

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</p> <p>2.3.1.1 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」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）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う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、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、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る原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し、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）、低圧代替注水系（可搬型）による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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置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）」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による原子炉注水手段を整備する。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原子炉補機</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）</p> <p>2.3.1.1 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「全交流動力電源喪失（長期TB）」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+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」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（長期TB）」は、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで、原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には、炉心が露出することで炉心損傷に至る。</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、直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで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、全交流動力電源喪失に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水によって原子炉水位を維持し、その後原子炉を減圧し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器スプレイ機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。</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（長期TB）」において、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する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>東海第二は2C / 2DのDGとHPCSのDGがわかれているため表現が異なるが、実態として相違はない。</li> <li>東海第二では直流も含め全交流動力電源喪失対策と表現</li> <li>ここでは安全機能に着目した表現とし、後段でこれらの安全機能を担保する具体的な設備を説明</li> <li>東海第二では原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールとしていることから、サプレッション・プール水温上昇により原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前に、交流電源に依存しない可搬型設備による原子炉注水を実施。ま</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.3.1.1 から図 2.3.1.4 に、手順の概要を図 2.3.1.5 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表 2.3.1.1 に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、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 30 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 10 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 34 名である。必要な要員と作業項目について図 2.3.1.6 に示す。</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。                  原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 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</p>	<p>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常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 22 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名、初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) の現場系統構成を行う重大事故等対応要員 4 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 22 名及び招集要員 6 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認                  外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。                  原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力計等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認                  原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点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。                  原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位計 (広帯域、燃料域)、原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)                  原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉水位が回復することを確認する。また、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) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持する。                  原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系) に必要な計装設備は、原子炉水位計 (広帯域、燃料域) 等である。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認</p>	<p>た、同じポンプを用いた格納容器スプレイにも期待している (①)</p> <p>・要員の招集に要する時間は 1 章にて記載</p> <p>・必要要員数の違い</p> <p>・参集要員に期待する作業の違い</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<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，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源切替                      原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため，事象発生から8時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切替）を実施する。事象発生から，19 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切替）を実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。なお，所内蓄電式直流電源設備の切替操作を実施する際には，時間的余裕を確保するため，原子炉水位高（レベル 8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉隔離時冷却系を停止し，切替操作を実施する。</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                      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。</p>	<p>全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による交流電源復旧等を開始する。</p> <p>e. 直流電源の負荷切離し操作                      早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切り離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。</p> <p>f. 低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作                      全交流動力電源喪失の確認後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。</p> <p>g. タンクローリによる燃料補給操作                      タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。</p> <p>h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作                      サプレッション・プール水温度が 65℃に到達し，低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。                      逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力計等である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））                      逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復する。また，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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。                      原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位計（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量系等である。</p> <p>j. 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                      全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及</p>	<p>・運用の違い</p> <p>・直流電源の枯渇防止のため，柏崎 6/7 号では直流電現設備の切り替え，東海第二では，直流電源の不可切離しを実施する (②)</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・東海第二では，代替格納容器スプレイ冷却系（可</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<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の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を二次格納施設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二次格納施設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原子炉格納容器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>f. 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、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。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>g. 残留熱除去系 (低圧注水モード) 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、原子炉圧力が残留熱除去系 (低圧注水モード) 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>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である。</p> <p>h. 残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) による原子炉格納容器除熱</p> <p>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を低圧注水モードから格納容器スプレイモード (ドライウェル側のみ) に切替えるとともに、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>び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に到達した場合は、現場操作に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。</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に必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力計、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計、サブプレッション・プール水位計等である。</p> <p>k. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p> <p>l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</p> <p>n. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、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、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は、原子炉水位計 (広帯域)、残留熱除去系系統流量計等である。</p> <p>以降は、残留熱除去系により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) 設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施する。</p>	<p>搬型) による格納容器冷却を実施することで、24 時間後の交流電源復旧まで格納容器圧力逃がし装置の実施基準 (310kPa [gage]) に到達しない</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の違い</li> <li>・同上 (①)</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>i. 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水                  残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード (ドライウェル側のみ) への切替え後は、低圧代替注水系 (常設) を用いて原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。                  低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量 (原子炉圧力容器) 等である。                  以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価                  (1) 有効性評価の方法                  本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象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する「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」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>o. 使用済燃料プールの冷却操作                  対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。</p> <p>p. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作                  対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価                  (1) 有効性評価の方法                  本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)」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、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、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出 (臨界流・差圧流)、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流及びECCS注水 (給水系及び代替注水設備含む) 並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサプレッション・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。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を</p>	<p>・東海第二では対応可能な要員にて実施する操作についても記載 (ヒアコメント対応)</p> <p>・東海第二では被覆管温度はそれほど高温とならないため CHASTE 評価は不</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<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                      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表2.3.1.2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                      (a) 起因事象                      送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                      外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、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                      (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は原子炉水位低 (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>考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度の評価結果がSAFE Rコードより低くなるCHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件                      本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.3.1-2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                      (a) 起因事象                      送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                      起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件                      (a) 原子炉スクラム                      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原子炉保護系電源喪失及びタービン蒸気加減弁急速閉信号は保守的に考慮せず、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系                      原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号により自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h (原子炉圧力1.04~7.86MPa[dif]において) の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は、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) 設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。</p>	<p>要と判断</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・東海第二では、原子炉水位低下を厳しくする観点で、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル3) 信号としている</li> <li>・設備設計の違い</li> <li>・ヒアリングコメント対応</li> <li>・原子炉減圧時の低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減</li> </ul>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>(c) 逃がし安全弁                      逃がし安全弁の<b>逃がし弁機能</b>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<b>自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2個)</b>を使用するものとし、容量として、<b>1個あたり定格主蒸気流量の約5%</b>を処理するものとする。</p> <p>(d) 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<b>事象発生から24時間後に手動起動し、954m<sup>3</sup>/h (0.27MPa[dif])</b>において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系 (格納容器スプレイモード)                      逃がし安全弁による原子炉減圧後、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手動起動し、<b>954m<sup>3</sup>/h</b>にて原子炉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基あたり約<b>8MW</b> (サブプレッション・チェンバのプール水温<b>52℃</b>、海水温度<b>30℃</b>において) とする。</p>	<p>※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(c) 低圧代替注水系 (可搬型)                      原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却性の観点で機器設計上の最小要求値である<b>最小流量特性 (注水流量：0~110m<sup>3</sup>/h、注水圧力：0~1.4MPa[dif])</b>とし、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、<b>50m<sup>3</sup>/h (一定)</b>を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は、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) 設定点の範囲に維持する。</p> <p>(d) 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の上昇を抑制可能な流量を考慮し、<b>130m<sup>3</sup>/h (一定)</b>を用いるものとする。また、格納容器スプレイは、<b>サブプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</b></p> <p>(e) 逃がし安全弁                      逃がし安全弁 (<b>安全弁機能</b>) 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 (<b>自動減圧機能</b>) <b>7弁</b>を使用するものとし、容量として、<b>1弁あたり定格主蒸気流量の約6%</b>を処理するものとする。</p> <p>(f) 残留熱除去系 (低圧注水系)                      残留熱除去系 (低圧注水系) ポンプは<b>1台</b>使用するものとし、<b>非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0~1,676m<sup>3</sup>/h (0~1.55MPa[dif])</b>において) の流量で原子炉へ注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)                      非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、<b>原子炉注水を停止している期間に1.9×10<sup>3</sup>t/h</b>の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち<b>95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。</b>伝熱容量は、熱交換器1基当たり約<b>43MW</b> (サブプレッション・プール水温度<b>100℃</b>、海水</p>	<p>圧操作と同時に原子炉隔離時冷却系による注水を停止</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7 号 (2017 年 2 月 15 日版)	東二	
<p>(f) 低圧代替注水系 (常設)                      残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード (ドライウェル側のみ) への切替え後に、崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</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 (流路面積約 70%開*) にて原子炉格納容器除熱を実施する。                      ※ 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 50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。                      解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作 (流路面積約 70%開) とする。</p> <p>(h) 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・チェンバのプール水温 100℃、海水温度 30℃において) とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件                      運転員等操作に関する条件は、「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交流電源の供給を開始する。</p> <p>(b) 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>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から 24 時間後に開始する。</p> <p>(d) 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</p>	<p>温度 32℃において) とする。</p> <p>(h) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系)                      格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り換える。伝熱容量は残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) と同様とする。</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 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。</p> <p>(b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施する。</p> <p>(c) 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) は、余裕時間を確認する観点で事象発生から 8 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。</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は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、常設代替高圧電源装置に</p>	<p>・設備設計及び運用の違い                      東海第二では、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系が使用可能であるため、残留熱除去系海水系にて格納容器除熱に期待した評価としている (③)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7 号 (2017 年 2 月 15 日版)	東二	
<p>発生 24 時間後に開始する。</p> <p>(e) 低圧代替注水系 (常設) 起動操作は、事象発生から 24 時間後に開始する。なお、サプレッション・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置-1m に到達した場合、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) の起動操作は、事象発生から約 25 時間後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価 (敷地境界での実効線量評価) の条件                  本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価にあたっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針 (原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日) に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>(a) 事故発生時の冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 <math>1.3 \times 10^{12} \text{Bq}</math> となる。</p> <p>(b) 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>※1</sup>である <math>3.7 \times 10^{13} \text{Bq}</math> とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては <math>\gamma</math> 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 <math>9.9 \times 10^{14} \text{Bq}</math>、よう素については I-131 等価量で約 <math>6.5 \times 10^{13} \text{Bq}</math> となる。</p> <p>※1 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏洩率 (f 値) 1mCi/s (<math>3.7 \times 10^7 \text{Bq/s}</math>) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏洩率が <math>3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}</math> (100mCi/s) の場合、全希ガス漏洩率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は <math>1.4 \times 10^{12} \text{Bq}</math> (37Ci) であり、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ <math>3.7 \times 10^{13} \text{Bq}</math> (1000Ci) を条件としている。(1Ci = <math>3.7 \times 10^{10} \text{Bq/s}</math>)</p> <p>出典元                  ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032)                  ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p> <p>(c) 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>(d) 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移</p>	<p>よる非常用母線受電操作及び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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・記載箇所の違い</li> <li>・炉心損傷防止対策の有効性評価におけるベントに期待するシーケンスは、ベントタイミングに有意な差はないが、RPV バウンダリの破断箇所から D/W に放出された FP が D/W ベントにより S/P スクラビング (DF) なしに環境へ放出されるため、敷地境界外の実効線量が厳しくなる LOCA 時注水機能喪失にて評価している</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。</p> <p>(e) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>(f) サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>(g) 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \dots \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m<sup>3</sup>/hを秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H<sub>∞</sub> : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)</p> <p>Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)</p> <p>(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \dots \dots (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)</p> <p>(γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>(h) 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10<sup>-5</sup> (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 (D/Q) を 1.9×10<sup>-19</sup> (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>筒放出, 実効放出継続時間 1 時間の値として, 相対濃度 (<math>\chi/Q</math>) は <math>6.2 \times 10^{-6}</math> (s/m<sup>3</sup>), 相対線量 (D/Q) は <math>1.2 \times 10^{-19}</math> (Gy/Bq) とする。</p> <p>(i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10, 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000, 排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。                      (添付資料 2.3.1.1)</p> <p>(4) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) ※<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図 2.3.1.7 から図 2.3.1.12 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図 2.3.1.13 から図 2.3.1.15 に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図 2.3.1.16 から図 2.3.1.19 に示す。</p> <p>a. 事象進展                      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。                      所内蓄電式直流電源設備は, 負荷切離しを行わずに 8 時間, その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替 (蓄電池 A から蓄電池 A-2) を実施し, 加えて事象発生から 19 時間経過するまで直流電源切替 (蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池) を実施することにより, 更に 16 時間の合計 24 時間にわたり, 重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。この間, 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル 2) での自動起動及び原子炉水位高 (レベル 8) でのトリップを繰り返すことによって, 原子炉水位は適切に維持される。                      (添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.3)</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 (シュラウド内外水位) ※, 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 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管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破裂が発生した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 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 図に示す。                      ※: 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し, 運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお, シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから, 原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展                      全交流動力電源喪失後, 原子炉スクラム, 主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生し, 原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると, 原子炉隔離時冷却系が自動起動し, 原子炉への注水が開始されることで, 原子炉水位は維持される。                      所内常設直流電源設備は, 事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて一部の負荷を切り離し, 事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切り離しを実施することにより, 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。                      (添付資料 2.3.1.1, 2.3.1.2)</p>	<p>・記載箇所の違い</p> <p>・同上 (②)</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>事象発生から24時間経過した時点で、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、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。</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、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16時間経過した時点で実施する。また、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、真空破壊装置の機能は維持される。この点と、蒸気の流入によってサブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、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>※2 シュラウド内側は、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、シュラウド外側の水位より、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、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。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>b. 評価項目等                      燃料被覆管の最高温度は、図2.3.1.13に示すとおり、初期値(約310℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>事象発生から8時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了した時点で、逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁(自動減圧機能)開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流電源供給を開始し、その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)を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却が維持される。</p> <p>また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生から約13時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、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開始し、事象発生から24時間後に交流電源が復旧した時点で残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。</p> <p>b. 評価項目等                      燃料被覆管温度は、第2.3.1-9図に示すとおり、炉心の冷却が維持され、初期値(約309℃)以下にとどまることから、評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量</p>	<p>・ 同上 (①)</p> <p>・ 同上 (③)</p> <p>・ 同上 (③)</p> <p>・ 記載箇所の違い</p> <p>・ 設備設計の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>原子炉圧力は、図2.3.1.7 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、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℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.4)</p> <p>図2.3.1.8 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約16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し、さら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実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.5)</p> <p>格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約<math>9.9 \times 10^{-3}</math>mSvであり、5mSvを下回る。また、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約<math>4.9 \times 10^{-2}</math>mSvであり、5mSvを下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>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>2.3.1.3 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</p>	<p>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、評価項目である15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第2.3.1-4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8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、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 (0.3MPa程度) を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍 (10.34MPa[gage]) を下回る。</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り、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による格納容器除熱を実施することで、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℃に抑えられる。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目である最高使用圧力の2倍 (0.62MPa[gage]) 及び200℃を下回る。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続することで、炉心は冠水状態を維持し、冷却が維持される。その後、非常用母線の受電完了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実施することで、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.1.3)</p> <p>安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、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>2.3.1.3 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は、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>・ 同上 (③)</p> <p>・ 同上 (③)</p> <p>・ 東海第二では冷温停止又は高温停止まで記載 (ヒアリングコメント対応)</p> <p>・ 同上 (③)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>する。</p> <p>「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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、所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2)、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、所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) 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、「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10℃～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 (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 (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が確認されているが、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され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</p>	<p>本重要事故シーケンスは、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、直流電源の負荷切離し操作を実施すること、原子炉隔離時冷却系が機能維持している期間内に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施すること、全交流電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから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こと並びに事象発生24時間後に交流電源を復旧し残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、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及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、直流電源の負荷切離し操作、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)、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並びに残留熱除去系による原子炉注水及び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実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて50℃程度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、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とす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が、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とす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>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実験解析において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が確認されているが、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不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度</p>	<p>・ 同上 (①②③)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器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、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器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 2.3.1.6)</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評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、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が確認されているが、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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.6)</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、表 2.3.1.2 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</p>	<p>の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする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、その差異は小さいため、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) による格納容器冷却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 2.3.1.4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、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>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 実験解析において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が確認されているが、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、不確かさが小さくなるものと推定され、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、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.4)</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 2.3.1-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評</p>	

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>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 42.0kW/m 以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、<b>操作手順 (減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはない</b>、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 に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件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、<b>発生する蒸気量は少なくなる</b>ことから、原子炉水位の低下が<b>緩和され</b>、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、<b>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</b>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<b>空間部及び液相部</b>、サプレッション・<b>チェンバ</b>・プール水位、格納容器圧力、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うるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系 (低圧注水<b>モード</b>) 及び低圧代替注水系 (<b>常設</b>) は、本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)、<b>原子炉水位の回復</b>は早くなる可能性がある。<b>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ため</b>、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 2.3.1.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが、<b>原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約 310℃) を上回ることはない</b>ことから、上記の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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 に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、<b>本解析条件の不確かさとして</b>、最確条件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、<b>発生する蒸気量は少なくなる</b>ことから、原</p>	<p>価する。解析条件の設定にあたっては、<b>設計値を用いるか又は</b>評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の<b>燃料棒</b>最大線出力密度は、解析条件で<b>設定した</b> 44.0kW/m に対して最確条件は約 <b>33~41kW/m</b> であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、<b>事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され</b>、燃料被覆管温度を操作開始の起点とす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、解析条件で<b>設定した</b>燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は <b>33GWd/t</b> 以下であり、最確条件とした場合は<b>崩壊熱が小さくなる傾向となるため</b>、<b>原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少</b>することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、<b>事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保される</b>ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及びサプレッション・プール水位の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<b>格納容器圧力</b>、格納容器<b>雰囲気</b>温度、格納容器容積 (ウェットウェル) 及びサプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系 (<b>可搬型</b>) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) は、<b>最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため</b>、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 2.3.1.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で<b>設定した</b> 44.0kW/m に対して最確条件は約 <b>33~41kW/m</b> であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、<b>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる</b>。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で<b>設定した</b>燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は <b>33GWd/t</b> 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が小さくなり、<b>原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少</b>することで、</p>	<p>・格納容器空間体積などは<b>設計値</b>を使用し、D/W 雰囲気温度の初期条件などは保守的な条件を設定している。</p> <p>・対策の違い</p> <p>・炉心設計の違い</p> <p>・炉心運用の違い</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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 (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 (添付資料 2.3.1.6)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2) は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されるため問題とならない。</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 16 時間後であり、格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め実施可能である。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予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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器</p>	<p>原子炉水位の低下は緩和され、格納容器圧力等の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系 (可搬型) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (添付資料 2.3.1.4)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離し操作 (中央制御室) は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離し操作 (現場) は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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) は、解析上の操作開始時間として事象発生から8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、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p>操作条件の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・チェンバ圧力 279kPa [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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。</p>	<p>・対策の違い</p> <p>・同上 (②)</p> <p>・同上 (①)</p> <p>・同上 (②)</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) は、解析上の操作開始時間として事象発生から19時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されるため問題とならない。</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可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。                      (添付資料 2.3.1.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2) 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変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) は、運転員等操作時間に与え</p>	<p>東二</p> <p>操作条件の残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間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操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離し操作は、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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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) 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操作開始時間より若干早まる可能性があるが、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>・ 同上 (②)</p> <p>・ 同上 (③)</p> <p>・ 同上 (②)</p> <p>・ 同上 (①)</p> <p>・ 同上 (③)</p> <p>・ 同上 (②)</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>る影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の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る可能性がある。この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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>(添付資料 2.3.1.6)</p>	<p>操作条件の残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水は、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操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.3.1.4)</p>	<p>・ 同上 (③)</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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2) については、原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが、原子炉水位高 (レベル 8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</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>操作条件の直流電源の負荷切離し操作 (中央制御室) は事象発生から1時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離し操作 (現場) は事象発生から8時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>・ 同上 (②)</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16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、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の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p>	<p>操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) 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) は、低圧代替注水系 (可搬型) の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>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、事象発生約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系 (可搬型) と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を8時間後と想定していることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>・ 同上 (①)</p> <p>・ 同上 (③)</p>
<p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) については、原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが、原子炉水位高 (レベル 8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できるため、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</p>	<p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、非常用母線の</p>	<p>・ 同上 (②)</p> <p>・ 同上 (③)</p>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>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、4時間程度の準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.6)</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>2.3.1.4 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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び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34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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源                  原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約1,600m<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3,200m<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る。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯</p>	<p>受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としていることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.4)</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。この結果、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>2.3.1.4 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「全交流動力電源喪失 (長期TB)」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり22名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。                  また、必要な招集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の71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「全交流動力電源喪失 (長期TB)」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、以下のとおりである。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>a. 水源                  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2,130m<sup>3</sup>必要となる。                  水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約5,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.1.6)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・体制の違い</li> <li>・必要要員数の違い</li> <li>・対策の違い</li> <li>・設備容量及び水量の違い</li> <li>・運用の違い</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。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に設定しているものである。</p> <p>(添付資料 2.3.1.7)</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860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ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の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。また、代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系の可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・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79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,093kL)</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200kL)にて合計約2,240kL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、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機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>(添付資料 2.3.1.8)</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号及び7号炉で約2,342kW(6号炉:約1,159kW,7号炉:約1,183kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が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、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し及び蓄電池の切替等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可</p>	<p>東二</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約36.6kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.1.7)</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約4,165kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能で</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃費及び設備容量違い</li> <li>・東海第二の可搬型代替注水大型ポンプは、専用の燃料を確保している(軽油貯蔵タンクには期待していない)</li> <li>・東海第二の緊急時対策所は、専用の電源及び燃料を確保している(軽油貯蔵タンクには期待していない)</li> <li>・東海第二のモニタリングポストは、常設代替高圧電源装置からの給電が可能</li> <li>・設備容量違い</li> <li>・東海第二の緊急時対策所は、専用の電源及び燃料を確保している(軽油貯蔵タンクには期待してい</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<p>能である。</p> <p>(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9)</p> <p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、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)」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等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) 及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水手段、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及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) 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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」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)」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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系 (低圧注水モード) 及び低圧代替注水系 (常設) 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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) 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>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>ある。</p> <p>(添付資料 2.3.1.8)</p> <p>2.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (長期TB)」では、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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 (長期TB)」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常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系を用いた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「全交流動力電源喪失 (長期TB)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)」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 (可搬型) 及び逃がし安全弁による原子炉注水によって原子炉水位を維持し、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常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>この結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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>ない)。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>東海第二のモニタリングポストは、常設代替高圧電源装置からの給電が可能</li> <li>同上 (①③)</li> <li>同上 (①②③)</li> <li>同上 (③)</li> </ul>

長期 TB (全交流動力電源喪失)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)  
 緑字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)  
 黄色ハッチ：ヒアリングコメント対応

柏崎 6 / 7号 (2017年2月15日版)	東二	
<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、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)」において、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、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「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」に対して有効である。</p>	<p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (長期TB)」において、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、常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系を用いた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 (長期TB)」に対して有効である。</p>	<p>・同上 (③)</p>