

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>7.1.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗</p> <p>7.1.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」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、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」である。</p> <p>(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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」では, 全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで, 原子炉注水機能を喪失することを想定する。</p> <p>このため, 開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出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>本事故シーケンスグループは, 全交流動力電源が喪失した状態において, 逃がし安全弁1個が開固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉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, 直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, 逃がし安全弁1個の開固着によって, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は, 所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し, 原子炉隔離時冷却系による注水停止後は, 低圧代替注水系 (可搬型) による注水の準備が完了した後, 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 (可搬型) により炉心を冷却し, 常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系 (低圧注水モード) により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却, 代</p>	<p>2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B P)</p> <p>2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」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「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P C S失敗」, ②「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P C S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「全交流動力電源喪失 (T B P)」では, 全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで, 原子炉注水機能を喪失することを想定する。</p> <p>このため, 開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出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>本事故シーケンスグループは, 全交流動力電源が喪失した状態において, 逃がし安全弁1個が開固着し, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉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, 直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって, 本事故シーケンスグループでは, 逃がし安全弁1個の開固着によって, 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は, 所内常設直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し, 原子炉隔離時冷却系による注水停止後は, 低圧代替注水系 (可搬型) による注水の準備が完了した後, 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 (可搬型) により炉心を冷却し, 常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系 (低圧注水モード) により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。</p> <p>また, 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却, 残留熱除</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）、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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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、低圧代替注水系（可搬型）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、残留熱除去系（低圧注水モード）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（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）、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7.1.3.4-1 図から第7.1.3.4-4 図に、手順の概要を第7.1.3.4-5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.3.4-1 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32 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、緊急時対策要員（現場）は12 名である。</p> <p>また、事象発生10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46 名である。必要な要員と作業項目について第7.1.3.4-6 図に示す。</p>	<p>去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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「全交流動力電源喪失（T B P）」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、低圧代替注水系（可搬型）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、残留熱除去系（低圧注水系）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代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3-1 図に、手順の概要を第2.3.3-2 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2.3.3-1 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）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13 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、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2 名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2 名である。必要な要員と作業項目について第2.3.3-3 図に示す。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系の準備を開始する。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系 (可搬型) の準備を開始する。</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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下 (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、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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>また、逃がし安全弁1個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。</p> <p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下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（可搬型）による原子炉注水準備</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の開操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。</p> <p>屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）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 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）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 A 系代替注水流量）等である。</p> <p>g. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ</p>	<p>逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下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（可搬型）による原子炉注水準備</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）の手動開操作を実施する。</p> <p>屋外操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの燃料給油準備を実施する。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）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再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁1個の開固着及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</p> <p>g. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉建屋原子炉棟内の操作にて格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁）の手動開操作を実施することで格納容器冷却が開始される。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>h. 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する。</p> <p>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原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力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>i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。</p> <p>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>j. 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 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、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、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）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除</p>	<p>冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、同時に実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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、ドライウェル圧力、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>h. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>i. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）運転から残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転に切り替える。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>熱が行われている場合は、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停止する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却を再開する。</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>7.1.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再開失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事</p>	<p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。</p> <p>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、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再開失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再開鎖失敗+HPCS 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、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>故シークエ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>本重要事故シークエンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.3.4-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シークエ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 起因事象として, 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し, 全交流動力電源を喪失するものとする。さらに, 逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として, 外部電源を喪失するものとしている。</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, タービン蒸気加減弁急速閉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, 182m<sup>3</sup>/h (8.12~1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また, 原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2 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>(d) 低圧代替注水系 (可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, 84m<sup>3</sup>/h で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器</p>	<p>故シークエ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>本重要事故シークエンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.3.3-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シークエ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 起因事象として, 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し, 全交流動力電源を喪失するものとする。さらに, 逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として, 外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号によるものとする。 原子炉水位低下を厳しくする観点で, 外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</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, 136.7m<sup>3</sup>/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (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, 原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能) (6 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>(d) 低圧代替注水系 (可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に, 最大 110m<sup>3</sup>/h で原子炉注水し, その後は炉心を冠水維持するように注水する。また, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>冷却と併せて行う場合は、40m<sup>3</sup>/h の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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、80m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 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。 ※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。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>(g) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW (サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において) とする。</p> <p>(h) 残留熱除去系 (サプレッション・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>(i) 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (低圧注水モード) は、954m<sup>3</sup>/h (0.27MPa [dif]において) の流量で注水するものとする。</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) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作は、事象発生 4 時間後から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作は、</p>	<p>冷却と併せて行う場合は、50m<sup>3</sup>/h の流量で原子炉注水するものとする。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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、130m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) を使用する場合は、1,692m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW (サプレッション・プール水温 100℃、海水温度 32℃において) とする。</p> <p>(g) 残留熱除去系 (低圧注水系) 残留熱除去系 (低圧注水系) は、1,605m<sup>3</sup>/h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m<sup>3</sup>/h) の流量で注水するものとする。</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) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作は、事象発生 3 時間後から開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>格納容器圧力が0.18MPa [gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、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>(e) 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>(f) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。</p> <p>(h) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)の起動操作は、原子炉水位高(レベル8)に到達した場合に開始する。</p>	<p>容器圧力が0.279MPa [gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を開始する前に停止する。</p> <p>(e) 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</p>	
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)<sup>※2</sup>、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7.1.3.4-7図から第7.1.3.4-12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、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7.1.3.4-13図から第7.1.3.4-18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7.1.3.4-19図から第7.1.3.4-22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>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)<sup>*</sup>、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2.3.3-4図から第2.3.3-9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2.3.3-10図から第2.3.3-15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・プール水温度の推移を第2.3.3-16図から第2.3.3-19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、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。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>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.5時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、逃がし安全弁2個を手動開することを実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による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（可搬型）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。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率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（可搬型）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18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>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から25.5</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。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2台全てがトリップする。</p> <p>逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.3時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて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）（6個）を手動開することを実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による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（可搬型）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。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率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（可搬型）による格納容器冷却を行う。</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から約24</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.3.4-13 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 805℃ 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 2%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.3.4-7 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（可搬型）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。</p> <p>第 7.1.3.4-8 図に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）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、25.5 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水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>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。</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>時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に切り替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、残留熱除去系による格納容器除熱を行うものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.3.3-10 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 746℃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 2.3.3-4 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.16MPa [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 8.46MPa [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（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行うことによって、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 0.28MPa [gage] 及び約 141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 2.3.3-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）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 24 時間後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.3.3.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>7.1.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水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、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作、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及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p>	<p>2.3.3.3 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。全交流動力電源喪失（T B P）では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）の準備操作含む。）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作とする。</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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めめに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めめに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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7.1.3.4-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場</p>	<p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めめに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めめに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.3-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>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、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 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（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウエル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、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>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）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</p>	<p>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～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（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、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（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、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>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>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遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）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 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の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、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である</p>	<p>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スプレイ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>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）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 2.3.3.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間1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、全交流動力電源喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（可搬型）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、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、同一の運転員による並列操作はなく、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、全交流動力電源喪失の認知に係る確認時間及び低圧</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>ため、操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 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、操作時間に与える影響はない。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、運転員（現場）は、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 18 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上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、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、操作開始時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間とし</p>	<p>代替注水系（可搬型）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、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、同一の運転員による並列操作はなく、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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、可搬型代替注水中型ポンプ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異なる要員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。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある操作は異なる要員による実施が可能であるため、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2)</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>て事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、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よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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、可搬型代替注水中型ポンプ 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異なる要員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>(添付資料 2.3.3.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>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7.1.3.4-23図から第7.1.3.4-25図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から5時間10分後（操作開始時間70分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約808℃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。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9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18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>また、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>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.3.4.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価</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2.3.3-20図から第2.3.3-22図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において、事象発生から3時間56分後（操作開始時間55分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約875℃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。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）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14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>(添付資料2.3.3.2, 2.3.3.3)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B 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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗」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、「7.1.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり32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>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + SRV 再閉失敗」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、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約2,100m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約4,200m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能であり、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後から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21kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる (6号及び7号炉合計約655kL)。6号及び7号炉の各軽油タンク (約1,020kL) 及びガスタービン発電機用燃料タンク (約100kL) にて合計約2,140kLの軽油</p>	<p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」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、「2.3.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6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「全交流動力電源喪失 (T B P)」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 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約2,160m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能であり、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p>(添付資料2.3.3.4)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置5台) による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置5台) による電源供給について、7日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ (2台) による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ (2台) の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ (2台) による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、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>	

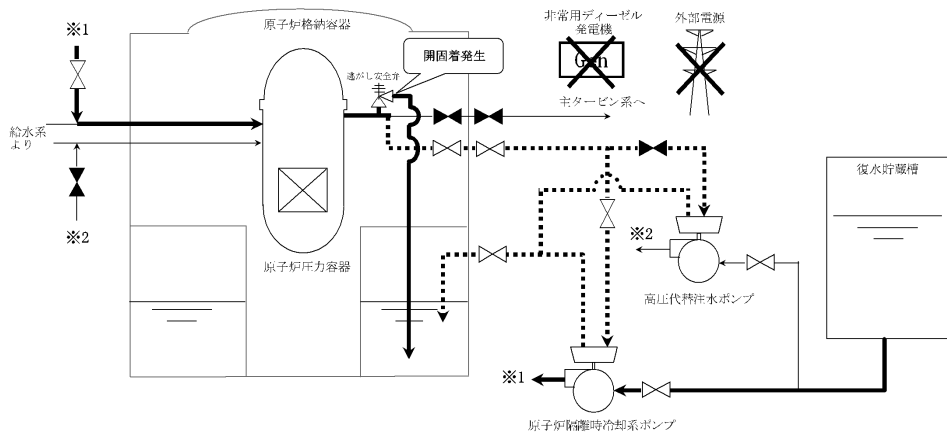
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による原子炉注水及び格納容器スプレイ、代替原子炉補機冷却系の運転、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6 号炉で約 1,174kW、7 号炉で約 1,184kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 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>7.1.3.4.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」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、低圧代替注水系 (可搬型) 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、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水手段、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 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手段を整備している。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系 (可搬型) 及び逃がし安全弁による原子炉注水、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)、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とにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>間の継続が可能である。  (添付資料 2.3.3.5)</p> <p>c. 電 源 常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 4,510kW 必要となるが、常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 5 台) は連続定格容量が約 5,520kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。  (添付資料 2.3.3.6)</p> <p>2.3.3.5 結 論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失 (T B P)」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、低圧代替注水系 (可搬型) 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、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水手段、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却手段並びに残留熱除去系 (代替格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱手段を整備している。  事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P C S 失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系 (可搬型) 及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉注水、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却並びに残留熱除去系 (代替格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

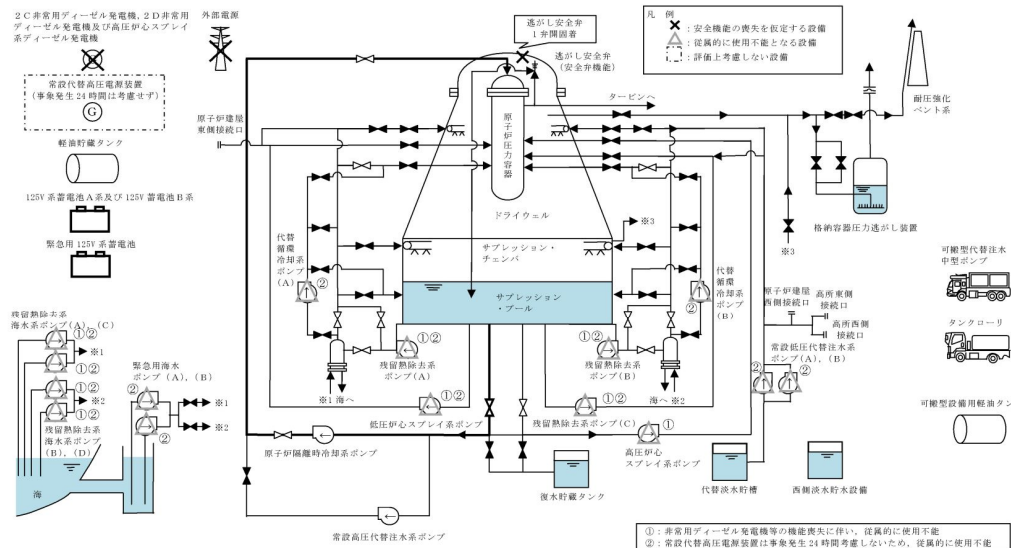
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操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、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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。</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、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱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「全交流動力電源喪失（T B P）」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7.1.3.4-1図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図(1/4)  
(原子炉注水)

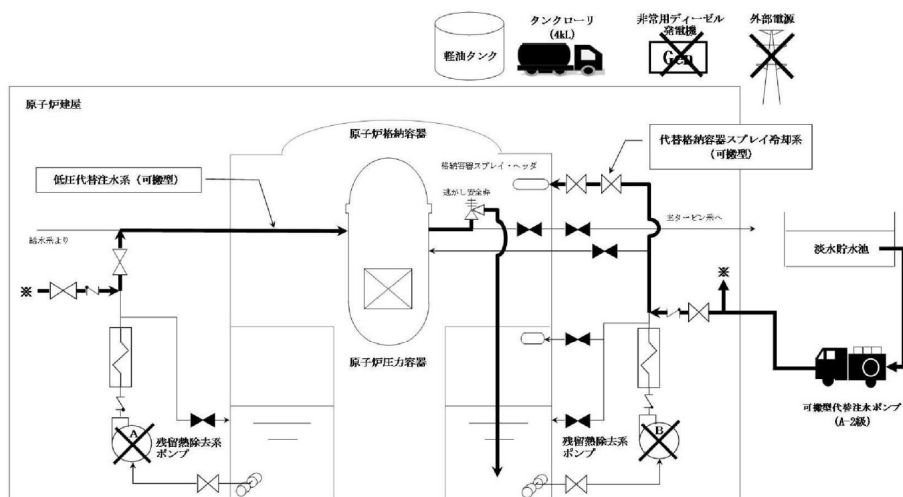
東海第二発電所



第2.3.3-1図 全交流動力電源喪失(TBP)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)

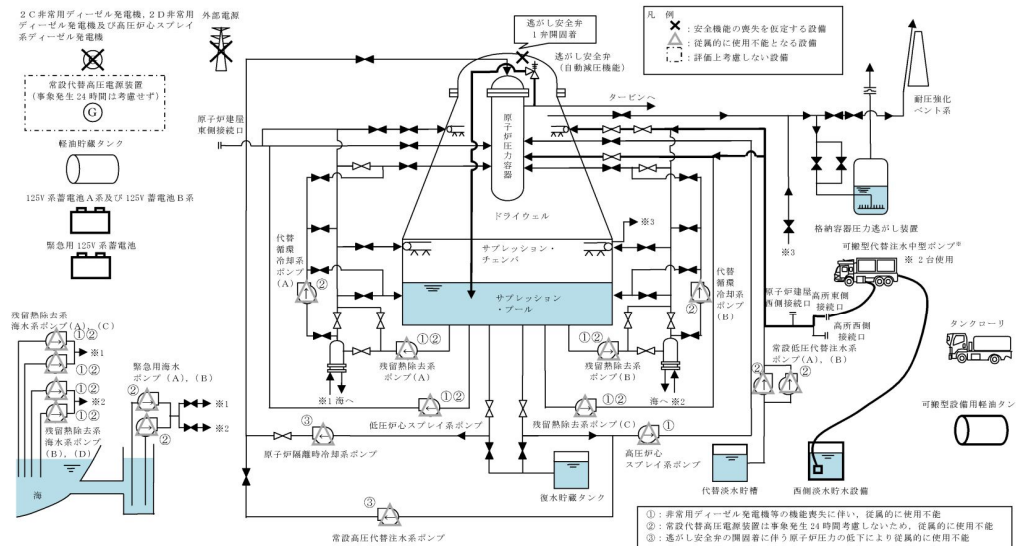
備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.3.4-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

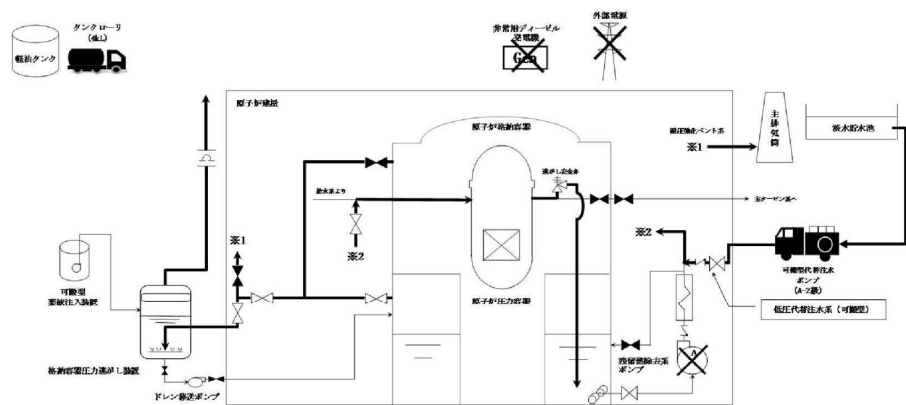
東海第二発電所



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

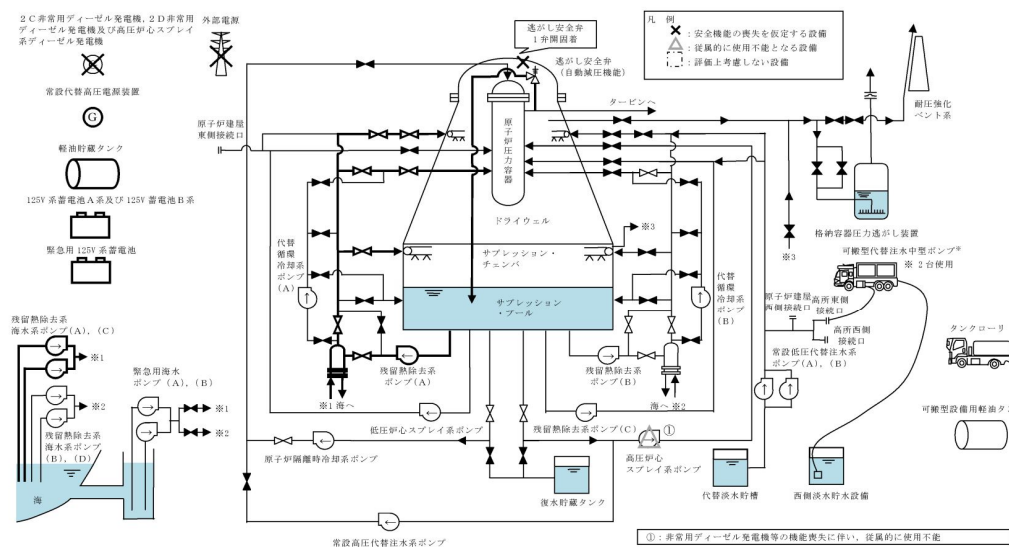
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉



第 7.1.3.4-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所

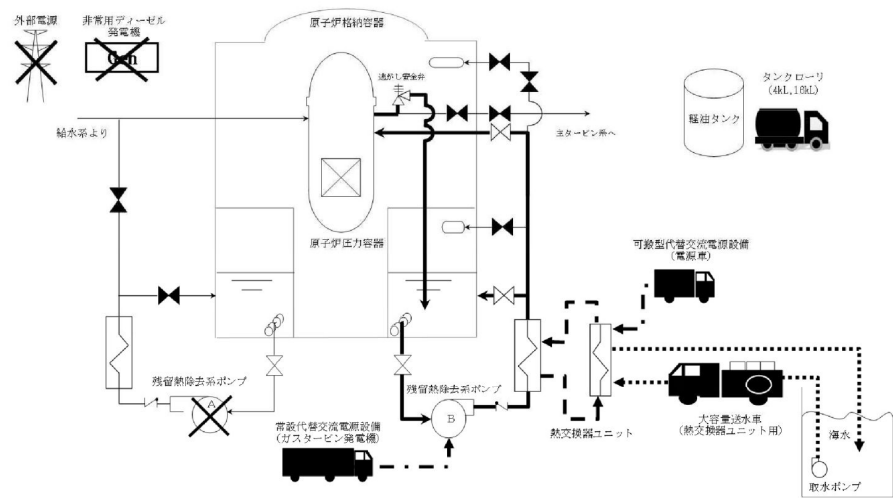


第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(残熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

備考



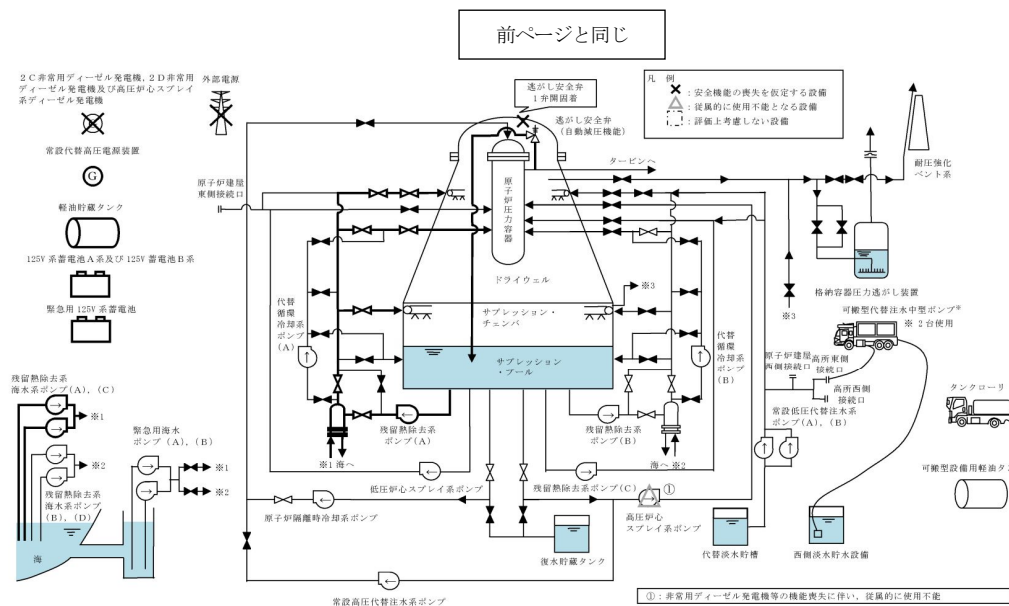
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉



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

第 7.1.3.4-4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)  
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

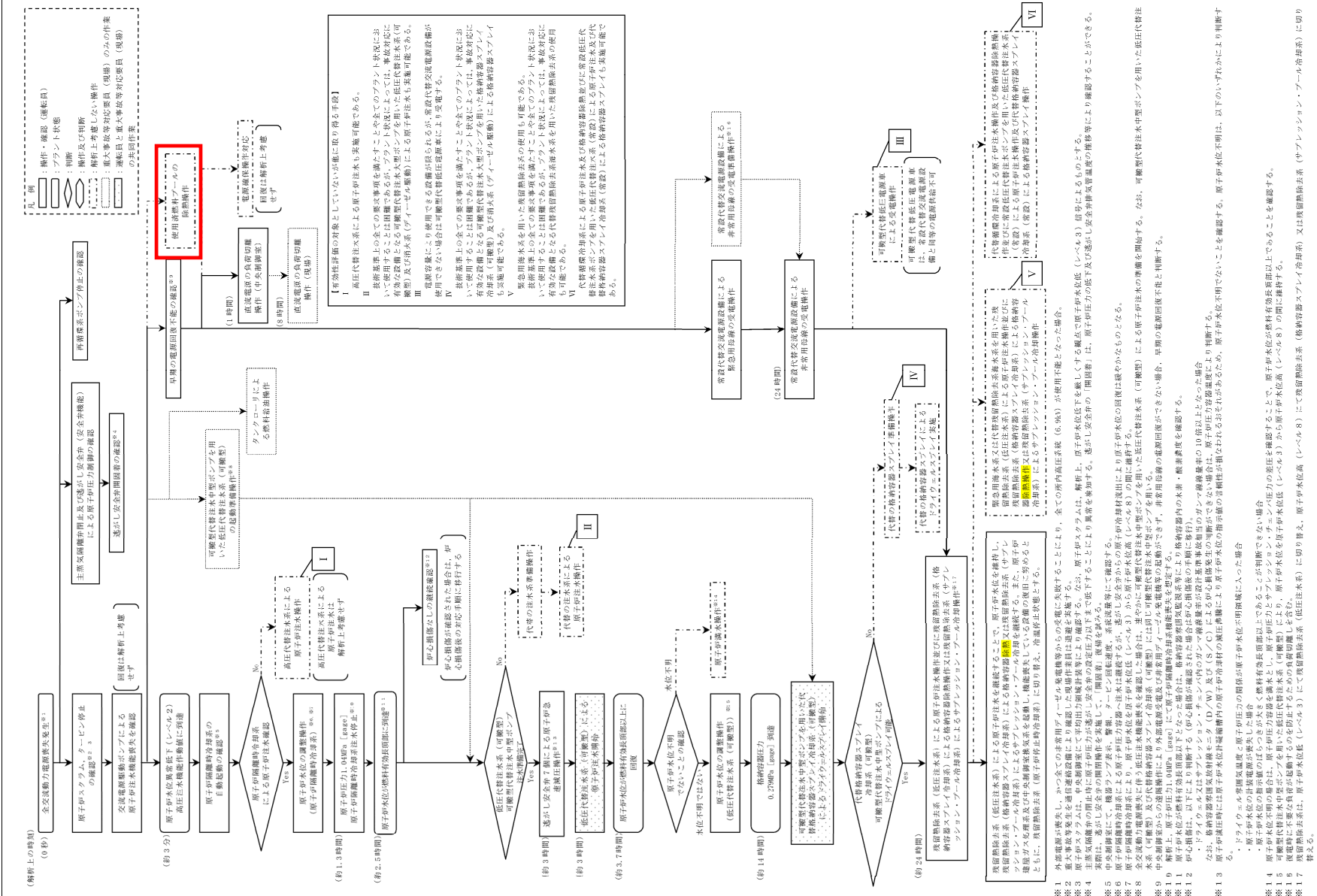
東海第二発電所



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

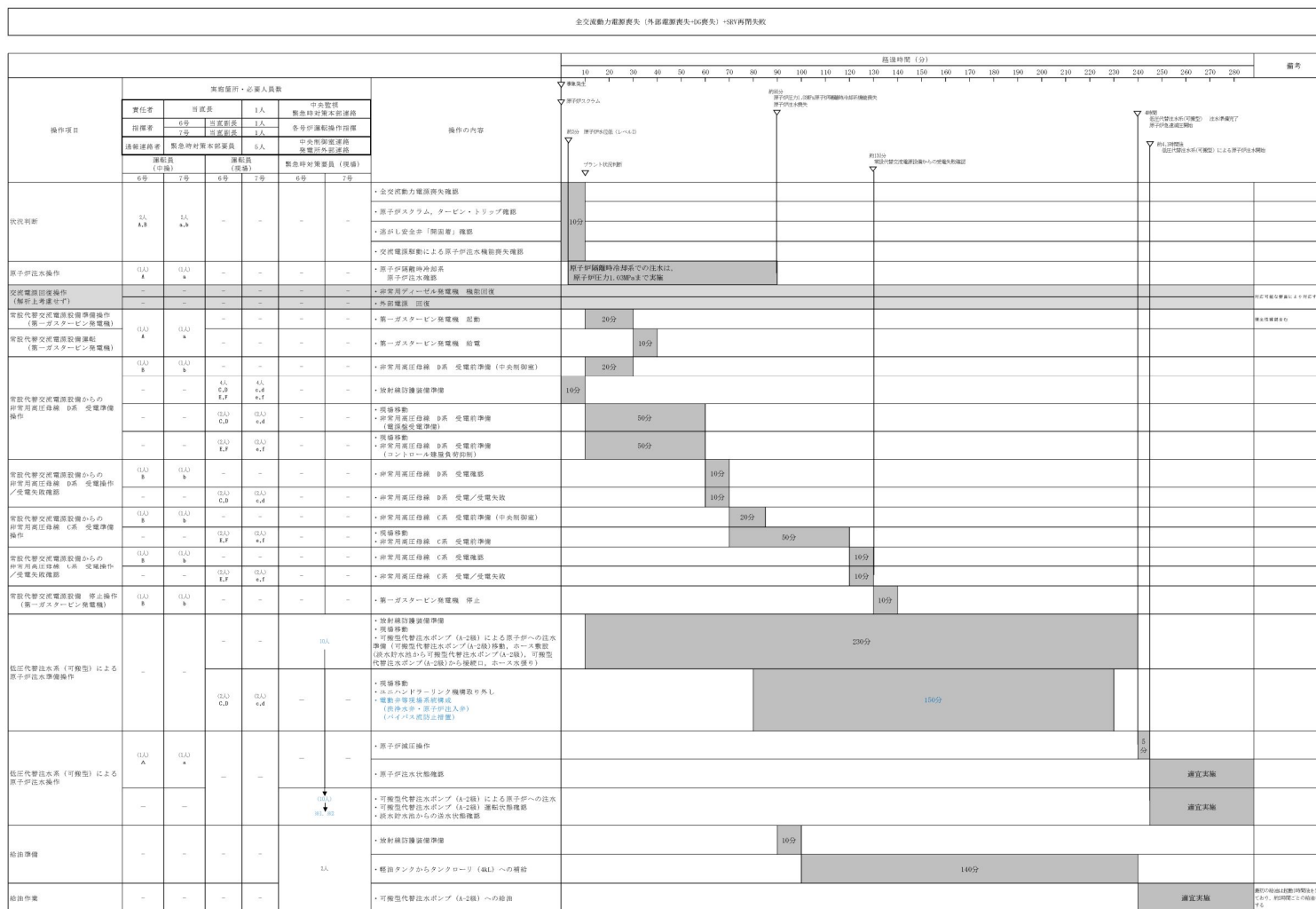
備考





第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の対応手順の概要

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.3.4-6 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗」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 (TBP)

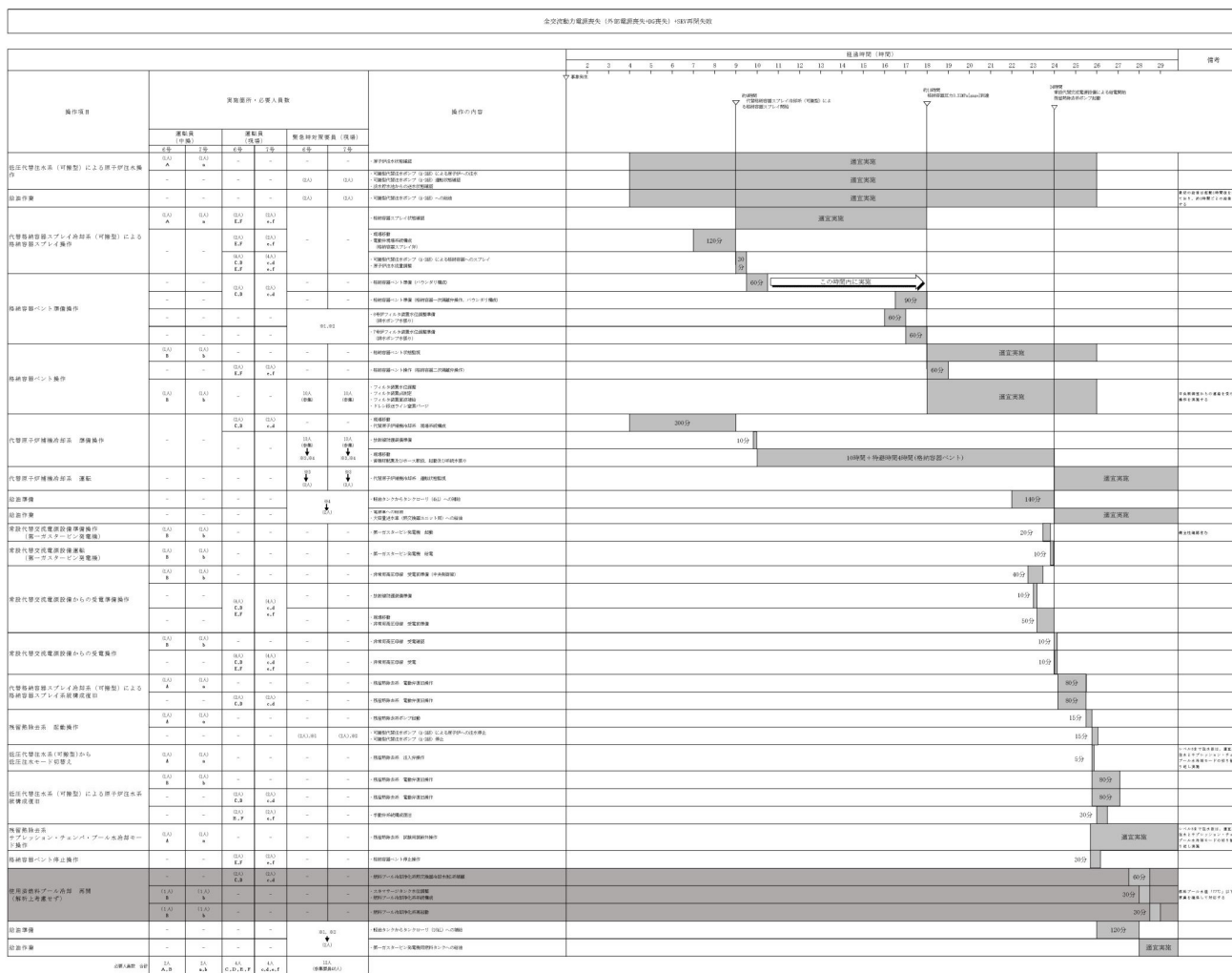
東海第二発電所						
全交流動力電源喪失 (TBP)						
操作項目	実施箇所・必要員数			稼働時間 (分)	備考	
	責任者	当直発電長	中央監視運転操作指揮			
補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	起動での指揮 発電所内外連絡			
当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)				
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●全交流動力電源喪失確認</li> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●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</li> <li>●再循環系ポンプ停止の確認</li> <li>●交流電源駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認</li> <li>●逃がし安全弁閉鎖の確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>		
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系アイゼン発電機の手動起動操作 (失敗)	1分	
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分	
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施 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	-	-	3人 C, D, E	●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
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作		125分
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)	6分	

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 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 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



第 7.1.3.4-6 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」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 (TBP)

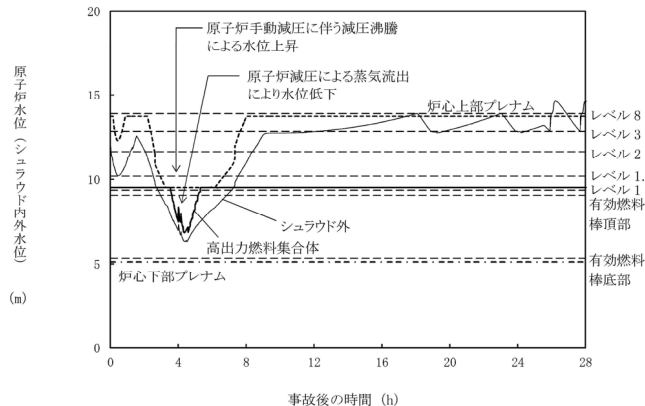
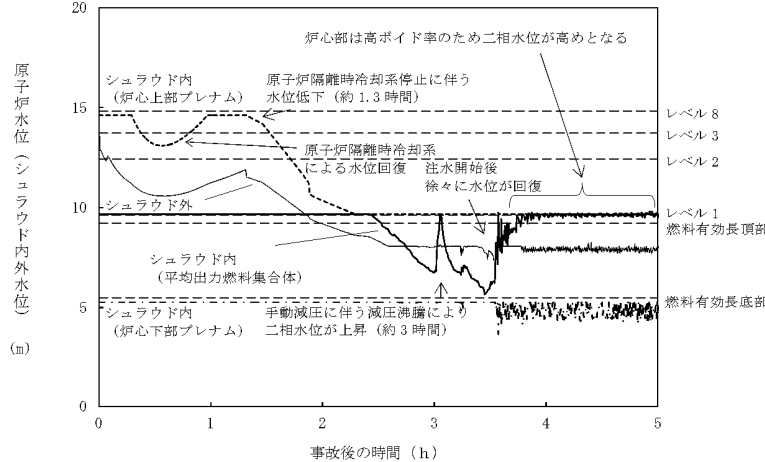
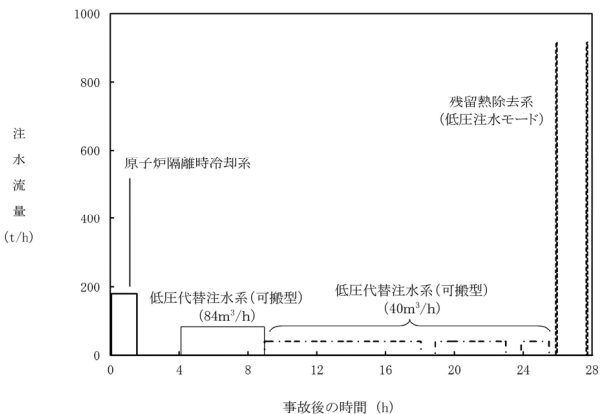
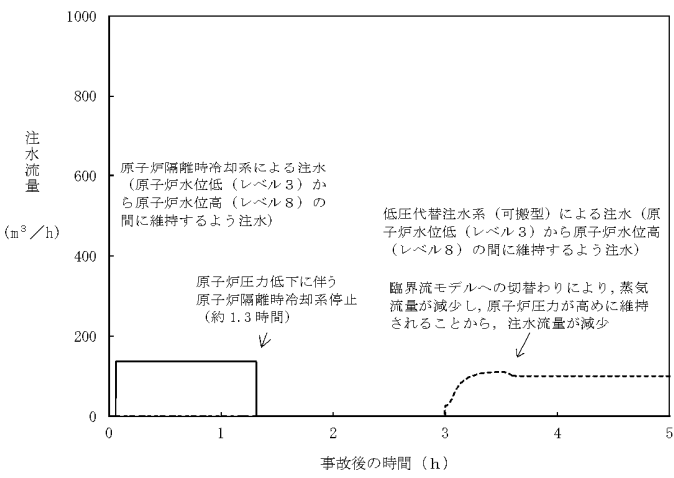
				東海第二発電所													
				全交流動力電源喪失 (TBP)													
				経過時間 (時間)												備考	
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40				
操作項目	実施箇所・必要員数 【】は操作前後移動してきた要員			操作の内容												注1 シェッド内水位に基づく時間	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対策要員 (現場)														
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系の起動準備操作	-	-	2人 (C, D)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作												170分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系の起動準備操作	-	-	2人 (C, D)	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作												125分	起動後、適宜監視
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (D)	●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												90分	タンクローリ容量に応じて適宜軽油タンクから給油
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (D)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作												90分	適宜実施
過負荷安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急減圧操作	【A】	-	-	●過負荷安全弁 (自動減圧機能) 4個の手動開放操作												1分	
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	-	【A】	2人 (D)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の調整操作													系統構成後、適宜流量調整
所内系統直送設備による非常用所内電力設備への給電操作 (工器具等の切離操作)	-	【A】	1人 (k)	●必要負荷の切離操作 (現場)												50分	
事故代替送電線路設備による非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	【A】	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)												35分	
事故代替送電線路設備による非常用母線の受電準備操作 (現場)	-	【A】	1人 (k)	●非常用母線の受電準備操作 (現場)												75分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器冷却の系統構成操作	-	【A】	2人 (k, l, m)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の系統構成操作												175分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の調整操作	-	【A】	2人 (D)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の調整操作													系統構成後、適宜流量調整
事故代替送電線路設備による非常用母線の受電準備操作	【A】	-	-	●事故代替高圧電圧調整2台の起動操作及び緊急用母線の受電準備操作												4分	解析上、事故発生24時間の交流電源回復は考慮しない
事故代替送電線路設備による非常用母線の受電準備操作	【A】	-	-	●事故代替高圧電圧調整3台の追加起動操作												8分	
事故代替送電線路設備による非常用母線の受電準備操作	【A】	-	-	●非常用母線の受電準備操作												5分	
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水機非並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器冷却準備操作又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プールの交差運転開始	【A】	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作												4分	
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水機並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器冷却準備操作又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プールの交差運転開始	【A】	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作												2分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	【A】	1人 (D)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作													適宜実施
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	【A】	-	-	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作												20分	解析上考慮しない シロッシ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
代替燃料プール冷却系の起動操作	【A】	-	-	●代替燃料プール冷却系の起動操作												15分	解析上考慮しない 約2時間までに実施する
必要要員合計	2人 (A, B)	3人 (C, D, E)	13人 (k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z)														

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の作業と所要時間 (2/2)

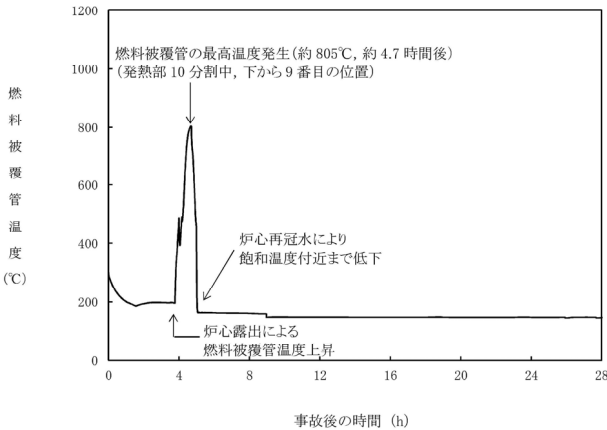
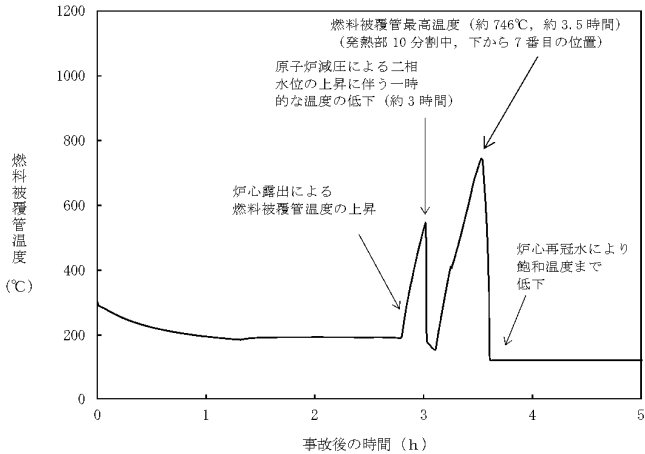
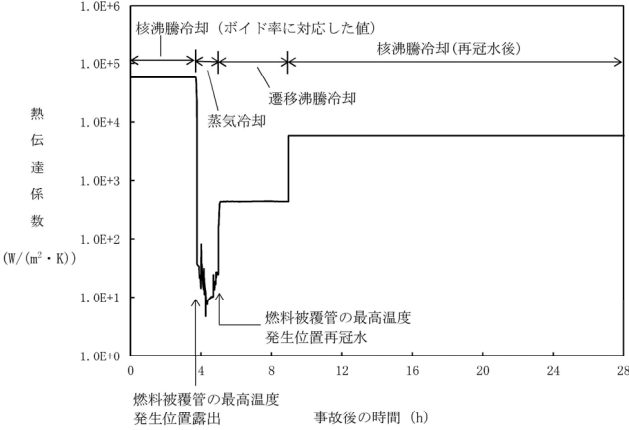
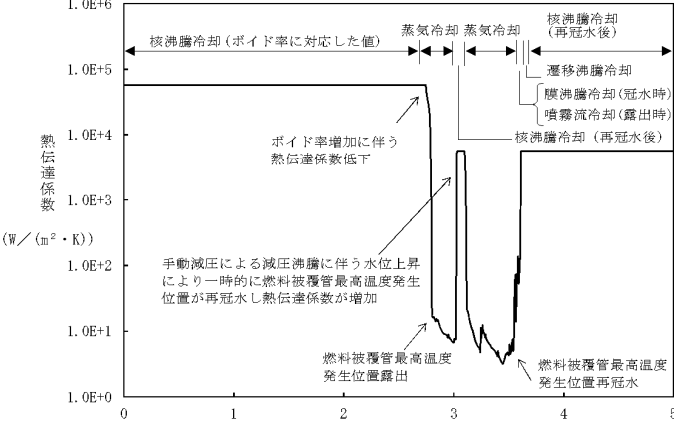
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁(1個)開固着による原子炉減圧 (最大値:約 7.52MPa[gage], 約 10秒)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の停止による圧力上昇</p> <p>逃がし安全弁(2個)による原子炉手動減圧 (4時間)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇 (最大値:約 8.16MPa [gage])</p> <p>逃がし安全弁 1 個開固着による圧力低下</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による圧力上昇 (約 1.3 時間)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6 個による手動減圧 (開固着の逃がし安全弁 1 個と合わせ 7 個による減圧) (約 3 時間)</p> <p>臨界流モデルへの切替わりにより、蒸気流量が減少し、原子炉圧力が高めに維持される</p>	
<p>第 7. 1. 3. 4-7 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2. 3. 3-4 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>原子炉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>右効燃料棒頂部</p> <p>右効燃料棒底部</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>炉心上部プレナム</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止に伴う水位低下 (約 1.3 時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系による水位回復 注水開始後徐々に水位が回復</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>手動減圧に伴う減圧沸騰により二相水位が上昇 (約 3 時間)</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>第 7. 1. 3. 4-8 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2. 3. 3-5 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	

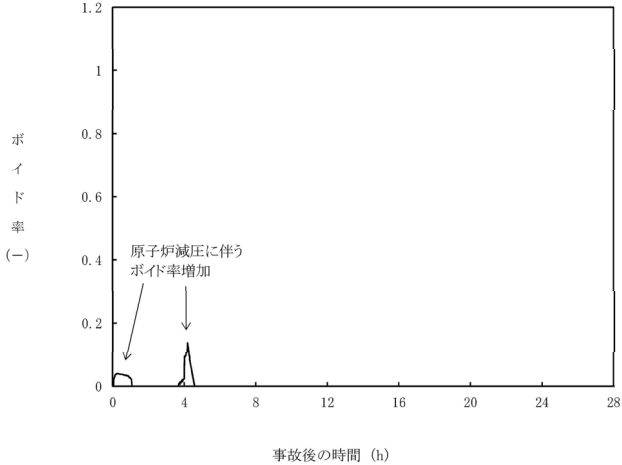
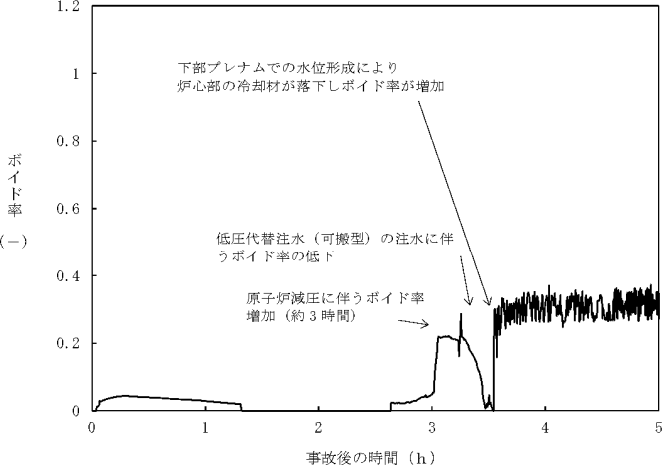


柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.3.4-9 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	 <p>第 2.3.3-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>備 考</p>
 <p>第 7.1.3.4-10 図 注水流量の推移</p>	 <p>第 2.3.3-7 図 注水流量の推移</p>	<p>備 考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁 (1 個閉鎖)</p> <p>逃がし安全弁 (2 個)</p>	<p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁 1 個閉鎖</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6 個による減圧 (約 3 時間) (閉鎖した逃がし安全弁 1 個と合わせ 7 個)</p> <p>平衡均質流モデルから差圧流モデルへの切替わりにより、蒸気流量が増加</p> <p>平衡均質流モデルへの切替わりにより、蒸気流量が減少</p>	
<p>第 7.1.3.4-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2.3.3-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<p>原子炉圧力容器内の保有水 (t)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系起動による水量増加</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による水量減少</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) 注水開始による水量増加</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) 注水停止による水量増減</p> <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) 起動 / 停止による水量増減</p>	<p>原子炉圧力容器内の保有水 (t)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による水量減少 (約 1.3 時間)</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の開始による水量回復</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) の注水流量減少による水量の一時的な減少</p> <p>逃がし安全弁 7 個開放による水量減少 (約 3 時間)</p>	
<p>第 7.1.3.4-12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2.3.3-9 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>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生(約 805°C, 約 4.7 時間後) (発熱部 10 分割中, 下から 9 番目の位置)</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上昇</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>燃料被覆管最高温度 (約 746°C, 約 3.5 時間) (発熱部 10 分割中, 下から 7 番目の位置)</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 3 時間)</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p> <p>炉心再冠水により飽和温度まで低下</p>	
<p>第 7.1.3.4-13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2.3.3-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>熱伝達係数 (W/(m<sup>2</sup>·K))</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>核沸騰冷却 (ポイド率に対応した値)</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>蒸気冷却</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置再冠水</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置露出</p>	 <p>熱伝達係数 (W/(m<sup>2</sup>·K))</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>核沸騰冷却 (ポイド率に対応した値)</p> <p>蒸気冷却</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>膜沸騰冷却 (冠水時)</p> <p>噴霧流冷却 (露出時)</p> <p>ポイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p> <p>手動減圧による減圧沸騰に伴う水位上昇により一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し熱伝達係数が増加</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置露出</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置再冠水</p>	
<p>第 7.1.3.4-14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>第 2.3.3-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

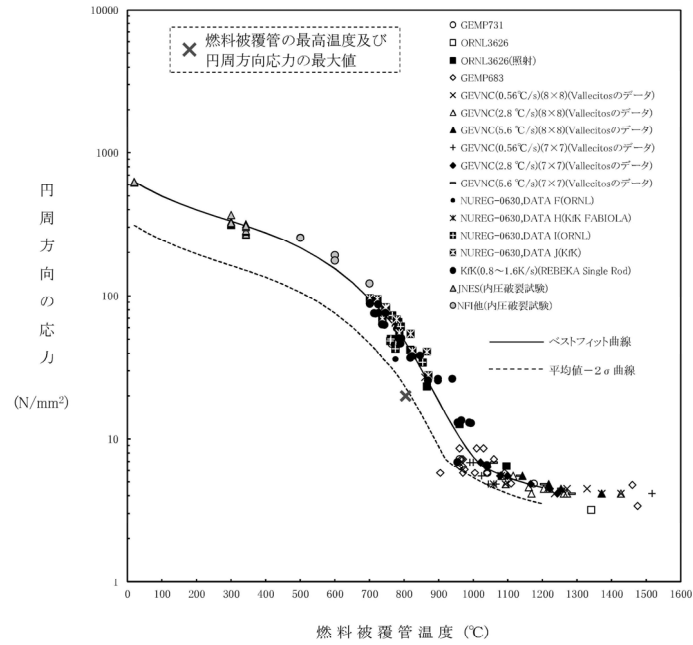
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.3.4-15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>第 2.3.3-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
<p>第 7.1.3.4-16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 2.3.3-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="235 782 761 805">第 7.1.3.4-17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p data-bbox="1086 750 1635 774">第 2.3.3-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

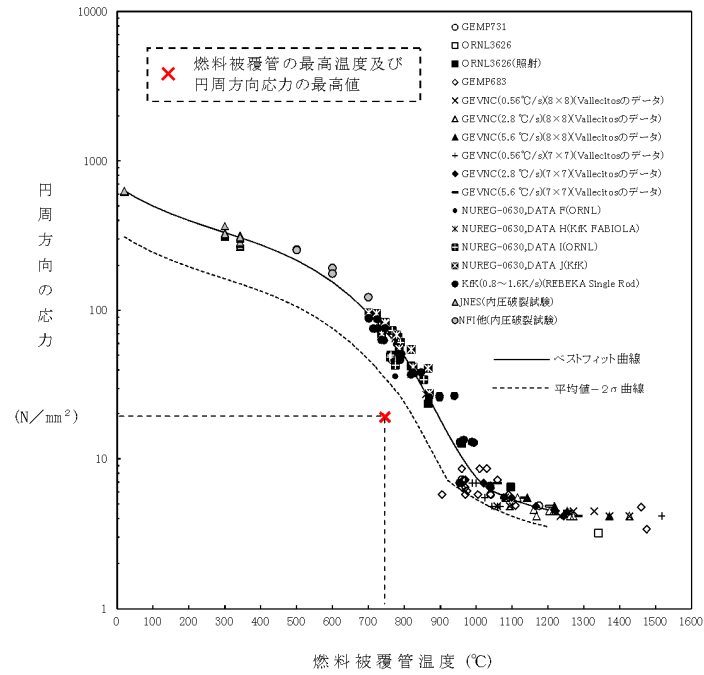
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

東海第二発電所

備 考

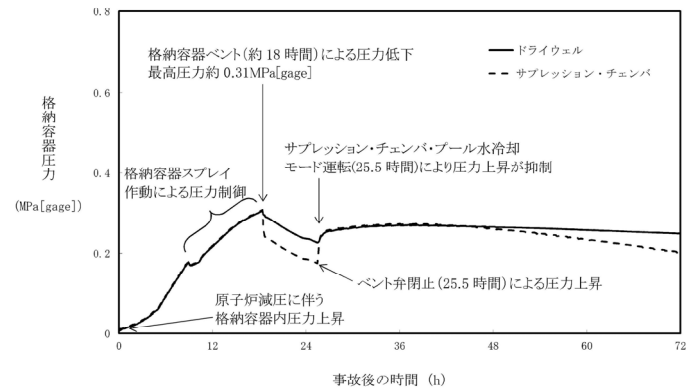


第 7.1.3.4-18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

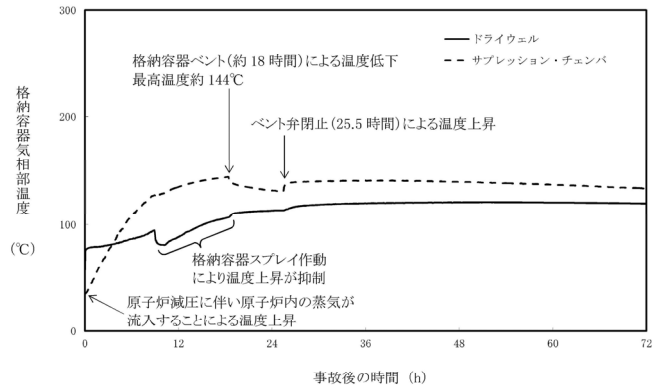


第 2.3.3-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



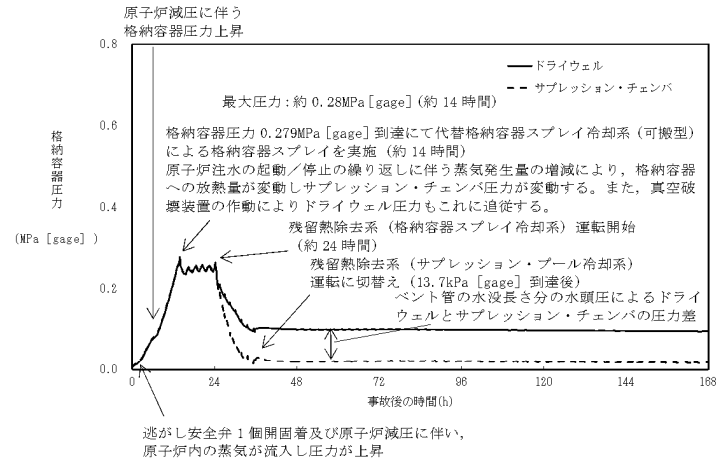
第 7.1.3.4-19 図 格納容器圧力の推移



第 7.1.3.4-20 図 格納容器気相温度の推移

東海第二発電所

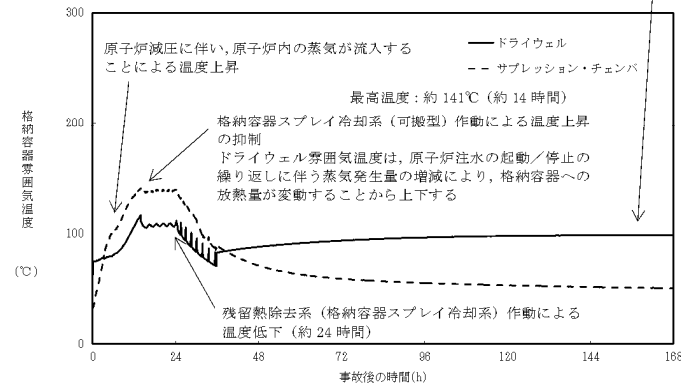
備 考



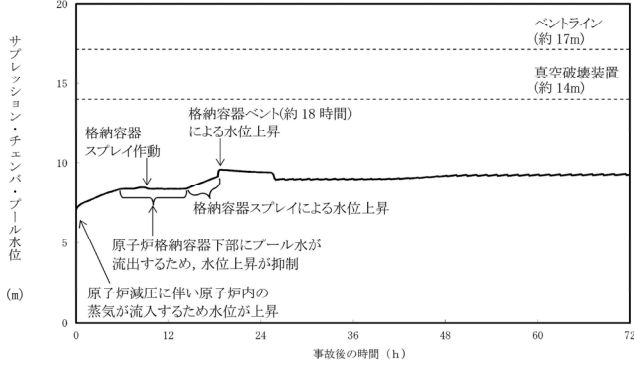
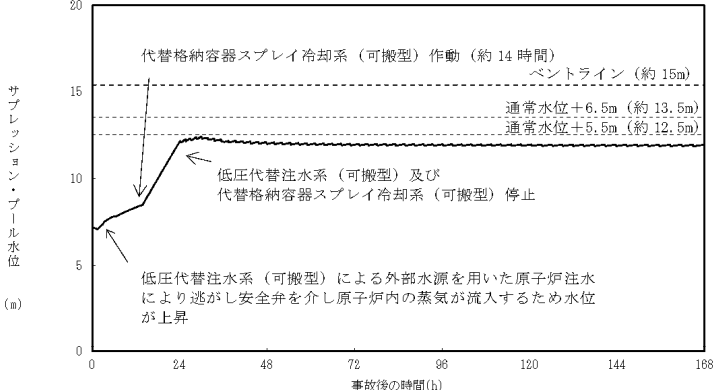
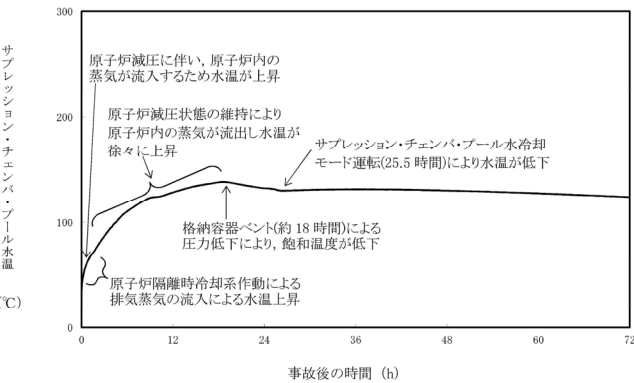
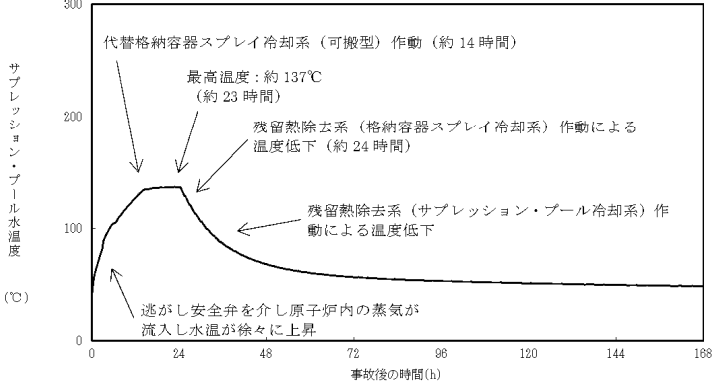
逃がし安全弁 1 個閉固着及び原子炉減圧に伴い、原子炉内の蒸気が流入し圧力が上昇

第 2.3.3-16 図 格納容器圧力の推移

残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度(100°C程度)で平衡状態となる

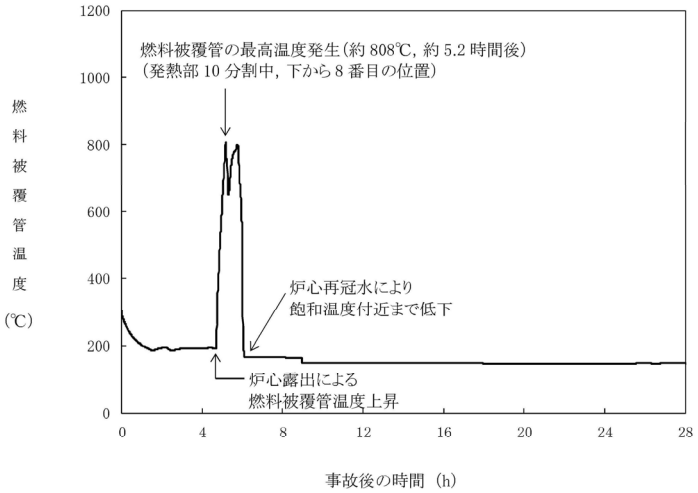
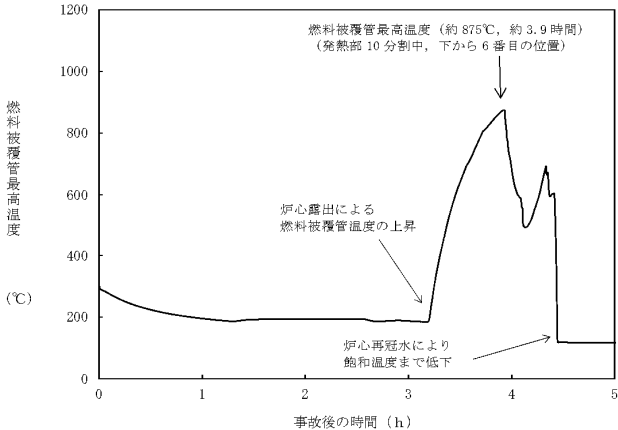


第 2.3.3-17 図 格納容器雰囲気温度の推移

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 7.1.3.4-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	 <p>第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
 <p>第 7.1.3.4-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	 <p>第 2.3.3-19 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>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁(1個)開固着による原子炉減圧 (最大値:約 7.52MPa[gauge], 約 10秒)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の停止による圧力上昇</p> <p>原子炉隔離時冷却系の再起動による圧力低下</p> <p>逃がし安全弁(2個)による原子炉手動減圧 (5時間10分)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇 (最大値:約 8.16MPa [gauge])</p> <p>逃がし安全弁1個開固着による圧力低下</p> <p>原子炉隔離時冷却系再起動による圧力低下 (約 152分)</p> <p>原子炉隔離時冷却系停止による圧力上昇 (約 1.3時間)</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)6個による手動減圧(開固着の逃がし安全弁1個と合わせ7個による減圧)(236分)</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.1.3.4-23 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</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>原子炉手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p>低圧代替注水系(可搬型)の注水開始による水位上昇</p> <p>炉心上部プレナム</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>シュラウド外</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>第 2.3.3-20 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)</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>原子炉隔離時冷却系停止による水位低下 (約 1.3時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系再起動に伴う減圧沸騰による二相水位の上昇 (再起動:約 152分, 停止:約 161分)</p> <p>シュラウド内 (炉心上部プレナム)</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>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>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇 (236分)</p> <p>注水された未飽和の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>燃料有効長底部</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.1.3.4-24 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.3.3-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)</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 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	 <p>燃料被覆管最高温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.3.4-25 図 操作開始時間 70 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2.3.3-22 図 燃料被覆管最高温度の推移 (遅れ時間 55 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 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.3.4-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策について (1/2)				第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (T B P) 時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			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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の閉固着によって、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	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)	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により、に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の閉固着によって、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 A 系	—	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*
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、高圧代替注水系を手動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 常設代替直流電源設備	—	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 (可搬型) による原子炉注水準備	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	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	—
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4BL)	—	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6 個を手動開操作し、原子炉急速減圧を実施する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 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	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6 個を手動開操作し、原子炉急速減圧を実施する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	—	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。	軽油タンク軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4BL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR A 系代替注水流量)	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 復水補給水系流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RRR A 系代替注水流量)	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 復水補給水系流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RRR A 系代替注水流量)	—	—	—
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。	軽油タンク軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4BL)	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 復水補給水系流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RRR A 系代替注水流量)	【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準超額) ■: 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 (T B P)

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7.1.3.4-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について(1/2)				第2.3.3-1表 全交流動力電源喪失(TBP)時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			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			
全交流動力電源喪失及び原子炉スタラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスタラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ			
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル2)信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の閉鎖による、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	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、高圧代替注水系を手動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 常設代替直流電源設備	—	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)			
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ(A-2線)を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ(A-2線)の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2線) タンクローリ(4tL)	—			
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁2個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力			
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する。	軽油タンク軽油タンク	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 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR A系代替注水流量)			
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)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(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。	軽油タンク軽油タンク	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/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR B系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RRR A系代替注水流量)			
				【 】: 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			
				* 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 (TBP)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.3.4-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策について (2/2)				第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (TBP) 時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
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 超圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) 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 格納容器内空開気放射線レベル (D/W) 格納容器内空開気放射線レベル (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差圧	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	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)
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】	代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) 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ィ冷却系 (可搬型) により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 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ィ流量 (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)
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	残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉水位高 (レベル 8) まで原子炉水位が回復した後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【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)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	常設代替高圧電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水モード)* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 残留熱除去系系統流量*
				【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準値)					
				* 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 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.3.4-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗」の重大事故等対策について (2/2)				第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (T B P) 時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
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 [gauge] 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 副圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) 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差圧	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル 8) まで原子炉水位が回復した後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系海水系 * サブプレッション・チェンバ * 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量 * ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】					
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転	残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉水位高 (レベル 8) まで原子炉水位が回復した後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【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)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度					
				【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)					
備 考									

\* 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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (1/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (1/7)			
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 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	定格原子炉熱出力として設定	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]	定格原子炉圧力として設定	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	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	定格流量として設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	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	設計限界値として設定	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
	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	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を設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m <sup>3</sup> 液相部: 3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,100m <sup>3</sup> 気相部: 3,300m <sup>3</sup>	設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値			
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	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			
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 (T B P)

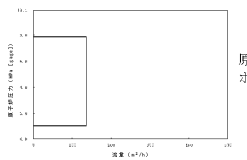
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">前ページと同じ</div>							
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (1/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (2/7)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方		
解析コード	原子炉側 : SAFER 原子炉格納容器側 : MAAP	-	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値	
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 (ドライウエ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		外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
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	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
燃料	9×9 燃料 (A 型)	-			安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し設定
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定				逃がし安全弁 1 個閉固着	本事故シーケンスにおける前提条件
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			外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)					
格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m <sup>3</sup> 液相部 : 3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)					
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値					
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	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					
備 考							



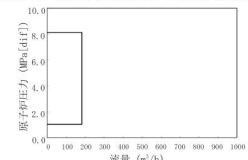
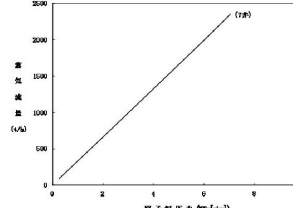
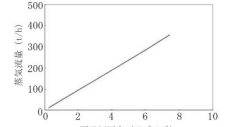
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (2/6)			前ページと同じ				
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (2/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (2/7)				
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方				
初期条件	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値
	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		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
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定		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
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時: 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定		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
		低圧代替注水系 (可搬型) による注水時: 40℃	淡水貯水池の水温を参考に設定		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 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度として設定)
外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	外部電源の水温		35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定		事故条件	起因事象	外部電源喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定	安全機能の喪失に対する仮定		全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シナリオにおける前提条件	逃がし安全弁 1 個開固着		本事故シナリオにおける前提条件	
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失することを想定		
備考							

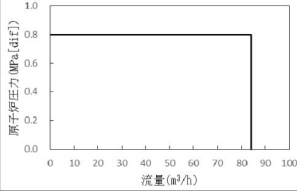
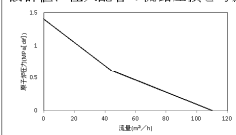
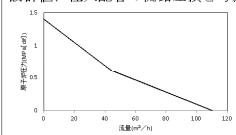
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (3/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (3/7)		
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	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性	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	
	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	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 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					

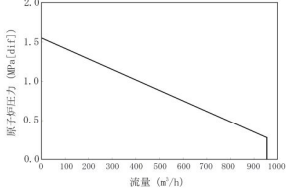
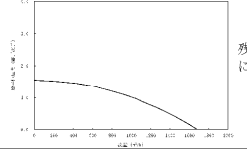
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (3/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (4/7)				
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	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁		
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 			逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	
	逃がし安全弁	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			逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6 個を開放することによる原子炉減圧 (再閉鎖失敗の 1 個と合わせて 7 個で原子炉減圧) <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原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 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 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉		東海第二発電所	
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (4/6)		第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (5/7)	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系 (可搬型) 84m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による注水特性	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による注水特性
	40m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで) 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 80m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し設定	
	格納容器圧力逃がし装置等 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計値を考慮して、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	
代替原子炉補機冷却系 約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定		
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型) 最大 110m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による注水特性	
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 50m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施後) 130m <sup>3</sup> /h にて格納容器内へスプレイ	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 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	
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 (TBP)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (5/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (6/7)		
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	残留熱除去系 (低圧注水モード)	事象発生 25.5 時間後に手動起動し, 954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[dif]) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 	残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m <sup>3</sup> /h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m <sup>3</sup> /h) にて注水 
	残留熱除去系 (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 (格納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に 1,692m<sup>3</sup>/h にて格納容器内にスプレイ</li> <li>伝熱容量は, 熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温 100℃, 海水温度 32℃において)</li> </ul>
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 (T B P)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.3.4-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (6/6)			第 2.3.3-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (7/7)			
	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	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 3 時間後	低圧代替注水系 (可搬型) 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	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 4 時間後)	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	事象発生 3 時間 1 分後	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作後、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 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
	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	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定			
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定			
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定			
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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>7.1.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>7.1.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「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+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心</p>	<p>2.4 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>2.4.1 取水機能が喪失した場合</p> <p>2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR 失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、③「外部電源喪失+DG 失敗（HPCS 成功）」、④「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失（HPCS 成功）」、⑥「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+RHR 失敗」、⑦「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）+RHR 失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗（HPCS 成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）」、⑫「小破断 LOCA+RHR 失敗」、⑬「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>本事故シーケンスグループは、LOCA を起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCA も過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが、LOCA 時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCA に加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。</p> <p>以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。</p> <p>本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）によ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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、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）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.4.1-1図から第7.1.4.1-4図に、手順の概要を第7.1.4.1-5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.4.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名である。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、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p>	<p>評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了した後に、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）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る。また、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、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）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）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緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.4.1-1図に、手順の概要を第2.4.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）20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10名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1-3図に示す。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について第7.1.4.1-6図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。 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、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p>	<p>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、20名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。</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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下（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、原子炉水位が回復する。 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。 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>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. 取水機能喪失の確認 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の準備として、中央制御室から</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、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 2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）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開にする。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、サブプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>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。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、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>f. 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</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 13.7kPa[gage]到達後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</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、復水補給水系流量（RHR B 系代替</p>	<p>の遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが、これに失敗し、機能喪失していることを確認する。これにより、緊急用海水系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>取水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>f. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>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。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>注水流量）等である。</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>g. 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>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。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>h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。</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>7.1.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「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（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁</p>	<p>g. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱</p> <p>緊急用海水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。</p> <p>h. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始した後、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、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長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。しかし、本評価では、事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧</p>	<p>再開失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。</p> <p>なお、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）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>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>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、182m<sup>3</sup>/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p>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（2 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>(d) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 300m<sup>3</sup>/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。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>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</p>	<p>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) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員、資源等の観点で厳しい条件となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>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、136.7m<sup>3</sup>/h（7.86MPa [gage] ～1.04MPa [gage] において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p>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>(d) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大 378m<sup>3</sup>/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレィする。なお、格納容器スプレィは、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>(f) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>(g) 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>(h) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m<sup>3</sup>/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</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) 交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。</p> <p>(d) 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、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレィは、事象発生から約25時間後に停止する。</p> <p>(e) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から20時間後に開始する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は、事象発生から20時間後に開始する。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。</p>	<p>(e) 緊急用海水系 伝熱容量は約24MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。</p> <p>(f) 残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）を使用する場合は、1,692m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレィするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。</p> <p>(g) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m<sup>3</sup>/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,676m<sup>3</sup>/h）の流量で注水するものとする。</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、低圧代替注水系（常設）起動操作後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に開始する。</p> <p>(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレィの実施基準である格納容器圧力0.279MPa [gage]に到達した場合に開始する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は、常設低圧代替注水系が</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシ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7.1.4.1-7図から第7.1.4.1-12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.4.1-13図から第7.1.4.1-18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7.1.4.1-19図から第7.1.4.1-22図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位をあわせて示す。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>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が</p>	<p>ンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1-4図から第2.4.1-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1-10図から第2.4.1-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・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2.4.1-13図から第2.4.1-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）により2台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から104分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、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実施する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると原子炉水位</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率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事象発生から20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.4.1-13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427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。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7.1.4.1-7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。原子炉冷却材圧力パウンドリにかかる圧力は、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</p>	<p>が回復し、炉心の冠水は維持される。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</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、事象発生から約13時間経過した時点での緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行う。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1-10図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることとはなく、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2.4.1-4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。原子炉冷却材圧力パウンドリにかかる圧力は、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</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.30MPa[gage]及び約 143℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.4.1-8 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約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</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>7.1.4.1.3 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>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</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、解析コードは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を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棒被覆管温度は低くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料棒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</p>	<p>気温度は徐々に上昇するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことによって、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 0.28MPa [gage] 及び約 141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 2.4.1-5 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の冷却が維持される。その後は、約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.4.1.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。</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は燃料棒被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料棒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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（原子炉格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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に評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、</p>	<p>化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.1.2）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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7.1.4.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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、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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある</p>	<p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.4.1.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>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2.4.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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～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（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、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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するものの、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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り、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウエル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧により炉心は露出するが、低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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 2.4.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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ことから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<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 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 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作は約30分間で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。</p> <p>これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、原子炉水位維持の観点では問題とならない。</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約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、</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>(添付資料2.4.1.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は約 30 分で完了可能であり、解析上の受電完了時間（70 分後）は時間余裕を含めて設定していることから、低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが、当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に、原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており、また、その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低压代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、低压代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</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5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「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</p>	<p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は、時間余裕を含めて設定しており、準備操作が想定より短い時間で完了することで、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.4.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、低压代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（事象発生から少なくとも8時間程度）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については、格納容器圧力が0.279MPa [gage]に到達するまでの時間は、事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器圧力は約0.28MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、残留熱除去</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>生約 38 時間後であり、約 18 時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</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>7.1.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、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、「7.1.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28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。 また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。 a. 水源 原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約7,000m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替</p>	<p>系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa [gage] から解析条件で設定した0.279MPa [gage] 到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき、残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから、時間余裕がある。 (添付資料2.4.1.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20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 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。 a. 水 源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約620m<sup>3</sup>の水が必要となる。 水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

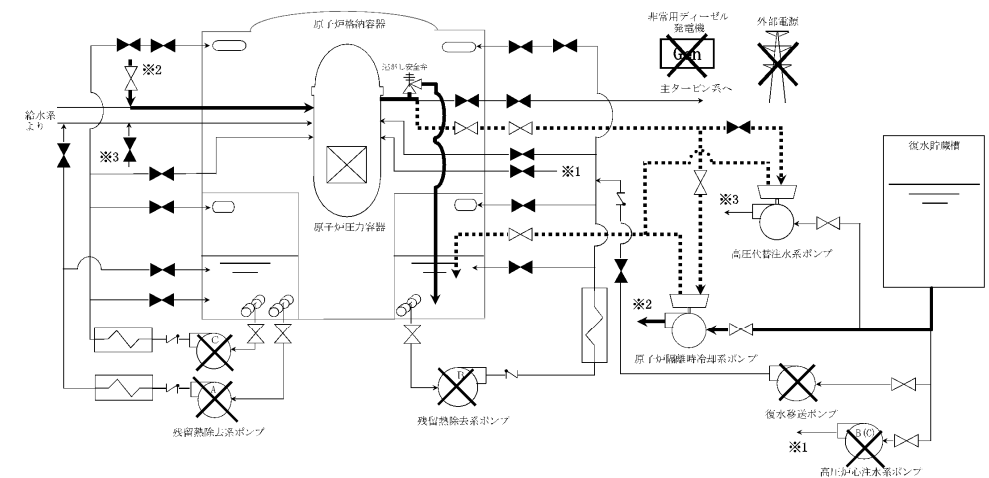
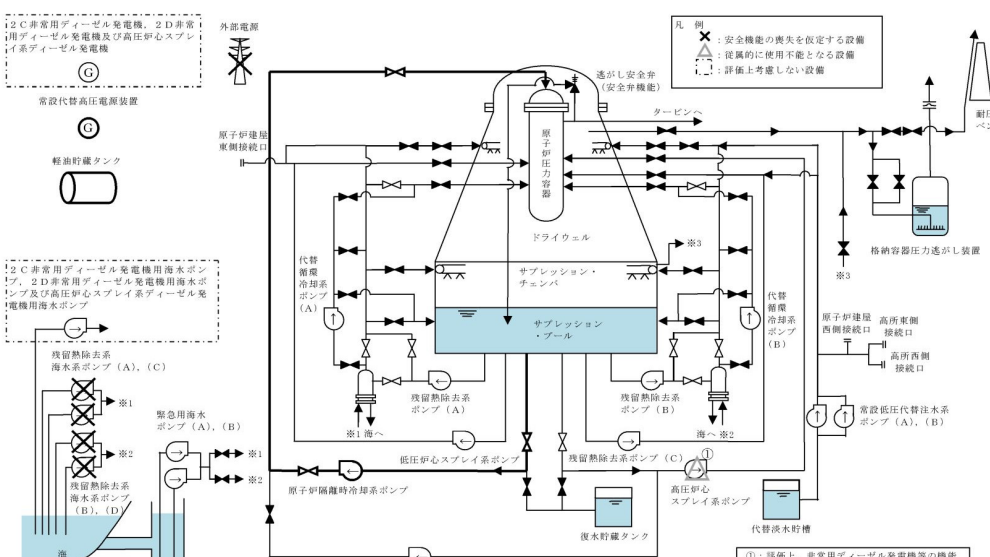
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約643kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約100kL）にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号炉で約1,649kW、7号炉で約1,615kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリ</p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p>(添付資料2.4.1.4)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</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2.4.1.5)</p> <p>c. 電 源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約3,186kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）は連続定格容量が約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

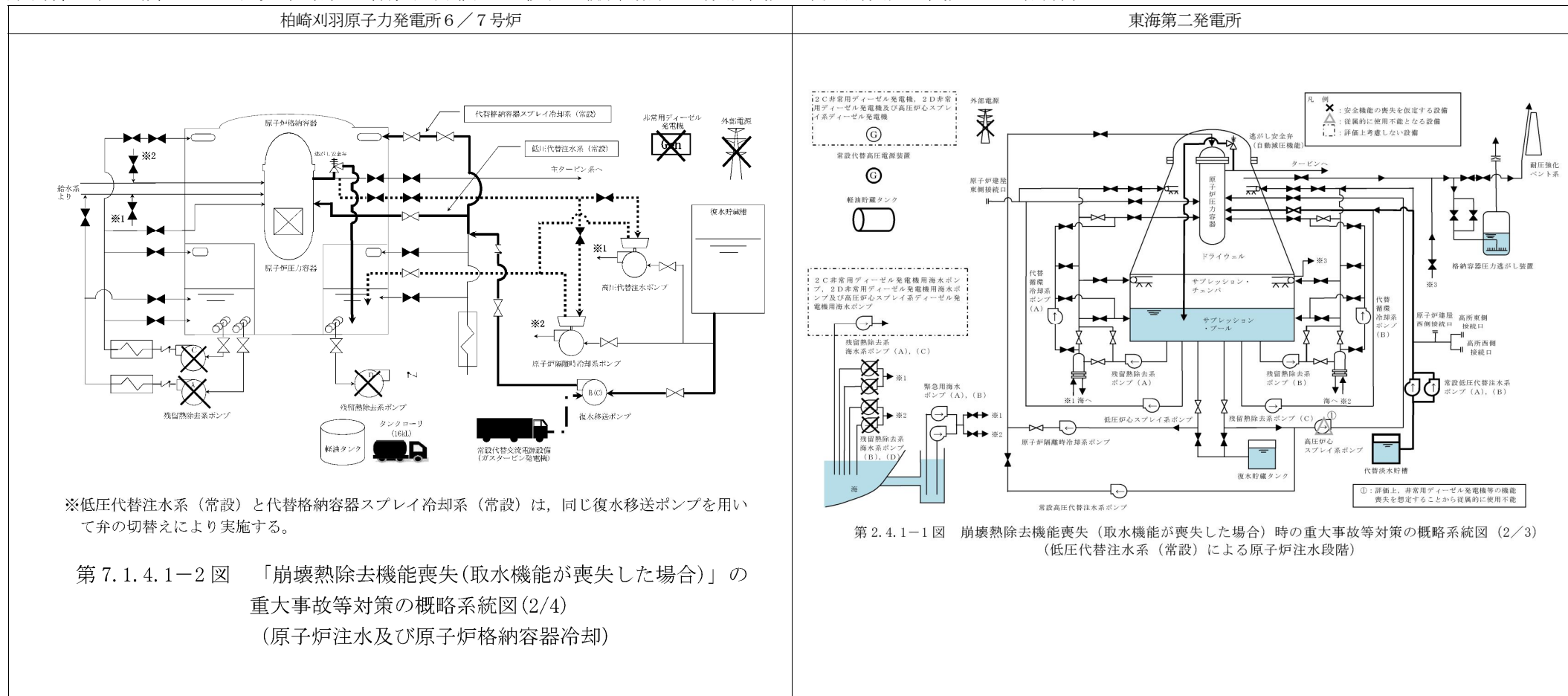
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>グ・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、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低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水、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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、</p>	<p>能である。</p> <p>(添付資料 2.4.1.6)</p> <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、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低圧代替注水系（常設）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR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、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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。</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、低圧代替注水系（常設）、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

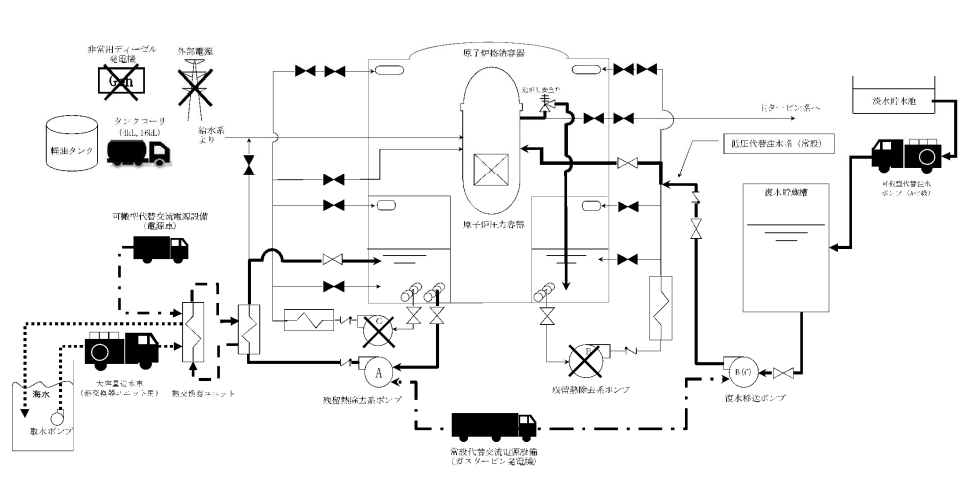
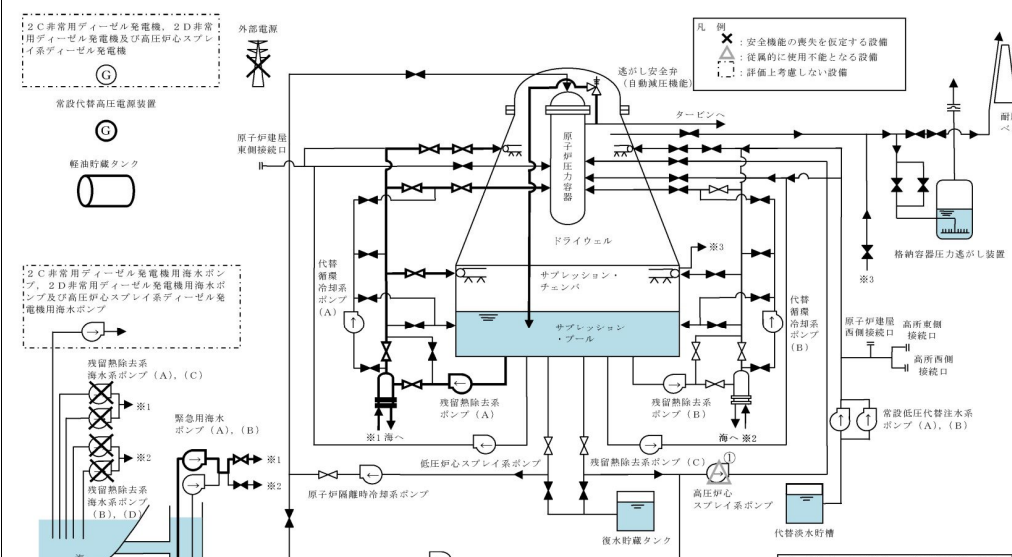
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p>	<p>て有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。</p>	

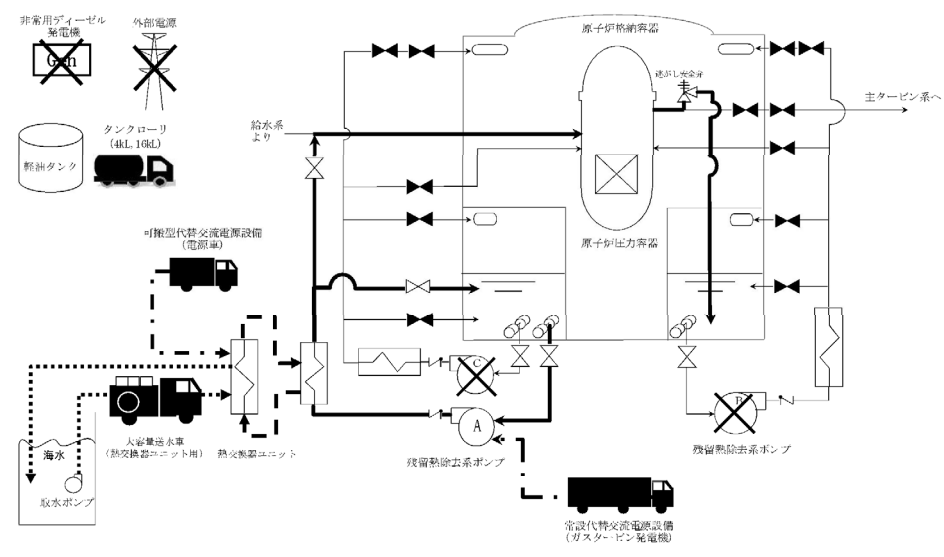
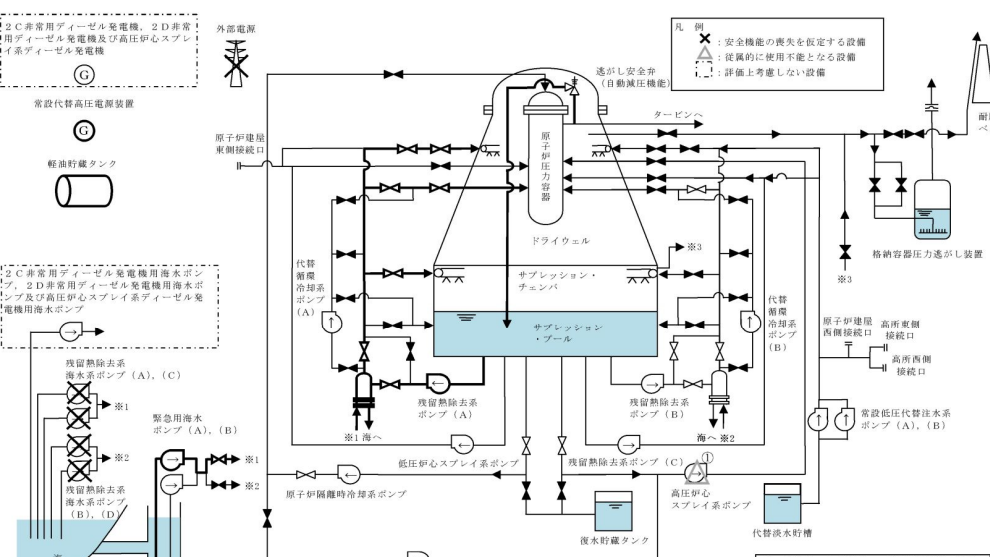
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所
 <p>第 7.1.4.1-1 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水及び原子炉急速減圧)</p>	 <p>第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)</p>
備考	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所
 <p>第 7.1.4.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	 <p>第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</p>
<p>備考</p>	

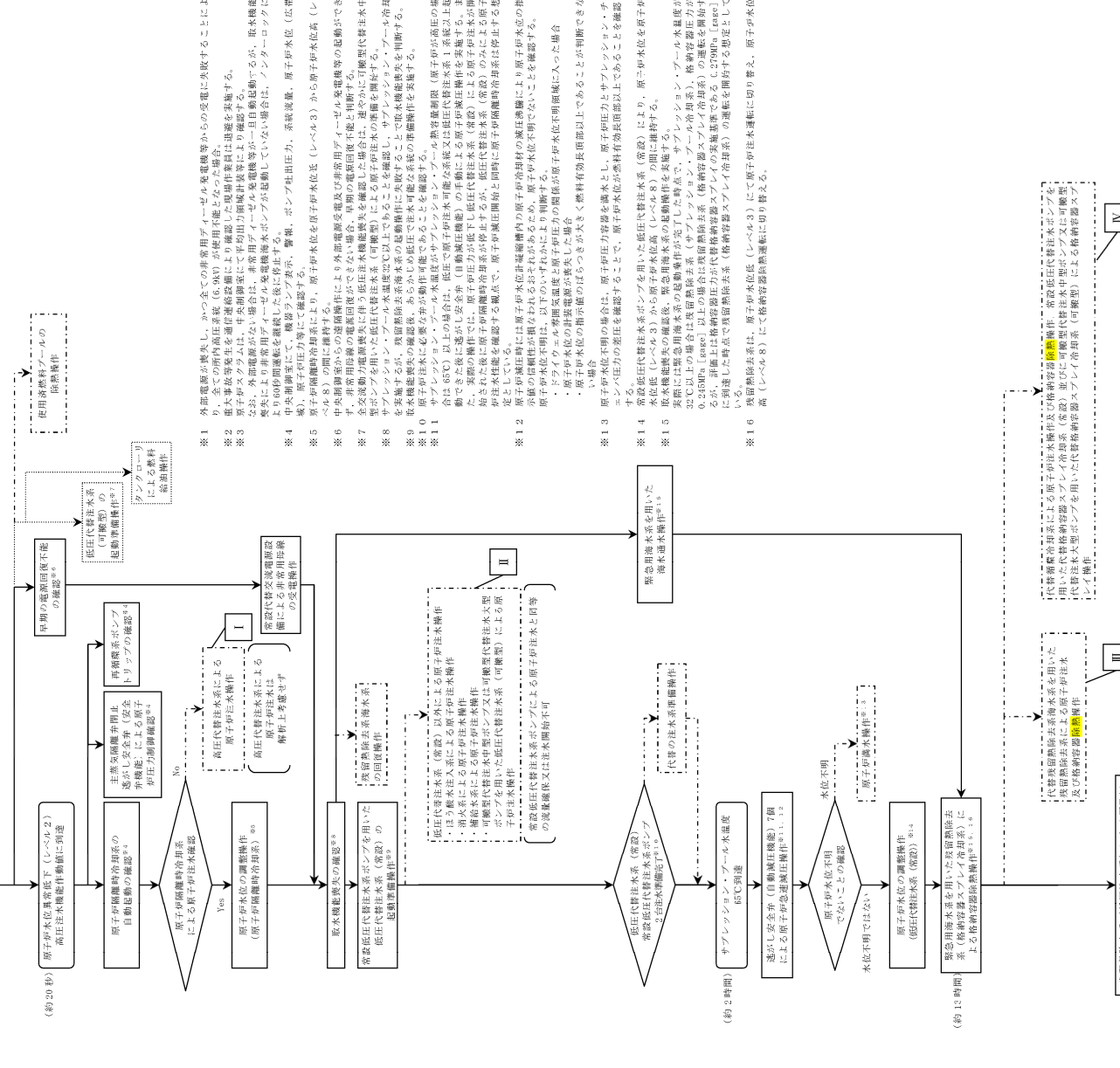
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所
 <p>※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。</p> <p>第 7. 1. 4. 1-4 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	 <p>前ページと同じ</p> <p>凡例          X: 安全機能の喪失を想定する設備          △: 従属的に使用不能となる設備          ⊕: 評価上考慮しない設備</p> <p>①: 評価上、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定することから従属的に使用不能</p> <p>第 2. 4. 1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</p>
備考	





東海第二発電所

備考



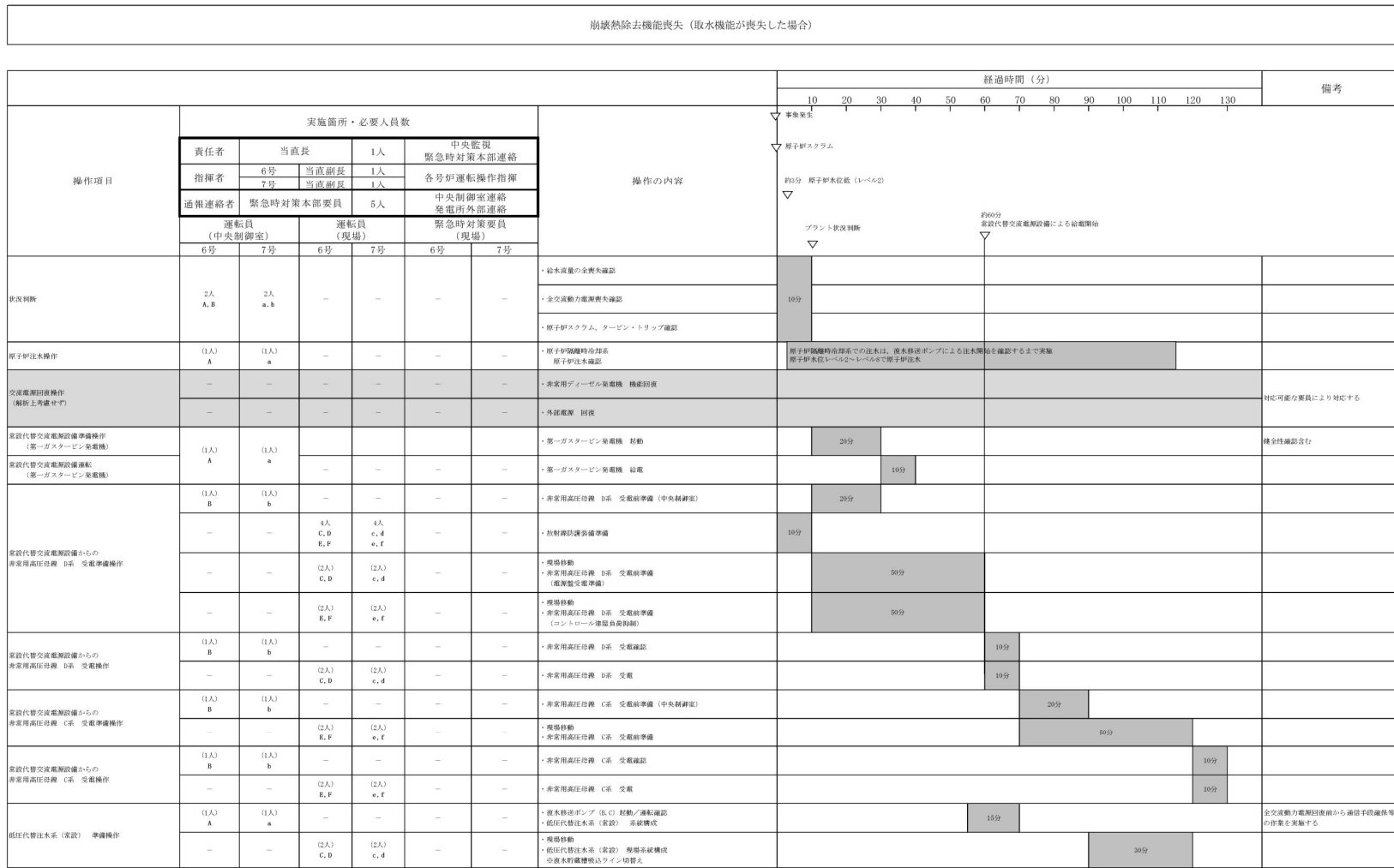
- ※1 外部電圧が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
- ※2 重大事故等発生を通告後緊急停止により確認した現場作業員は迅速な実施を要する。
- ※3 原子炉コアが沸騰し、圧力調整弁等で平均出力規制措置等により確認する。
- ※4 発生により非常用ディーゼル発電機水ポンプが起動していない場合は、ランタナコアに中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、流量流量、原子炉水位（圧縮機）、原子炉圧力等にて確認する。
- ※5 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※6 外部電圧が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
- ※7 全交流動力電源喪失に伴う低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水の運用を開始する。緊急停止後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※8 サプレッション・プール水温度想定以上であることを確認し、サプレッション・プールの冷却を実施するが、残留蒸発熱除去系海水系の起動後にこれを中止することを確認する。
- ※9 原子炉注水に必要な弁が動作不能であることを確認する。
- ※10 原子炉注水に必要な弁が動作不能であることを確認し、緊急停止後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※11 原子炉注水に必要な弁が動作不能であることを確認し、緊急停止後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※12 原子炉注水に必要な弁が動作不能であることを確認し、緊急停止後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※13 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力調整弁を操作し、原子炉圧力とサプレッション・プール水温度を監視することにより、原子炉水位が正常な状態にあることを確認する。
- ※14 緊急低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統（常設）により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※15 緊急低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統（常設）により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※16 残留蒸発熱除去系（格納容器スプレッド冷却系）を用いた格納容器スプレッド冷却系による原子炉注水による原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。

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

2.4.1-29

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉

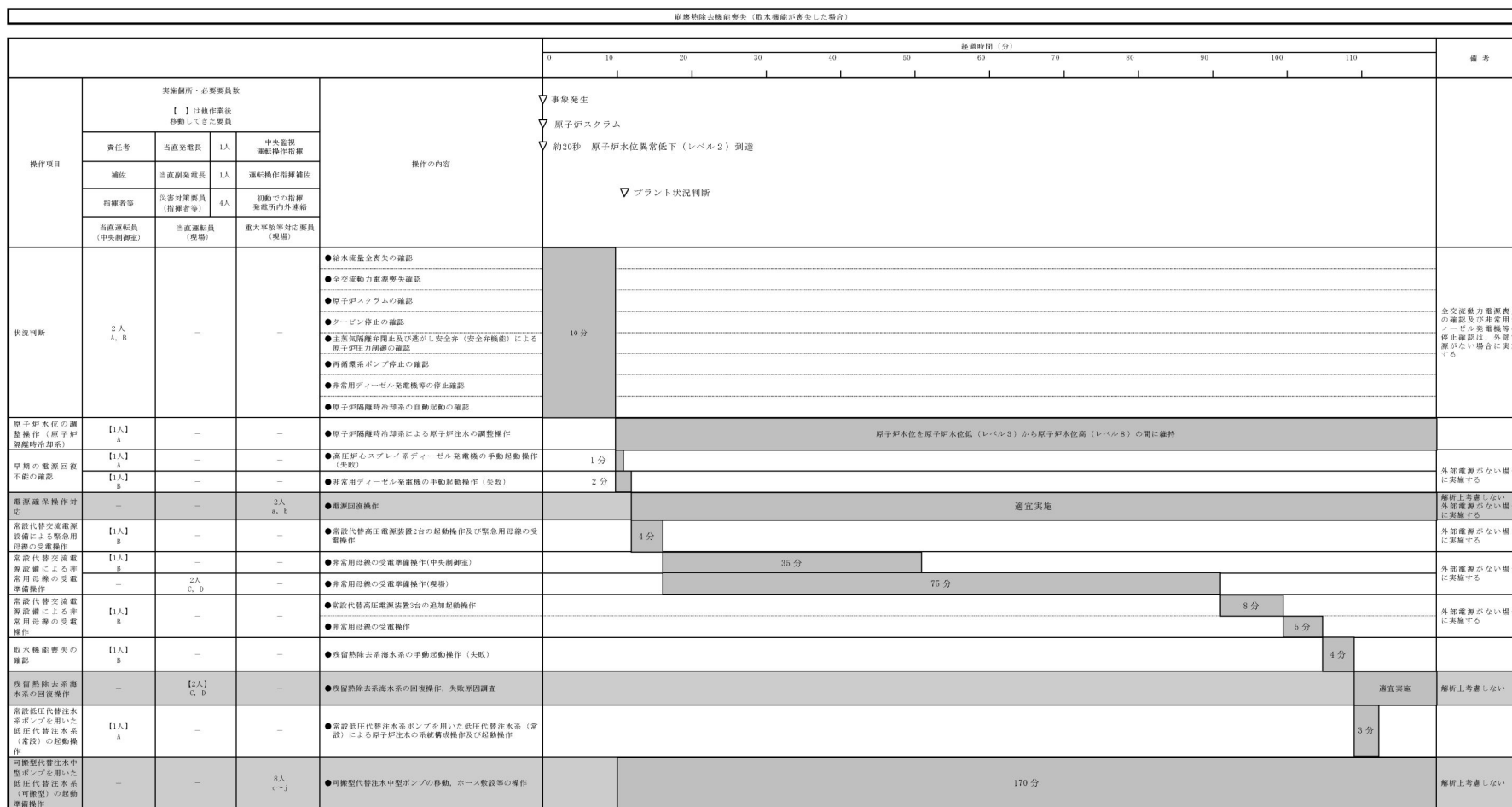


第 7.1.4.1-6 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1/2）

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

東海第二発電所



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

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

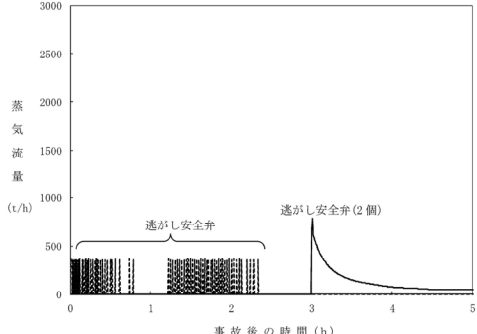
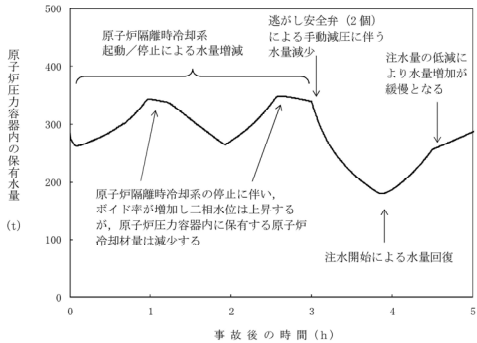
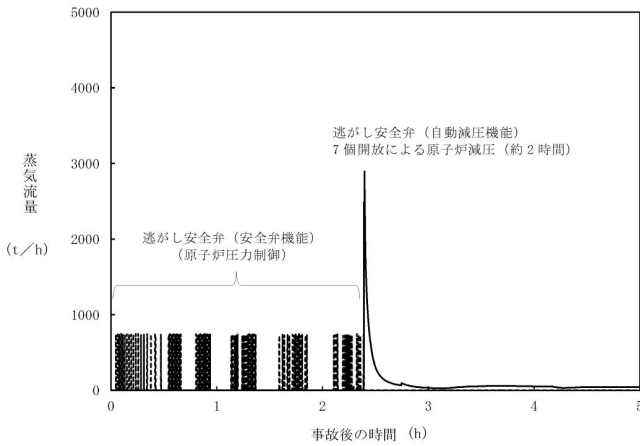
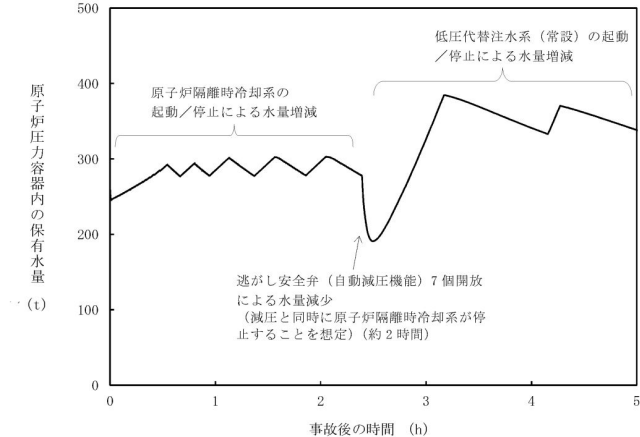
				東海第二発電所																
				崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）																
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は操作前後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）													備考		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48			
				事象発生 ▼約2時間 サプレッション・プール水温度65℃ ▼約13時間 格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達																
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作																
常設低圧代替注水 系ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操 作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分															取水機能喪失の確認後に実施する
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個の手動開放操作	1分															
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（常設））	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水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															
緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 （低圧注水系）に よる原子炉注水操 作並びに残留熱除 去系（格納容器ス プレイ冷却系）に よる格納容器除熱 操作又は残留熱除 去系（サブプレッ ション・プール冷 却系）によるサブ プレッション・プ ール冷却操作	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの交互運転操作	20分	2分											原子炉水位高（レベル8）にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水への切替操作を実施する			
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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施										15分	解析上考慮しない スロッシ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 解析上考慮しない 約25時間後までに実施する				
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~j	●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				
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 a~j																	

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

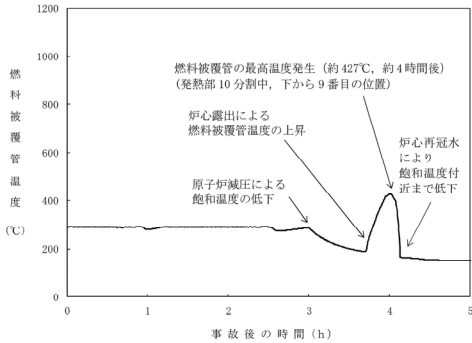
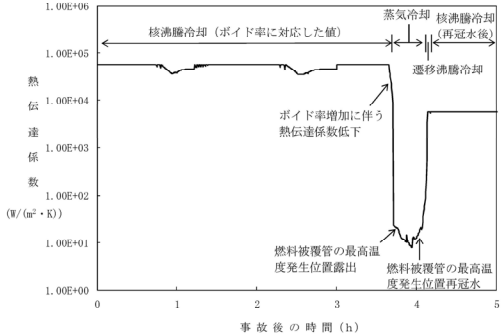
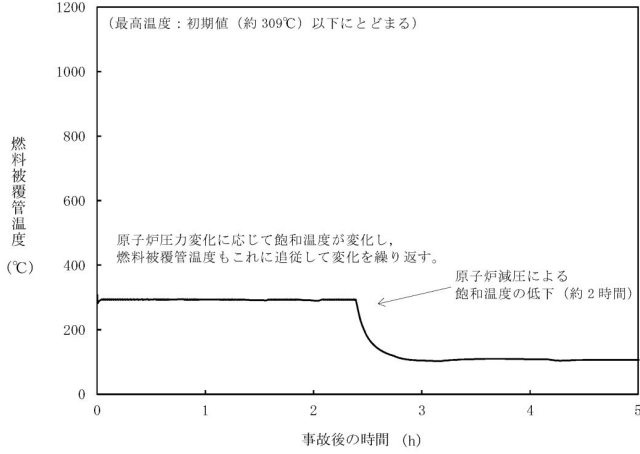
備  
考

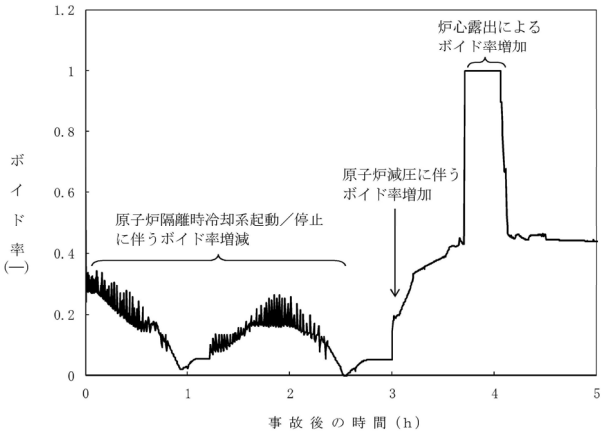
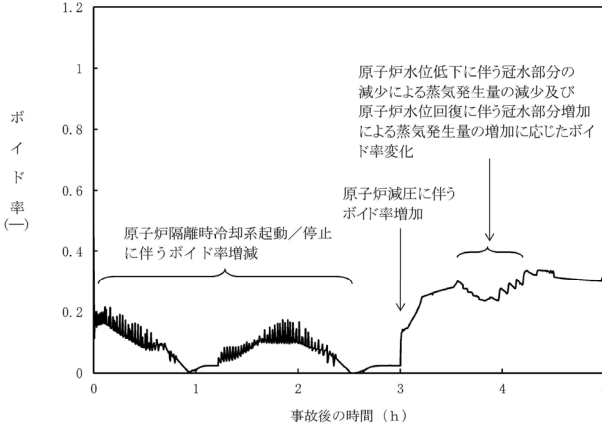
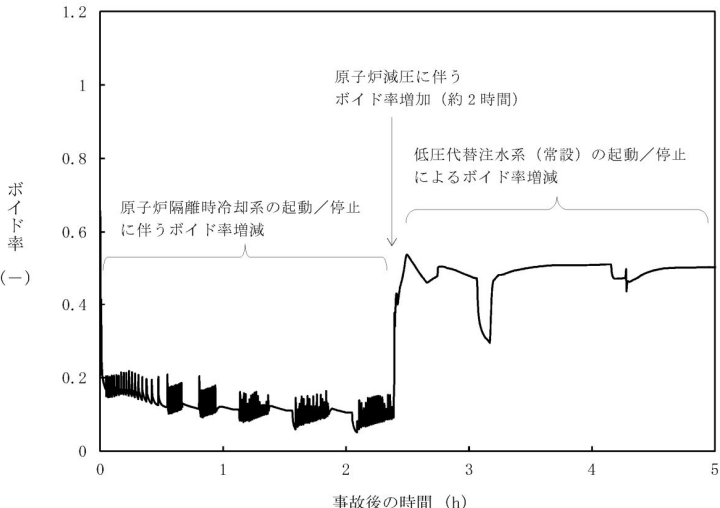
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉隔離時冷却系起動/停止により原子炉内の蒸気発生量が増減するため、圧力の上昇/低下を繰り返す、圧力上昇時は逃がし安全弁開閉により圧力は制御される (最大値: 約 7.52MPa [gage], 約 8 分)</p> <p>逃がし安全弁 2 個による手動減圧 (約 3 時間)</p> <p>解析コードではサブクール水面での蒸気凝縮による減圧を考慮しないため、原子炉隔離時冷却系により注入されたサブクール水の影響が炉心、炉心上部プレナムを経て蒸気ドーム部に流入した時点で蒸気凝縮となり、原子炉圧力の大きな低下となって現れる</p> <p>原子炉圧力 (MPa [abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止により炉内の蒸気発生量が増減するため、圧力の低下/上昇を繰り返す、圧力上昇時は逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉により圧力は制御される (原子炉への注水中は、原子炉圧力が低下する。崩壊熱の減少に伴い、圧力の低下幅が大きくなる) (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 (約 2 時間)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力上昇</p> <p>原子炉圧力 (MPa [abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.4.1-7 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>原子炉隔離時冷却系起動/停止による原子炉水位の維持</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、徐々に水位回復</p> <p>注水流量の低減による水位変化</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>高出力燃料集合体は、ボイド率が高いため、二相水位が高くなり、一定値となる</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>原子炉隔離時冷却系の起動/停止による原子炉水位の維持</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>レベル 8</p> <p>レベル 3</p> <p>レベル 2</p> <p>レベル 1 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>原子炉減圧による蒸気流出に伴う水位低下 (約 2 時間)</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>第 7.1.4.1-8 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2.4.1-5 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. 4. 1-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2. 4. 1-6 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. 4. 1-10 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2. 4. 1-7 図 注水流量の推移</p>	

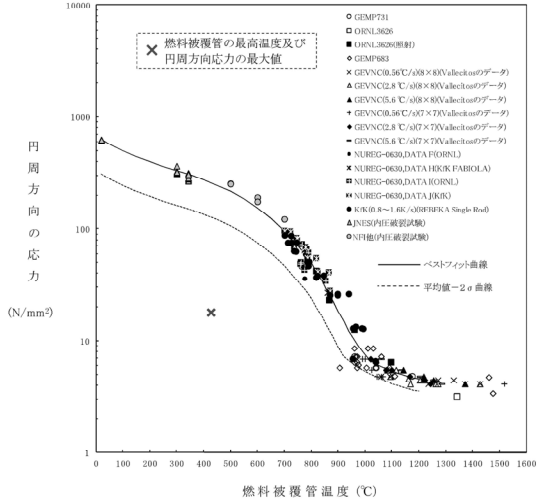
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.4.1-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.4.1-12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-409</p>	 <p>第 2.4.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移</p>  <p>第 2.4.1-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	



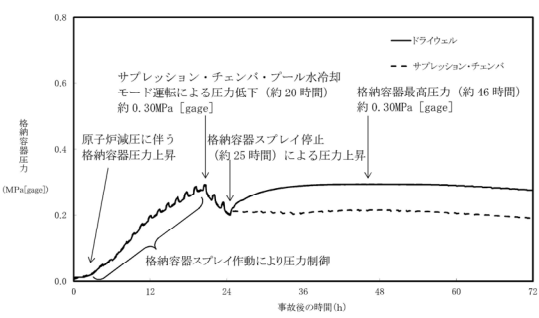
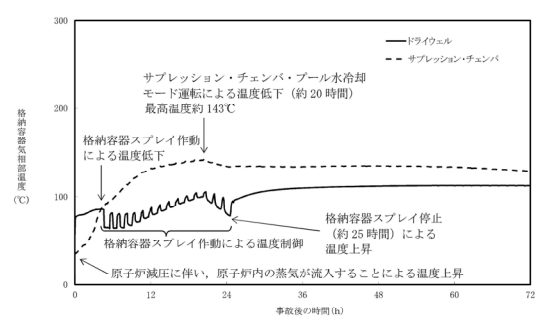
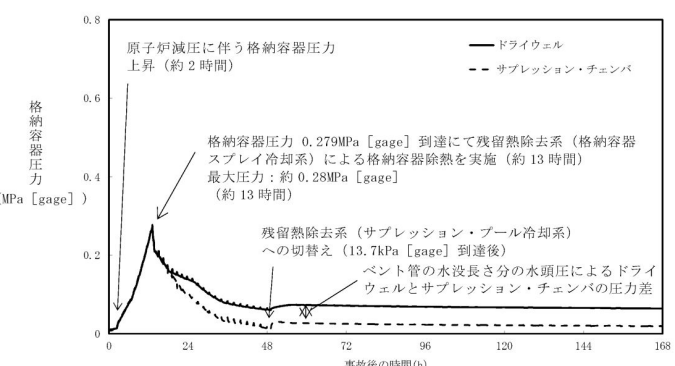
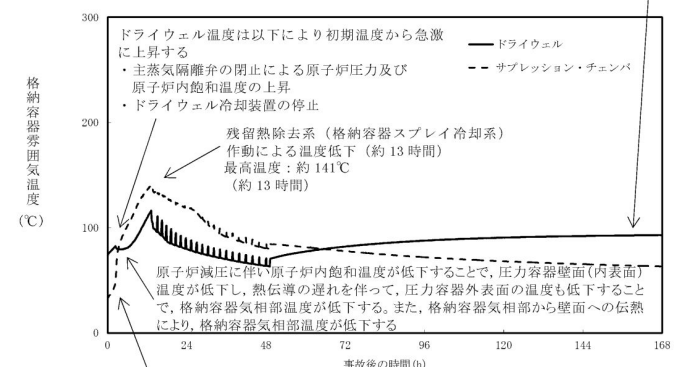
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="347 758 649 782">第 7.1.4.1-13 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p data-bbox="224 1181 772 1204">第 7.1.4.1-14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p data-bbox="1164 758 1556 790">第 2.4.1-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>		
<p>第 7.1.4.1-15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>		
 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	 <p>ボイド率 (一)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.4.1-16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="264 370 734 718" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="286 737 705 762" data-label="Caption"> <p>第 7.1.4.1-17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div> <div data-bbox="436 1292 555 1316" data-label="Text"> <p>10-7-1-412</p> </div>	<div data-bbox="981 239 1713 758" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1034 790 1684 817" data-label="Caption"> <p>第 2.4.1-12 図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移</p> </div>	

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 7.1.4.1-18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>		

10-7-1-413

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 7.1.4.1-19 図 格納容器圧力の推移</p>  <p>第 7.1.4.1-20 図 格納容器気相温度の推移</p>	 <p>第 2.4.1-13 図 格納容器圧力の推移</p> <p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100°C程度) で平衡状態となる</p>  <p>第 2.4.1-14 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>第 7. 1. 4. 1-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2. 4. 1-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7. 1. 4. 1-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2. 4. 1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.4.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について				第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1/2）					
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	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	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)	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 A 系	—	原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
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 常設代替交流電源設備	—	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)	取水機能が喪失の確認	サブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・プール冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系海水系系統流量*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	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	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	—	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	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 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 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 復水補給水流量 (RRR 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	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*
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	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（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。	常設代替交流電源設備 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 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	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 復水補給水流量 (RRR 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	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*
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	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【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）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サブプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置 1 台に到達した場合、低圧代替注水系（常設）による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	サブプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*

\* 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

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.4.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について				第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（2/2）					
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	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	低下代替注水系（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、低下代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低下代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 常設低下代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低下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
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	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）	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 緊急用海水系 サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 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 常設代替交流電源設備	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器除熱を停止し残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（低圧注水系）* 緊急用海水系 サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力					
低下代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低下代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低下代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 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級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉水位 復水補給水系統流量（RRR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（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	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（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。	常設代替交流電源設備 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級） タンクローリ（4kL, 16kL）	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 復水補給水系統流量（RRR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）					
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	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【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）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度					
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サブプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置-1aに到達した場合、低下代替注水系（常設）による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	サブプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】					

【】：重大事故等対処設備（設計基準状態）  
■：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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(1/5)			第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(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	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	—
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	48,300 t / 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を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	設計値（通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定）
	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		
	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）	サブプレッション・チェンバ・プール水位		
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	サブプレッション・チェンバ・プール水温		
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	格納容器圧力		
	格納容器温度	57℃	格納容器温度		
	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		
備 考					

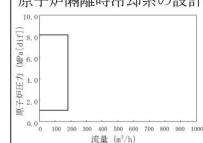
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉			東海第二発電所			
前ページと同じ						
第7.1.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/5）			第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（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	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエー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值） 通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定	
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（ドライウエー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		外部水源の水温	35℃ 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
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	起因事象	給水流量の全喪失 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
燃料	9×9燃料（A型）	—			安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
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 評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
原子炉停止後の崩壊熱	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（ドライウエール）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエール内体積の設計値（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（ウェットウエール）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエール内体積の設計値（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 （ドライウエー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						

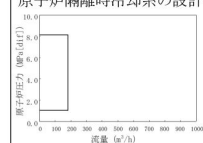
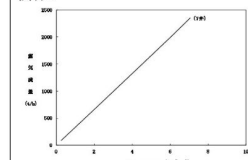
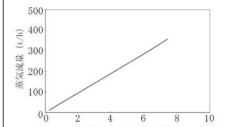
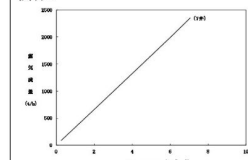
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉			東海第二発電所				
第7.1.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/5）			第2.4.1-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）				
前ページと同じ							
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	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		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
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定		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
			格納容器圧力		5kPa [gauge]	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（ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	
			外部水源の水温		35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる		外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉		東海第二発電所	
第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/5）		第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/6）	
項目	主要解析条件	項目	主要解析条件
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 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)
	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 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	
	条件設定の考え方	条件設定の考え方	
	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定		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の設計値として設定 	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	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし安全弁の逃がし弁機能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
	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 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉		東海第二発電所		
前ページと同じ		第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/6)		
第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/5)		第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/6)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	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	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし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 (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 2 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	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	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)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	
	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と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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/5）				第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/6）			
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	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性	低圧代替注水系（常設）	最大 378m <sup>3</sup> /h で注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性	
	代替格納容器スプレィ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレィ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し、設定	緊急用海水系	伝熱容量：約 24MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温度 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）	・1,692m <sup>3</sup> /h にて格納容器内にスプレィ	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・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・プール水温度 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）	・伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 24MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）	伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
残留熱除去系（低圧注水モード）	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し、954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa [dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m <sup>3</sup> /h（0.14MPa [dif]）において（最大 1,676m <sup>3</sup> /h）にて注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性		
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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/5）			第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6/6）				
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	
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	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急速減圧操作	サブプレッション・プール水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系（常設）起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点				
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3 からレベル 8）が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定				
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定				
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定				
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定					
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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>7.1.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「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+崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、③「通常停止+崩壊熱除去失敗」、④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」、⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「小破断LOCA+崩壊熱除去失敗」、⑧「中破断LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象+RHR 失敗」、②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、③「外部電源喪失+DG 失敗（HPCS成功）」、④「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑤「外部電源喪失+直流電源喪失（HPCS成功）」、⑥「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+RHR 失敗」、⑦「手動停止/サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）+RHR 失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR 失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗（HPCS成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑫「小破断LOCA+RHR 失敗」、⑬「中破断LOCA+RHR 失敗」及び⑭「大破断LOCA+RHR 失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。</p> <p>以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，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7.1.4.2-1 図から第7.1.4.2-3 図に，手順の概要を第7.1.4.2-4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.4.2-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，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 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。</p> <p>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7.1.4.2-5 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. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。</p>	<p>心スプレイ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。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，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する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1 図に，手順の概要を第2.4.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，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ための当直運転員 4 名である。</p> <p>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2.4.2-3 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，18 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水                      原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。                      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、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</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2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認                      原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため、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を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。                      残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧                      運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。                      原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p>	<p>b. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水                      原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、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し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。                      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>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>c. 残留熱除去系機能喪失確認                      原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。                      残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧                      残留熱除去系機能喪失を確認後、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。                      サプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。                      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。                      ※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>e. 高圧炉心注水系による原子炉注水                      原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。                      高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。                      原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</p> <p>f. 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ェル雰囲気温度が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、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>g. 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継続しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>e. 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）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</p> <p>f. 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ェル雰囲気温度が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。                      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、ドライウェル圧力、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>g. 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> <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>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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、高圧炉心注水系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>7.1.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「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（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p>	<p>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>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR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。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後に高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m<sup>3</sup>/h (8.12～1.03MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m<sup>3</sup>/h (0.69MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象 起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後に低圧代替注水系（常設）による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 外部電源喪失時には、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) A TWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） 原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h (7.86MPa [gage]～1.04MPa [gage]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 高圧炉心スプレイ系 高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m<sup>3</sup>/h (1.38MPa[dif]において) (最大1,419m<sup>3</sup>/h) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>し安全弁（1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>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 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<sup>※1</sup>）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。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) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</p>	<p>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>(f) 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378m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(g) 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、130m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) 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> <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、サブプレッション・プール水温が65℃に到達した場合に実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(b) 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、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、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>(c) 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>(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）<sup>※2</sup>、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7.1.4.2-6図から第7.1.4.2-11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第7.1.4.2-12図から第7.1.4.2-14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7.1.4.2-15図から第7.1.4.2-18図に示す。</p> <p>※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（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                      給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。</p> <p>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した</p>	<p>(b) 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、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、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）<sup>*</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、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2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（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                      給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、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して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）を起動し、サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は、</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は、高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</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時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</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22時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・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>原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第7.1.4.2-12図に示すとおり初期値（約310℃）を上回ることとはなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.4.2-6図に示すとおり、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。</p> <p>第7.1.4.2-7図に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約22時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。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</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</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、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</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。</p> <p>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>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、第2.4.2-10図に示すとおり初期値（約309℃）を上回ることとはなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.4.2-4図に示すとおり、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。</p> <p>第2.4.2-5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おおむね冠水し、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、安定状態を維持できる。格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、サブプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>「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。</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>7.1.4.2.3 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>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</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>しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料 2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、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、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> <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は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、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に評価するが、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の</p>	<p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.4.2.2）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>熱水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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7.1.4.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順(サブプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格</p>	<p>水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順(サブプレッション・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。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、原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることはないことから、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り、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定</p>	<p>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原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の高圧炉心スプレイ系は、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 style="text-align: right;">（添付資料2.4.2.2）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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>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り、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（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、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、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原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。機器条件の高圧炉心注水系は、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 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 10 時間後であり、格納容器スプレイ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操作が可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はな</p>	<p>電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。機器条件の高圧炉心スプレイ系は、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>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の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が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合は同一の制御盤により実施可能であることか</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>い。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約22時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>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プレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約75分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage]であることから、格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する可能性がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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、事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないこと</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<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>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約1時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。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16時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>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、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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2.4.2.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約2時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]から0.31MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、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、「7.1.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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>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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした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。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、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、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18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>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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に約4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。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>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.4.2.3）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

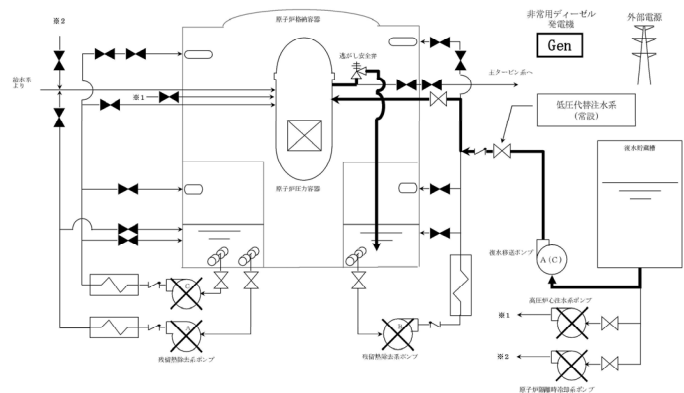
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポ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1,549kL）。</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</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>7.1.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失</p>	<p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯蔵槽への給水について、7日間の継続が可能である。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 style="text-align: right;">（添付資料2.4.2.4）</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1,141kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.4.2.5）</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系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手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、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、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ダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウ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。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。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、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、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ダリにかかる圧力並びに格納容器バウ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。なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び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。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、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	

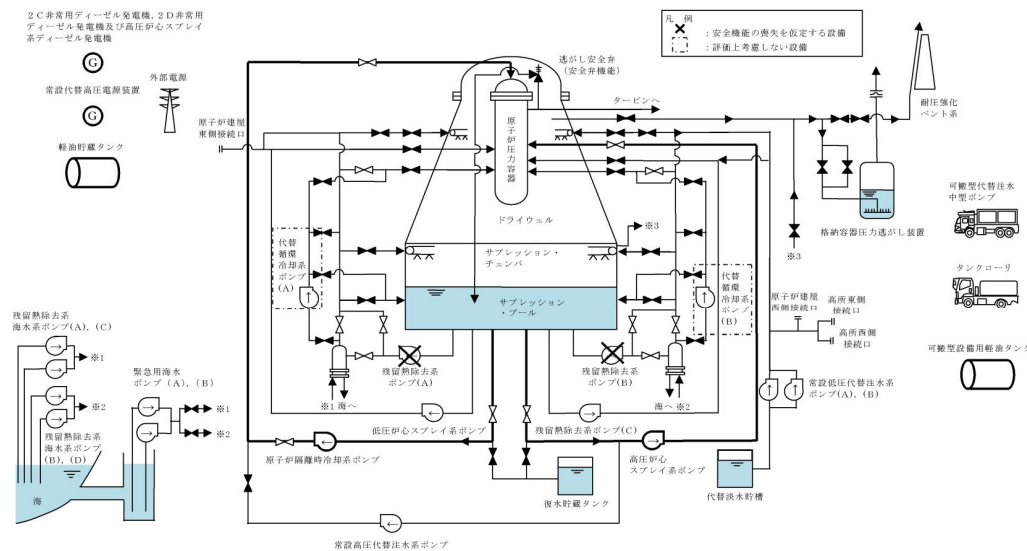
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.1-1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」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

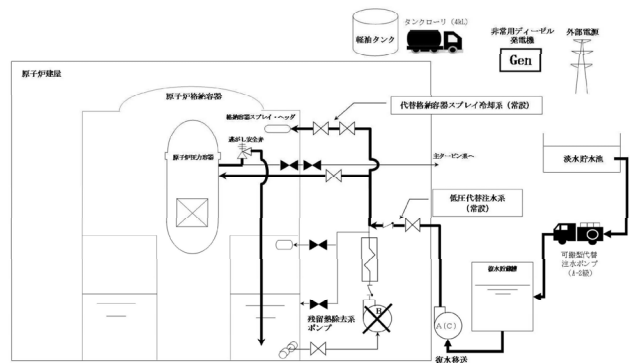


第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/4) (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階)

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 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉

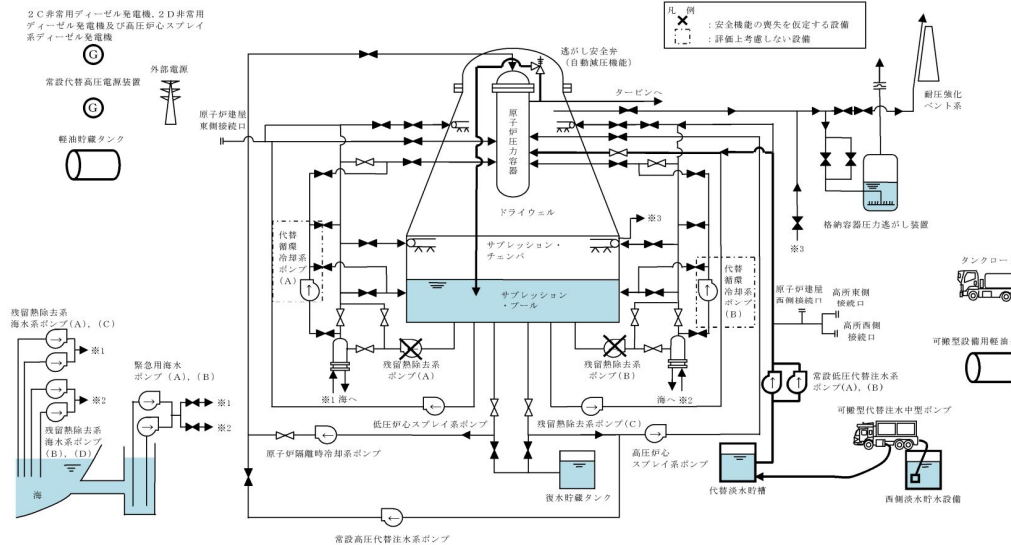


※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

第 7.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」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)

10-7-1-329

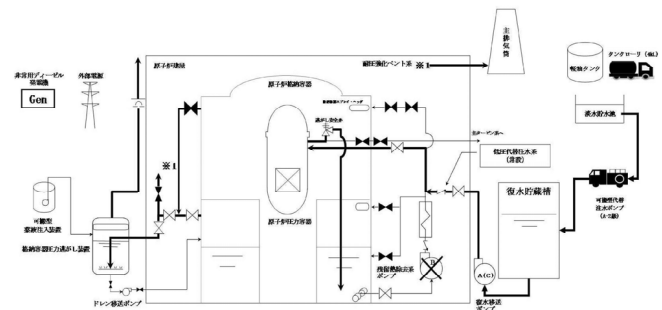
東海第二発電所



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

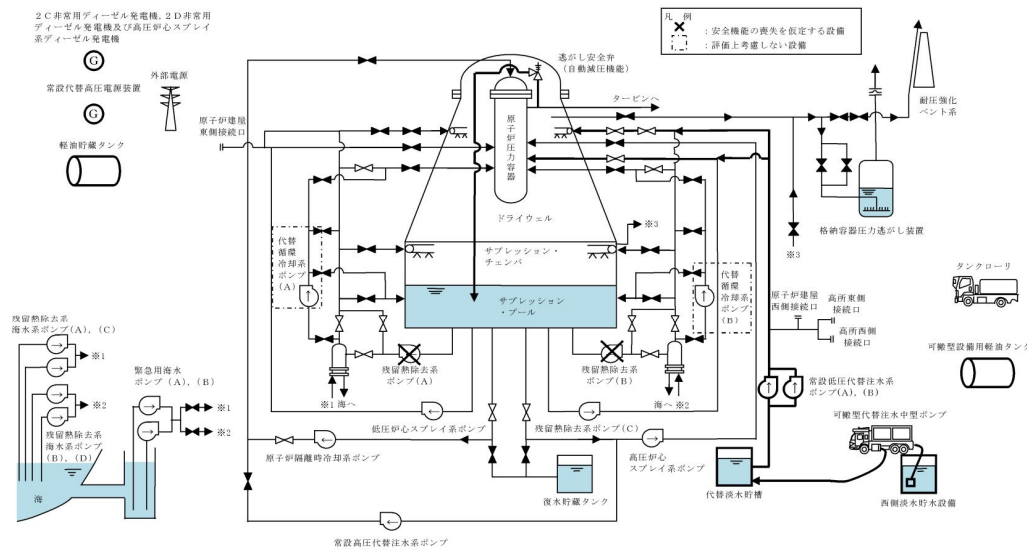
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉



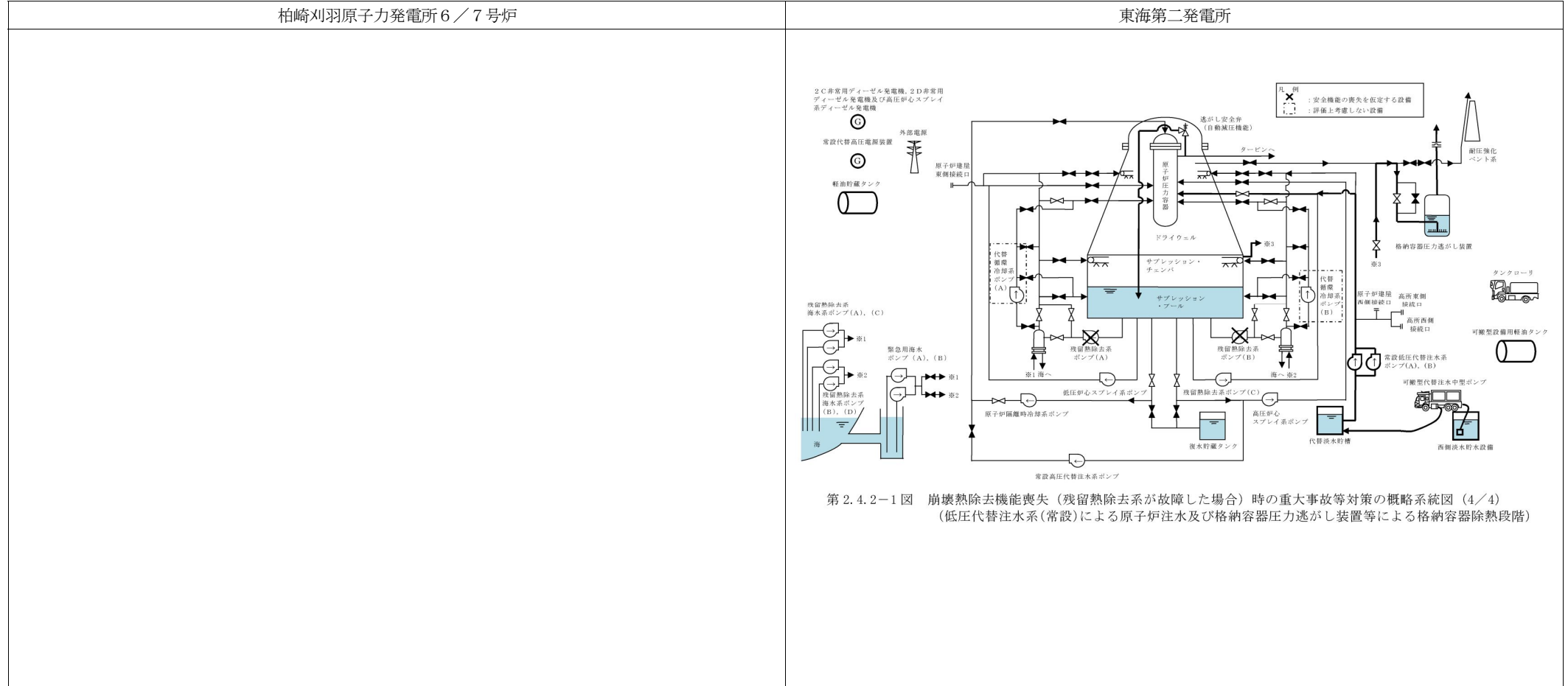
第 7.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所



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

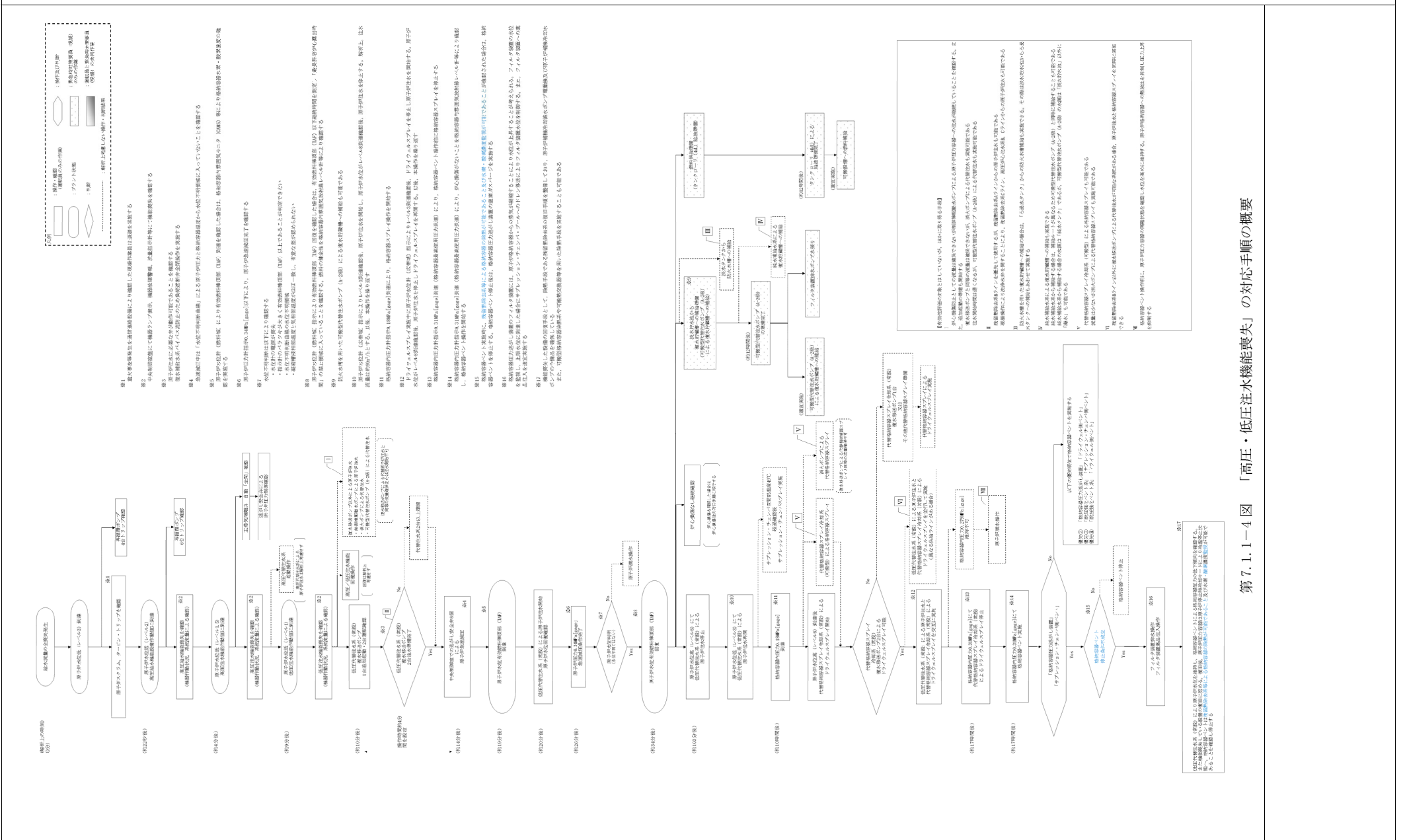
備考



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

備考

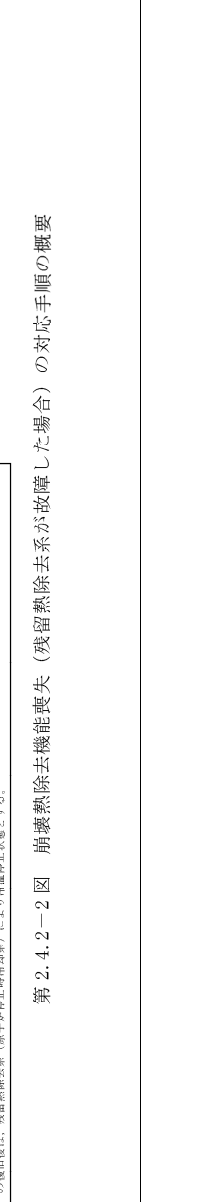
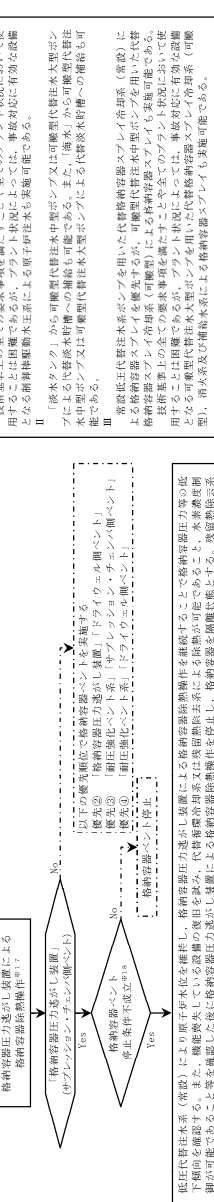
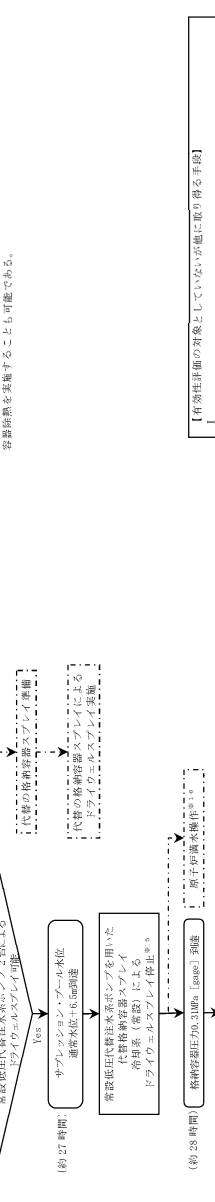
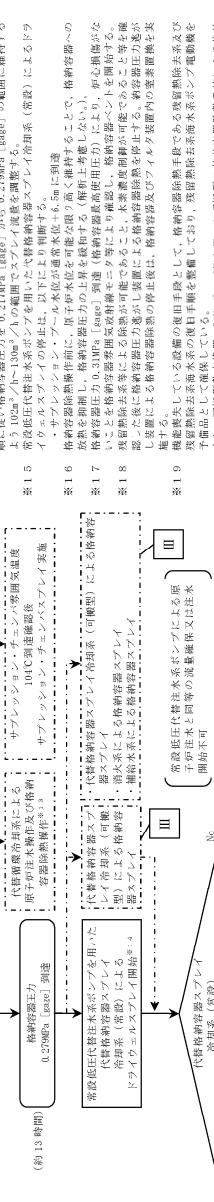
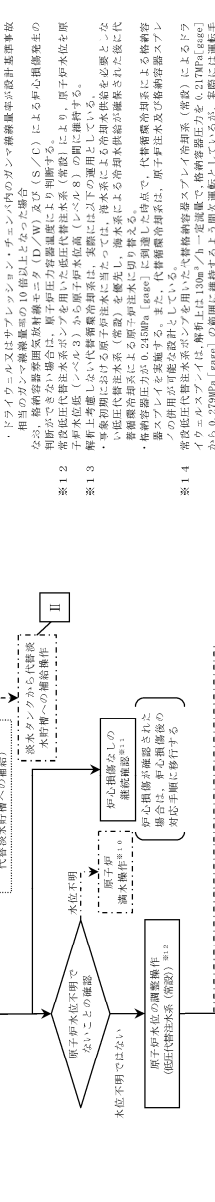
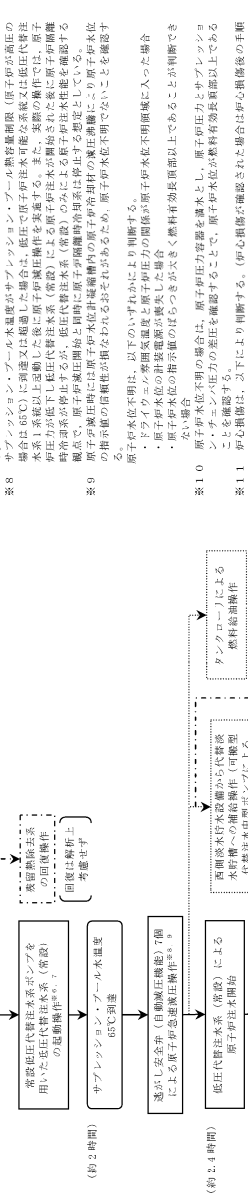
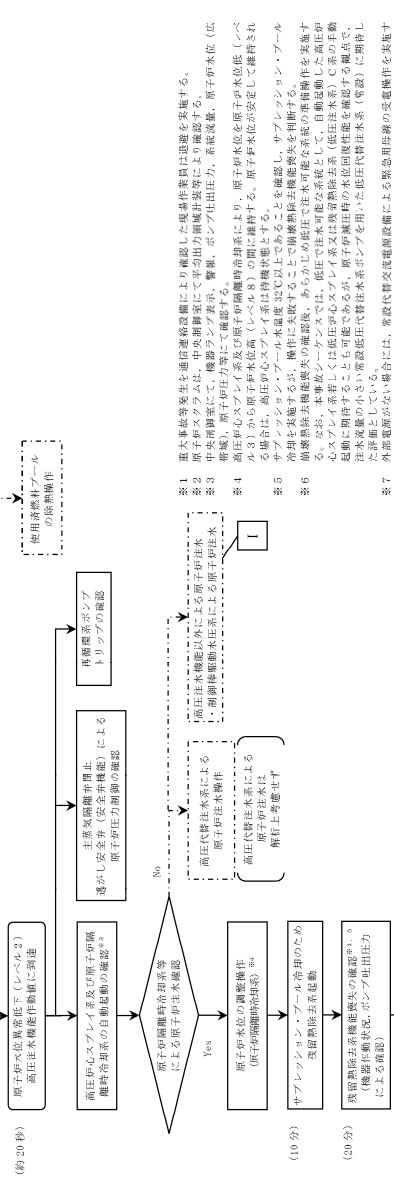
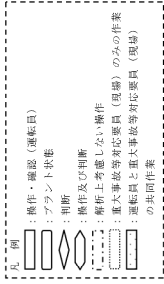
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.1-4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

東海第二発電所

備考



- ※1 重大事故発生時は通信設備により確認した異常発生員は直ちに通報する。
- ※2 原子炉停止後、中央制御室にて平均出力削減計画に基づき原子炉出力を調整する。
- ※3 中央制御室にて、機器ポンプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (圧力) 監視、原子炉圧力調整に要する。
- ※4 高圧炉冷却水ポンプ停止後、原子炉圧力調整に要する。
- ※5 サプレッションポンプ、原子炉冷却水ポンプ停止後、原子炉圧力調整に要する。
- ※6 崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の再評価を実施する。なお、本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統の再評価を実施する。
- ※7 原子炉圧力調整に要する。
- ※8 サプレッションポンプ、原子炉冷却水ポンプ停止後、原子炉圧力調整に要する。
- ※9 原子炉圧力調整に要する。
- ※10 原子炉圧力調整に要する。
- ※11 原子炉圧力調整に要する。
- ※12 原子炉圧力調整に要する。
- ※13 原子炉圧力調整に要する。
- ※14 原子炉圧力調整に要する。
- ※15 原子炉圧力調整に要する。
- ※16 原子炉圧力調整に要する。
- ※17 原子炉圧力調整に要する。
- ※18 原子炉圧力調整に要する。
- ※19 原子炉圧力調整に要する。

【有効性の評価】  
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することには困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる新炉体冷却水系統による原子炉注水も実用可能である。  
 II 従来の冷却水ポンプから可搬型冷却水ポンプがポンプ停止した場合は、事故対応に有効な設備となる可搬型冷却水ポンプによる原子炉注水も実用可能である。  
 III 常設低圧代注水ポンプを用いた代注水ポンプ停止後、原子炉圧力調整に要する。

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



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

高圧・低圧注水機能喪失

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		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
状況判断	責任者	6号	当直副長	1人		中央監視 緊急時対策本部連絡	19分	事象発生 原子炉スクラム 約22分 原子炉水位低（レベル2） 約24分 原子炉水位低（レベル1.5） 約29分 原子炉水位低（レベル1） プラント状況判断 約14分 原子炉急減風圧 約19分 原子炉水位有効燃料棒位置到達（※） 約20分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始 約34分 原子炉水位有効燃料棒位置回復（※） 約103分 原子炉水位高（レベル8）												※シールド内水位に基づく時間	
	指揮者	7号	当直副長	1人		各号炉運転操作指揮															
通報連絡者	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）		<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失確認</li> <li>原子炉スクラム、タービン・トリップ確認</li> <li>冷却材再循環ポンプトリップ確認</li> <li>原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認</li> <li>高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認</li> <li>高圧代替注水系起動操作</li> <li>主蒸気隔離弁全閉確認、透かし安全弁による原子炉圧力制御確認</li> <li>残留熱除去系 自動起動/機能喪失確認</li> </ul>	格納容器スプレイ室までレベル3～レベル4維持												解折上考慮せず	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 （解折上考慮せず）	—	—	—	—	—	—	—	給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復												対応可能な要員により対応する	
低圧代替注水系（常設） 準備操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	4分	復水給送ポンプ起動/運転確認 低圧代替注水系（常設）系構築													
原子炉急減風圧操作	(1人) k	(1人) a	—	—	—	—	5分	透かし安全弁 8個 手動開放操作													
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	—	残留熱除去系 注入弁操作													
低圧代替注水系（常設） 準備操作	—	—	2人 C, D	2人 c, d	—	—	—	放射線防護設備準備												10分	
	—	—	—	—	—	—	—	現場移動 低圧代替注水系（常設）現場系構築 空復水貯蔵槽吸込ライン切替え												30分	

第 7. 1. 1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

東海第二発電所																	
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）																	
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間（分）						備考						
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	0	10	20	30	40		50	60	70	80	90	100
責任者 当直発電長 1人 中央監視 運転操作指揮  補佐 当直副発電長 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 初動での指揮 至電所内外連絡  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）	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容 ▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）到達  ▽ プラント状況判断													
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 炉床定置金剛石の確認</li> <li>● 原子炉スクラムの確認</li> <li>● クービン停止の確認</li> <li>● 停層緊急ポンプトリップの確認</li> <li>● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> <li>● 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</li> <li>● 外部電源喪失の確認</li> <li>● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> </ul>	10分												外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系及び高圧 炉心スプレイ系）	【1人】 A	-	-	● 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作													低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	● 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作（失敗）		10分											
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	● 残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査													適宜実施 解析上考慮しない
常設代替交流電源 設備による緊急用 回路の受電操作	【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							外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系 ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作							3分						

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

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 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間 (時間)										備考	
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)			経過時間 (時間)										
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・西富熱除去系 注水弁操作	約26分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始										
代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・西富熱除去系 スプレィ弁操作	約10時間 格納容器圧力0.13MPa[gage]到達										
原子炉減水操作 (解祈上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.27MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への蒸気の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する										解祈上考慮せず
代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) オプション・チェンバースプレィ操作 (解祈上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・西富熱除去系 スプレィ弁操作	オプション・チェンバースプレィ温度40℃超過検知後 オプション・チェンバースプレィを実行する										解祈上考慮せず
可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による減水貯水池から復水貯水機への補給	-	-	-	-	6人	-	・放射線防護設備準備	16分										
	-	-	-	-	6人	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による復水貯水機への注水準備 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) 移動、ホース敷設 (減水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2線)、可搬型代替注水ポンプ (A-2線) から機庫C)、ホース接続、ホース水揚げ)	30分										
	-	-	-	-	※1	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による復水貯水機への補給	適宜実施										免職中継 (一時待避中)
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (パッキング構成)	6分										
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・放射線防護設備準備	16分										
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、パッキング構成)	9分										
	-	-	-	-	※1	-	・6号フィルタ設置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	8分										
	-	-	-	-	(2人)	-	・7号フィルタ設置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	6分										
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視										
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	適当操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 備中は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である (操作完了は、約20分後) 最終的実施方法は、停機時に設置された遠隔手段制御設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う										格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, d	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	20分										解祈上考慮せず
	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参考)	10人 (参考)	・フィルタ設置水位調整 ・フィルタ設置水位確認 ・フィルタ設置機具準備 ・ドレン移送ライン設置作業	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
給出準備	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護設備準備	16分										
	-	-	-	-	-	-	・貯水タンクからタンクローリ (4L) への補給	14分										タンクローリ (4L) 残量に応じて適宜補給タンクから補給
給出作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) への給水	適宜実施										作業中継 (一時待避中)
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 e, d	8人 (参考要員20人)	-	-	適宜実施										一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する

第 7.1.1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

				東海第二発電所																
				崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）																
				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・必要要員数 【 】は動作前後移動してきた要員			操作の内容																
	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)	事故発生 約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 約13時間 格納容器圧力0.279MPa [gauge]到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gauge]到達																
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス)	【1人】 A	-	-	●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の調整操作																
常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作																サプレッション・プールの貯留量制限到達までに実施
過剰し安全弁(自動減圧機能)による原子炉過剰減圧操作	【1人】 B	-	-	●過剰し安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作																
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統(常設))	【1人】 A	-	-	●低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統(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
常設低圧代替注水系統ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系(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統ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系(常設)による格納容器冷却操作																格納容器スプレイス中、適宜状態監視
代替蒸発冷却系による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●代替蒸発冷却系による原子炉注水操作																注水開始後、適宜原子炉水位調整
代替蒸発冷却系による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●代替蒸発冷却系による格納容器冷却操作																格納容器スプレイス中、適宜状態監視
原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系統ポンプを用いた低圧代替注水系統(常設)による原子炉注水の流量増加操作																原子炉水位を可能な限り高く維持
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統ポンプによる代替燃料プール注水系統(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作																適宜実施 20分 15分
格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備) ●第一準備操作場所への移動																5分
格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱の準備操作	【2人】 A, B, E	-	-	●格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備) ●第二準備操作場所への移動																125分
格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱操作(現場での第二準備)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力過剰(装置等)による格納容器除熱操作(現場での第二準備) ●第二準備操作場所への移動																75分
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格納容器への供給操作	-	-	2人 a, b	●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
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (作業)	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水漏れ補給操作																適宜実施
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (必要要員5人)																	

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

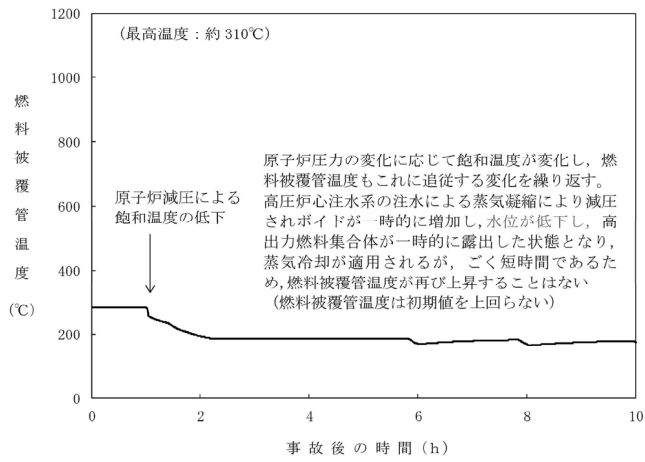
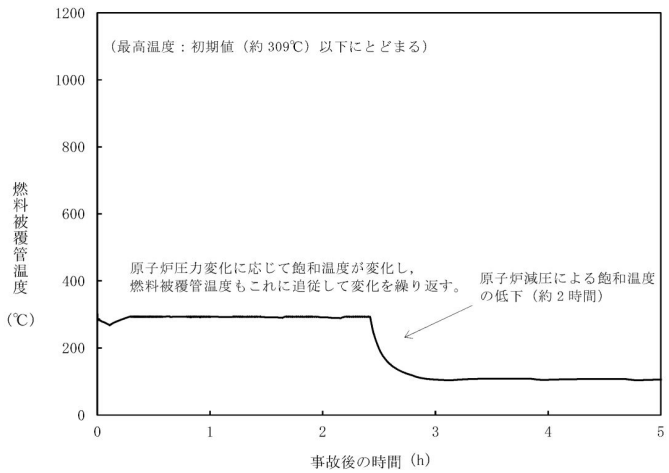
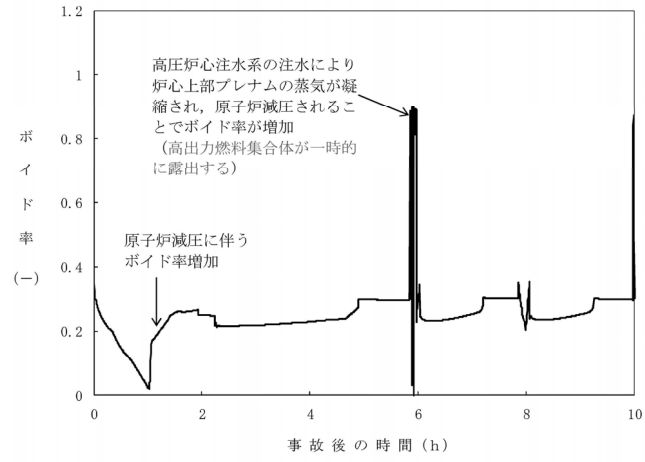
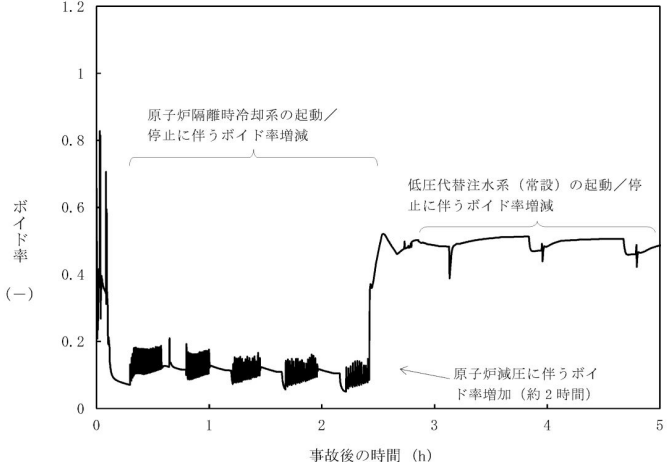
備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

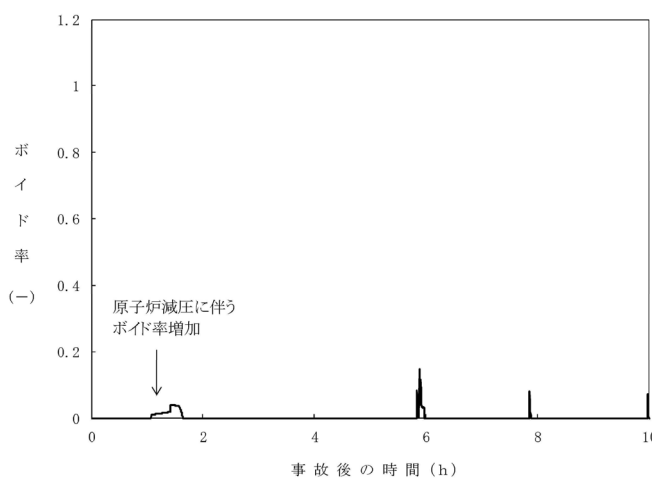
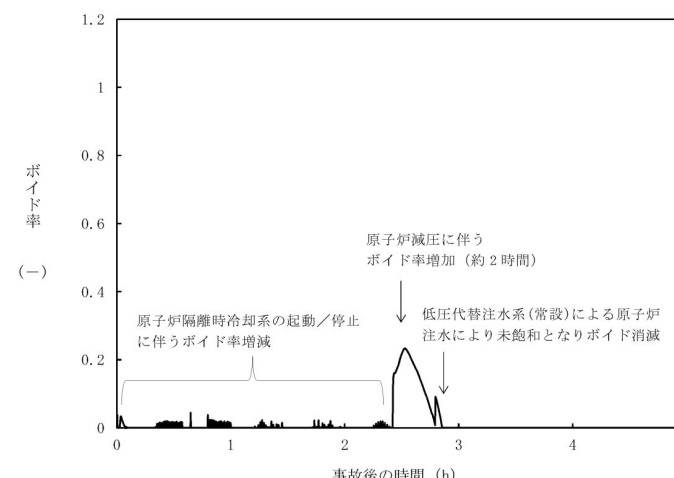
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7. 1. 4. 2-6 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2. 4. 2-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>第 7. 1. 4. 2-7 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2. 4. 2-5 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	

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 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位 (シユラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.4.2-8 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.4.2-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) 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 7.1.4.2-9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.4.2-7 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. 4. 2-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2. 4. 2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<p>第 7. 1. 4. 2-11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>		

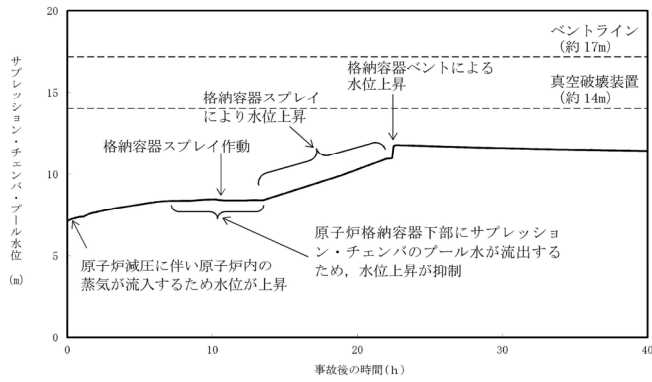
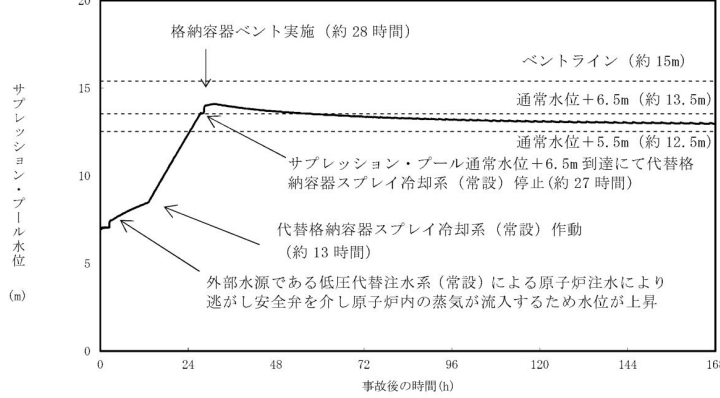
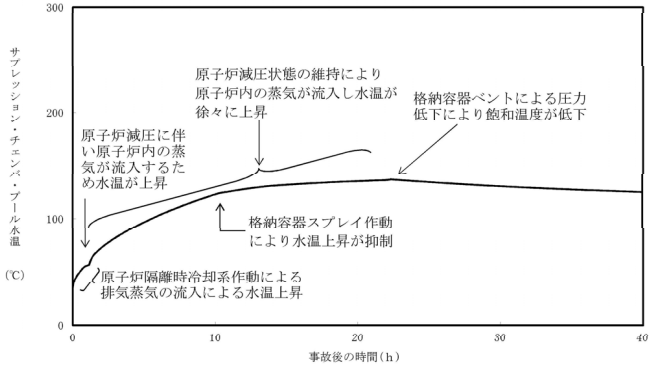
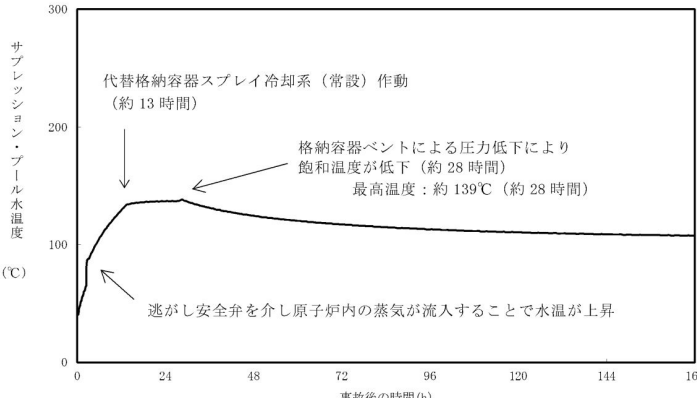
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最高温度：約 310°C)</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す。高圧炉心注水系の注水による蒸気凝縮により減圧されボイドが一時的に増加し、水位が低下し、高出力燃料集合体が一時的に露出した状態となり、蒸気冷却が適用されるが、ごく短時間であるため、燃料被覆管温度が再び上昇することはない (燃料被覆管温度は初期値を上回らない)</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最高温度：初期値 (約 309°C) 以下にとどまる)</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (約 2 時間)</p> <p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す。</p>	
<p>第 7.1.4.2-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p> <p>高圧炉心注水系の注水により炉心上部プレナムの蒸気が凝縮され、原子炉減圧されることでボイド率が増加 (高出力燃料集合体が一時的に露出する)</p>	 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (約 2 時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動 / 停止に伴うボイド率増減</p> <p>低圧代替注水系 (常設) の起動 / 停止に伴うボイド率増減</p>	
<p>第 7.1.4.2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 2.4.2-11 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>原子炉減圧に伴う ボイド率増加</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.4.2-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>(一)</p> <p>原子炉減圧に伴う ボイド率増加 (約 2 時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止 に伴うボイド率増減</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉 注水により未飽和となりボイド消滅</p> <p>ボイド率</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</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>第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.1.4.2-16 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="168 683 750 710">第 7. 1. 4. 2-17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	 <p data-bbox="1064 742 1646 774">第 2. 4. 2-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
 <p data-bbox="156 1244 750 1276">第 7. 1. 4. 2-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>		

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）				2 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）					
1-1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）				1-2 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）					
1-1-1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）				1-2-1 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）					
1-1-1-1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）				1-2-1-1 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）					
第 7.1.4.2-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について				第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（1/3）					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備			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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 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)	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイ系による 原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 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注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、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)	残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。	-	-	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サブプレッション・プール水温度
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プール水温度が上昇するため、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のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	-	-
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 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)	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 [gauge] 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。	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 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)	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	格納容器内圧力 (D/W) 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 格納容器内蒸気放射線レベル (D/W) 格納容器内蒸気放射線レベル (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差圧
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 [gauge] 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。	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 級) タンクローリ (4tL)	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 【高圧炉心注水系系統流量】 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 0.31MPa [gauge] 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。	格納容器内圧力 (D/W) 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 格納容器内蒸気放射線レベル (D/W) 格納容器内蒸気放射線レベル (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差圧	格納容器内圧力 (D/W) 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 格納容器内蒸気放射線レベル (D/W) 格納容器内蒸気放射線レベル (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差圧	格納容器内圧力 (D/W) 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 格納容器内蒸気放射線レベル (D/W) 格納容器内蒸気放射線レベル (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差圧
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 [gauge] 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/W) 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 格納容器内蒸気放射線レベル (D/W) 格納容器内蒸気放射線レベル (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差圧	* 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 dış）				□：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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

<p>前ページと同じ</p> <p>第 7.1.4.2-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について</p>				<p>東海第二発電所</p> <p>第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（2/3）</p>					
判別及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備			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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	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
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	—	—	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 (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
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水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) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	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 (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
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プール水温度が上昇するため、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のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	—	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系】 タンクローリ (4BL)
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系】 タンクローリ (4BL)	高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 タンクローリ (4BL)	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4BL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (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。	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系統流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	—	格納容器内圧力 (D/W) 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差圧
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。	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 級) タンクローリ (4BL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系統流量 (RR 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。	格納容器内圧力 (D/W) 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差圧	—	格納容器内圧力 (D/W) 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差圧
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/W) 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差圧	<p>【 】：重大事故等対処設備（設計基準 dış 派）</p> <p>■：有効性評価上考慮しない操作</p>				

\* 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

<p>前ページと同じ</p> <p>第 7.1.4.2-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について</p>				<p>東海第二発電所</p> <p>第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3/3）</p>					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備			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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA 燃料域） 原子炉水位（SA 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
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 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)	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水位 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	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、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)	原子炉圧力が 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。	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	格納容器内圧力 (D/W) 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劣化	-	-
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため、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のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	原子炉圧力が 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	-	-	-
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (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	-	-
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	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)	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	-	-
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。	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 級) タンクローリ (4tL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RRR 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/W) 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劣化					

【 】：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

\* 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）			第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/6）		
	項目	主要解析条件		項目	主要解析条件
	解析コード	原子炉側：SAFER 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
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]		原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]
	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）
	炉心流量	52,200t/h		炉心流量	48,300 t / h
	炉心入口温度	約 278℃		炉心入口温度	約 278℃
	炉心入口サブクール度	約 10℃		炉心入口サブクール度	約 9℃
	燃料	9×9 燃料（A 型）		燃 料	9 × 9 燃料（A 型）
	最大線出力密度	44.0 kW/m		最大線出力密度	44.0kW/m
	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
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>		格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>		格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間 差圧）			
	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）			
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃			
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]			
	格納容器温度	57℃			
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℃）				
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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉			東海第二発電所					
前ページと同じ								
第7.1.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）			第2.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/6）					
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	
	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值）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定	
	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（ドライウエ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		外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
	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	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	燃料	9×9燃料（A型）	-			安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計限界値として設定		外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる	
	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（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）					
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）					
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値					
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	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								



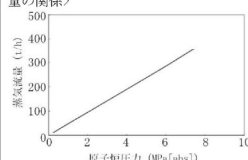
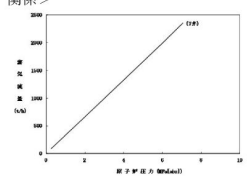
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉		東海第二発電所	
第7.1.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/5)		前ページと同じ	
第7.1.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/5)		第2.4.2-2表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/6)	
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェル・サブプレッション・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・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
	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
	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる
備考			

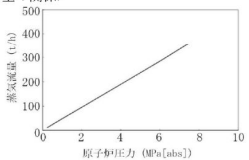
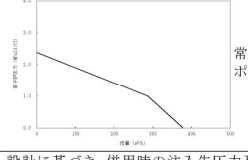
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)			第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/6)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	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	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル 3) で 4 台、原子炉水位低 (レベル 2) で残りの 6 台がトリップ	A TWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号で 2 台全てがトリップ	A TWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m <sup>3</sup> /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 136.7m <sup>3</sup> /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m <sup>3</sup> /h (0.69MPa[dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水ポンプ 1 台による注水特性	高圧炉心スプレイ系 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 1,419m <sup>3</sup> /h (1.38MPa [dif] において) (最大 1,419m <sup>3</sup> /h) にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定  高圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性
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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）			第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/6）			
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	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	逃がし安全弁	<p>逃がし弁機能</p> <p>7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個</p> <p>7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個</p> <p>7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個</p> <p>7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個</p> <p>7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個</p> <p>7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個</p>	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	<p>安全弁機能</p> <p>7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり)</p> <p>8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり)</p> <p>8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)</p>	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧</p> <p>&lt;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&gt;</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>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</p> <p>&lt;原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係&gt;</p> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定			
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計値を考慮して、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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉		東海第二発電所	
前ページと同じ		第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/6）	
第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）		第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/6）	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	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	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の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	常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性 
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器圧力逃がし装置等	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計値を考慮して、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	130m³/h にて格納容器内へスプレイ 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
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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/5）				第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）			
項目		主要解析条件	条件設定の考え方	項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサブプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定	重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブプレッション・プール水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	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		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		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
備 考							