

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|--|
| <p>7.1.3 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</p> <p>7.1.3.1.1 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、「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）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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から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（常設）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（格納容器スプレイ冷却モード）、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）」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し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安</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）（外部電源喪失）+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、原子炉水位の低下が継続し、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、直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない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り原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、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、可搬型の格納容器冷却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動力電源を復旧し、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、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源</p> | <p>・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。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない。</p> <p>・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し、同じポンプを用いて格納容器スプレイも実施する。また、可搬型設備による格納容器スプレイを実施することから、交流電源の復旧を想定する 24 時間後まで、格納容器圧力は、格納容器ベント実施基準に到達しない。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--|
| <p>定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、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7.1.3.1-1図から第7.1.3.1-4図に、手順の概要を第7.1.3.1-5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7.1.3.1-1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>また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.1.3.1-6図に示す。</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、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>装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）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、安定状態に向けた対策として、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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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）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、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）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>参集要員の内訳は、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、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を行うための重大事故等対応要員2名並びに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。</p> <p>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、災害対策要員（初動）24名及び参集要員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し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環系ポンプが停止したことを確認する。 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</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注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。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。</p> | <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では参集要員は2時間以内に参集可能なことを確認していることから、2時間以降に期待する評価としている。</p> <p>（・柏崎刈羽6,7号炉では本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが一つのため、その他の事故シーケンスに関する記載がない）</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|---|--|
| <p>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、非常用高压母線（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、低压代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> | <p>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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認</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の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、常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低压注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（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操作を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、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. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（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個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことを継続的に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）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>h. 原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。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）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。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量等である。</p> | <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・東海第二では、運転手順に従い S/P 熱容量制限に到達し、可搬型設備の準備が完了した時点で、低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--|
| <p>d. 直流電源切替え 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え（蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切り替え）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え（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え）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え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、切替え操作を実施する。</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。 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。 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。 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。 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。 サプレッション・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、サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> | <p>i. タンクローリによる燃料給油操作 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中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>j. 直流電源の負荷切離操作 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>k. 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操作 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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、現場操作にて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操作を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水操作を継続する。 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操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。</p> <p>l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 外部電源喪失の確認後、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。 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用 M/C 電圧である。</p> <p>m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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。 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/</p> | <p>・直流電源の枯渇防止のため、柏崎 6/7 号では直流電源設備の切り替え、東海第二では、直流電源の負荷切離しを実施する。</p> <p>・東海第二では、不要負荷の切り離し時に RCIC の停止は不要</p> <p>・東海第二では、運転手順に従い、格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いた格納容器スプレイを実施する。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|--|
| <p>f. 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。 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 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。 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（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 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を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）に切り替えるとともに、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。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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冷却モード（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、復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）等である。</p> <p>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>C 2C及びM/C 2D電圧である。</p> <p>o. 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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、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）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。 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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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>p. 使用済燃料プールの冷却操作 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水操作及び冷却操作を実施する。</p> <p>以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水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</p> | <p>・東海第二では、運転手順に従い、常設代替高圧電源装置からの給電により残留熱除去系海水系を起動する。</p> <p>・可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイは、RHRと配管を共有している。このため、RHRインサートサービス前に可搬型設備による注水を停止する運用としている。</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--|
| <p>7.1.3.1.2 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、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）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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。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 7.1.3.1-2 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</p> <p>(a) 起因事象</p> | <p>で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</p> <p>2.3.1.2 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、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。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、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を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を SAFERコードよりも低めに評価する CHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する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</p> <p>(a) 起因事象</p> | <p>・東海第二では残留熱除去系が機能喪失していないシーケンスグループについて冷温停止まで示している。</p> <p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから CHASTEコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|---|
| <p>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。</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は、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/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) 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）は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h</p> | <p>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</p> <p>(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考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。</p> <p>(d) 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制するものとする。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。 （添付資料2.3.1.1）</p> <p>(e) 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、136.7m³/h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]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）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に注水を停止する。</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した</p> | <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作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ため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定している。</p> <p>・設備設計の違い</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (長期TB)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
| <p>(0.27MPa[dif]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 (格納容器スプレイ冷却モード) 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、954m³/h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>(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冷却モード (ドライウェル側のみ) への切替え後に、約90m³/hにて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>(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・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。 (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。 (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</p> | <p>後に手動起動し、0m³/h~1,676m³/h (0MPa[dif]※~1.55MPa[dif]において)の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき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)とする。なお、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又はサブプレッション・プール冷却を実施するものとする。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)</p> <p>(g) 低圧代替注水系 (可搬型) 可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (注水流量:0m³/h~110m³/h、注水圧力:0MPa[dif]~1.4MPa[dif])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、50m³/h (一定)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し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 低圧代替注水系 (可搬型) と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき130m³/h (一定)を用いるものとする。また、格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(i) 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) 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を停止している期間に1.9×10³m³/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち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。なお、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替える。 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき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)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。 (a) 交流動力電源は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。 (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</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|---|
| <p>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運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(e) 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24時間後に開始する。</p> <p>(f) 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>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約1.3×10^{12}Bqとなる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である3.7×10^{13}Bqとし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。</p> <p>※2 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率（f値）1mCi/s（3.7×10^7Bq/s）あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が3.7×10^9Bq/s（100mCi/s）の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放</p> | <p>て不要な負荷を切り離し、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（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に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）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉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。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から8時間後まではサブプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。</p> <p>(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操作は、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後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>・東海第二では、LOCA時注水機能喪失において非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価を実施している。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---------|----|
| <p>出量の平均値にあたる値は $1.4 \times 10^{12} \text{Bq}$ (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ (1000Ci) を条件としている。(1Ci = $3.7 \times 10^{10} \text{Bq}$)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021) <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリ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。</p> <p>この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $HI = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot (1)$ <p>R : 呼吸率 (m^3/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) $0.31 \text{m}^3/\text{h}$ を秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H_{∞} : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 ($1.6 \times 10^{-7} \text{Sv/Bq}$)</p> <p>$\chi / Q$: 相対濃度 (s/m^3)</p> <p>Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \cdot (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 ($K = 1 \text{Sv/Gy}$)</p> <p>D / Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_{γ} : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)</p> | | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|--|
| <p>(ガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10^{-5} (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 1.9×10^{-19} (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 6.2×10^{-6} (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 1.2×10^{-19} (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50 とする。</p> <p>(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）^{※3}、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7.1.3.1-7図から第7.1.3.1-12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7.1.3.1-13図から第7.1.3.1-15図に、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第7.1.3.1-16図から第7.1.3.1-19図に示す。 ※3 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 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え（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え（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池）を実施し、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</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系ポンプの停止が発生し、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、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切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可能である。 (添付資料2.3.1.2)</p> | <p>・評価条件、運用・設備設計、事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが、実態として記載内容に違いはない。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>源を供給する。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。</p> <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、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。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・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。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・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>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.3.1-13図に示すとおり、初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.3.1-7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。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</p> | <p>事象発生8時間後に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）の起動準備操作が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動による原子炉減圧操作を実施する。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一時的に低下するが、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 style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.3）</p> <p>事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、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は維持される。</p> <p>また、全交流動力電源喪失に伴い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した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、事象発生約13時間後に格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、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操作を開始し、事象発生24時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、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</p> <p>燃料被覆管温度は、第2.3.1-9図に示すとおり、炉心冷却が維持され、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>格納容器圧力は、第2.3.1-15図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|----|
| <p>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、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第 7.1.3.1-8 図に示すとおり、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>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>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>7.1.3.1.3 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</p> | <p>壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、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並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.1-16 図に示すとおり、事象発生約 23 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.3.1-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.1-15 図及び第 2.3.1-16 図に示すように、事象発生約 24 時間後に、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）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 2.3.1.4）</p> <p>安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、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（原子炉停止時冷却系）により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>本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失後、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。また、全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能も喪失する。このため、直流電源の負荷切離しを実施すること、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用い</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|----|
| <p>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え操作（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え操作（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 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。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。</p> <p>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。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>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、格納容器圧力を操作</p> | <p>た原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧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として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）、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操作、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）又は残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、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、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、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する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操作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</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。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評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。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 7.1.3.1-2 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>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操作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 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</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、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 2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.1-2 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価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、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> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>(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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、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（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が、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものと</p> | <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m 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、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、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することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、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ることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の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、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量 0m³/h～110m³/h (OMPa [dif] ～1.4MPa [dif]) 及び 0m³/h～1,676m³/h (OMPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は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。また、それぞれ注水流量 0m³/h～110m³/h 未満 (OMPa [dif] ～1.4MPa [dif]) 及び 0m³/h～1,676m³/h 未満 (OMPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、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、原子炉減圧から水位回復までの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 2.3.1.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m 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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>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（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（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、本操作は停電切替え操作であり、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え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</p> | <p>対して最確条件は燃焼度33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度33GWd/tの場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t未満の場合は、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することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量0m³/h～110m³/h（OMPa [dif]～1.4MPa [dif]）及び0m³/h～1,676m³/h（OMPa [dif]～1.55MPa [dif]）の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量0m³/h～110m³/h未満（OMPa [dif]～1.4MPa [dif]）及び0m³/h～1,676m³/h未満（OMPa [dif]～1.55MPa [dif]）の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.5）</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も若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>16 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及び温度の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、運転員等操作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。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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（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、本操作は停電切替え操作であり、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え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ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（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え操作（A-2→AM）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。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</p> | <p>操作) 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が、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の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操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 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。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、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 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 2.3.1.5)</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、所定の時間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）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、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、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も遅くなる可能性があるが、</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|----|
| <p>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>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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（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え操作を実施するが、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16時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（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え操作を実施するが、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ことから、時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> | <p>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高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>操作条件の残留熱除去系（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）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に対する余裕は大きくなる。 （添付資料2.3.1.5）</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>操作条件の直流電源の負荷切離操作（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）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、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事象発生後の8時間後に準備が完了するものとしており、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の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操作は、事象発生後の約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中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生後の8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生後の24時間後に非常用母線の受電操作が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 （添付資料2.3.1.5）</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</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
| <p>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>7.1.3.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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，「7.1.3.1.1(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）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>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1,600m³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3,200m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> | <p>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</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.3.1.1(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，必要な参集要員は，「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり6名であり，参集要員72名に含まれることから対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「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 style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.6）</p> <p>a. 水源</p> <p>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）による原子炉注水操作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については，7日間の対応を考慮すると，合計約2,130m³の水が必要となる。</p> <p>水源として，西側淡水貯水設備に4,300m³の水を保有していることから，水源が枯渇することはないと見られ，7日間の対応が可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（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操作については，サブプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することはないと見られ，7日間の対応が可能である。</p> <p>なお，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）による原子炉注水操作の開始時間が，評価時間の8時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（TBP）と同等の評価結果となるため，水源が枯渇することはないと見られ，7日間の対応が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.7）</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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1,284kW、7号炉で約1,294kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対して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、蓄電池の切替え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能である。</p> <p>7.1.3.1.5 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</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、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約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（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.8）</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約4,497kWであるが、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>なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。</p> <p>蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、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2.3.1.9）</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（長期T B）」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</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱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「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）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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、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、逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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。</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>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、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）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、安定状態に向けた対策として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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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）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、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、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（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</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、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、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、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、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操作並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|---|----|
| | レイ冷却系又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱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。 | |

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

第 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の重大事故等対策について

| 対策及び備考 | 手帳 | 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システム監視 | 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、原子炉システムが停止することを検知する。 | 所内蓄電池式電源設備 | - | 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ |
| 原子炉冷却系水位による原子炉注水 | 原子炉冷却系水位 (レベル 2) 検出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。これはより原子炉水位は低下し、最終原子炉水位 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 4) の間で維持する。 | 【原子炉隔離時冷却系】 原子炉冷却系 原子炉注水ポンプ (A/B) タンクローリー (HL) | 可搬型原子炉注水ポンプ (A/B) タンクローリー (HL) | 原子炉水位 (SS) 原子炉注水 【原子炉隔離時冷却系監視】 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 高圧注水機能喪失検出後、高圧注水機能を自動起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧注水機能喪失検出後、高圧注水機能を自動起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧注水ポンプ 高圧注水タンク 常設代替電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 原子炉隔離時冷却系水位による原子炉注水 | 原子炉隔離時冷却系水位 (レベル 4) で検出している直電電源の故障を伴うため、蓄電池の制御と連携し、即時原子炉注水を開始する。 | 蓄電池式電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 蓄電池式電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 蓄電池式電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 蓄電池式電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |
| 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 原子炉注水監視 (レベル 4) の間で維持する。 | 蓄電池式電源設備 | - | 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) 原子炉注水監視 (SS) |

【】：重大事故等対応設備 (設計部保証)
 ■：有効評価上考慮しない箇所

10-7-1-279

東海第二発電所

備考

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失 (長期TB) における重大事故等対策について (1/5)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対応設備 | | |
|------------------------|---|---|-------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 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。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉注水が抑制されていることを確認する。 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 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。 | 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* | - | 平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉注水* M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 |
| 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 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* サブレンジション・チェンバ* 125V 系蓄電池 | - | 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A. 広帯域) 原子炉水位 (S.A. 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* |
| 原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系) | <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 | 原子炉隔離時冷却系* サブレンジション・チェンバ* 125V 系蓄電池 | - | 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A. 広帯域) 原子炉水位 (S.A. 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* |

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

2.3.1-33

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 + DG 喪失」の重大事故等対策について

| 対策及び備考 | 手帳 | 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システム異常 | 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、原子炉システムが停止することを確認する。 | 所内蓄電池式交流電源設備 | - | 平均出力監視モニタ 起動監視モニタ |
| 原子炉冷却時間経過による原子炉圧力上昇 | 原子炉冷却時間経過 (レベル 2) 状態により原子炉冷却時間経過が自動検出し原子炉圧力を監視する。これにより原子炉圧力は上昇し、最終原子炉圧力は (レベル 3) から原子炉圧力 (レベル 4) の間で維持する。 | 【原子炉冷却時間経過】 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 | 可搬型代替注水ポンプ (A-C) 型 タンクローリー (HL) | 原子炉圧力 (SA) 【原子炉冷却時間経過監視装置】 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |
| 高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水を手動起動し原子炉圧力を回復する。 | 高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水を手動起動し原子炉圧力を回復するため、蓄電池の制御又は充電し、制御時間経過による高圧代替注水の起動を行う。 | 高圧代替注水系 高圧代替注水系 高圧代替注水系 | - | 原子炉圧力 (SA) 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |
| 原子炉冷却時間経過による原子炉圧力上昇 | 原子炉冷却時間経過で発生している高圧代替注水の制御を停止するため、蓄電池の制御又は充電し、制御時間経過による高圧代替注水の起動を行う。 | 高圧代替注水系 高圧代替注水系 高圧代替注水系 | - | 原子炉圧力 (SA) 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |
| 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認した場合、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認し、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認する。 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) | 代替原子炉冷却時間経過監視装置 タンクローリー (HL, HML) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |
| 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認した場合、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認し、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認する。 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) | 代替原子炉冷却時間経過監視装置 タンクローリー (HL, HML) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |
| 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認した場合、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認し、機軸駆動力系 (機軸駆動力系) による原子炉圧力上昇を確認する。 | 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) 機軸駆動力系 (機軸駆動力系) | 代替原子炉冷却時間経過監視装置 タンクローリー (HL, HML) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉冷却時間経過監視装置 原子炉冷却時間経過監視装置 |

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

東海第二発電所

備考

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失 (長期TB) における重大事故等対策について (2/5)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対応設備 | | |
|--------------|---|-----------|--------------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 早期の電源回復不能の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、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) による原子炉注水準備を開始する。 サブレンション・プールの水温度がサブレンション・プールの熱容量制限 (原子炉が高圧の場合 65℃) に到達したことを確認する。 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) の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 | - | - | - |
| 電源確保操作対応 | <ul style="list-style-type: none"> 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 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水中型ポンプ | サブレンション・プールの水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S/A) ドラライフェル雰囲気放熱線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放熱線モニタ (S/C)* |

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.1-2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)) (1/5)

| 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 | - |
| 原子炉熱出力 | 3,926MWt | 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 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーターから+119cm) | 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 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | - |
| 最大輸出密度 | 44.0kW/m | 設計限界値として設定 |
| 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 |
| 格納容器容積 (ドライウエール) | 7,350m ³ | 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 (ウエットウエール) | 空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ | ウエ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・チェンバース間差圧) | 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・チェンバール水位として設定 |

10-7-1-280

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (1/7)

| 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 格納容器側：MAAP | 本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW | 定格熱出力を設定 |
| 原子炉圧力 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa [gage] | 定格圧力を設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーターから+126cm) | 通常運転水位を設定 |
| 炉心流量 | 48,300t/h | 定格流量を設定 |
| 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9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の移的特性等の違いは燃料棒最大輸出密度の保守性に含まれることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 |
| 燃料棒最大出力密度 | 44.0kW/m | 初期の燃料棒出力密度が大きい方が燃料棒覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t) | 崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が最大となる燃焼度の高い条件として、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 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd/t以下となるよう燃料を配置する。) |
| 格納容器圧力 | 5kPa [gage] | 格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定 |
| 格納容器雰囲気温度 | 57℃ | ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度を設定 |

2.3.1-38

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第7.1.3.1-2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)) (2/5)

| 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 |
| | 格納容器圧力 | 5.2kPa [gauge] | 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 |
| | 起回事象 | 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 | 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て設定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定 |

10-7-1-281

東海第二発電所

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (2/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------|------------------------|--|--|
| 初期条件 | 格納容器体積 (ドライウエル) | 5,700m ³ | 設計値を設定 |
| | 格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ) | 空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³ | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転における下限値を設定 |
| | サブプレッション・プール水位 | 6.983m (通常水位-4.7cm) | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定 |
| | サブプレッション・プール水温 | 32℃ | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転における上限値を設定 |
| | ベント管真空破壊装置 作動差圧 | 3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧) | 設計値を設定 |
| 事故条件 | 外部水源の水温 | 35℃ | 格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |
| | 起回事象 | 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る外部電源喪失を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 | 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 起回事象として、外部電源が喪失することを想定 |

2.3.1-39

備考

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|----------|-----------|---------------------------|--------------------|-----------|---|---------------------|--------|--|------------------------|--------|--|----------------------------------|--|----|--------|----------|---------|-------------------------------|--|--------|------------|---|---------|------------|--|-----------|
| <p>第7.1.3.1-2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)) (3/5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)</td> <td>安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系</td> <td>原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m³/h (8.12～1.03MPa[diff]において) にて注水</td> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</td> </tr> <tr> <td>逃がし弁機能</td> <td>逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個 自動減圧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></td> <td>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td></td> <td>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</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>10-7-1-282</p> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 原子炉スクラム信号 | 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 ³ /h (8.12～1.03MPa[diff]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 | 逃がし弁機能 | 逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個 自動減圧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> | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | 逃がし安全弁 | | 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>第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (3/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム</td> <td>原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間：1.05秒)</td> <td>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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定</td> </tr> <tr> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>事象発生と同時に閉止</td> <td>外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定</td> </tr> <tr> <td>再循環系ポンプ</td> <td>事象発生と同時に停止</td> <td>外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>2.3.1-40</p> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 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) | 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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定 | 主蒸気隔離弁 | 事象発生と同時に閉止 | 外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定 | 再循環系ポンプ | 事象発生と同時に停止 | 外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定 | <p>備考</p> |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉スクラム信号 | 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 ³ /h (8.12～1.03MPa[diff]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 逃がし弁機能 | 逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個 自動減圧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> | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 逃がし安全弁 | | 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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) | 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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 主蒸気隔離弁 | 事象発生と同時に閉止 | 外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環系ポンプ | 事象発生と同時に停止 | 外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

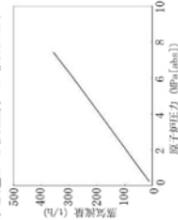
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

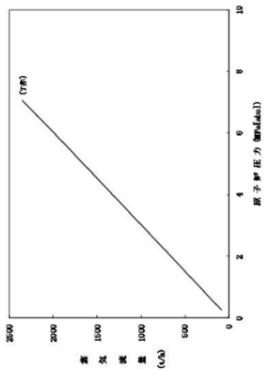
第7.1.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)) (3/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------|--|---|
| 原子炉スクラム信号 | 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 ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]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  |
| 逃がし弁機能 | 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き蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-282

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (4/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--------|---|--|
| 逃がし安全弁 | (原子炉圧力制御時) 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) (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>  | 設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作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ため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シナケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる |
| 逃がし安全弁 | | 逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

2.3.1-41

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.1-2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)) (4/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------------|---|--|
| 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 事象発生24時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif])において注水 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 |
| 低圧代替注水系 (常設) | 炉心を冠水維持可能な注水量で注水 | 約90m ³ /hにて崩壊熱相当量を注水するものとして設定 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) | ・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、954m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・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) | 残留熱除去系の設計値として設定 |
| 格納容器圧力逃がし装置等 | 格納容器圧力が0.62MPa[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

10-7-1-283

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (5/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|----------------|---|--|
| 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 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 原子炉減圧時の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停止 ・注水特性：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] | 設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている |
| 残留熱除去系 (低圧注水系) | 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し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~1.676m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]~1.55MPa[dif] | 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 |

2.3.1-42

伝熱容量：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)
 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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第 7.1.3.1-2 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)) (4/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-------------------------|--|--|
| 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif])において注水 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 |
| 低圧代替注水系 (常設) | 炉心を冠水維持可能な注水量で注水 | 約 90m ³ /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレッド冷却モード) | ・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、954m ³ /h にて原子炉格納容器内にスプレッド ・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・プールの水温 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 |
| 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%) 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・プールの水温 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

10-7-1-283

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (6/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------------------|---|--|
| 低圧代替注水系 (可搬型) | 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~110m ³ /h ・注水圧力：0MPa [dif]~1.4MPa [dif] (原子炉注水と格納容器スプレッド併用時) ・注水流量：50m ³ /h (一定) | 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 |
| 代替格納容器スプレッド冷却系 (可搬型) | 格納容器圧力が 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 スプレッド流量：130m ³ /h (一定) 格納容器スプレッド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・プールの冷却運転に切替え | 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 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレッド冷却系) | スプレッド流量：1.9×10 ³ m ³ /h (95%：ドライウエル、5%：サブプレッション・チェンバ) 伝熱容量：約 43MW (サブプレッション・プールの水温 100℃、海水温度 32℃において) | 設計値を設定 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 |

重大事故等対策に関連する機器条件

2.3.1-43

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

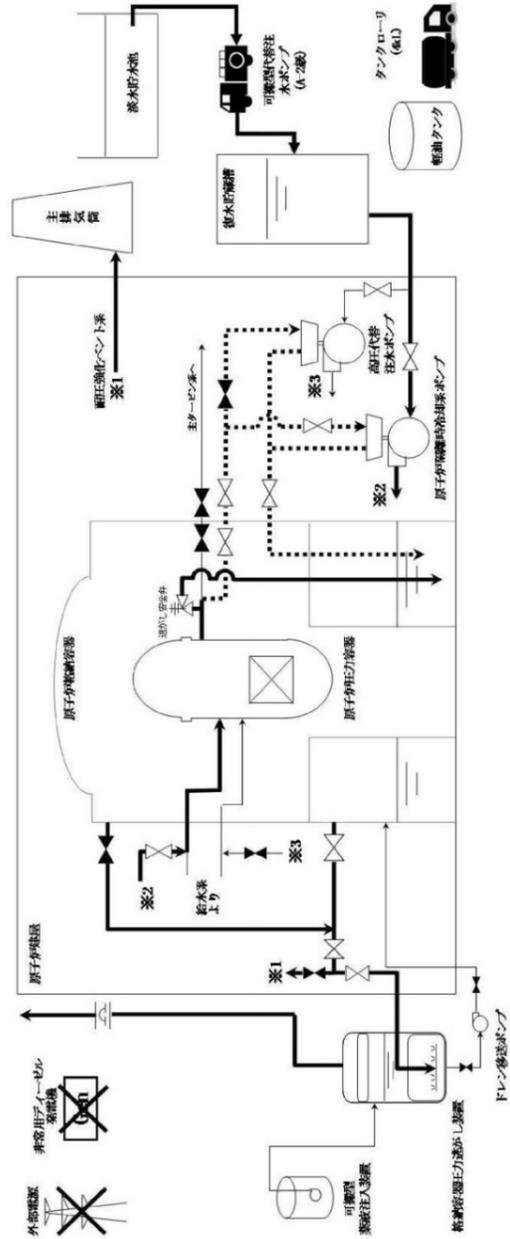
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---|----------|-----------------|-------------|---------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------|-----------------------|-------------------|-------------|-----------------------|---|---------------|-----------------------|--|----|--------|----------|-----------------------------|---------------|---------------------|-------------|--|---------------------|--|------------------|---|---|--------------------------|---|--|--------------------|--|-----------|
| <p>第7.1.3.1-2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)) (5/5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>常設代替交流電源設備からの受電</td> <td>事象発生 24 時間後</td> <td>本事故シナシケンスの前提条件として設定</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時</td> <td>格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</td> <td>事象発生 24 時間後</td> <td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td> </tr> <tr> <td>代替原子炉補機冷却系運転操作</td> <td>事象発生 24 時間後</td> <td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>事象発生 24 時間後</td> <td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系 (常設) 起動操作</td> <td>事象発生 24 時間後</td> <td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td> </tr> <tr> <td>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作</td> <td>事象発生 約 25 時間後</td> <td>常設代替交流電源設備からの受電後として設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関する操作条件</p> <p>10-7-1-284</p> | 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 24 時間後 | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | 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 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 | 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 (低圧注水モード) 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 | 低圧代替注水系 (常設) 起動操作 | 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 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作 | 事象発生 約 25 時間後 | 常設代替交流電源設備からの受電後として設定 | <p>第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (7/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作</td> <td>事象発生から 24 時間後</td> <td>本事故シナシケンスの前提条件として設定</td> </tr> <tr> <td>直流電源の負荷切離操作</td> <td>事象発生から 1 時間まで (中央制御室) 事象発生から 8 時間後 (現場)</td> <td>本事故シナシケンスの前提条件として設定</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作)</td> <td>事象発生から 8 時間 1 分後</td> <td>実際には、低圧で注水可能な系統 (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)) が準備できた時点でサブレーション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に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) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>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操作</td> <td>格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時</td> <td>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮し設定</td> </tr> <tr> <td>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) 又は残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱操作</td> <td>事象発生から 24 時間 10 分後</td> <td>常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関する操作条件</p> <p>2.3.1-44</p> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 事象発生から 24 時間後 | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | 直流電源の負荷切離操作 | 事象発生から 1 時間まで (中央制御室) 事象発生から 8 時間後 (現場) | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作) | 事象発生から 8 時間 1 分後 | 実際には、低圧で注水可能な系統 (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)) が準備できた時点でサブレーション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に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) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定 | 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操作 | 格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時 | 運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮し設定 | 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) 又は残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 | 事象発生から 24 時間 10 分後 | 常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定 | <p>備考</p> |
| 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 24 時間後 | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 | 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 (低圧注水モード) 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低圧代替注水系 (常設) 起動操作 | 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 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作 | 事象発生 約 25 時間後 | 常設代替交流電源設備からの受電後として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 事象発生から 24 時間後 | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 直流電源の負荷切離操作 | 事象発生から 1 時間まで (中央制御室) 事象発生から 8 時間後 (現場) | 本事故シナシケンスの前提条件として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作) | 事象発生から 8 時間 1 分後 | 実際には、低圧で注水可能な系統 (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)) が準備できた時点でサブレーション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に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) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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操作 | 格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時 | 運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮し設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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) 又は残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 | 事象発生から 24 時間 10 分後 | 常設代替格納容器高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|-----------------|--|
| <p>第7.1.3.1-1図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4) (原子炉注水)</p> | <p>2.3.1-45</p> | <p>第2.3.1-1図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 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> |

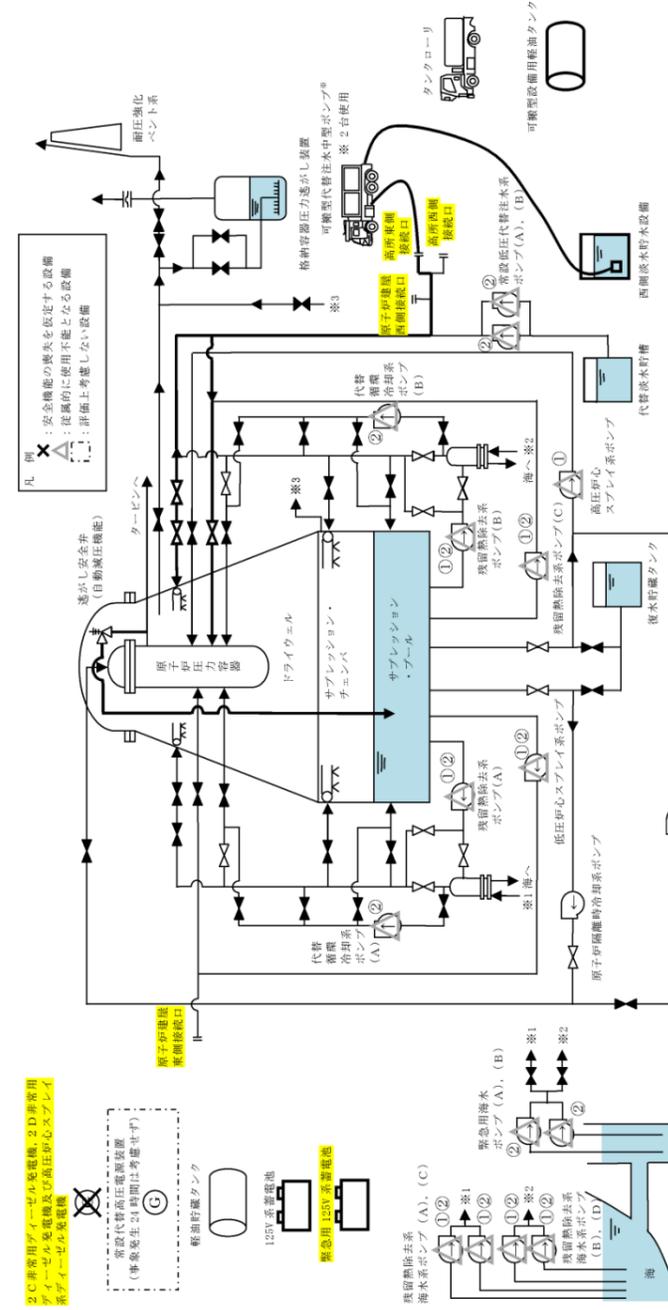
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」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除熱)

東海第二発電所



2.3.1-46

第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 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イ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

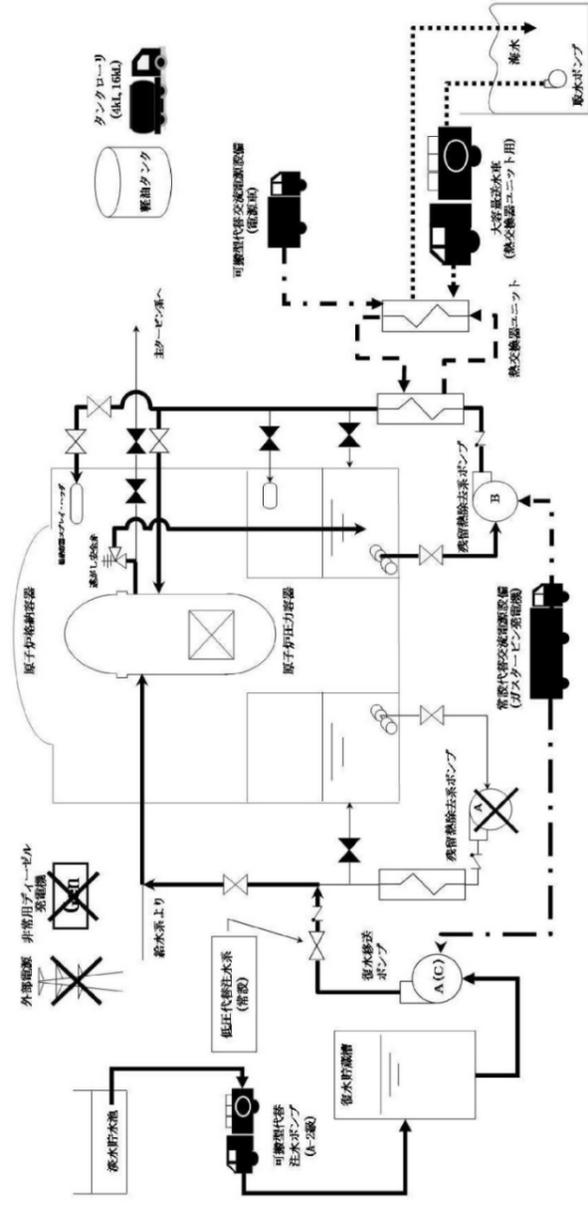
備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

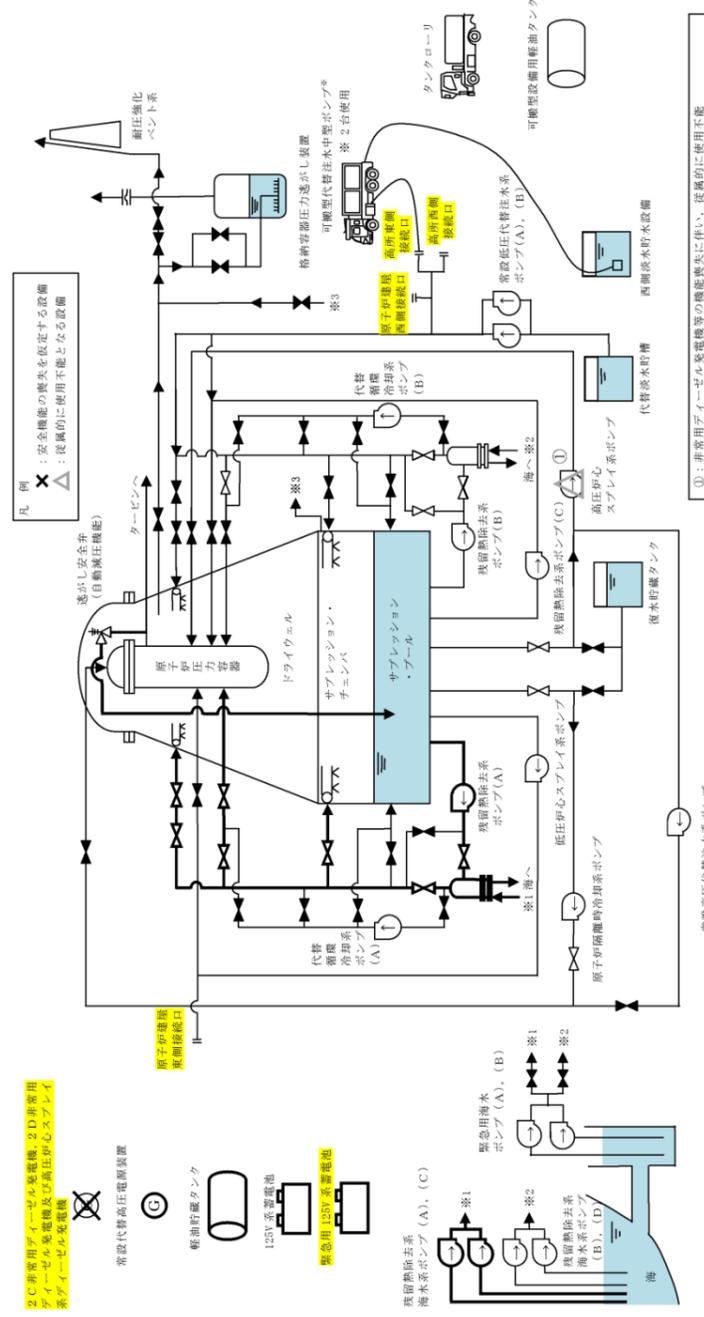
東海第二発電所

備考



※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。

第 7.1.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
 (原子炉急減速圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

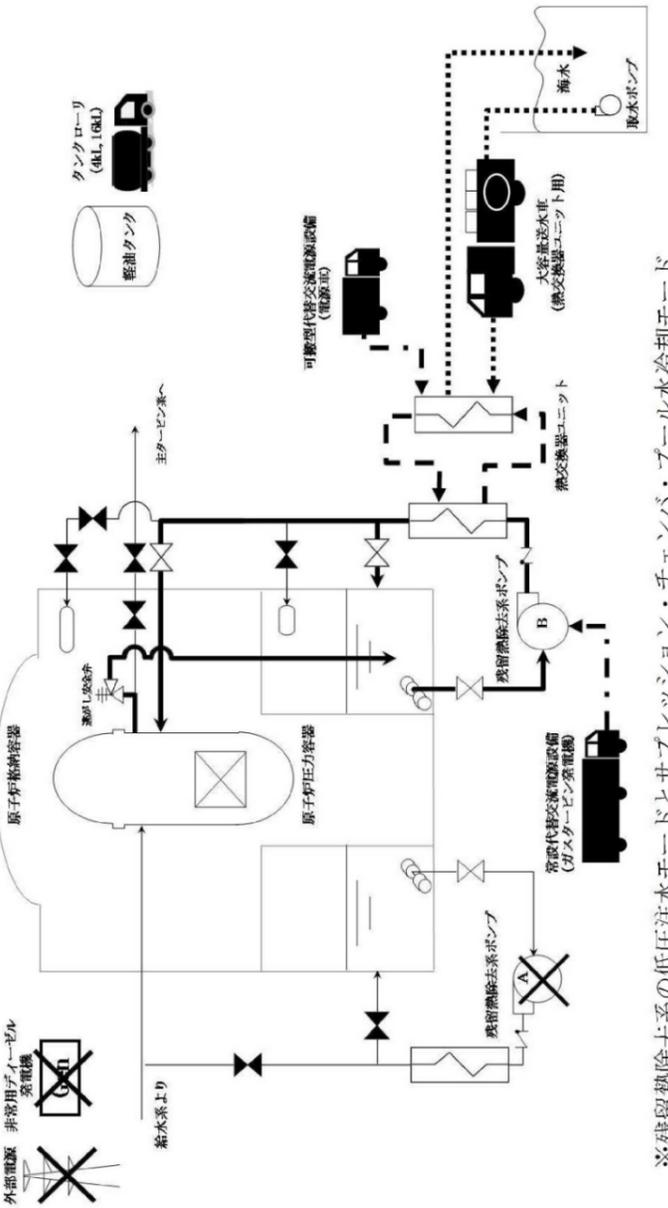


2.3.1-47

第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 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)

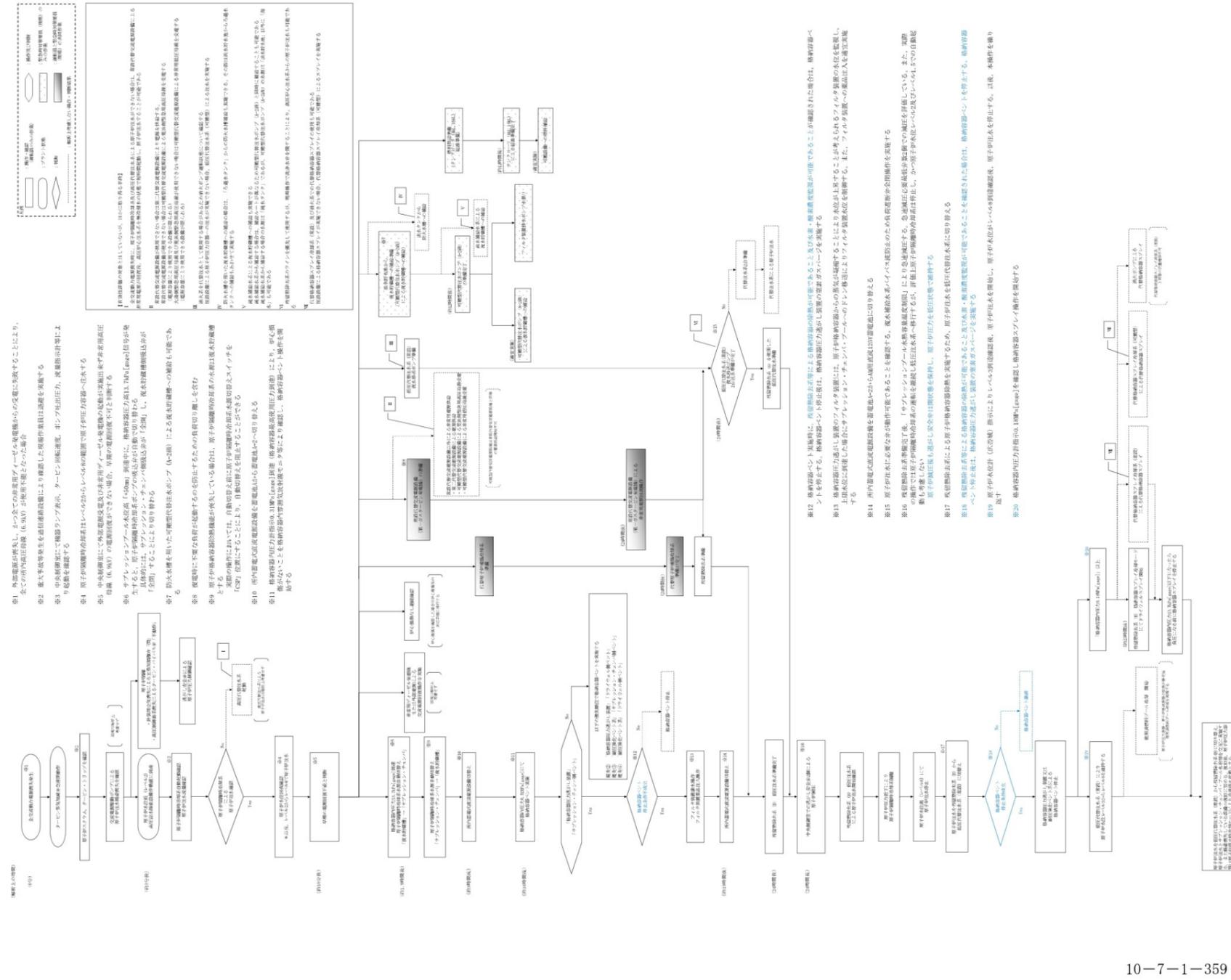
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---------|----|
|  <p>※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3～レベル8の範囲で維持する。</p> <p>第7.1.3.1-4 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」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> | | |

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

備考



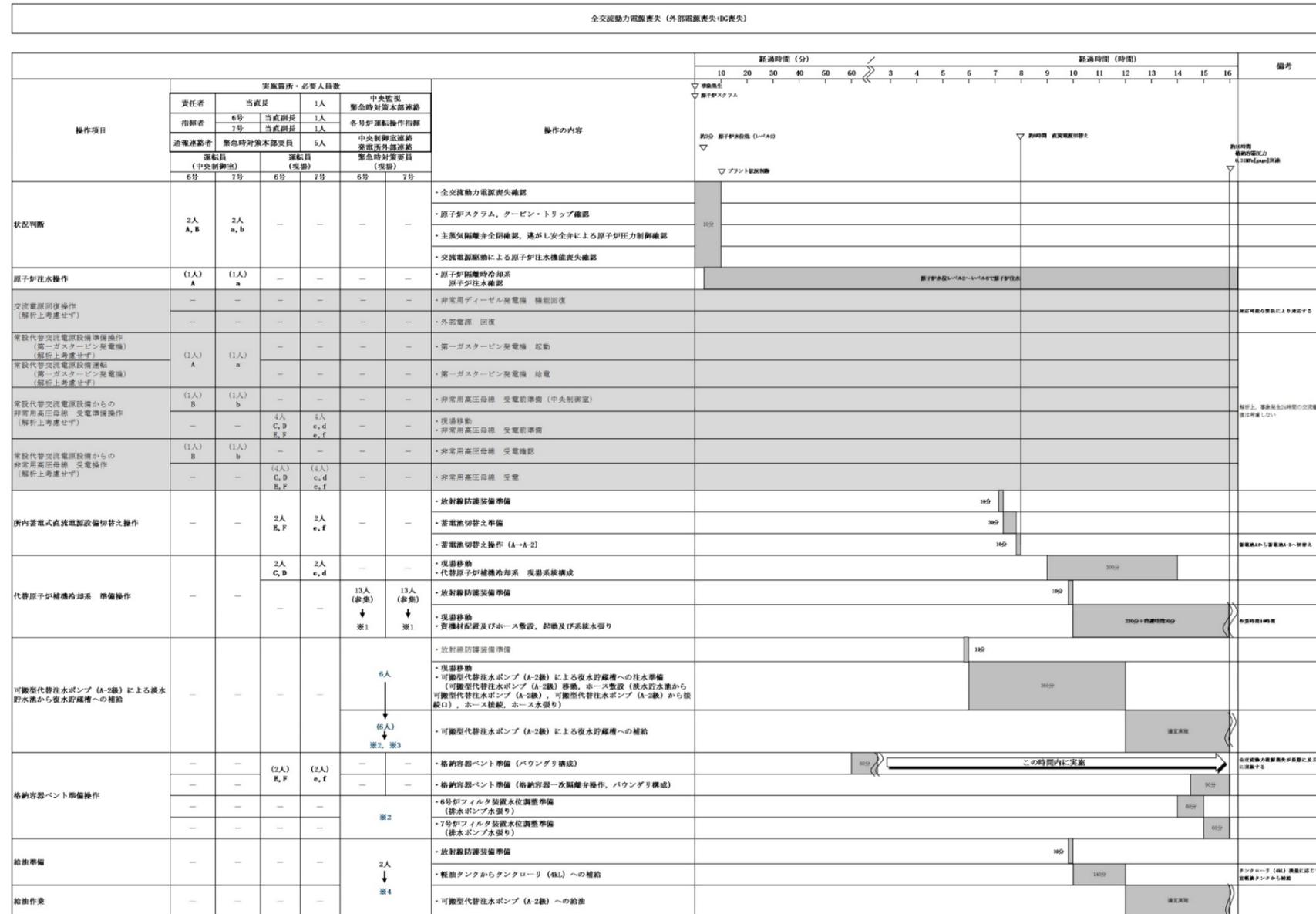
7.1.3.1-5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」 の対応手順の概要

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の作業と所要時間（1/2）

10-7-1-360

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

東海第二発電所

備考

| 全交流動力電源喪失（長期TB） | | | | | 経過時間（分） | | 備考 | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------------|-----------------|-------------------|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|----------|
| | | | | | 0 | 10 | | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 110 | 120 |
| 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 | 事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作（中央制御室） | | | | | | | | | | | | | |
| | 責任者 | 当直副電長 | 1人 | | | 中央監視 運転操作指揮 | | | | | | | | | | | | |
| | 補佐 | 当直副電長 | 1人 | | | 運転操作指揮補佐 | | | | | | | | | | | | |
| | 指揮者等 | 当直副電長 （指揮者等） | 1人 | | | 運転での指揮 （指揮者等） | | | | | | | | | | | | |
| | 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 | - | - | ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 | 10分 | | | | | | | | | | | | | |
| 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 起の確認 | 【1人】 A | - | - | ●高圧炉心スプレイ系ディーゼル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 |
| 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 | | | | | | | | | | | | | |
| 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 要員確保 | - | - | 3人 c~j | ●可搬型代替注水中型ポンプの起動、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 | | | | | | | | | | | | |

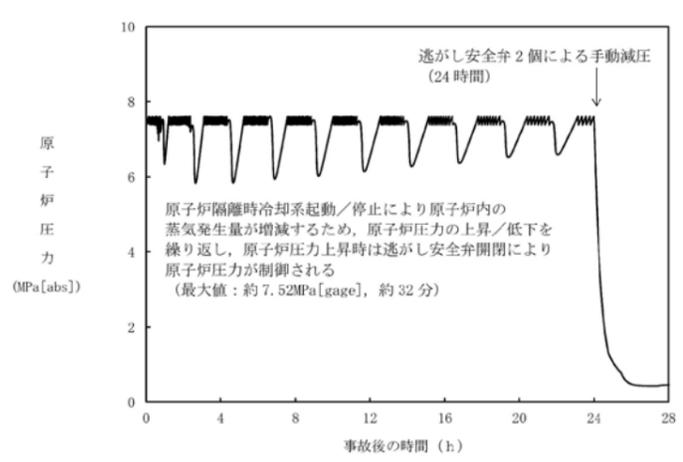
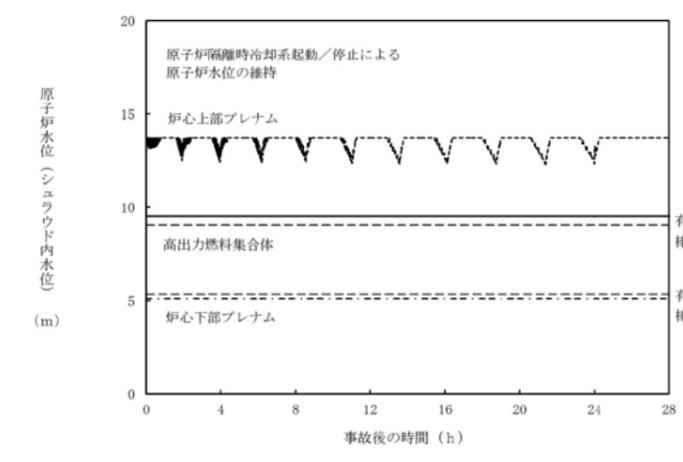
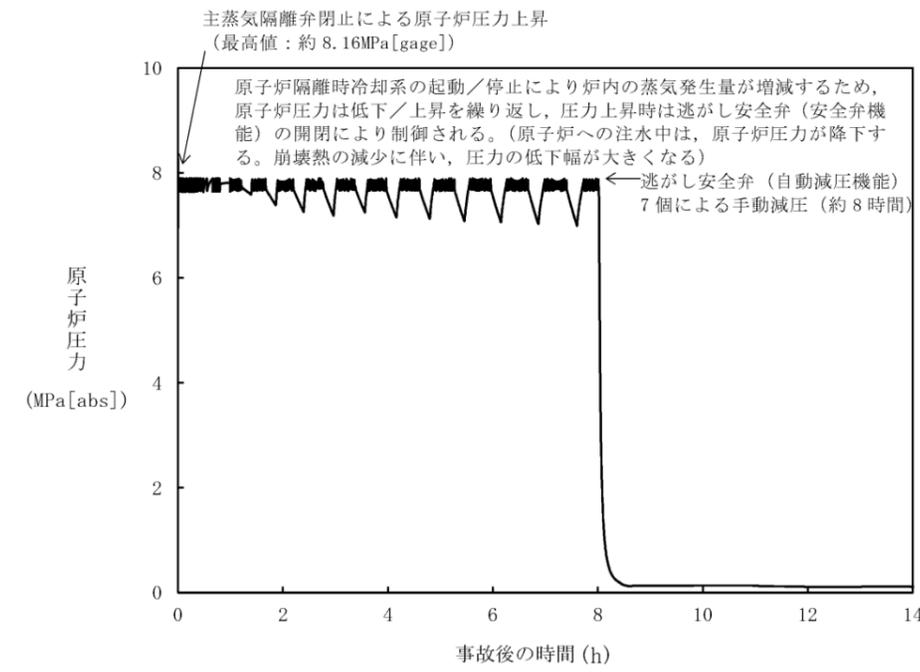
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間（1/2）

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

| | | | | 東海第二発電所 | | | | | | | | | | | 備考 | |
|---|---------------|---------------|----------------------|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| | | | | 全交流動力電源喪失 (長期TB) | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要員数 | | | 操作の内容 | 経過時間 (時間) | | | | | | | | | | | 備考 |
| | 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) | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | | |
| 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 | | | | | | | | | | | |
| 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 | - | - | 【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 | 起動後、適宜監視 | | | | | | | | | | |
| タンクローリーによる燃料給油操作 | - | 3人 C, D, E | 3人 k, l, m | ●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリーへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作 | 90分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから給油 |
| 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 | 【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 (可搬型)) | - | 【2人】 C, D | 2人 (参集) | ●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】 E | 【1人】 k | ●不要負荷の切離操作 (現場) | 50分 | | | | | | | | | | | |
| 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 | 【1人】 B | - | - | ●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室) | 35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系統構成操作 | - | 【1人】 E | 【3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 | 75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調整操作 | - | 【1人】 E | 2人 (参集) | ●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調整操作 | 175分 | 系統構成後、適宜流量調整 | | | | | | | | | | |
| 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 | 【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 | | | | | | | | | | | |
| 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 【1人】 B | - | - | ●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作 | 8分 5分 | | | | | | | | | | | |
| 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) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 | 【1人】 B | - | - | ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●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) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作 | 4分 2分 | 原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替操作を実施 | | | | | | | | | | |
| 使用済燃料プールの冷却操作 | - | 【1人】 C | 【1人】 (参集) | ●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 | | | | | | | | | | | 解析上考慮しない ネロラ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 |
| | 【1人】 A | - | - | ●緊急用海水系による海水過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 | 20分 15分 | | | | | | | | | | | 解析上考慮しない 約25時間後までに実施する |
| 必要員合計 | 2人 A, B | 3人 C, D, E | 13人 a~m 及び参集6人 | | | | | | | | | | | | | |

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) の作業と所要時間 (2/2)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|-----------|
|  <p>逃がし安全弁 2 個による手動減圧 (24 時間)</p> <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、原子炉圧力の上昇/低下を繰り返す。原子炉圧力上昇時は逃がし安全弁開閉により原子炉圧力が制御される (最大値：約 7.52MPa[gage], 約 32 分)</p> <p>第 7.1.3.1-7 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>炉心下部プレナム</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p> <p>第 7.1.3.1-8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-362</p> |  <p>主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力上昇 (最高値：約 8.16MPa[gage])</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、原子炉圧力は低下/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)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (約 8 時間)</p> <p>第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移</p> | <p>備考</p> |

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

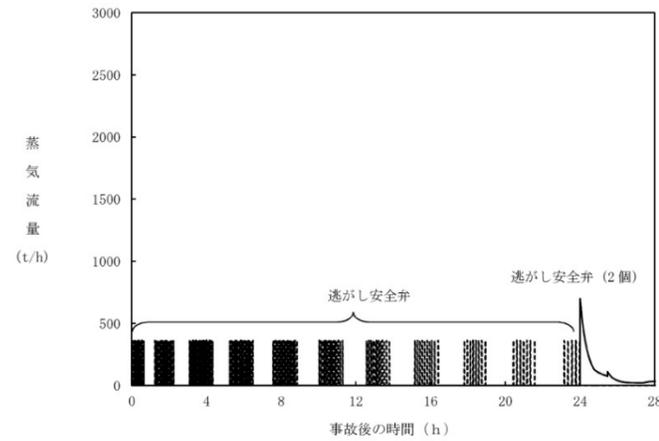
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|---|
| <p>第7.1.3.1-9図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p> <p>第7.1.3.1-10図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-363</p> | <p>第2.3.1-5図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> <p>第2.3.1-6図 注水流量の推移</p> <p>* シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。 |

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

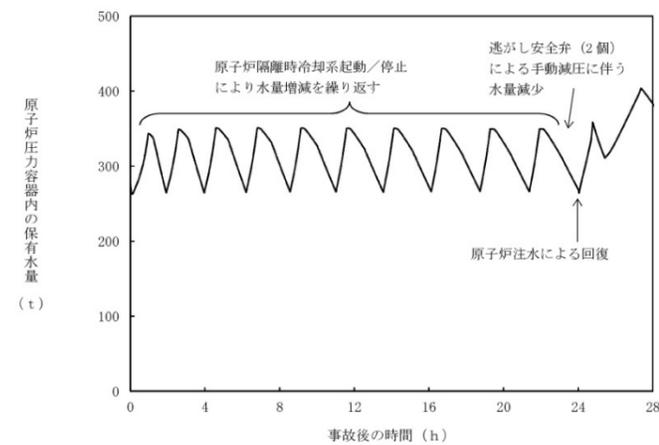
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

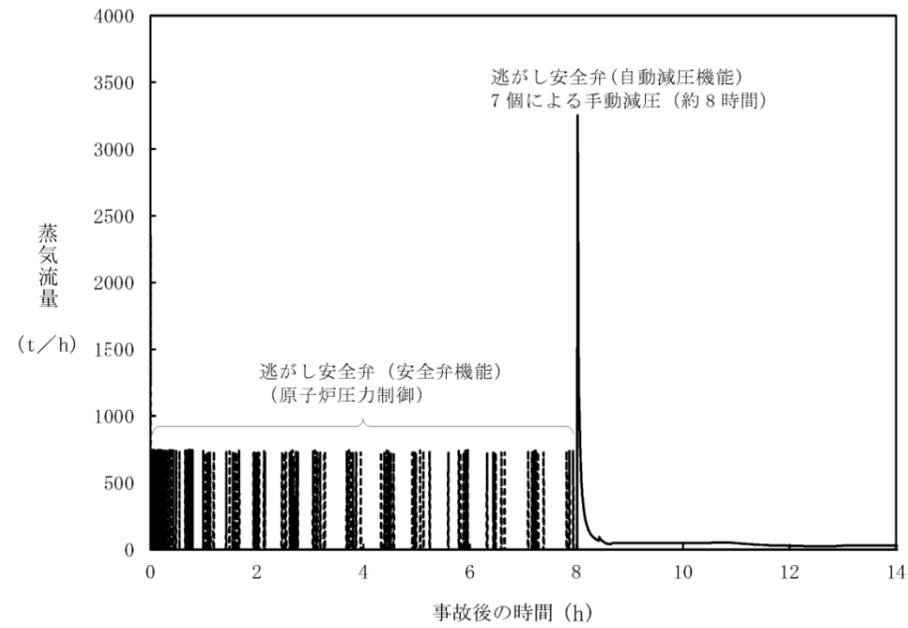


第 7.1.3.1-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

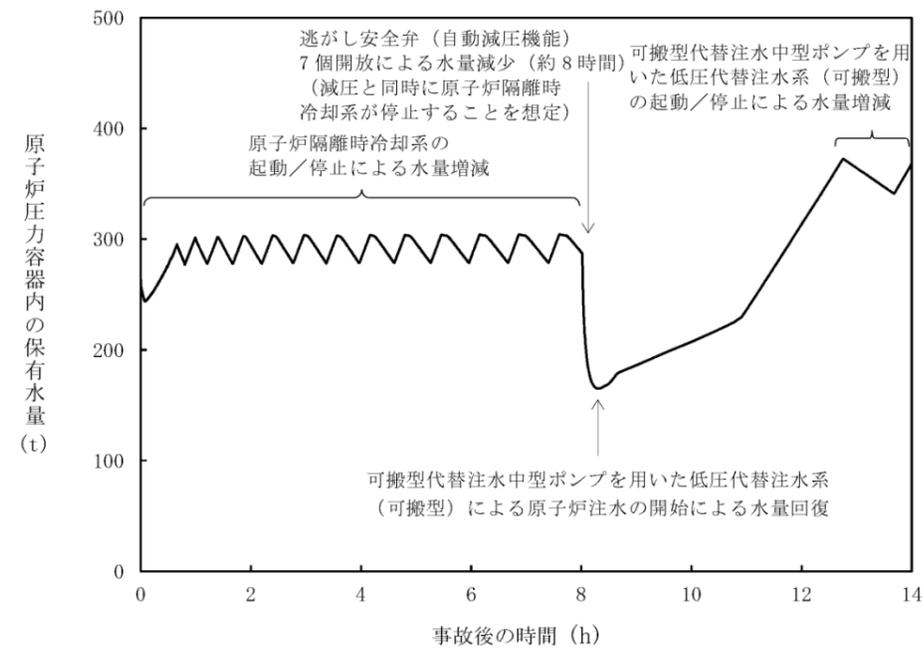


第 7.1.3.1-12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

10-7-1-364

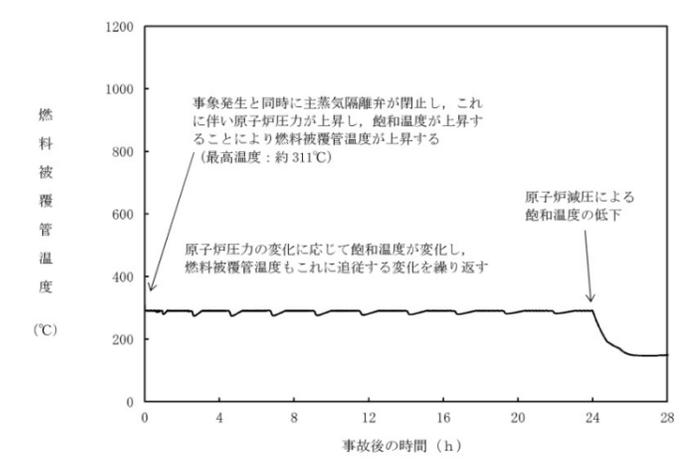
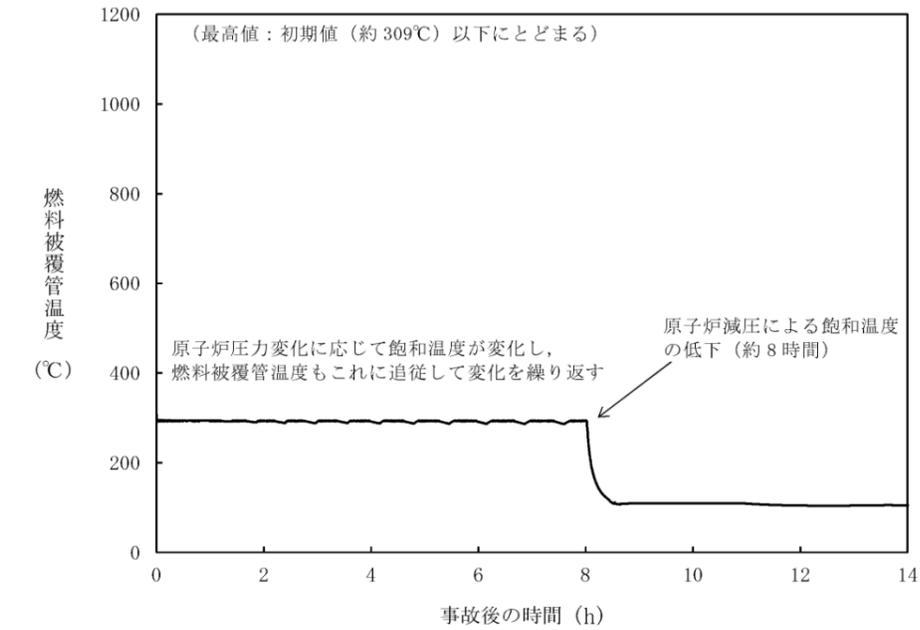
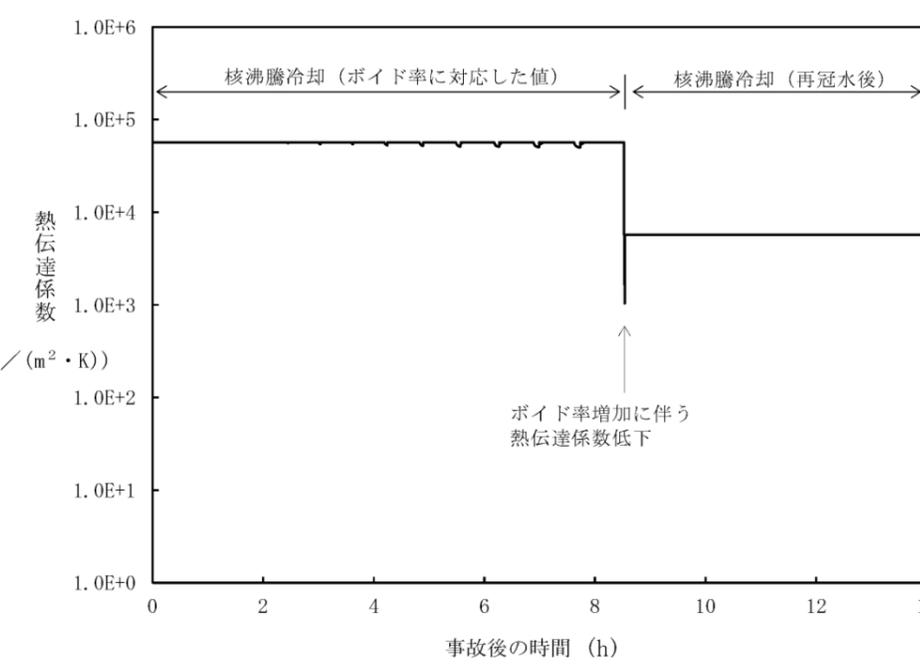


第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.1-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

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

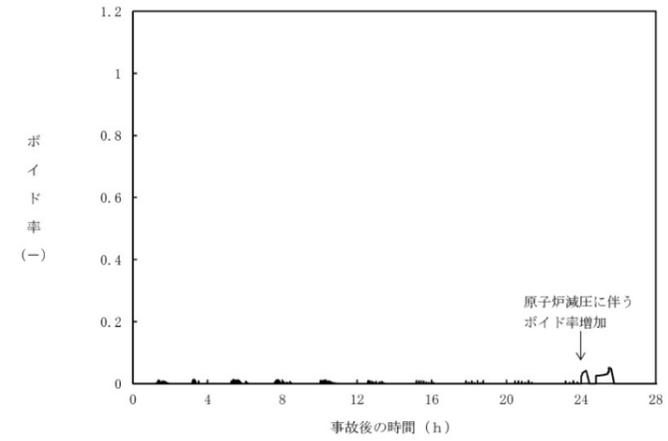
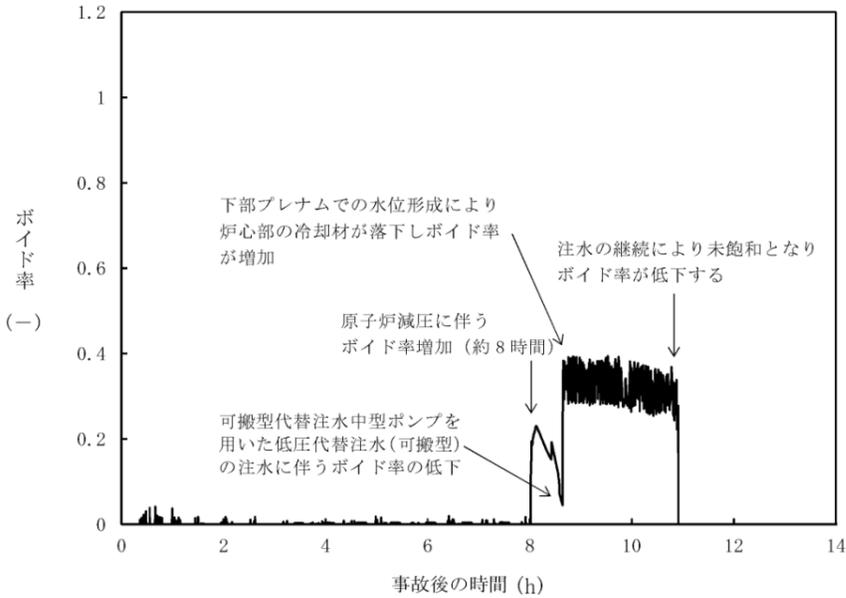
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7. 1. 3. 1-13 図 燃料被覆管温度の推移</p> |  <p>第 2. 3. 1-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 2. 3. 1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|-----------|
| <p>(一)</p> <p>第 7. 1. 3. 1-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-365</p> | <p>(一)</p> <p>第 2. 3. 1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p> <p>第 2. 3. 1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> | <p>備考</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

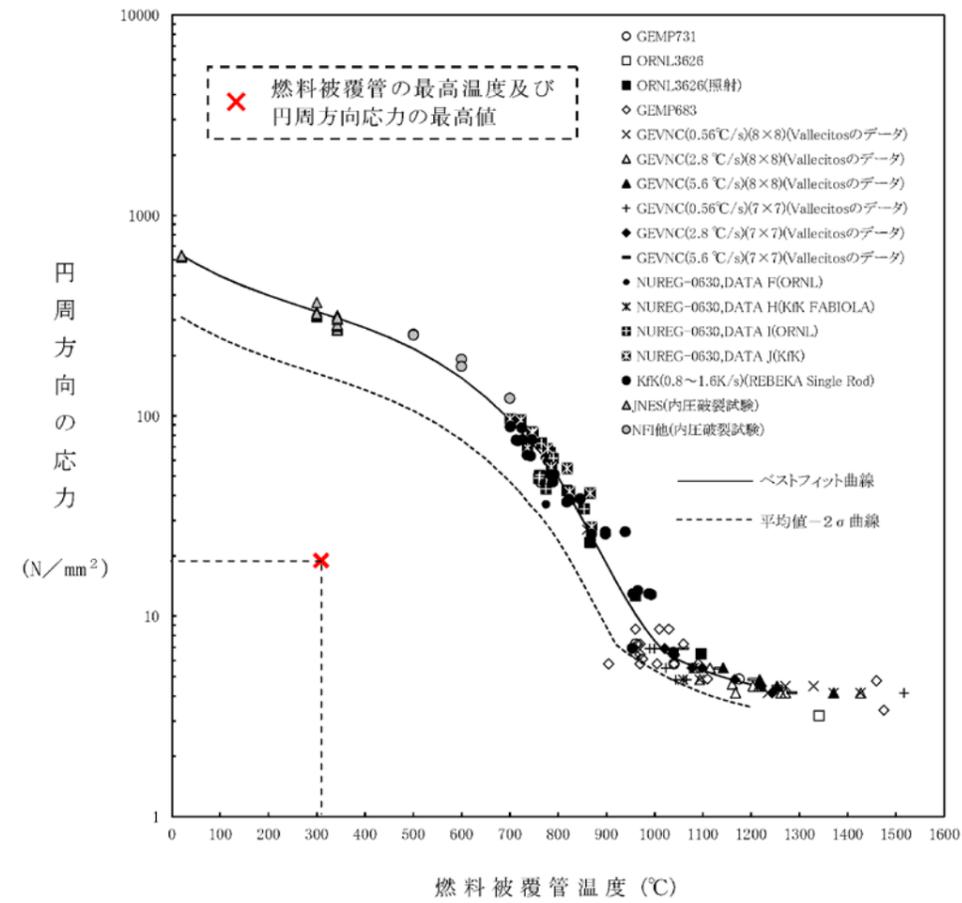
| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
|  <p>ボイド率 (一)</p> <p>第 7.1.3.1-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> |  <p>ボイド率 (一)</p> <p>第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | |

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

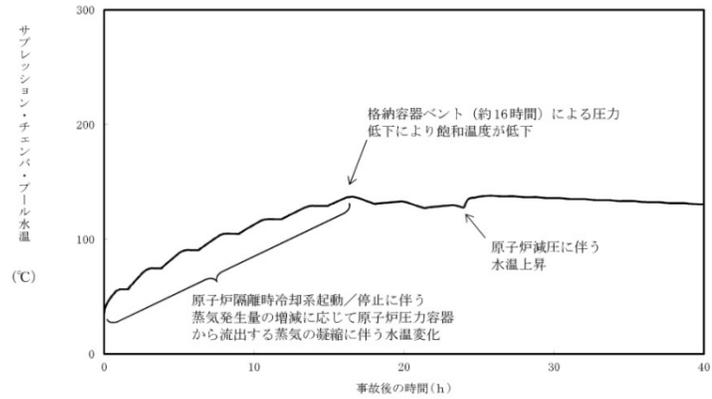
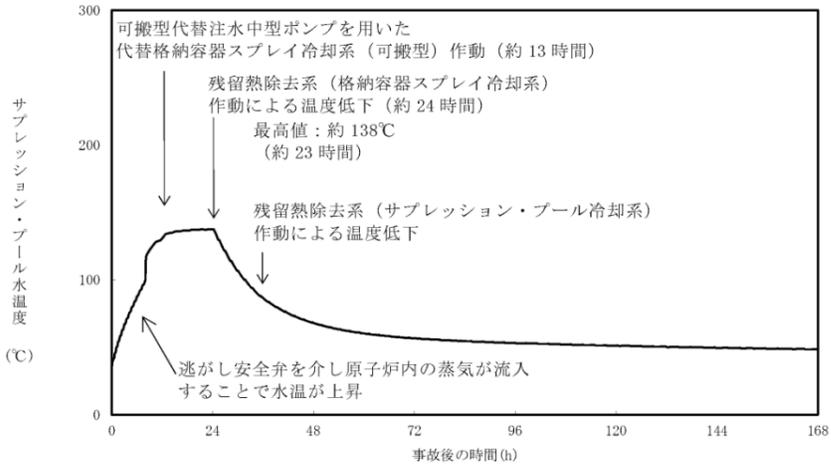
| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|-------------------------------|----|
| <p>第 7.1.3.1-16 図 格納容器圧力の推移</p> <p>10-7-1-366</p> | <p>第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>格納容器気相部温度</p> <p>第 7.1.3.1-17 図 格納容器気相部温度の推移</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水位</p> <p>第 7.1.3.1-18 図 サブプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p> <p>10-7-1-367</p> | <p>格納容器雰囲気温度</p> <p>第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p> <p>サブプレッション・プール水位</p> <p>第 2.3.1-17 図 サブプレッション・プール水位の推移</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7. 1. 3. 1-19 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. 1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> | |

10-7-1-368

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|--|
| <p>7.1.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失</p> <p>7.1.3.3.1 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 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」※¹である。</p> <p>※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</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) + 直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、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、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能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の電源供給機能に加えて高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、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって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 (常設) 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 (格納容器スプレイ冷却モード)、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>2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)</p> <p>2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「外部電源喪失+直流電源失敗*+高圧炉心冷却失敗 (TBD)」, ②「外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」及び③「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」である。</p> <p>※ 直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。</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 (TBD, TBU)」は、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い、電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。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、原子炉水位の低下が継続し、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、全交流動力電源喪失に加えて、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより、原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し、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、直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、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、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し、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>・TBDとTBUでは対策 (高圧代替注水系, 代替直流電源設備) 及び事象進展が同様であるため、東二では同じシーケンスグループとして整理している。</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|---|
| <p>(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）+直流電源喪失」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、初期の対策として高圧代替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、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替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。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.3.3-1図から第7.1.3.3-4図に、手順の概要を第7.1.3.3-5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7.1.3.3-1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。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7.1.3.3-6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}</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^{※3}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。</p> <p>全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。</p> <p>※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃</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（TBD, TBU）」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、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）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、安定状態に向けた対策として、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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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）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2.3.2-1図に、対応手順の概要を第2.3.2-2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手順と設備との関係を第2.3.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員5名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故対応要員13名である。</p> <p>参集要員の内訳は、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、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を行うための重大事故等対応要員2名並びに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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.2-3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、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認</p> <p>外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い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電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する^{※1, 2}。また、早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。</p> <p>原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、M/C 2C電圧、M/C 2D電圧等である。</p> <p>※1 直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。 ※2 直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁と</p> | <p>・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し、同じポンプを用いて格納容器スプレイも実施する。また、可搬型設備による格納容器スプレイを実施することから、交流電源の復旧を想定する24時間後まで、格納容器圧力は、格納容器ベント実施基準に到達しない。</p> <p>・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では参集要員は2時間以内に参集可能なことを確認していることから、2時間以降に期待する評価としている。</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|---|
| <p>がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p> <p>※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「7.1.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. 高圧代替注水系による原子炉注水 高圧代替注水系による原子炉注水については、「7.1.3.2.1(3)b. 高圧代替注水系による原子炉注水」と同じ。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。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>なり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（SA）を監視することで原子炉スクラムの成功/失敗を推定できる。</p> <p>b. 高圧代替注水系の起動操作 全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。 高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系） 高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。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（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。</p> <p>d. 電源確保操作対応 早期の電源回復不能の確認後、直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>e. 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 全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、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中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。</p> <p>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作 全電源喪失の確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し、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）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な電源の切替え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個を手動開放し、原</p> | <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
| <p>d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、「7.1.3.1.1(3)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」と同じ。</p> | <p>子炉減圧を実施する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）等である。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。 炉心損傷がないことを継続的に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）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>g. 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）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は、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。また、原子炉圧力の低下により高圧代替注水系が停止したことを確認する。 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（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>h. タンクローリによる燃料給油操作 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中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>i. 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操作 全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、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279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である171℃に近接した場合は、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操作を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。 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操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。</p> <p>j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 外部電源喪失の確認後、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。 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|----|
| <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「7.1.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「7.1.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>g. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「7.1.3.1.1(3)h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。</p> <p>h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、「7.1.3.1.1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。</p> | <p>による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>1. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作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。 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。</p> <p>m. 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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、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）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。 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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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>n. 使用済燃料プールの冷却操作 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水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）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|---|
| <p>7.1.3.3.2 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び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) +直流電源喪失」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は第 7.1.3.2-2 表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、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>2.3.2.2 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、外部電源喪失を起因事象とし、直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBD)」である。なお、「外部電源喪失+DG 失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」及び「サポート系喪失 (直流電源故障) (+外部電源喪失) +DG 失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」は、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり、この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。</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系含む) 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。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、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を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を SAFER コードよりも低めに評価する CHASTE コードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2-2 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>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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、外部電源が喪失するものとする。</p> | <p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから CHASTE コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
| <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能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 重大事故等対策に関連する機器条件は、「7.1.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。</p> | <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 125V系蓄電池の機能喪失を想定する。また、全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系が機能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</p> <p>(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タービン蒸気加減弁急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考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。</p> <p>(d) 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制するものとする。また、手動による原子炉減圧には、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個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 高圧代替注水系 136.7m³/h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]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>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し、0m³/h～1,676m³/h（0MPa[dif]*～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。なお、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又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--------------------------|
| <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 重大事故等対策に関連する操作条件は、「7.1.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。</p> | <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(g) 低圧代替注水系（可搬型） 可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～110m³/h、注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）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、50m³/h（一定）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し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき130m³/h（一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(i) 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） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に、1.9×10³m³/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウエルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、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替える。 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（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>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) 交流動力電源は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) 高圧代替注水系の起動操作は、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して、事象発生25分後に実施するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉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。なお、全交流動力電源喪失時において、直</p> | <p>・東海第二では、本事故シーケンスグ</p> |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|-------------------------------|
| <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、「7.1.3.1.2(3)有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件」と同じ。</p> <p>(4) 有効性評価の結果 有効性評価の結果は、「7.1.3.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じ。</p> | <p>流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から8時間後まではサプレッション・プールを水源とした高圧代替注水系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。</p> <p>(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操作は、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後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 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2.3.2-4図から第2.3.2-8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2.3.2-9図から第2.3.2-14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・プール水温度の推移を第2.3.2-15図から第2.3.2-18図に示す。</p> <p>※ 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系ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後、事象発生25分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し、原子炉注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。 代替直流電源設備は、負荷の切離しを行うことなく、事象発生から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可能である。</p> | <p>ループで格納容器圧力逃がし装置を使用しない。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|--|----|
| | <p>(添付資料 2.3.2.1)</p> <p>事象発生後の8時間後に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）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動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一時的に低下するが、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、高圧代替注水系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。</p> <p>(添付資料 2.3.2.2)</p> <p>事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、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は維持される。</p> <p>また、全電源喪失に伴い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した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、事象発生後の約13時間後に格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、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操作を開始し、事象発生後の24時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、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</p> <p>燃料被覆管温度は、第2.3.2-9図に示すとおり、炉心冷却が維持され、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2.3.2-4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>格納容器圧力は、第2.3.2-15図に示すとおり、全電源喪失に伴い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した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、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操作</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|----|
| <p>7.1.3.3.3 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の余裕を評価するものとする。</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）+直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「7.1.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。</p> | <p>及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作により低下傾向となる。事象発生の約13時間後に最高値の約0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.2-16図に示すとおり、事象発生の約24時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。</p> <p>第2.3.2-5図に示すように、高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.2-15図及び第2.3.2-16図に示すように、事象発生の約24時間後に、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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、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2.3.2.3）</p> <p>安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、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（原子炉停止時冷却系）により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>2.3.2.3 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>本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、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、高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力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、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操作を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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として、高圧代替注水系の起動操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|--|----|
| | <p>搬型)による原子炉注水操作), 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)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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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、燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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する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操作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、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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操作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 2.3.2.4)</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|--|----|
| | <p>b. 評価項目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、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</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、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 style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.4)</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2.3.2-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、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>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|--|----|
| | <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の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、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量 0m³/h～110m³/h (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) 及び 0m³/h～1,676m³/h (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は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。また、それぞれ注水流量 0m³/h～110m³/h 未満 (0MPa [dif] ～1.4MPa [dif]) 及び 0m³/h～1,676m³/h 未満 (0MPa [dif] ～1.55MPa [dif]) の場合は、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、原子炉減圧から水位回復までの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 2.3.2.4)</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、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m 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、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータ</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|---|----|
| | <p>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、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、それぞれ注水流量 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ (OMPa [dif] $\sim 1.4\text{MPa}$ [dif]) 及び $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ (OMPa [dif] $\sim 1.55\text{MPa}$ [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ 未満 (OMPa [dif] $\sim 1.4\text{MPa}$ [dif]) 及び $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 未満 (OMPa [dif] $\sim 1.55\text{MPa}$ [dif]) の場合は、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「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>操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、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設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から高圧代替注水系の起動操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）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が、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の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操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 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</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|---|----|
| | <p>て、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。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、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から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 style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、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。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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、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）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水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高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>操作条件の残留熱除去系（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）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、格納容器除熱操作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に対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.2.4)</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
| <p>7.1.3.3.4 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）+直流</p> | <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、原子炉注水が実施されない場合においても、事象発生 39 分は原子炉水位を燃料有効長頂部以上に維持されることを感度解析により確認しており、起動操作が少なくとも 14 分遅れても燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）は、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事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から 170 分程度であることから、時間余裕がある。 操作条件の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操作は、事象発生の約 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中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料 2.3.2.4, 2.3.2.5)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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>2.3.2.4 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（TBD, TBU）」の重大事故等</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|---|-----|
| <p>電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「7.1.3.3.1(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。</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 必要な資源の評価結果は、「7.1.3.2.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。</p> | <p>対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.3.2.1(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、必要な参集要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり6名であり、参集要員72名に含まれることから対処可能である。</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(TBD, TBU)」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>a. 水 源 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）による原子炉注水操作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については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,130m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、西側淡水貯水設備に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはないと、7日間の対応が可能である。</p> <p>高圧代替注水系及び残留熱除去系（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）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはないと、7日間の対応が可能である。</p> <p>なお、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）による原子炉注水操作の開始時間が、評価時間の8時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失(TBP)と同等の評価結果となるため、水源が枯渇することはないと、7日間の対応が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.2.6)</p> <p>b. 燃 料 常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約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(常設代替高圧電源装置5台)による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ(2台)を用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ(2台)の運転を想定すると、約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ(2台)を用いた低圧代替注水系(可搬型)による7日間の原子炉注水等の継続が可</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>7.1.3.3.5 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）+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより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）+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレー冷却モード）による原子炉格納容器除熱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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」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）+直流電源喪失」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、高圧代替注水系による原子炉注水、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、逃がし安全弁による</p> | <p>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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.2.7)</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約4,497Wであるが、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>なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。</p> <p>代替の蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、負荷の切離しを行うことなく、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.2.8)</p> <p>2.3.2.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も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（TBD, TBU）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）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、安定状態に向けた対策として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ー冷却系（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（格納容器スプレー冷却系）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（TBD, TBU）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（TBD）」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
| <p>原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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。</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、高圧代替注水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）+直流電源喪失」に対して有効である。</p> | <p>替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、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（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で、炉心の著しい損傷を防止することができる。</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、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、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」において、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、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並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱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（TBD, TBU）」に対して有効である。</p> | |

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策について

| 制御及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | 計装設備 |
|-----------------------------|--|--|------------------------------------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | |
| 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、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の操作及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を判定する。 | 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 | — | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 高圧代替注水系統による原子炉注水 | 事故発生後に原子炉停炉時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系統を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、以後炉心を空水維持可能な範囲に制御する。 | 高圧代替注水系統 可搬型代替注水ポンプ (H-2 級) タンクローリー (BL) | — | 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復元貯蔵槽水位 (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) 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 常設代替直流電源設備 | — | 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル冷却器温度 サブプレッジョン・チェンバース温度 サブプレッジョン・チェンバース温度 |
| 逃がし安全弁による原子炉急減圧 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa (Gauge) に到達した場合、格納容器圧力逃がし安全弁を起動し、逃がし安全弁による非動減圧を行う。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【既設】 軽油タンク | 代替原子炉格納容器冷却系 タンクローリー (BL, 10BL) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 既設熱除去系 (格納容器スプレッド) による原子炉注水 | 原子炉急減圧により、既設熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 【既設】 軽油タンク | 代替原子炉格納容器冷却系 タンクローリー (BL, 10BL) | 原子炉水位 (SA) 【既設熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル冷却器温度 サブプレッジョン・チェンバース温度 |
| 既設熱除去系 (格納容器スプレッド) 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、格納容器圧力が 0.18MPa (Gauge) に到達した場合、既設熱除去系 (格納容器スプレッド) による原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復元貯蔵槽 軽油タンク | 代替原子炉格納容器冷却系 タンクローリー (BL, 10BL) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復元貯蔵槽水位 (SA) 復元貯蔵槽水位 (SA) |

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (1/4)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | |
|-------------------------|---|---|--|
| | | 常設設備 | 可搬設備 |
| 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失すること、全電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができないため、原子炉圧力の操作及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を判定する。 事故発生後に原子炉停炉時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系統を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、以後炉心を空水維持可能な範囲に制御する。 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。 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa (Gauge) に到達した場合、格納容器圧力逃がし安全弁を起動し、逃がし安全弁による非動減圧を行う。 原子炉急減圧により、既設熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉注水を実施する。 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa (Gauge) に到達した場合、既設熱除去系 (格納容器スプレッド) による原子炉注水を実施する。 既設熱除去系 (格納容器スプレッド) による原子炉注水 | 逃がし安全弁 (安全弁機能) * | 原子炉圧力 (SA) M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 |
| 高圧代替注水系統の起動操作 | <ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴い高圧注水機機能喪失の確認後、高圧代替注水系統に必要な負荷の電源切替えを実施し、高圧代替注水系統を起動する。 高圧代替注水系統の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 直流電源の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 全電源喪失に伴い低圧注水機機能喪失の確認後、可搬型代替注水系統 (可搬型) を用いた低圧注水機機能喪失による原子炉注水準備を開始する。 | 高圧代替注水系統 サブプレッジョン・チェンバース* 緊急用 125V 系蓄電池 | 高圧代替注水系統流量 |
| 原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系統) | <ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系統の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 直流電源の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 全電源喪失に伴い低圧注水機機能喪失の確認後、可搬型代替注水系統 (可搬型) を用いた低圧注水機機能喪失による原子炉注水準備を開始する。 | 高圧代替注水系統 サブプレッジョン・チェンバース* 緊急用 125V 系蓄電池 | 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 高圧代替注水系統流量 |
| 電源確保操作対応 | <ul style="list-style-type: none"> 直流電源の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 全電源喪失に伴い低圧注水機機能喪失の確認後、可搬型代替注水系統 (可搬型) を用いた低圧注水機機能喪失による原子炉注水準備を開始する。 | — | — |
| 可搬型代替注水系統 (可搬型) の起動準備操作 | <ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴い低圧注水機機能喪失の確認後、可搬型代替注水系統 (可搬型) を用いた低圧注水機機能喪失による原子炉注水準備を開始する。 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水 水中型ポンプ |

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

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の重大事故等対策について

| 相階及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | 計装設備 |
|---------------------------------|--|--|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | |
| 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、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の維持及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を判定する。 | 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 | — | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 高圧代替注水系統による原子炉注水 | 事象発生後に原子炉温度が確認できない場合、高圧代替注水系統を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、以後炉心を空水維持可能な範囲に制御する。 | 高圧代替注水系統 可搬型代替注水ポンプ (H-2級) タンクローリー (R/L) | — | 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復元貯蔵槽水位 (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) 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 格納容器圧力ベント系 常設代替直流電源設備 | — | 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウェル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバール雰囲気温度 |
| 逃がし安全弁による原子炉急減圧 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力ベント系 (低圧注水モード) を起動し、逃がし安全弁を動作させる。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【格納容器圧力 (低圧注水モード)】 タンクローリー (R/L, H/L) | 代替原子炉格納容器冷却系 タンクローリー (R/L, H/L) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 格納容器圧力 (格納容器スプレッド) による原子炉格納容器除熱 | 格納容器圧力 (格納容器スプレッド) による原子炉格納容器除熱を実施する。 | 常設代替交流電源設備 【格納容器圧力 (低圧注水モード)】 タンクローリー (R/L, H/L) | 代替原子炉格納容器冷却系 タンクローリー (R/L, H/L) | 原子炉水位 (SA) 【格納容器圧力 (低圧注水モード)】 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバール雰囲気温度 |
| 低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水 | 格納容器圧力 (格納容器スプレッド) による原子炉格納容器除熱後、低圧代替注水系統 (常設) による原子炉注水を開始する。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復元貯蔵槽 タンクローリー (R/L, H/L) | 可搬型代替注水ポンプ (H-2級) タンクローリー (R/L, H/L) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復元貯蔵槽水位 (SA) 復元貯蔵槽水位 (SA) |

【1】：重大事故等対策設備 (設計基準設備)

10-7-1-292

東海第二発電所

備考

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (2/4)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | 計装設備 |
|-------------------------------|--|---|--------------|---|
| | | 常設設備 | 可搬設備 | |
| 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 | <ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失の確認後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に必要なる負荷の電源切替を実施する。 サブプレッジョン・プール水温度がサブプレッジョン・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合 65℃) に到達したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に必要な電源の切替操作が完了した後に、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を手動開放することにより、原子炉減圧を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 | 逃がし安全弁 (自動減圧機能) * 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ 緊急用 125V 系蓄電池 | — | サブプレッジョン・プール水温度 原子炉圧力 (SA) ドライウェル雰囲気温度* 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) * |
| 原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系統 (可搬型)) | <ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統 (可搬型) からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。 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) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 高圧代替注水系統が停止したことを確認する。 タンクローリーにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水中型ポンプ | 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水流量 高圧代替注水系統流量 原子炉圧力 (S A) |
| タンクローリーによる燃料給油操作 | | 可搬型設備用軽油タンク | タンクローリー | — |

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.3.2-48

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の重大事故等対策について

| 相続及び操作 | 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 |
| 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、原子炉はスクラムするが、直交流電機により平均出力削減モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の維持及び逃がし安全弁の動作改善等により原子炉の停止状態を確定する。 | 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 高圧代替注水系による原子炉注水 | 事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を非自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉注水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。 | 高圧代替注水系 復元代替設備 常設代替直流電源設備 軽油タンク | 原子炉注水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復元代替注水位 (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 高圧化ベンチ系 常設代替直流電源設備 | 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ワイヤタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ |
| 逃がし安全弁による原子炉急凍減圧 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[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急凍減圧を行う。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【低圧注水モード】 軽油タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉注水 | 原子炉急凍減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替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 【低圧注水モード】 軽油タンク | 原子炉注水位 (SA) 【低圧注水モード】 【低圧注水モード】 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施する。 | 常設代替交流電源設備 【低圧注水モード】 軽油タンク | 【高圧熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 (SA) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバール雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバール雰囲気温度 |
| 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水位回復後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。原子炉注水位は原子炉注水位低 (レベル 3) から原子炉注水位高 (レベル 8) の間で維持する。 | 常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復元代替設備 軽油タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復元代替注水位 (SA) 復元代替注水位 (SA) |

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準設備)

10-7-1-292

東海第二発電所

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (3/4)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | |
|---|--|-----------------------|--------------|
| | | 常設設備 | 可搬設備 |
| 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操作 | <ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 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操作を実施する。 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水中型ポンプ |
| 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 | <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 | 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク | — |
| 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 | <ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、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。 | — | — |
| 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | <ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電準備操作の完了後、非常用母線 2C及び 2Dを受電する。 | 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク | — |

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

2.3.2-49

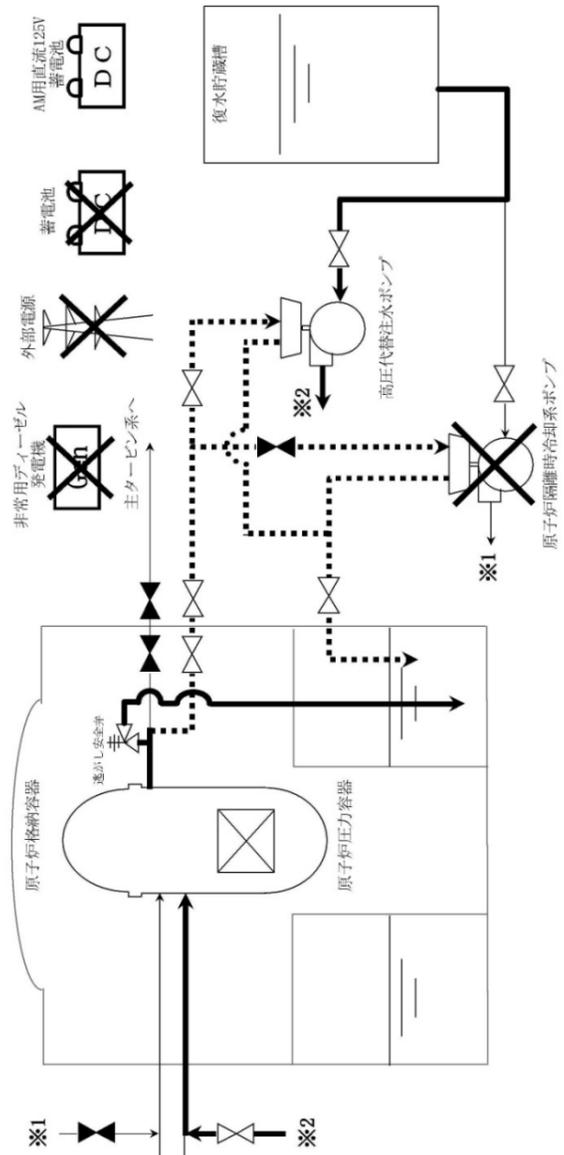
備考

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

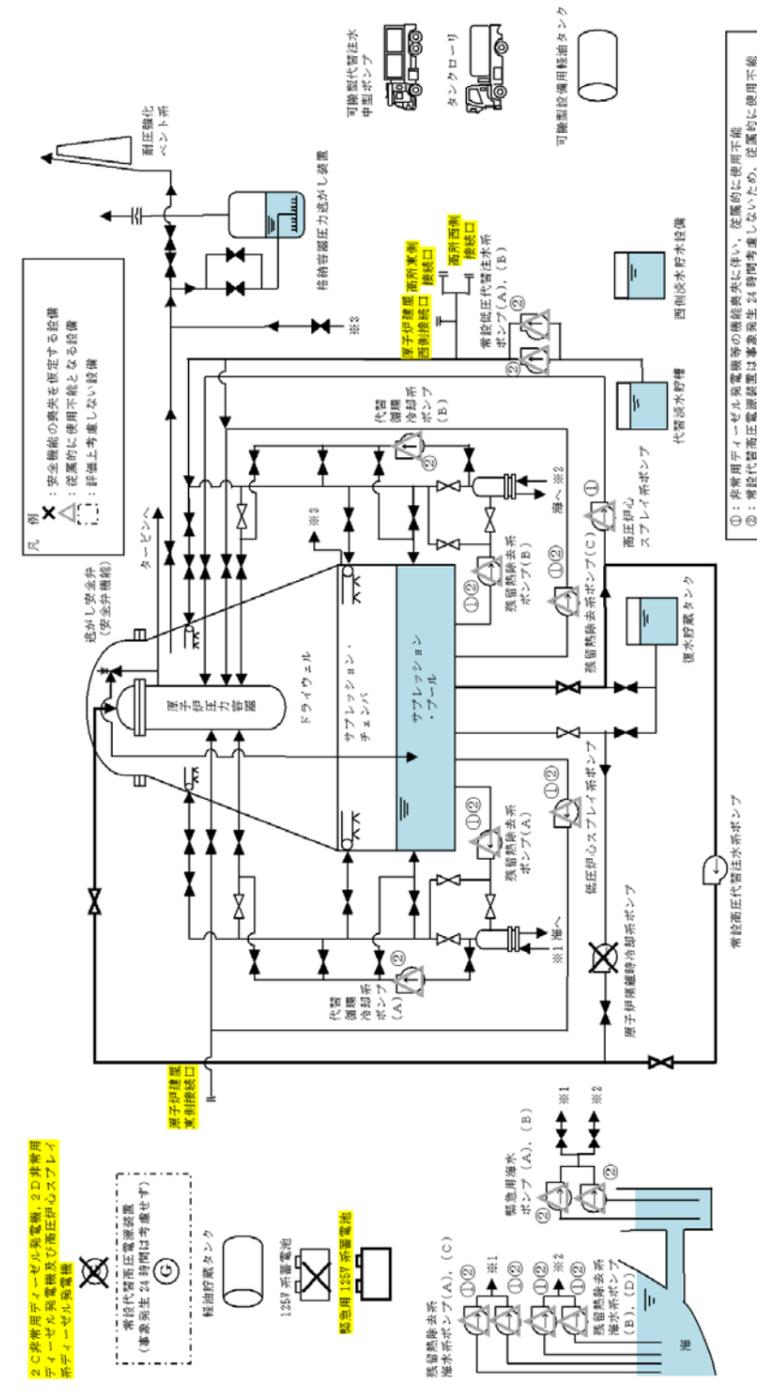
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.3.3-1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
 (原子炉注水)

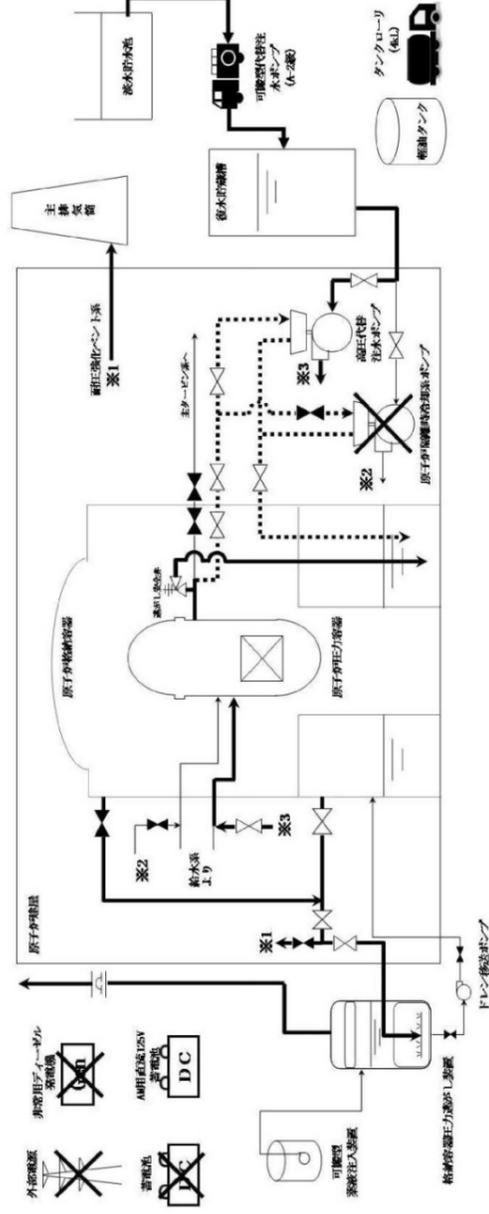


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (高圧代替注水系による原子炉注水段階)

2.3.2-33

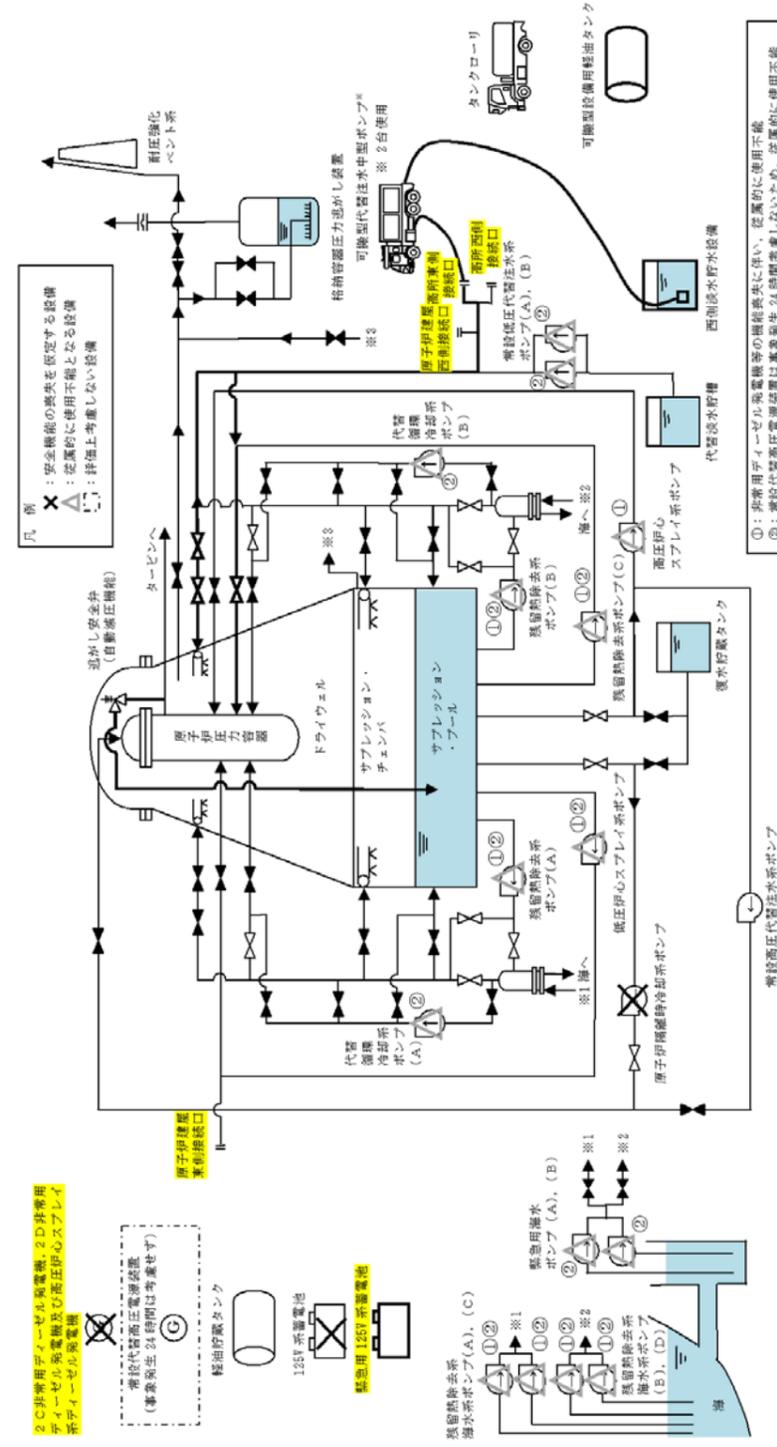
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.3.3-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ 直流電源喪失」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除熱)

東海第二発電所



2.3.2-34

第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 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イ冷却系(可搬型)による格納容器冷却段階)

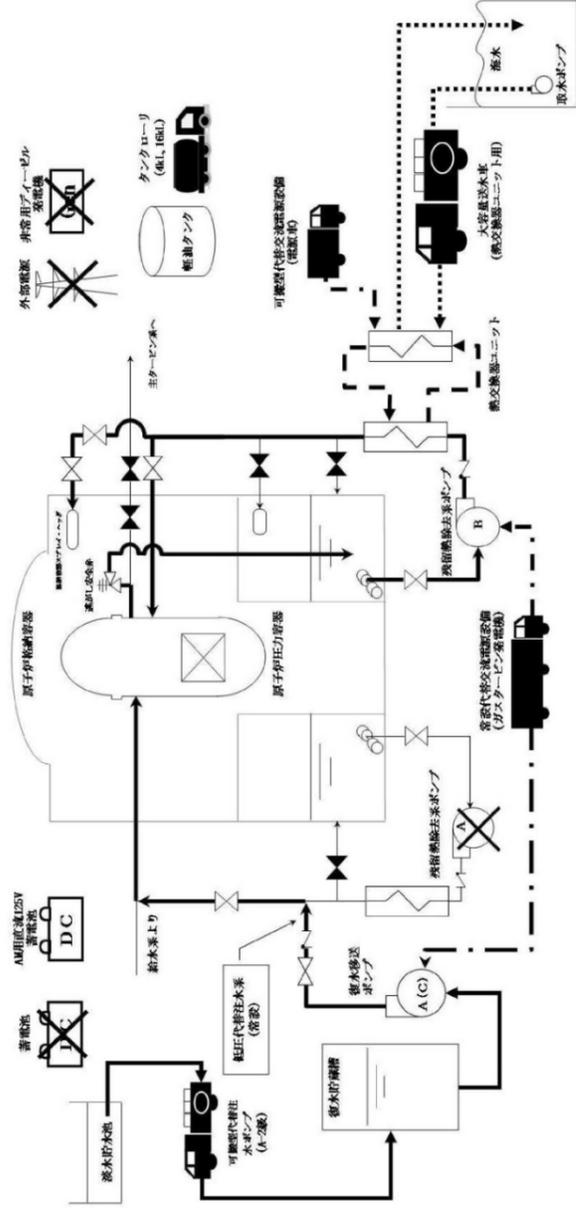
備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

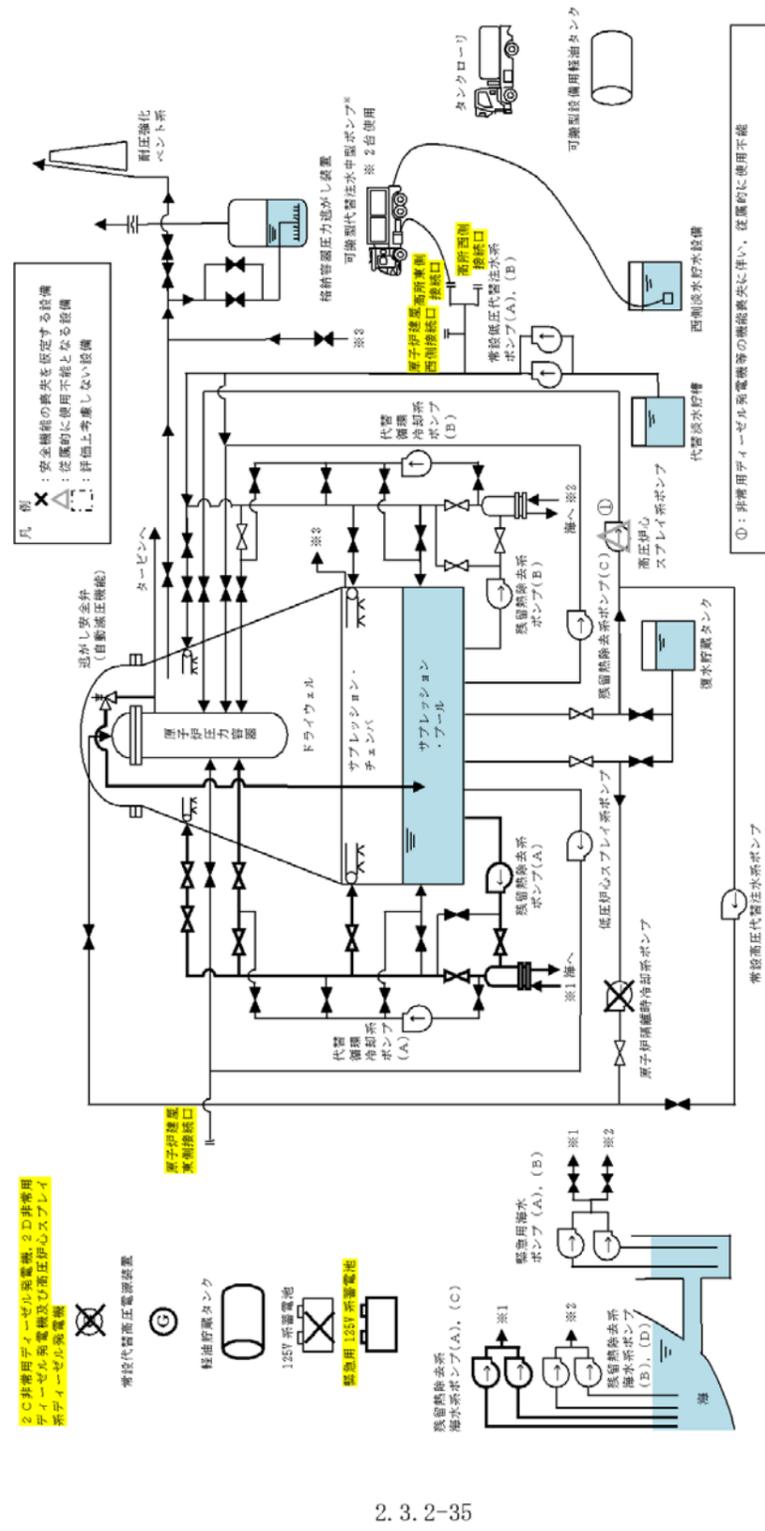
東海第二発電所

備考



※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。

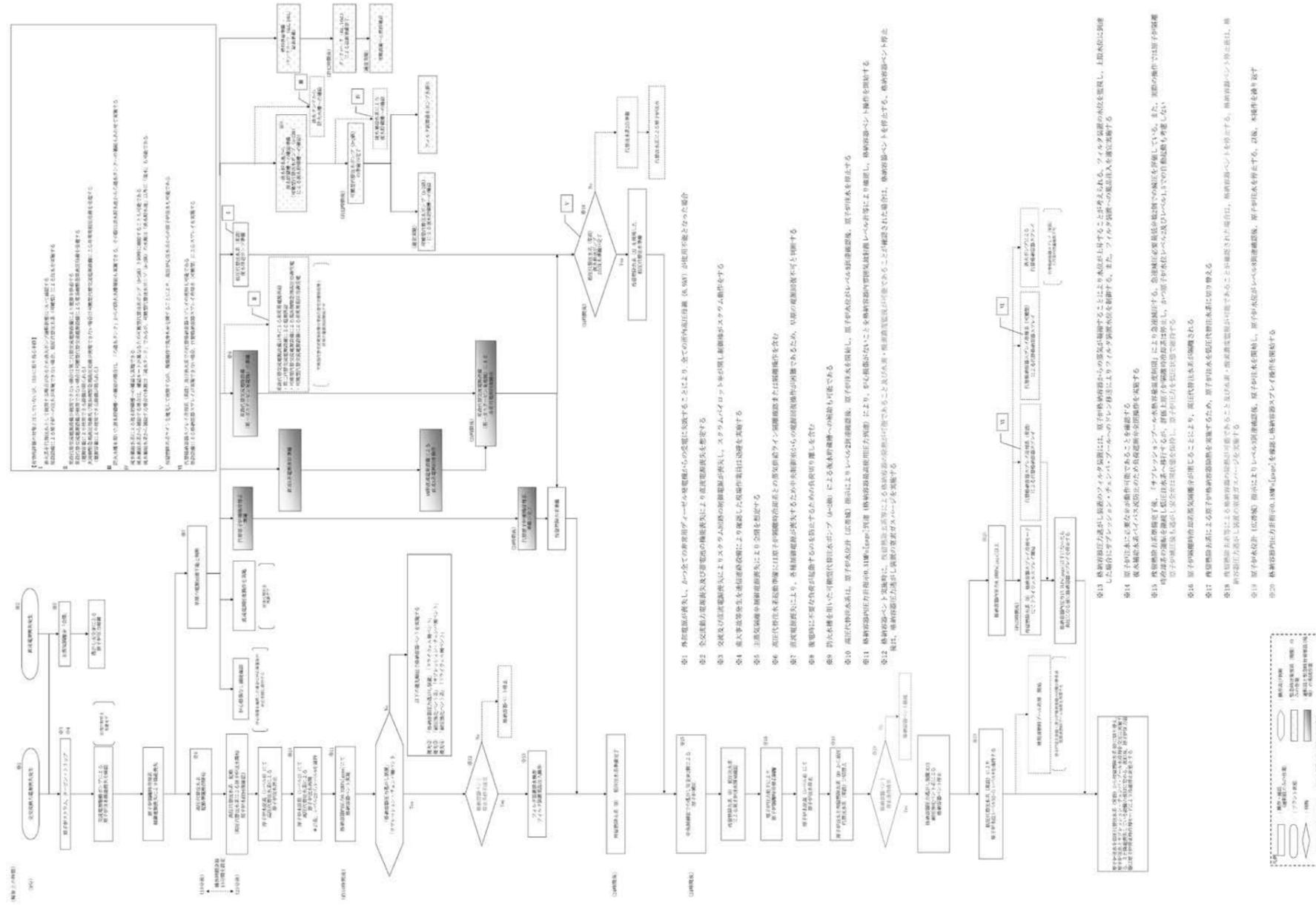
第 7.1.3.3-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
 (原子炉急速減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 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)

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

備考



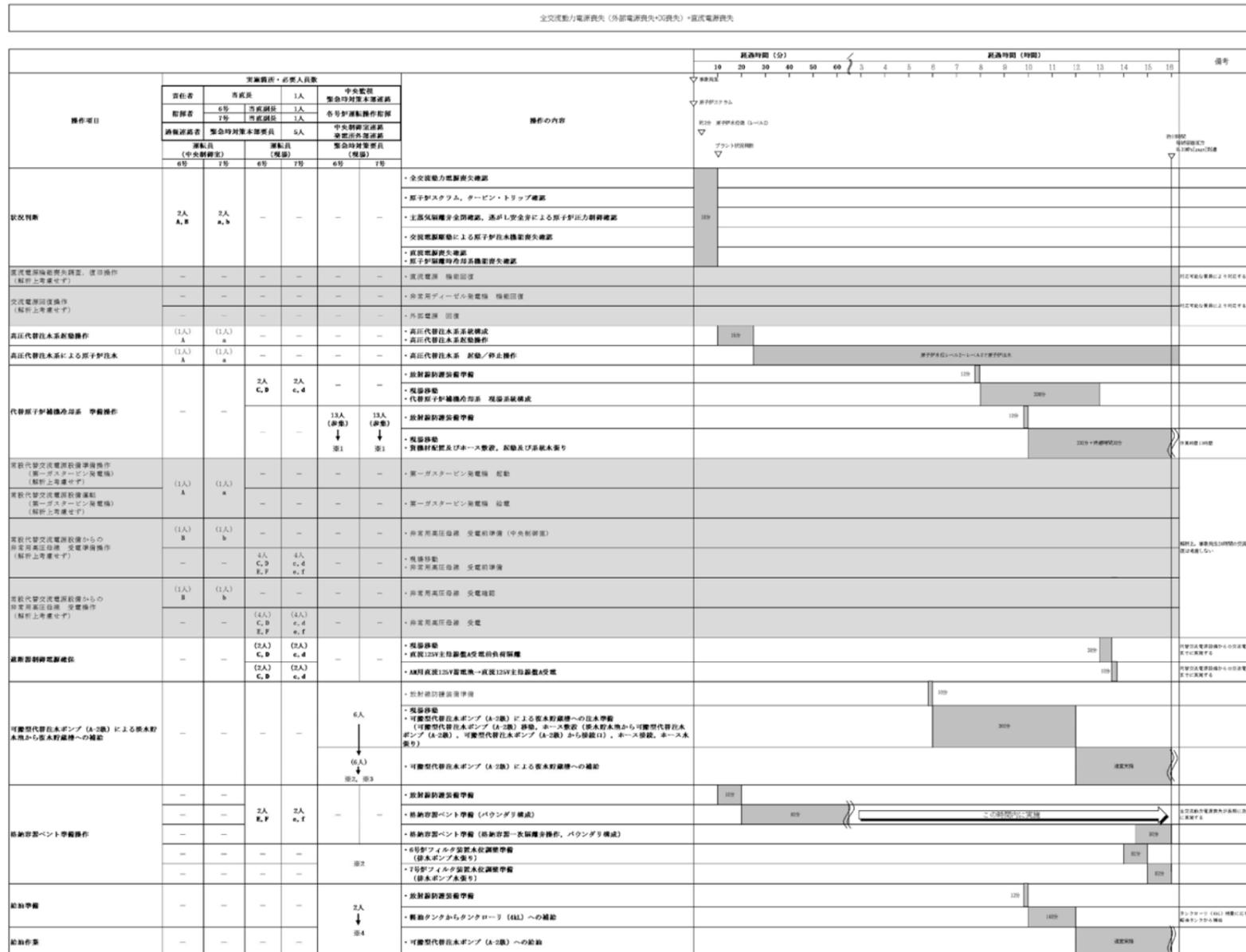
第 7.1.3.3-5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DC 喪失) + 直流電源喪失」の対応手順の概要

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBD, TBU）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



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

| 東海第二発電所 | | | | 備考 | | |
|---------------------------------------|--------------------------------|---------------|----------------|--|--|---|
| 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) | | | | | | |
| 操作項目 | 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 | 経過時間 (分) 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 | 備考 |
| | 責任者 | 当直発電長 | 1人 | | | |
| | 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 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) | | | |
| 乾電池式内蔵型照明の準備 | 2人 A, B | 3人 C, D, E | - | ●乾電池内蔵型照明 (ヘッドライト等) の準備 | 1分 | |
| 状況判断 | 2人 A, B | - | - | ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過かし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 | 10分 | |
| 中央制御室からの高圧代替注水系起動操作 | 【1人】 A | - | - | ●高圧代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作 | 4分 8分 | |
| 電源確保操作対応 | - | - | 2人 a, b | ●電源回復操作 | | 解析上考慮しない |
| 原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系) | 【1人】 A | - | - | ●高圧代替注水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 |
| 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 c~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 | |
| | - | 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 | |

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



第 7. 1. 3. 3-6 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の作業と所要時間 (2/2)

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

| | | | | 東海第二発電所 | | | | | | | | | | | | 備考 | |
|---|--------------------------------|-------------|----------------------|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|--|----|---|
| | | | | 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) | | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 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 | 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) | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | | | |
| 原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系) | 【1人】 A | - | - | ●高圧代替注水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 | 8時間1分 原子炉減圧開始 約13時間 格納容器圧力279kPa[asec]到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 | | | | | | | | | | | | |
| 可動型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可動型)の稼働準備操作 | - | - | 8人 c~j | ●可動型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作 ●可動型代替注水中型ポンプの起動操作 | 170分 | 起動後、適宜監視 | | | | | | | | | | | |
| タンクローリによる燃料油給油操作 | - | - | 3人 C,D,E | ●可動型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可動型代替注水中型ポンプへの給油操作 | 125分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | タンクローリ積量に応じて適宜軽油タンクから給油 |
| 過かし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作 | 【1人】 B | - | - | ●過かし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●過かし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作 | 4分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | |
| 原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(可動型)) | - | 【2人】 C,D | 2人 (参集) | ●可動型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可動型)による原子炉注水の調整操作 | 系統構成後、適宜流量調整 | | | | | | | | | | | | |
| 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 | 【1人】 B | - | - | ●非常用母線の受電準備操作(中央制御室) | 30分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | |
| 可動型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可動型)による格納容器冷却操作 | - | 【1人】 E | 【3人】 k,l,m | ●可動型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可動型)による格納容器冷却の系統構成操作 ●可動型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可動型)による格納容器冷却の調整操作 | 185分 | 系統構成後、適宜流量調整 | | | | | | | | | | | |
| 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 | 【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 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | |
| 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 【1人】 B | - | - | ●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作 | 8分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | |
| 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(格納容器スプレィ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作 | 【1人】 A | - | - | ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●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(格納容器スプレィ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱の交代運転操作 | 4分 | 原子炉水位高(レベル8)設定点にて格納容器スプレィ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)設定点にて原子炉注水への切替操作を実施 | | | | | | | | | | | |
| 使用済燃料プールの冷却操作 | - | 【1人】 C | 【1人】 (参集) | ●可動型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水(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 | | | | | | | | | | | | 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 |
| | 【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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 | 20分 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | 解析上考慮しない約2時間後までに実施する |
| 必要要員合計 | 2人 A,B | 3人 C,D,E | 13人 a~s 及び参集6人 | | | | | | | | | | | | | | |

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

第7.1.3.2-2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) +RCIC失敗) (1/6)

| 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 | - |
| 原子炉熱出力 | 3,926MWt | 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 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータータスカート 下端から+119cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 52,200t/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 |
| 炉心入口サブクール度 | 約10℃ | 熱平衡計算による値 |
| 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 |
| 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 ³ | 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 (ウエットウエル) | 空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ | ウエ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 |

10-7-1-286

東海第二発電所

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (1/7)

| 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 格納容器側：MAAP | 本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW | 定格熱出力を設定 |
| 原子炉圧力 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa [gage] | 定格圧力を設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータータスカート下端から+126cm) | 通常運転水位を設定 |
| 炉心流量 | 48,300 t/h | 定格流量を設定 |
| 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9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。) 初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定 |
| 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が最大となる燃焼度の高い条件として、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 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t) | 格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定 |
| 格納容器圧力 | 5kPa [gage] | ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定 |
| 格納容器雰囲気温度 | 57℃ | |

2.3.2-37

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

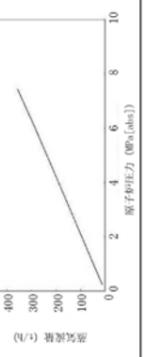
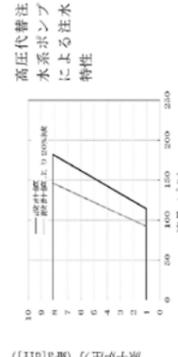
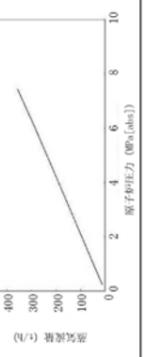
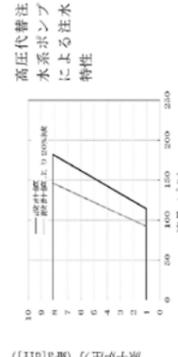
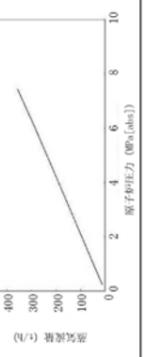
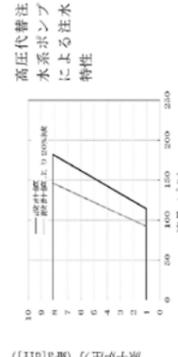
備考

第7.1.3.2-2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) +RCIC失敗) (2/6)

| 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 | 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 |
| | 格納容器圧力 | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| | 格納容器温度 | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| | 外部水源の温度 | 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 |
| 事故条件 | 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して設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定 |
| | 外部電源 | 本事故シナケクセスにおける前提条件 起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定 |

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------|----------------------|---|---|
| 初期条件 | 格納容器体積 (ドライウエル) | 設計値を設定 | |
| | 格納容器 (サブプレッション・チェンバ) | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転における下限値を設定 | |
| | サブプレッション・プール水位 | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転における下限値を設定 | |
| | サブプレッション・プール水温 | サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転における上限値を設定 | |
| | ベント管真空破壊装置作動差圧 | 設計値を設定 | |
| | 外部水源の水温 | 格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 | |
| | 起因事象 | 送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定 | |
| | 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 125V系蓄電池、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は24時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない |
| | | 外部電源 | 起因事象として、外部電源喪失を想定 |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|--|----------|-----------|---------------------------|--------------------|---------|---|--|--------|--|------------------------|--|----|--------|----------|---------|-------------------------------|--|--------|------------|---|---------|------------|--|--|
| <p>第7.1.3.2-2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) + RCIC失敗) (3/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム信号</td> <td>タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)</td> <td>安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定</td> </tr> <tr> <td>高圧代替注水系</td> <td> 事象発生25分後に手動起動し、設計値である182m³/h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m³/h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4個, 380t/h/個 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>  </td> <td> 高圧代替注水系の流量を設定 高圧代替注水系ポンプによる注水特性  </td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td></td> <td>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 原子炉スクラム信号 | 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 | 高圧代替注水系 | 事象発生25分後に手動起動し、設計値である182m ³ /h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m ³ /h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4個, 380t/h/個 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>  | 高圧代替注水系の流量を設定 高圧代替注水系ポンプによる注水特性  | 逃がし安全弁 | | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | <p>第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (3/7)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉スクラム</td> <td>原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間：1.05秒)</td> <td>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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定</td> </tr> <tr> <td>主蒸気隔離弁</td> <td>事象発生と同時に閉止</td> <td>外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定</td> </tr> <tr> <td>再循環系ポンプ</td> <td>事象発生と同時に停止</td> <td>外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> | 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | 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) | 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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定 | 主蒸気隔離弁 | 事象発生と同時に閉止 | 外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定 | 再循環系ポンプ | 事象発生と同時に停止 | 外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定 | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉スクラム信号 | 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 高圧代替注水系 | 事象発生25分後に手動起動し、設計値である182m ³ /h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m ³ /h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4個, 380t/h/個 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>  | 高圧代替注水系の流量を設定 高圧代替注水系ポンプによる注水特性  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 逃がし安全弁 | | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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) | 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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 主蒸気隔離弁 | 事象発生と同時に閉止 | 外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環系ポンプ | 事象発生と同時に停止 | 外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10-7-1-288 | 2.3.2-39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.3.2-2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) + RCIC失敗) (3/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------|--|--|
| 原子炉スクラム信号 | 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 |
| 高圧代替注水系 | 事象発生25分後に手動起動し、設計値である182m ³ /h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m ³ /h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水 逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1個, 363t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1個, 367t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4個, 370t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4個, 373t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4個, 380t/h/個 | 高圧代替注水系ポンプによる注水特性 |
| 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> | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故等対策に関する機器条件

10-7-1-288

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (4/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--------|--|--|
| 逃がし安全弁 | (原子炉圧力制御時) 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) (原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> | 設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作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ため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる 逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定 |

重大事故等対策に関する機器条件

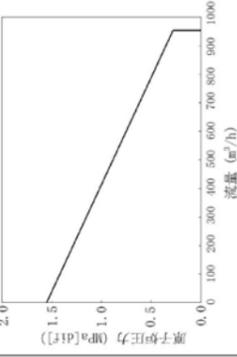
2.3.2-40

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

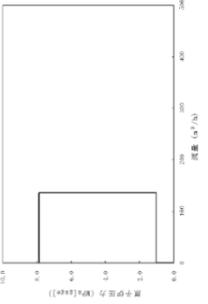
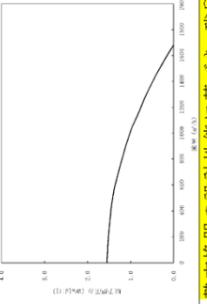
備考

第7.1.3.2-2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) +RCIC失敗) (4/6)

| 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する機器条件 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 事象発生 24 時間後に手動起動し、 954m ³ /h (0.27MPa[diff]において) に て注水  |
| | 低圧代替注水系 (常設) | 炉心を冠水維持可能な注水量で注水 <ul style="list-style-type: none"> 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、954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW (サブレーション・チェーンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において) |
| | 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) | 残留熱除去系の設計値として設定 |

10-7-1-289

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (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する機器条件 | 高圧代替注水系 | 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 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (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停止 <ul style="list-style-type: none"> 注水特性：136.7m³/h 注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] | 設計値を設定 高圧代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている  |
| | 残留熱除去系 (低圧注水系) | 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し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m ³ /h~1,676m ³ /h 注水圧力：0MPa[diff]~1.55MPa[diff] | 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定  |
| | 伝熱容量：約43MW (サブレーション・プール水温 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 | |

2.3.2-41

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

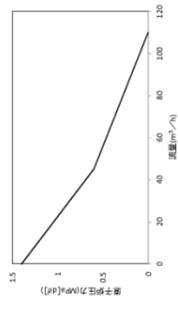
備考

第7.1.3.2-2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) +RCIC失敗) (5/6)

| 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 | 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 |
| | 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) |

10-7-1-290

第2.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (6/7)

| 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 | 低圧代替注水系 (可搬型) | 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から、24時間5分後に停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量: 0m ³ /h~110m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~1.4MPa[dif] (原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 50m ³ /h (一定) 格納容器圧力が 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から、24時間5分後に停止 | 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定  |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) | スプレイ流量: 130m ³ /h (一定) 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替え スプレイ流量: 1.9×10 ³ m ³ /h (95%; ドライウエル, 5%; サプレッション・チェンバ) | 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 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定 |
| | 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) | 伝熱容量: 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) | 設計値を設定 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徹しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 |

2.3.2-42

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.3.2-2 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) + RCIC 失敗) (6/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|---------------------------|---|
| 高圧代替注水系による原子炉注水操作 | 事象発生 25 分後 | 事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定 |
| 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 |
| 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 |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 | 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 (低圧注水モード) 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 |
| 低圧代替注水系 (常設) 起動操作 | 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 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作 | 事象発生約 25 時間後 | 常設代替交流電源設備からの受電後として設定 |

重大事故等対策に関する操作条件

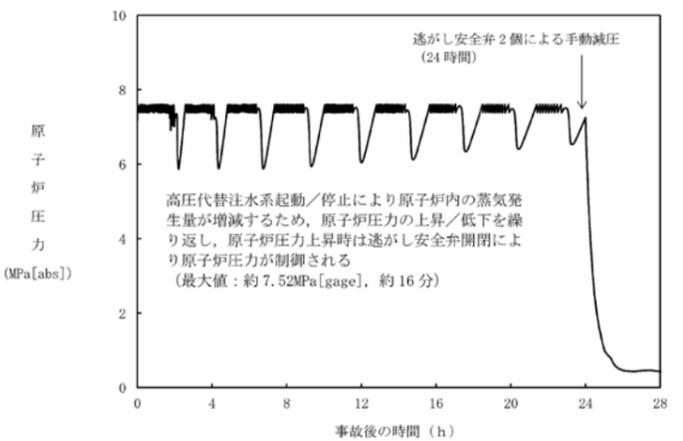
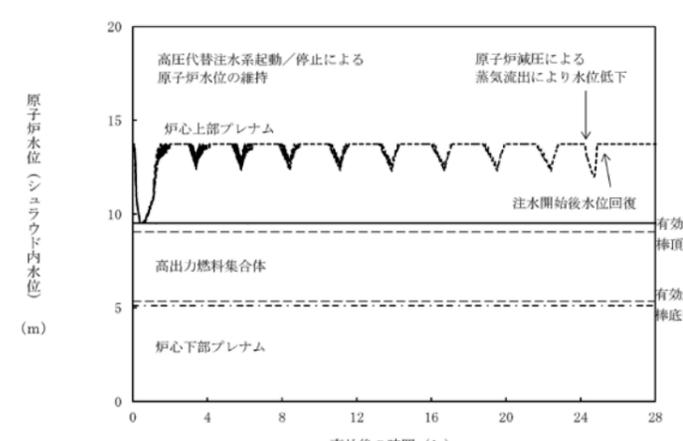
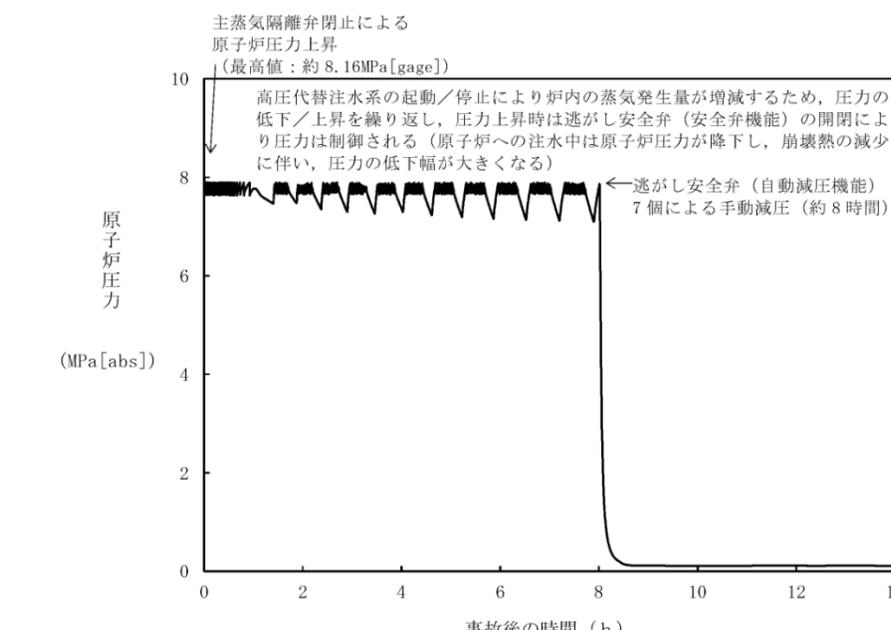
第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (7/7)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--|--------------------------|--|
| 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 事象発生から 24 時間後 | 本事故シーケンスの前提条件として設定 |
| 高圧代替注水系の起動操作 | 事象発生から 25 分後 | 運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後、高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定 |
| 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作) | 事象発生から 8 時間 1 分後 | 実際には低圧で注水可能な系統 (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)) が準備できた時点で、サブレーション・プールの水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に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) の準備が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定 |
| 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操作 | 格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時 | 運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮し設定 |
| 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) 又は残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 | 事象発生から 24 時間 10 分後 | 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定 |

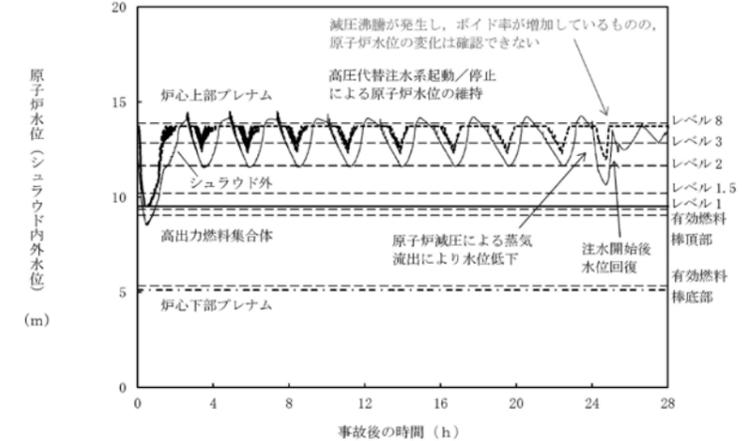
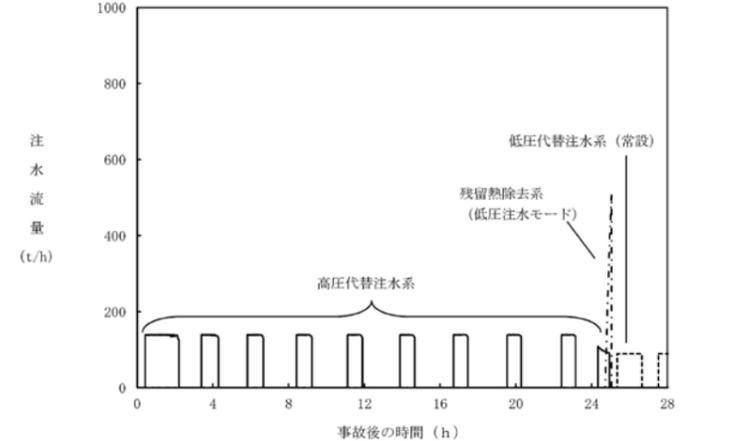
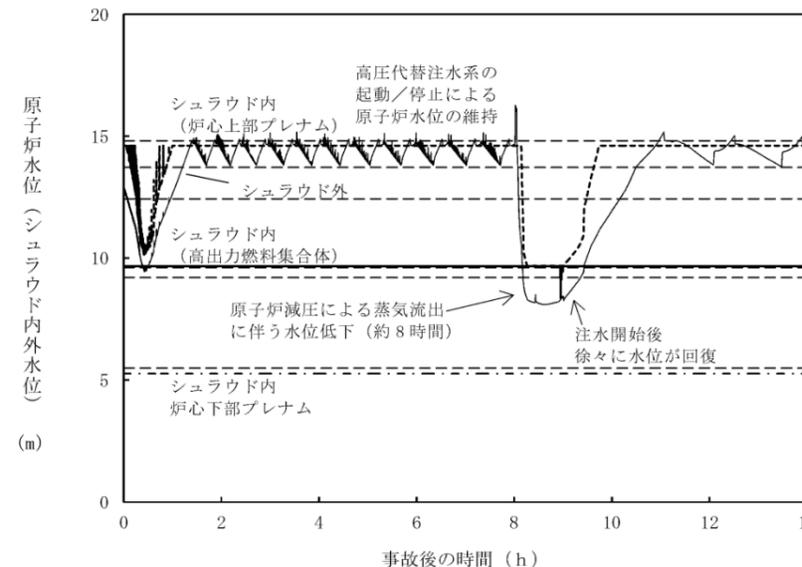
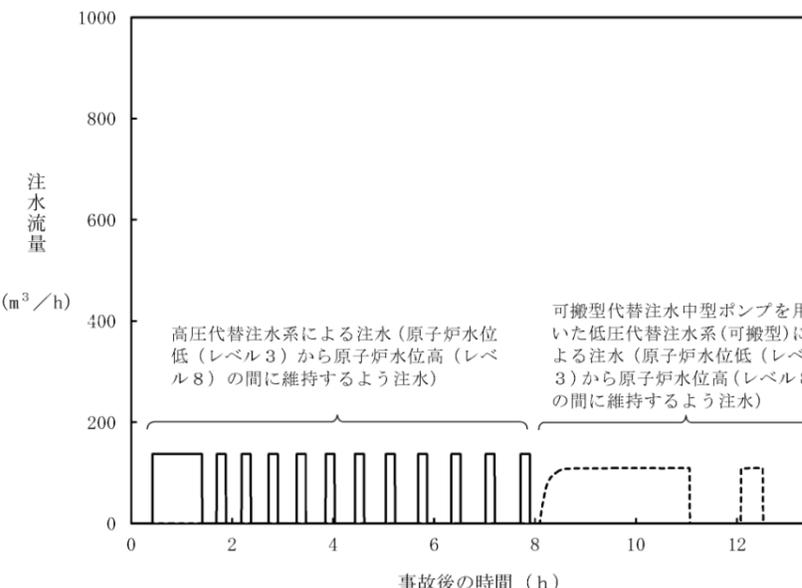
重大事故等対策に関する操作条件

2.3.2-43

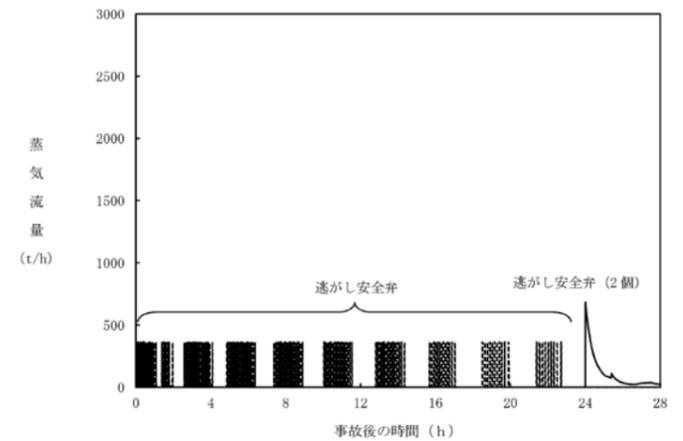
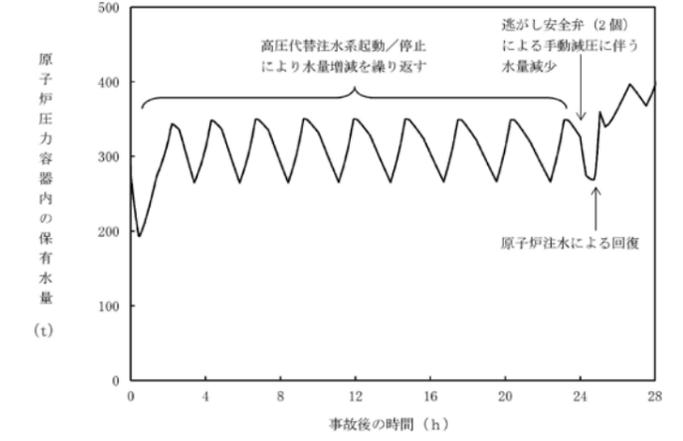
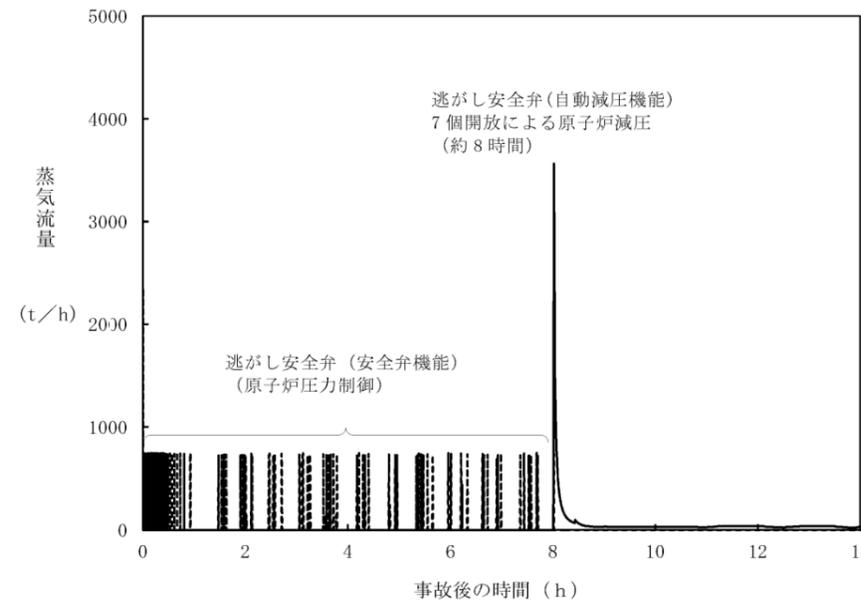
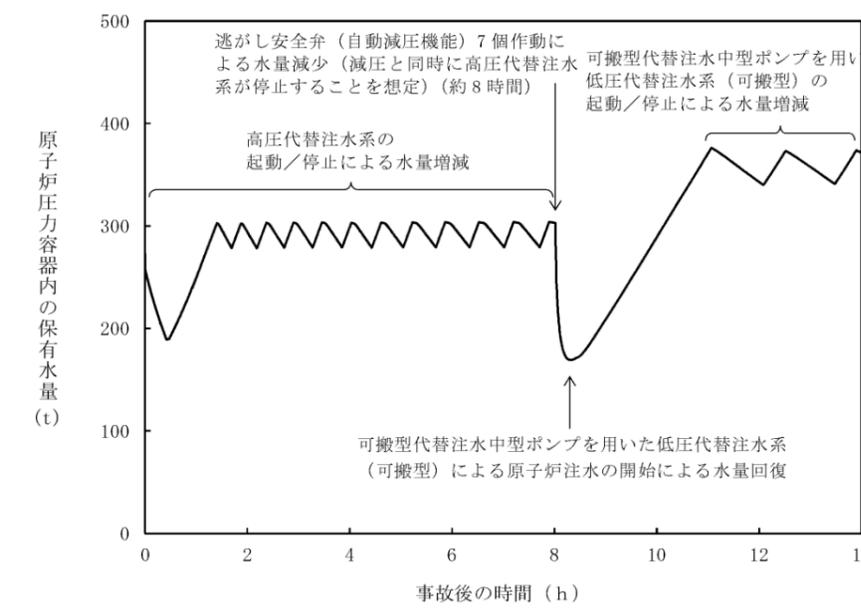
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7.1.3.2-7 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.3.2-8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-374</p> |  <p>第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移</p> | |

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

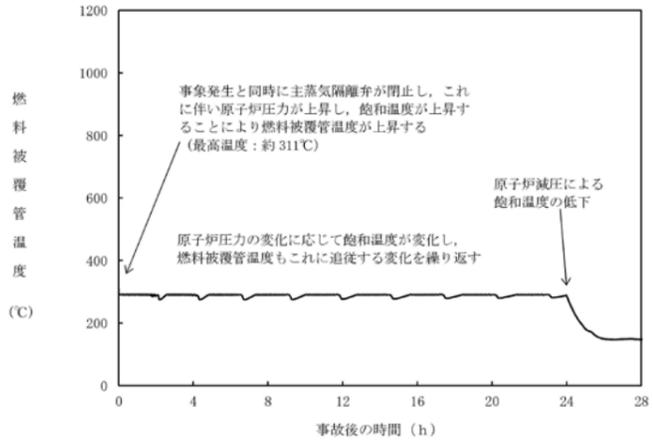
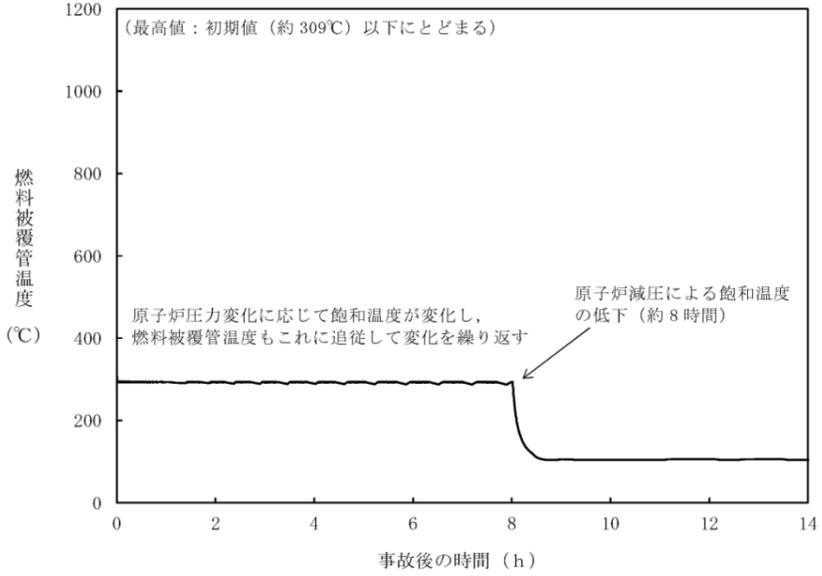
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--|
| <p>原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>  <p>第7.1.3.2-9図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>  <p>第7.1.3.2-10図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-375</p> | <p>原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>  <p>第2.3.2-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移*</p> <p>※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p>  <p>第2.3.2-6図 注水流量の推移</p> | <p>備考</p> <p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p> |

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

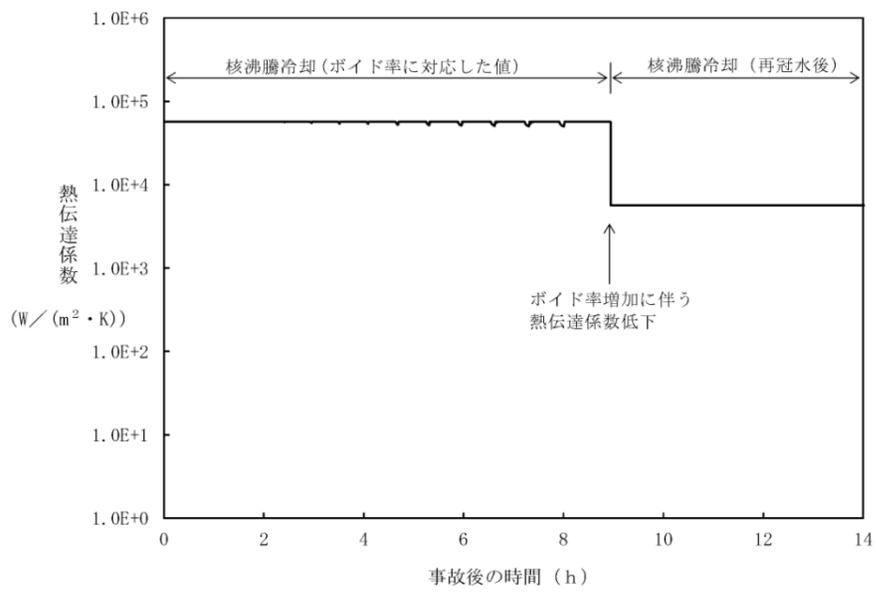
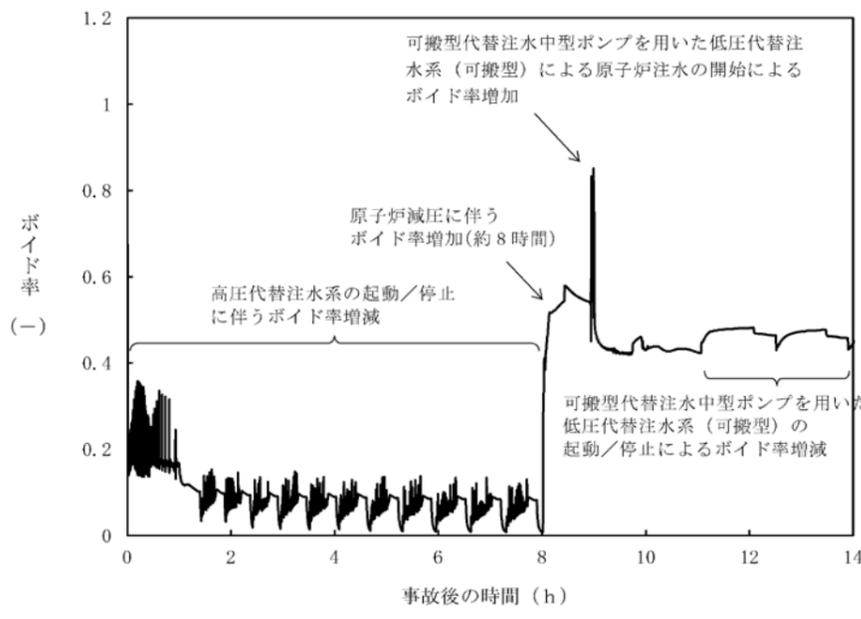
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7.1.3.2-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.3.2-12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-376</p> |  <p>第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 2.3.2-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> | |

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

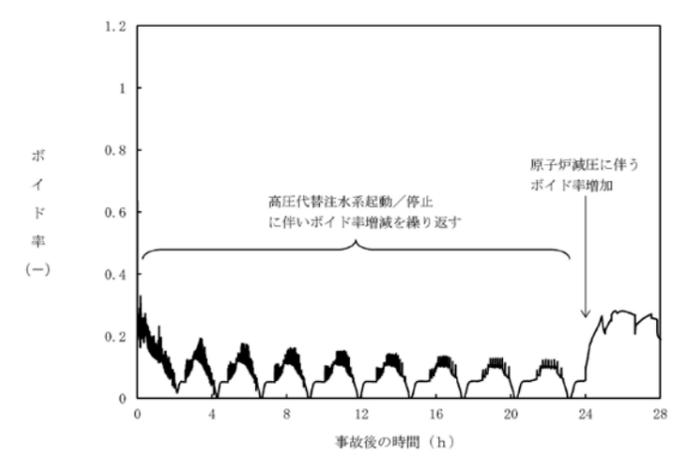
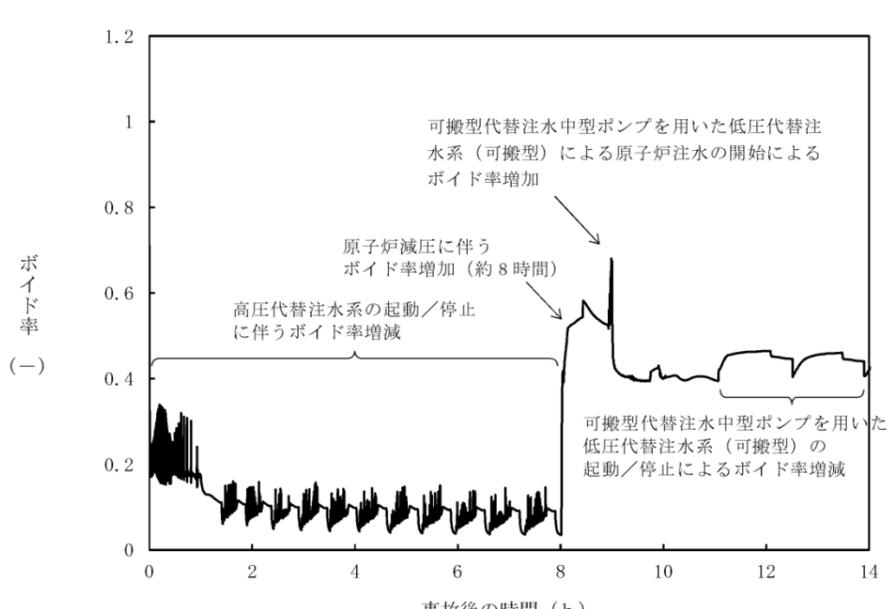
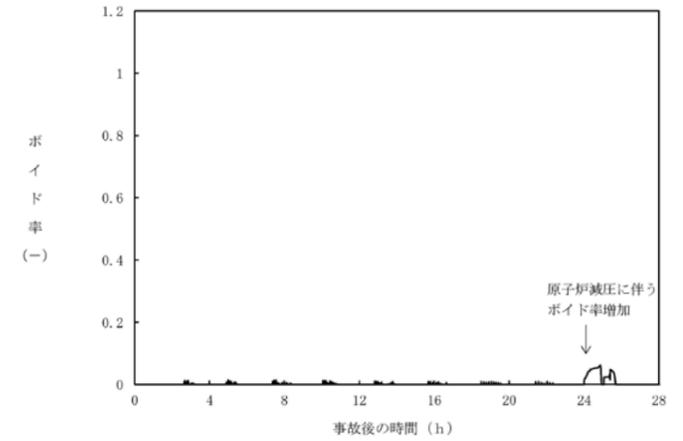
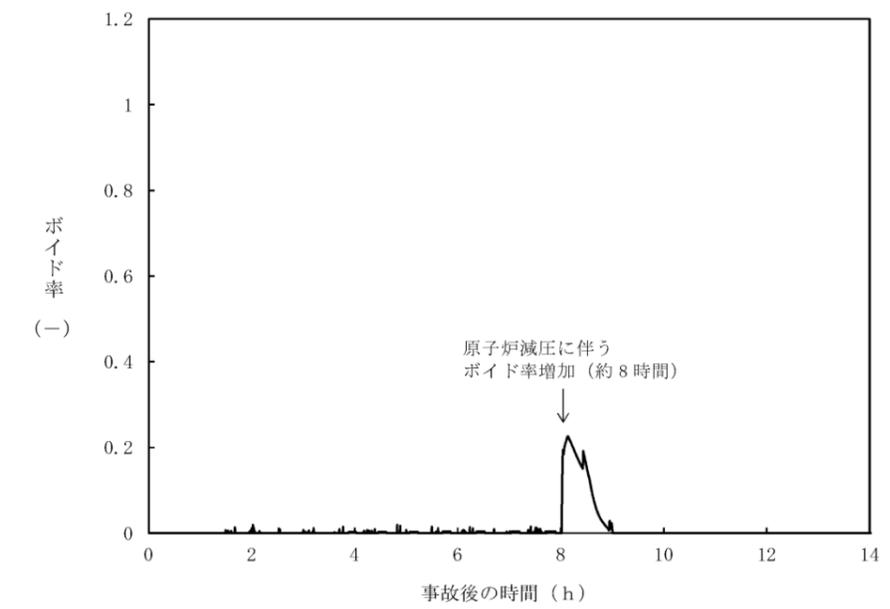
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（TBD, TBU）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 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>第 7.1.3.2-13 図 燃料被覆管温度の推移</p> |  <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|-----------------|--|----|
| |  <p>第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>  <p>第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p> | |

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

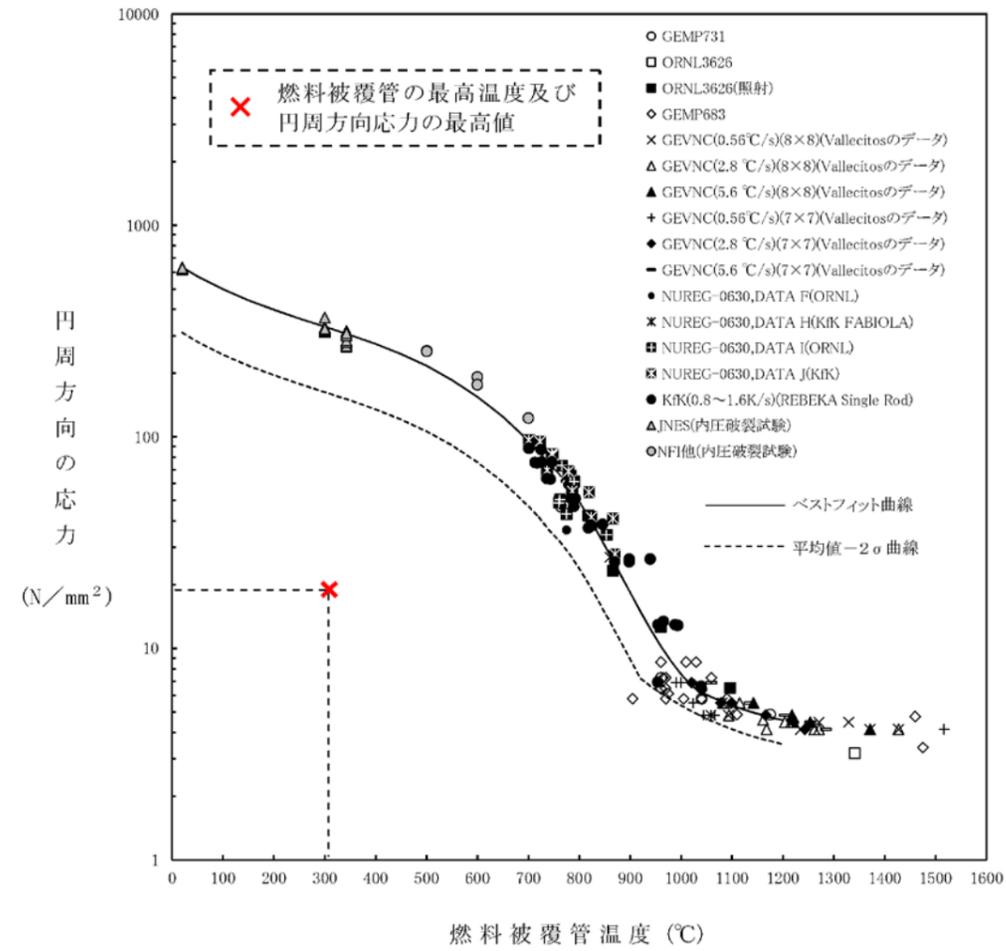
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
|  <p>第 7.1.3.2-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-377</p> |  <p>第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> | |
|  <p>第 7.1.3.2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> |  <p>第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | |

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

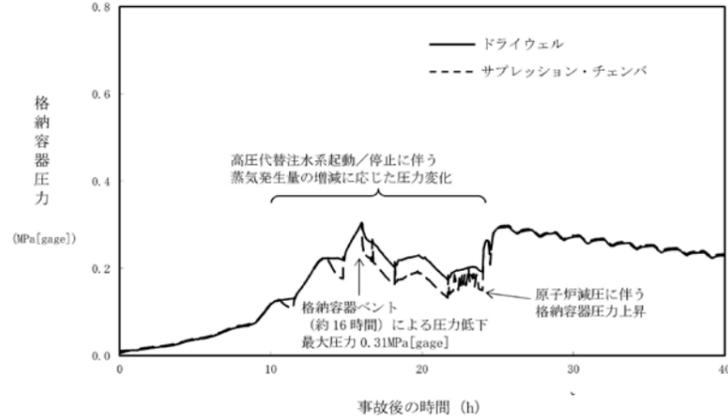
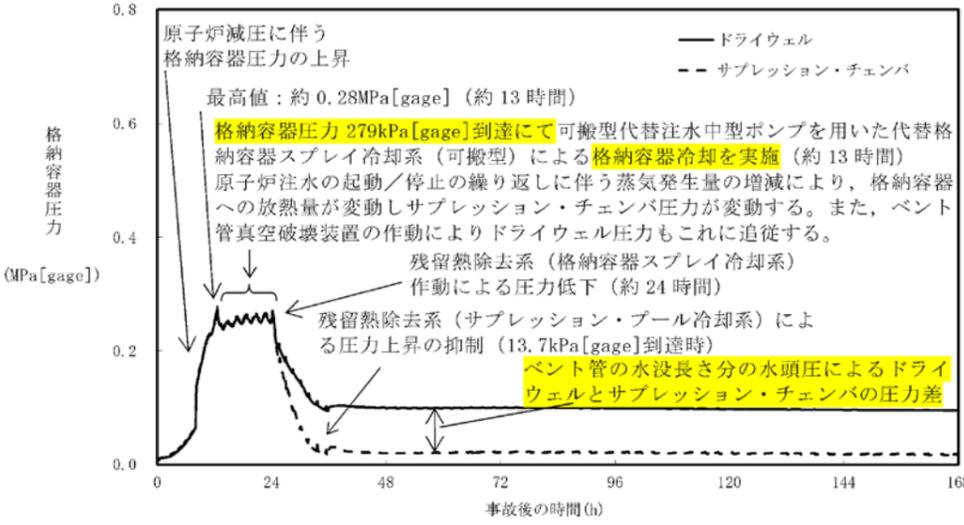
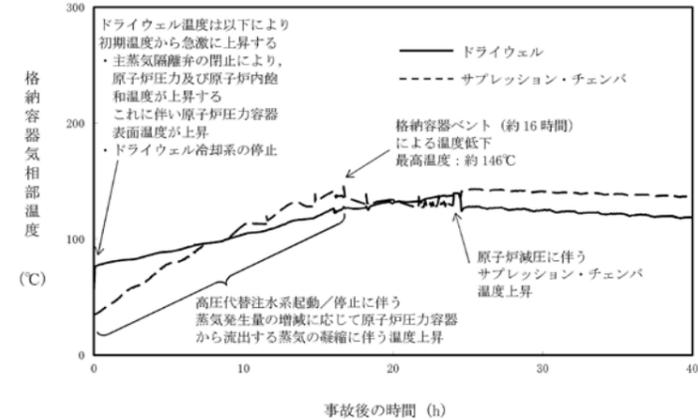
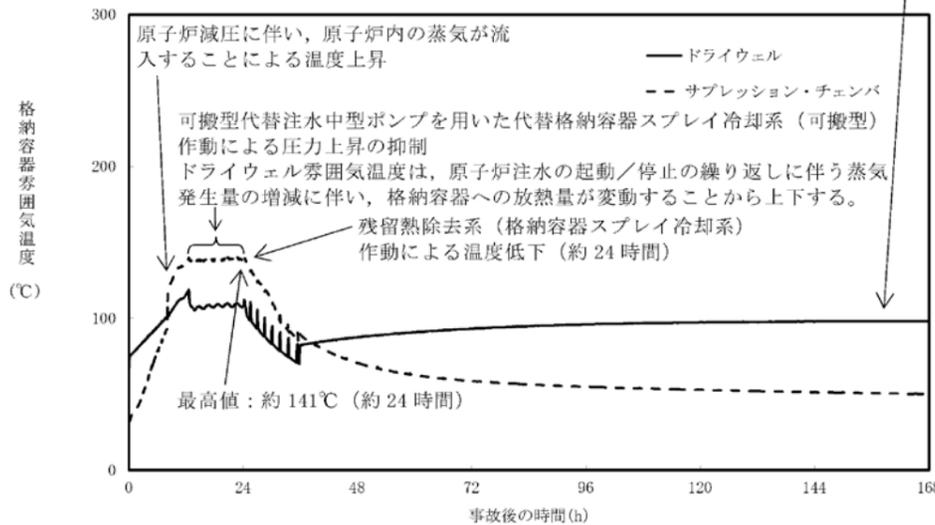
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7. 1. 3. 2-16 図 格納容器圧力の推移</p> <p>10-7-1-378</p> |  <p>第 2. 3. 2-15 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℃程度) で平衡状態となる</p> | |
|  <p>第 7. 1. 3. 2-17 図 格納容器気相温度の推移</p> |  <p>第 2. 3. 2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---------------------------------------|----|
| <p>第 7.1.3.2-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p> | <p>第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p> | |
| <p>10-7-1-379</p> | | |
| <p>第 7.1.3.2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p> | <p>第 2.3.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|---|---|
| <p>7.1.3.4 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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）、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>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としては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS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+HPCS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）」は、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により、電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁1個が開固着することで原子炉圧力が低下し、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁を介して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、原子炉水位の低下が継続し、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、逃がし安全弁1個開固着によって、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ことで原子炉注水機能が喪失し、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、直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない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、逃がし安全弁1個開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能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蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、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、可搬型の格納容器冷却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動力電源を復旧し、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>・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。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが、実態として相違点はない。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|--|
| <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.3.4-1 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。</p> <p>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。</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 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>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等である。</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」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、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）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、安定状態に向けた対策として、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手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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。対策の概略系統図を第 2.3.3-1 図に、対応手順の概要を第 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手順と設備との関係を第 2.3.3-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行うための当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）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>参集要員の内訳は、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、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を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに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。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認</p> <p>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しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに、再循環系ポンプが停止したことを確認する。</p> <p>原子炉スクラム、全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性は確認される。 ・東海第二では参集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから、2 時間以降に期待する評価としている。 |

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)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|--|
| <p>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>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閉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>b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</p> <p>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。</p> <p>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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。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。</p> <p>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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）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>原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して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徐々に低下するため、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことを継続的に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）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認</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の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非常用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 電源確保操作対応</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。</p> <p>f. 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</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、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中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお、逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原</p> | <p>・東海第二では、解析上考慮しない操作も含め、手順に従い必ず実施する操作を記載</p> <p>・設備設計の違いにより、東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p> 低压代替注水系（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. 低压代替注水系（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> 低压代替注水系（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、低压代替注水系（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。</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>子炉注水が開始される。</p> <p>g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p> 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（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）を開固着したものを含め 7 個を手動開放し、原子炉減圧を実施する。</p> <p> 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））</p> <p> 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の原子炉注水操作により、原子炉水位が回復したことを確認する。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）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。</p> <p> 原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>i. タンクローリによる燃料給油操作</p> <p> 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中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>j. 直流電源の負荷切離操作</p> <p> 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>k. 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操作</p> <p> 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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は、現場操作にて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操作を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。</p> <p> 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操作に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低压代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
| <p>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</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</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</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</p> | <p>l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>外部電源喪失の確認後、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>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>m. 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>n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。</p> <p>o. 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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、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）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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> | |

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)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|---|
| <p>操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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 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、逃がし安全弁の再閉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 再閉失敗」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>p. 使用済燃料プールの冷却操作 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水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）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により実施する。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</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 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とともに、逃がし安全弁の再閉鎖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も停止することで、全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG 失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+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、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、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を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を SAFER コードよりも低めに評価す</p> | <p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることから CHASTE コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが、本事故</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|---|---|
| <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 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 (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、182m³/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>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 2.3.3-2 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 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、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、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 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考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。</p> <p>(d) 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制するものとする。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>シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作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ため、事象発生</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|---|
| <p>(d) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に、84m³/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冷却と併せて行う場合は、40m³/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）</p> <p>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、80m³/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</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70% 開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 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</p> | <p>(e) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m³/h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]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、運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止するものとする。</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>残留熱除去系ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0m³/h～1,676m³/h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（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。なお、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又はサブプレッション・プール冷却を実施するものとする。</p> <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(g) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～110m³/h、注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）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、50m³/h（一定）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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき 130m³/h（一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。</p> <p>(i) 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）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10³m³/h の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 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。なお、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替える。</p> | <p>初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定している。</p> |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>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>(h) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。</p> <p>(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、954m³/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、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</p> | <p>伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 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）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) 交流動力電源は 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不要な負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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）は、事象発生 3 時間後に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）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 3 時間 1 分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から 8 時間後まではサブプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。</p> <p>(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操作は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後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> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>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>(3) 有効性評価の結果 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、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>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。</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で実施する。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</p> | <p>(3) 有効性評価の結果 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2.3.3-4図から第2.3.3-8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、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2.3.3-9図から第2.3.3-14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2.3.3-15図から第2.3.3-18図に示す。</p> <p>※ 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系ポンプの停止が発生し、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。</p> <p>逃がし安全弁1個が開固着することで、蒸気の流出が継続し、事象発生約79分後に原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下し、原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し、燃料有効長頂部を下回る。</p> <p>事象発生約3時間後に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）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動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は低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|---|-----|
| <p>は低下し、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 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</p> | <p>水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、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）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム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増減する。</p> <p>事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、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は維持される。</p> <p>また、全交流動力電源喪失に伴い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した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、事象発生約 14 時間後に格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達した時点で、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を開始し、事象発生約 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、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</p> <p>燃料被覆管温度は、第 2.3.3-9 図に示すとおり、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）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 212 分後に約 746℃ に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均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は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下にとどまることから、評価項目である 15%を下回る。</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（安全弁機能）の作</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|---|-----|
| <p>7.52MPa[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>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</p> | <p>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>格納容器圧力は、第2.3.3-15図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い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した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、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並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約14時間後に最高値の約0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.3-16図に示すとおり、事象発生の約14時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。</p> <p>第2.3.3-5図に示すように、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）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.3-15図及び第2.3.3-16図に示すように、事象発生の約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2.3.3.1）</p> <p>安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、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（原子炉停止時冷却系）により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>2.3.3.3 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>本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、逃がし安全弁1個が開固着することに伴い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し、原子炉隔離時冷却系が停止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操作を実施すること、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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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 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 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>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</p> | <p>格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、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操作を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作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られられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（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）による原子炉注水操作）、直流電源の負荷切離操作、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）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにお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を以下に示す。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響 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最大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ることで、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、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、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する可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器ス</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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>プレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作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、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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操作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、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めに評価し、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、燃料被覆管温度を高く評価することから、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 2.3.3.2)</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、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、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> | |

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)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
| <p>(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に対応したものとされており、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、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に対応したものとされており、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</p> | <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m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、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度33GWd/tに対して最確条件は燃焼度33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度33GWd/tの場合は、解析条件と最確条件は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。また、燃焼度33GWd/t未満の場合は、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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ることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の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、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系(可搬型)及び残留熱除去系(低圧注水系)は、それぞれ注水流量0m³/h～110m³/h(OMPa [dif]～1.4MPa [dif])及び0m³/h～1,676m³/h(OMPa [dif]～1.55MPa [dif])の場合は、解析条件と最確条件は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。また、それぞれ注水流量0m³/h～110m³/h未満(OMPa [dif]～1.4MPa [dif])及び0m³/h～1,676m³/h未満(OMPa [dif]～1.55MPa [dif])の場合は、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、原子炉減圧から水位回復までの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2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/m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、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、解析条件で設定した燃焼度33GWd/tに対して最確条件は燃焼度33GWd/t以下であり、最確条件とした場合は解析条件</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>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、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</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から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ため、操作時間に与</p> | <p>で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、33GWd/t 未満の場合は、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することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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>機器条件の低圧代替注水系 (可搬型) 及び残留熱除去系 (低圧注水系) は、それぞれ注水流量 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ (OMPa [dif] $\sim 1.4\text{MPa}$ [dif]) 及び $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ (OMPa [dif] $\sim 1.55\text{MPa}$ [dif]) の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、それぞれ注水流量 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ 未満 (OMPa [dif] $\sim 1.4\text{MPa}$ [dif]) 及び $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ 未満 (OMPa [dif] $\sim 1.55\text{MPa}$ [dif]) の場合は、注水開始後の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</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が、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (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</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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</p> | <p>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が，その他の操作と並列して操作を実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の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操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 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。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，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 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 2.3.3.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作は，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</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)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|---|-----|
| <p>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>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</p> | <p>が、解析条件ではないことから、所定の時間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) の手動による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作) は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、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り、この場合には、原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の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高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>操作条件の残留熱除去系 (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) 又は残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作は、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も早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱操作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に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.3.3.2)</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>操作条件の直流電源の負荷切離操作 (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ことから、時間余裕がある。</p> <p>第 2.3.3-19 図から第 2.3.3-21 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (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) による原子炉注水操作) は、運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し、事象発生から 3 時間 56 分 (操作開始時間の 55 分の時間</p> | |

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B P)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (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>遅れ) までに操作を実施する場合、燃料被覆管の最高温度は約 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、55 分程度の時間余裕は確保されている。</p> <p>操作条件の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操作は、事象発生の約 14 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中型ポンプを使用し、可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており、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、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、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。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>2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」の重大事故等対策に必要な災害対策要員 (初動) 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、必要な参集要員は、「2.3.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名であり、参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|---|-----|
| <p>(2) 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2,100m³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4,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能であり、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>(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、以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>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）による原子炉注水操作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については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,160m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、西側淡水貯水設備に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはないと、7日間の対応が可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（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操作については、サブプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはないと、7日間の対応が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（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による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約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（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等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、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、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の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.3.5）</p> | |

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>c. 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1,174kW、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。</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>7.1.3.4.5 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) +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。</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。</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」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。</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、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>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497kW であるが、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>なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。</p> <p>蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、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</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、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し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ことに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水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 (T B P)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系 (低圧注水系) 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、安定状態に向けた対策として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 (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「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+HPCS 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、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続し、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 (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) 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</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)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|--|-----|
| <p>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>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，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，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，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，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並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱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> | |

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.4-1表 「全交流流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再開失敗」の重大事故等対策について(1/2)

| 判別及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | |
|----------------------------------|--|-------------------------------------|---|
| | | 常設設備 | 計装設備 |
| 全交流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ー 起動領域モニター |
| 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期間継続する。 | 【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統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA) |
| 高圧代替注水系統による原子炉注水 | 高圧注水後機能喪失確認後、高圧代替注水系統を手動起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧代替注水系統 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 高圧代替注水系統統流量 復水貯蔵槽水位 (SA) |
| 低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水準備 | 低圧代替注水系統 (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) を建造途中に配管工事、可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) の水差への確認及び燃料給油準備を実施する。 | 可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリー (4BL) | - |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 低圧代替注水系統 (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。 | - | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 |
| 低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水 | 原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水を実施する。 | 可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリー (4BL) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水供給水系統流量 (RR 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 [ense] 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。低圧代替注水系統 (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、異なる時間差除去系の回路を使用し、同時に実施する。 | 可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリー (4BL) | 格納容器内圧力 (D/C) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水供給水系統流量 (RR B 系代替注水流量) 復水供給水系統流量 (RR A 系代替注水流量) |

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

10-7-1-293

第2.3.3-1表 全交流流動力電源喪失 (T B P) 時における重大事故等対策について (1/5)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|---------------------------------|--|---|-------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 原子炉スクラム、全交流流動力電源喪失及び逃がし安全弁開閉の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 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、全交流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。 主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し、逃がし安全弁の開閉を確認する。 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 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。 | 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* | - | 平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧 |
| 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 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* サブレンジション・チエンバ* 125V 系蓄電池 | - | 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* |

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.3.3-33

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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再開失敗」の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 | |
|----------------------------------|--|---------------------------------|---|
| | | 常設設備 | 計装設備 |
| 全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認 | 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ー 起動領域モニター |
| 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】 所内蓄電式直流電源設備 | 原子炉水位 (SA) 原子炉注水 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯留槽水位 (SA) |
| 高圧代替注水系統による原子炉注水 | 高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を手動起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧代替注水系統 復水貯留槽 常設代替直流電源設備 | 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯留槽水位 (SA) |
| 低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水準備 | 低圧代替注水系統 (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) を建造し停止に配慮する。可搬型代替注水ポンプ (A-2線) の水壓への補給及び燃料給油準備を実施する。 | 軽油タンク | - |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 低圧代替注水系統 (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 | 原子炉圧力 (SA) |
| 低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水 | 原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水を実施する。 | 軽油タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 (SA) 復水貯留槽水位 (SA) |
| 代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却 | 格納容器圧力が 0.18MPa [ense] に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水と代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却は、異なる時間差除去系の回路を使用し、同時に実施する。 | 軽油タンク | 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉注水 復水貯留槽水位 (SA) 復水貯留槽水位 (SA) 復水貯留槽水位 (SA) |

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

10-7-1-293

東海第二発電所

備考

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 (2/5)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|------------------------|--|--|-------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系) | <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後、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) 設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の閉鎖による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。 原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁の閉鎖により原子炉水位が徐々に低下し、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 | 原子炉隔離時冷却系* サブレゾリューション・チェンバ* 125V系蓄電池 | - | 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S.A.広帯域) 原子炉水位 (S.A.燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S.A) 格納容器雰囲気放射線モニター (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニター (S/C)* |
| 早期の電源回復不能の確認 | <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 | - | - | - |
| 電源確保操作対応 | <ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 | - | - | - |

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

2.3.3-34

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

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再開失敗」の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 | |
|---------------------------------|---|---------------------------------|---|
| | | 常設設備 | 計装設備 |
| 全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認 | 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ー 起動領域モニター |
| 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期間継続する。 | 【原子炉隔離時冷却系】 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流量】 復水貯留槽水位 (SA) |
| 高圧代替注水系統による原子炉注水 | 高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を手動起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧代替注水系統 復水貯留槽 常設代替直流電源設備 | 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯留槽水位 (SA) |
| 低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水準備 | 低圧代替注水系統（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）を建屋立停に配置し給油準備を実施する。 | 軽油タンク | - |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 低圧代替注水系統（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 |
| 低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水 | 原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水を実施する。 | 軽油タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 復水供給水系統流量 (RRR A系代替注水流量) |
| 代替格納容器スプレッド冷却系（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ッド冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレッド冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる時間解除去茶の役割を使用し、同時に実施する。 | 軽油タンク | 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 復水供給水系統流量 (RRR B系代替注水流量) 復水供給水系統流量 (RRR A系代替注水流量) |

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

10-7-1-293

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（3/5）

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|--------------------------------------|---|--|--------------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）の起動準備操作 | <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 逃がし安全弁の閉鎖により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系統（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。 可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水中型ポンプ | 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) |
| 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系統（可搬型）） | <ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系統（可搬型）の原子炉注水により、原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 | 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用蒸気供給系 高圧蒸気ポンベ 125V系蓄電池 西側淡水貯水設備 | - | 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A燃料域) 低圧代替注水系統原子炉注水量 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) |
| タンクローリによる燃料給油操作 | 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中型ポンプへの燃料給油を実施する。 | 可搬型設備用軽油タンク | タンクローリ | - |

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.3.3-35

備 考

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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.4-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗」の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 | | |
|-----------------------------------|--|--|----------------------------------|--|
| | | 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(Low)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) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 格納容器内圧力 サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 サブプレッション・チェンバ・プール水位 |
| 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水 | 常設代替交流電源装置による交流電源喪失後、代替原子炉冷却系を介して残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源装置 【残留熱除去系(低圧注水モード)】 軽油タンク | 代替原子炉機械冷却系 タンクローリー(M/L, 10kL) | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内圧力 格納容器内圧力 格納容器内圧力 サブプレッション・チェンバ・プール水位 |
| 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、代替原子炉冷却系を介して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。 | 常設代替交流電源装置 【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 | 代替原子炉機械冷却系 タンクローリー(M/L, 10kL) | 格納容器内圧力 格納容器内圧力 格納容器内圧力 サブプレッション・チェンバ・プール水位 |

【】：重大事故等対処設備(設計基準仕様)

10-7-1-294

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(4/5)

| 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 |
| 直流電源の負荷切離操作 | <ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場配電器にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。 格納容器圧力が279kPa(Legage)又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である171℃に近接したことを確認する。 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操作 | 125V系蓄電池 | - | - |
| 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操作 | <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後、常設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を実施する。 早期の電源回復不能の確認後、常設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を実施する。 常設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操作 | 西側淡水貯水設備 | 可搬型代替注水中型ポンプ | ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サブプレッション・チェンバ・プール圧力* 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量 サブプレッション・プール水位* 緊急用M/C電圧 |
| 常設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 | <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後、常設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を実施する。 早期の電源回復不能の確認後、常設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を実施する。 常設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操作 | 常設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 | - | - |
| 常設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 | <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後、常設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を実施する。 早期の電源回復不能の確認後、常設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を実施する。 常設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操作 | 常設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 | - | M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* |

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.3.3-36

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

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

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再開失敗」の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 | | |
|-------------------------------------|--|---|----------------------------------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 格納容器圧力過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(Low)に到達した場合、格納容器圧力過がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。 | 格納容器圧力過がし装置 副圧強化ベント系 所内蓄電式直電電源設備 | — | 格納容器内圧力 (D/W) サブプレッジョン・チェンバ、プール水位 格納容器内圧力 格納容器内圧力 サブプレッジョン・チェンバ、プール水位 格納容器内圧力 サブプレッジョン・チェンバ、プール水位 |
| 残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール) による原子炉注水 | 常設代替交流電源故障による交流電源喪失後、代替原子炉圧力過がし装置等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 | 代替原子炉機械冷却系 タンクローリ (M/L, 10kL) | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 |
| 残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール) による原子炉注水 | 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、代替原子炉機械冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プール注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール) による原子炉注水冷却モード】 軽油タンク | 代替原子炉機械冷却系 タンクローリ (M/L, 10kL) | 格納容器内圧力高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後、代替原子炉機械冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プール注水を実施する。 サブプレッジョン・チェンバ、プール水位 格納容器内圧力高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後、代替原子炉機械冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ、プール注水を実施する。 |

【】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)

10-7-1-294

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 (5/5)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|--|--|--|-------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器サブプレッジョン・チェンバ、プール) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ、プール) による格納容器除熱操作 | <ul style="list-style-type: none"> 非常用母線の受電後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 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) による原子炉注水及び代替格納容器サブプレッジョン・チェンバ、プール注水並びに残留熱除去系 (可搬型) による格納容器冷却を停止する。 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 (格納容器サブプレッジョン・チェンバ、プール) による格納容器冷却操作を実施する。 | 残留熱除去系 (低圧注水系) サブプレッジョン・チェンバ* 残留熱除去系 (格納容器サブプレッジョン・チェンバ、プール冷却系)* 残留熱除去系 海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク | — | 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量* サブプレッジョン・チェンバ圧力* ドライヴェル圧力* サブプレッジョン・プールの水温度* |
| 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による冷却停止操作 | <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止とする。 | 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)* 残留熱除去系 海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク | — | 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系系統流量* |
| 使用済燃料プールの冷却操作 | <ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 | — | — | — |

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

2.3.3-37

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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) (1/6)

| 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 | - |
| 原子炉熱出力 | 3,926MWt | 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 |
| 炉心流量 | 52,200t/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 |
| 炉心入口サブクール度 | 約10℃ | 熱平衡計算による値 |
| 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 |
| 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 ³ | 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 (ウエットウエル) | 空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ | ウエ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・プールの水位 | 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・プールの水位として設定 |

10-7-1-295

東海第二発電所

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 |
|------------------|------------------------------------|--|
| 解析コード | 原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP | 本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード |
| 原子炉熱出力 | 3,293MW | 定格熱出力を設定 |
| 原子炉圧力 (圧力容器ドーム部) | 6.93MPa[gage] | 定格圧力を設定 |
| 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) | 通常運転水位を設定 |
| 炉心流量 | 48,300t/h | 定格流量を設定 |
| 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9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に含まれることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 |
| 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t) | 崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が小さくなる燃焼度の高い条件として、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 (通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。) |
| 格納容器圧力 | 5kPa[gage] | 格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定 |
| 格納容器雰囲気温度 | 57℃ | ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定 |

2.3.3-38

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

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) (2/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------|--------------------|---|--|
| 初期条件 | サブレーション・チェンバ・プール水温 | 35℃ | 通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 |
| | 格納容器圧力 | 5.2kPa [gauge] | 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 |
| 事故条件 | 外部水源の温度 | 原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系 (可搬型) による注水時：40℃ | 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 淡水貯水池の水温を参考に設定 |
| | 起因事象 | 外部電源喪失 | 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 全交流動力電源喪失 | 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定 |
| | | 逃がし安全弁1個閉固着 | 本事故シナシクセスにおける前提条件 |
| | | 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 |

10-7-1-296

東海第二発電所

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 | 格納容器体積 (ドライウェル) | 5,700m ³ | 設計値を設定 |
| | 格納容器体積 (サブレーション・チェンバ) | 空腔部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³ | サブレーション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の制限における下限値を設定 |
| | サブレーション・プール水位 | 6.983m (通常水位-4.7cm) | サブレーション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の制限における下限値を設定 |
| 事故条件 | サブレーション・プール水温度 | 32℃ | サブレーション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の制限における上限値を設定 |
| | ベント管真空破壊装置作動差圧 | 3.45kPa (ドライウェル-サブレーション・チェンバ間差圧) | 設計値を設定 |
| | 外部水源の水温 | 35℃ | 格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |
| | 起因事象 | 外部電源喪失 | 送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁1個閉固着 | 本重要事故シナシクセスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁1個の閉固着を設定 なお、交流動力電源は24時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない |
| | 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 |

2.3.3-39

備考

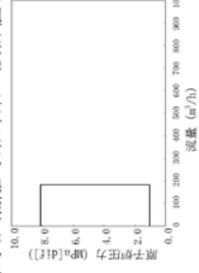
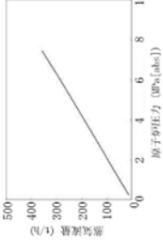
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.4-2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)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------|--|--|
| 原子炉スクラム信号 | 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 ³ /h (8.12~1.03MPa[di]において) にて注水 | 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 |
| | 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き蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-297

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 |
|---------|--------------------------------|--|
| 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) | 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閉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考慮せず、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムを設定 |
| 主蒸気隔離弁 | 事象発生と同時に閉止 | 外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定 |
| 再循環系ポンプ | 事象発生と同時に停止 | 外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

2.3.3-40

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

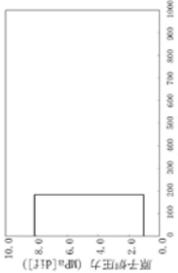
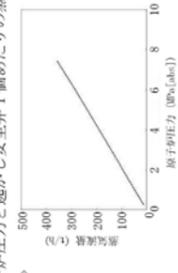
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

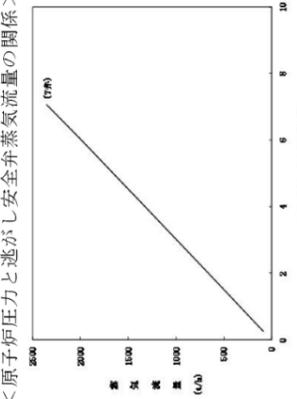
第7.1.3.4-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再開失敗) (3/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------|---|--|
| 原子炉スクラム信号 | 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 ³ /h (8.12~1.03MPa[di]において) にて注水 | 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 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>  | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-297

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 |
|--------|---|---|
| 逃がし安全弁 | (原子炉圧力制御時) 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) (原子炉手動減圧操作時) 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 (再開鎖失敗の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蒸気流量の関係>  | 設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作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ため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる 逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定 |

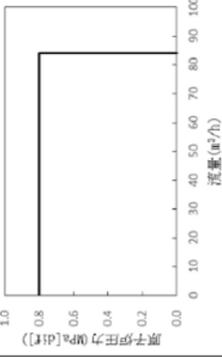
重大事故等対策に関連する機器条件

2.3.3-41

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

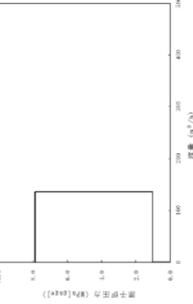
第7.1.3.4-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗）(4/6)

| 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 | 低圧代替注水系（可搬型） | 設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） | 84m³/h（格納容器スプレイ実施前） 40m³/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 |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） | 80m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ |
| | 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 |
| 代替原子炉補機冷却系 | 約23MW（サブレーション・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 |

10-7-1-298

東海第二発電所

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 | 原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 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 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が1.04MPa[Gage]まで低下した時点で停止 ・注水特性：136.7m³/h ・注水圧力：1.04MPa[Gage]～7.86MPa[Gage] | 設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力により一定の流量にて注水する設計となっている  |
| | 残留熱除去系（低圧注水系） | 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し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m³/h～1.676m³/h 注水圧力：0MPa[diff]～1.55MPa[diff] |
| | 伝熱容量：約43MW（サブレーション・プール水温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 |

2.3.3-42

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.4-2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) (5/6)

| 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 ³ /h (0.27MPa[diff]) にて注水 |
| | 残留熱除去系 (サブプレッショ・チェンバ・プールの水冷却モード) | 熱交換器1基あたり約8MW (サブプレッショ・チェンバ・プールの水温 52℃、海水温度 30℃において) |

10-7-1-299

第2.3.3-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (T B P)) (6/7)

| 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 | 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~110m ³ /h ・注水圧力：0MPa[diff]~1.4MPa[diff] (原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h (一定) 格納容器圧力が 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し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 | 炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) スプレイ流量：130m ³ /h (一定) 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・プールの冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10 ³ m ³ /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッショ・チェンバ) 伝熱容量：約 43MW (サブプレッショ・プールの水温 100℃、海水温度 32℃において) | 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 格納容器圧力及び雰囲気温度の上界を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定 設計値を設定 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 |

2.3.3-43

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.4-2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) (6/6)

| 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 | 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 | 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として設定 |
| | 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 | 設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定 |
| | 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作 | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |
| | 代替原子炉補機冷却系運転操作 | 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 (サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作 | 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 | 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 |

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 |
|------------------|--|--|
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 | 本事故シーケンスの前提条件として設定 |
| | 所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作 | 本事故シーケンスの前提条件として設定 |
| | 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) | 状況判断、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) の起動準備操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定 |
| | 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操作 | 運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定 |
| | 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) 又は残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱操作 | 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定 |

10-7-1-300

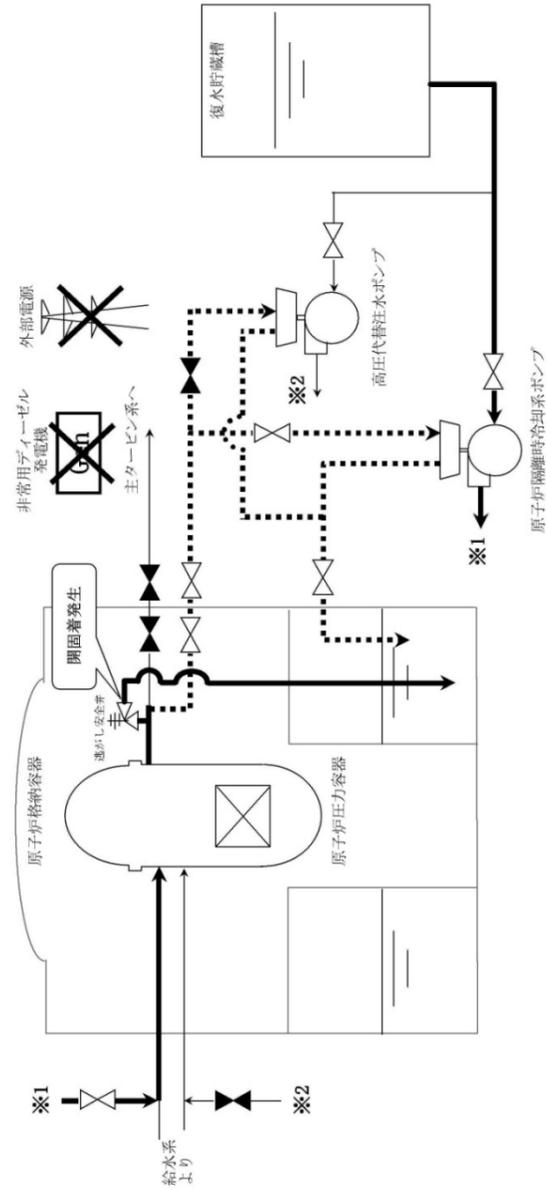
2.3.3-44

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

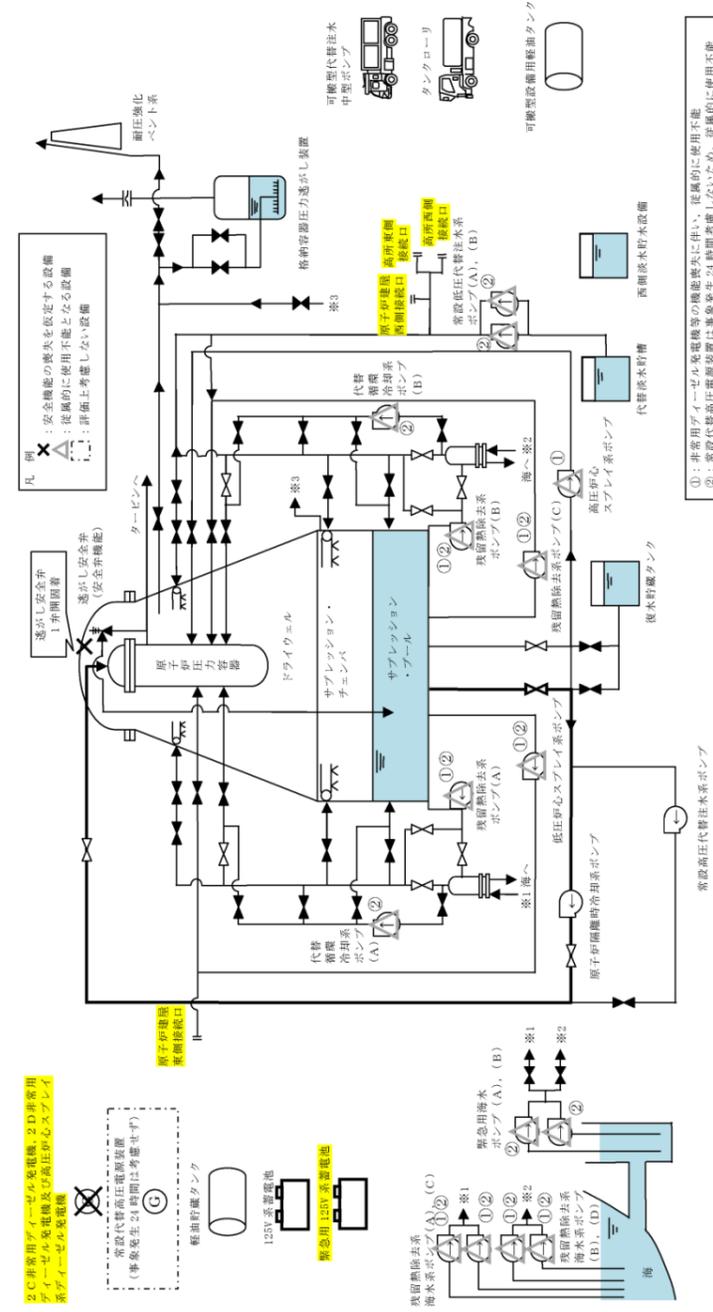
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第7.1.3.4-1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）



2.3.3-45

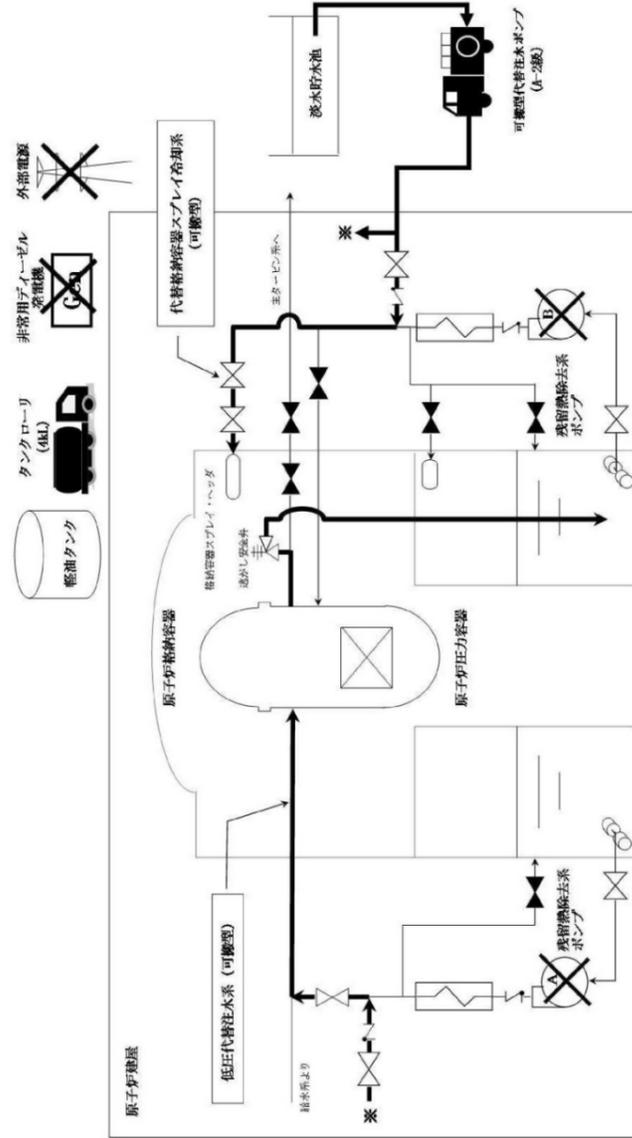
第2.3.3-1図 全交流動力電源喪失（T B P）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
 （原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

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

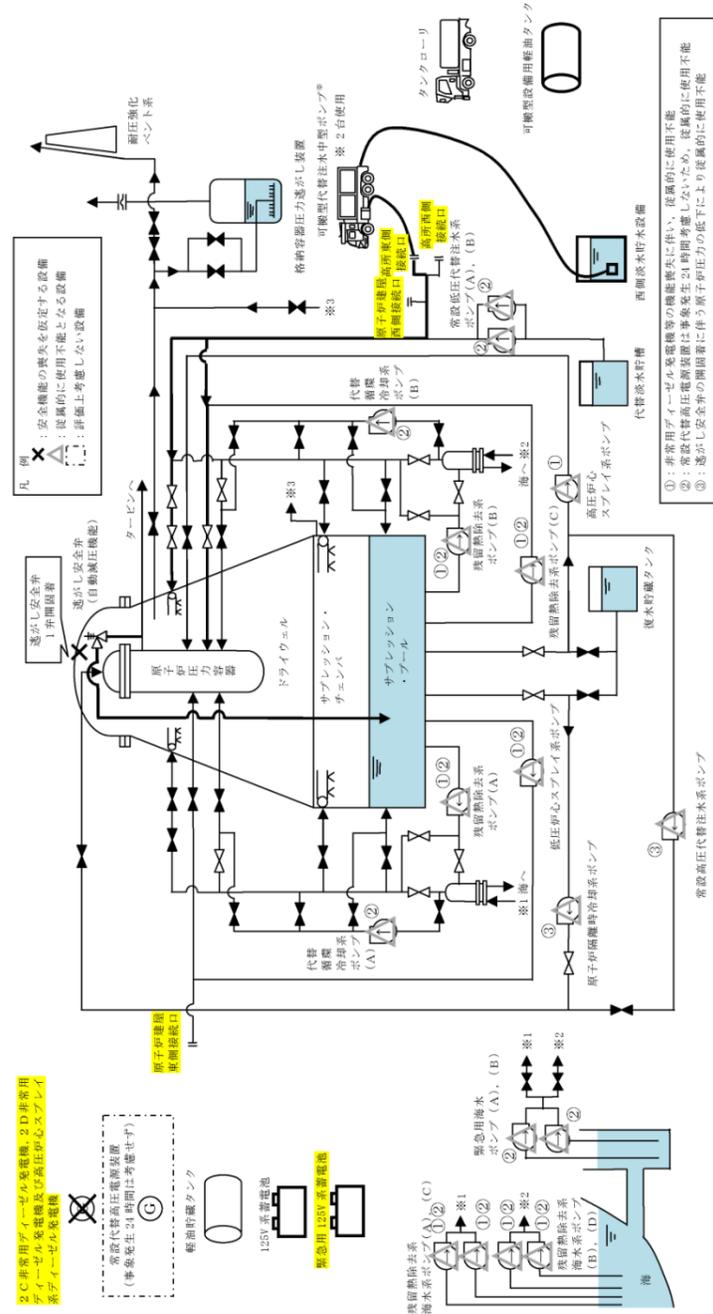
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.3.4-2 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)



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 (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イ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

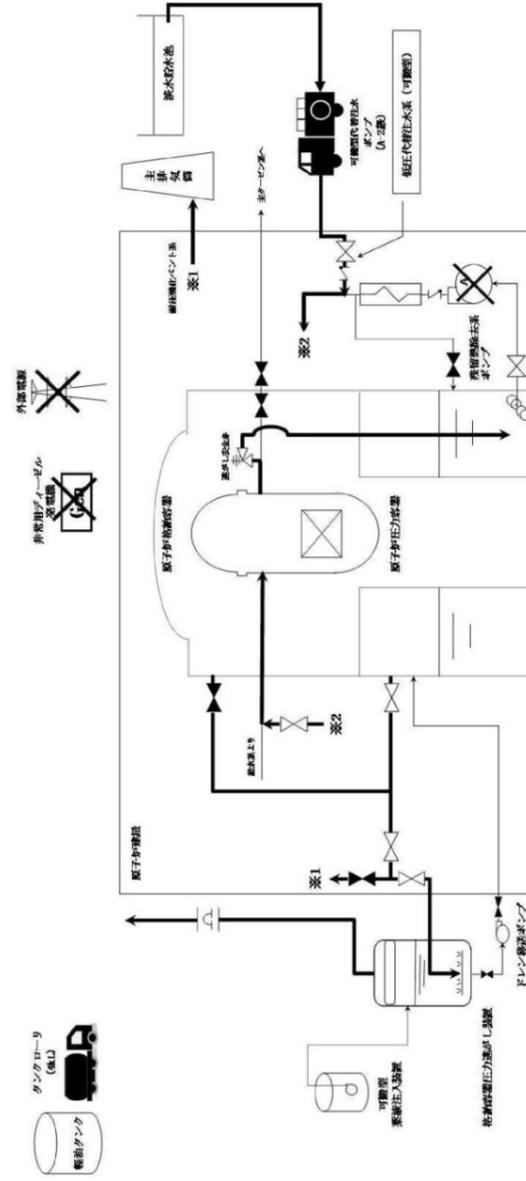
2.3.3-46

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

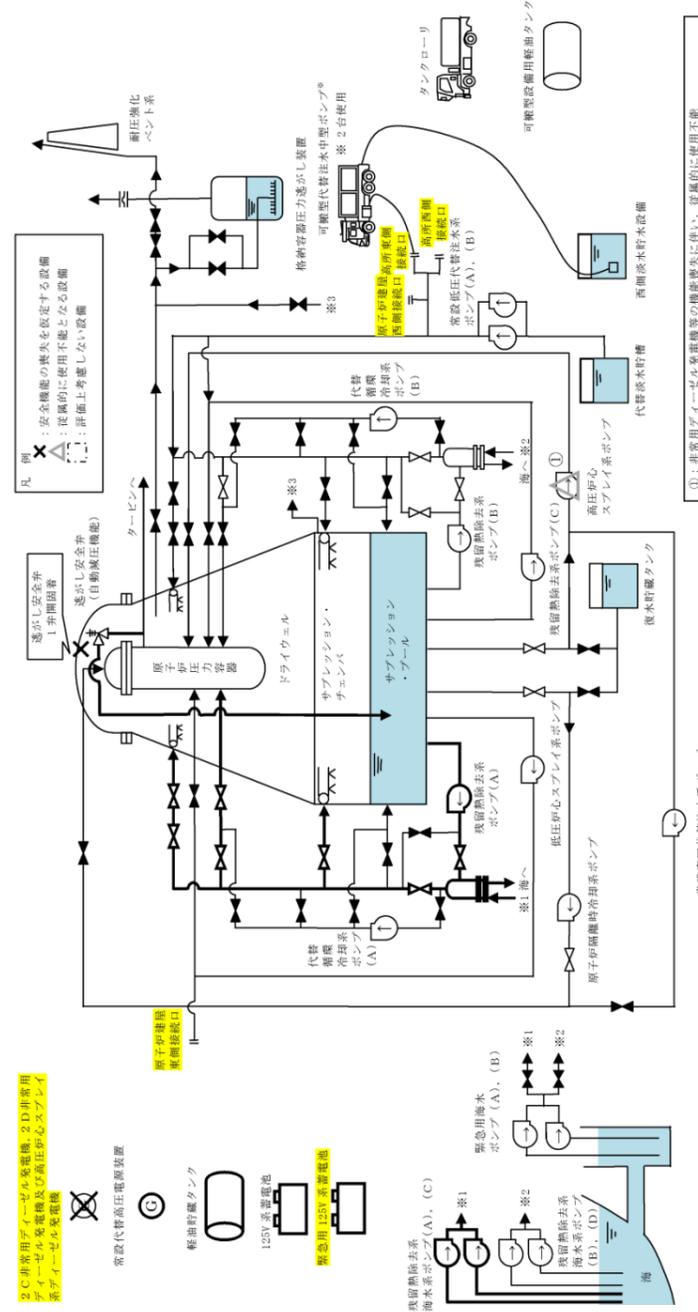
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.3.4-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗」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)



2.3.3-47

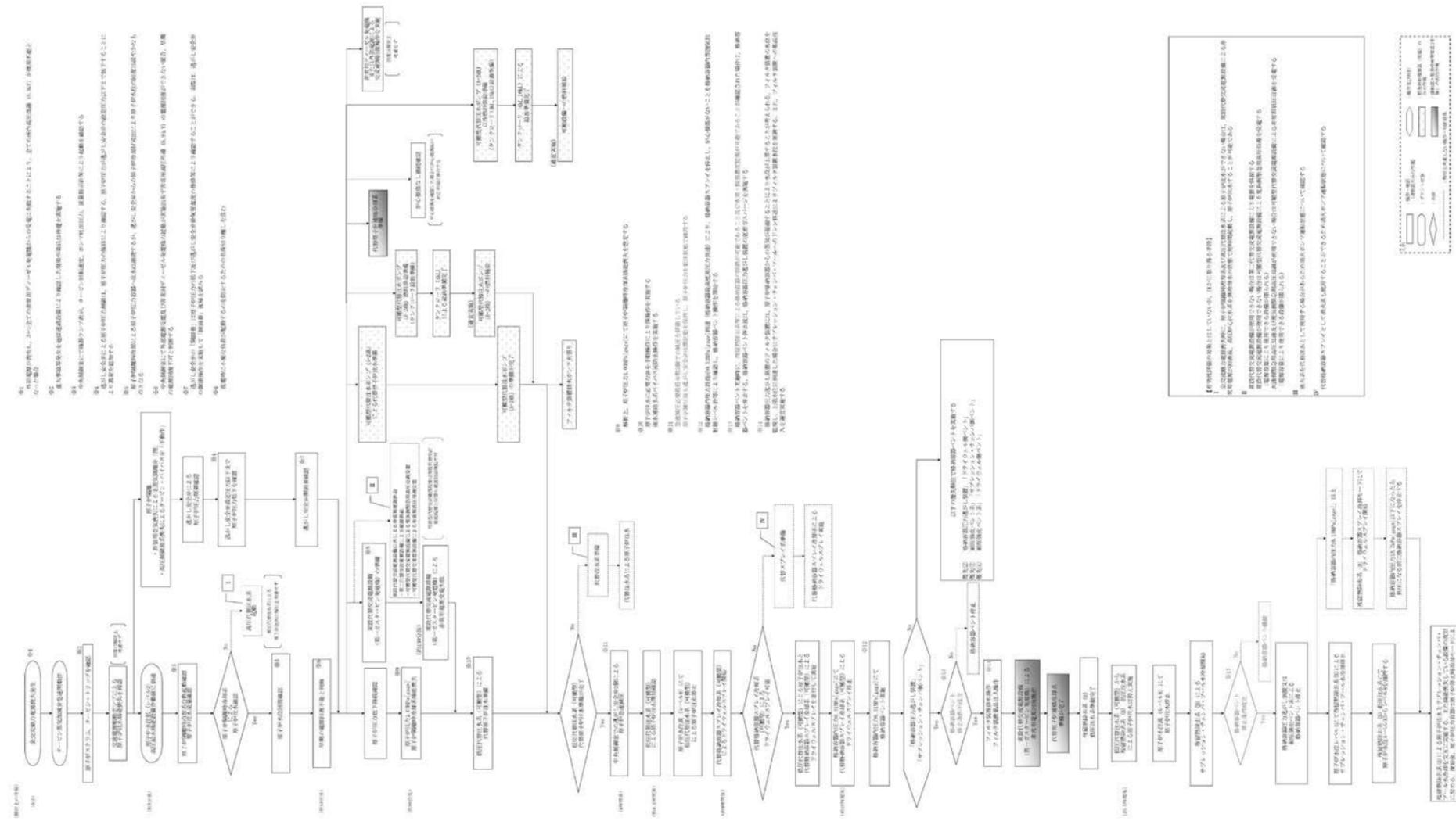
第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|--|----------------|------------|
| <p>※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。</p> | <p>東海第二発電所</p> | <p>備 考</p> |
| <p>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)</p> | | |

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

備考



第 7.1.3.4-5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DC喪失）+SRV再開失敗」の対応手順の概要

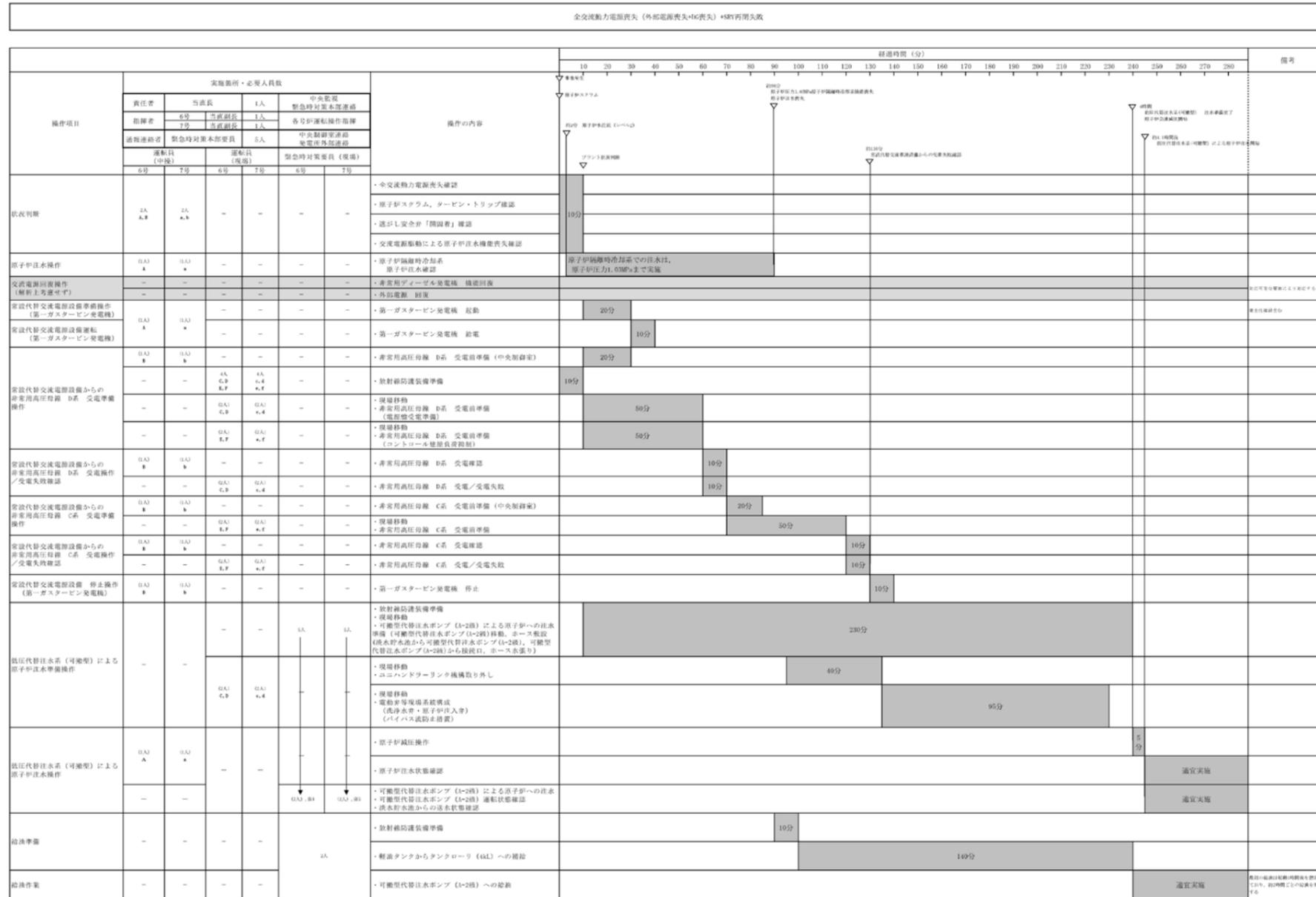
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

| 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|
| <p>凡例：操作・確認（運転員） プラント状態（解析） 解析上考慮しない操作 重大事故等対応要員（現場）の作業 運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業</p> <p>注1 1 原子炉減圧時には原子炉水位計設備内の原子炉冷却材の減圧降下により原子炉水位の指示値が減少する。 注1 2 原子炉水位不明の場合は、原子炉水位計の指示値が減少する。 注1 3 原子炉水位不明の場合は、原子炉水位計の指示値が減少する。</p> <p>注2 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注3 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注4 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注5 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注6 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注7 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注8 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注9 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注10 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注11 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注12 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> <p>注13 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合 ・原子炉水位の計測精度が低下した場合</p> | <p>備考</p> <p>2.3.3-48</p> <p>第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の対応手順の概要</p> |

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

備考



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 (1/2)

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

| 東海第二発電所 | | | | | 備考 | | |
|---|------------------|------------------|---------------|--|----------------|---|----------|
| 全交流動力電源喪失 (TBP) | | | | | | | |
| 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 | |
| | 補佐 | 当直副発電長 | 1人 | 運転操作指揮補佐 | | | |
| | 指揮者等 | 異常対策要員 (指揮者等) | 4人 | 初動での指揮 発電所内外連絡 | | | |
| | 当直運転員 (中央制御室) | 当直運転員 (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"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁(安全弁機能)による原子炉圧力制圧の確認 ●逃がし安全弁閉鎖の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 | 10分 | | |
| 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ディーゼル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 | - | - | 8人 c~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 | |
| | - | 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 | |
| 炉内系設置電源 設備による非常用 炉内系設備への 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)

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

| 東海第二発電所 | | | | 備考 | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|------------|------------------------|--|----------------------------------|---|----|----|----|-----|------|----|-----|-----|---|
| 全交流動力電源喪失 (TBP) | | | | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要員数 | | | 操作の内容 | 経過時間 (時間) | | | | | | | 備考 | | | |
| | 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) | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | | 32 | 36 | 40 |
| | | | | | 3時間1分 原子炉減圧操作 | | | | | | | | | | |
| | | | | | 8時間 直流電源の負荷切離操作 (現場) | | | | | | | | | | |
| | | | | | 約14時間 格納容器圧力279kPa [gage]到達 | | | | | | | | | | |
| | | | | | 24時間 非常用母線受電 | | | | | | | | | | |
| | | | | | 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作 | | | | | | | | | | |
| 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 c~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 | | | | | | | | | | |
| 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 | - | - | 【2人 c, d | ●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作 | | | | | | | | | | | |
| 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 | - | 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 | | | | | | | | | | |
| タンクローリによる燃料給油操作 | - | - | 2人 (参集) | ●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作 | 90分 | | | | | | | | | | タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油 |
| 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 | 【1人 B | - | - | ●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6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)) | - | 【2人 C, D | 2人 (参集) | ●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 | | | | | | | | | | | |
| 所内常設直電電機設備による非常用所内電機設備への給電操作 (不要負荷の切離操作) | - | 【1人 E | 【1人 k | ●不要負荷の切離操作 (現場) | 50分 | | | | | | | | | | |
| 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 | 【1人 B | - | - | ●非常用母線受電準備操作 (中央制御室) | | | | | | 35分 | | | | | |
| 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 | - | 【1人 E | 【1人 k | ●非常用母線受電準備操作 (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スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作 | - | 【1人 E | 【3人 k, l, m 2人 (参集) | ●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ィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の系統構成操作 ●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ィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の調整操作 | | | | | | | 175分 | | | | |
| 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電準備操作 | 【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受電準備操作 | | | | | | | | | 4分 | | |
| 常設代替高圧電源装置による非常用母線受電準備操作 | 【1人 B | - | - | ●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電準備操作 | | | | | | | | | 8分 | 5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 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱操作 | 【1人 B | - | - | ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●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 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作 | | | | | | | | | 4分 | 2分 | |
| 使用済燃料プールの冷却操作 | - | 【1人 C | 【1人 (参集) | ●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 | | | | | | | | | | | 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 |
| 使用済燃料プールの冷却操作 | 【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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 | | | | | | | | | 20分 | 15分 | 解析上考慮しない約25時間後までに実施する |
| 必要要員合計 | 2人 A, B | 3人 C, D, E | 13人 a~m 及び参集6人 | | | | | | | | | | | | |

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)

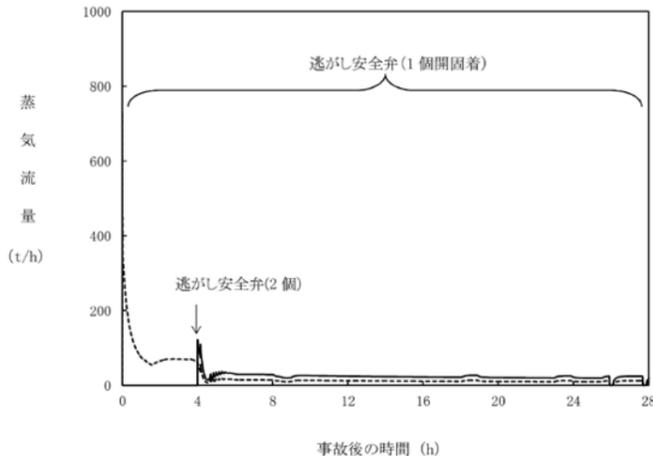
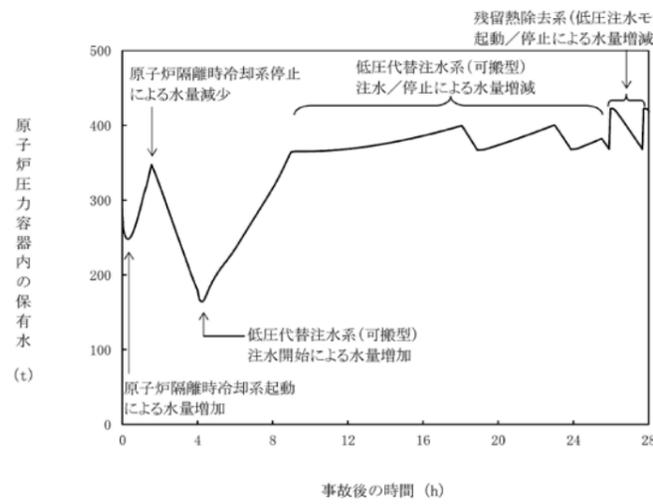
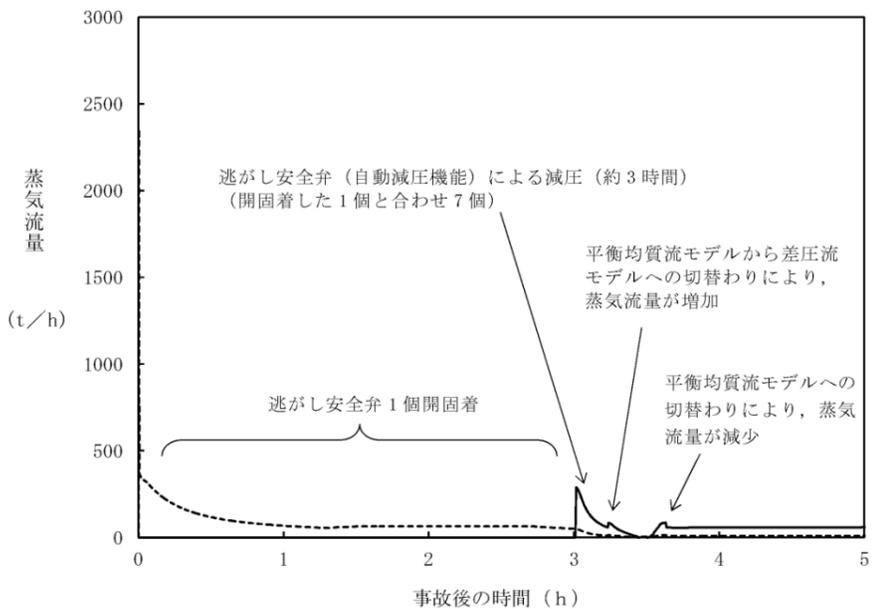
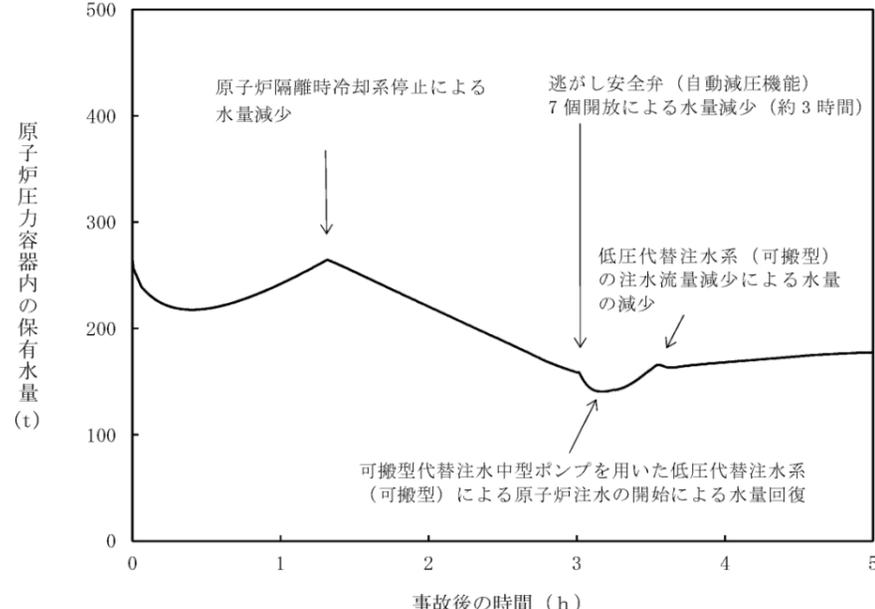
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備 考 |
|---|--|-----|
| <p>第 7.1.3.4-7 図 原子炉圧力の推移</p> <p>第 7.1.3.4-8 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p> <p>10-7-1-391</p> | <p>第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移</p> <p>第 2.3.3-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> <p>2.3.3-51</p> | |

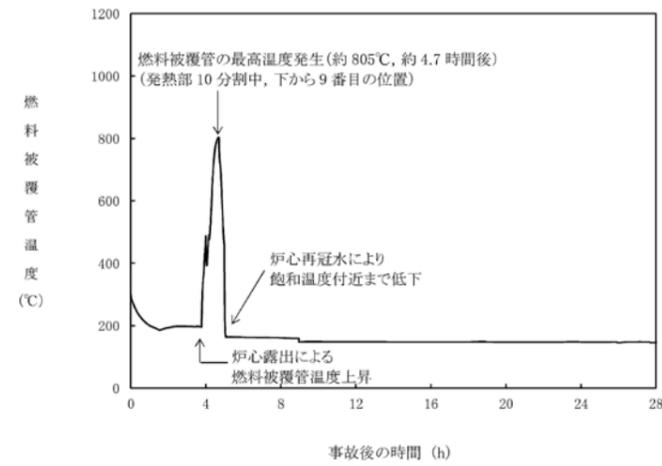
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBP)

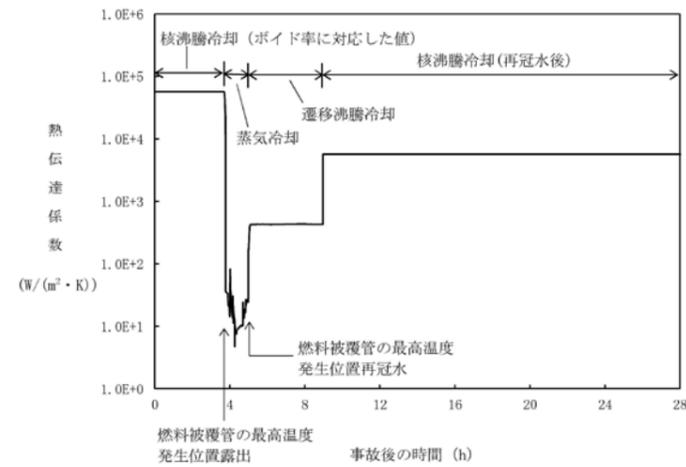
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|--|
| <p data-bbox="439 163 878 199">柏崎刈羽原子力発電所6/7号機</p> <p data-bbox="308 562 332 787">原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p data-bbox="617 919 742 940">事故後の時間 (h)</p> <p data-bbox="368 976 949 1003">第7.1.3.4-9図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p> <p data-bbox="308 1201 332 1333">注水流量 (t/h)</p> <p data-bbox="617 1501 742 1522">事故後の時間 (h)</p> <p data-bbox="486 1558 831 1585">第7.1.3.4-10図 注水流量の推移</p> <p data-bbox="587 1711 727 1732">10-7-1-392</p> | <p data-bbox="1697 163 1899 199">東海第二発電所</p> <p data-bbox="1276 1249 1320 1354">注水流量 (m³/h)</p> <p data-bbox="1721 1701 1899 1722">事故後の時間 (h)</p> <p data-bbox="1543 1780 1988 1816">第2.3.3-6図 注水流量の推移</p> | <p data-bbox="2567 163 2686 199">備考</p> <p data-bbox="2374 304 2864 556">・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|-----------|
|  <p>第 7.1.3.4-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</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>10-7-1-393</p> |  <p>第 2.3.3-7 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 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> | <p>備考</p> |

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



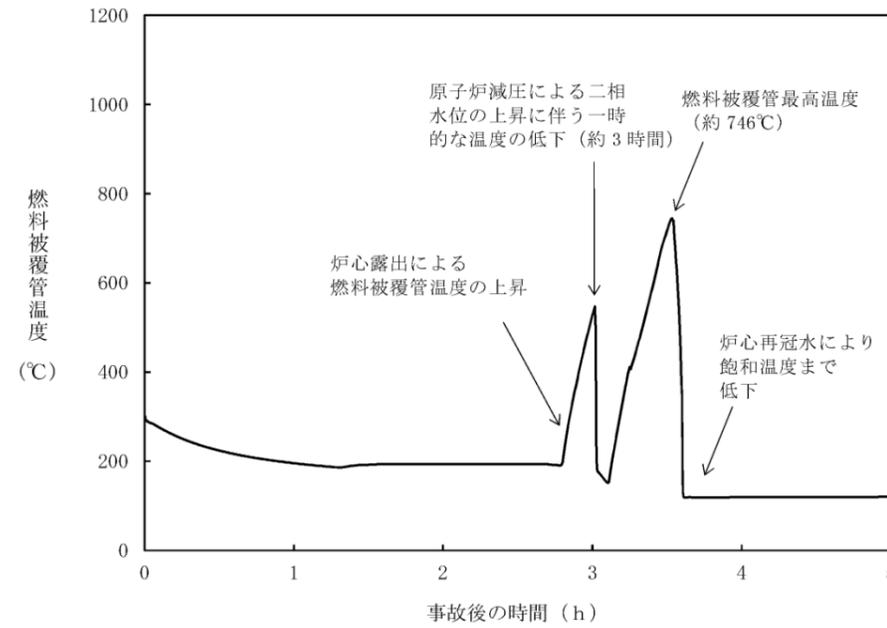
第 7.1.3.4-13 図 燃料被覆管温度の推移



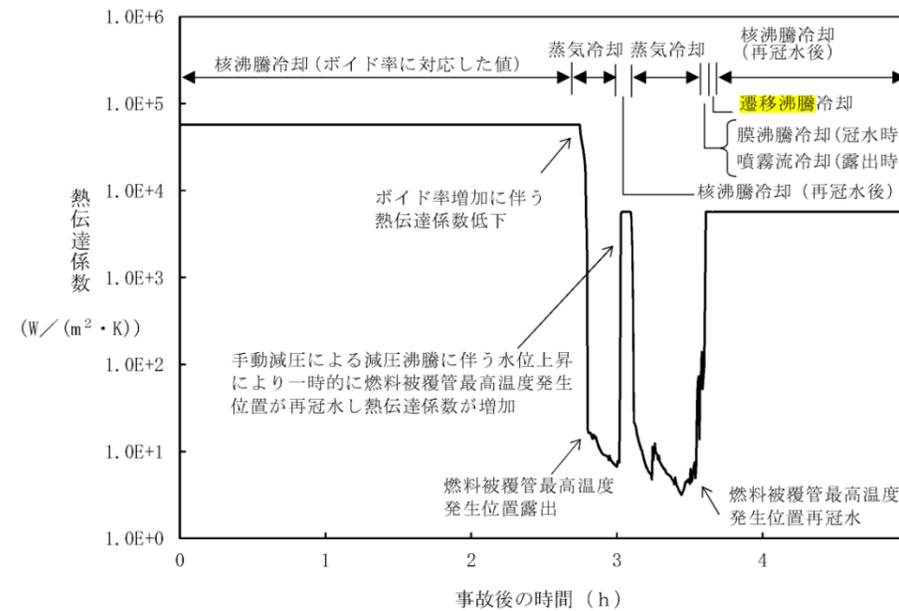
第 7.1.3.4-14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

10-7-1-394

東海第二発電所



第 2.3.3-9 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

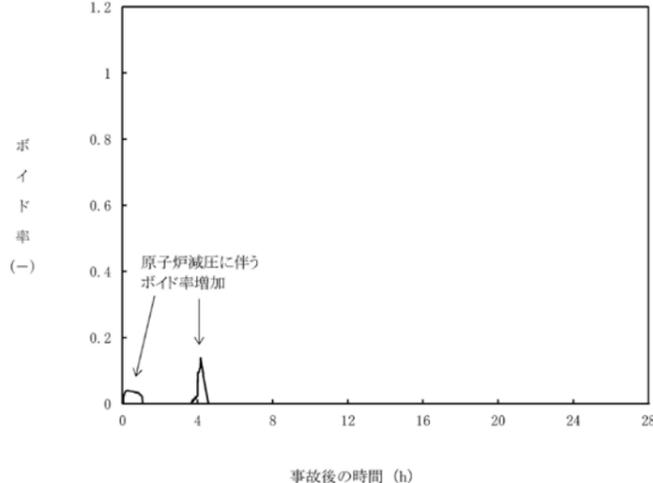
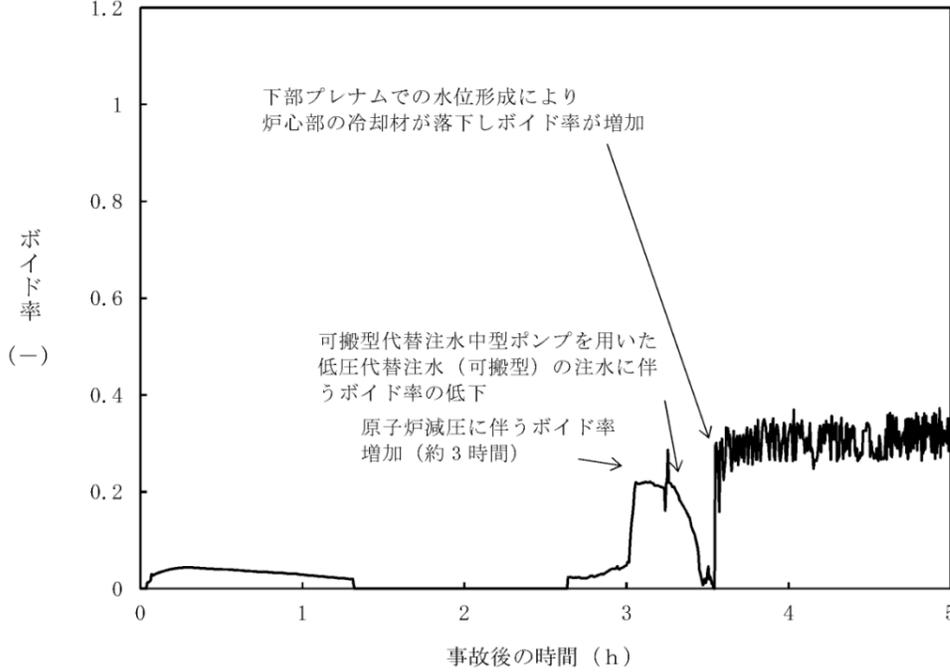
備考

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
| <p>第 7.1.3.4-15 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 2.3.3-11 図 燃料被覆管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 2.3.3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p> | |

10-7-1-395

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

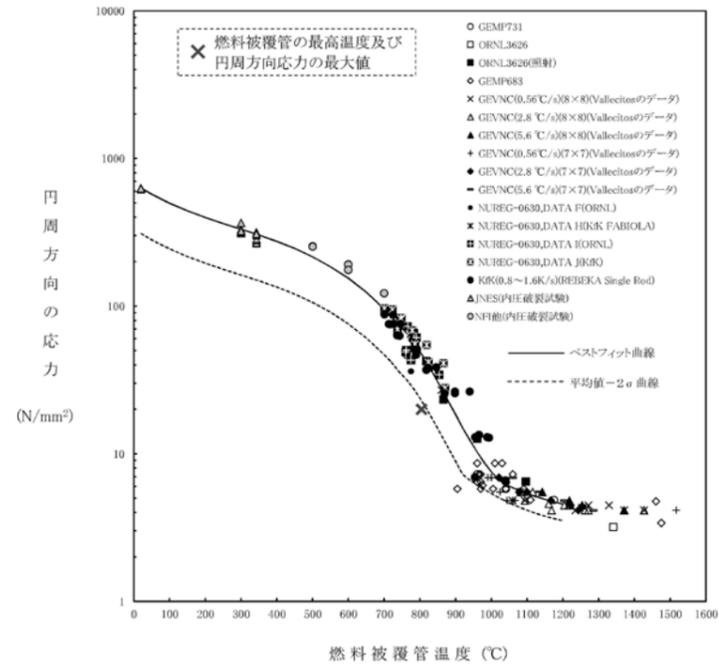
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（T B P）

| 柏崎刈羽原子力発電所6／7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|----|
|  <p>第 7.1.3.4-17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-396</p> |  <p>第 2.3.3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> | |

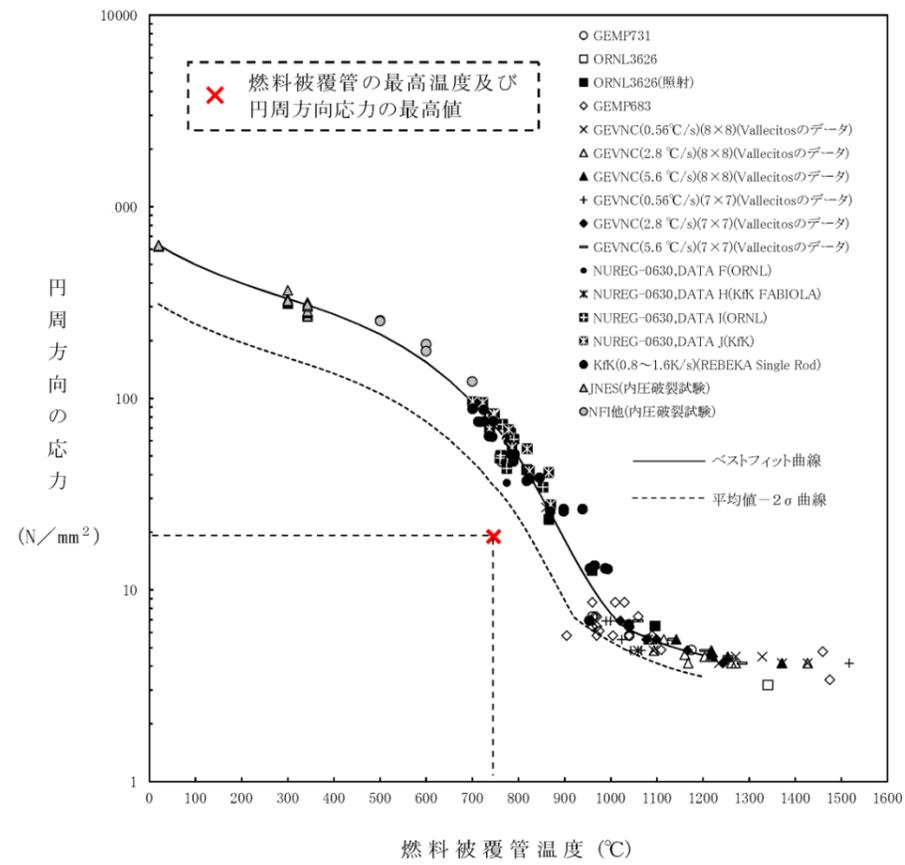
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



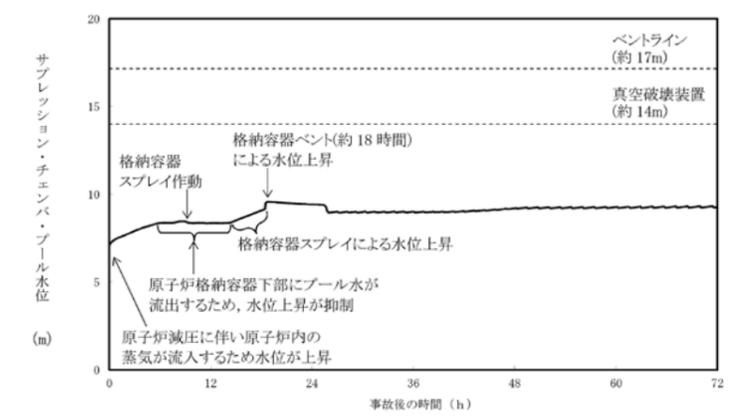
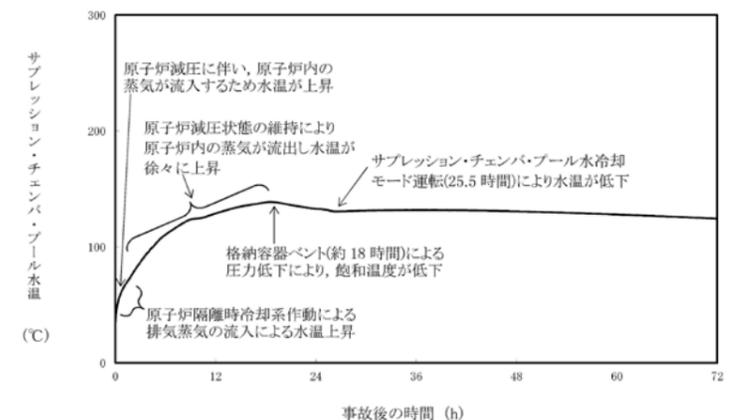
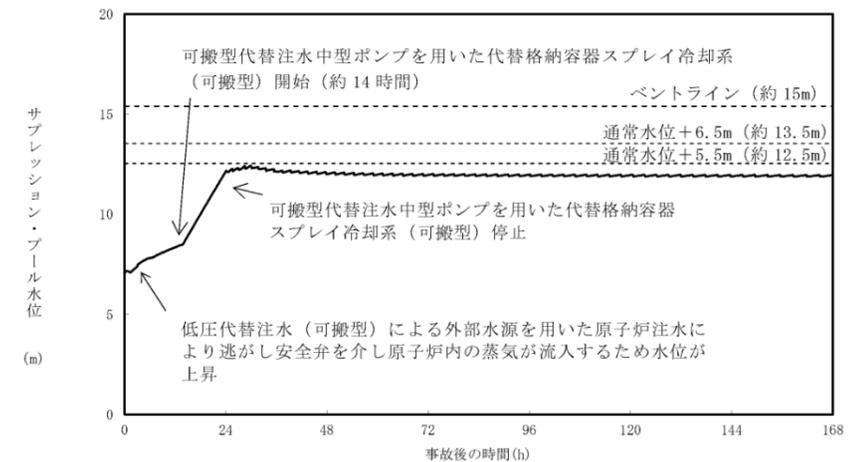
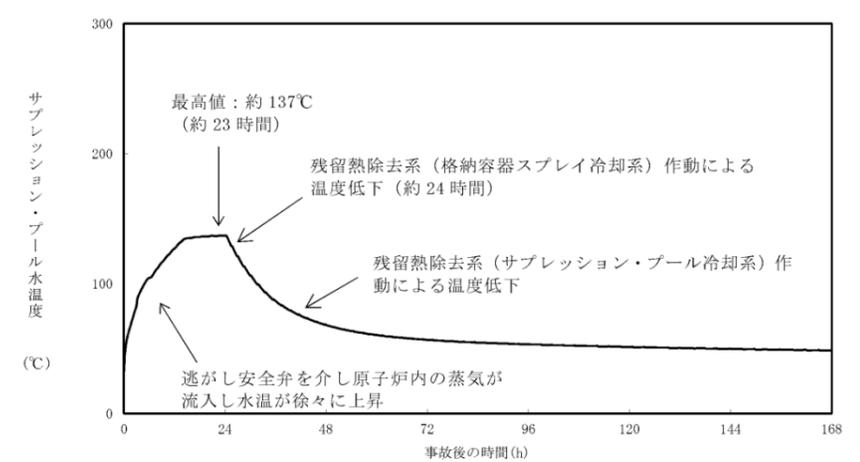
第 7.1.3.4-18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



第 2.3.3-14 図 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

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|--|-----------|
| <p>第 7.1.3.4-19 図 格納容器圧力の推移</p> <p>第 7.1.3.4-20 図 格納容器気相部温度の推移</p> <p>10-7-1-398</p> | <p>第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移</p> <p>第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p> <p>2.3.3-57</p> | <p>備考</p> |

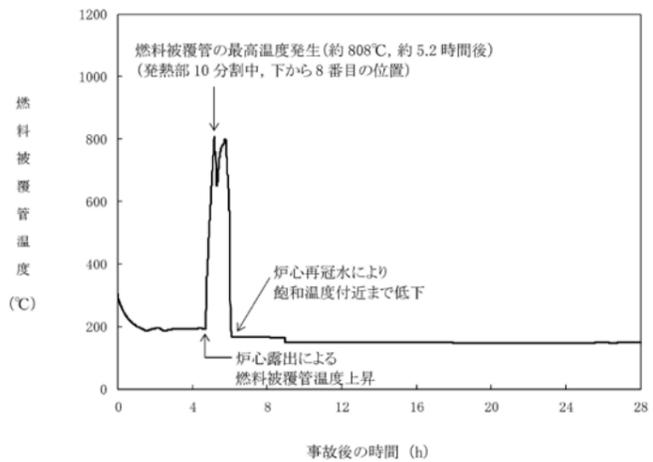
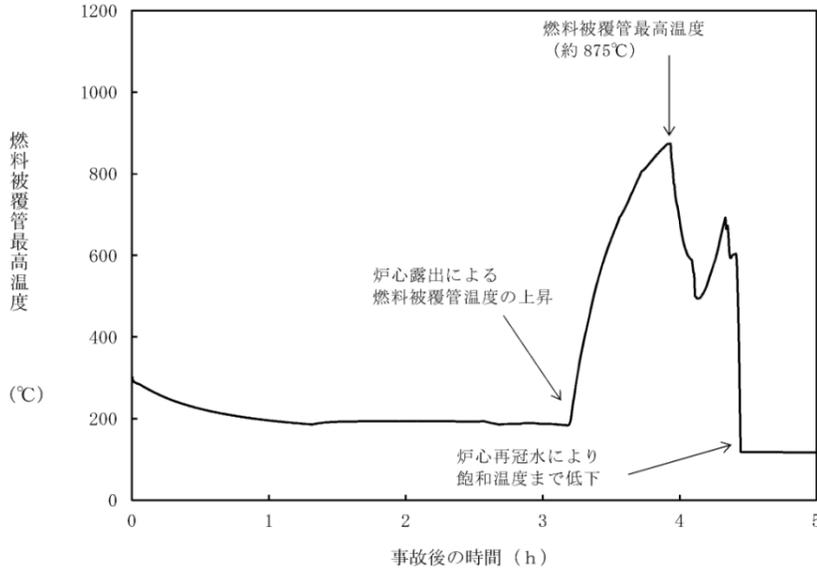
| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|--|----|
|  <p>第 7.1.3.4-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>  <p>第 7.1.3.4-22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p> <p>10-7-1-399</p> |  <p>第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>  <p>第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> <p>2.3.3-58</p> | |

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

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|--|---|----|
| <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> | <p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</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>第 2.3.3-19 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 7.1.3.4-24 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 2.3.3-20 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>10-7-1-400</p> | <p>2.3.3-59</p> | |

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

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBP)

| 柏崎刈羽原子力発電所6/7号機 | 東海第二発電所 | 備考 |
|---|---|-----------|
|  <p>第7.1.3.4-25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>10-7-1-401</p> |  <p>第2.3.3-21図 燃料被覆管最高温度の推移(遅れ時間55分)</p> <p>2.3.3-60</p> | <p>備考</p> |