール水頭が106℃に近接した場合には停止する。

【有効性評価の対象としていないが他に取らねる手段】
 制御室の挿入操作には以下の手段がある。
 ・手動による制御室挿入操作
 ・スクラム、バイロケット非制御器用ヒューズ引き抜き操作
 ・スクラム、バイロケット非制御器用ヒューズ引き抜き操作

第2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）								備考		
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16		18	20
操作項目	指揮者	6号	7号	当直副長	当置副長	1人	1人	各号が運転操作指揮										
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡													
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)															
6号	7号	6号	7号	6号	7号													
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・中層監視室へ全炉監視、及び安全弁による原子炉出力削減確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービン・トリップ確認 ・原子炉隔離時内部圧、蒸気炉心圧水素、残留熱除去系 自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・凝縮水ポンプトリップ、原子炉冷却低下確認 	10分										
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ABS自動減圧阻止RCS「設定」 ・ABS稼働信号リセットRCS「リセット」 	30秒										
残留熱除去系 運転モード切替え操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系 低圧注水モード・サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード・サブプレッション・チェンバ・プールの管理状況監視 									残留熱除去系3系統 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動)		
ほう酸水注入系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸水注入系 起動 ・注水弁監視 									ほう酸水全量注入完了まで運転継続		
制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・代替制御棒挿入機能起動 ・制御棒自動挿入操作 									対応可能な要員により対応する		
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時内部圧 監視調整 ・高圧炉心注水系 流量調整 									有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持		
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	0人	0人	0人	0人												

1) 1号炉の検査は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 1. 5-5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

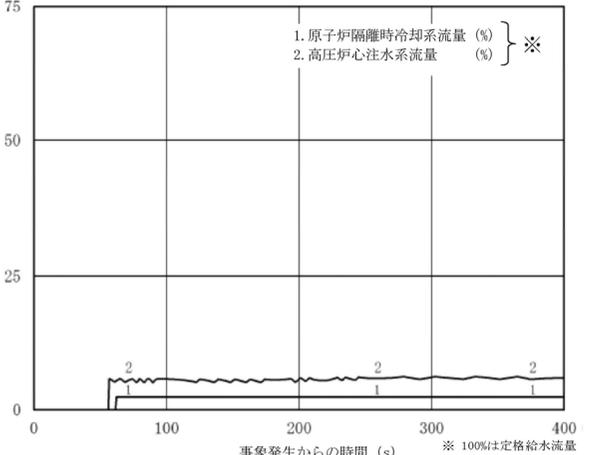
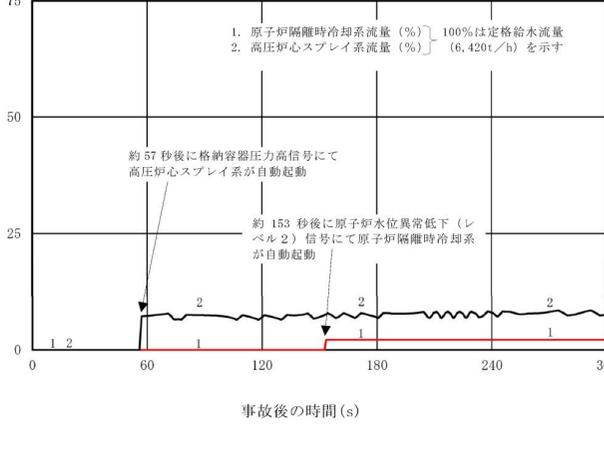
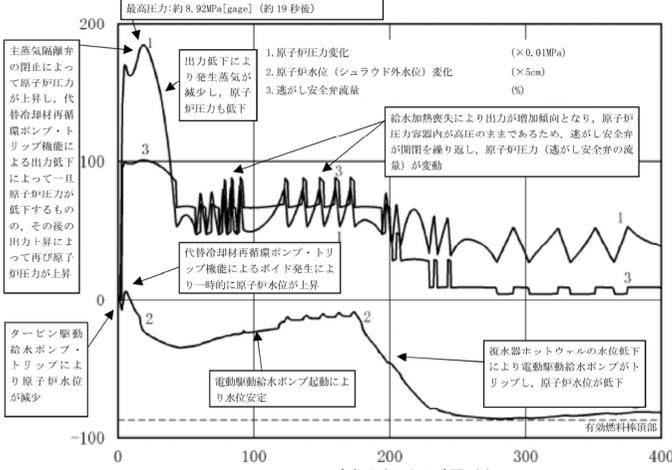
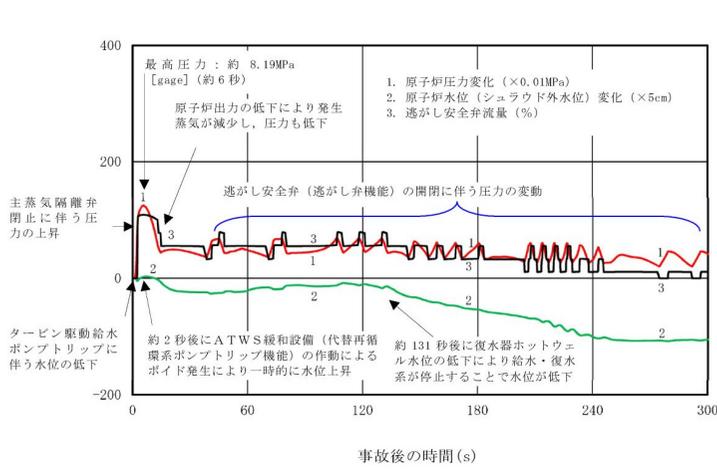
東海第二発電所

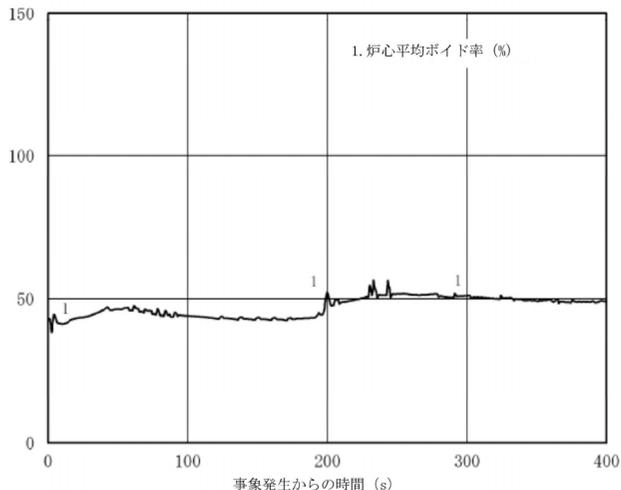
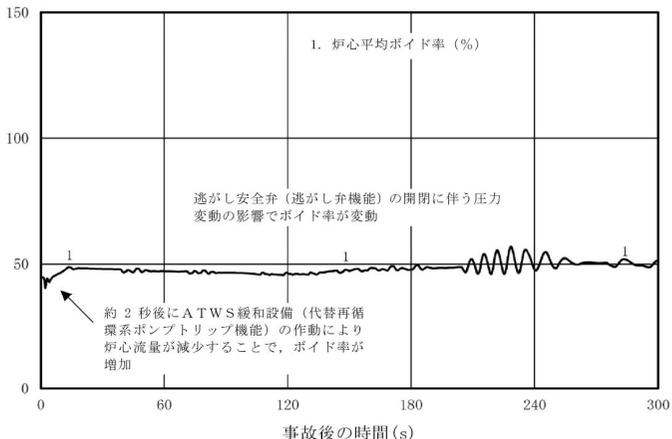
原子炉停止機能喪失					経過時間 (分)										備考						
					0 - 10					10 - 25											
操作項目	実施箇所・必要要員数 【1】は操作業務移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉自動スクラム信号受信 約 57 秒 ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gauge]) 関連 約 1.4 分 サプレッション・プール水量 49℃ 関連 約 2.2 分 濃水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ停止 約 2.6 分 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 関連 約 5.9 分 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 関連 +120 秒 6 分 ほう酸水注入系起動 9.5 分 炉心部へのほう酸水注入開始 17 分 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器熱隔離開始 プラント状況判断 約 28 分 サプレッション・プール水温度 100℃ 関連															
	責任者	当直免職長	1人	中央監視室 運転主任指揮																	
	補佐	当直副免職長	1人	運転操作指揮補佐																	
	指揮者等	当直対策要員 (指揮者等)	4人	初期での指揮 発電所内外連絡																	
	当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (発電)	重大事故等対応要員 (発電)																		
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉自動スクラム失敗の確認 非動スクラム・スイッチによる原子炉自動スクラム確認 原子炉ヘッド・スイッチ「停止」位置への切替操作 代替制御系投入機能による制御系投入操作 西側電源ポンプトリップの確認 	3分																
	1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> タービン停止の確認 主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 タービン電動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 電動駆動給水ポンプトリップの確認 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 外部電源喪失の確認 非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 	10分																
自動減圧系等の自動停止操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡的自動減圧機能の自動停止操作 	1分																
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系の起動操作 ほう酸水注入系の注入状態監視 	2分													中性子束変動の発生を確認した場合にも実施			
原子炉水位低下による原子炉出力制御操作及び制御棒の挿入操作	【1人】 A 【2人】 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低下による原子炉出力制御操作 非動による制御棒挿入操作 スクラム・バイロット弁計器用空気系の排気操作 現場移動 スクラム・バイロット弁計器用空気系の排気操作 														解析上考慮しない			
残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 (即注排水) から残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) への切替操作 (2系別) 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) によるサプレッション・プール冷却状態の監視 	6分													適宜実施			
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位の監視 原子炉隔離時冷却系の停止操作 														適宜実施 サプレッション・プール水温度が 100℃ に到達した場合、原子炉隔離時冷却系を停止			
原子炉水位の調整操作 (高圧炉心スプレッド)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレッド系による原子炉水位の監視 高圧炉心スプレッド系による原子炉水位の調整操作 														適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位も原子炉水位異常低下 (レベル 1) 付近に維持し、全量注入完了後は原子炉水位も原子炉水位異常低下 (レベル 3) から原子炉水位異常低下 (レベル 2) の間に維持			
常設代替電源装置設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替電源装置設備 2 台の起動操作及び緊急用母線の受電操作 														適宜実施			
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替代替注水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の注水操作 緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 代替燃料プール冷却系の起動操作 														適宜実施 約 20 分 約 15 分			
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																		

第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

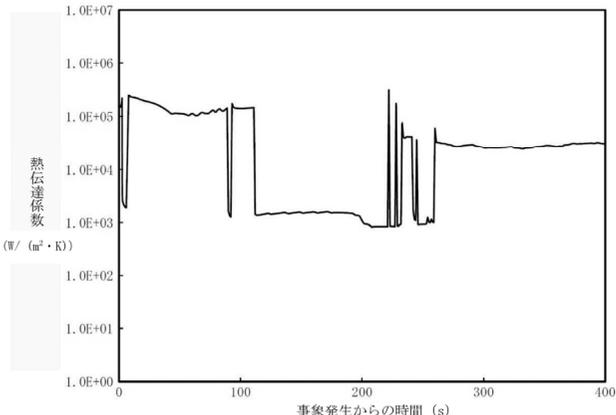
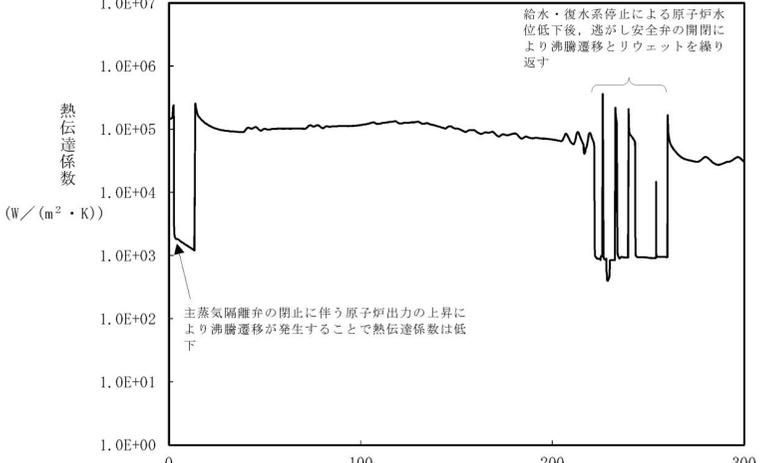
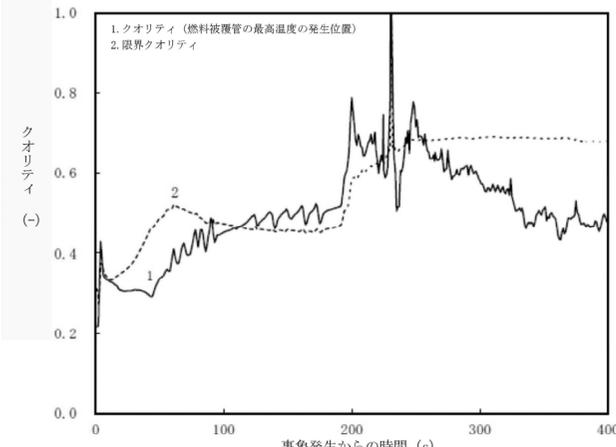
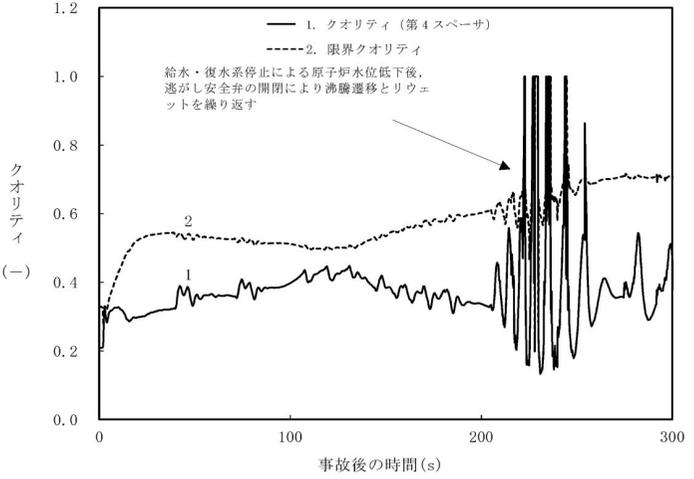
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考					
<p>主蒸気隔離弁の閉止による原子炉が圧力上昇に伴うボイド急減によって出力上昇</p> <p>再循環ポンプ4台トリップに伴う炉心流量急減後、フィードバック制御により流量増加、これに伴う出力上昇</p> <p>原子炉圧力上昇と炉心流量低下に伴う出力変動</p> <p>フィードバック制御による炉心流量増加後、出力上昇を受けたフィードバック制御により、炉心流量が減少側に変化</p> <p>原子炉圧力が急めに推移していることを察して、出力抑制制御による炉心流量減少</p> <p>再循環ポンプ4台トリップに伴う炉心流量急減後、フィードバック制御により流量増加、これに伴う出力上昇</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止直後の中性子束の最大値：306(%)</p> <p>熱流束は出力変動に追随するように変動</p> <p>逃がし安全弁第5段間、第6段間で一旦バランス</p> <p>1.中性子束 (%) 2.平均表面熱流束 (%) 3.炉心流量 (%)</p> <p>給水加熱喪失による出力上昇及び逃がし安全弁の開閉による原子炉圧力変動に伴う出力変動</p> <p>炉心流量減少及び原子炉圧力変動により、出力は変動しながら低下</p> <p>逃がし安全弁の閉止による原子炉が圧力上昇に伴う出力上昇</p> <p>再循環ポンプ6台トリップによる炉心流量減少</p> <p>約2秒後にATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)の作動により炉心流量は減少し、自然循環状態に移行</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇でボイド減少し、中性子束が上昇(中性子束の最大値:約560%)</p> <p>炉心流量の減少に伴うボイド増加により中性子束低下</p> <p>加熱喪失に伴い給水温度が低下することで、約40秒後から給水・復水系が停止する約131秒までの間、中性子束及び平均表面熱流束が徐々に上昇</p> <p>約131秒後に給水・復水系の停止に伴う原子炉水位の低下により炉心流量が低下することで中性子束及び平均表面熱流束が低下</p> <p>中性子束低下に伴い原子炉での蒸気発生量が低下する過程において、圧力設定点の異なる逃がし安全弁が一連で開閉し、原子炉圧力の変動幅が大きくなることで中性子束の変動幅も大きくなっている</p> <p>1.中性子束 (%) 2.平均表面熱流束 (%) 3.炉心流量 (%)</p> <p>逃がし安全弁(逃がし弁機能)の開閉による圧力変化の影響で中性子束が変動</p> <p>事故後の時間(s)</p>	<p>主蒸気隔離弁の閉止による主蒸気遮断により原子炉蒸気流量が低下するが、直後の原子炉圧力上昇に伴う逃がし安全弁の開閉により原子炉蒸気流量が上昇する。出力変動に合わせて圧力も変動するため、原子炉蒸気流量も変動する</p> <p>主蒸気隔離弁閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水がランアウト流量(68%)で継続する</p> <p>主復水器の水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップする</p> <p>逃がし安全弁の開閉に伴う蒸気流量の変動</p> <p>1.原子炉蒸気流量 (%) 2.給水流量 (%)</p> <p>事故発生からの時間(s)</p>	<p>第 7.1.5-6 図 中性子束、平均表面熱流束、炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇でボイド減少し、中性子束が上昇(中性子束の最大値:約560%)</p> <p>炉心流量の減少に伴うボイド増加により中性子束低下</p> <p>加熱喪失に伴い給水温度が低下することで、約40秒後から給水・復水系が停止する約131秒までの間、中性子束及び平均表面熱流束が徐々に上昇</p> <p>約131秒後に給水・復水系の停止に伴う原子炉水位の低下により炉心流量が低下することで中性子束及び平均表面熱流束が低下</p> <p>中性子束低下に伴い原子炉での蒸気発生量が低下する過程において、圧力設定点の異なる逃がし安全弁が一連で開閉し、原子炉圧力の変動幅が大きくなることで中性子束の変動幅も大きくなっている</p> <p>1.中性子束 (%) 2.平均表面熱流束 (%) 3.炉心流量 (%)</p> <p>逃がし安全弁(逃がし弁機能)の開閉による圧力変化の影響で中性子束が変動</p> <p>約2秒後にATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)の作動により炉心流量は減少し、自然循環状態に移行</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による給水加熱喪失に伴い出力上昇及び逃がし安全弁の開閉による原子炉圧力変動に伴う出力変動</p> <p>炉心流量減少及び原子炉圧力変動により、出力は変動しながら低下</p> <p>逃がし安全弁の閉止による原子炉が圧力上昇に伴う出力上昇</p> <p>再循環ポンプ6台トリップによる炉心流量減少</p> <p>約131秒後に復水器ホットウェル水位の低下に伴い給水・復水系が停止することによる給水流量の低下</p> <p>1.原子炉蒸気流量 (%) 2.給水流量 (%)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う蒸気流量の減少</p> <p>原子炉圧力の変動に伴い開放する逃がし安全弁の数が変動することで蒸気流量も変動する</p> <p>逃がし安全弁の開閉に伴う給水流量の変動</p> <p>主蒸気隔離弁閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップし、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続</p> <p>約131秒後に復水器ホットウェル水位の低下に伴い給水・復水系が停止することによる給水流量の低下</p> <p>事故後の時間(s)</p>	<p>第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)</p>	<p>主蒸気隔離弁の閉止による主蒸気遮断により原子炉蒸気流量が低下するが、直後の原子炉圧力上昇に伴う逃がし安全弁の開閉により原子炉蒸気流量が上昇する。出力変動に合わせて圧力も変動するため、原子炉蒸気流量も変動する</p> <p>主蒸気隔離弁閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水がランアウト流量(68%)で継続する</p> <p>主復水器の水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップする</p> <p>逃がし安全弁の開閉に伴う蒸気流量の変動</p> <p>1.原子炉蒸気流量 (%) 2.給水流量 (%)</p> <p>事故発生からの時間(s)</p>	<p>第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)</p>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>1. 原子炉隔離時冷却系流量 (%) } ※ 2. 高圧炉心注水系流量 (%) }</p> <p>※ 100%は定格給水流量 (7.64×10⁴t/h) を示す。</p>	 <p>1. 原子炉隔離時冷却系流量 (%) } 100%は定格給水流量 2. 高圧炉心スプレイ系流量 (%) } (6,420t/h) を示す</p> <p>約 57 秒後に格納容器圧力高信号にて高圧炉心スプレイ系が自動起動</p> <p>約 153 秒後に原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて原子炉隔離時冷却系が自動起動</p> <p>事故後の時間 (s)</p>	
<p>第 7.1.5-8 図 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>  <p>最高圧力: 約 8.92MPa [gage] (約 19 秒後)</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm) 3. 逃がし安全弁流量 (%)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止によって原子炉圧力が上昇し、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による出力低下によって一旦原子炉圧力が低下するものの、その後の出力上昇によって再び原子炉圧力が上昇</p> <p>タービン駆動給水ポンプ・トリップにより原子炉水位が減少</p> <p>出力低下により発生蒸気が減少し、原子炉圧力も低下</p> <p>給水加熱喪失により出力が増加傾向となり、原子炉圧力容器内が高圧のままであるため、逃がし安全弁が閉鎖を繰り返し、原子炉圧力 (逃がし安全弁の流量) が変動</p> <p>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によるボイド発生により一時的に原子炉水位が上昇</p> <p>電動駆動給水ポンプ起動により水位安定</p> <p>復水器ホットウェルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップし、原子炉水位が低下</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>事故発生からの時間 (s)</p>	<p>第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)</p>  <p>最高圧力: 約 8.19MPa [gage] (約 6 秒)</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm) 3. 逃がし安全弁流量 (%)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力の上昇</p> <p>タービン駆動給水ポンプトリップに伴う水位の低下</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の閉鎖に伴う圧力の変動</p> <p>原子炉出力の低下により発生蒸気が減少し、圧力も低下</p> <p>約 2 秒後に A TWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) の作動によるボイド発生により一時的に水位上昇</p> <p>約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により給水・復水系が停止することで水位が低下</p> <p>事故後の時間 (s)</p>	
<p>第 7.1.5-9 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-7 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="302 750 705 805">第 7.1.5-10 図 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p data-bbox="1064 790 1579 821">第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)</p>	

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.1.5-11 図 燃料被覆管温度[※]の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-9 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	
<p>第 7.1.5-12 図 燃料被覆管温度[※]の推移 (14 ノード (第 1 スペーサ位置) 及び 15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 2.5-10 図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)</p>	
<p>※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。</p>	<p>燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.5-13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>第 2.5-11 図 熱伝達係数 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	
 <p>第 7.1.5-14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>第 2.5-12 図 クオリティ (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)</p>	

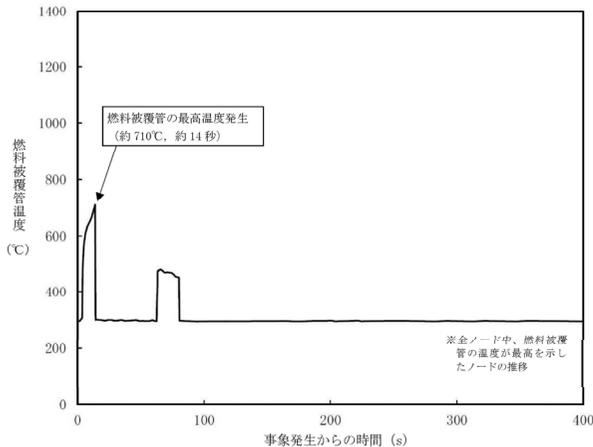
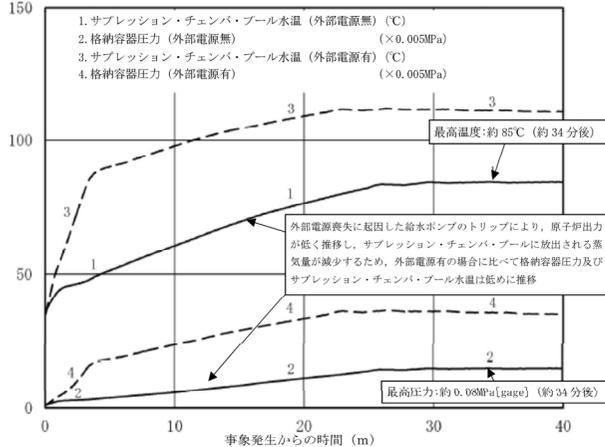
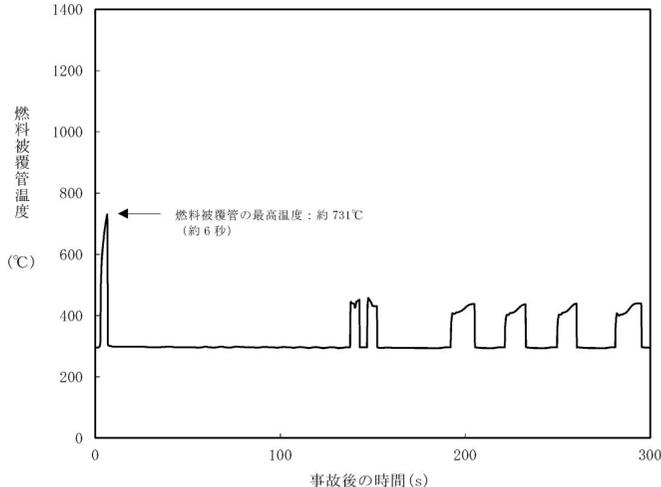
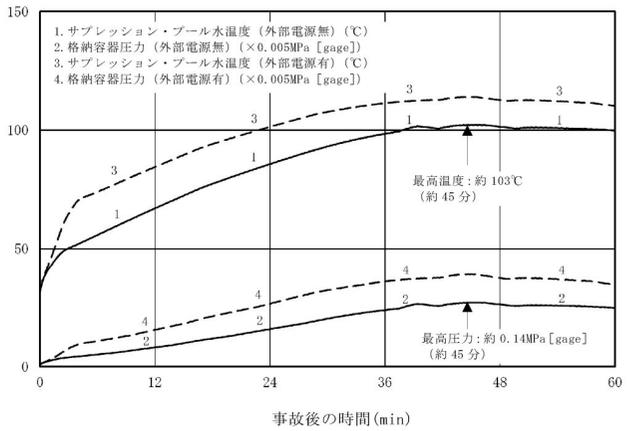
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.5-15 図 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)</p>	
<p>第 7.1.5-16 図 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>1. 原子炉蒸気流量 (%) 2. 給水流量 (%)</p> <p>逃がし安全弁の開放により蒸気流量が増加</p> <p>逃がし安全弁の閉閉により蒸気流量が変動</p> <p>タービン駆動給水ポンプのトリップによる給水流量の減少及び電動駆動給水ポンプの起動による給水流量の増加</p> <p>電動駆動給水ポンプのトリップによる給水流量の減少*</p> <p>※ 復水器ホットウエル水位低信号を受けて停止する。実績でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ、今回の評価では、低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ、電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。</p>	<p>1. 原子炉蒸気流量 (%) 2. 給水流量 (%)</p> <p>逃がし安全弁の閉閉により蒸気流量が変動</p> <p>タービン駆動給水ポンプのトリップによる給水流量の減少</p> <p>約 131 秒後に給水・復水系の停止*により給水流量が減少</p> <p>※ 復水器ホットウエル水位低信号により給水・復水系は全停となる。実績でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ、今回の評価では、低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ及び電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。</p>	
<p>第 7.1.5-17 図 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)</p>	
<p>1. 原子炉隔離時冷却系流量 (%) } ※ 2. 高圧炉心注水系流量 (%) }</p> <p>ドライウエル圧力高信号による非常用炉心冷却系の起動</p> <p>原子炉水位維持操作に伴う非常用炉心冷却系の流量調整</p> <p>※ 100%は定格給水流量 (7.64×10⁴ t/h) を示す。</p>	<p>1. 原子炉隔離時冷却系流量 (%) } 100%は定格給水流量 2. 高圧炉心スプレイ系流量 (%) } (6,420 t/h) を示す</p> <p>約 28 分後にサブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系停止</p> <p>約 57 秒後に格納容器圧力高信号にて高圧炉心スプレイ系が自動起動</p> <p>約 153 秒後に原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて原子炉隔離時冷却系が自動起動</p> <p>高圧炉心スプレイ系による原子炉水位低下維持操作</p> <p>※ 100%は定格給水流量 (6,420 t/h) を示す。</p>	
<p>第 7.1.5-18 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力の上昇</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm)</p> <p>逃がし安全弁の開閉による蒸気流量の変動</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>	<p>1. 原子炉圧力変化 (×0.01MPa) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止に伴う原子炉圧力の上昇</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の開閉に伴う蒸気流量の変動</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.5-19 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)</p>	
<p>1. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm)</p> <p>蒸気流量の増加による原子炉水位の低下</p> <p>出力低下及び非常用炉心冷却系の起動による原子炉水位の回復</p> <p>給水の停止による原子炉水位の低下</p> <p>ほう酸水注入系の起動による反応度抑制効果を受けた原子炉水位の回復</p> <p>非常用炉心冷却系の流量調整に伴う原子炉水位の変動</p> <p>レベル 3 レベル 2 レベル 1.5 レベル 1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>	<p>1. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (×5cm)</p> <p>タービン駆動給水ポンプトリップに伴う原子炉水位の低下</p> <p>電動駆動給水ポンプ等の原子炉注水により原子炉水位が回復</p> <p>約 131 秒後に給水・復水系の停止により原子炉水位が低下</p> <p>ほう酸水注入系の反応度抑制効果に伴う原子炉水位の回復</p> <p>約 28 分後にサブプレッション・プール水温度の上昇により原子炉隔離時冷却系を停止したことで、原子炉水位が低下</p> <p>高圧炉心スプレイ系による原子炉水位低下維持操作</p> <p>L2 L1 燃料有効長頂部</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.5-20 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備考
<p>逃がし安全弁の開放によるサブプレッション・チェンバへの蒸気放出により、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力が上昇</p> <p>1. サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C) 2. 格納容器圧力 (×0.005MPa)</p> <p>最高温度: 約 113°C (約 26 分後)</p> <p>電動駆動給水ポンプの停止による原子炉水位の低下を受けた蒸気流量の減少により、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇率が緩和</p> <p>ほう酸水注入系の効果により出力が低下して蒸気流量が減少すること、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードにより、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇率が緩和</p> <p>最高圧力: 約 0.19MPa [gauge] (約 26 分後)</p> <p>第 7.1.5-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	<p>逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールへ蒸気が流出することにより、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力が上昇</p> <p>1. サプレッション・プール水温 (°C) 2. サプレッション・プール圧力 (×0.005MPa [gauge])</p> <p>約 131 秒後に給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、発生蒸気量が減少することで、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力の上昇が緩和</p> <p>ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し、原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回ることによりサブプレッション・プール水温及び格納容器圧力が低下</p> <p>最高温度: 約 115°C (約 45 分)</p> <p>最高圧力: 約 0.20MPa [gauge] (約 45 分)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温及び格納容器圧力の推移 (長期)</p>	<p>備考</p>
<p>主蒸気隔離弁の閉止によって原子炉圧力が上昇し、炉心内のボイドが急減することに伴う出力上昇</p> <p>1. 中性子束 (外部電源無) (%) 2. 中性子束 (外部電源有) (%)</p> <p>外部電源喪失に起因した再循環ポンプのトリップに伴う炉心流量の減少により、炉心内のボイドが増加し、出力低下</p> <p>第 7.1.5-22 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇でボイドが減少し、中性子束が上昇 (中性子束の最大値: 約 420%)</p> <p>1. 中性子束 (外部電源無) (%) 2. 中性子束 (外部電源有) (%)</p> <p>再循環系ポンプのトリップに伴う中性子束の減少</p> <p>第 2.5-21 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (短期)</p>	<p>備考</p>

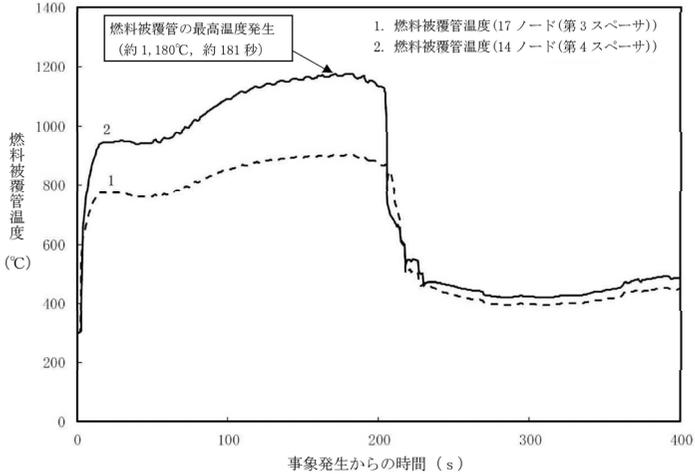
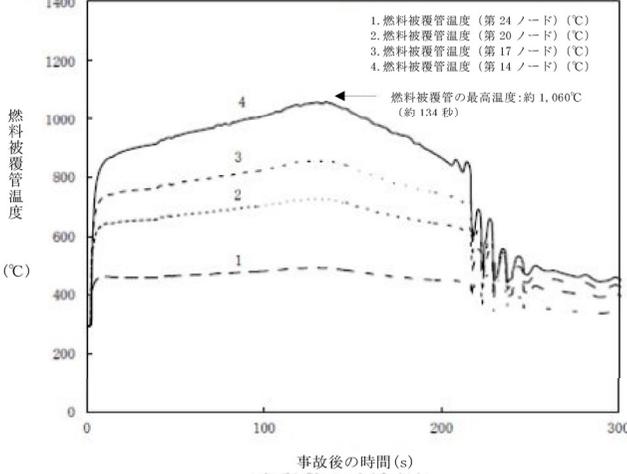
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>1. 炉心流量 (外部電源無) (%) 2. 炉心流量 (外部電源有) (%)</p> <p>外部電源喪失に起因した再循環ポンプのトリップに伴う炉心流量の減少</p> <p>事象発生からの時間 (s)</p> <p>第 7.1.5-23 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (外部電源無) ($\times 0.01\text{MPa}$) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源無) ($\times 5\text{cm}$) 3. 原子炉圧力変化 (外部電源有) ($\times 0.01\text{MPa}$) 4. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源有) ($\times 5\text{cm}$)</p> <p>最高圧力: 約 8.33MPa [gage] (約 4 秒後)</p> <p>外部電源喪失に起因した給水ポンプのトリップにより、給水が喪失して原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル 2) による原子炉隔離時冷却系起動、原子炉水位低 (レベル 1.5) による高圧炉心注水系統起動によって原子炉水位を維持</p> <p>事象発生からの時間 (s)</p> <p>第 7.1.5-24 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>1. 炉心流量 (外部電源無) (%) 2. 炉心流量 (外部電源有) (%)</p> <p>事故後の時間 (s)</p> <p>第 2.5-22 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (短期)</p> <p>最高圧力: 約 7.98MPa [gage] (約 4 秒)</p> <p>1. 原子炉圧力変化 (外部電源無) ($\times 0.01\text{MPa}$) 2. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源無) ($\times 5\text{cm}$) 3. 逃がし安全弁流量 (%) (外部電源有) ($\times 0.01\text{MPa}$) 4. 原子炉水位 (シュラウド外水位) 変化 (外部電源有) ($\times 5\text{cm}$)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力の上昇</p> <p>外部電源喪失に伴い、給水・復水系が停止することで水位が低下するが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により原子炉水位を維持</p> <p>事故後の時間 (s)</p> <p>第 2.5-23 図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (短期)</p>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管温度の最高温度発生 (約 710°C, 約 14 秒)</p> <p>※全ノード中、燃料被覆管の温度が最高を示したノードの推移</p> <p>第 7.1.5-25 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度[※]の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)</p>  <p>1. サプレッション・チェンバ・プール水温 (外部電源無) (°C) 2. 格納容器圧力 (外部電源無) (×0.005MPa) 3. サプレッション・チェンバ・プール水温 (外部電源有) (°C) 4. 格納容器圧力 (外部電源有) (×0.005MPa)</p> <p>外部電源喪失に起因した給水ポンプのトリップにより、原子炉出力が低く推移し、サプレッション・チェンバ・プールに放出される蒸気量が減少するため、外部電源有の場合に比べて格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は低めに推移</p> <p>最高温度: 約 85°C (約 34 分後)</p> <p>最高圧力: 約 0.08MPa [gauge] (約 34 分後)</p> <p>第 7.1.5-26 図 外部電源がない場合のサプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p>	 <p>燃料被覆管の最高温度: 約 731°C (約 6 秒)</p> <p>第 2.5-24 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (外部電源がない場合) (短期)</p>  <p>1. サプレッション・プール水温 (外部電源無) (°C) 2. 格納容器圧力 (外部電源無) (×0.005MPa [gauge]) 3. サプレッション・プール水温 (外部電源有) (°C) 4. 格納容器圧力 (外部電源有) (×0.005MPa [gauge])</p> <p>最高温度: 約 103°C (約 45 分)</p> <p>最高圧力: 約 0.14MPa [gauge] (約 45 分)</p> <p>第 2.5-25 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温及び格納容器圧力の推移 (長期)</p>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.5-27 図 初期炉心流量 90% の場合の中性子束、平均表面熱流束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>第 7.1.5-28 図 初期炉心流量 90% の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	<p>備 考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.5-29 図 初期炉心流量 90% の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p> <p>第 7.1.5-30 図 初期炉心流量 90% の場合の燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード、事象発生から 400 秒後まで)</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>1. サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C) 2. 格納容器圧力 (×0.005MPa)</p> <p>最高温度: 約 113°C (約 27 分後)</p> <p>最高圧力: 約 0.19MPa [gauge] (約 27 分後)</p> <p>逃がし安全弁の開放によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出により、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力が上昇</p> <p>電動駆動給水ポンプの停止による原子炉水位の低下を受けた蒸気流量の減少により、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇率が緩和</p> <p>ほう酸水注入系の効果により出力が低下して蒸気流量が減少すること、残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードにより、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇率が緩和</p> <p>第 7.1.5-31 図 初期炉心流量 90% の場合のサプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約 1,150°C, 約 176 秒)</p> <p>1. 燃料被覆管温度 (17 ノード (第 3 スペーサ)) 2. 燃料被覆管温度 (14 ノード (第 4 スペーサ))</p> <p>第 7.1.5-32 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず、初期炉心流量 100%) (事象発生から 400 秒後まで)</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%) (事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)</p>	<p>備 考</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.5-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について				第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（1/2）					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】	格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) が自動起動する。	逃がし安全弁 (安全弁機能) * 高圧炉心スプレイ系* サブプレッション・チェンバ*	—	ドライウエル圧力 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 高圧炉心スプレイ系系統流量*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給水・復水系がトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、原子炉水位異常低下 (レベル 2) により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心スプレイ系* サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量*
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位	自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉				東海第二発電所					
第7.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について				第2.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（2/2）					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇につながる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、過渡時自動減圧機能による自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウェル圧力 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高（13.7kPa〔gauge〕）により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】	ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水の貯蔵槽 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 復水の貯蔵槽水位 (SA)	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の運転を開始し、格納容器除熱を開始する	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* サブプレッション・チェンバ* チェンバ*	—	サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量*
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水の貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水の貯蔵槽水位 (SA)	自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

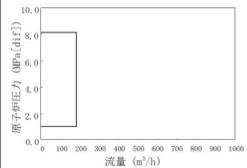
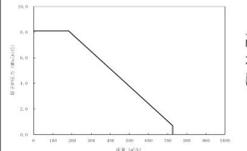
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1/5）			第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1/6）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性：REDY	—	解析コード	プラント動特性：REDY	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52.2×10 ³ t/h	炉心流量	約 41.06×10 ³ t/h (85%)	原子炉定格出力時の下限流量として設定
	主蒸気流量	7.64×10 ³ t/h	主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	215℃	給水温度	約 216℃	初期温度約 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失の後、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	燃料及び炉心	9×9燃料（A型）（単一炉心）	燃料及び炉心	9×9燃料（A型） 単一炉心	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力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
	核データ（動的ボイド係数）	サイクル末期の値の1.25倍	核データ（動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
	核データ（動的ドブブラ係数）	サイクル末期の値の0.9倍	核データ（動的ドブブラ係数）	平衡サイクル末期の値の0.9倍	
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m ³	設計値
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	格納容器体積（サプレッション・チェンバ） 液相部：3,300m ³	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定）
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	サプレッション・プール水温	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	復水貯蔵槽水温	32℃			
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

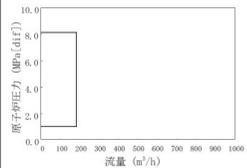
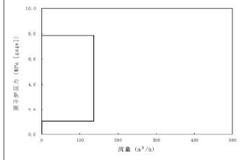
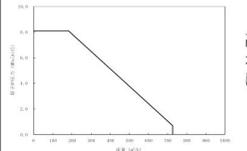
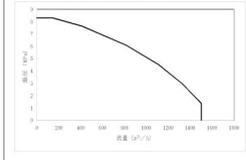
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/5）				第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/6）			
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の全弁誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定	事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の全弁誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能、手動での原子炉スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定		安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能、原子炉手動スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定		評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・プールの水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定		外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	—				
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計値の下限（最も短い時間）として設定				
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高（7.48MPa〔gage〕（遅れ時間 0.2 秒））で 4 台、原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定				
	原子炉再循環流量制御系	自動運転モード 高速ランバック機能は使用できないものと仮定する	—				
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa〔gage〕×1 個、363t/h/個 7.58MPa〔gage〕×1 個、367t/h/個 7.65MPa〔gage〕×4 個、370t/h/個 7.72MPa〔gage〕×4 個、373t/h/個 7.79MPa〔gage〕×4 個、377t/h/個 7.86MPa〔gage〕×4 個、380t/h/個 自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧 作動時間：ドライウェル圧力高 13.7kPa〔gage〕及び原子炉水位低（レベル 1）到達から 30 秒後	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定			
備考							

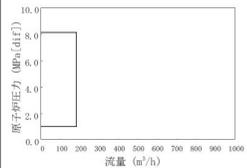
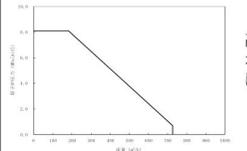
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/5）				第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/6）			
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定	重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計値の下限（最も短い時間）として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能、手動での原子炉スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定		A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環系ポンプが、原子炉圧力高(7.39MPa[gage]（遅れ時間 0.2 秒）) で 2 台全てトリップ	再循環系のインターロックとして設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定		逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 354.6t/h (1 個当たり) 7.44MPa [gage] × 4 個, 357.8t/h (1 個当たり) 7.51MPa [gage] × 4 個, 361.1t/h (1 個当たり) 7.58MPa [gage] × 4 個, 364.3t/h (1 個当たり) 7.65MPa [gage] × 4 個, 367.6t/h (1 個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・チェンバ・プールの水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定			自動減圧系による逃がし安全弁（自動減圧系）による原子炉急速減圧 作動時間：ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位異常低下（レベル 1）到達から 120 秒後	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	—	電動駆動給水ポンプ	・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプが停止した後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする ・復水器ボットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計値の下限（最も短い時間）として設定				
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.48MPa [gage]（遅れ時間 0.2 秒）) で 4 台、原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定				
	原子炉再循環流量制御系	自動運転モード 高速ランバック機能は使用できないものと仮定する	—				
逃がし安全弁		逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定				
		自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧 作動時間：ドライウェル圧力高 13.7kPa [gage] 及び原子炉水位低（レベル 1）到達から 30 秒後	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定				
備考							

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/5）			前ページと同じ			
第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/6）						
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計値の下限（最も短い時間）として設定
	原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル 2）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa [gage]）によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182m³/h（8.12~1.03MPa [dif] において） 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性	ATWS 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環系ポンプが、原子炉圧力高(7.39MPa [gage]（遅れ時間 0.2 秒））で 2 台全てトリップ	再循環系のインターロックとして設定
	高压炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル 1.5）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa [gage]）によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒（設計値の 37 秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値） 注水流量 182~727m³/h（8.12~0.69MPa [dif] において） 	高压炉心注水系の設計値として設定  高压炉心注水ポンプ 1 台による注水特性	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] × 2 個, 354.6t/h（1 個当たり） 7.44MPa [gage] × 4 個, 357.8t/h（1 個当たり） 7.51MPa [gage] × 4 個, 361.1t/h（1 個当たり） 7.58MPa [gage] × 4 個, 364.3t/h（1 個当たり） 7.65MPa [gage] × 4 個, 367.6t/h（1 個当たり） 自動減圧系による逃がし安全弁（自動減圧系）による原子炉急速減圧 作動時間：ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル 1）到達から 120 秒後	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高压炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定 逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定
	ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定	電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプが停止した後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定			
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (原子炉停止機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">前ページと同じ</div>			前ページと同じ			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)			第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/6)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 注水遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、0秒を設定	
	原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa [dif] において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</p>		<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル 2) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 136.7m³/h (7.86MPa [gage]~1.04MPa [gage] において) 	 <p>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</p>
	高圧炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル 1.5) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒 (設計値の 37 秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa [dif] において) 	 <p>高圧炉心注水ポンプ 1 台による注水特性</p>		<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 145m³/h~1.506m³/h (8.30MPa [dif] ~0MPa [dif] において) 	 <p>高圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性</p>
	ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定			
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定			
備考						

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">前ページと同じ</div> 第 7.1.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)			第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/6)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定	重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> ・注入流量 163L/min ・ほう酸水濃度 13.4wt% 	注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限值として設定
	原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 ・注水遅れ時間 30 秒 ・注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa [dif] において) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性		残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 熱交換器 1 基当たり約 53MW (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 27.2℃ において)	残留熱除去系の設計値として設定	
	高压炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低 (レベル 1.5) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 ・注水遅れ時間 24 秒 (設計値の 37 秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値) ・注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa [dif] において) 	高压炉心注水系の設計値として設定  高压炉心注水ポンプ 1 台による注水特性		自動減圧系等の起動阻止操作 事象発生 4 分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定	
	ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> ・注水流量 190L/min ・ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定		ほう酸水注入系の起動操作 事象発生 6 分後	自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生 の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定	
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃, 海水温度 30℃ において)	残留熱除去系の設計値として設定		残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 事象発生 17 分後	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定	
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所																																			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/5）			第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/6）																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する操作条件</td> <td>自動減圧系の自動起動阻止操作</td> <td>自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない</td> <td>原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入系運転操作</td> <td>原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動</td> <td>原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作</td> <td>サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動</td> <td>サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値</td> </tr> </tbody> </table>			項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center; margin-bottom: 10px;">前ページと同じ</div> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2" style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する機器条件</td> <td>ほう酸水注入系</td> <td>・注入流量 163L/min ・ほう酸水濃度 13.4wt%</td> <td>注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値として設定</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</td> <td>熱交換器 1 基当たり約 53MW （サブプレッション・プール水温 100℃、海水温度 27.2℃において）</td> <td>残留熱除去系の設計値として設定</td> </tr> <tr> <td rowspan="3" style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する操作条件</td> <td>自動減圧系等の起動阻止操作</td> <td>事象発生 4 分後</td> <td>原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>ほう酸水注入系の起動操作</td> <td>事象発生 6 分後</td> <td>自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作</td> <td>事象発生 17 分後</td> <td>状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定</td> </tr> </tbody> </table>			項目	主要解析条件	条件設定の考え方	重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸水注入系	・注入流量 163L/min ・ほう酸水濃度 13.4wt%	注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値として設定	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	熱交換器 1 基当たり約 53MW （サブプレッション・プール水温 100℃、海水温度 27.2℃において）	残留熱除去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	自動減圧系等の起動阻止操作	事象発生 4 分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生 6 分後	自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生 17 分後	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																				
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定																																			
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値																																			
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値																																			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																				
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸水注入系	・注入流量 163L/min ・ほう酸水濃度 13.4wt%	注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値として設定																																			
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	熱交換器 1 基当たり約 53MW （サブプレッション・プール水温 100℃、海水温度 27.2℃において）	残留熱除去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	自動減圧系等の起動阻止操作	事象発生 4 分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定																																			
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生 6 分後	自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定																																			
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生 17 分後	状況の確認及び操作に要する時間を考慮して設定																																			
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/5）																																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件・相関式</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>ホットバンドル解析：SCAT</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="2" style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">初期条件</td> <td>最小限界出力比（MCPR）</td> <td>1.22</td> <td>設計限界値として設定</td> </tr> <tr> <td>最大線出力密度（MLHGR）</td> <td>44.0kW/m</td> <td>設計限界値として設定</td> </tr> <tr> <td>BT 判定（時刻）</td> <td>GEXL 相関式</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>BT 後の燃料棒表面熱伝達係数</td> <td>修正 Dougall-Rohsenow 式</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>リウエット相関式</td> <td>学会標準における相関式 2</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>			項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方	解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—	初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定	最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定	BT 判定（時刻）	GEXL 相関式	—	BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougall-Rohsenow 式	—	リウエット相関式	学会標準における相関式 2	—														
項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方																																				
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—																																				
初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定																																			
	最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定																																			
BT 判定（時刻）	GEXL 相関式	—																																				
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougall-Rohsenow 式	—																																				
リウエット相関式	学会標準における相関式 2	—																																				
備考																																						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（原子炉停止機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/5）			第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6/6）				
重大事故等対策に関連する操作条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定	解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—	
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値	初期条件	最小限界出力比	1.24	通常運転時の熱的制限値として設定
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から、運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値		燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
第 7.1.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/5）			沸騰遷移の判定			GEXL 相関式	—
項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方	沸騰遷移後の熱伝達相関式			修正 Dougall-Rohsenow 式	—
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—	リウエット相関式			日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式 2	—
初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定				
	最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定				
BT 判定（時刻）	GEXL 相関式	—					
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougall-Rohsenow 式	—					
リウエット相関式	学会標準における相関式 2	—					
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>7.1.6.1 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「LOCA 時注水機能喪失」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「小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」、②「小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中破断LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもLOCAを起因とする事故シーケンスとして、⑤「小破断LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断LOCA+RHR 失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷を防止することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し、同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対策設備に期待することが考えられる。ここで、小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対策設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが、重大事故等対策設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり、</p>	<p>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、②「小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>なお、大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し、同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対策設備に期待することが考えられる。ここで、小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対策設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.6-1 図から第 7.1.6-3 図に、手順の概要を第 7.1.6-4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。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</p>	<p>炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.6-1 図に、手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.6-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐してい</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名である。必要な要員と作業項目について第7.1.6-5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、24名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p>	<p>る要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第2.6-3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、18名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動にも失敗し全て機能喪失していることを確認する。高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ2台を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開操作し原子炉</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p> <p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開</p>	<p>を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。</p> <p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗」である。</p> <p>なお、中破断LOCAは、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のLOCAと定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評</p>	<p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP, 炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは, 炉心露出時間が長く, 燃料被覆管の最高温度が高くなるため, 輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.6-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管(配管断面積約 26cm²)とし, 破断面積を 1cm² とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系, 低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水モード)の機能が喪失するものとする。また, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は, 給復水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 外部電源は使用できないものと仮定し, 非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p>	<p>切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは, SAFER コードによる燃料被覆管温度の評価結果は, 燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから, 輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE コードは使用しない。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.6-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は再循環系配管(出口ノズル)(最大破断面積約 2,900 cm²)とし, 破断面積を約 3.7 cm² とする。</p> <p>(添付資料 2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系, 低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水系)及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。また, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は, 給水・復水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 外部電源は使用できないものと仮定し, 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</p> <p>また, 原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p> <p>(c) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 300m³/h にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(e) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開^{※1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁</p>	<p>下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(c) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大 378m³/h にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h にて原子炉へ注水する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/h にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(e) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約 18 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレィは、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。</p> <p>【以下、敷地境界外での実効線量評価の条件は長期TBの記載を転記】</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 1.3×10^{12} Bq となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である 3.7×10^{13} Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として</p>	<p>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレィは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価）の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価に当たっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 4.7×10^{12} Bq となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値[※]である 2.22×10^{14} Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。</p> <p>※2 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率(f値)1mCi/s (3.7×10^7Bq/s)あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が3.7×10^9Bq/s (100mCi/s)の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq (37Ci)であり、6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq (1000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021) <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリアオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $HI = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_1 \dots \dots \dots (1)$	<p>として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約6.0×10^{15}Bq、よう素についてはI-131等価量で約3.9×10^{14}Bqとなる。</p> <p>※ 過去に実測されたI-131の追加放出量から、熱出力1,000MW当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力3,440MW(定格の約105%)の場合、熱出力1,000MW当たりのI-131の追加放出量の平均値に当たる値は2.78×10^{13}Bq (750Ci)であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ2.22×10^{14}Bq (6,000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021) <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリアオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバでのスクラビング等による核分裂生成物の除去効果については考慮しないものとする。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界及び非居住区域境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $H_{1,2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_1 \dots \dots \dots (1)$	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>R :呼吸率 (m³/s) 呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率（活動時）0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H_∞ :よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量(1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_i : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算) H_γ = K · D/Q · Q_γ (2) K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 6.2×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 1.2×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※²、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内</p>	<p>R :呼吸率 (m³/s) 呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率（活動時）0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H_∞ :よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量(1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_i : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算) H_γ = K · D/Q · Q_γ (2) K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 8.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 9.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 8.0×10⁻²⁰ (Gy/Bq) とする。また、非居住区域境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 2.9×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 4.0×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10⁻⁶ (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 8.1×10⁻²⁰ (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50、無機よう素の除染係数を 100 とする。 (添付資料 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>の保有水量の推移を第7.1.6-6 図から第7.1.6-11 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.6-12 図から第7.1.6-18 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.6-19 図から第7.1.6-22 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高め水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生から約18 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下す</p>	<p>内の保有水量の推移を第2.6-4 図から第2.6-9 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6-10 図から第2.6-16 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温の推移を第2.6-17 図から第2.6-20 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高め水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</p> <p>再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）で全台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。</p> <p>事象発生から25 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>る。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.6-12図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約821℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.6-6図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第7.1.6-7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約17時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始する</p>	<p>熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約15m）及びベントライン（約15m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.6-10図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約616℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.6-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約7.79MPa [gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.09MPa [gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約143℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第2.6-5図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>ことで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。なお、LOCA 時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため、サブプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数（10）に対して遜色ない効果が得られるものとする。</p> <p>【以下、実効線量評価の評価結果は長期TBの記載より引用】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>【引用終わり】</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.6.3 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等に</p>	<p>状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.1×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 1.6×10^{-1} mSv であり、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1} mSv であることから、5mSv を下回る。</p> <p>（添付資料2.6.2、2.6.5）</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.6.3 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能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、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>よる原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「7.1.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 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7.1.6-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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 初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部, サプレッション・チェンバ・プール水位, 格納容器圧力及び格納容器温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については, 非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管(計測配管を除く)のうち, 流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し, 破断面積は, 炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で, 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 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2.6-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる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 初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, また, 炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部, サプレッション・プール水位, 格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については, 炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し, 破断面積は, 炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で, 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約3.7cm²を設定してい</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm^2 を設定している。なお、第 7.1.6-23 図から第 7.1.6-25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm^2 までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が 1cm^2）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉炉力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウエル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え</p>	<p>る。なお、第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約 9.5cm^2 までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「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）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉炉力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.6.1, 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm² を設定している。なお、第7.1.6-23 図から第7.1.6-25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が5.6cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約18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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約3.7cm²を設定している。なお、第2.6-21 図から第2.6-24 図に示すとおり、SAFER解析によれば、破断面積が約9.5cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約842℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「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）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.6.1、2.6.6）</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>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から25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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に対する余裕は</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 17 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）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</p>	<p>大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プールの水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>【以下、柏崎刈羽 6, 7号炉 高圧・低圧注水機能喪失より該当箇所を引用】</p> <p>第 7.1.1-22 図から第 7.1.1-24 図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から約 19 分後（操作開始時間 5 分程度の遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 944℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウエルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 4.3×10^{-2} mSv、ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.4mSv であり、5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）</p>	<p>始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系 ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(添付資料 2.6.6)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.6-25 図から第 2.6-27 図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 706℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界及び非居住区域境界での実効線量は「2.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。事象発生から 50 分後（操作開始時間 25 分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 1,000℃となり</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>では、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.3mSv となり、また、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 36mSv であり、5mSv を超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力 0.62MPa [gage] に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>【引用ここまで】</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 2.8mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 4.4mSv であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 1.1mSv、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 4.4mSv であり、いずれの場合も 5mSv を下回る。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.243MPa [gage] から 0.31MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.1.7, 2.6.6, 2.6.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.6.4 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「LOCA 時注水機能喪失」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事象発生 10 時間までに必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。</p> <p>「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 72 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 20 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 5,400m³ 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 10,800m³ の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。これにより、6 号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</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。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び7号炉合計約 1,549kL）。</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</p>	<p>2.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。</p> <p>「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,320m³ の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³ 及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p>(添付資料 2.6.8)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）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、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有してお</p>	

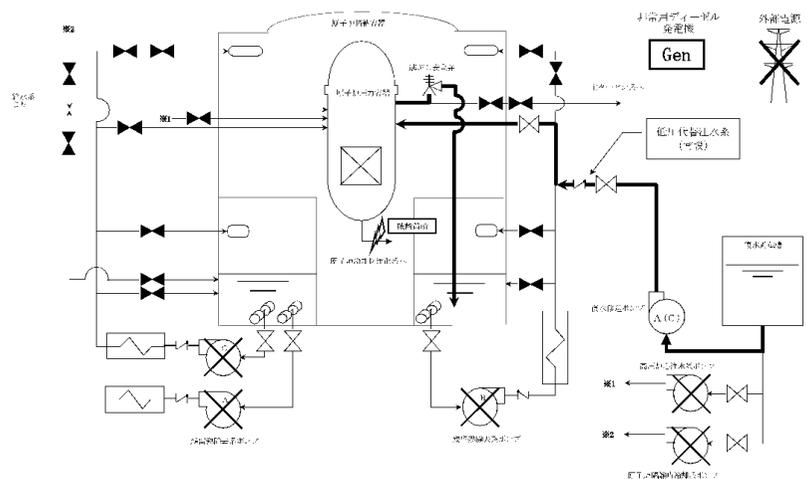
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（L O C A時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、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 外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の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>7.1.6.5 結論 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁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格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」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、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施するこ</p>	<p>り、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.6.9)</p> <p>c. 電 源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,141kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）は連続定格容量が約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.6.10)</p> <p>2.6.5 結 論 事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」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、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施す</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

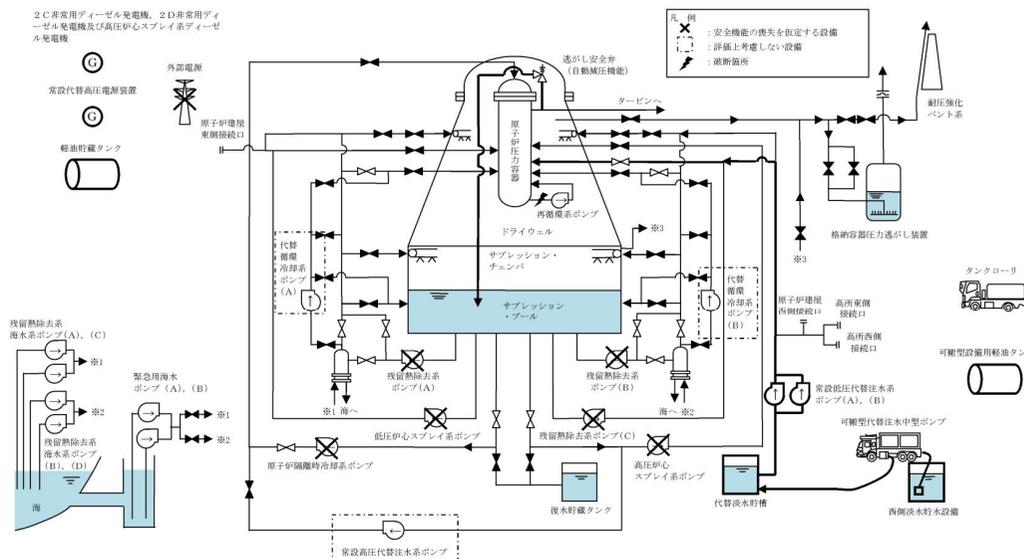
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>とにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>ることにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界及び非居住区域境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.6-1 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

東海第二発電所

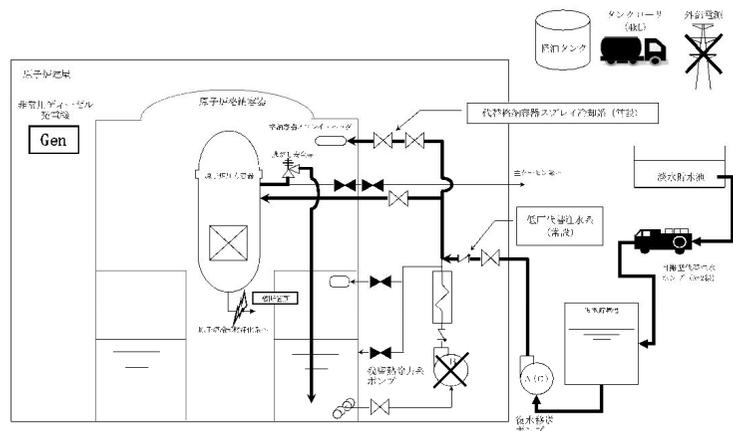


第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

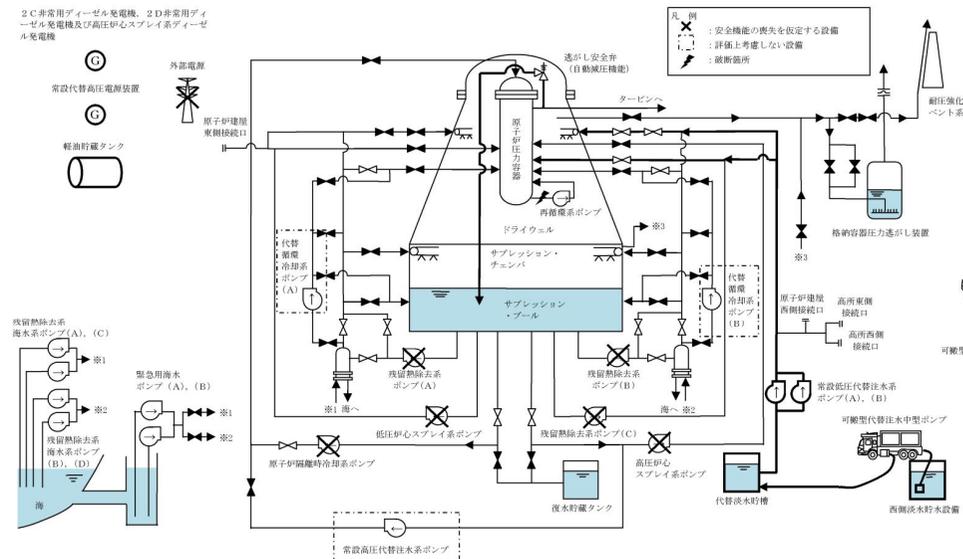
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



※低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系(常設)は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。

第 7.1.6-2 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

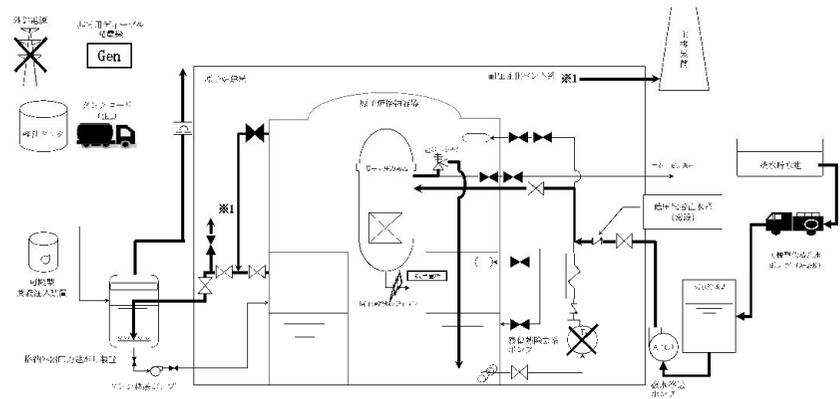
東海第二発電所



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)

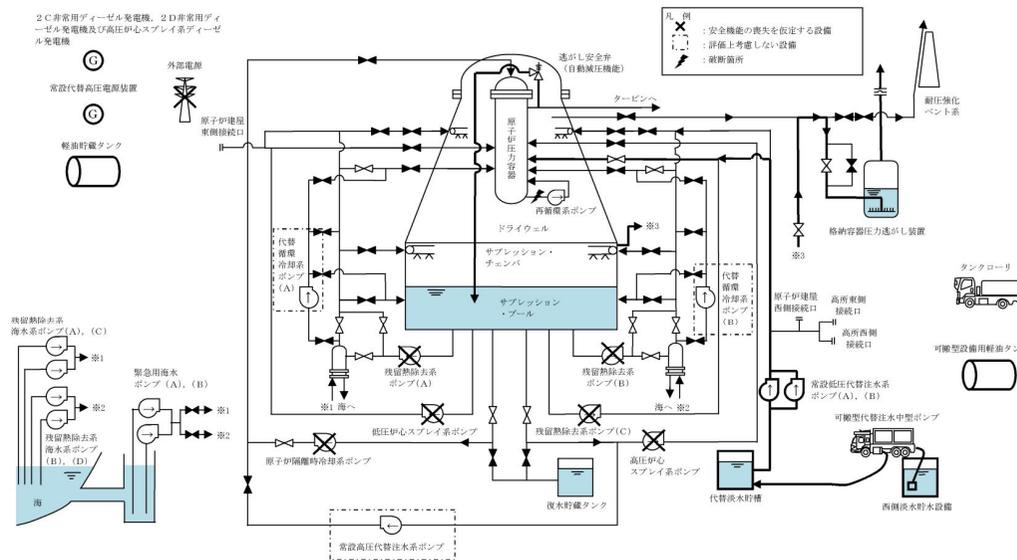
備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第7.1.6-3図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所



第2.6-1図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

LOCA時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考					
	責任者		当直長		1人																				
	指揮者		当直副長		1人																				
状況判断	6号		7号		6号		7号		6号		7号		緊急発生 原子炉スクラム 約80分 原子炉水位 (レベルD) 約88分 原子炉水位 (レベル1.5) 約93分 プラント状況判断 約10分 原子炉水位 (レベルD) 約18分 原子炉急減速 約29分 原子炉水位有効燃料棒積戻開始※ 約34分 低圧代替注水系 原子炉注水開始 約37分 原子炉水位有効燃料棒積戻再開※ 約109分 原子炉水位高 (レベルE)												※シュワウト内水位に基づく時間
	2人 A, B		2人 a, b		-		-		-		-		・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・非常用ディーゼルの発電機起動確認 ・原子炉隔離待冷待系 自動起動 / 機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動 / 機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作												
	-		-		-		-		-		-		・原子炉隔離待冷待系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復												解析上考慮せず
	高圧/低圧注水機能喪失 調査、復旧操作 (解析上考慮せず)		-		-		-		-		-														対応可能な要員により対応する
低圧注水機能 起動確認	(1人) A		(1人) a		-		-		-		-		・残留熱除去系 自動起動 / 機能喪失確認												
	(1人) A		(1人) a		-		-		-		-		・復水移送ポンプ起動 / 運転確認 ・低圧代替注水系 (兼設) 系統構成												
	-		-		2人 C, D		2人 c, d		-		-		・放射線防護装置準備												10分
	-		-		-		-		-		-		・残留熱除去系 (兼設) 現場系統構成 ※復水貯蔵槽切込ライン切替												30分
原子炉急減速操作	(1人) A		(1人) a		-		-		-		-		・逃がし安全弁 8層 手動開放操作												5分
低圧代替注水系 (兼設) 注水操作	(1人) A		(1人) a		-		-		-		-		・残留熱除去系 注水操作												低圧代替注水系 (兼設) 注水操作

第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間(1/2)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

東海第二発電所

LOCA時注水機能喪失					経過時間 (分)										備考	
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110											
		責任者	当直発電長		1人	中央監視 運転操作指揮	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約22秒 原子炉水位異常低下 (レベル2) 到達 ▼ 約40秒 ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) 到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約15分 原子炉水位異常低下 (レベル1) 到達 ▼ 約24分 燃料有効長頂部到達 (※1) ▼ 25分 原子炉減圧開始 ▼ 約27分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 ▼ 約42分 燃料有効長頂部回復 (※1)									
	副任	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐												
	指揮者等	災害対策委員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡												
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (規格外)		重大事故等対応要員 (規格外)												
状態判断	2A, A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉ヘクワムの確認 ● グービン停止の確認 ● 再循環系ポンプトリップの確認 ● LOCA発生の確認 ● 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ● 低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の自動起動失敗の確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ● 外部電源喪失の確認 ● 給水流量全喪失の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	[1] A	-	-	● 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動操作 (失敗)	2分											
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	[1] B	-	-	● 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急母線の受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作※2	[1] A	-	-	● 高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分											解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	[1] A	-	-	● 低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の自動起動操作 (失敗)	4分											
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	-	2A, C, D	-	● 給水・復水系、高圧注水機組及び低圧注水機組の回復操作、失敗原因調査	適宜実施										解析上考慮しない	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	[1] B	-	-	● 原子炉冷却材浄化系統送排の閉止操作	2分											
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	[1] A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分											
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	-	-	8A, a~j	● 可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース取付等の操作	170分										解析上考慮しない	
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作	[1] B	-	-	● 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の自動開放操作	1分											
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	[1] A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持する											

※2 本事故シナリオシナリオにおいては機能に期待しないこととする。

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

LOCA時注水機能喪失																								
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)							備考									
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14		16	18	20	22	24				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																		
原子炉注水系統(緊急) 注水操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・ 運転員注水ポンプ(注水) 原子炉注水開始	約9分	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分	
代替格納容器スプレッドシステム(緊急) 操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・ 代替格納容器 スプレッドシステム	約9分	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分	
原子炉冷却ポンプ(注水) 再開 (仮止上考慮せず)	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ スタータポンプ(注水) 運転開始 ・ 原子炉冷却ポンプ(注水) 運転開始	30分	31分	32分	33分	34分	35分	36分	37分	38分	39分	40分	41分	42分	43分	44分	45分	・ 燃料プール(注水) (11℃以下維持) 必要に応じて対応する
原子炉注水ポンプ(注水) 再開 (仮止上考慮せず)	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	・ 原子炉注水ポンプ(注水) 運転開始	約9分	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分	
可変型代替注水ポンプ(注水) 再開 (仮止上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・ 可変型代替注水ポンプ(注水) 運転開始	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(2A) C,D	(2A) c,d	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(2A) C,D	(2A) c,d	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(2A) C,D	(2A) c,d	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(2A) C,D	(2A) c,d	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		
格納容器ベント凍結防止	(2A) C,D	(2A) c,d	-	-	-	-	・ 格納容器ベント凍結防止	10分	11分	12分	13分	14分	15分	16分	17分	18分	19分	20分	21分	22分	23分	24分		

第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間 (2/2)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

東海第二発電所

				LOCA時注水機能喪失																	
				経過時間(時間)																	
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	備考					
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は操作前後移動してきた要員			25分 原子炉減圧開始 27分 低圧代替注水系(常設) 原子炉注水開始 16時間 格納容器圧力0.279MPa [gauge] 到達 24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 28時間 格納容器圧力0.31MPa [gauge] 到達																	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する																	
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作																	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作																	
代替格納容器冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替格納容器冷却系による原子炉注水操作 ●代替格納容器冷却系による格納容器冷却操作																解析上考慮しない 代替格納容器冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系(常設)による注水を停止する	
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作																解析上考慮しない	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水補水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作																解析上考慮しない 20分 15分 20分 15分 解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)																5分	
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第一弁操作)																125分	解析上考慮しない
格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッション・チェンバ)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱操作(中央制御室での第二弁操作)																5分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱操作(現場での第二弁操作)																75分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作																170分	解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作																180分	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作																90分	適宜実施 代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作																90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油 適宜実施
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (参集要員8人)																		

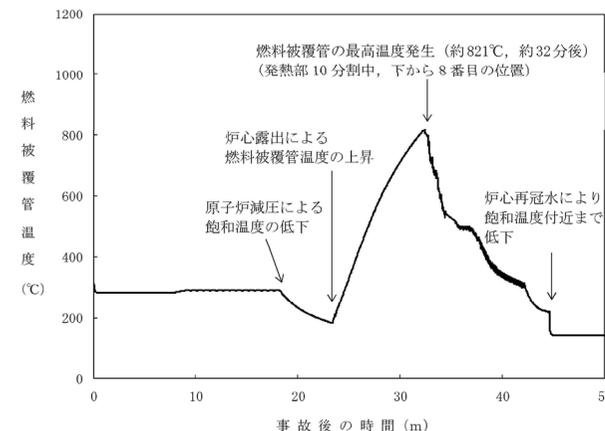
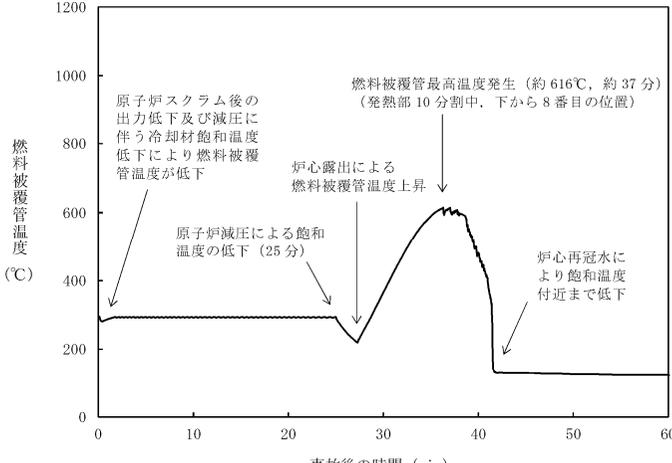
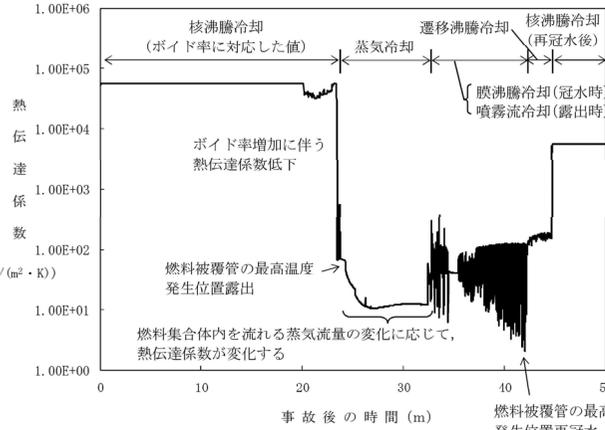
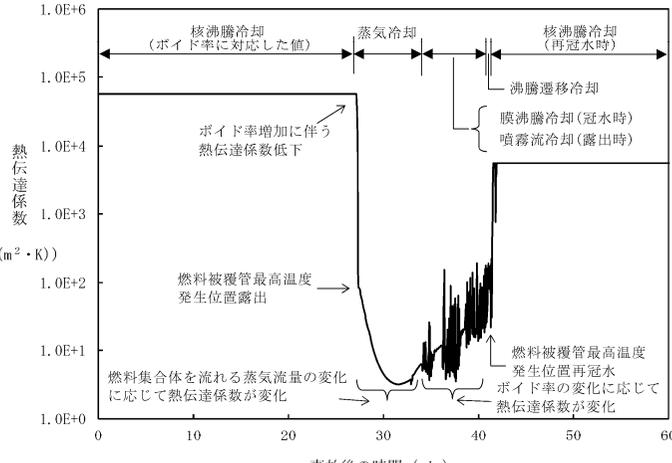
第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

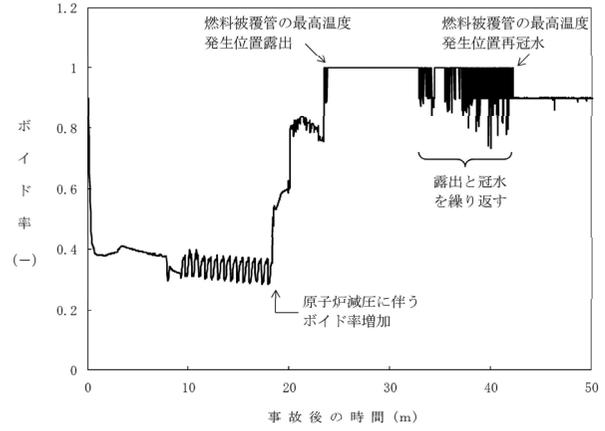
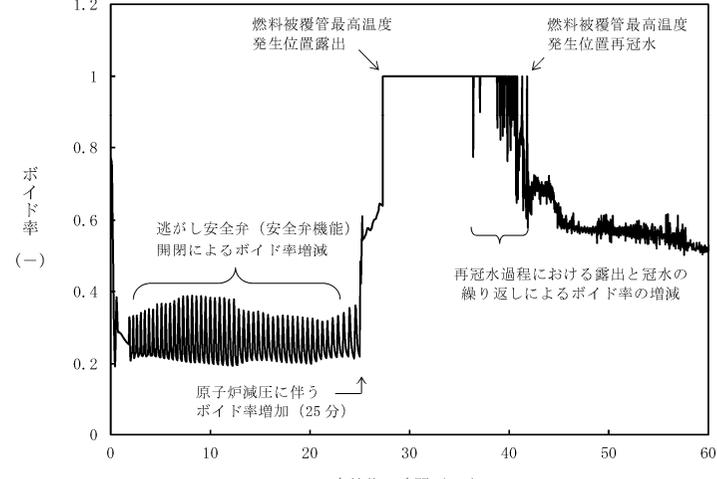
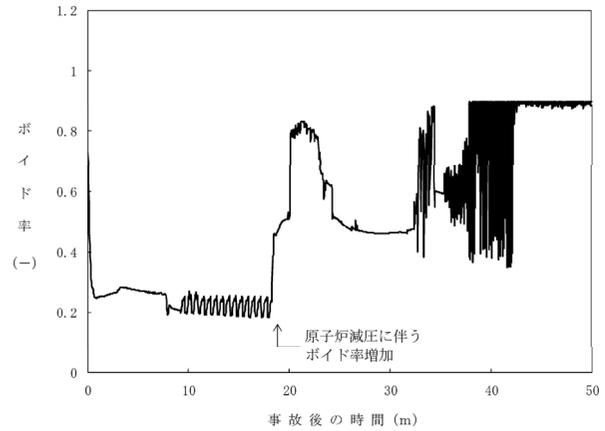
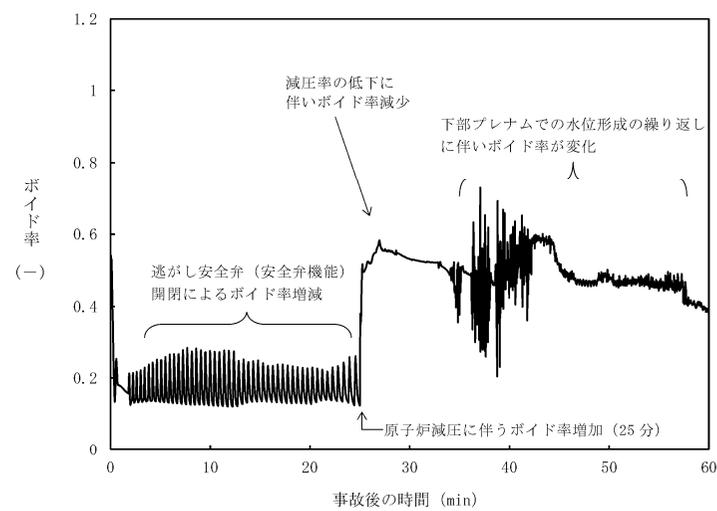
備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備考
<p>逃がし安全弁閉鎖による圧力制御 (最大値: 約 7.52MPa[gage], 約 11分)</p> <p>逃がし安全弁 8 個による手動減圧 (約 18分)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止 による圧力上昇</p> <p>注水量が少なく、減圧沸騰が継続して いるため、注水された原子炉冷却材は 発生蒸気の増加を促進し、原子炉圧力 が上昇する</p> <p>事故後の時間 (m)</p>	<p>逃がし安全弁 (安全弁機能) 閉鎖による圧力制御 (最大値: 約 7.79MPa [gage])</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (25分)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止 による圧力上昇</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-6 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>手動減圧に伴う減圧沸騰 による水位上昇</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出 により水位低下</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>事故後の時間 (m)</p>	<p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しの ボイド率の増減に応じた二相水位の変化</p> <p>原子炉減圧に伴う減圧沸騰 による水位低下</p> <p>原子炉減圧に伴う 蒸気流出による 水位低下</p> <p>注水開始後、徐々に 水位が回復</p> <p>再冠水以降の蒸気発生 に伴うボイド率変化に 応じた二相水位の変化</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>平均出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2.6-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出により水位低下</p> <p>注水開始後徐々に水位が回復</p> <p>シュラウド外</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1.5</p> <p>レベル 1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p>	<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しによるボイド率の増減に応じた二相水位の変化</p> <p>原子炉減圧に伴う減圧沸騰</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) からによる水位上昇 (25分) の蒸気の流出による水位の低下</p> <p>シュラウド内 (炉心上部プレナム)</p> <p>原子炉減圧に伴う蒸気流出による水位低下</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</p> <p>シュラウド外</p> <p>シュラウド内 (平均出力燃料集合体)</p> <p>シュラウド内 (炉心下部プレナム)</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p>	
<p>第 7.1.6-8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.6-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による注水 (原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間に維持するよう注水)</p>	
<p>第 7.1.6-9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.6-7 図 注水流量の推移</p>	

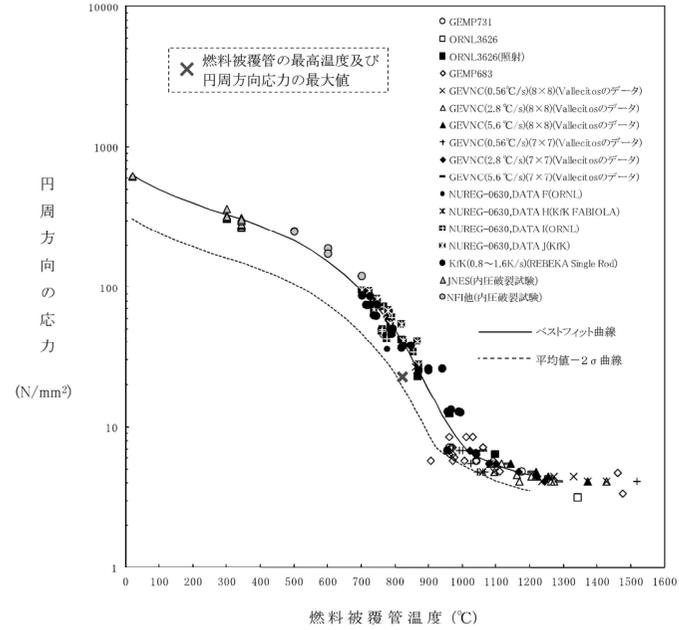
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.6-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第2.6-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<p>第 7.1.6-11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2.6-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.6-14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	 <p>第2.6-12図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
 <p>第 7.1.6-15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>第2.6-13図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

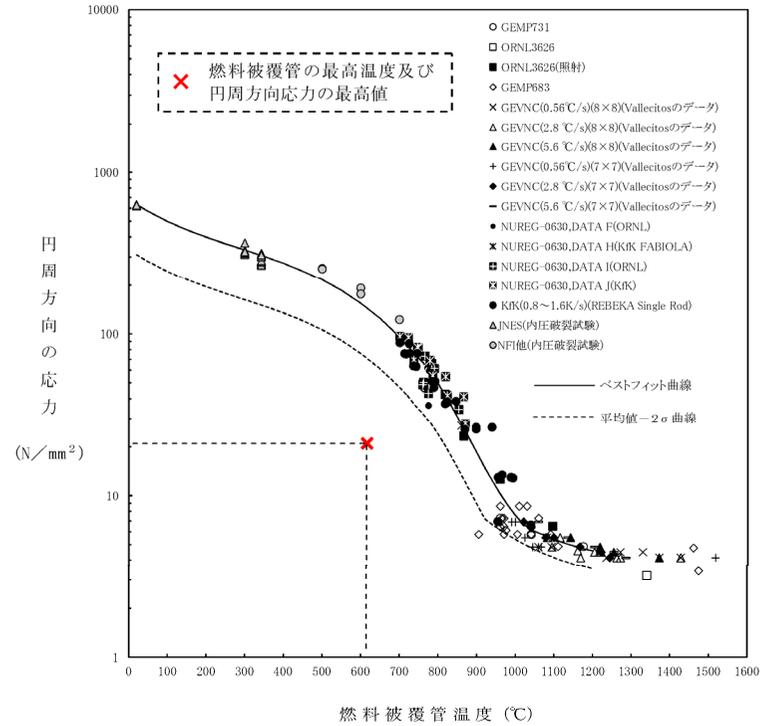
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>ボイド率 (—)</p> <p>事故後の時間 (m)</p>	<p>ボイド率 (—)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 2.6-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	
<p>破断流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (m)</p>	<p>破断流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-17 図 破断流量の推移</p>	<p>第 2.6-15 図 破断流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉



第7.1.6-18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

東海第二発電所



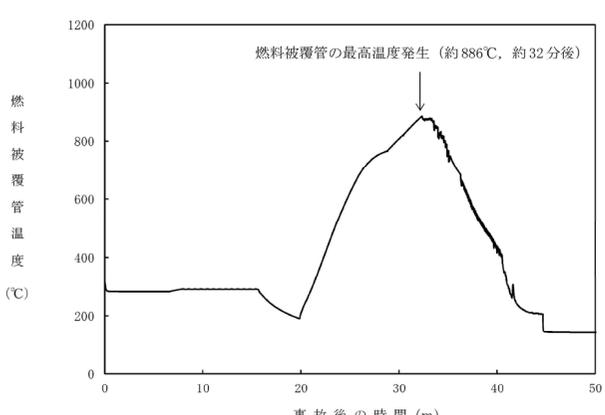
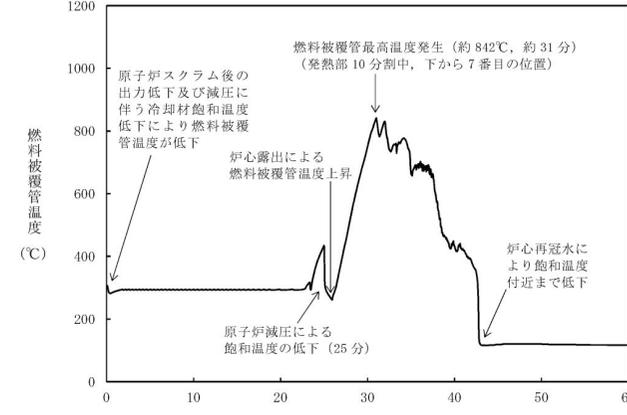
第2.6-16図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

備考

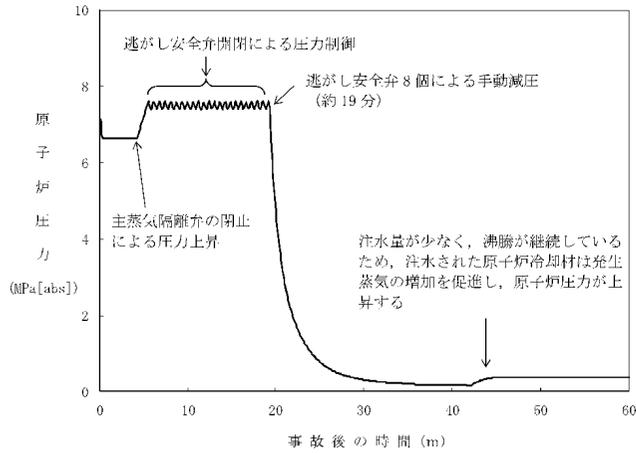
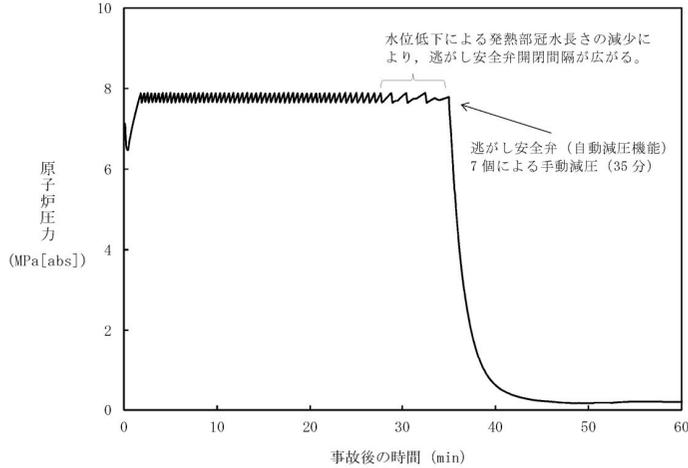
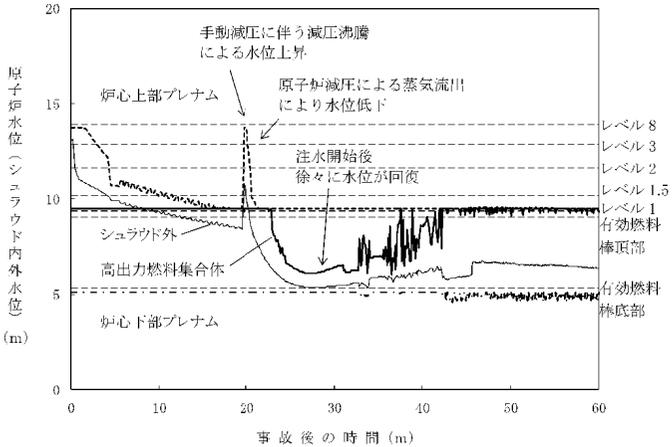
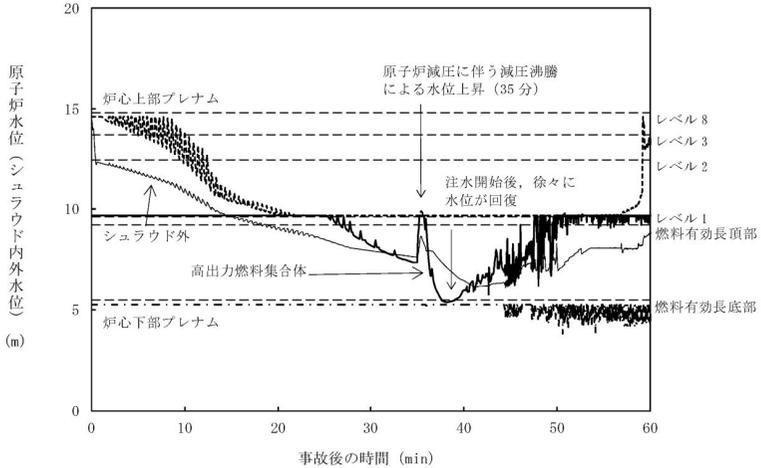
<p>柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉</p>	<p>東海第二発電所</p>	<p>備考</p>
<p>第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.6-17 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.1.6-20 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.6-18 図 格納容器気相温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>サプレッション・チェンバ・プール水位 (m)</p> <p>ベントライン (約17m) 真空破壊装置 (約14m)</p> <p>格納容器スプレイ作動</p> <p>格納容器ベント以降 有意な増加はしない</p> <p>原子炉減圧に伴い 原子炉内の蒸気が流入 するため水位が上昇</p> <p>原子炉格納容器下部にサプレッション・チェンバ のプール水が流出するため水位上昇が抑制</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>サプレッション・プール水位 (m)</p> <p>格納容器ベント実施 (約28時間後)</p> <p>ベントライン (約15m) 通常水位+6.5m (約13.5m) 通常水位+5.5m (約12.5m)</p> <p>サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達にて代替格納 容器スプレイ冷却系 (常設) 停止 (約27時間)</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 作動 (約16時間)</p> <p>外部水源である低圧代替注水 (常設) による原子炉注水により逃がし安全弁 を介し原子炉内の蒸気が流入するため水位が上昇</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.6-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C)</p> <p>原子炉減圧状態の維持により 原子炉内の蒸気が流出し 水温が徐々に上昇</p> <p>格納容器ベントによる圧力 低下により飽和温度が低下</p> <p>原子炉減圧に伴い原子炉内の蒸気が 流入するため水温が上昇</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>サプレッション・プール水温度 (°C)</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 作動 (約16時間)</p> <p>格納容器ベントに伴う圧力低下により 飽和温度が低下 (約28時間) 最高温度: 約138°C (約28時間)</p> <p>逃がし安全弁を介し原子炉内の蒸気が流入することで水温が上昇</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.6-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

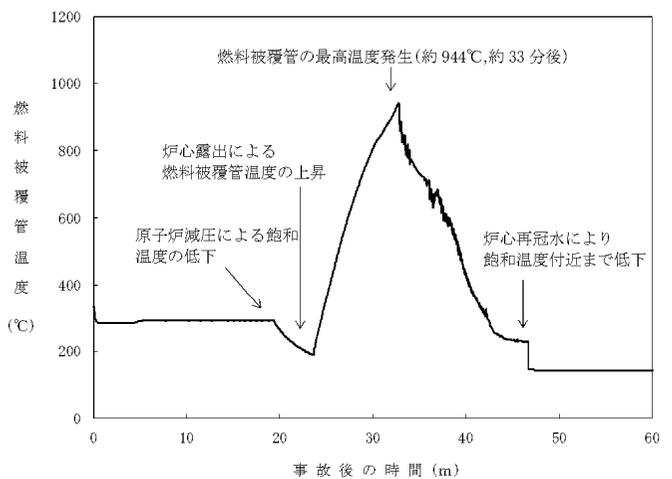
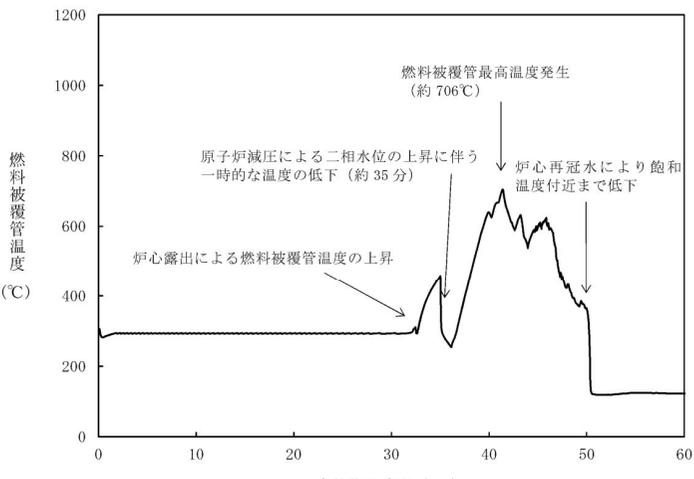
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>逃がし安全弁開閉による圧力制御</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇</p> <p>逃がし安全弁 8 個による手動減圧 (約 16 分)</p> <p>注水量が少なく、減圧沸騰が継続しているため、注水された原子炉冷却材は発生蒸気の増加を促進し、原子炉圧力が上昇する</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) 閉閉による圧力制御 (最大値: 約 7.79MPa [gauge])</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (25 分)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積 : 5.6cm²)</p>	<p>第 2.6-21 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm² の破断)</p>	
<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>原子炉減圧に伴う蒸気流出により水位低下</p> <p>注水開始後徐々に水位が回復</p> <p>シュラウド外</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1.5</p> <p>レベル 1</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しによるボイド率の増減に応じた二相水位の変化</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) からの蒸気の流出による水位の低下</p> <p>原子炉減圧に伴う蒸気流出による水位低下 (約 25 分)</p> <p>再冠水以降の蒸気発生に伴うボイド率変化に応じた二相水位の変化</p> <p>シュラウド内 (炉心上部プレナム)</p> <p>シュラウド外</p> <p>シュラウド内 (平均出力燃料集合体)</p> <p>シュラウド内 (炉心下部プレナム)</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>注水開始後、徐々に水位が回復</p> <p>注水された未飽和水により炉心下部プレナムのボイド率が低下し、二相水位による満水が維持できなくなるため、水位が形成される。</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.6-24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積 : 5.6cm²)</p>	<p>第 2.6-22 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm² の破断)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管の最高温度発生 (約886℃, 約32分後)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (m)</p> <p>第 7.1.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積: 5.6cm²)</p>	 <p>燃料被覆管最高温度発生 (約842℃, 約31分) (発熱部10分割中、下から7番目の位置)</p> <p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度上昇</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (25分)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>第 2.6-23 図 燃料被覆管温度の推移 (約9.5cm²の破断)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備考
	<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最高値</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>第 2.6-24 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9.5cm² の破断)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.1-22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>	 <p>第 2.6-25 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)</p>	
 <p>第 7.1.1-23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	 <p>第 2.6-26 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管の最高温度発生(約 944°C, 約 33 分後)</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第 7.1.1-24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管最高温度発生 (約 706°C)</p> <p>原子炉減圧による二相水位の上昇に伴う一時的な温度の低下 (約 35 分)</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>第 2.6-27 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)</p>	<p>備 考</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉				東海第二発電所						
第 7.1.6-1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について				第 2.6-1 表 LOCA 時注水機能喪失における重大事故等対策について (1/3)						
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備			
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬型設備	計装設備	
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*	
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】	高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量又は吐出圧力の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*	
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	—	—	—	
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系 (常設) を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉が急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水系ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)* 軽油貯蔵タンク	—	—	
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリー (4kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (RRH B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 サブプレッション・チェンバ* チェンバ*	—	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧代替注水系系統流量	
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa (Level) に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル 8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリー (4kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (RRH B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水系ポンプを2台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*	
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa (Level) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (0 時) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内表面気放射線レベル (D/W) 格納容器内表面気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ逆圧						

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準控)
■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
■：有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉				東海第二発電所			
前ページと同じ				第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について（2/3）			
第7.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について							
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備					
		常設設備	可搬型設備	計装設備			
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ			
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉高圧時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残熱除去系ポンプ吐出圧力】			
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)			
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉が急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力			
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉止力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給系統流量 (RHR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) 電気貯蔵槽水位 (SA)			
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2線) タンクローリ (4tL)	格納容器内圧力 (D)時 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給系統流量 (RHR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)			
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D)時 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内表面放射線レベル (D/W) 格納容器内表面放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ逆圧			

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

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 軽油貯蔵タンク 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が0.245MPa [gage]に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水温度 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
■：有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉				東海第二発電所					
前ページと同じ				第 2.6-1 表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)					
第 7.1.6-1 表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について									
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉システム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 軽油貯蔵タンク 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉高圧時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去ポンプ吐出圧力】	高圧代替注水系による原子炉注水	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉が急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	—
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) 電気貯蔵槽水位 (SA)	代替格納容器スプレイ冷却	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	—
代替格納容器スプレイ冷却	格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	—
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D 時) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ逆圧					

【 】：重大事故等対処設備（設計基準制御）
■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
第7.1.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（1/4）			第2.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（1/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約10℃	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9燃料（A型）	燃料	9×9燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
	格納容器容積（ウエットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	格納容器体積 (ウエットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	設計値（通常運転時のサブプレッション・ブル水位の下限値として設定）
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値	
	サブプレッション・チェンバ・ブル水位	7.05m（通常運転水位）	サブプレッション・チェンバ・ブル水位	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・ブル水位として設定	
	サブプレッション・チェンバ・ブル水温	35℃	サブプレッション・チェンバ・ブル水温	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・ブル水温の上限値として設定	
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	格納容器温度	57℃	格納容器温度	通常運転時の格納容器温度として設定	
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	外部水源の温度	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	
備考					

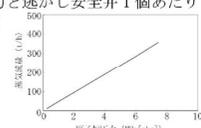
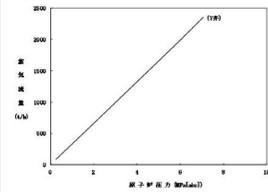
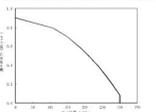
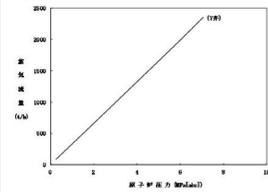
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
前ページと同じ			第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/5）			
第 7.1.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（1/4）			第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（2/5）			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧） 真空破壊装置の設定値	
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定		サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値） 通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定	
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		サブプレッション・プール水温度	32℃ 通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定		格納容器圧力	5kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力を包含する値	
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定		格納容器雰囲気温度	57℃ 通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値		外部水源の温度	35℃ 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値		事故条件	起回事象	再循環系配管の破断 破断面積は約 3.7cm ² 中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.7 cm ² を設定
燃料	9×9 燃料（A 型）	—			安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失 高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定			外部電源	外部電源なし 外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル 3）、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下（レベル 2）にて発生するものとする
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定				
格納容器容積（ドライウェル）	7,350m ³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）				
格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）				
真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値				
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定				
サブプレッション・チェンバ・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温度の上限値として設定				
格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定				
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定				
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃、事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定				
備考						

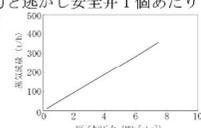
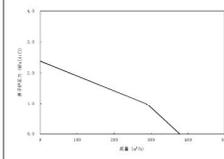
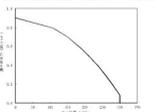
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (2/4)			前ページと同じ			
第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (2/5)						
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm ²	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失		サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
				サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
外部電源	外部電源なし	外部電源なしを設定		格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
				格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
				外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
			起回事象	再循環系配管の破断 破断面積は約 3.7cm ²	中小破断 LOCA に対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.7 cm ² を設定	
			安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失を設定 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	
			外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル 3)、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下 (レベル 2) にて発生するものとする	
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (LOCA時注水機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)			第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/5)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	
	低圧代替注水系 (常設)	最大 300m³/h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性	逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレィ冷却系 (常設)	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレィ	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレィ流量を考慮し, 設定			
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して, 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して, 格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定			
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉			東海第二発電所				
前ページと同じ			第2.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（4/5）				
第7.1.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（3/4）			第2.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（4/5）				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	重大事故等対策に関連する機器条件	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定		
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開ることによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定		最大 378m ³ /h で注水(格納容器スプレイ実施前)	 常設低圧代替注水系 ポンプ2台による注水特性	
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性		230m ³ /h (格納容器スプレイ実施中)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	130m ³ /hにて格納容器内へスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定		格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.31MPa [gage]における排出流量13.4kg/sに対して、第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（LOCA時注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所				
第 7.1.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（4/4）			第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA 時注水機能喪失）（5/5）				
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定	関連する重大事故等対策に	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 25 分後	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定		格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定				
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>7.1.7.1 事故シナリオグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナリオグループ内の事故シナリオ</p> <p>事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シナリオは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシナリオ）である。</p> <p>(2) 事故シナリオグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。</p> <p>このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナリオグループは、インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シナリオグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、インターフェイスシステムLOCAが生じた際の状況を想定すると、原子炉を減圧した後、低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが、本事故シナリオグループにおいては、低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シナリオグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シナリオグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナリオグループ内の事故シナリオ</p> <p>事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下「格納容器バイパス（ISLOCA）」という。）」に含まれる事故シナリオは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）」（ISLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシナリオ）である。</p> <p>(2) 事故シナリオグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナリオグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。</p> <p>このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シナリオグループは、ISLOCAが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シナリオグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、ISLOCAに対する重大事故等対処設備及びISLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シナリオグループでは、原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びISLOCAの発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.7-1 図から第 7.1.7-3 図に、手順の概要を第 7.1.7-4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。</p> <p>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7.1.7-1表に示す。本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、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20名である。その内訳は次のとおりである。</p> <p>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12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第7.1.7-5図に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステムLOCA発生</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステムLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.7-1図に、手順の概要を第2.7-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。</p> <p>また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7-1表に示す。本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）12名である。その内訳は次のとおりである。</p> <p>中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員1名である。必要な要員と作業項目について第2.7-3図に示す。</p> <p>a. ISLOCA発生</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、ISLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>d. インターフェイスシステムLOCA発生確認</p> <p>原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステムLOCAが発生したことを確認する。</p> <p>インターフェイスシステムLOCAの発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、格納容器内圧力、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>e. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗する。</p>	<p>原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>d. ISLOCA発生確認</p> <p>原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、ISLOCAが発生したことを確認する。</p> <p>ISLOCAの発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、ドライウェル圧力、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であれば原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等により原子炉建屋原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>e. 中央制御室での残留熱除去系（低圧注水系）隔離失敗</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の閉操作に失敗する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>高圧炉心注水系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉圧力である。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 高圧炉心注水系による原子炉注水 原子炉急速減圧操作により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動する。</p> <p>高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>h. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>i. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作 破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により高圧炉心注水注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。 高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位である。</p> <p>j. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持 高圧炉心注水系の隔離が成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原</p>	<p>残留熱除去系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び原子炉圧力である。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の隔離が失敗するため、原子炉急速減圧の準備として、中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。 原子炉急速減圧の準備が完了後、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系（常設）を起動する。 原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。 原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル2）以上で低めに維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）である。</p> <p>h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転 原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の運転を開始する。 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。</p> <p>i. 現場操作での残留熱除去系隔離操作 破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注入弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。 残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）である。</p> <p>j. 残留熱除去系隔離後の水位維持 残留熱除去系の隔離が成功した後は、低圧炉心スプレイ系により、原子炉水</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心注水系系統流量である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「インターフェイスシステムLOCA」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果並びに原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.7-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする（原子炉</p>	<p>位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び低圧炉心スプレイ系系統流量である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に行う。</p> <p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果並びに原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、開閉試験時に隔離弁1個にて隔離状態を維持する系統^{*1}のうち、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水ラインについては、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が3個であり、高圧炉心注水系の吸込配管に比べてインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、1cm^2を超えないことを確認しているが、保守的に10cm^2とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、$182\text{m}^3/\text{h}$（$8.12\sim 1.03\text{MPa}[\text{dif}]$において）の流量で注水するものとする。</p>	<p>の中で最も大きなシール構造を有する残留熱除去系の熱交換器フランジ部とする。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、系統に破断が発生しないことを確認しているが、保守的に約21cm^2とする。</p> <p>※ 具体的には、低圧炉心スプレイ系並びに残留熱除去系A系、B系及びC系をいう。このうち、残留熱除去系A系及びB系が熱交換器を有する系統である。</p> <p>(添付資料2.7.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 ISLOCAが発生した残留熱除去系B系が機能喪失するものとする。</p> <p>また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系B系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</p> <p>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、$136.7\text{m}^3/\text{h}$（$7.86\text{MPa}[\text{gage}] \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$において）の流量で注水するものとする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(c) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し、727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員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) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から 15 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、インターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から 3 時間後に開始するものとし、操作時間は 60 分間とする。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※1}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.7-6 図から第 7.1.7-11 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第</p>	<p>(c) 低圧炉心スプレイ系 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,419m³/h（0.84MPa [dif] において）（最大 1,561m³/h）の流量で注水するものとする。ISL OCA 発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による注水が開始し原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで回復した後に注水を停止するものとし、隔離成功後に注水を再開するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大 378m³/h の流量で注水するものとする。ISLOCA 発生時は隔離成功までの期間において、漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 2）以上で可能な限り低めに維持することから、評価上は、漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持するものとし、隔離成功後に注水を停止するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員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) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、ISLOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間並びに低圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の操作時間を考慮して事象発生から 15 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、ISLOCA 発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から約 3 時間後に開始するものとし、現場移動、操作等に要する時間を考慮して事象発生の 5 時間後に完了するものとする。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）[※]、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.7-4 図から第 2.7-9 図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率及び破断流量の推移を第</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第7.1.7-12図から第7.1.7-15図に示す。</p> <p>※1 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生15分後の中央制御室における破断箇所との隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、原子炉水位低（レベル1.5）で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。</p> <p>事象発生4時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.7-12図に示すとおり、初期値（約310℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>2.7-10図から第2.7-13図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位並びに運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で再循環系ポンプ全台がトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生12分後の中央制御室における破断箇所との隔離に失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動し、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。また、低圧代替注水系（常設）を起動する。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。</p> <p>事象発生5時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.7-10図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉圧力は、第 7.1.7-6 図に示すとおり、約 7.07MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.37MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。</p> <p>一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.25MPa [gage] 及び約 138℃にとどまる。</p> <p>このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心注水系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心注水系の破断箇所を隔離し、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.7.3 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>格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出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、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作とする。</p>	<p>原子炉圧力は、第 2.7-4 図に示すとおり、約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。</p> <p>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。</p> <p>一方、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、ISLOCA とは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.25MPa [gage] 及び約 136℃にとどまる。</p> <p>このため、本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.7.3）</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系（低圧注水系）の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて残留熱除去系（低圧注水系）の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.7.3 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>ISLOCA では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出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、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び残留熱除去系の破断箇所隔離操作とする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(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>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.7-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回</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2.7-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.7.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃料</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15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、破断箇所隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間</p>	<p>有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.7.5)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15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、破断箇所隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間と</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>として事象発生から3時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいと、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、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った場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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。 操作条件の逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。 操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>して事象発生から約3時間後に開始し5時間後の完了を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいと、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.7.4 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>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」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、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約100m³となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約200m³となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。インターフェイスシステムLOCAにより復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサブプレッション・チェンバに約3,600m³の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機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。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>2.7.4 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>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>ISLOCA発生後の隔離までの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に使用する水量は、約490m³となる。水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³の水を保有している。原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.7.6）</p> <p>b. 燃 料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）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、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日</p>	

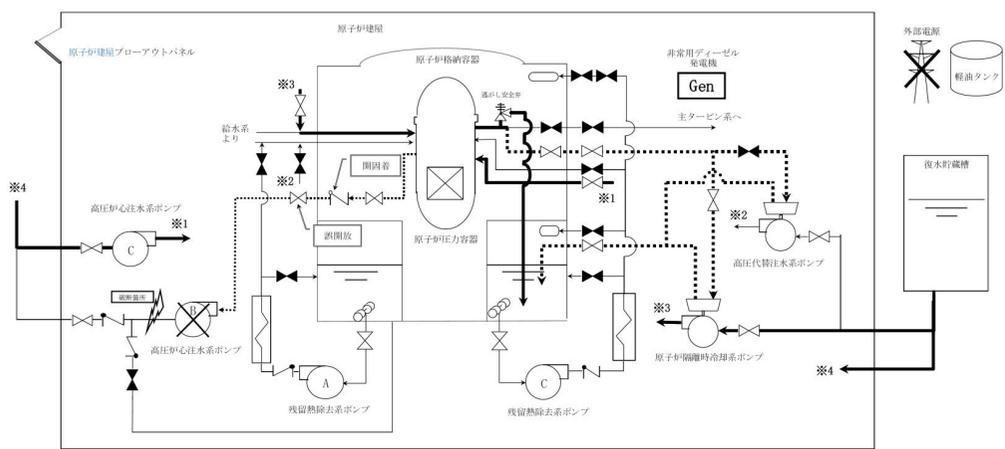
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の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>7.1.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間</p>	<p>間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.7.7)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,141kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）は連続定格容量が約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.7.8)</p> <p>2.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

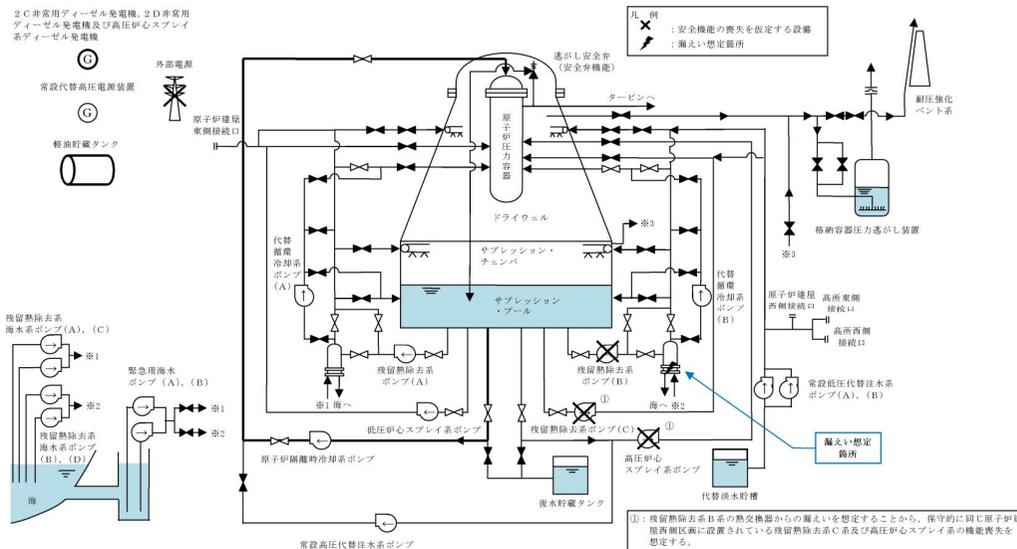
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。</p>	<p>に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



第 7.1.7-1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の
重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)

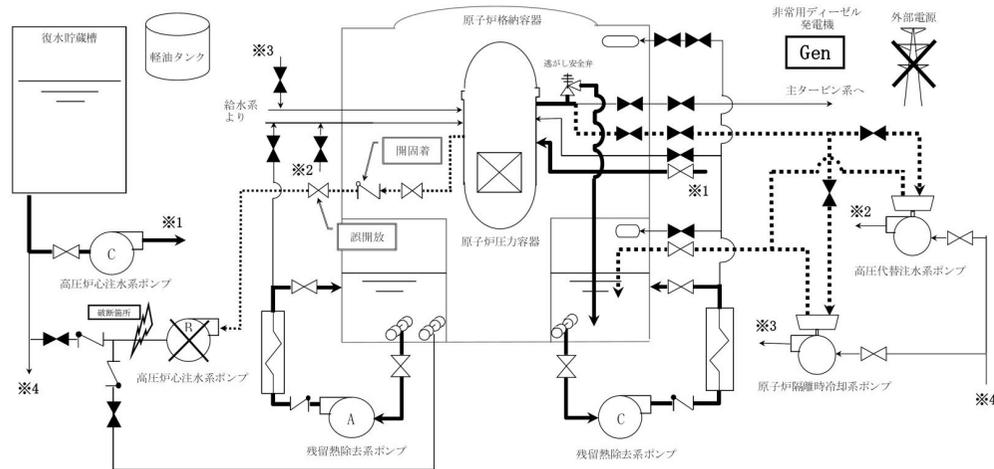
東海第二発電所



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

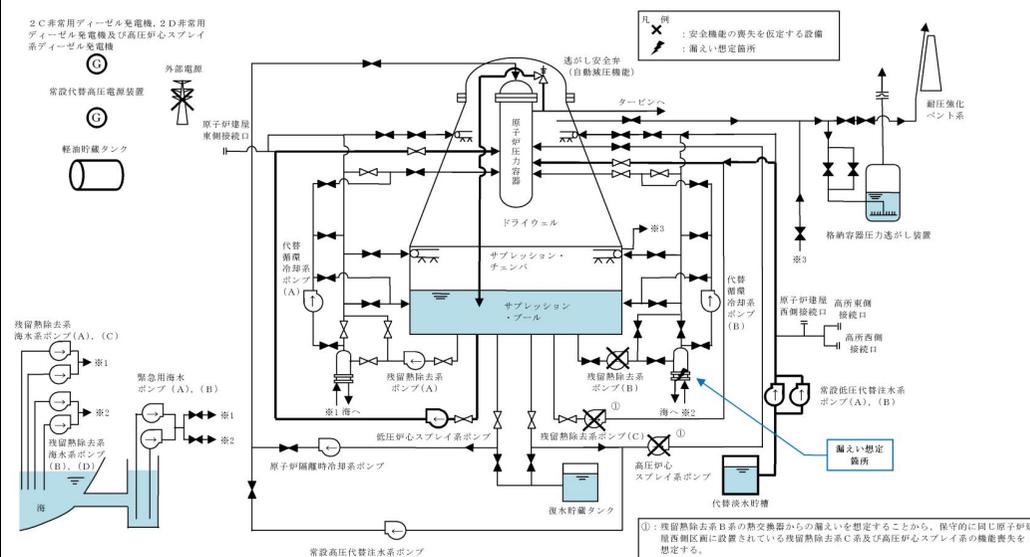
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



第 7.1.7-2 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の
重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

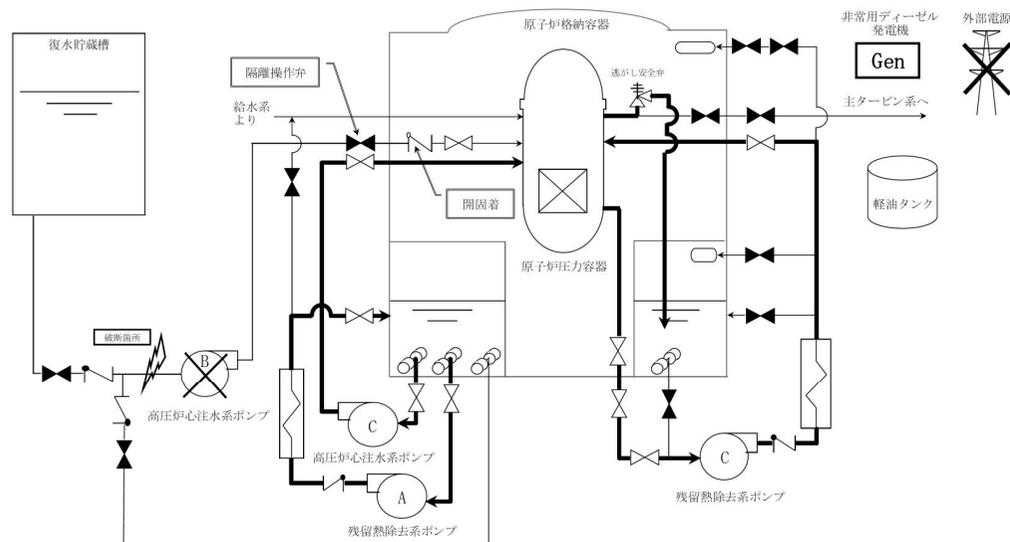
東海第二発電所



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系
(常設) による原子炉注水段階)

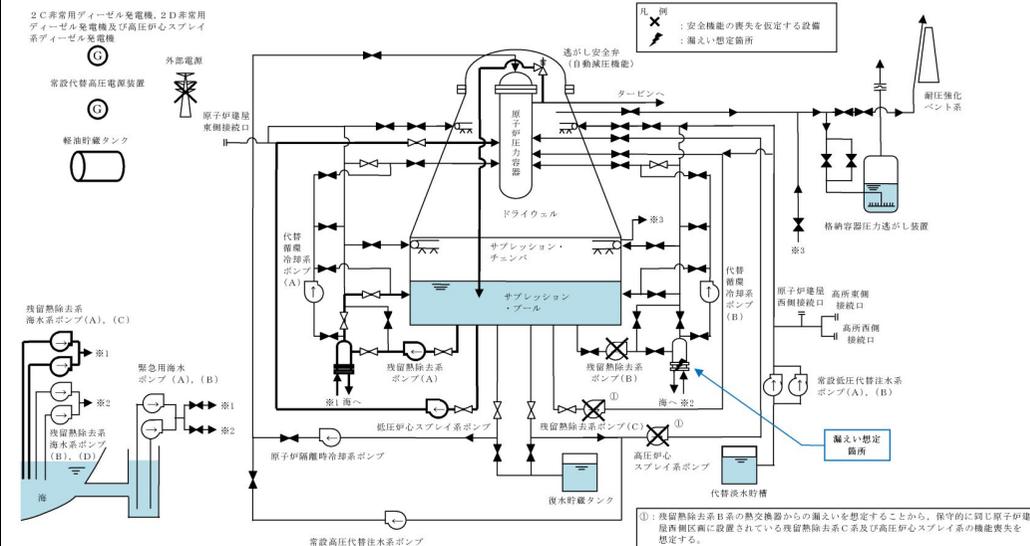
備
考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



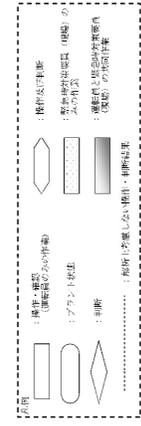
第 7.1.7-3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

東海第二発電所



第 2.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (隔離成功後の低圧炉心スプレー系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)

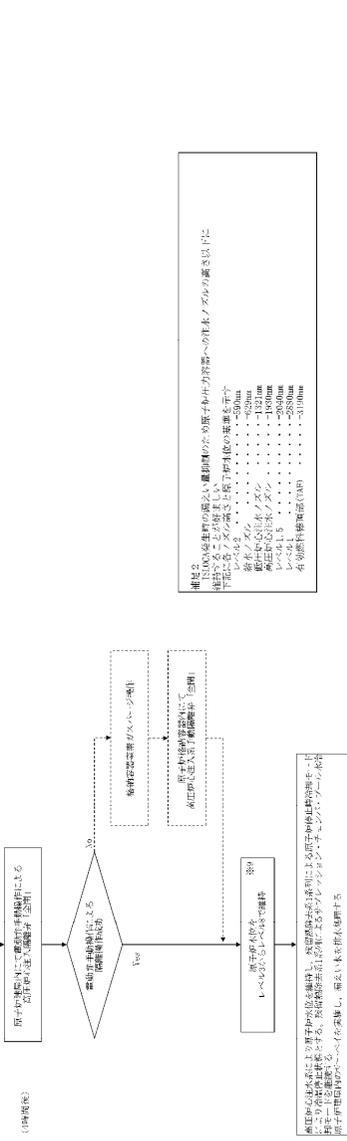
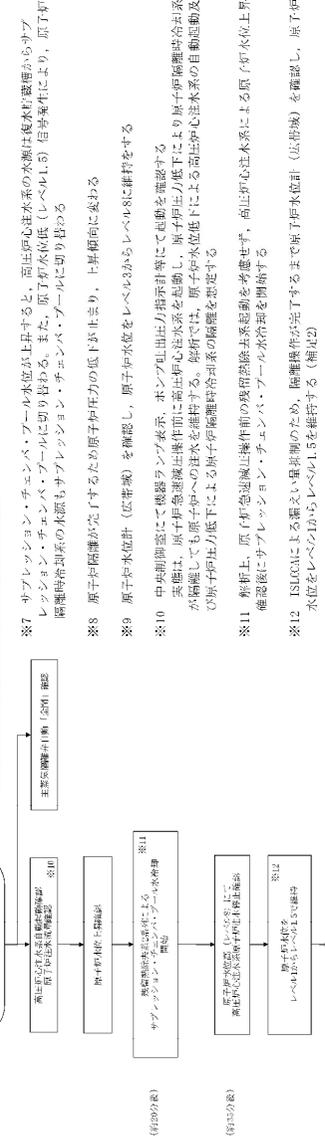
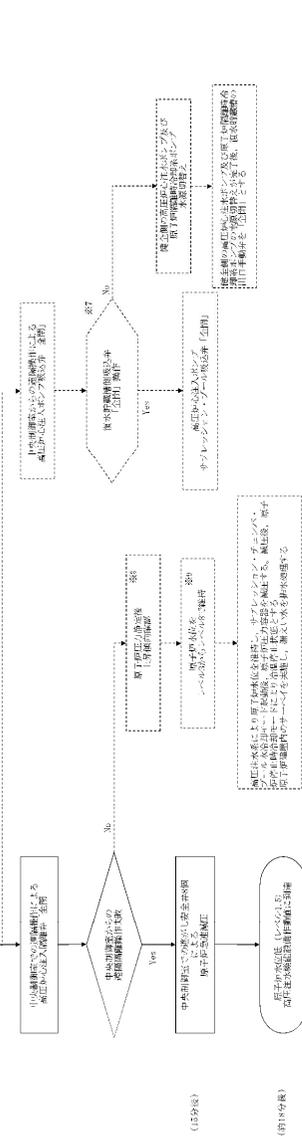
備考



- ※1 高圧炉心注水ポンプ吸込圧力が現時計器のため、中央制御室で監視できる高圧炉心注水ポンプ outlet 計指示が通常値を超えた事で「系統過圧」であると判断できる
- ※2 シナリオ解釈上、高圧炉心注水系の系統過圧対応として、高圧炉心投入調整中の調整機と同時に名称変更発生が同時に発生し、非常用アイソルム変換機により流量が復旧しても10分後から調整機作を開始することとする。また、ISL03単発も発生することとする
- ※3 ISL03単発発生により系統圧力が低下し警報がクリアする
- ※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迅速を実施する
- ※5 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※6 複数のパラメータにより ISL03発生を確認する (補足1)
ISL03発生を確認した高圧炉心注水ポンプは操作スイッチにより自動起動を阻止する



(ポンプが過熱防止の運用目的のため強制停止)

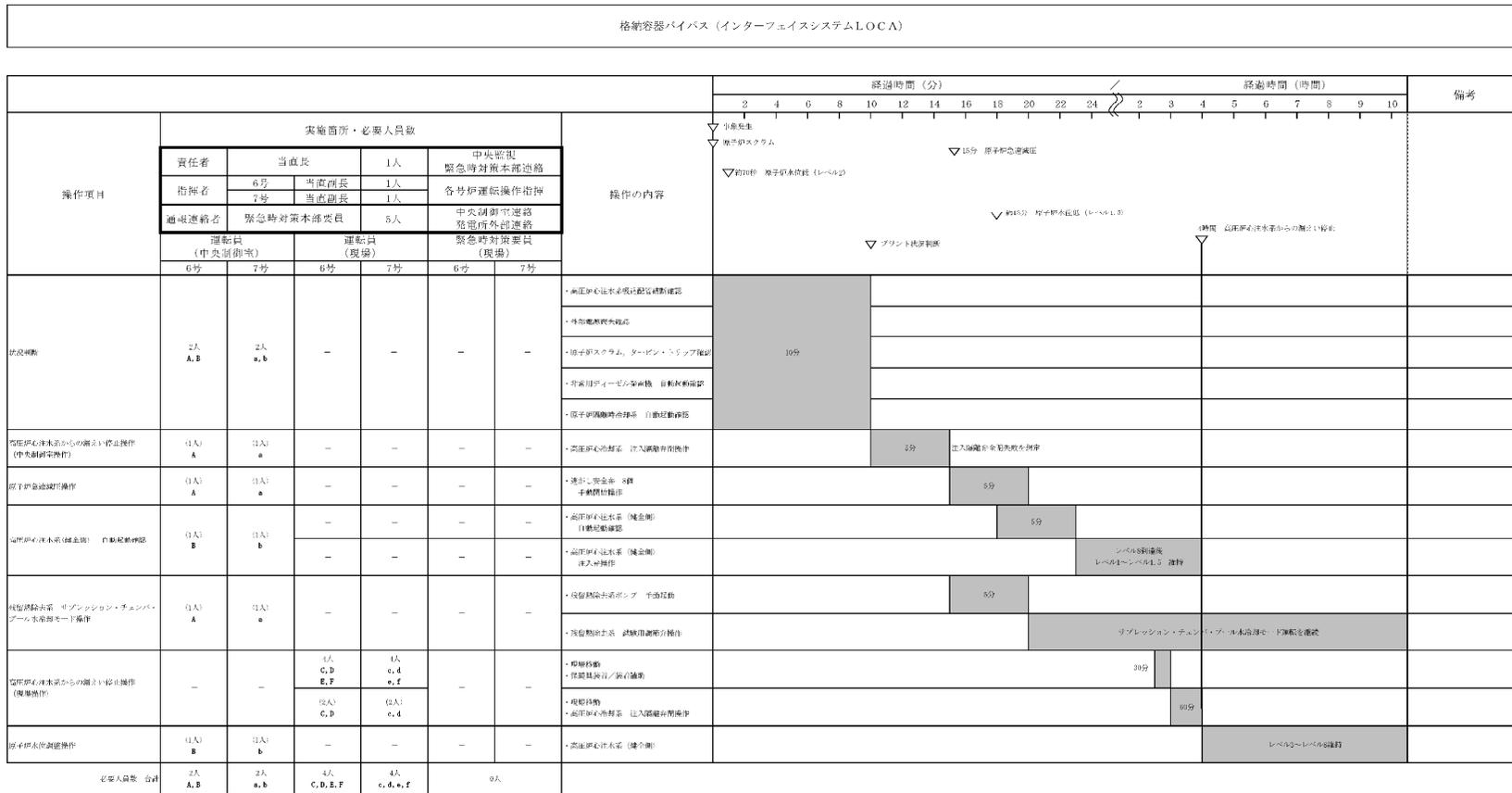


補足2

ISL03発生時の異常値	高圧炉心注水ポンプ outlet 計指示が通常値を超えた事で「系統過圧」であると判断できる
異常値	100kPa
異常値	150kPa
異常値	200kPa
異常値	250kPa
異常値	300kPa
異常値	350kPa
異常値	400kPa
異常値	450kPa
異常値	500kPa
異常値	550kPa
異常値	600kPa
異常値	650kPa
異常値	700kPa
異常値	750kPa
異常値	800kPa
異常値	850kPa
異常値	900kPa
異常値	950kPa
異常値	1000kPa

第7.1.7-4 図 「格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)」 の対応手順の概要

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉



第 7.1.7-5 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (ISLOCA)

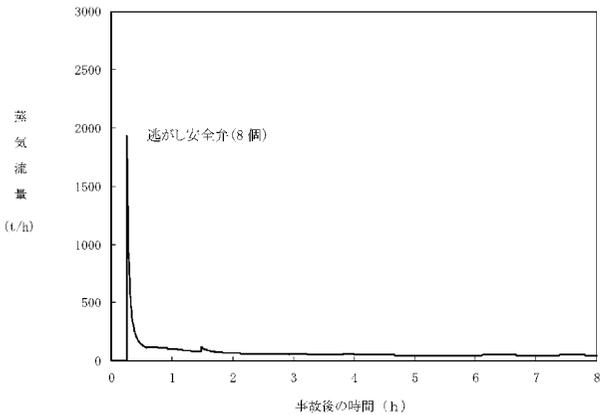
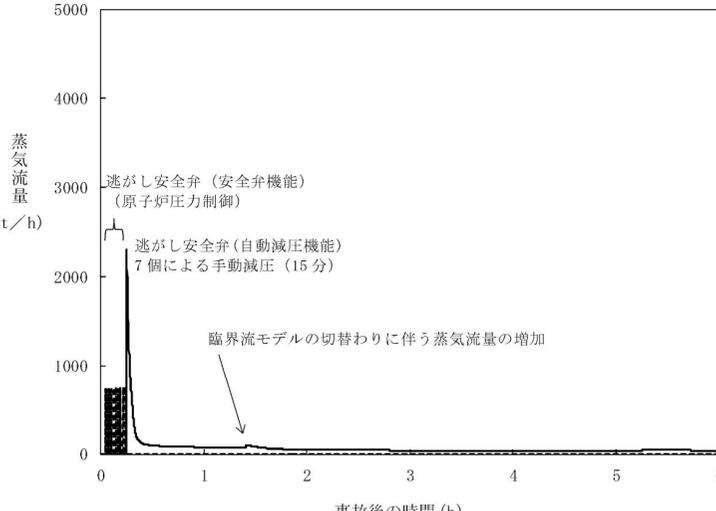
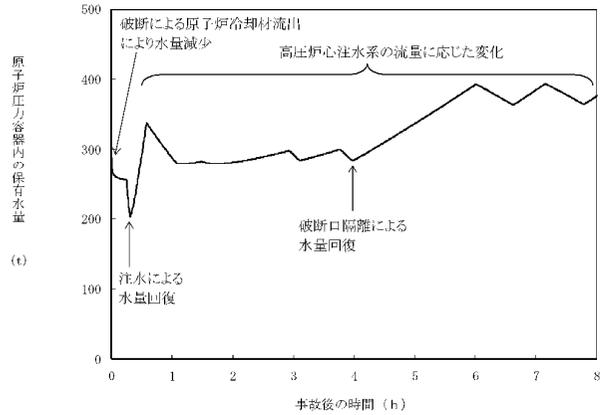
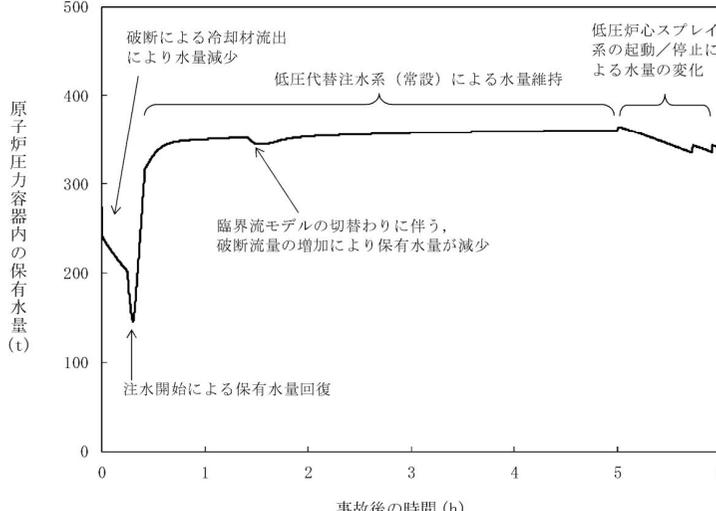
東海第二発電所					格納容器バイパス (ISLOCA)										備考	
					経過時間 0 10 20 30 40 50 60 分										備考	
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は操作前後移動してきた要員			操作の内容	経過時間										備考	
	責任者	当直副班長	1人		中央監視運転操作指揮											
	補佐	当直副班長	1人	運転操作指揮補佐												
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初期での指揮 免責所内外連絡												
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)												
状況確認	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量喪失の確認 ●ISLOCA発生の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●残留熱除去系の注入弁の閉止操作 (失敗) ●残留熱除去系のレグシールポンプの停止操作 	2分											
常設代替交流電源設備による緊急用送電の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分											
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個の手動開弁操作	1分											
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) によるサブプレッション・プールの発泡抑制操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り低めに維持										
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プールの発泡抑制操作	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プールの発泡抑制操作	6分											
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作		適宜実施										
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系熱交換器出入口等の閉止操作		適宜実施										解析上考慮しない
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	-	3人 C, D, E	1人 a	<ul style="list-style-type: none"> ●防護具着用/着脱補助 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作 		115分										移動: 47分 (放射線防護具着用含む) 想定隔離操作: 48分
原子炉水位の調整操作 (低圧炉心スプレイ系)	【1人】 B	-	-	●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作		適宜実施										原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 		適宜実施										解析上考慮しない スクラッピングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	1人 a													20分 15分

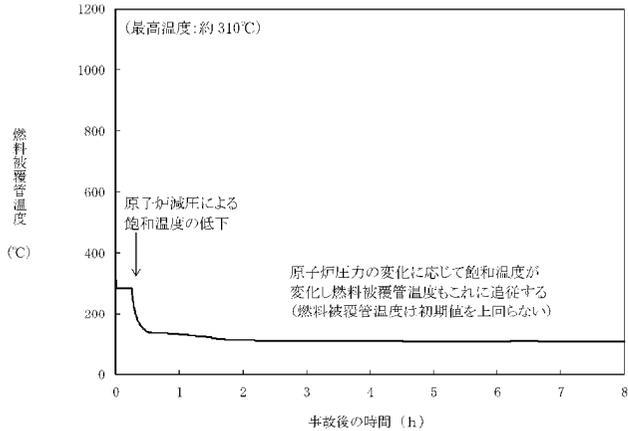
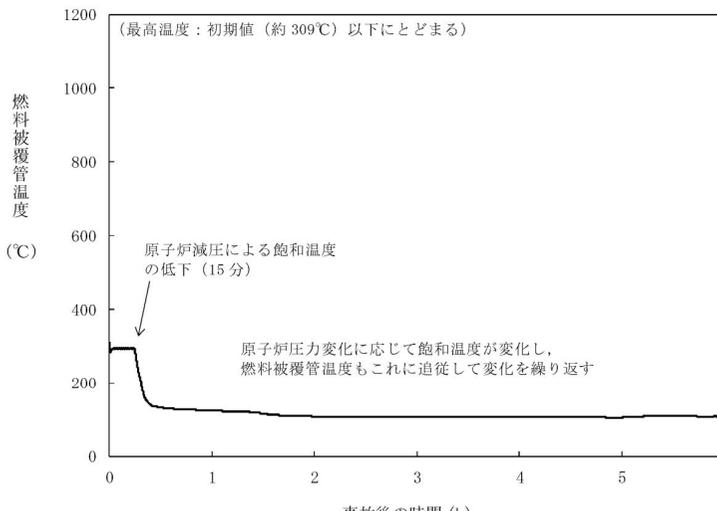
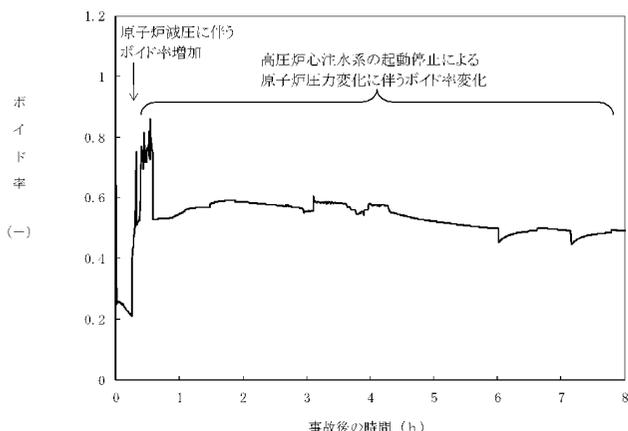
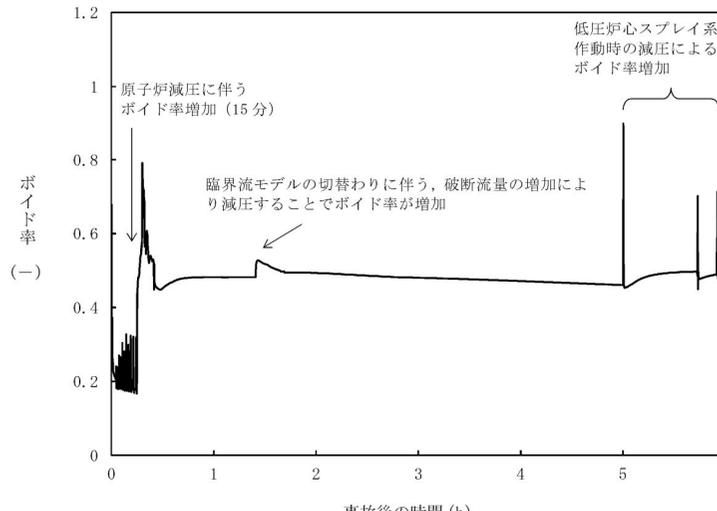
第2.7-3図 格納容器バイパス (ISLOCA) の作業と所要時間

備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最大値: 約 7.07MPa [gage]) (原子炉圧力は初期値を上回らない)</p> <p>高圧炉心注水系配管破断による減圧</p> <p>逃がし安全弁 8 個による手動減圧 (15 分)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の閉閉による圧力制御 (最大値: 約 7.79MPa [gage])</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (15 分)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇</p> <p>臨界流モデルの切替わりによる圧力低下</p>	
<p>第 7.1.7-6 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2.7-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高圧炉心注水系の停止による時的水位低下</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>炉心下部プレナム</p>	<p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧操作に伴いボイドが発生し、二相水位が上昇 (15 分)</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による水位維持</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>低圧炉心スプレイ系の起動 / 停止による水位制御</p>	
<p>第 7.1.7-7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2.7-5 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7. 1. 7-8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2. 7-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7. 1. 7-9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2. 7-7 図 注水流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.7-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	 <p>第 2.7-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
 <p>第 7.1.7-11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	 <p>第 2.7-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7. 1. 7-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 2. 7-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>第 7. 1. 7-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(一)</p> <p>ボイド率</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>(一)</p> <p>ボイド率</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.7-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	<p>第 2.7-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	
<p>破断流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>破断流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.7-15 図 破断流量の推移</p>	<p>第 2.7-13 図 破断流量の推移</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所																																																																															
<p>第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策について (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">有効性評価上期待する事故対処設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>インターフェイスシステム LOCA 発生</td> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</td> <td>原子炉建屋ブローアウトパネル</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</td> <td>外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</td> <td>【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】</td> <td>—</td> <td>平均出力領域モニタ 起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</td> <td>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。</td> <td>【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽</td> <td>—</td> <td>原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td>高圧代替注水系による原子炉注水</td> <td>高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。</td> <td>高圧代替注水系 復水貯蔵槽</td> <td>—</td> <td>原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td>インターフェイスシステム LOCA 発生確認</td> <td>原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】</td> </tr> <tr> <td>中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗</td> <td>中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</td> <td>高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。</td> <td>逃がし安全弁</td> <td>—</td> <td>原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心注水系による原子炉注水</td> <td>原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (レベル 1.5) で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。</td> <td>【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽</td> <td>—</td> <td>原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)</td> </tr> </tbody> </table>				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	インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建屋ブローアウトパネル	—	—	外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	インターフェイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】	中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (レベル 1.5) で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	<p>第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故等対策について (1/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">操作及び確認</th> <th rowspan="2">手 順</th> <th colspan="3">重大事故等対処設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>I S L O C A 発生</td> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、 I S L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</td> <td>外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。</td> <td>非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク</td> <td>—</td> <td>平均出力領域計装* 起動領域計装*</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</td> <td>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位異常低下 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。</td> <td>原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* ンバ*</td> <td>—</td> <td>原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量*</td> </tr> <tr> <td>I S L O C A 発生確認</td> <td>原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、 I S L O C A が発生したことを確認する。</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*</td> </tr> </tbody> </table>				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	I S L O C A 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、 I S L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。	—	—	—	外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位異常低下 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* ンバ*	—	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量*	I S L O C A 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、 I S L O C A が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
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																																																																															
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建屋ブローアウトパネル	—	—																																																																															
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ																																																																															
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)																																																																															
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)																																																																															
インターフェイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】																																																																															
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位																																																																															
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力																																																																															
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (レベル 1.5) で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)																																																																															
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																																																																															
I S L O C A 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、 I S L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放する。	—	—	—																																																																															
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*																																																																															
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位異常低下 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* ンバ*	—	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量*																																																																															
I S L O C A 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器雰囲気温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の上昇 (破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、 I S L O C A が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*																																																																															
				* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの																																																																															
<p>【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準根拠) : 有効性評価上考慮しない操作</p>																																																																																			
備 考																																																																																			

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
前ページと同じ									
第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策について (1/2)				第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故等対策について (2/3)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建屋ブローアウトパネル	—	—	中央制御室での残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の開操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の開操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) *
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ					
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動した後、破断箇所からの漏れ量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	低圧炉心スプレイ系* 逃がし安全弁 (自動減圧機能) * サブプレッション・チャンバ*	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)					
インターフェイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏れい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇 (破断面積が大きく漏れい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある) により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 原子炉水位 ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	外部水源にて注水可能な系統として低圧代替注水系 (常設) を起動する。逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏れい抑制のため、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 以上で低めに維持する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の開操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位					
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏れい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力					
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低 (レベル 1.5) で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏れい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) 運転	原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達した時点で、残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) の運転を開始する。	残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) * サブプレッション・チャンバ*	—	サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量*
				* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの					
【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準仕様) ■ : 有効性評価上考慮しない操作									
備 考									

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策について (2/2)				前ページと同じ					
第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故等対策について (2/3)				前ページと同じ					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード) 運転	原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃ を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】	中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注入弁の開操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) *
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【高圧炉心注入隔離弁】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、低圧炉心スプレイ系を起動した後、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	低圧炉心スプレイ系* 逃がし安全弁 (自動減圧機能) * サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水位	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	外部水源にて注水可能な系統として低圧代替注水系 (常設) を起動する。逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 以上で低めに維持する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
					残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 運転	原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達した時点で、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) の運転を開始する。	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) * サブプレッション・チェンバ*	—	サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量*
【 1 】: 重大事故等対処設備 (設計基準仕様)									
* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの									
備 考									

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
前ページと同じ									
第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策について (2/2)				第 2.7-1 表 格納容器バイパス (I S L O C A) における重大事故等対策について (3/3)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			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			常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転	原子炉急減速によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が 35℃ を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】	現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注入弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	—	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) *
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する。	【高圧炉心注入隔離弁】	—	原子炉水位 (S A) 原子炉水位	残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、低圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	低圧炉心スプレイ系* サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧炉心スプレイ系流量*
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全側の高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位 (S A) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水位					
【 】 : 重大事故等対処設備 (設計基準仕様)				* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの					

備
考

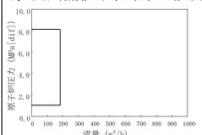
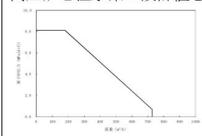
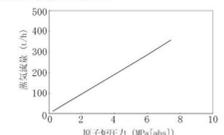
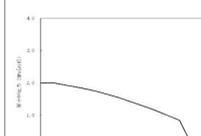
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)			第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (1/5)		
項目		主要解析条件	項目		主要解析条件
解析コード		SAFER	解析コード		S A F E R
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
備 考					

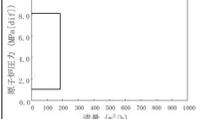
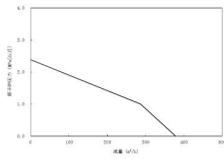
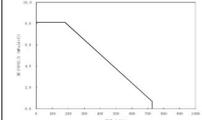
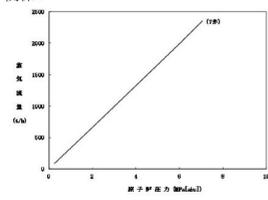
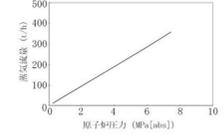
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (2/4)			第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/5)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	高压炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は 10cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値として設定	起因事象	残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部の破断 破断面積は約 21cm ²	圧力応答評価に基づき評価した結果に十分に余裕をとった値として設定 (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高压炉心注水系の機能喪失	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高压炉心注水系が機能喪失するものとして設定	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失 高压炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統が機能喪失するものとして設定 残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の漏えいにより高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高压炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル 3)、再循環系ポンプトリップは原子炉水位異常低下 (レベル 2) にて発生するものとする
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) (3/4))			第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (3/5)		
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定		
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性</p>		
	高压炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif] において) にて注水	 <p>高压炉心注水系の設計値として設定 高压炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性</p>		
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係>	 <p>逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定		
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</p>		
	低压炉心スプレイ系	1,419m ³ /h (0.84MPa [dif] において) (最大 1,561m ³ /h) にて注水	 <p>低压炉心スプレイ系の設計値として設定 低压炉心スプレイ系ポンプによる注水特性</p>		
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
前ページと同じ					
第 7.1.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) (3/4))			第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (4/5)		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定		
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	 <p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系による注水特性</p>	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  <p>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性</p>	
	高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[diff]において) にて注水	 <p>高圧炉心注水系の設計値として設定 高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性</p>	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係> 	
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定			
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (I S L O C A)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.7-2 表 主要解析条件(格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)) (4/4)			第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (5/5)			
項目		主要解析条件	項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 15 分後	I S L O C A の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間並びに低圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 15 分後を設定	
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 4 時間後	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 5 時間後	破断面積約 21cm ² の I S L O C A 発生時における原子炉建屋原子炉棟内の現場作業環境条件を考慮し、現場移動時間、操作時間等を踏まえて余裕時間を確認する観点で設定	
備考						