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（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故 本発電用原子炉施設における想定事故について，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。	4.　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	
7.3.1 想定事故１	4.1　想定事故１	
7.3.1.1 想定事故１ の特徴，燃料損傷防止対策	4.1.1　想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策	
(1) 想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１ として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。	(1)　想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。	
(2) 想定事故１ の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故１ では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，使用済燃料プールの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。 したがって，想定事故１ では，燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系により使用済燃料プール水位を維持する。	(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置が取られない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出することで燃料損傷に至る。 本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，使用済燃料プールの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。 以上により，想定事故１では，使用済燃料プールへの注水の確保を行うことによって，燃料損傷の防止を図るとともに，使用済燃料プール水位を維持する。	
(3) 燃料損傷防止対策 想定事故１ における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，燃料プール代替注水系※1 による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.3.1－1 図に，手順の概要を第 7.3.1－2 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設備と操作手順の関係を第 7.3.1－1 表に示す。	(3)　燃料損傷防止対策 想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段，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手段，及び可搬型代替注水大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手段を整備する。また，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水手段，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。	・設備の違い

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	本評価では，対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた手段を対象とすることとし，この中から，地震・津波の影響を受けず，手順上で優先順位の高い西側淡水貯水設備を水源とする，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手段を評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.1－1 図に，対応手順の概要を第 4.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 4.1－1 表に示す。	・有効性評価の対象とする対策の考え方を記載
想定事故 1 において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 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 2 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。必要な要員と作業項目について第 7.3.1－3 図に示す。 ※1 燃料プール代替注水系として，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）を想定する。なお，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）の注水手段が使用できない場合においては燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）による対応が可能である。	想定事故 1 において必要な要員は，災害対策要員（初動）17 名及び参集要員 2 名である。 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 3 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 8 名である。 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 名である。 必要な要員と作業項目について第 4.1－3 図に示す。	・要員の数，呼称の違い
a. 使用済燃料プールの冷却機能喪失確認 使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。 使用済燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）等である。	a．使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系） 使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。 使用済燃料プールの冷却機能の喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。	
b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認 使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。 中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。 使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）等である。	b．使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系） 使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水※操作を行う。補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。 ※　残留熱除去系（燃料プール冷却機能）と系統構成が異なるため，残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が可能な場合がある。 使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。	
	c．使用済燃料プール水位，温度監視 使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監	・東海第二は，使用済燃料プールの水位及び温度を監視するこ

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	視する。 使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。 （添付資料 4.1.1）	とを記載
	d．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作（評価上考慮しない） 中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプ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を実施する。 なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。	・東海第二は解析上考慮しない操作についても記載
	e．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（評価上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。本作業は，原子炉建屋原子炉棟内での作業を伴うことから，原子炉建屋原子炉棟内での作業環境が悪化する前に実施するため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水と同時並行で実施する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。	
c．燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水 燃料プール代替注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位は回復する。その後，使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2 を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度等である。	f．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 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は，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。 外部電源が喪失している場合，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し，必要な計装設備及び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）の電動弁に給電する。その後，中央制御室からの遠隔操作により，当該電動弁を開操作し系統構成を実施する。 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を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる最低水位（線量率が 10mSv／h※となる通常水位から約 0.86m 下の水位）より高く維持する。 ※　本想定事故における必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟６階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟６階での操作は，重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟６階に滞在する時間は 2.2 時間以内であ	
※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故１における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は１時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度		

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
の 100mSv に対して余裕がある。 原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用する場合，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置が想定される。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 2.1m 下の位置である。	る。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟６階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟６階での被ばく量は限定的である。 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を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。 以降，使用済燃料プール水位の維持は，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により継続的に実施する。	
7.3.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 想定事故１ で想定する事故は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。 想定事故１ では，使用済燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，有効燃料棒頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１ 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。	4.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 想定事故１の評価においては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」を想定する。 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）を確保できることを評価する。なお，放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１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。 （添付資料 4.1.2，4.1.3）	
(2) 有効性評価の条件 想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。	(2)　有効性評価の条件 想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では，崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの当直運転員による対応が可能であることから本評価に	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
a. 初期条件 (a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温 使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。 (b) 崩壊熱 使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 19m3/h である。 b. 事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。 (b) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 燃料プール代替注水系 使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を使用するものとし，崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る 45m3/h※3 にて注水する。 ※3 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに 45m3/h 以上(4 台)である。 d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は，緊急時対策要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生 12 時間後から開始する。	包絡される。 （添付資料 4.1.2） a．初期条件 (a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温 使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。 (b) 崩壊熱 使用済燃料プールには貯蔵燃料のほかに，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定し，使用済燃料プールの崩壊熱として約 9.1MW を用いるものとする。 なお，このときの崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m^3／h である。 b．事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給），燃料プール冷却浄化系，補給水系の機能が喪失するものとする。 (b) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合においても，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は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同様となるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。 c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 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） 使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／h を設定する。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 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は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	・注水流量が十分であることを明確にするため，必要な注水量を記載

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	の準備操作（ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）の終了後から開始するものとし，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の時間を考慮して，事象発生８時間後から注水を開始する。	
(3) 有効性評価の結果 想定事故 1 における使用済燃料プール水位の推移を第 7.3.1－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 7.3.1－5 図に示す。 a. 事象進展 使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 5℃/h で上昇し，事象発生から約 7 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 12 時間経過した時点で燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると，使用済燃料プール水位が回復する。 その後は，使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系により，蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	(3) 有効性評価の結果 想定事故１における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.1－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1－5 図に示す。 ａ．事象進展 使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 6.9℃／h で上昇し，事象発生から約 5.1 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から８時間経過した時点で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を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。 その後は，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持しつつ，使用済燃料プールの冷却機能の回復に努める。	
b. 評価項目等 使用済燃料プール水位は，第 7.3.1－4 図に示すとおり，通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり，有効燃料棒頂部は冠水維持される。 使用済燃料プール水温は事象発生約 7 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。 また，第 7.3.1－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は，約 1.0×10-3mSv/h 以下であり，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。 使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，本事象においても未臨界は維持される。事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	ｂ．評価項目等 使用済燃料プール水位は，第 4.1－4 図に示すとおり，通常水位から約 0.38m 下まで低下するにとどまり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。 また，第 4.1－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.38m 下の水位になった場合の線量率は，約 1.1mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟６階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしている。 使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によらず未臨界は維持される。 事象発生 8 時間後から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を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は残留熱除去系等による冷却を実施することで安定状態を維持できる。	
本評価では，「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	以上により，本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 4.1.4，4.1.5，4.1.13）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.3.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。 (1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.3.1－2 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，評価条件の設定に当たっては，7 号炉を代表として，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。 (a) 運転員等操作時間へ与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 11MW に対して最確条件は約 10MW 以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 27℃～約 45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり，それにより操作開始が早くなるが，注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため，その起点より操作開始が遅くなることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	4.1.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失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，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とする。 (1)　評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 4.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，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。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は，評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また，崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，その場合には，更に時間余裕が長くなるが，注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プールの水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，その場合には，時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなるが，注水操作は燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。 ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は，屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ２倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 11MW に対して最確条件は約 10MW 以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 27℃～約 45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，自然蒸発，使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から１日以上（10mSv/h※2 の場合，６号及び７号炉は約 1.1 日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上（６号及び７号炉は約 3.5 日）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可	に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約５時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟６階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は水温の状態に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 4.1.6，4.1.7，4.1.8） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は，評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また，崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約６時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟６階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作	・東海第二は事象発生直後に沸騰開始を想定した場合，注水開始時間前に遮蔽維持水位を下回

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プールが通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.3m 下※4）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 1 日以上（10mSv/h※2 の場合，6 号及び 7 号炉は約 1.2 日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上（6 号及び 7 号炉は約 3.7 日）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより，6 号及び 7 号炉の使用済燃料プール水位が原子炉建屋オペレーティングフロアの放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 1.1 日後（10mSv/h※2 の場合，6 号炉では約 1.0 日後，7 号炉では約 1.1 日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約 1.9 日後（6 号炉では約 1.8 日後，7 号炉では約 1.9 日後）となる。また，使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上（6 号及び 7 号炉は約 2.2 日）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ 2 倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 ※4 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計（SA 広域）の水位低の警報設定値：6 号炉通常水位-225mm，7 号炉通常水位-267mm b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与え	に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに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）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，その場合には，より時間余裕が短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間，水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに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）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに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）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，本スロッシングの評価には余震の影響を考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 b．操作条件 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	るが，建屋外の操作が可能であり，現場操作の遮蔽は維持される

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	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た。評価結果を以下に示す。	
(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から 12 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，当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は 360 分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から 12 時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の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は，評価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。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生８時間後として設定しているが，本操作は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）の終了後から開始するものであり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作の所要時間，及び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の所要時間を考慮すると，実際には事象発生から 380 分で注水が可能であり，使用済燃料プールへの注水開始時間は想定している事象発生から８時間後より早くなることが考えられるため，使用済燃料プール水位の回復は早くなる。	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，使用済燃料プール水位の回復を早め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。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の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）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 4.1.9）	
(2) 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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から１日以上（10mSv/h※2 の場合，６号及び７号炉は約 1.4 日），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が事象発生から３日以上（６号及び７号炉は約 3.8 日）であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 12 時間後と設定しているため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	(2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の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に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間が事象発生から 11 時間以上，燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から２日以上であり，これに対して，注水を開始するまでの時間は事象発生から８時間であることから，時間余裕がある。 （添付資料 4.1.9）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。	(3)　ま と め 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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，運転員等操作時間には時間余裕がある。	
7.3.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故１において，６号及び７号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.3.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故１の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも１日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。	4.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 想定事故１の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は，「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 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 37 名で対処可能である。 また，必要な参集要員は，「4.1.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 2 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。	・ 要員の数，呼称の違い ・ 運転中における原子炉の重大事故等との重畳時の要員については，各シーケンスの中で評価している
(2) 必要な資源の評価 想定事故１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。 a. 水源 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，７日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 3,100m³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 6,200m³の水が必要である。 水源として，淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有しており，水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。 b. 燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，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。	(2)　必要な資源の評価 想定事故１において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 ａ．水　　源 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注水操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,120m³の水が必要となる。 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く，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 4.1.10） ｂ．燃　　料 外部電源喪失を想定した場合，事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると，非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL，合計で約 755.5kL	

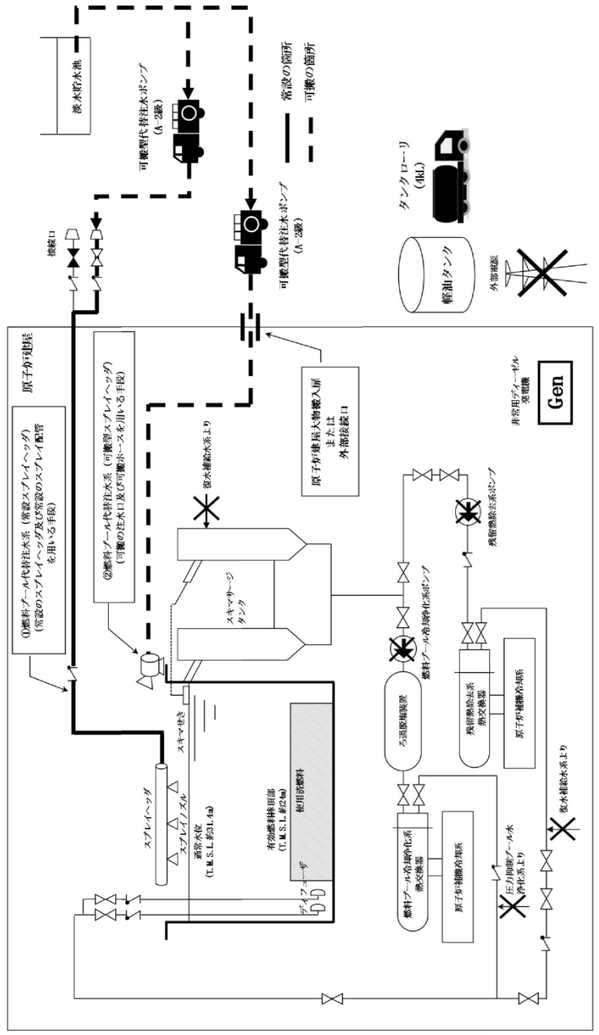
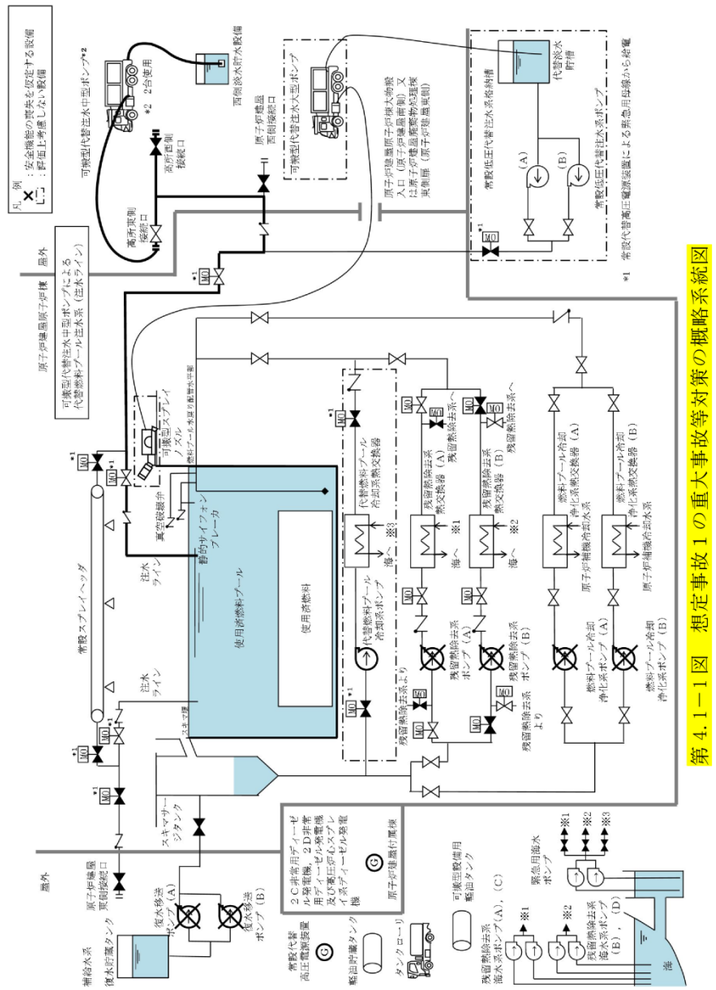
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水，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。	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，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による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については，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）による代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した 7 日間の使用済燃料プールへの注水の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について，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。 （添付資料 4.1.11）	
c．電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 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。	c．電　　源 外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 394kW 必要であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW 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。 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 4.1.12）	
7.3.1.5 結論 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却系が機能喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。 想定事故１について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵さ	4.1.5　結　　論 想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能が喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料集合体が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，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手段を整備している。 想定事故１について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，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により，使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵さ	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
れており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 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。 以上のことから，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。	れており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，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等の燃料損傷防止対策は，想定事故１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）

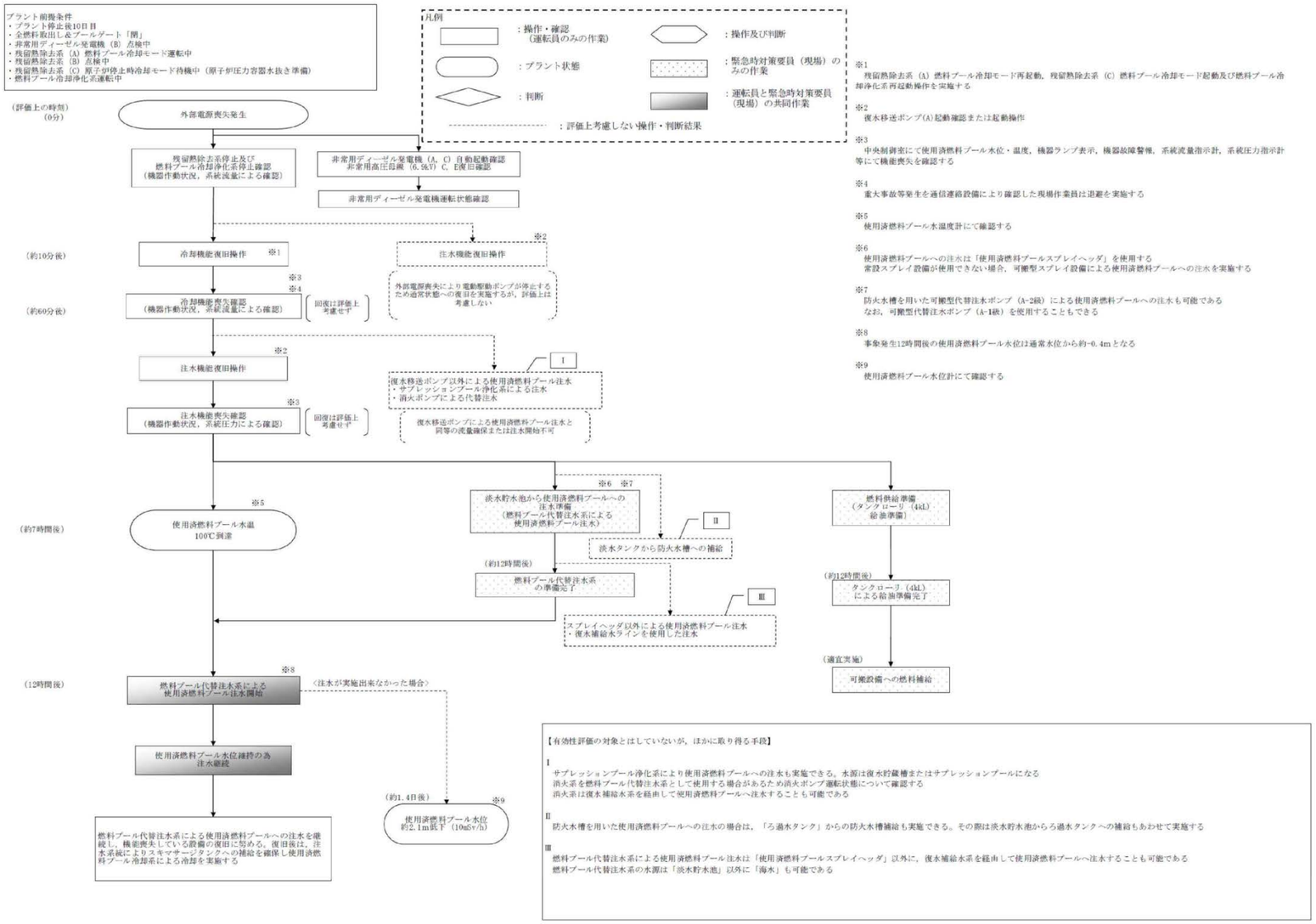
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.3.1－1 図　「想定事故 1」の重大事故等対策の概略系統図 （使用済燃料プールへの注水）	 第 4.1－1 図　想定事故 1 の重大事故等対策の概略系統図	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

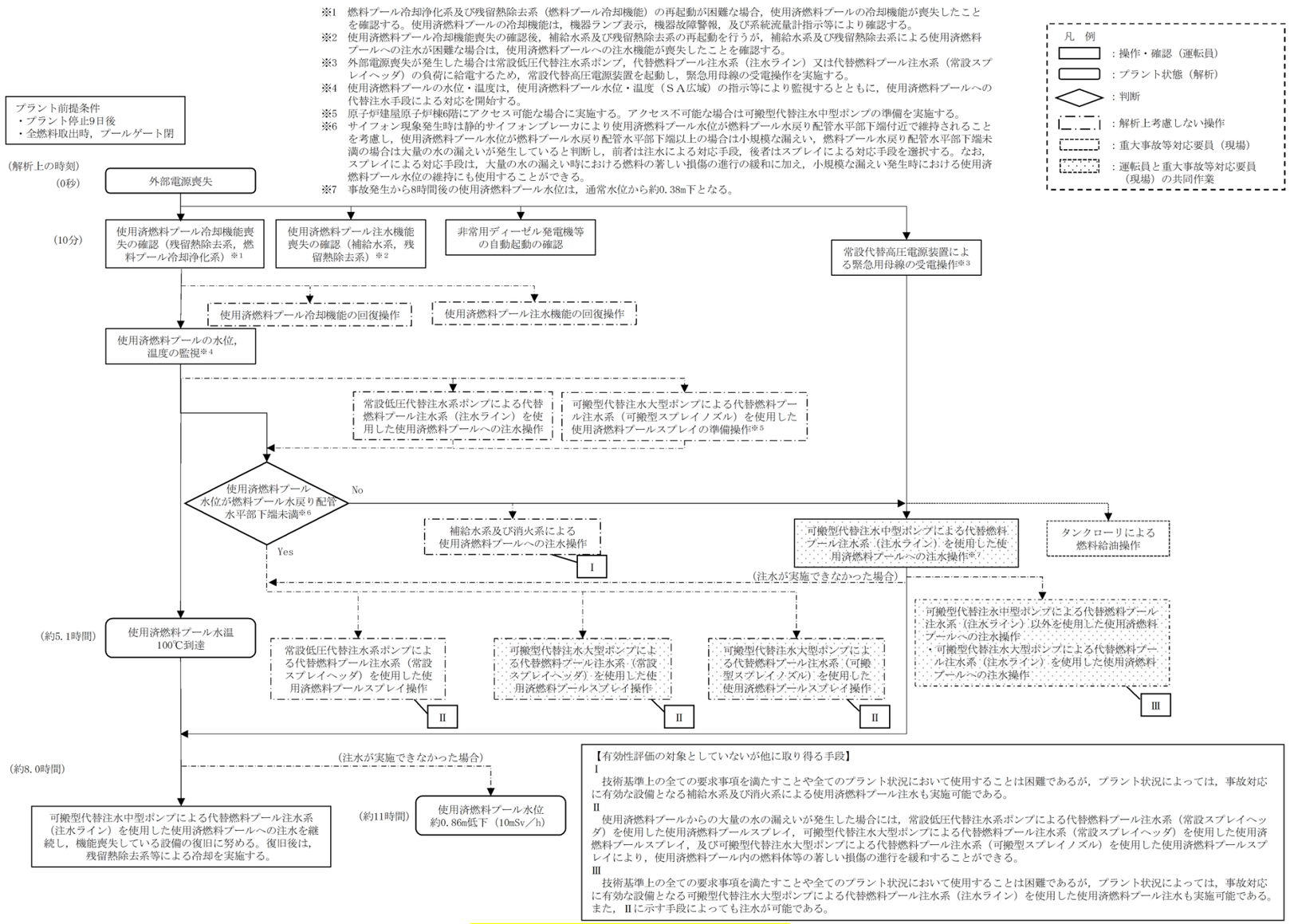
別紙 7-3-5



第 7.3.1－2 図　「想定事故 1」の対応手順の概要

10－7－3－16

東海第二発電所	備　　考



第 4.1-2 図　想定事故１の対応手順の概要

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　考

別紙 7-3-6

想定事故1

実施箇所・必要人員数

責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡
指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮
	7号	当直副長	1人	
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡

操作項目	運転員（中央制御室）6号	運転員（中央制御室）7号	運転員（現場）6号	運転員（現場）7号	緊急時対策要員（現場）6号	緊急時対策要員（現場）7号	操作の内容	経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14	備考
								▽事象発生 ▽約7時間　使用済燃料プール水温100℃到達 ▽プラント状況確認 ▽約60分　冷却機能喪失確認 注水機能喪失確認 12時間 使用済燃料プール注水開始	
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・使用済燃料プール冷却系停止確認 （燃料プール冷却浄化系ポンプ，残留熱除去系ポンプ）	10分	
							・非常用ディーゼル発電機　自動起動確認		
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・使用済燃料プール冷却系　機能回復 （燃料プール冷却浄化系ポンプ，残留熱除去系ポンプ）		対応可能な要員により対応する
使用済燃料プール注水系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・使用済燃料プール注水系　機能回復 （復水補給水系）		対応可能な要員により対応する
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（常設スプレイヘッダ使用）	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（可搬型スプレイヘッダ使用） （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール注水準備 （建屋内ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）		常設スプレイヘッダ使用不可の場合要員を確保して対応する
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール注水準備 （建屋内ホース接続）		
			－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から建屋内ホース），ホース接続，ホース水張り）		
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水		
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	0人	0人	8人				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く（運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで　1日以上），原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

第 7.3.1－3 図　「想定事故 1」の作業と所要時間

10－7－3－17

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

東海第二発電所	備　考

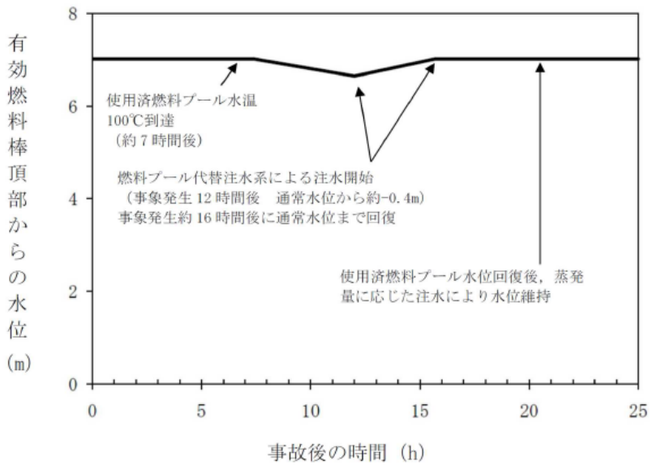
想定事故１

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） 1　2　3　4　5　6　7　8　9　10　11	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.1 時間　使用済燃料プール水温 100℃到達 ▽8 時間　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開始	
	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 （中央監視）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認		
					●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認	10 分	
					●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系）		
					●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系）		
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	－	2人 B,C		－	●使用済燃料プール冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	【2人】 B,C		－	●使用済燃料プール注水機能（補給水系，残留熱除去系）の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	
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】 A	－		－	●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	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作	－	－		8人 a～h	●原子炉建屋への移動	40 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
					●ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置※	130 分	
					●可搬型設備の保管場所への移動	30 分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	－		【8人】 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	
	【1人】 A	－		－	●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注水の系統構成操作（電動弁の開操作）	4 分	
	－	－		【2人】 a,b	●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	起動後適宜状態監視	
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	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油
					●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
必要要員合計	1人 A	2人 B,C		8人　a～h 及び参集2人			

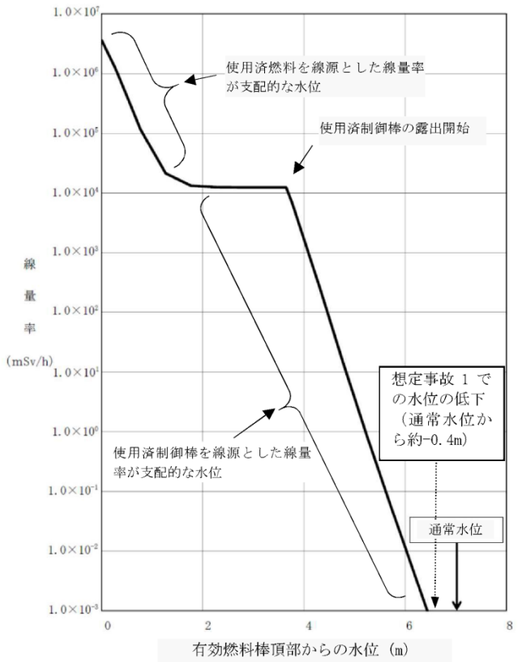
第 4.1－3 図　想定事故１の作業と所要時間

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機



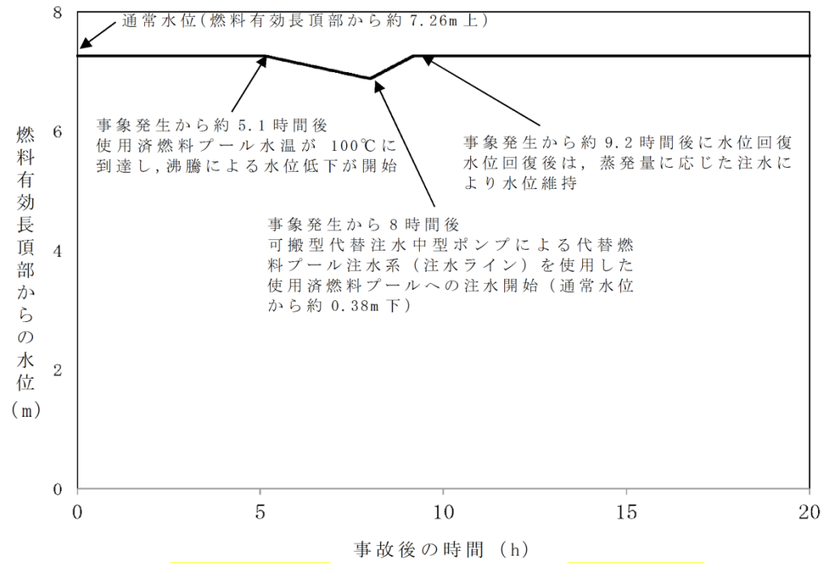
第7.3.1－4図　使用済燃料プール水位の推移（想定事故1）



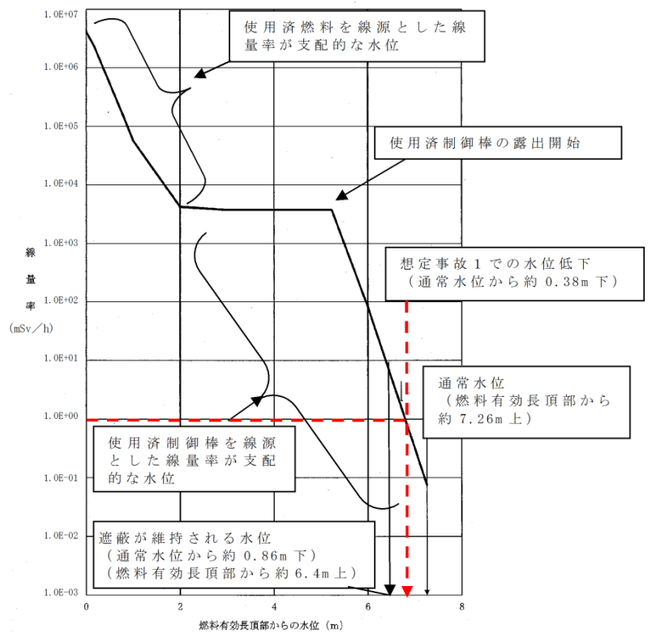
第7.3.1－5図　使用済燃料プール水位と線量率（想定事故1）

10－7－3－49

東海第二発電所



第4.1－4図　使用済燃料プール水位の変化



第4.1－5図　線量評価点における線量率と水位の関係

4.1－25

備　　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

別紙 7-3-1

第 7.3.1－1 表　「想定事故 1」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却していた系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プール冷却系の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プール注水により，使用済燃料プール水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッダ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
燃料プール代替注水系による使用済燃料プール への注水（可搬型スプレイ設備）	常設スプレイヘッダが使用できない場合，可搬型スプレイヘッダを用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プール注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プールの水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイヘッダ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）

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

東海第二発電所

第 4.1－1 表　想定事故 1 における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系）	・使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プール冷却機能が喪失したことを確認する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系）	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。補給水系及び残留熱除去系による注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能が喪失したことを確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール水位，温度の監視	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第4.1－1表　想定事故1における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として，可搬型スプレイノズル等を設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
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	・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）への注水操作は，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。 ・外部電源が喪失している場合は，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し，必要な計装設備及び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）の電動弁に給電する。 ・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を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	緊急用Ｍ／Ｃ電圧 使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

＊　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

第 7.3.1－2 表　主要評価条件（想定事故 1）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 2,093m³ ※1	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	約 11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日※2）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と併せて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し，ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1　記載の値は 7 号炉の値である。6 号炉の使用済燃料プールの保有水量は 7 号炉とほぼ同様であるため，評価は 7 号炉の値を使用する。
※2　柏崎刈羽原子力発電所 1 号炉から 7 号炉までの定期検査における実績を確認し，解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 3 日及び全燃料取り出しの最短時間約 7 日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止後 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

東海第二発電所

第 4.1－2 表　主要評価条件（想定事故１）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m³	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位（燃料有効長頂部から約 7.26m 上）を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として，保安規定の運転上の制限を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後９日）※1で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱はＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給），燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	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流量	50m³／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	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開始	事象発生から８時間後	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は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）の終了後から開始するものとし，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の時間を考慮して設定

※1　東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約９日を考慮して原子炉停止後９日を設定。原子炉停止後９日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故１）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.3.1－2表　主要評価条件（想定事故1）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
関連する重大事故等対策に関する機器条件	燃料プール代替注水系	45m³/h（4台）※1で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
関連する重大事故等対策に関する操作条件	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間後までは，その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに45m³/h以上(4台)である。

別紙 7-3-2

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　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.3.2 想定事故２ 7.3.2.1 想定事故２ の特徴，燃料損傷防止対策 (1) 想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２ として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。	4.2　想定事故２ 4.2.1　想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策 (1)　想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。	
(2) 想定事故２ の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故２ では，使用済燃料プールの冷却系の配管損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール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，燃料は露出し，燃料損傷に至る。 本想定事故は，使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの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。 したがって，想定事故２ では，使用済燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系により使用済燃料プール水位を維持する。	(2)　想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故２では，使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール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，燃料は露出し，燃料損傷に至る。 本想定事故は，使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの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。 以上により，想定事故２では，使用済燃料プール水の漏えいの停止や，使用済燃料プールへの注水の確保を行うことによって，燃料損傷の防止を図るとともに，使用済燃料プール水位を維持する。	
(3) 燃料損傷防止対策 想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい停止手段，サイフォンブレーク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系※1による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.3.2－1図に，手順の概要を第7.3.2－2 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設備と操作手順の関係を第7.3.2－1表に示す。	(3)　燃料損傷防止対策 想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール保有水のサイフォン現象による漏えいの防止手段，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び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手段，及び可搬型代替注水大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手段を整備する。また，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水手段，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。 本評価では，対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた手段を対象とすること	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する ・設備の違い

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	とし，この中から，地震・津波の影響を受けず，手順上で優先順位の高い西側淡水貯水設備を水源とする，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手段を評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.2－1 図に，対応手順の概要を第 4.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 4.2－1 表に示す。	
想定事故 2 において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 22 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。 必要な要員と作業項目について第 7.3.2－3 図に示す。 ※1 燃料プール代替注水系として，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）を想定する。なお，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）の注水手段が使用できない場合においては燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）による対応が可能である。	想定事故２において必要な要員は，災害対策要員（初動）17 名及び参集要員 2 名である。 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 3 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 8 名である。 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 名である。 必要な要員と作業項目について第 4.5.2－3 図に示す。	・要員の数，呼称の違い
a. 使用済燃料プール水位低下確認 使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に，使用済燃料プールの冷却系の配管損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下することを確認する。 使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）等である。	a．使用済燃料プール水位低下の確認 燃料プール冷却浄化系配管の破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下したことを確認する。 使用済燃料プール水位低下を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）である。 （添付資料 4.1.1）	・東海第二は，残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定
b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認 使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。 使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）等である。	b．使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系） 喪失した使用済燃料プールの保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水操作が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。 使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。	
	c．使用済燃料プール水位，温度監視 使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。 使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。	・東海第二は，使用済燃料プールの水位及び温度を監視することを記載

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
c．使用済燃料プール漏えい箇所の隔離 使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により，使用済燃料プールからの漏えいを認知し，原因調査を開始する。原因調査の結果，サイフォン現象による漏えいであることを判断し，使用済燃料プールの冷却系配管の手動弁を閉止することで，使用済燃料プールからの漏えい箇所の隔離が完了する。		・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する
	d．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作（評価上考慮しない） 中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプ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を実施する。 なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。	・東海第二は常設低圧代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水手段がある。
	e．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（評価上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。本作業は，原子炉建屋原子炉棟内での作業を伴うことから，原子炉建屋原子炉棟内での作業環境が悪化する前に実施するため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水と同時並行で実施する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。	・東海第二は，原子炉建屋内の環境条件が悪化する前に可搬型スプレイノズルを準備することを記載
d．燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水 燃料プール代替注水系の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し，開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧するとともに，燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は，使用済燃料貯蔵プール水位・温度等である。 ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。 原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用する場合における可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置，及びサイフォン現象による使用済燃料プール水流出を原子炉建屋オペレーティングフロアで隔離する場合における弁の手動隔離が想定される。	f．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 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は，使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に開始する。 外部電源が喪失している場合は，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し，必要な計装設備及び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）の電動弁に給電する。その後，中央制御室からの遠隔操作により，当該電動弁を開操作し系統構成を実施する。 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を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる最低水位（線量率が10mSv／h※となる通常水位から約0.86m下の水位）より高く維持する。 ※ 本想定事故における必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間から10mSv／hに設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は，重大事故等対	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 2.1m 下の位置である。	応要員による可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース及び可搬型スプレイノズルの設置）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟６階を含め，原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟６階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟６階での被ばく量は限定的である。 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を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。 以降，使用済燃料プール水位の維持は，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により継続的に実施する。	
7.3.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 想定事故２ で想定する事故は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。 なお，使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに，使用済燃料プールに入る配管には逆止弁を設け，配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり，信頼性は十分高いと考えられるが，本想定事故では固着を想定する。	4.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 想定事故２の評価においては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。 なお，使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに，使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け，サイフォン現象により，使用済燃料プール水が流出しない設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり，信頼性は十分高いと考えられるが，本想定事故では閉固着を想定する。	・設備の違い
想定事故２ では，残留熱除去系配管の貫通クラックによる損傷発生後，サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。漏えいの隔離及び使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，有効燃料棒頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，	想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断の後，使用済燃料プール水の漏えいが発生するが，静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，使用済燃料プール水位の低下は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止する。その後，崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。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）を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）を確保できることを評価する。なお，放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持さ	・東海第二は，残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定 ・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。	れることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。	
	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２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。 （添付資料 4.1.4，4.2.1，4.2.2）	
また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２ 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。		
	(2)　有効性評価の条件 想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では，崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの当直運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。 （添付資料 4.2.1）	
(2) 有効性評価の条件 想定事故２ に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２ 特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。		
	a．初期条件 (a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温 使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。 (b)　崩壊熱 使用済燃料プールには貯蔵燃料のほかに，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後９日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定し，使用済燃料プールの崩壊熱として約 9.1MW を用いるものとする。 なお，このときの崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m^3／h である。	・注水流量が十分であることを明確にするため，必要な注水量を記載。なお，東海第二の蒸発量は約 15m^3／h。
a. 初期条件 (a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温 使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。 (b) 崩壊熱 使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 19m3/h である。		
	b．事故条件 (a)　安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，燃料プール冷却浄化系，補給水系及び残留熱除去系の機能が喪失するものとする。 (b)　配管破断の想定 使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，原子炉建屋原子炉棟３階の燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する。	
b. 事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。 (b) 配管損傷の想定 使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管※3の貫通クラックによる損傷を想定		・東海第二は，保守的に瞬時に水位が低下すると想定している。このため，配管破断の規模を詳細に設定していない

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
する。当該配管は低圧設計の配管であることから，配管内径の 1/2 の長さと配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷を想定する。 ※3 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは，燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく，よって当該配管に接続される系統のうち，配管内径及び損傷時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。 (c) サイフォン現象による漏えい量 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については，燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し，逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このときの使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい量は約 70m3/h となる。 なお，評価においてはディフューザ配管のサイフォンブレーク孔による漏えい停止効果には期待しないものとする。	(c) 使用済燃料プール水位の低下 破断を想定している燃料プール冷却浄化系配管に設置されている 2 個の真空破壊弁については，燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより閉固着し，逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下は，静的サイフォンブレーカにより，燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することを想定する。なお，このときの水位低下は，保守的に瞬時に上記水位まで低下することを想定する。 （添付資料 4.2.3）	・設備の違い ・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する
(d) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	(d) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合においても，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は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同様となるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。	
c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 燃料プール代替注水系 使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を使用するものとし，崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る 45m3/h※4 にて注水する。 ※4 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量はともに 45m3/h 以上(4 台)である。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 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） 使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水中型ポンプを使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／h を設定する。	
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離は，事象発生から 150 分後に完了する。 (b) 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水は，緊急時対策要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生 12 時間後から開始する。 なお，サイフォンブレーク孔の効果に期待する場合，事象発生から約 100 分後に漏えいが停止するため，運転員による漏えい停止操作での対応に比べ，その後の事象進展や評価項目となるパラメータが緩和されることから本評価では運転員による使用済燃料プールの漏えい箇所の隔離操作による対応を示す。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 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は，重大事故等対応要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生 8 時間後から注水を開始する。	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する ・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(3) 有効性評価の結果 想定事故２ における使用済燃料プール水位の推移を第 7.3.2－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 7.3.2－5 図に示す。 a. 事象進展 残留熱除去系配管の貫通クラックによる損傷発生後，サイフォン現象によって，使用済燃料プール水は漏えいし，使用済燃料プール水位は低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。原子炉建屋２ 階にある燃料プール冷却浄化系配管の手動弁を閉止することにより，事象発生から 150 分後に漏えい箇所を隔離し，サイフォン現象による漏えいを停止する。一方，使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため，補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。 使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 5℃/h で上昇し，事象発生から約７ 時間後に 100℃に達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 12 時間経過した時点で燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると，使用済燃料プール水位は回復する。 その後は，使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系により，蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。 b. 評価項目等 使用済燃料プール水位は，第 7.3.2－4 図に示すとおり，通常水位から約 1.2m 下まで低下するに留まり，有効燃料棒頂部は冠水維持される。 使用済燃料プール水温については約７ 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。 また，第 7.3.2－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 1.2m 下の水位となった場合の線量率は約 1.0×10-1mSv/h 以下であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h※2 と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。 使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，本事象においても未臨界は維持される。 事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	(3) 有効性評価の結果 想定事故２における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.2－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2－5 図に示す。 a．事象進展 燃料プール冷却浄化系配管の破断により，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下する。使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等により，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下していること等を確認し，使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレーカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。使用済燃料プールの注水機能喪失を確認し，補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行うが，補給水系が使用不可能な場合，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を行う。 使用済燃料プールへの注水が開始されるまで，使用済燃料プール水温は約 7.0℃／h で上昇し，事象発生から約 5.0 時間後に 100℃に達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間後に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を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。 その後は，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持しつつ，使用済燃料プールの冷却機能の回復に努める。 b．評価項目等 使用済燃料プール水位の時間変化は第 4.2－4 図に示すとおり，通常水位から約 0.62m 下まで低下するにとどまり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水温は事象発生後約 5.0 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。 また，第 4.2－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.62m 下の水位になった場合の線量率は，約 3.1mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低い値であることから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟６階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしている。 使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によらず未臨界は維持される。 事象発生 8 時間後から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を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は補給水系によりスキマサー	・東海第二は，保守的に SFP 水位が瞬時に低下すると想定している ・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
本評価では，「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	ジタンクへの注水を実施し，漏えい箇所を隔離した状態で残留熱除去系等により冷却を実施することで安定状態を維持できる。 以上により，本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 4.1.2，4.2.4）	
7.3.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故２では，サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下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，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離とする。	4.2.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断により使用済燃料プールの保有水の小規模な喪失が発生し，静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下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，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とする。	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.3.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，7 号炉を代表として原則，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。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 11MW に対して最確条件は約 10MW 以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 27℃～約 45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 4.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は，評価条件と最確条件は同等であることから運転員操作時間に与える影響はない。また，崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，その場合には，更に時間余裕が長くなるが，注水操作は使用済燃料プ	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難となる。 ただし，燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作は，屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ２倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は，損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有水の漏えい量が多くなり，通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は漏えい量に応じた対応をとるものではなく，注水操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を，漏えい箇所の隔離操作は水位低下に伴う異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	ール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることも考えられ，その場合には，時間余裕が短くなるが，注水操作は燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約５時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟６階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 4.1.7，4.1.8）	・東海第二は，保守的に SFP 水位が瞬時に低下すると想定している。このため，配管破断の規模を詳細に設定していない

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 11MW に対して最確条件は約 10MW 以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 27℃～約 45℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。 さらに，使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に，事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 16 時間以上（10mSv/h※2 の場合，6 号及び 7 号炉は約 16 時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上（6 号及び 7 号炉は約 3.1 日）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。崩壊熱約 9.1MW の場合は，評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また，崩壊熱約 9.1MW 未満の場合は使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに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）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・東海第二は，事象発生直後に沸騰開始を想定した場合，注水開始時間前に遮蔽維持水位を下回るが，建屋外の操作が可能であり，現場操作の遮蔽は維持される
初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.3m 下）※5とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 20 時間（10mSv/h※2 の場合，6 号及び 7 号炉は約 20 時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から約 3 日以上（6 号及び 7 号炉は約 3.3 日）あり，事象発生 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能である	初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることも考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，漏えいによる水位低下は，静的サイフォンブレーカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位か	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，使用済燃料プール水位の低下により原子炉建屋オペレーティングフロアの線量率が上昇することから，その現場における長時間の作業は困難である。ただし，このような使用済燃料プール水位の低下に対してもサイフォンブレーク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止，原子炉建屋オペレーティングフロア以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより，6 号及び 7 号炉の使用済燃料プール水位が原子炉建屋オペレーティングフロアの放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 1.1 日後（10mSv/h※2の場合，6 号炉では約 1.0 日後，7 号炉では約 1.1 日後），通常水位まで回復する時間は事象発生から約 1.9 日後（6 号炉では約 1.8 日後，7 号炉では約 1.9 日後）となる。また，使用済燃料プール水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上（6 号及び 7 号炉は 約 2.2 日）あり，事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ 2 倍程度となり，使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 配管損傷の想定及びサイフォン現象による漏えい量は，損傷面積及び弁の開口面積が評価条件より大きな場合，使用済燃料プールの保有水の漏えい量が多くなり，通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続する場合，使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約 2 時間の時間余裕となり，漏えい箇所の隔離までの 150 分より短くなる。ただし，サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく，漏えい量が少なくなることから評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※5 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計（SA 広域）の水位低の警報設定値：6 号炉通常水位-225mm，7 号炉通常水位-267mm	ら約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋原子炉棟６階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，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は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに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）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，本スロッシングの評価には余震の影響を考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。 初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 破断箇所・状態及びサイフォン現象による水位低下量の想定は，評価条件では残留熱除去系に比べて耐震性が低い燃料プール冷却浄化系配管が破断し，燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を想定しているが，最確条件では事故毎に異なる。ただし，静的サイフォンブレーカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で漏えいが停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 4.2.5）	
b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。	ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。評価結果を以下に示す。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の漏えい箇所の隔離操作は，評価上の操作完了時間として，事象発生から 150 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，評価上の燃料プール水位低警報の確認後の注水機能喪失確認までに余裕を含め 1 時間を考慮し，その後使用済燃料プール水位の低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施する設定としているが，実態の操作開始時間，燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり，注水機能喪失確認と同時に実施できるため，評価上の操作完了時間に対し，実態の操作完了時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は，評価条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作完了時間は早まる可能性があるが，他の操作との重複はないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 12 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，当該操作は他の操作との重複はなく，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり，その準備操作にかかる時間は 360 分を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から 12 時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の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は，評価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。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，本操作は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作（ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）の終了後から開始するものであり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作の所要時間，及び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の所要時間を考慮すると，実際には事象発生から 380 分で注水が可能であり，使用済燃料プールへの注水開始時間は想定している事象発生から 8 時間後より早くなることが考えられるため，使用済燃料プール水位の回復は早くなる。	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の漏えい箇所の隔離操作及び燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作完了時間に対して，実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は，漏えい箇所の隔離操作に対して約 7 時間（10mSv/h※2の場合，6 号及び 7 号炉は約 7 時間），注水操作に対して約 23 時間（10mSv/h※2の場合，6 号及び 7 号炉は約 23 時間）と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の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）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 4.2.4）	・東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する
(2) 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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
操作条件の漏えい箇所の隔離操作は，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 7 時間（10mSv/h※2の場合，6 号及び 7 号炉は約 7 時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 23 時間（6 号炉では約 23 時間，7 号炉では約 24 時間）であり，事故を検知して漏えい箇所の隔離操作の実施が完了するまでの時間は事象発生から約 150 分であることから，時間余裕がある。		・ 東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待するため，隔離操作を実施しなくても漏えいは停止する
操作条件の燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水操作は，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約 23 時間（10mSv/h※2 の場合，6 号及び 7 号炉は約 23 時間），使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が 3 日以上（6 号及び 7 号炉は約 3.4 日）であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 12 時間後と設定していることから，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に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv／h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間が事象発生から 9 時間以上，燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から 2 日以上であり，これに対して，注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから，時間余裕がある。 （添付資料 4.2.4）	
(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。	(3) ま と め 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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，運転員等操作時間には時間余裕がある。	
7.3.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故２ において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.3.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 22 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。	4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故２の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は，「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 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 37 名で対処可能である。 また，必要な参集要員は，「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 2 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。	・要員の数，呼称の違い
なお，今回評価した原子炉運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故２ の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも 1 日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。		・ 運転中における原子炉の重大事故等との重畳時の要員については，各シーケンスの中で評価している。
(2) 必要な資源の評価 想定事故２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。	(2) 必要な資源の評価 想定事故２において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

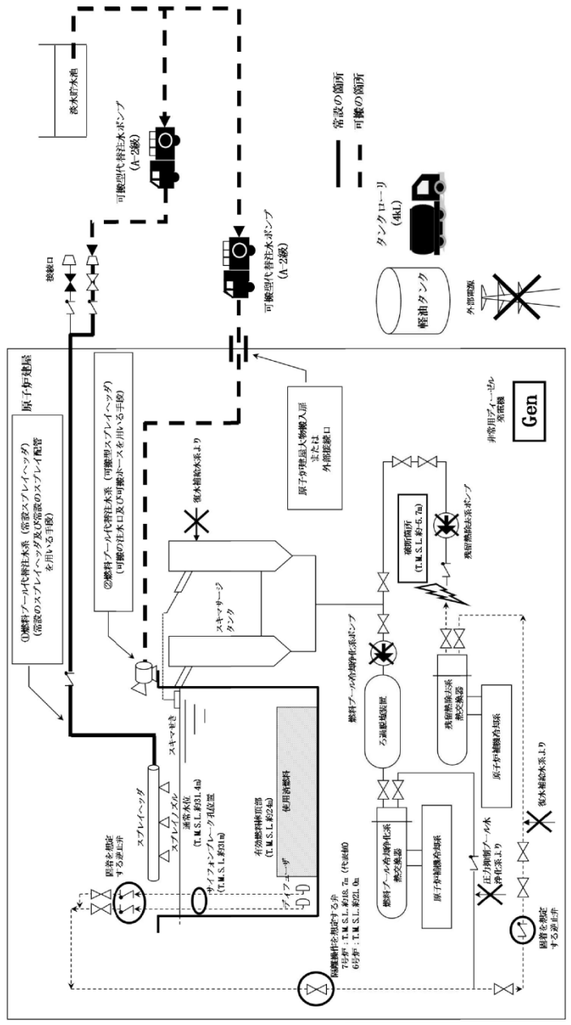
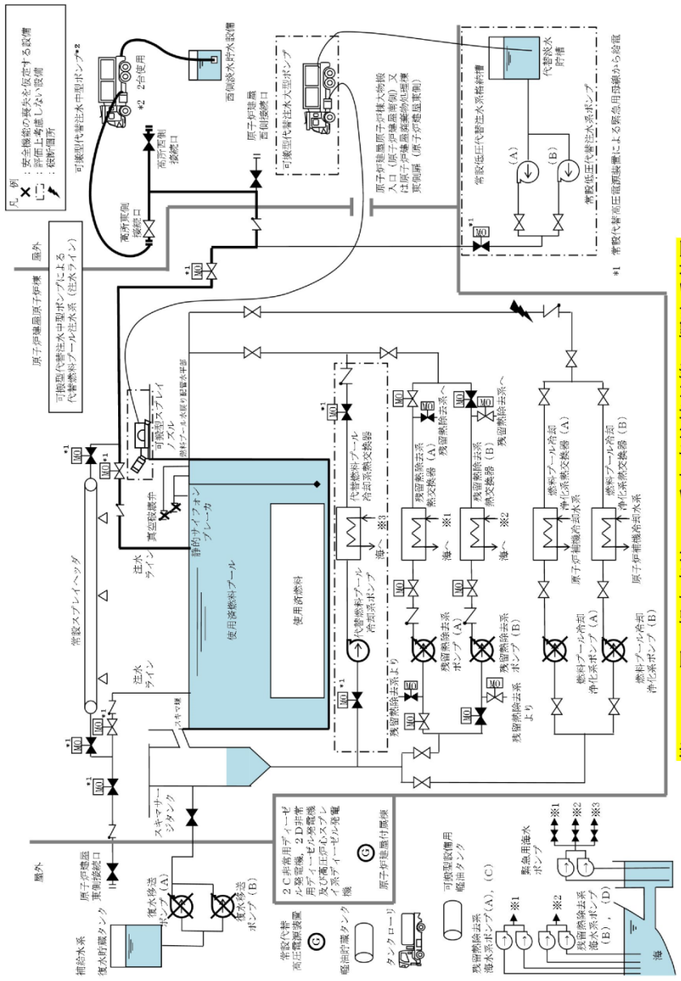
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
a．水源 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 3,300m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 6,600m³の水が必要である。 水源として，淡水貯水池に約 18,000m³の水量を保有しており，水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。 b．燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。 燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水，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。 c．電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 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。	a．水　　源 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注水操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,120m³の水が必要となる。 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く，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 4.2.6） b．燃　　料 外部電源喪失を想定した場合，事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると，非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL，合計で約 755.5kL 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，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による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については，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）による代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した 7 日間の使用済燃料プールへの注水の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について，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。 （添付資料 4.2.7） c．電　　源 外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 394kW であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW 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。 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 4.2.8）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.3.2.5 結論 想定事故２ では，使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで，やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故２ に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。 想定事故２ について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。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。 以上のことから，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故２ に対して有効である。	4.2.5　結　　論 想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断により漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで，やがて燃料集合体が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては，静的サイフォンブレーカによる漏えい防止手段及び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手段を整備している。 想定事故２について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，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により，使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，静的サイフォンブレーカによる漏えいの防止及び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等の燃料損傷防止対策は，想定事故２に対して有効である。	・ 東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する ・ 東海第二は，静的サイフォンブレーカの効果に期待する

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）

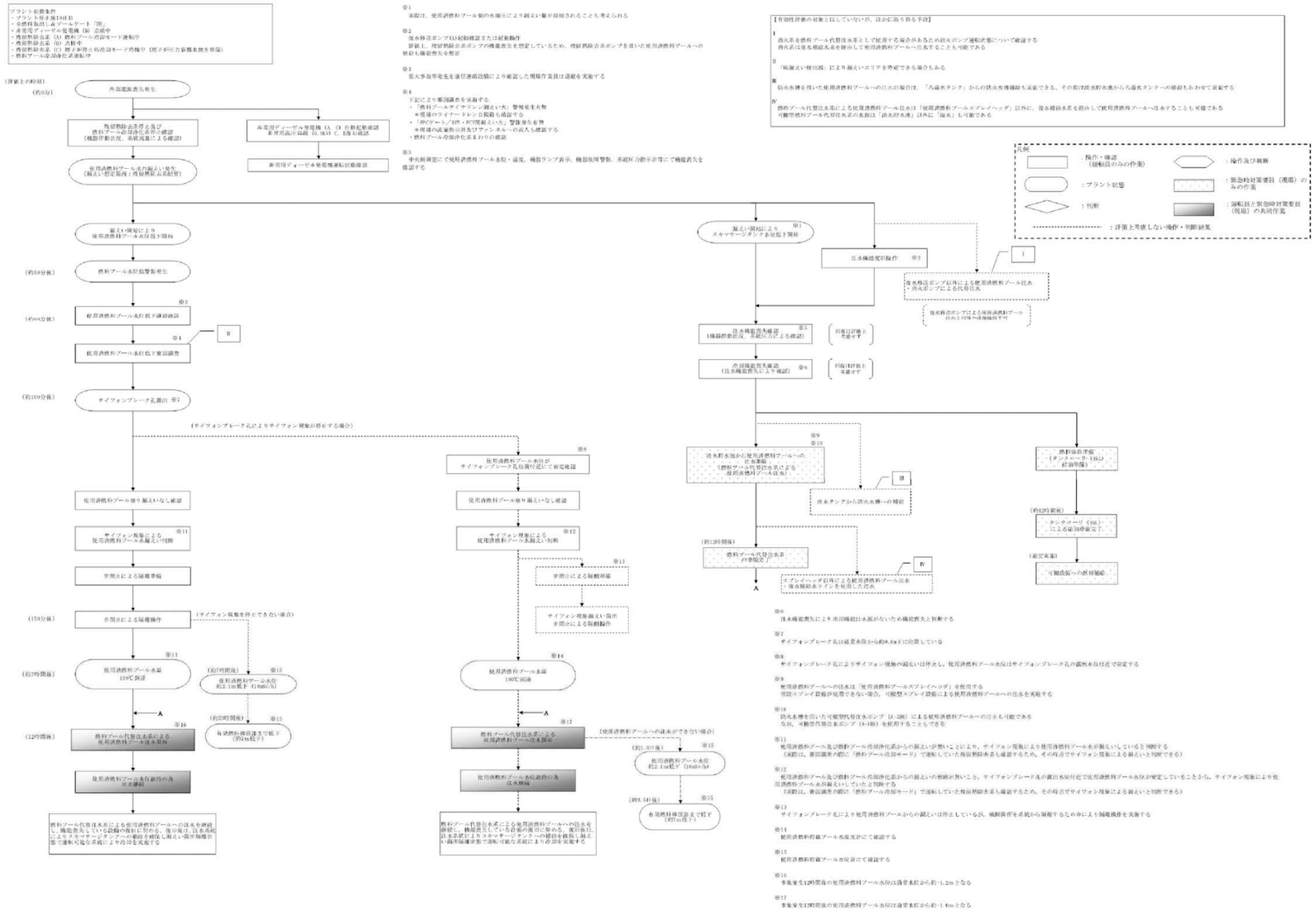
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.3.2－1図　「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図 （使用済燃料プールへの注水）	 第 4.2－1図　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図	
10－7－3－50	4.2－23	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　　考

別紙 7-3-7

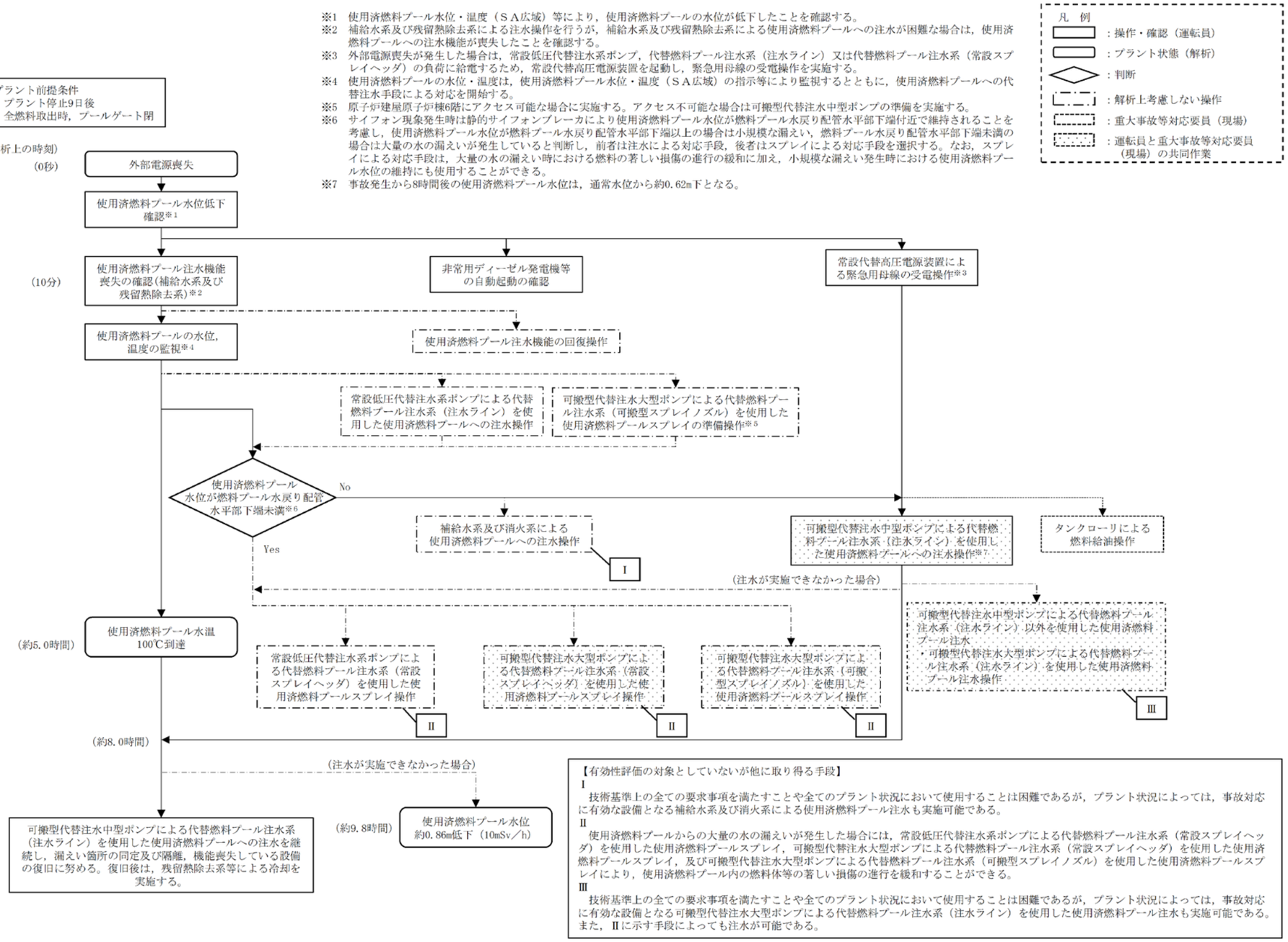


第 7.3.2－2 図　「想定事故 2」の対応手順の概要

10－7－3－18

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

東海第二発電所	備　　考



第４.２－２図　想定事故２の対応手順の概要

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　考

別紙 7-3-8

想定事故２

実施箇所・必要人員数

責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡
指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮
	7号	当直副長	1人	
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡

操作項目	運転員（中央制御室）6号	運転員（中央制御室）7号	運転員（現場）6号	運転員（現場）7号	緊急時対策要員（現場）6号	緊急時対策要員（現場）7号	操作の内容	経過時間（分）／経過時間（時間） 30 60 90 120 150 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13	備考
								▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約50分　「燃料プール水位低」警報発生 約80分　注水機能喪失確認 冷却機能喪失確認 150分　サイフォン現象による漏えい停止 約7時間　使用済燃料プール水温100℃到達 12時間　使用済燃料プール注水開始	
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・使用済燃料プール冷却系停止確認 （燃料プール冷却浄化系ポンプ，残留熱除去系ポンプ）		
							・非常用ディーゼル発電機自動起動確認	10分	
							・スキマサージタンク水位低下確認		
							・使用済燃料プール水位低下確認		
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール注水系復旧作業 （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・使用済燃料プール注水系　機能回復 （復水補給水系）		対応可能な要員により対応する
使用済燃料プール水位低下要因調査	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・警報確認による要因調査	30分	
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・現場確認	60分	
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・電動弁の隔離	10分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・原子炉建屋原子炉区域2階　弁室での弁操作	30分	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（常設スプレイヘッダ使用）	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	360分	
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水（可搬型スプレイヘッダ使用） （評価上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（建屋内ホース敷設，可搬型スプレイノズル設置）		常設スプレイヘッダ使用不可の場合要員を確保して対応する
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（建屋内ホース接続）		
			－	－	－	－	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水準備（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池5から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から建屋内ホース），ホース接続，ホース水張り）		
							・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いた使用済燃料プール注水		
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	8人				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く（運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上），原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため，緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

第 7.3.2－3 図　「想定事故 2」の作業と所要時間

10－7－3－19

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

東海第二発電所	備　考

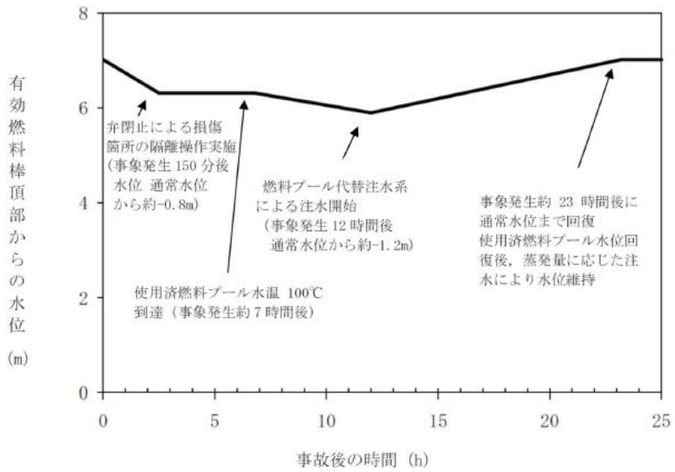
想定事故２

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は始作後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	備考
	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 （中央監視）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
						▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約5.0時間　使用済燃料プール水温100℃到達 ▽8時間　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開始	
状況判断	1人 A	－	－		●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系）	10分	
	【1人】 A	－	－		●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	2人 B,C	－		●使用済燃料プール注水機能（補給水系，残留熱除去系）の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	－	－		●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	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15分	解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作	－	－	8人 a～h		●原子炉建屋への移動	40分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟６階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟６階での作業を含む
					●ホース敷設操作及び可搬型スプレイノズルの設置※	130分	
					●可搬型設備の保管場所への移動	30分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	－	【8人】 a～h		●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分	
	【1人】 A	－	－		●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注水の系統構成操作（運動弁の開操作）	4分	
	－	－	【2人】 a,b		●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	起動後適宜状態監視	
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	90分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
					●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
漏えい箇所の同定及び隔離操作	【1人】 A	－	－		●警報確認による原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
	－	【2人】 B,C			●現場での系統隔離操作	適宜実施	
必要要員合計	1人 A	2人 B,C	8人　a～h 及び参集２人				

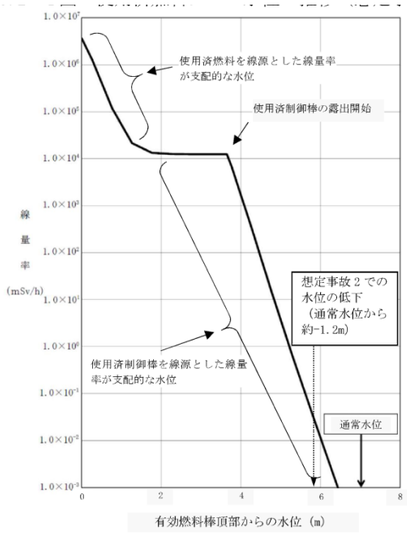
第４.２－３図　想定事故２の作業と所要時間

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

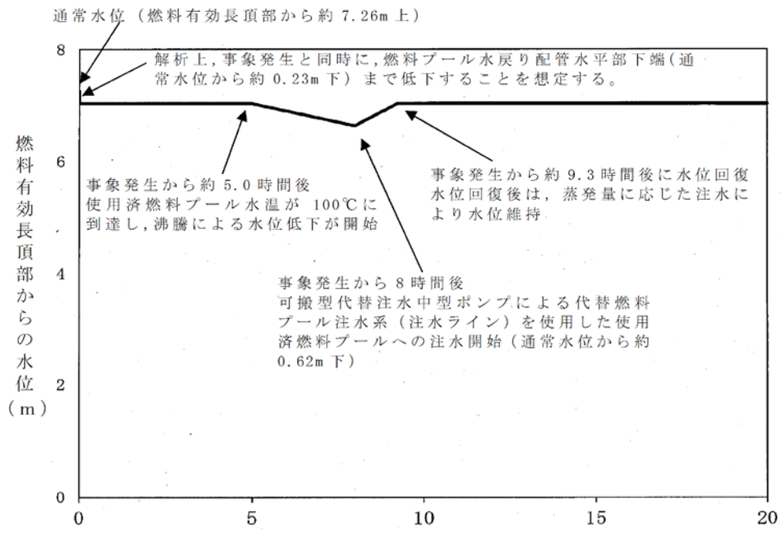


第 7.3.2－4 図　使用済燃料プール水位の推移（想定事故 2）

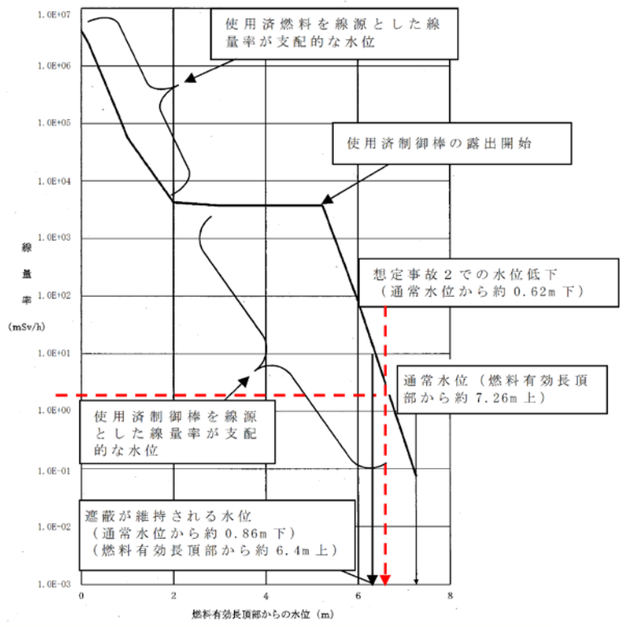


第 7.3.2－5 図　使用済燃料プール水位と線量率（想定事故 2）

10－7－3－53



第 4.2－4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 4.2－5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

4.2－26

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

別紙 7-3-3

第 7.3.2－1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に，使用済燃料プールの冷却系の配管損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下分を注水するため，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	使用済燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し，原因調査を開始する。原因調査の結果，使用済燃料プール本体からの漏えいではないことから，サイフォン現象による漏えいであることを判断し，使用済燃料プールの冷却系の配管の手動弁を閉止することで漏えい箇所の隔離が完了する。	－	－	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッダ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ （4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水（可搬型スプレイ設備）	常設スプレイヘッダが使用できない場合，可搬型スプレイ設備を用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイ設備 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ （4kL）	使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA） 使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ（使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む）

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

東海第二発電所

第 4.2－1 表　想定事故２における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下の確認	・使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下したことを確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）
使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系，残留熱除去系）	・喪失した使用済燃料プールの保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水操作を行う。 ・中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 残留熱除去系系統流量＊
使用済燃料プール水位，温度監視	・使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用Ｍ／Ｃ電圧

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

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第4.2－1表　想定事故2における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備操作として，可搬型スプレイノズル等を設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
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）への注水操作	・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）への注水操作は，注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。 ・外部電源が喪失している場合は，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し，必要な計装設備及び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）の電動弁に給電する。 ・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を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	緊急用M／C電圧 使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

＊　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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（想定事故２）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.3.2－2表　主要評価条件（想定事故2）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約2,093m³ ※1	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	約11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日※2）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と併せて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し，ORIGEN2を用いて算出

※1　記載の値は7号炉の値であるが，評価は7号炉の値を使用する。
※2　柏崎刈羽原子力発電所1号炉から7号炉までの定期検査における実績を確認し，解列後の全制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約3日及び全燃料取り出しの最短時間約7日を考慮して原子炉停止後10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させる保守的な計算条件となっている。

東海第二発電所

第4.2－2表　主要評価条件（想定事故２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約1,189m³	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉鎖時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位（燃料有効長頂部から約7.26m上）を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として，保安規定の運転上の制限値を設定
	燃料の崩壊熱	約9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後9日）※1で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱はＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定するとともに，破断を想定している燃料プール冷却浄化系配管に設置されている2個の真空破壊弁については，閉固着を仮定する。 静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
策に関する事故等対	重大事故等の機器条件	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	
	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水流量	50m³／h	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は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作の終了後から開始するものとし，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の時間を考慮して設定
策に関する事故等対	重大事故等の操作条件	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）の使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から8時間後

※1　東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約9日を考慮して原子炉停止後9日を設定。原子炉停止後9日とは発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

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
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）		

別紙 7-3-4

第 7.3.2－2 表　主要評価条件（想定事故 2）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能喪失を設定
	配管損傷の想定	残留熱除去系の配管内径の 1/2 の長さと配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷	低圧配管であるため，全周破断の発生は考えづらいと考え貫通クラックによる損傷を想定
	サイフォン現象による漏えい量	約 70m³/h	想定される異物の弁への噛み込みにより逆止弁が固着し，その機能が十分に働かない状態を想定。なお，サイフォン現象による漏えいを停止させる配管の孔（サイフォンブレーク孔）によるサイフォンブレークには期待しない
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	燃料プール代替注水系	45m³/h（4 台）※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から 150 分後	認知，現場調査，漏えい箇所隔離までの操作の作業想定時間に余裕を含めて設定 （水位低下認知及び注水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認に余裕を踏まえ 1 時間，水位低下要因調査及び現場隔離操作箇所への移動に 1 時間，隔離操作実施に 30 分の合計 150 分）
	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して，事象発生から 12 時間後までは，その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッダ），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）の注水容量は，ともに 45m³/h 以上(4 台)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）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて，その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。	5　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失 7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 ※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失	5.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失） 5.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	・柏崎はＰＲＡにおいて原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能を緩和設備として期待しているため，崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]＋崩壊熱除去・注水系失敗）が抽出されている。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」は，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，崩壊熱除去機能に対する設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。	
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 7.4.1－1 図及び第 7.4.1－2 図に，手順の概要を第 7.4.1－3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.4.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 14 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。 必要な要員と作業項目について第 7.4.1－4 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。	子炉除熱手段を整備する。残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については，「5.2　全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。対策の概略系統図を第 5.1－1 図に，対応手順の概要を第 5.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 5.1－1 表に示す。 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）11 名である。 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 3 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 2 名である。 必要な要員と作業項目について第 5.1－3 図に示す。 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）11 名で対処可能である。	・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。
a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。	a．運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認 1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 （添付資料 5.1.1）	・柏崎は，1 時間毎の巡視により崩壊熱除去機能喪失を確認することを，フローチャートに記載。
b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	b．作業員への退避指示（評価上考慮しない） 当直発電長は，崩壊熱除去機能喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。 （添付資料 5.1.2） c．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	
c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	d．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	e．原子炉保護系母線の受電操作 非常用ディーゼル発電機による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	・東海第二は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の格納容器隔離弁を開にするに当たって，原子炉保護系母線の受電が必要
d．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	f．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。 ※　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。 以降，原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。	・東海第二は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成に現場操作が必要
7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件	5.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし，崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスは，運転停止中のいずれのプラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.3） (2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 ａ．初期条件	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。	(a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，原子炉が通常運転水位であり，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，未開放状態を評価条件とする。また，格納容器の状態は開放状態とし，格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。	
(b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１ 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m^3/h である。	(b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとする。また，評価対象としたＰＯＳ－Ａは原子炉停止１日後～2 日後であるが，崩壊熱が高く，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，原子炉停止１日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約 18.8MW である。 なお，このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（32℃）の注水量は約 27m^3／h である。 （添付資料 5.1.4，5.1.5）	
(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。	(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉水位は，通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）から原子炉ウェル満水（燃料有効長頂部から約 16.7m 上）までの範囲であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を評価条件とする。また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃を評価条件とする。	
(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする ※2。 ※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	(d) 原子炉初期圧力 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする ※。 ※ 実操作では待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。	
	(e) 残留熱除去系の初期運転状態 残留熱除去系の初期運転状態は，以下の状態とする。 ・残留熱除去系（Ａ）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中 ・残留熱除去系（Ｂ）：低圧注水系の状態で待機中 ・残留熱除去系（Ｃ）：点検に伴い待機除外中	・東海第二は残留熱除去系の運転状態を本文とフローチャートに記載（柏崎はフローチャートに記載）。
b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失す	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によっ	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
るものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	て，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は事象発生１時間後に喪失するものと仮定する。 外部電源が喪失すると，運転中の残留熱除去系ポンプが停止するとともに，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信することで，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。その後，非常用ディーゼル発電機が起動し非常用母線の電源が回復した場合でも，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉の状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプを残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）として起動することはできないため，運転員は崩壊熱除去機能の回復に向けた対応操作を開始することとなる。 このため，本評価においては，運転員による対応操作の余裕時間を厳しくする観点から，事象発生１時間後（1 時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時刻）までは，外部電源があるものとし，事象発生１時間以降は，格納容器隔離信号をリセットするための原子炉保護系母線の受電操作等，運転員操作に時間を要し，かつ，資源の評価の観点からも厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。 なお，事象発生と同時に外部電源が喪失すると仮定した場合，運転員は崩壊熱除去機能の回復に向けた対応操作を上述の想定よりも早く開始することになることから，事象発生前に運転していた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能喪失の認知についても対応操作の中で速やかに行われることとなる。 （添付資料 1.3.2，5.1.8）	・東海第二は，認知と運転員操作に要する時間の観点から，事象発生1時間後に外部電源喪失が発生するとしている。
c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m³／h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき１基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	・設備設計の違い ・設備設計の違い
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	d． 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	(a)　崩壊熱除去機能喪失は，事象発生から１時間後の中央制御室の巡視において認知するものとする。なお，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，１時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。	・東海第二は崩壊熱除去機能喪失の認知について記載
(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から２時間後に実施するものとする。	(b)　待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止の認知及び操作の時間を元に，更に時間余裕を考慮して，事象発生から２時間後に実施するものとする。 (c)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から４時間 40 分後に実施する。	・東海第二は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の操作条件について記載
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 7.4.1－5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.1－6 図に示す。 a. 事象進展 事象発生後，残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約１時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約 90 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する[※3]。 ※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.1－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.1－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し，事象発生から２時間後に，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を行う。 事象発生から４時間 40 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復することによって，原子炉水温は低下する。	・東海第二は１時間毎の中央制御室の巡視による崩壊熱除去機能喪失の認知を本文とフローチャートに記載（柏崎はフローチャートに記載）。
b. 評価項目等 原子炉水位は，第 7.4.1－5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 3.3m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 7.4.1－6 図に示すとおり，必要な遮蔽[※4] が維持される水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの	b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.1－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり，燃料の冠水は維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1－5 図に示すとおり，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h[※]が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することはないため，放射線の遮蔽は維持される。な	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約2.0m 上(通常水位から約2.4m 下)の位置である。	お，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されるため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※　本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟6階に滞在する時間は2.2時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。 また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。 （添付資料5.1.6，5.1.7）	
7.4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。 (1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約22.4MW に対して最確条件は約22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は	5.1.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスでは，原子炉の運転停止中に，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。 (1)　評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第5.1－2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，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約18.8MW に対して最確条件は約18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約18.8MW の場合は，評価条件と最確	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12　時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m　上の高さに到達するまでの時間は約 2　時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1　日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩	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，約 18.8MW 未満の場合は，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが，原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものである。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は，評価条件と最確	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※5。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また，約 18.8MW 未満の場合は，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間，燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 (2) 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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約３時間，原	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，崩壊熱除去機能喪失の認知により原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，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。 操作条件の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から４時間40分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，原子炉保護系母線の受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報により事象発生を認知可能であり，待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが，本評価ではこれに期待しないこととする。 (2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響を把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5	・東海第二は，警報によるＲＨＲの故障の認知に期待した場合についても記載。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約５時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は２時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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。 7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，６号及び７号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 名である。「7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。 (2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，水源，燃料及び電源の資源は，「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a. 水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，７日間の継続実施が可能である。 b. 燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。 ５号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。（６号及び７号炉合計約 1,519kL） ６号及び７号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（６号及び７号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，５号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能で	時間，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は２時間であることから，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 (3) ま と め 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。 （添付資料 5.1.8） 5.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は，「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 11 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 37 名で対処可能である。 (2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，必要な水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。 a．水　　源 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・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く，７日間の対応が可能である。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。 b．燃　　料 外部電源喪失を想定した場合，事象発生直後から７日間の非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置２台）の運転を想定すると，非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置２台）については約 141.2kL，合計で約 755.5kL 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，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置２台）による７日間の電源供給の継続が可能である。	・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。 ・設備の違い。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
ある。	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。 （添付資料 5.1.9）	
c．電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 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。	c．電　　源 外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 938kW であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置２台）の連続定格容量は 2,208kW 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。 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 5.1.10）	
7.4.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 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。 以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケ	5.1.5　結　　論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態の維持に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注	

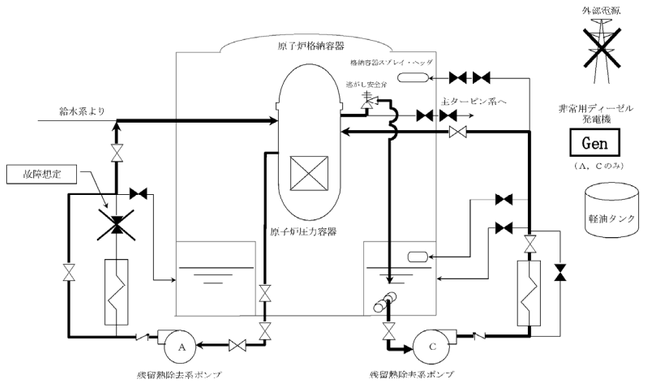
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
ンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	

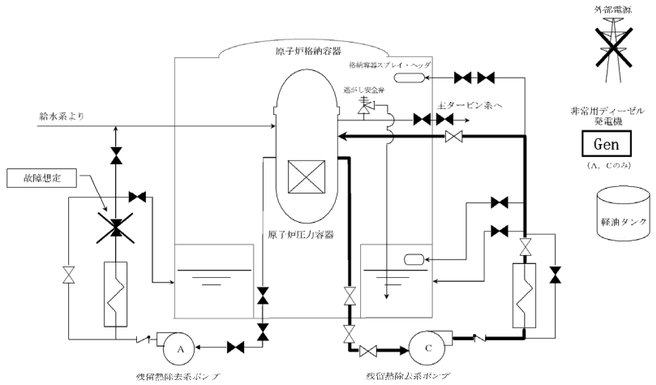
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

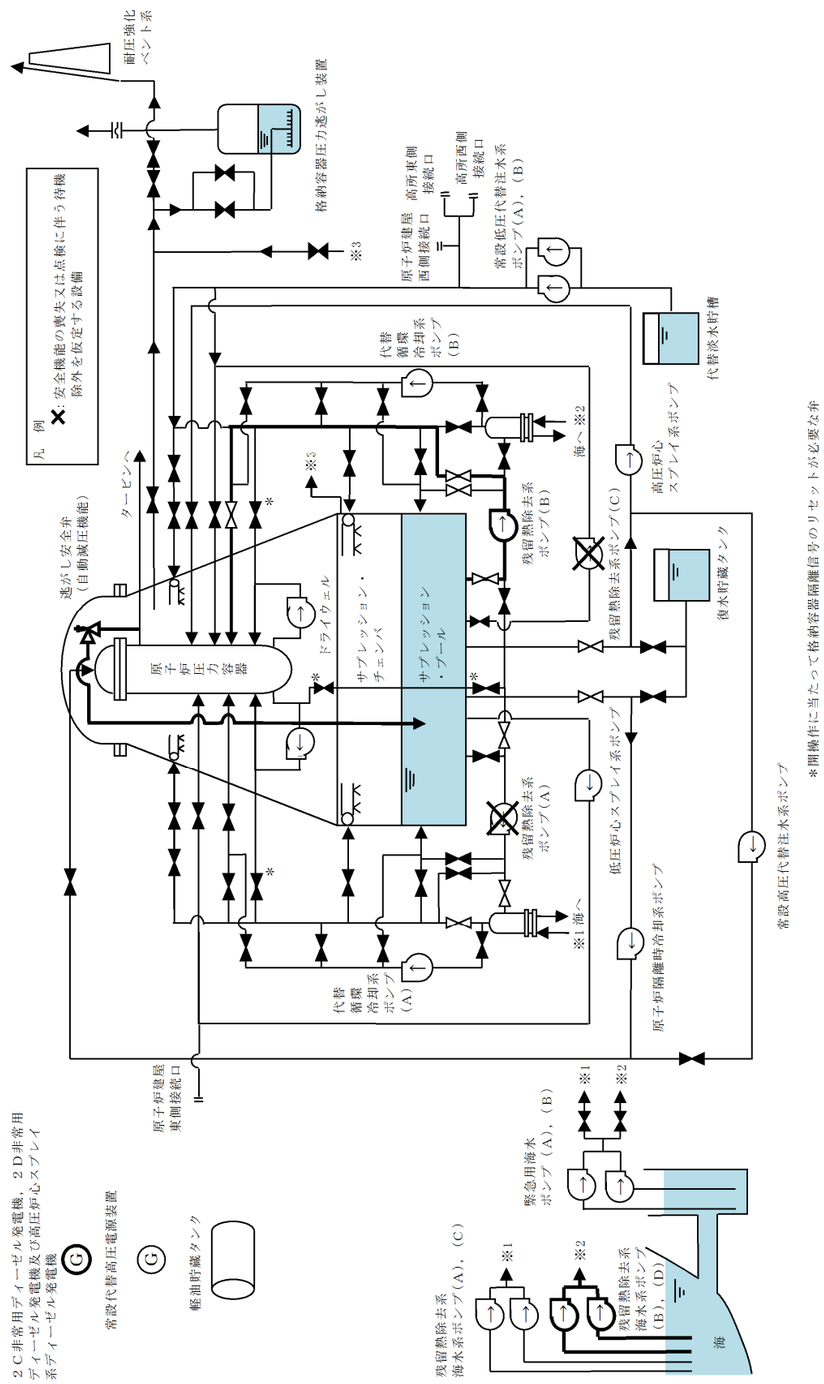
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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



第 7.4.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）
（原子炉停止時冷却）

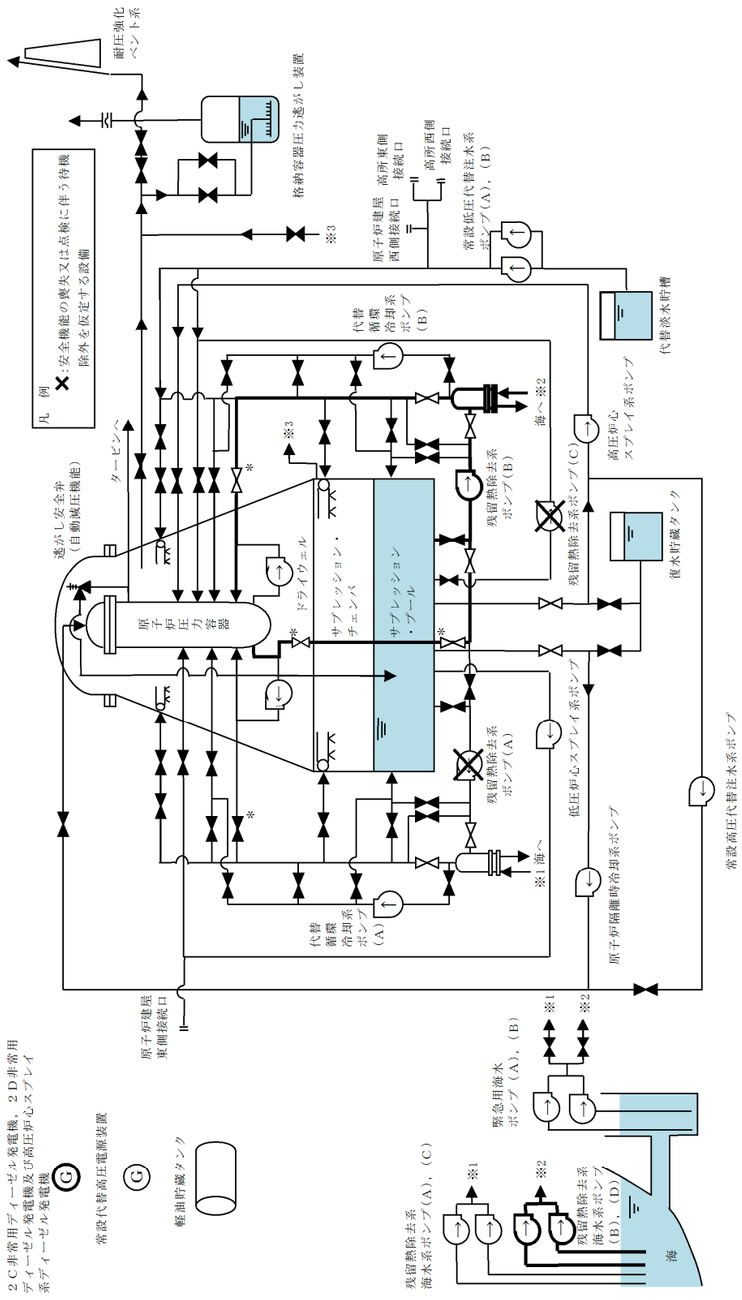


第５．１－１図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系））

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

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

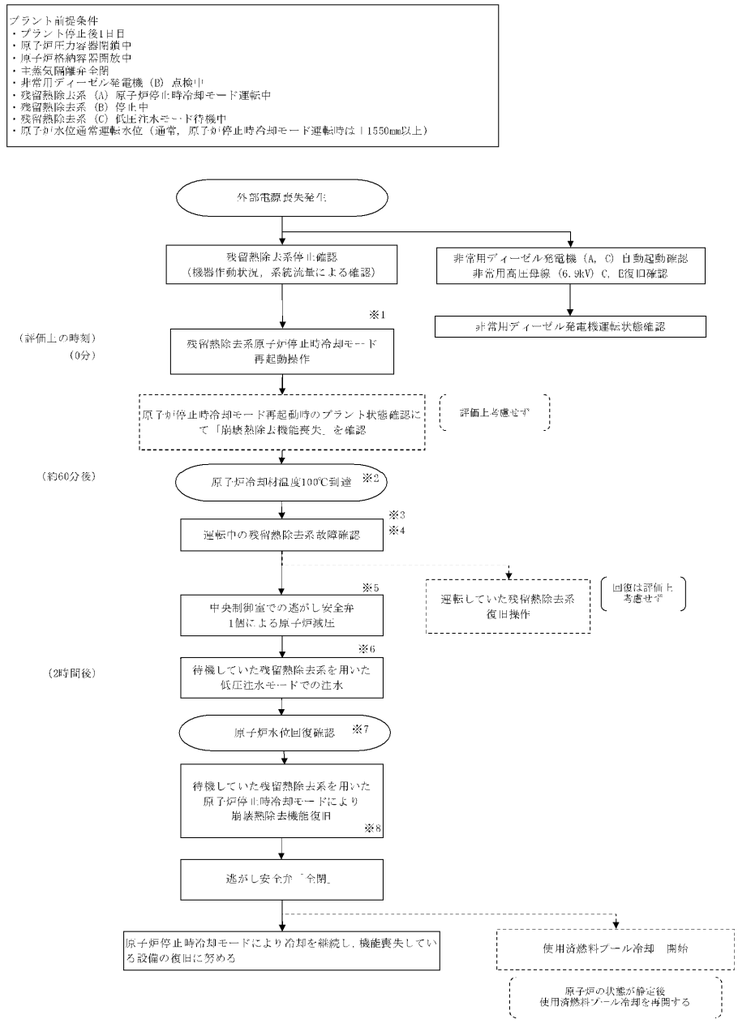
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

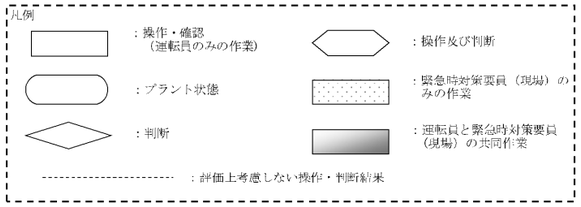


第５．１－１図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（２／２）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備考





※1
崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は，原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため，早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる

※2
約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する

※3
1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する

※4
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上，人的過誤等の認知を約60分後としているため，建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する

※5
評価上，原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する

※6
注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部（TAF）　3.3m（レベル3－約500mm）となる

※7
原子炉水位計（広帯域）にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお，原子炉停止時冷却モードを運転する際には通常運転水位よりも高く維持する

※8
低圧注水モードで注水後，原子炉停止時冷却モードへ切り替える

第 7.4.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

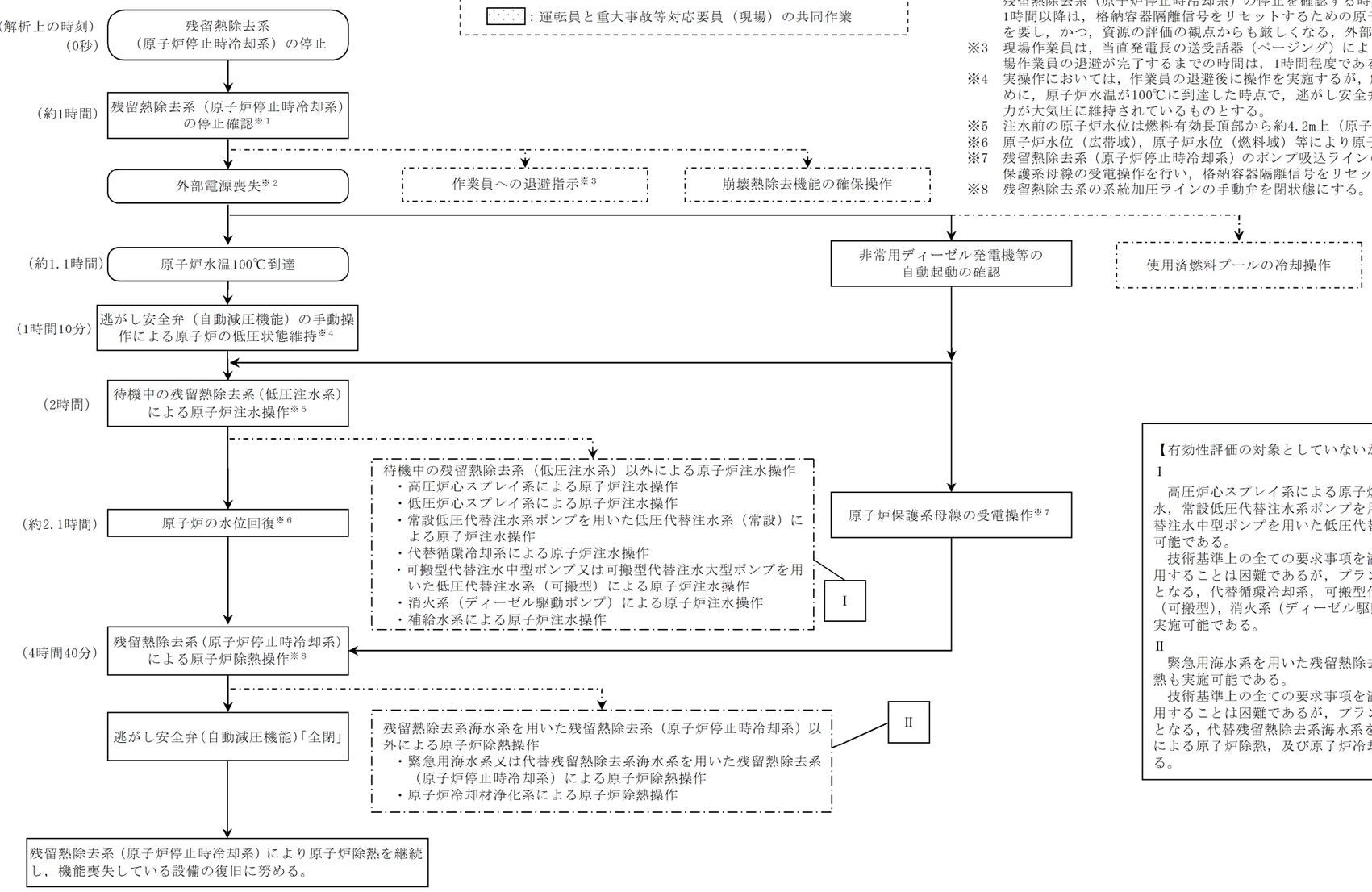
10－7－4－80

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

東海第二発電所	備考

プラント前提条件
・原子炉の運転停止１日後
・原子炉圧力容器未開放
・格納容器開放
・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
・残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
・原子炉水位は通常運転水位

凡例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：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



第 5.1－2 図　崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

※1　運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。
※2　外部電源が喪失すると，運転中の残留熱除去系ポンプが停止するとともに，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信することで，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。その後，非常用ディーゼル発電機が起動し非常用母線の電源が回復した場合でも，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉の状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプを残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）として起動することはできないため，運転員は崩壊熱除去機能の回復に向けた対応操作を開始することとなる。このため，本評価においては，運転員による対応操作の余裕時間を厳しくする観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時刻）までは，外部電源があるものとし，事象発生1時間以降は，格納容器隔離信号をリセットするための原子炉保護系母線の受電操作等，運転員操作に時間を要し，かつ，資源の評価の観点からも厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。
※3　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
※5　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル３）から約0.3m下）となる。
※6　原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
※7　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）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）による原子炉注水も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替循環冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型），消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱，及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

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）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

備考

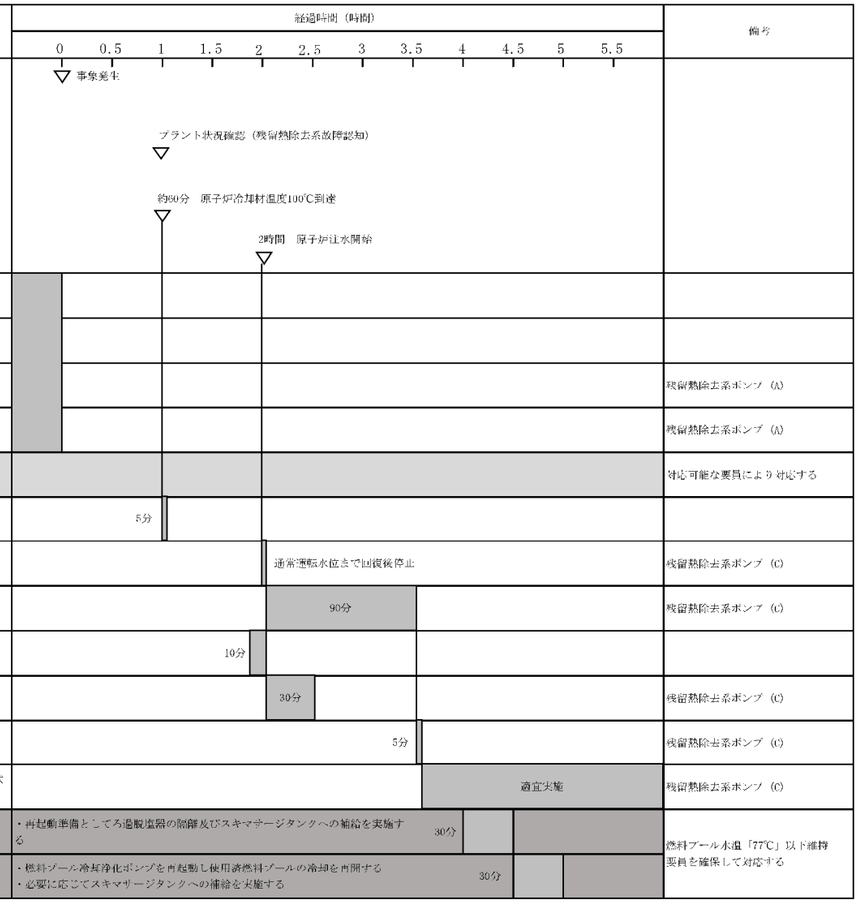
崩壊熱除去機能喪失

実施箇所・必要人員数

責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡
指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮
	7号	当直副長	1人	
連絡連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡

操作項目	運転員（中央制御室） 6号	運転員（中央制御室） 7号	運転員（現場） 6号	運転員（現場） 7号	緊急時対策要員（現場） 6号	緊急時対策要員（現場） 7号	操作の内容	備考
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認	
							・非常用ディーゼル発電機起動確認	
							・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　停止確認	残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　再起動操作	残留熱除去系ポンプ（A）
残留熱除去系復旧操作	－	－	－	－	－	－	・残留熱除去系　機能回復	対応可能な要員により対応する
原子炉減圧操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　1個 手動開放操作	
原子炉水位回復作業	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード　起動／停止操作	残留熱除去系ポンプ（C）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	
	－	－			－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視	残留熱除去系ポンプ（C）
使用済燃料プール冷却　再開 （評価上考慮せず）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	0人			

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数



第 7.4.1－4 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

10－7－4－81

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

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

東海第二発電所	備考

運転停止中　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

経過時間（時間）：1　2　3　4　5　55

▽事象発生
▽約1時間　プラント状況判断
▽約1.1時間　原子炉水温100℃到達
▽2時間　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始
▽約2.1時間　原子炉水位回復
▽4時間40分　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転開始

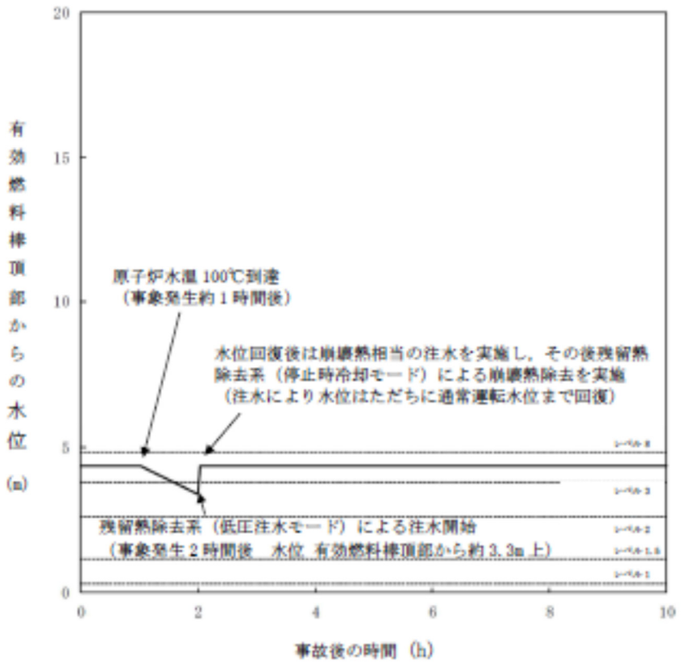
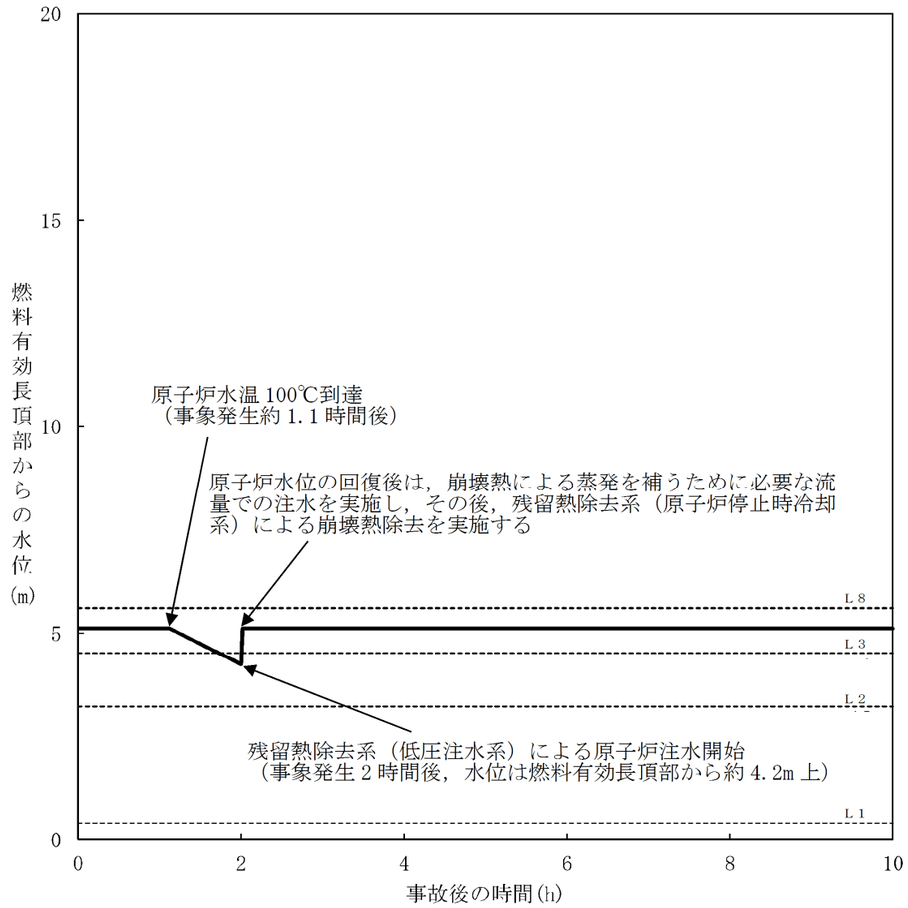
実施箇所・必要要員数
【　】は他作業後移動してきた要員

操作項目	実施箇所・必要要員数 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間）	備考
	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）			
状況判断	1人 A				●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認	10分	
					●外部電源喪失の確認		
					●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認		
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認		残留熱除去系（A）
作業員への退避指示	－	－	－		●当直発電長による作業員への退避指示	60分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－	－		●逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動開放操作	1分	
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】 A	－	－		●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	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－		●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分	
	－	【2人】 B，C	－		●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105分	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	5分	
崩壊熱除去機能の確保操作	－	－	2人 a，b		●崩壊熱除去機能の回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－		●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	40分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の停止操作	2分	残留熱除去系（B）
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（中央制御室）	30分	
	－	【2人】 B，C	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（現場）	45分	
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	1分	
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜監視	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	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
					●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	20分	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
					●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分	
必要要員合計	1人 A	2人 B，C	2人 a，b				

第5.1－3図　崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

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

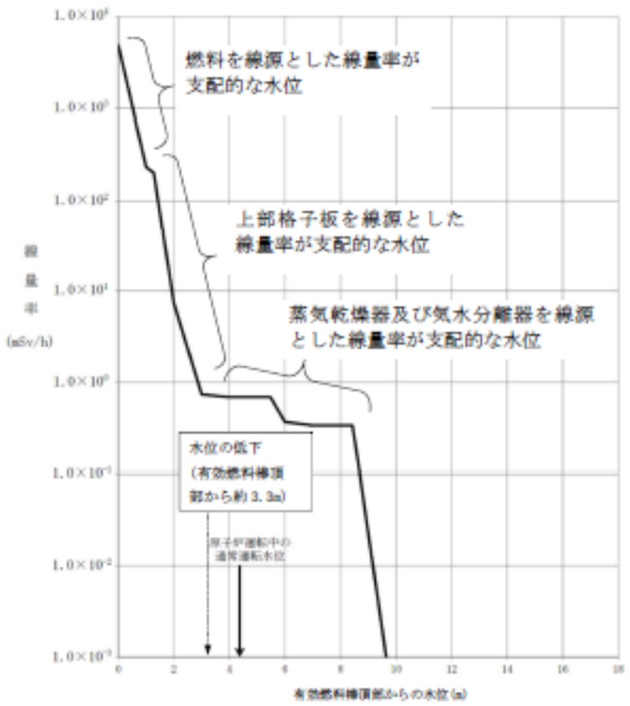
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（運転停止時　崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.4.1－5 図　原子炉水位の推移 10－7－4－82	 第5.1－4図　原子炉水位の推移	

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）

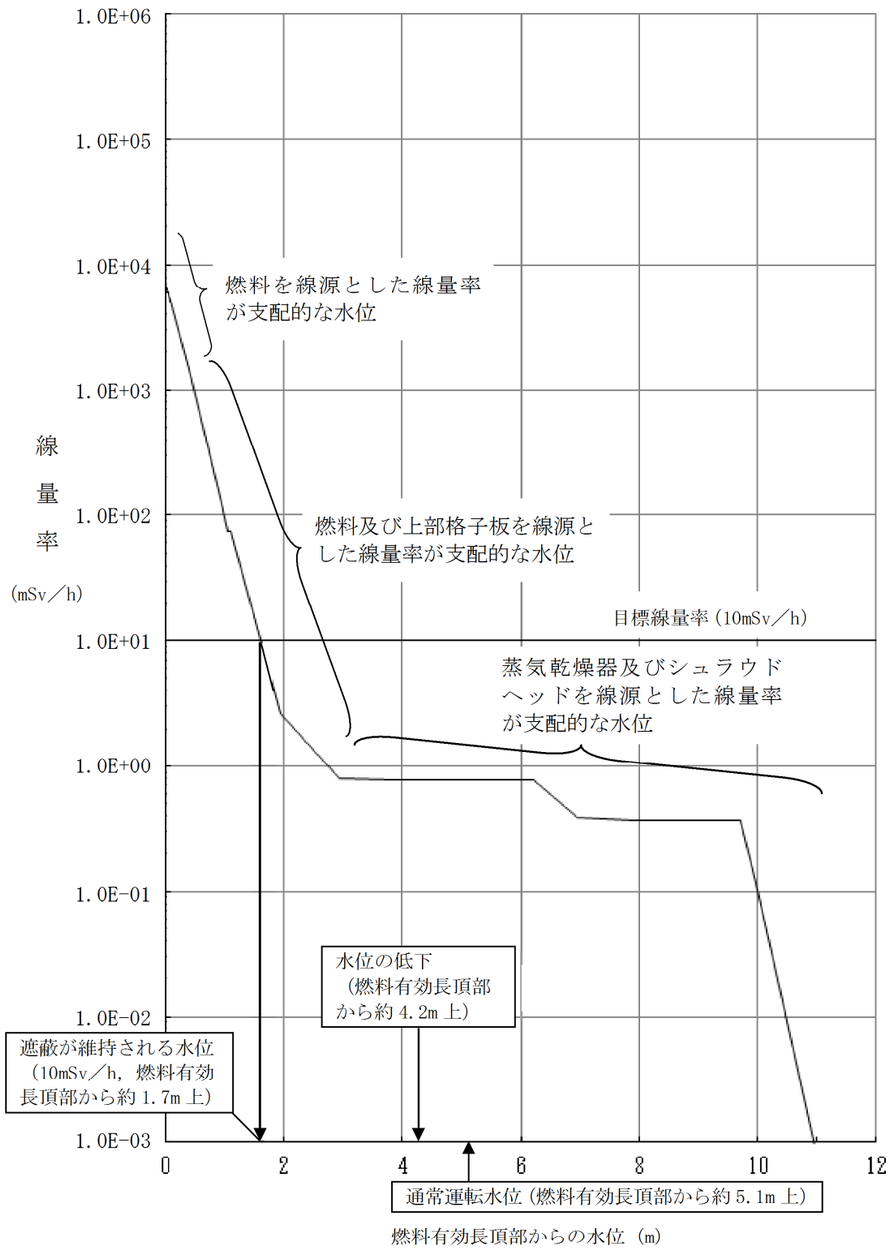
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（運転停止時　崩壊熱除去機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第7.4.1－6図　原子炉水位と線量率

10－7－4－83



第5.1－5図　原子炉水位と線量率

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 7.4.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

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
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。	逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

第 5.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。	－	－	残留熱除去系系統流量※1，＊ 残留熱除去系ポンプ吐出圧力※1，＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度※2，＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度※3，＊ 残留熱除去系海水系系統流量※4，＊
作業員への退避指示	・当直発電長は，崩壊熱除去機能喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への避難指示を行う。	－	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	・崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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

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 5.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク サプレッション・チェンバ*	－	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） 残留熱除去系系統流量*
原子炉保護系母線の受電操作	・非常用ディーゼル発電機による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 ・原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	・待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域）* 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） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 残留熱除去系海水系系統流量*

＊　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

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 7.4.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1　原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮。

10－7－4－67

東海第二発電所

第 5.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW※ ANSI／ANS-5.1-1979 （９×９燃料（A型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大き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。）
	原子炉初期水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	サプレッション・プール水温	32℃	保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定

※　原子炉停止から１日（24時間）後とは，発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

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 7.4.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

東海第二発電所

第 5.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	外部電源が喪失すると，運転中の残留熱除去系ポンプが停止するとともに，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信することで，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。その後，非常用ディーゼル発電機が起動し非常用母線の電源が回復した場合でも，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉の状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプを残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）として起動することはできないため，運転員は崩壊熱除去機能の回復に向けた対応操作を開始することとなる。このため，本評価においては，運転員による対応操作の余裕時間を厳しくする観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時刻）までは，外部電源があるものとし，事象発生1時間以降は，格納容器隔離信号をリセットするための原子炉保護系母線の受電操作等，運転員操作に時間を要し，かつ，資源の評価の観点からも厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象発生の認知及び操作の時間を元に，更に時間余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 40 分後	原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.4.2 全交流動力電源喪失 7.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.2　全交流動力電源喪失 5.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」は，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの受電により原子炉注水機能を確保し，原子炉へ注水することにより，燃料損傷の防止を図る。また，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の熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。なお，残留熱除去系海水系が喪失している場合には，代替の手段により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。	
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.4.2－1 図及び第7.4.2－2 図に，手順の概要を第7.4.2－3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.2－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，事象発生10 時間までの6 号及び7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計16 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1 名（6 号及び7 号炉兼任），当直副長2 名，運転操	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，常設代替高圧電源装置による受電手段及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第5.2－1 図に，対応手順の概要を第5.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策における手順と設備との関係を第5.2－1 表に示す。 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）19 名である。 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3 名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者	・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。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 2 名である。 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を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について第 7.4.2－4 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16 名で対処可能である。	等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 10 名である。 必要な要員と作業項目について第 5.2－3 図に示す。 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）19 名で対処可能である。	
a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。	a．全交流動力電源喪失の確認 原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。	
b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	b．作業員への退避指示（評価上考慮しない） 当直発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。 （添付資料 5.1.2） c．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置 2 台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電圧等である。 d．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作 緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。 e．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。	・東海第二は，中央制御室から常設代替高圧電源装置を起動できるため，早期に低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が可能
c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度である。	f．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が 100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	
d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ１台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	g．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）） 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材を原子炉へ注水し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。	・東海第二は，原子炉水温が 100℃に到達して水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の起動準備操作を完了できるため，原子炉水位を通常運転水位付近で維持できる。
	h．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 3 台を追加起動し，常設代替高圧電源装置 5 台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受電操作に必要な計装設備は，M／C２C（２D）電圧である。	
	i．原子炉保護系母線の受電操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	・東海第二は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の格納容器隔離弁を開にするに当たって，原子炉保護系母線の受電が必要。
e. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	j．緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。なお，残留熱除去系ポンプの軸封部等は，緊急用海水系により冷却される。緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。 以降，原子炉除熱は緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。	
7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象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，非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
なお，「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」）は，事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a. 初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h である。 (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。	なお，本事故シーケンスにおいては，崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の燃料損傷防止対策の有効性を確認するため，残留熱除去系海水系の機能喪失を仮定する。 本重要事故シーケンスは，運転停止中のいずれのプラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。 また，評価条件の不確かさの影響評価として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.3） (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 ａ．初期条件 (a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，原子炉が通常運転水位であり，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，未開放状態を評価条件とする。また，格納容器の状態は開放状態とし，格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとする。また，評価対象としたＰＯＳ－Ａは原子炉停止 1 日後～2 日後であるが，崩壊熱が高く，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約 18.8MW である。 なお，このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（35℃）の注水量は約 27m³／h である。 （添付資料 5.1.4，5.1.5） (c) 原子炉初期水位及び初期水温 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉水位は，通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）から原子炉ウェル満水水位（燃料有効長頂部から約 16.7m 上）までの範囲であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運	・柏崎はＰＲＡにおいて原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能を緩和設備として期待しているため，崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]＋崩壊熱除去・注水系失敗）が抽出されている

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	転水位を評価条件とする。また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃を評価条件とする。	
(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※1　実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	(d)　原子炉圧力 評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また，解析上，水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする※。 ※　実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。 (e)　残留熱除去系の初期運転状態 残留熱除去系の初期運転状態は，以下の状態とする。 ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中 ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中 ・残留熱除去系（C）：点検に伴う待機除外中	・東海第二は残留熱除去系の運転状態を本文とフローチャートに記載（柏崎はフローチャートに記載）。
b. 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。 (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。 (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。 c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は150m³/h とする。	b．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。 (b)　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を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。また，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため，残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。 (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。 c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な注水流量として，27m³／h を設定するものとする。	
(b) 代替原子炉補機冷却系		・東海第二は，原子炉水位が低下す

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
伝熱容量は約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１ 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。 d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生 145 分までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 145 分後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため，代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生 20 時間後から開始する。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 7.4.2－5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.2－6 図に示す。 a. 事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事象発生から 145 分経過した時点で，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。 事象発生から 20 時間経過した時点で，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。 b. 評価項目等 原子炉水位は，第 7.4.2－5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 7.4.2－6 図に示すとおり，必要な遮蔽※2 を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの	(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 残留熱除去系海水系への海水通水時の伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に要する時間を考慮して事象発生 25 分後に完了する。また，事象発生約 1.1 時間後に原子炉水位の低下を確認し，注水を開始する。 (b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は，非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 4 時間 55 分後に実施する。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.2－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより，原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが，事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。 事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。 b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.2－4 図に示すとおり，蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき，燃料は冠水を維持する。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2－5 図に示すとおり，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため，放射線の遮蔽は維持される（必要	る前に低圧代替注水（常設）の準備操作を完了できるため，原子炉水位の低下開始後に，崩壊熱による蒸発量分の注水を実施することで，原子炉水位を維持する。 ・設備の違い。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。 事象発生 145 分後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。 本評価では，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上(通常水位から約 2.4m 下)の位置である。 7.4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。 (1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると	な遮蔽の目安とした 10mSv／h を下回る)。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については，現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。 事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することにより，長期的に安定状態を維持できる。 以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。 （添付資料 5.1.7，5.2.1） 5.2.3　不確かさの影響評価 評価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。 本重要事故シーケンスでは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能が喪失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，常設代替高圧電源装置による受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作とする。 (1)　評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないこと	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。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は，評価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，約 18.8MW 未満の場合は，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作や受電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが，原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものである。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作や受電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作や受電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
から，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。 ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はな	事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は，評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また，約 18.8MW 未満の場合は，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.8 時間，燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
い。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※3。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 145 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原	影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，常設代替交流電源装置の受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 4 時間 55 分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作は，原子炉保護系母線の受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替高圧電源装置からの受電操作，及び常設低圧代替注水系ポ	・東海第二は，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない評価で，評価項目を満足することを確認している。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	ンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
(2) 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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生約 20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	(2)　操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の時間余裕については，原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり，事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため，十分な時間余裕を確保できる。	
(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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。	(3)　ま と め 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響はない。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。 （添付資料 5.2.2，5.2.3）	
7.4.2.4 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」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までの必要な要員は，「7.4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 16 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。	5.2.4　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」の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は，「5.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。	・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。
(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」において，水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。 その結果を以下に示す。	(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」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。	

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

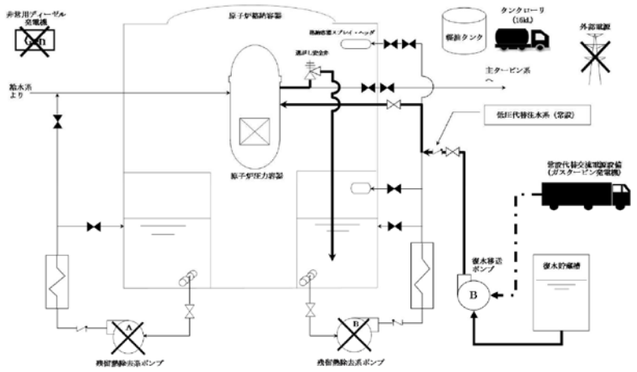
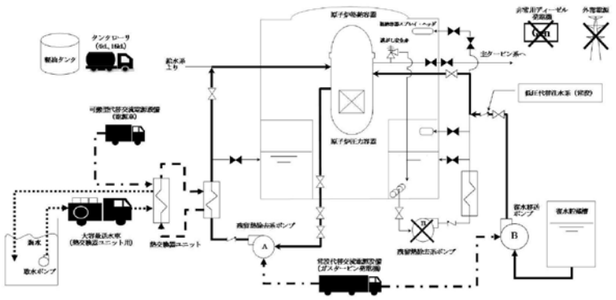
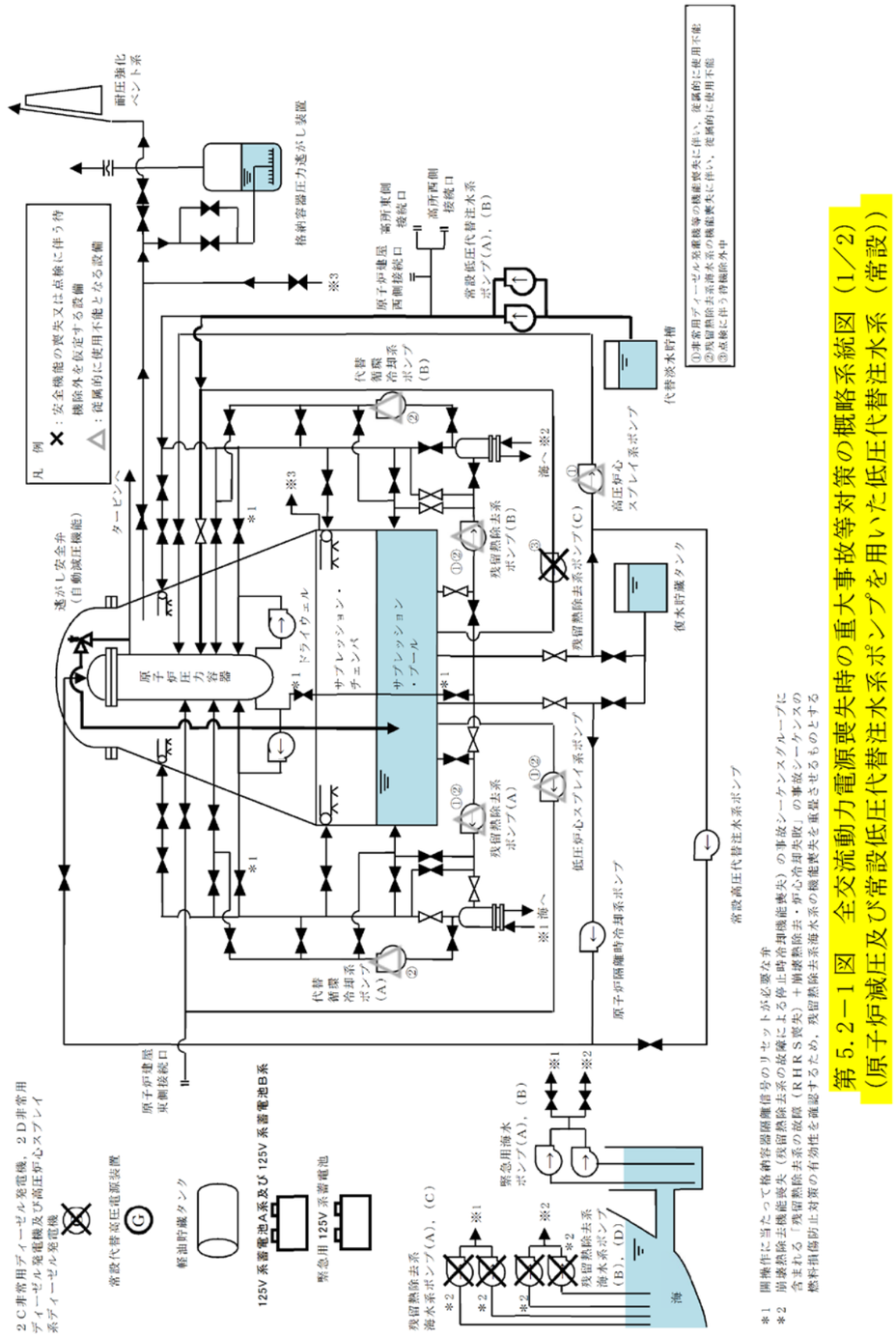
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
a．水源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 700m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 1,400m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水量を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく，必要な水量が確保可能であり，7 日間の継続実施が可能である。	a．水　　源 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 110m³の水が必要となる。 水源として，代替淡水貯槽に 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く，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 5.2.4）	・東海第二は，常設の機器で原子炉除熱を行う対策としているため，事象発生から原子炉除熱開始までの時間が短い。このため，必要となる原子炉への注水量が少ない。
b．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。（6 号及び 7 号炉合計約 613kL） 6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	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。 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。 （添付資料 5.2.5）	・設備の違い。
c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6 号炉で約 1,594kW，7 号炉で約 1,560kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。	c．電　　源 重大事故等対策時に必要な負荷は約 3,263kW 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。 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 5.2.6）	・設備の違い。
7.4.2.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代	5.2.5　結　　論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，常設代替高圧電源装置による受電手段，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 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。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，常設代替高圧電源装置による受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，常設代替高圧電源装置からの受電による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの受電による緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	

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

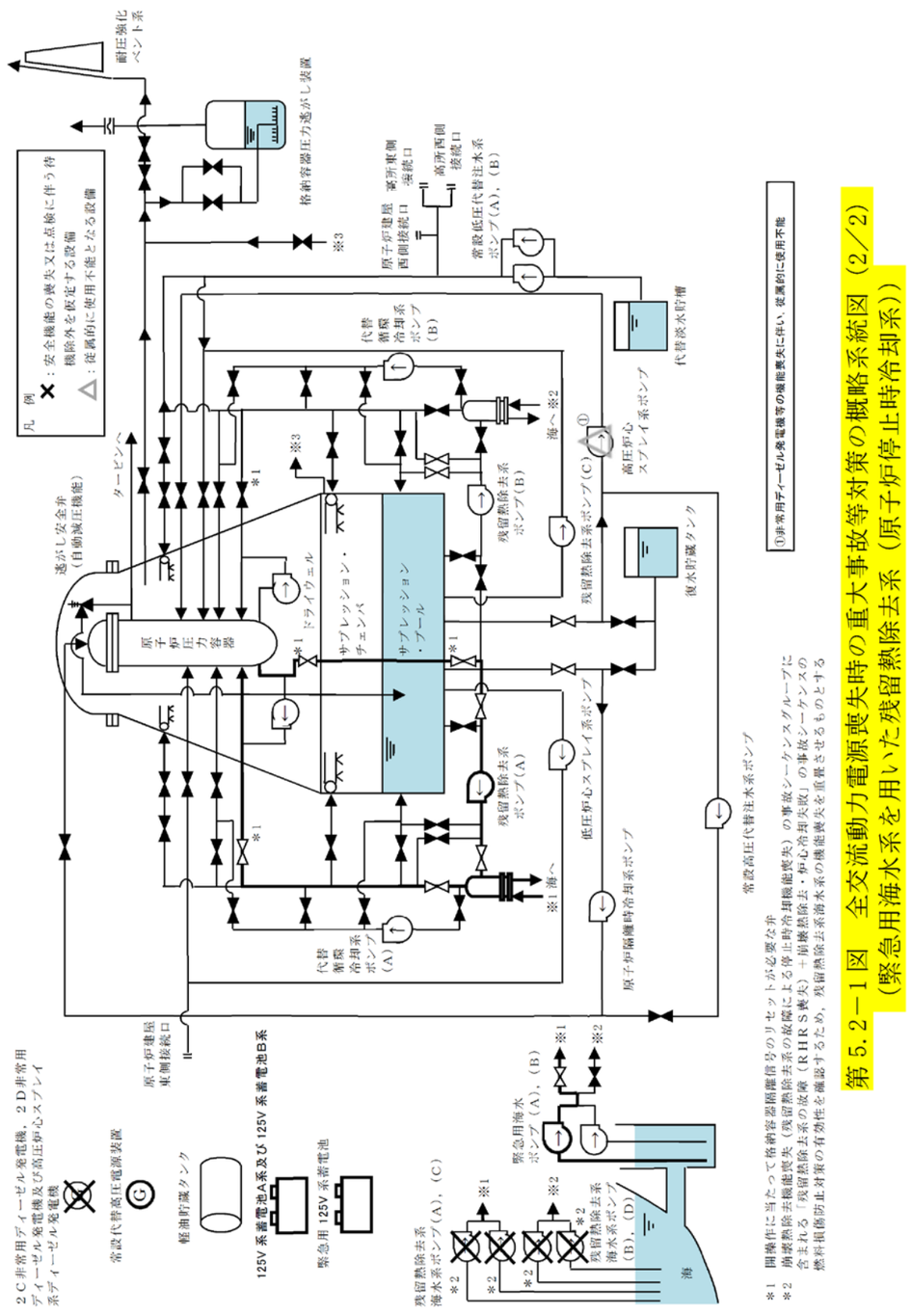
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（運転停止時　全交流動力電源喪失）

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

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

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

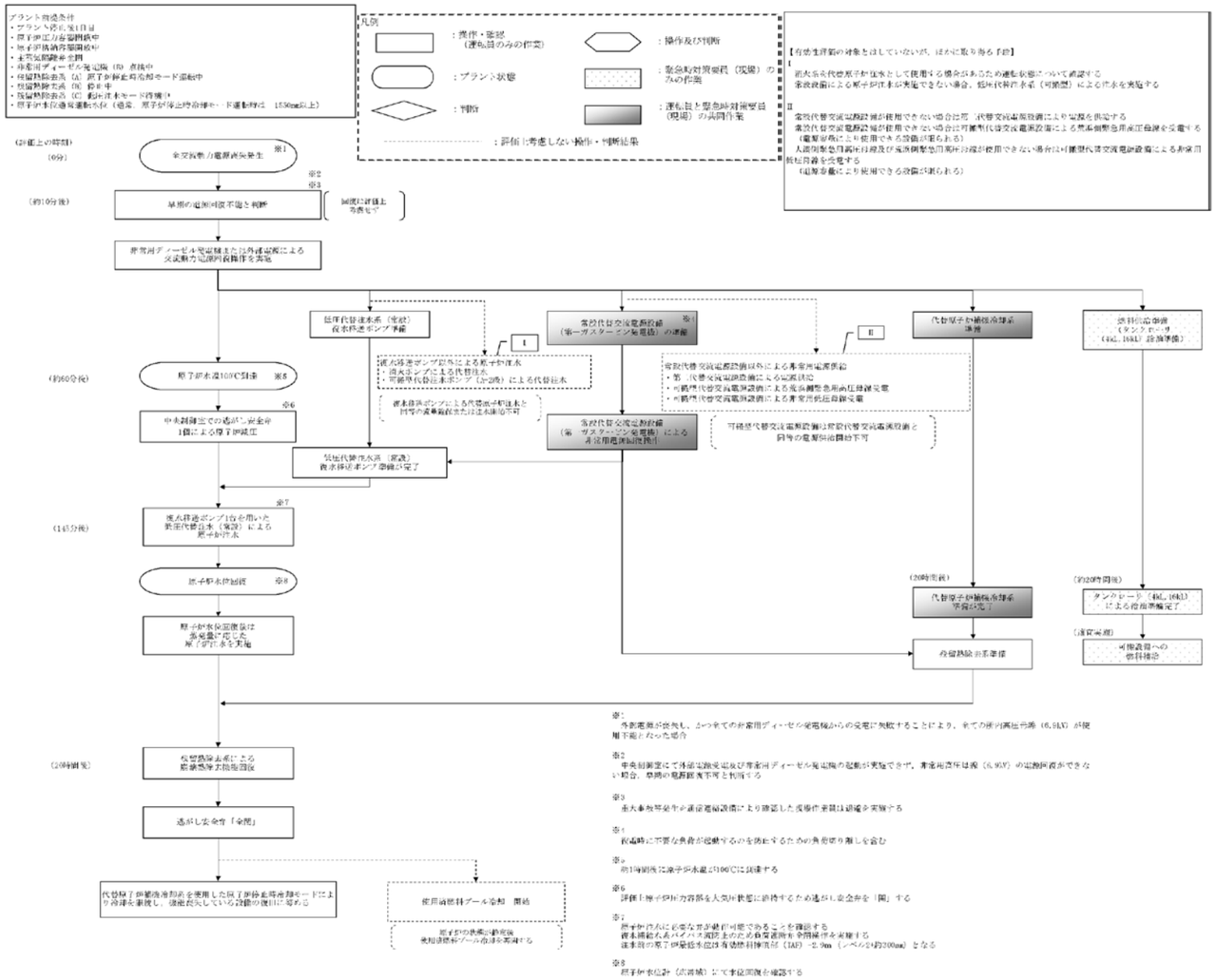
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第５．２－１図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（２／２）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備考



第 7.4.2－3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

10－7－4－85

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

東海第二発電所	備考

プラント前提条件
- 原子炉の運転停止１日後
- 原子炉圧力容器未開放
- 格納容器開放
- 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- 残留熱除去系（C）：点検中
- 非常用ディーゼル発電機等：待機中
- 原子炉水位は通常運転水位

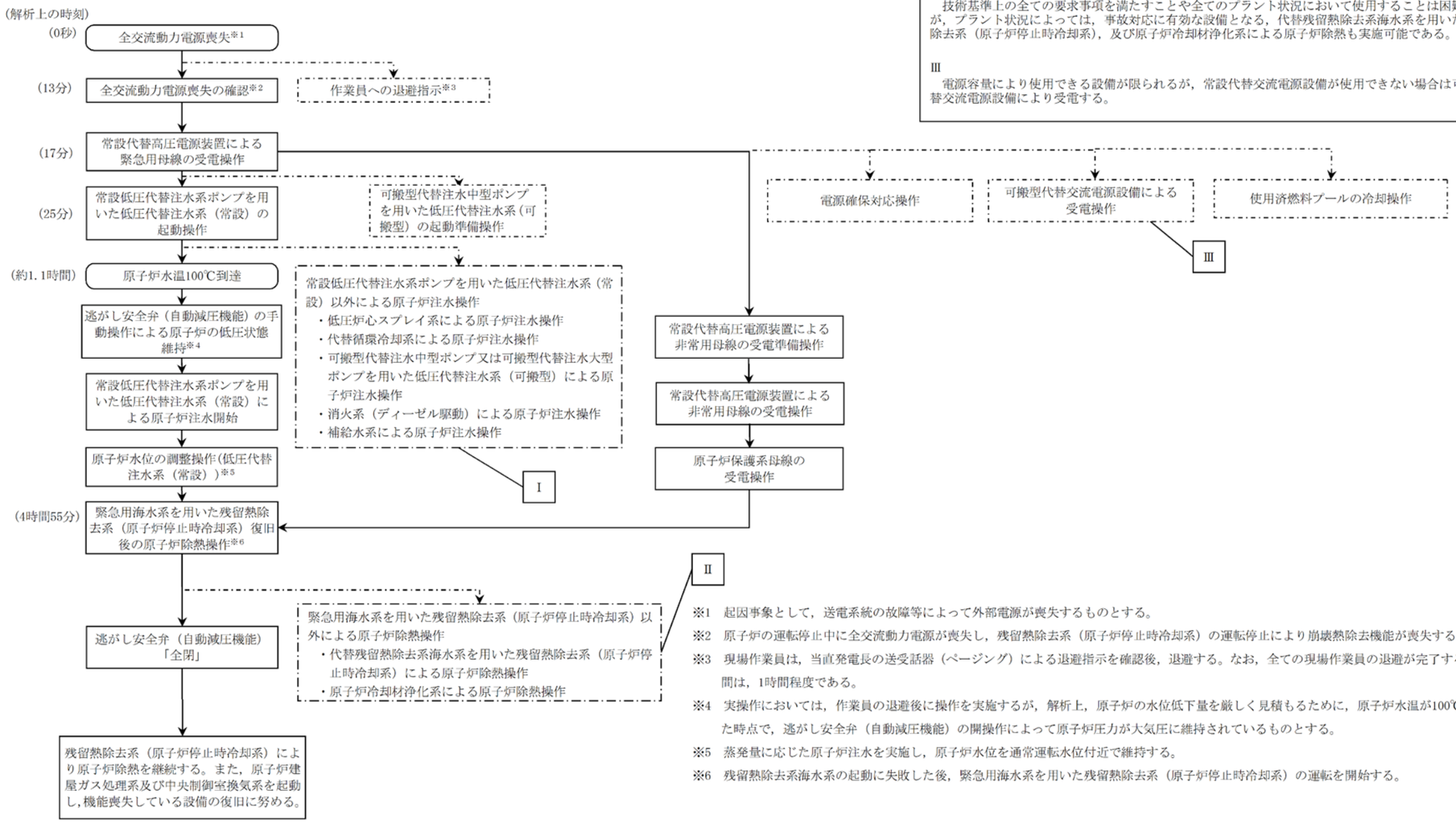
凡例
- ▭：操作・確認（運転員）
- ▢：プラント状態（解析）
- ◇：判断
- ⬚：解析上考慮しない操作
- ⬚：重大事故等対応要員（現場）の作業
- ⬚：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る手段】

Ⅰ
低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，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）による原子炉注水も可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替循環冷却系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型），消火系（ディーゼル駆動）及び補給水系による原子炉注水も可能である。

Ⅱ
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系），及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



※1　起因事象として，送電系統の故障等によって外部電源が喪失するものとする。
※2　原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。
※3　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
※5　蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
※6　残留熱除去系海水系の起動に失敗した後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。

第 5.2－2 図　全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

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（運転停止時　全交流動力電源喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

備考

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						作業内容	経過時間（分）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視室 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急技術本部委員		3人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分	
交流電源回復不可（復旧見通せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能喪失		対応に必要な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
原子炉補機操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁（1個）による手動式開操作	5分	初期ドレン時は受電後実施 行うものとして実施する
緊急代替交流電源設備からの非常用炉心冷却系　受電準備操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用高圧母線（D系）受電準備（D系制御室）	20分	
	－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・代替注水設備等準備	10分	
	－	－	（2人） C, D	（2人） c, d	－	－	・復旧作業 ・非常用高圧母線（D系）受電作業	30分	
緊急代替交流電源設備の起動操作（第一ガスタービン発電機）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　起動	20分	
緊急代替交流電源設備の操作（第一ガスタービン発電機）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　送電	10分	
緊急代替交流電源設備からの非常用高圧母線（D系）受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用高圧母線（D系）受電確認	10分	
	－	－	（2人） C, D	（2人） c, d	－	－	・非常用高圧母線（D系）受電	10分	
緊急代替交流電源設備からの非常用高圧母線（H系）受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用高圧母線（H系）受電準備（H系制御室）	20分	
	－	－	（2人） C, D	（2人） c, d	－	－	・復旧作業 ・非常用高圧母線（H系）受電作業	60分	
緊急代替交流電源設備からの非常用低圧母線（H系）受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用低圧母線（H系）受電確認	10分	
	－	－	（2人） C, D	（2人） c, d	－	－	・非常用低圧母線（H系）受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　原子炉注水	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・高圧炉心注水系（HPCS）ポンプ起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　系統構成	15分	
低圧代替注水系（可搬型）　注水操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・海水取水　注入準備作		原子炉水位回復後，需要量に応じた注水

事象発生

プラント状況確認

約60分　原子炉冷却材温度100℃到達
約60分　常設代替交流電源設備による給電開始

145分　原子炉注水開始

第 7.4.2－4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

10－7－4－86

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備考

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員（中央制御室） 6号	運転員（中央制御室） 7号	運転員（現場） 6号	運転員（現場） 7号	緊急時対策要員（現場） 6号	緊急時対策要員（現場） 7号	操作の内容	経過時間（時間） 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24	備考
								20時間　崩壊熱除去機能回復	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・崩壊熱除去系　注入等操作	原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水	
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備／装備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への補給	120分	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	継続実施	
代替原子炉補機冷却系　運転操作	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場系統構成	300分	
	－	－	－	－	13人（参集）→ ※1，※2	13人（参集）→ ※1，※2	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・資機材搬送及びホース敷設，起動及び系統水張り	10時間	
給油準備	－	－	－	－	※1 →（2人）		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・近隣車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	継続実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※2 →（3人）	※2 →（3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	継続実施	
崩壊熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動準備	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　起動準備	20分	
崩壊熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動操作	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　起動	10分	
	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視	継続実施	
使用済燃料プール冷却　再開（評価上考慮せず）	－	－	（2人）C，D	（2人）c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側１系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する　60分	燃料プール水温　77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	
	（1人）A	（1人）a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	2人（その他参集26人）				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数．

第 7.4.2－4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

10－7－4－87

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

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

東海第二発電所	備考

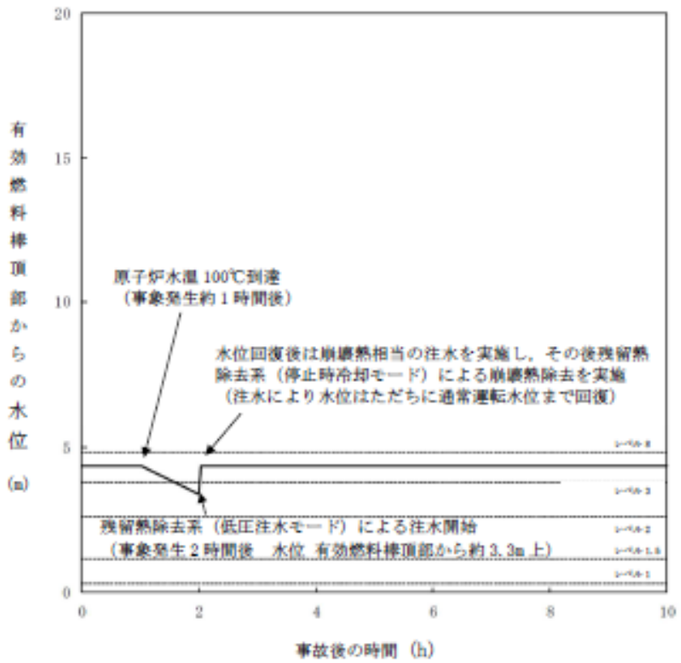
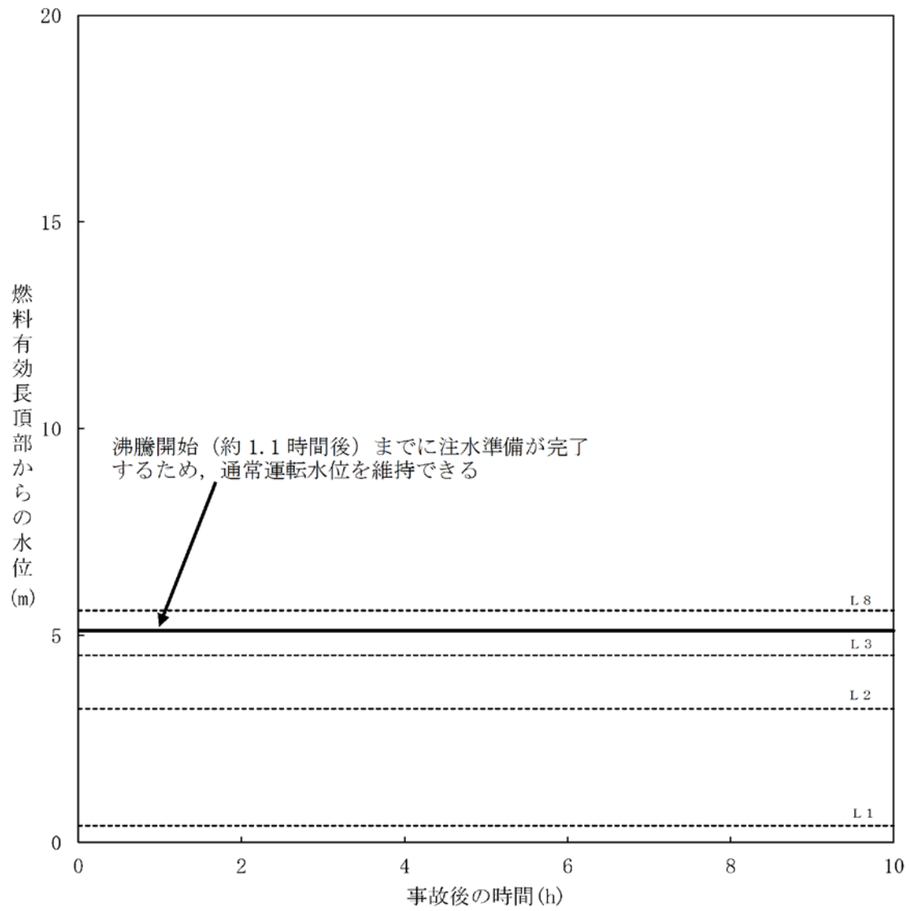
運転停止中　全交流動力電源喪失

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 責任者：当直発電長 1人 中央監視運転操作指揮	補佐：当直副発電長 1人 運転操作指揮補佐	指揮者等：災害対策要員（指揮者等） 4人 初動での指揮 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）	操作の内容	経過時間（時間）	備考
								0　1　2　3　4　5　55	
								▽事象発生 ▽約10分　プラント状況判断 ▽約13分　全交流動力電源喪失の確認 ▽25分　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）準備完了 ▽約1.1時間　原子炉水温100℃到達 ▽4時間55分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転開始	
状況判断	1人 A	－	－				●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10分	
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） ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分 2分	
作業員への退避指示	－	－	－				●当直発電長による作業員への退避指示	60分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	－	－				●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	
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
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	－	－				●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分 3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】 A	－	－				●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分	
	－	2人 B，C	－				●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－	－				●逃がし安全弁（自動減圧機能）1弁の手動開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－				●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
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】 A	－	－				●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	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－				●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分	
	－	【2人】 B，C	－				●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105分	
	【1人】 A	－	－				●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	40分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	【1人】 A	－	－				●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	6分	残留熱除去系（A）
							●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4分	
							●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	20分	
							●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	1分	残留熱除去系（A）
							●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜実施	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－				●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 15分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
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	解析上考慮しない
必要要員合計	1人 A	2人 B，C	10人　a～j						

第5.2－3図　全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

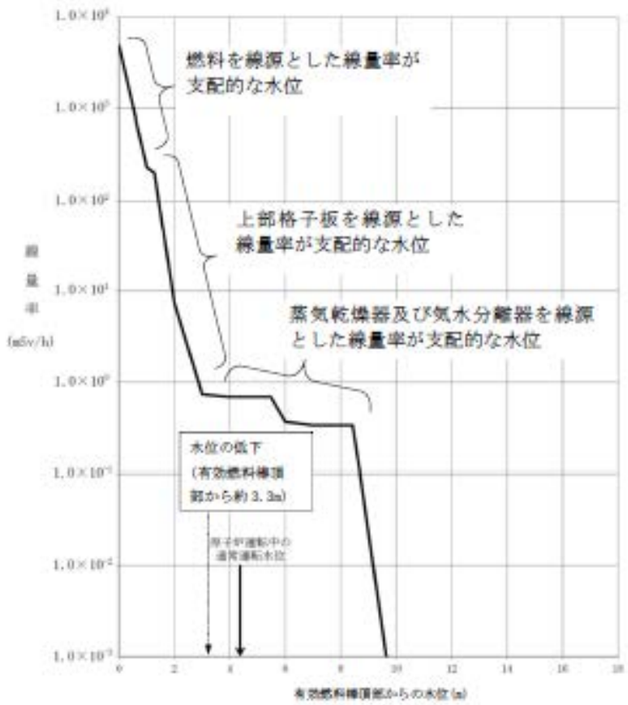
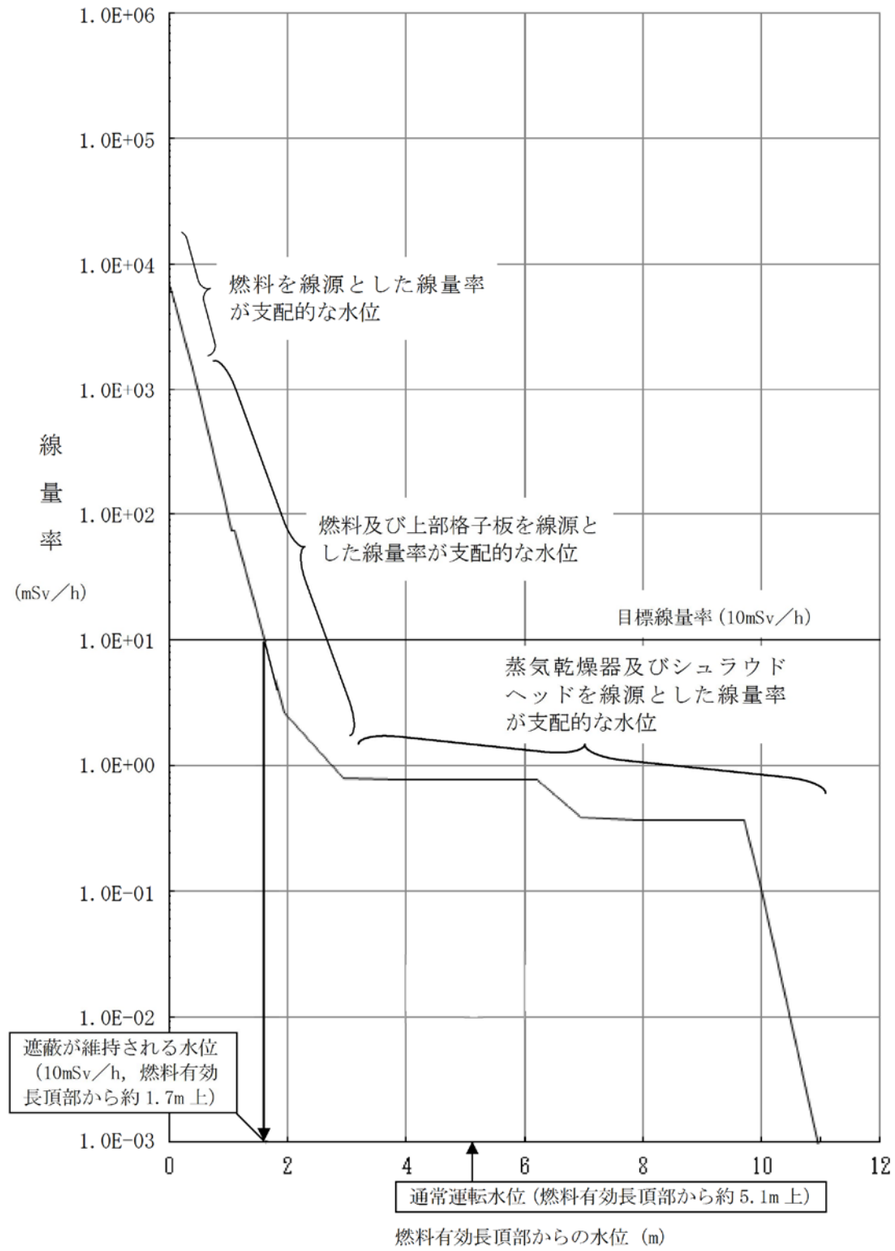
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.4.1－5 図　原子炉水位の推移 10－7－4－82	 第5.2－4図　全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化	

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.4.1－6図　原子炉水位と線量率 10－7－4－83	 第5.2－5図　原子炉水位と線量率	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第７.４.２－１表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

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
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電式直流電源設備	－	【残留熱除去系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁１個を開操作する。	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 原子炉圧力容器温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ１台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ（16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA)
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ （4kL，16kL）	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

第５.２－１表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	・原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失することを確認する。	－	－	－
作業員への退避指示	・当直発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能と判断し，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	M／C　２C電圧* M／C　２D電圧* 緊急用M／C電圧

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	・緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 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（燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
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，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 軽油貯蔵タンク	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により，原子炉水温が 100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）１個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材を原子炉へ注水し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 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（燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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，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	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 ・原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 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（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

＊　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

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 7.4.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料(A 型)，原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃	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	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，外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	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ものとして設定

※1　原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2　サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮。

東海第二発電所

第 5.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW※ ANSI／ANS-5.1-1979 （９×９燃料（Ａ型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大き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。）
	原子炉初期水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持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
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による，外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

※　原子炉停止から１日（24 時間）後とは，発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

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 7.4.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	150m³/h で原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
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及び低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

10－7－4－71

東海第二発電所

第 5.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量	27m³／h	崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に要する時間を考慮して設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 55 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

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（運転停止時　原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.4.3 原子炉冷却材の流出 7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，④「原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.3　原子炉冷却材の流出 5.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスとしては，「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「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	・ＲＩＰ点検はＡＢＷＲ特有の事象
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」は，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。	
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.4.3－1 図及び第 7.4.3－2　図に，手順の概要を第 7.4.3－3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.4.3－1　表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6　号及び 7　号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 14　名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.3－1 図に，対応手順の概要を第 5.3－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 5.3－1 表に示す。 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）9 名である。 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	・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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
当直長１ 名（6 号及び7 号炉兼任），当直副長２ 名，運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５ 名である。 必要な要員と作業項目について第7.4.3－4 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。 a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合，原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。 b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。 c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	応を行うための当直運転員３名及び指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）４名である。 必要な要員と作業項目について第5.3－3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員を確認した結果，災害対策要員（初動）９名で対処可能である。 ａ．原子炉冷却材流出の確認 原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，１ 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）等である。 （添付資料5.1.1） ｂ．作業員への退避指示（評価上考慮しない） 当直発電長は，原子炉冷却材流出を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。 （添付資料5.1.2） ｃ．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作 原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。 ｄ．原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。 原子炉冷却材流出箇所の隔離を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（燃料域）等である。 ｅ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室	の充足性は確認される。 ・東海第二は，注水による原子炉水位の回復後，流出箇所の隔離を実施する手順となっている。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，原子炉除熱を行う。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 ※　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。 以降，原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。	
7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である※1。 残留熱除去系は通常，3 系統あるうち 1 系統又は 2 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても 2 時間以上の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 ※1　RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい	5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，原子炉冷却材の流出を起因事象とする「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常，2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており，プラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）－ＡからＰＯＳ－Ｄの期間において，作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉水位が通常運転水位であるＰＯＳを想定することにより，時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお，原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）等による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが，評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のＰＯＳにおいても評価項目を満足できる。 本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 ※　ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い	・東海第二は，原子炉水位を燃料が露出するまでの余裕時間の観点で厳しい通常運転水位とし，更に，警報や緩和設備の自動起動に期待しない保守的な想定としている。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
※2　流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後，蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止１日後の崩壊熱を想定）	（添付資料 5.3.1，5.3.2）	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.3－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a. 初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため，有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a)　原子炉圧力容器及び格納容器の状態 運転停止中における原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい未開放状態を評価条件とする。また，格納容器の状態は開放状態とし，格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。なお，原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが，本評価ではこれらに期待しないこととする。	・東海第二は，ＲＨＲ系の吸込配管の下端位置が，燃料有効長頂部より低い位置にあるため，ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡの発生時に注水に失敗すると，原子炉水位は燃料有効長頂部以下の高さまで低下する。
(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉初期水温は 52℃とする。	(b)　原子炉初期水位及び原子炉初期水温 運転停止中における原子炉水位は，通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）から原子炉ウェル満水（燃料有効長頂部から約 16.7m 上）までの範囲であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい通常運転水位を評価条件とする。なお，原子炉初期水位が原子炉ウェル満水の場合は，原子炉圧力容器蓋による遮蔽に期待できなくなるものの，保有水量が多く，遮蔽維持水位到達までの余裕時間は通常運転水位の場合よりも長くなることから，通常運転水位の場合に評価項目を満足することを確認することにより，原子炉ウェル満水の場合においても評価項目を満足できることを確認できる。 また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃を評価条件とする。	
	(c)　残留熱除去系の初期運転状態 残留熱除去系の初期運転状態は以下の状態とし，残留熱除去系の運転号機を残留熱除去系（A）から残留熱除去系（B）へ切り替えるものとする。 ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中 ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中 ・残留熱除去系（C）：点検に伴う待機除外中	・東海第二は残留熱除去系の運転状態を本文とフローチャートに記載（柏崎はフローチャートに記載）。
b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 87m³/h とする。	b．事故条件 (a)　原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。具体的には，切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起	・東海第二は，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁の電源を入と

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定し，流出流量は45m^3／hとする。	した状態で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動する手順としているため，左記のような想定としている。
(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5 時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について 本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており，崩壊熱除去機能は維持されていることから，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため，本事故シーケンスの水位低下量を踏まえても崩壊熱除去機能は維持される。	
(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。	(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため，原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう，外部電源はあるものとしている。	・東海第二の設備状態を考慮して外部電源の有無を設定している。
c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は954m^3/hとする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は1,605m^3／hを設定するものとする。	・設備設計の違い
	(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）とする。	
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から2 時間後に実施するものとする。 なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり， 事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 原子炉冷却材の流出は，事象発生から1時間後の中央制御室の巡視において認知するものとする。なお，原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが，本評価ではこれらに期待しないこととする。 (b) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，原子炉水位低下確認後，事象発生から2時間後に実施するものとする。また，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施するものとする。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，原子炉冷却材流出箇所の隔離操作後に実施するものとする。	
(3) 有効性評価の結果	(3) 有効性評価の結果	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第7.4.3－5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第7.4.3－6 図に示す。 a. 事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から2 時間経過した時点で，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。 その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。 線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており，有効燃料棒頂部の約15m 上の水位での線量率は1.0×10^{-3}mSv/h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。 b. 評価項目等 原子炉水位は，第7.4.3－5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 第7.4.3－6 図に示すとおり，必要な遮蔽※3 が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約3.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 本評価では，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3.0m 上（原子炉ウェル満水から約14m 下）の位置である。 7.4.3.3 評価条件の不確かさの影響評価	本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.3－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から2 時間経過した時点で，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。 その後は原子炉冷却材の流出箇所を隔離することによって流出を止め，また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により原子炉除熱を行う。 b．評価項目等 原子炉水位は，第5.3－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約2.1m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／h※が維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 以上により，本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟6 階での操作時間から10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟6 階に滞在する時間は2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。 また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。 （添付資料5.1.7，5.3.3） 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。 (1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.3－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉水温は評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価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。 本重要事故シーケンスでは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水で，水位を回復させ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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。 (1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態，並びに原子炉初期圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合については，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが，同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	・東海第二は，事象発生後も残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が運転を継続することより，原子炉水温は評価に与える影響がないため，初期水温について記載していない。 ・東海第二は，原子炉水位を通常運転水位とし，更に，警報や緩和設備の自動起動に期待しない保守的な想定としている。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約 1 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止１日後）は 2 時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合においては，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため，ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり，評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなる。 初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	・東海第二は，原子炉水位を燃料が露出するまでの余裕時間の観点で厳しい通常運転水位とし，更に，警報や緩和設備の自動起動に期待しない保守的な想定としている。
b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期	b．操作条件 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，これらの要員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た。評価結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始条件として，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，その後速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時刻は早くなると考えられる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，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。 操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は，操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い，当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，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。 操作条件の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い，当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また，その他の操作と並列して実施する場合でも，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。	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
(2) 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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	(2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について，当該操作に対する時間余裕は，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり，これに対して，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。 操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作について，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。	
(3) まとめ	(3) ま と め	

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

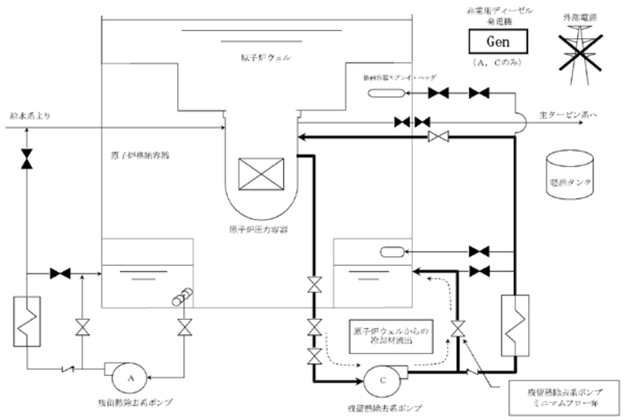
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える 影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。 （添付資料 5.3.4）	
7.4.3.4 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「原子炉冷却材の流出」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.4.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。 (2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a. 水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。	5.3.4　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「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は，「5.3.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 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 37 名で対処可能である。 (2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a．水　　源 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバ水を水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。	
b. 燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。（6 号及び 7 号炉合計約 1,519kL） 6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	b．燃　　料 本重要事故シーケンスは，外部電源がある場合を想定した事象であるため，軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。 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。	・設備の違い。
c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電	c．電　　源 本重要事故シーケンスは，外部電源がある場合を想定した事象であるため，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。 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。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。		
7.4.3.5 結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 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。 以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	5.3.5　結　　論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について，有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，運転員による原子炉冷却材流出の停止手段，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	

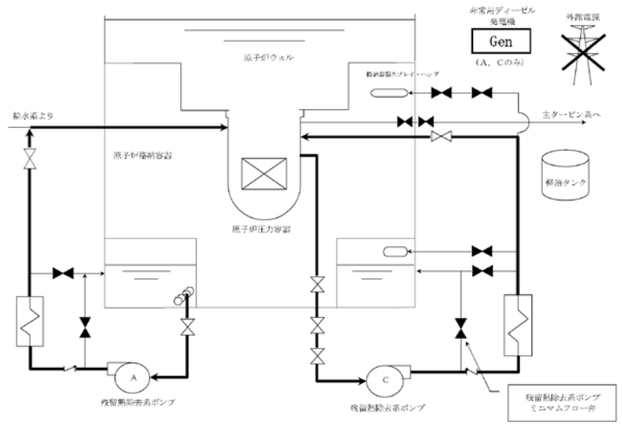
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

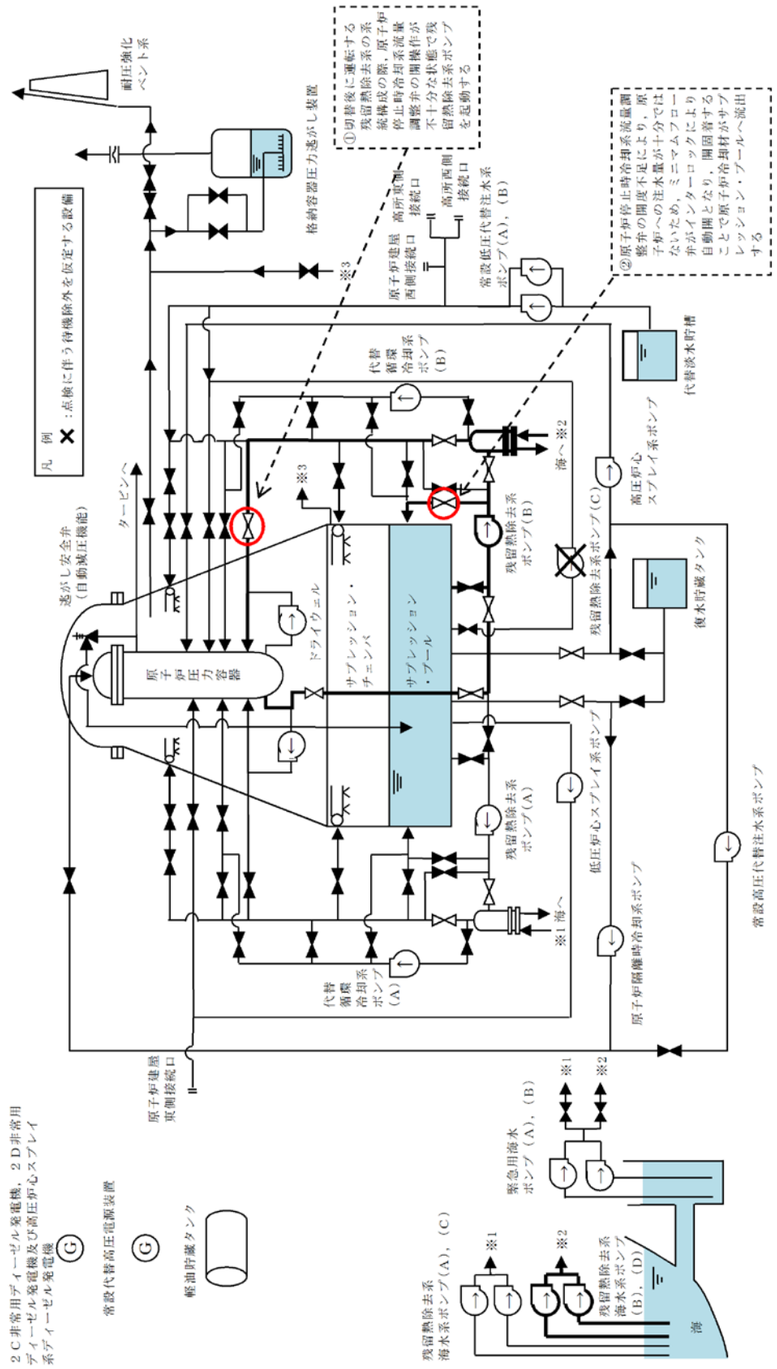
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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



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

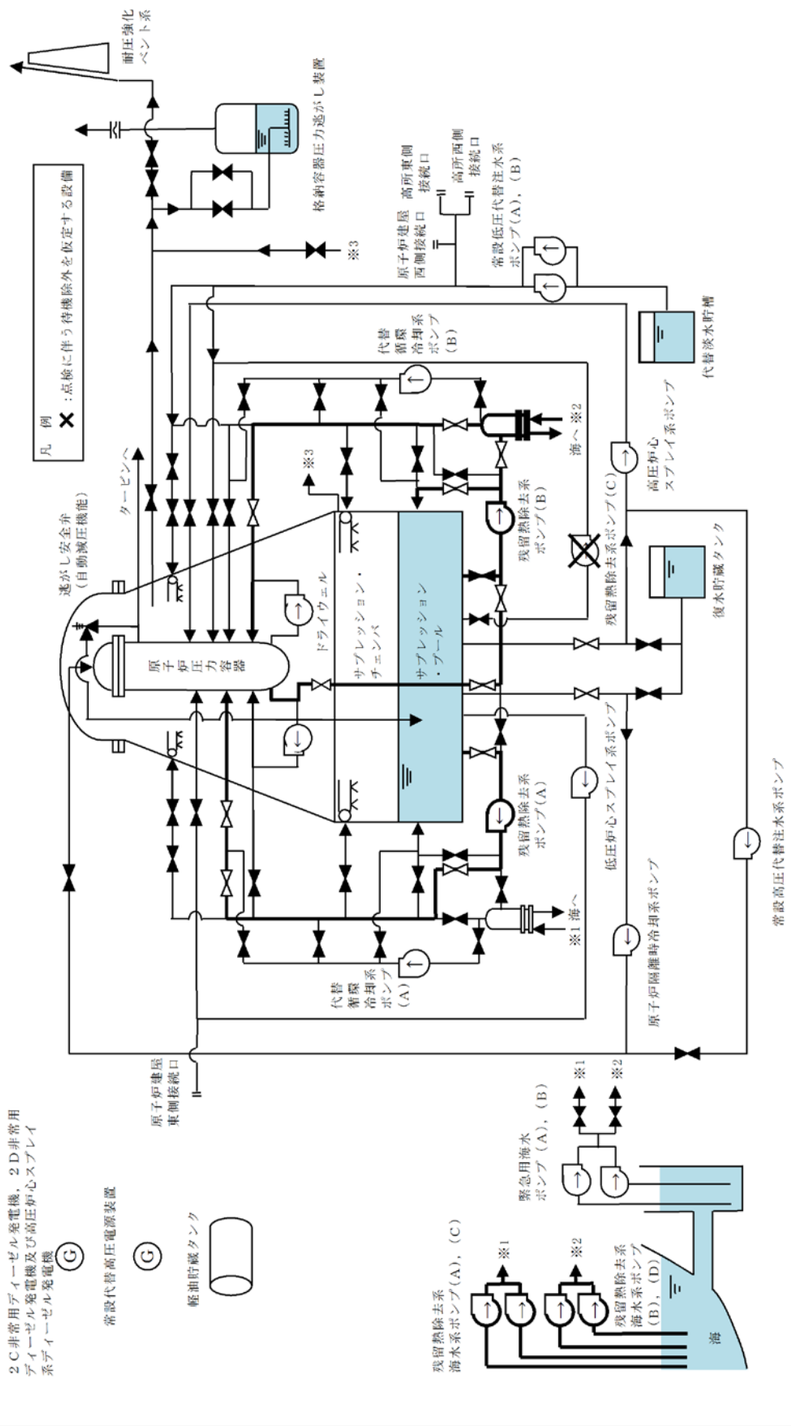


第 5.3－1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉冷却材の流出）

10－7－4－90

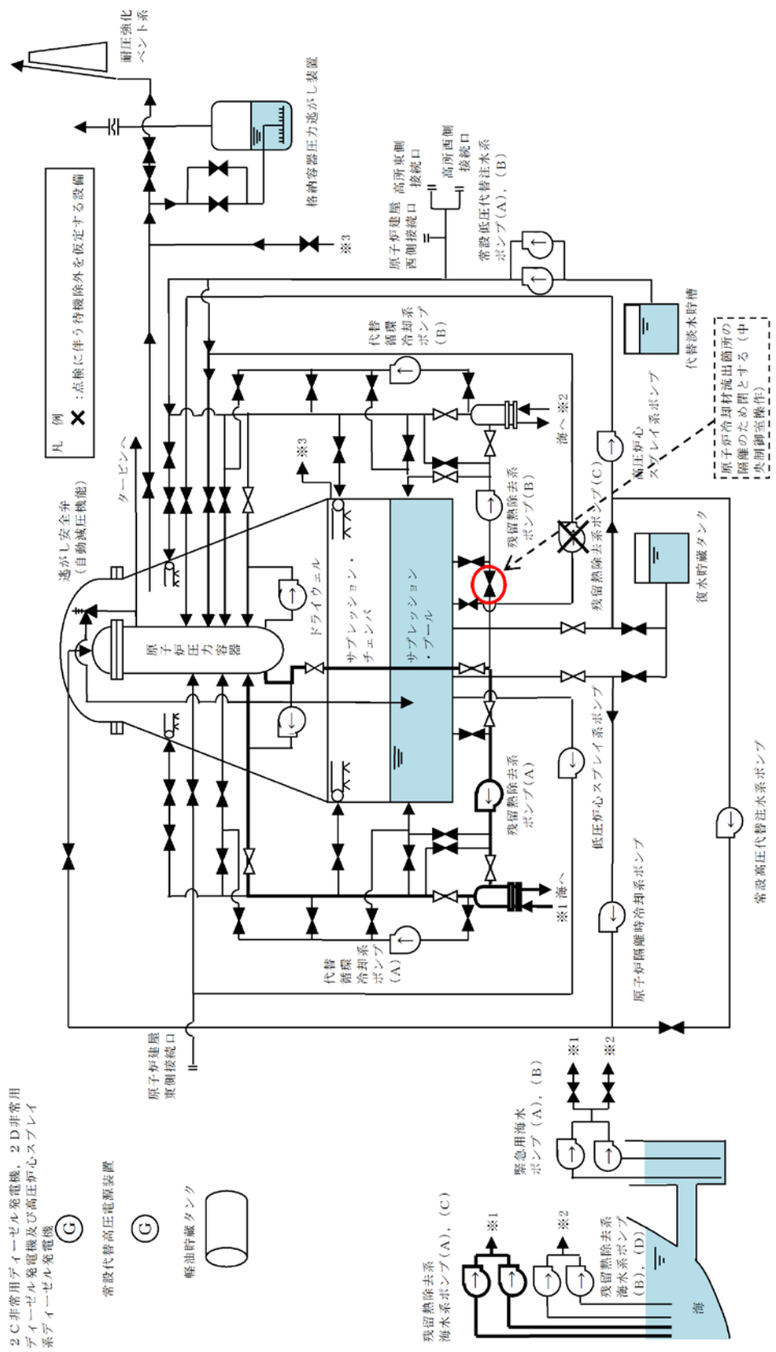
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（運転停止時　原子炉冷却材の流出）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

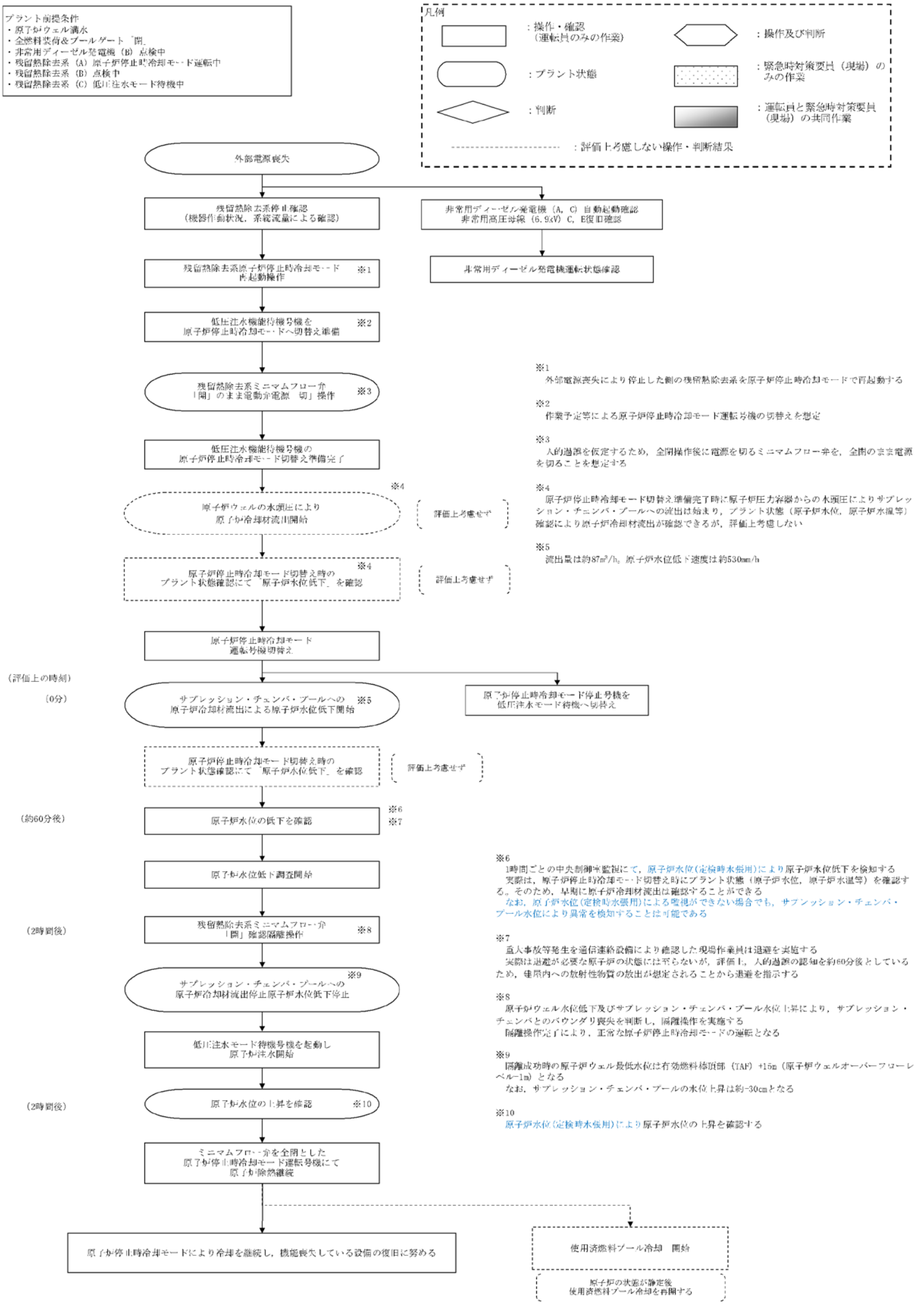


第５．３－１図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（２／３）
（残留熱除去系（低圧注水系））

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

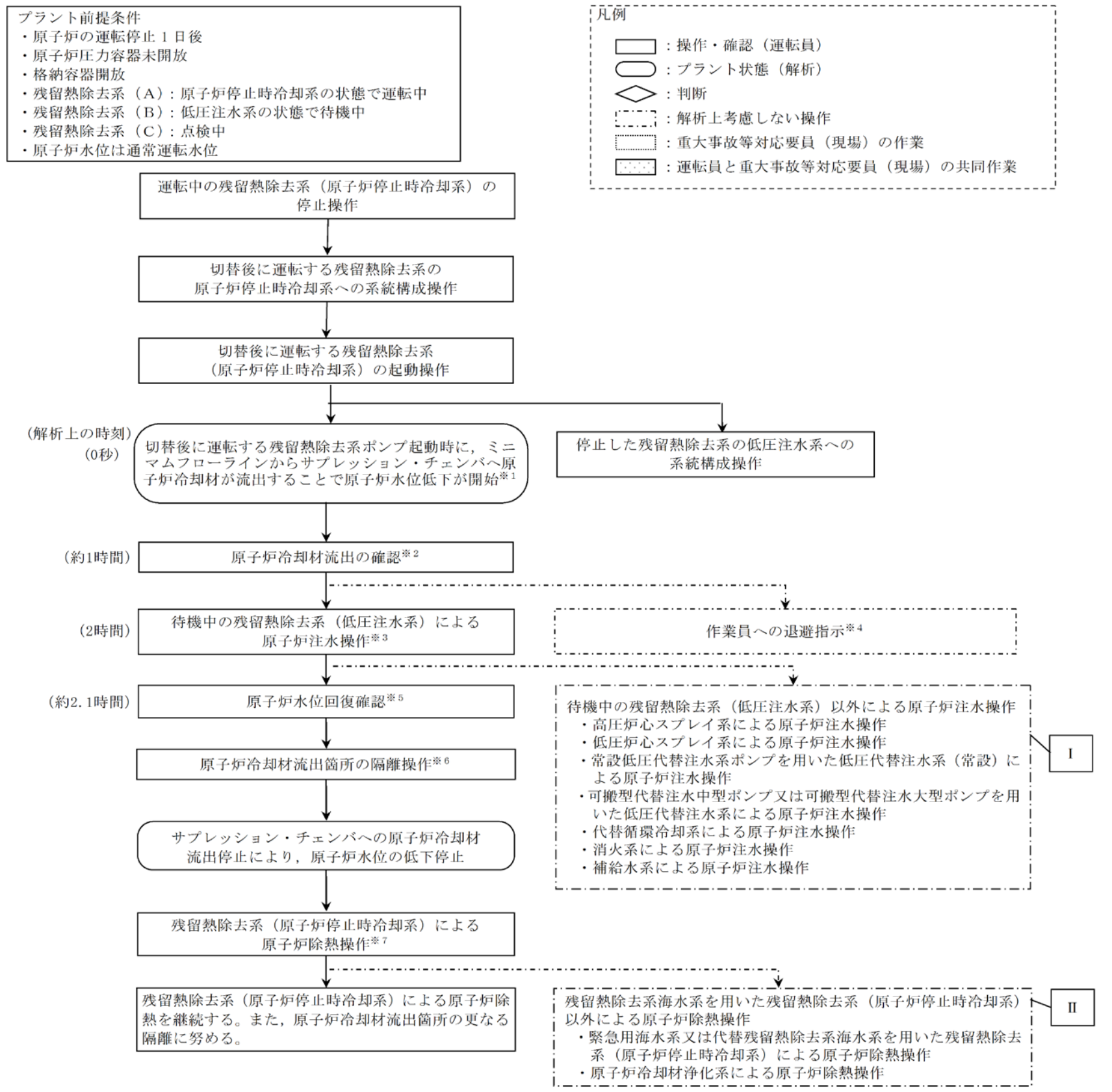
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	 第５.３－１図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（３／３） （原子炉冷却材流出箇所の隔離及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備考



第 7.4.3－3 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

東海第二発電所	備考



※1　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は45m^3／h，原子炉水位の低下速度は約1.5m／h）。
※2　原子炉冷却材の流出が発生した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。
※3　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約2.1m上（原子炉水位低（レベル３）－約2.4m）となる。
※4　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※5　中央制御室において，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
※6　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※7　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-2 図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備考

原子炉冷却材の流出

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	指揮者			中央監視室待機本部連絡				0　0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5　4　4.5　5	
	指揮者	6号 当直課長		1人	中央監視室待機本部連絡			▽事象発生	
	指揮者	7号 当直課長		1人	各号炉運転操作指揮			▽約60分　原子炉水位低下検知	
	連絡責任者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡			▽2時間　サプレッション・チェンバ・プールへの原子炉冷却材流出停止 ▽2時間　原子炉注水開始	
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・残留熱除去系（運転中）原子炉停止時冷却モード　停止確認	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
残留熱除去系　再起動	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転中）原子炉停止時冷却モード　起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
原子炉停止時冷却モード運転切替え	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機中）原子炉停止時冷却モード　系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）（ミニマムフロー弁「開」で流量調整を実施）
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・残留熱除去系（待機中）原子炉停止時冷却モード　現場系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機中）原子炉停止時冷却モード　起動操作	10分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転中）停止操作　低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・残留熱除去系（運転中）低圧注水モード待機状態へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
原子炉水位回復操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位，監視監視	通信確保	
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位低下検知／原因操作	60分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・放射線防護資機材準備	10分	
	－	－			－	－	・原子炉水位低下検知／原因操作	50分	原子炉冷却材流出により原子炉水位が低下し炉心冷却モード運転が開始される
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（停止中）低圧注水モード　起動操作	5分　原子炉水位回復後，低圧注水モード停止	残留熱除去系ポンプ（A）
使用済燃料プール冷却　再開（評価上考慮せず）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	燃料プール水温（77℃）以下維持
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	要員を復帰して対応する
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	0人				

（ ）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 7.4.3－4 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

10－7－4－92

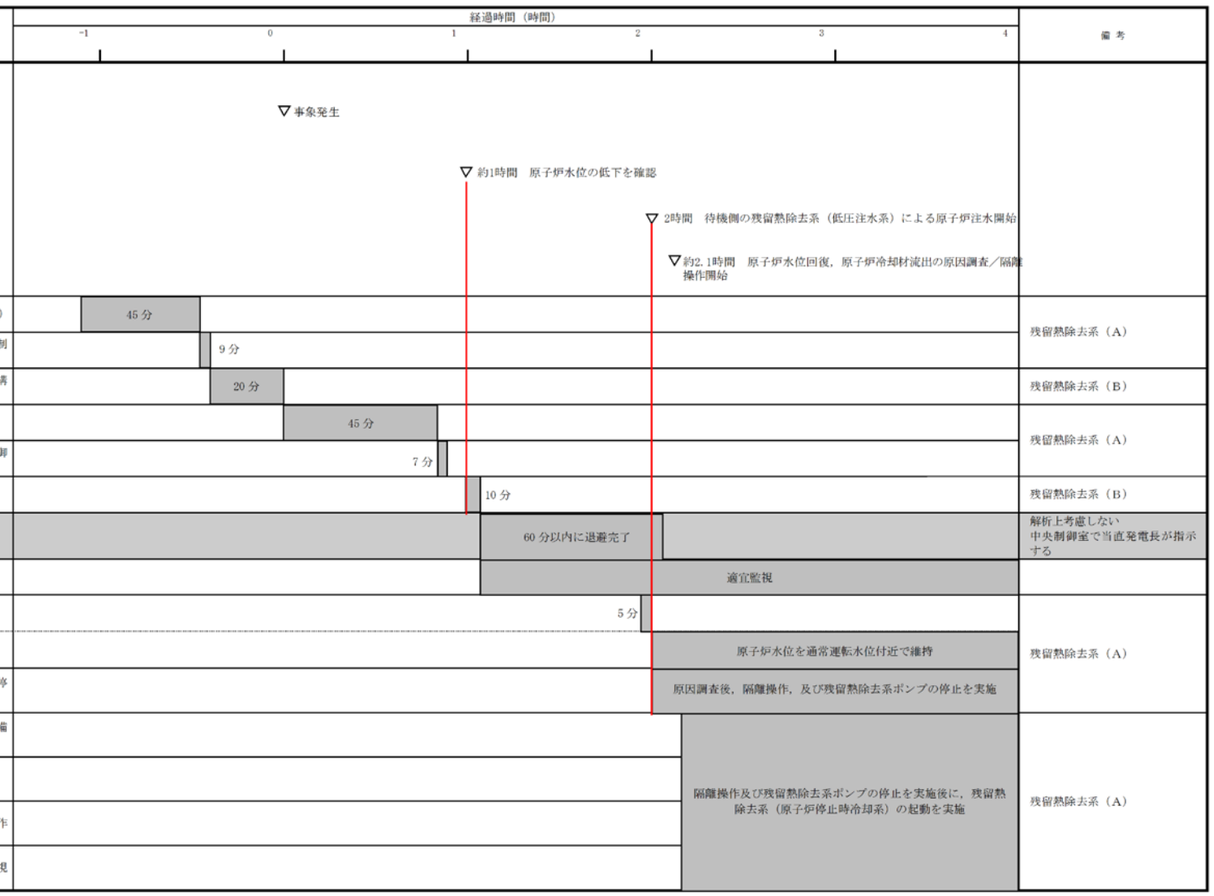
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

東海第二発電所	備考

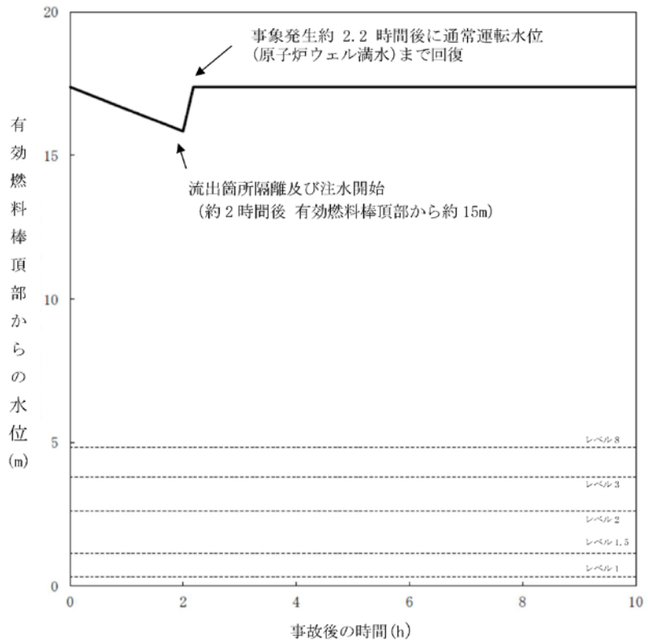
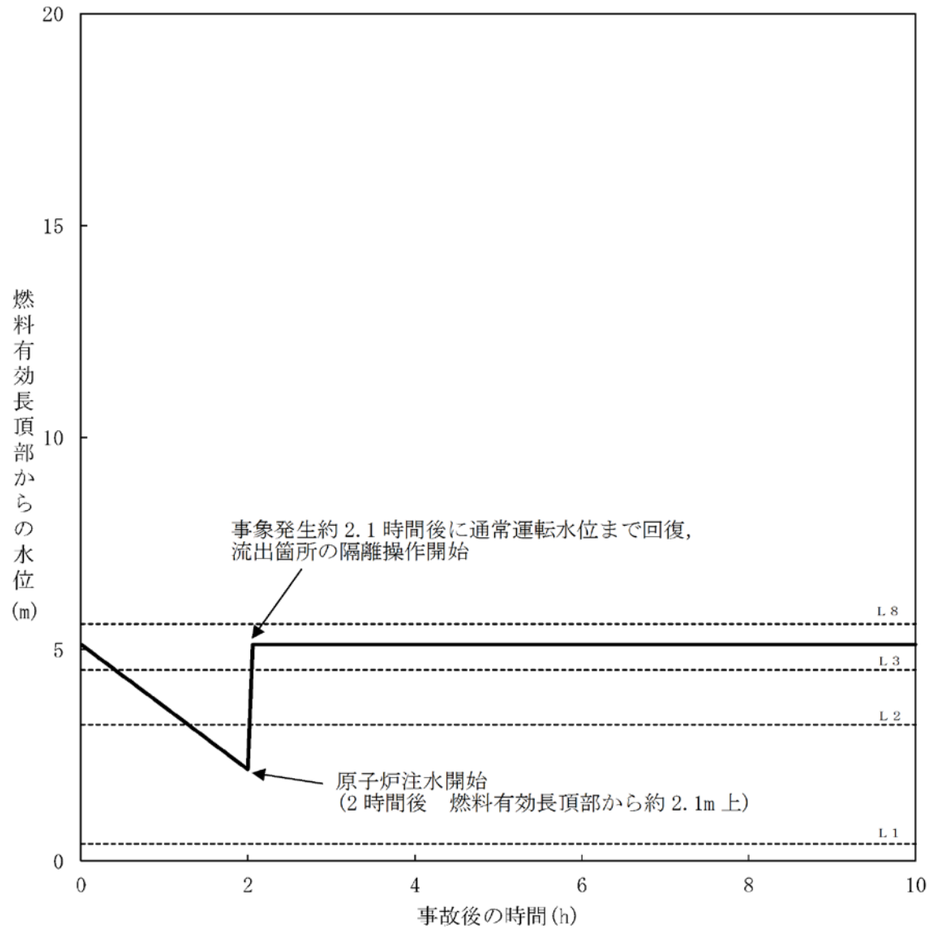
運転停止中　原子炉冷却材の流出

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 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	備考
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者	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）		
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替操作	－	2人 B，C	－		●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	残留熱除去系（A）
	1人 A	－	－		●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）	
	【1人】 A	－	－		●切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	残留熱除去系（B）
	－	【2人】 B，C	－		●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）	残留熱除去系（A）
	【1人】 A	－	－		●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）	
状況判断	【1人】 A	－	－		●原子炉冷却材流出の確認	残留熱除去系（B）
作業員への退避指示	－	－	－		●当直発電長による作業員への退避指示	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	－	－		●原子炉水位，温度監視	
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	残留熱除去系（A）
					●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作	
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	－	－		●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	残留熱除去系（A）
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系海水系の起動操作	
	－	【2人】 B，C	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	
必要要員合計	1人 A	2人 B，C	0人			



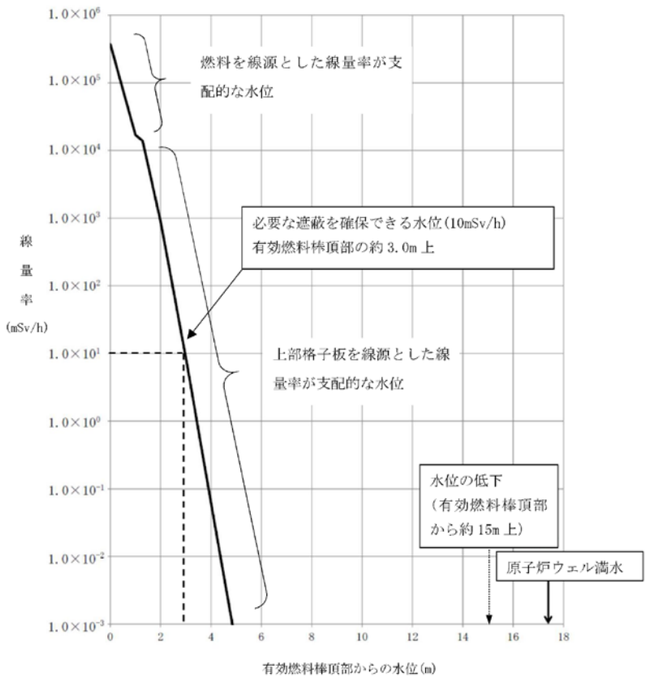
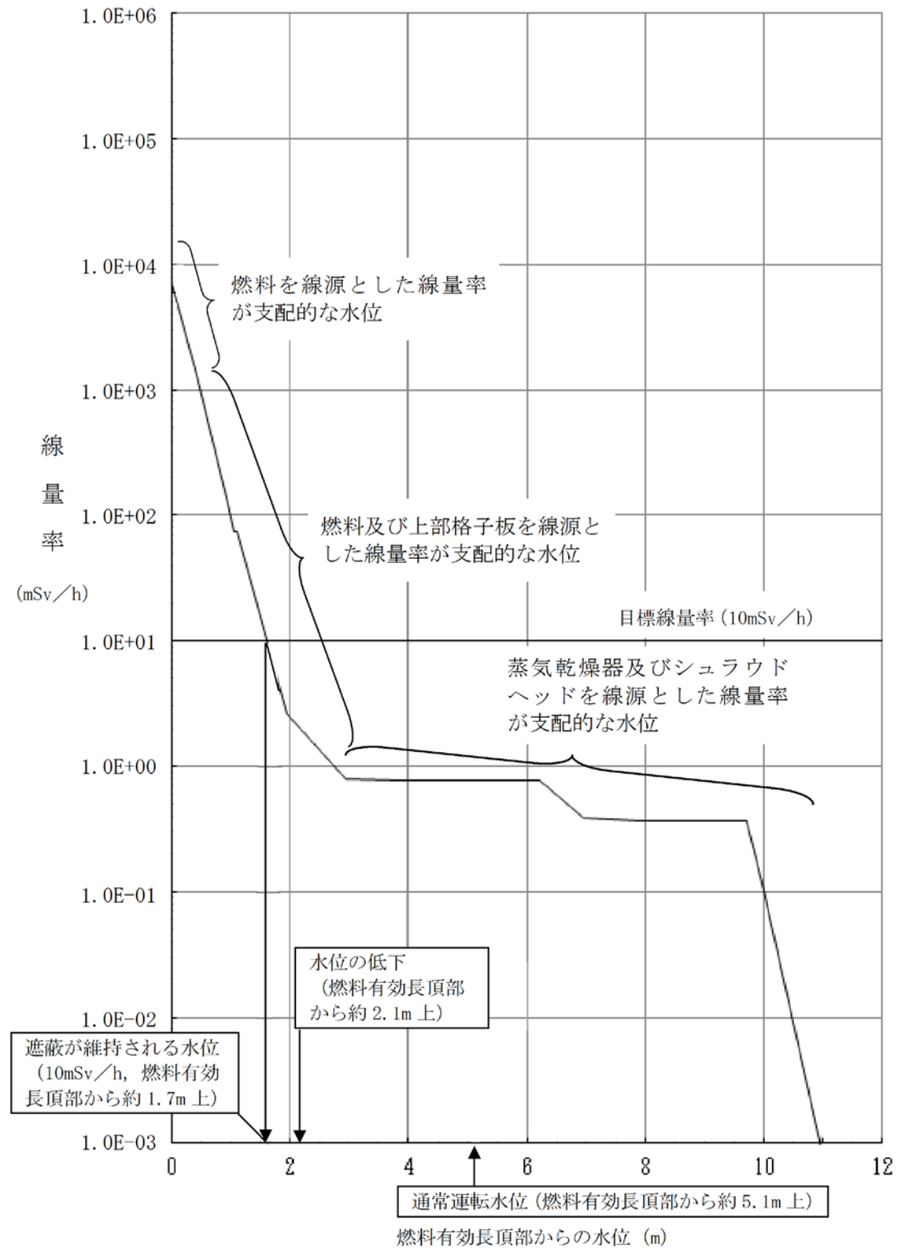
第 5.3－3 図　原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

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

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

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.4.3－6図　原子炉水位と線量率 10－7－4－94	 第5.1－5図　原子炉水位と線量率	

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 7.4.3－1 表　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

10－7－4－72

東海第二発電所

第 5.3－1 表　原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材の流出の確認	・1 時間毎の中央制御室の巡視により，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を確認する。	－	－	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） サプレッション・プール水位
作業員への退避指示	・当直発電長は，原子炉冷却材の流出を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。	－	－	－
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	・原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）＊ サプレッション・チェンバ＊	－	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） 残留熱除去系系統流量＊
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	・原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。	－	－	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）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	・待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，原子炉除熱を行う。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）＊ 残留熱除去系海水系	－	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） 残留熱除去系系統流量＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度＊ 残留熱除去系海水系系統流量＊

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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 7.4.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器開放を想定
	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 〃ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m³/h	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

東海第二発電所

第 5.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる，原子炉圧力容器が未開放，かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 （燃料有効長頂部から約 5.1m上）	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	45m³／h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計，及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため，崩壊熱除去機能は喪失しないことから，原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

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 7.4.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定（原子炉水位の低下を検知し，原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。 漏えい箇所の特定（放射線防護装備準備に 10 分，現場移動に 10 分，電源投入に 5 分，弁の状態確認に 1 分，計 26 分を想定）及び隔離操作（1 分を想定）については，時間余裕を考慮し 1 時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し，事象発生から 2 時間後とする。）
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後	

東海第二発電所

第 5.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水流量	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	－	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕がある。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱		

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（運転停止時　反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.4.4 反応度の誤投入 7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」である。 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第 7.4.4－1 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.4.4－1 表に示す。 本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。 a. 誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。 b. 反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラム	5.4　反応度の誤投入 5.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」である。 (2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」は，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を第 5.4－1 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 5.4－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいては，重大事故等対策は全て自動で作動するため，中央制御室の当直運転員による確認のみであり，対応操作に係る要員は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。 a．誤操作による反応度誤投入 運転停止中に，制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。 原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。 b．反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認 制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし，制御棒が全挿入となり，原子炉は未臨界状態となる。	・東海第二において制御棒引き抜きの制限（原子炉出力ペリオド短（20 秒）信号）に期待していない理由は 5.4.3(2)(b)に記載。

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

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
a. 初期条件 (a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，平衡炉心のサイクル初期とする。 (b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0 とする。 (c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8} ， 原子炉圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgU02 とする。 b. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転停止中の原子炉において，制御棒１ 本が全引抜されている状態から，他の １ 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 (b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は，投入される反応度を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。 誤引き抜きされる制御棒１ 本の反応度価値は約1.04%Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第7.4.4－2 図に示す。 なお，通常，制御棒１ 本が全引抜されている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の １ 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※1 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定した。 ※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロック，停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を実施。 (c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には，外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。 c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は，引抜速度の上限値33mm/s にて連続で引き抜かれ※2，起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期20 秒）による制御棒引抜阻止信号で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第7.4.4－2 図に示す。なお，制御棒引抜阻	a．初期条件 (a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，９×９燃料（Ａ型）平衡炉心のサイクル初期とする。 (b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0 とする。 (c) 原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉初期出力は定格値の 10^{-8}，原子炉初期圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ／kgUO_2とする。 b．事故条件 (a) 起因事象 運転停止中の原子炉において，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 (b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は，運転停止中に実施する複数の制御棒を引き抜く検査において引き抜きの対象となる制御棒であり，投入される反応度を厳しく評価する観点で，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち，最大反応度価値を有する制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約1.71％Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第5.4－2 図に示す。 なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近傍におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近傍における制御棒の反応度価値を1.0％Δk 以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約1.71％Δk が加わる上記の評価に包含される。 (c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源はあるものとする。 c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は，引抜速度の上限値9.1cm／s にて連続で引き抜かれるものとする※。引抜制御棒反応度曲線を第5.4－2 図に示す。 ※ あらかじめ停止余裕が確認されている場合，一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き	・設備設計の違い

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は，A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が１ 個ずつバイパス状態にあるとする。 ※2 複数の制御棒を引き抜く試験において，対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる，又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ，制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。	抜き操作，及び反応度価値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引き抜き操作については，連続引き抜きが実施可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。	
(b) 原子炉スクラム信号 起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。 スクラム反応度曲線を第 7.4.4－3 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は，A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が１ 個ずつバイパス状態にあるとする。	(b) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4－3 図に示す。なお，スクラム信号の発生時の起動領域計装は，Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。	・設備設計の違い
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件はない。	ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件はない。	
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける炉心平均中性子束の推移を第 7.4.4－4 図に示す。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 5.4－1 図に，燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4－4 図に示す。	
a. 事象進展 制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きが阻止される。この時，投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。 また，制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して，原子炉がスクラムし，原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。	ａ．事象進展 制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生し，原子炉はスクラムする。このとき，投入される反応度は約 1.13 ドル※（投入反応度最大値：約 0.68%Δk※）であるが，原子炉出力は定格出力の約 15%まで上昇するにとどまる。また，燃料エンタルピは最大で約 85kJ／kgＵＯ$_2$であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ／kgＵＯ$_2$（65cal／gＵＯ$_2$）を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ／kgＵＯ$_2$であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgＵＯ$_2$（40cal／gＵＯ$_2$）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。 ※　ドップラ反応度フィードバックを考慮しない投入反応度の最大値	・東海第二は，投入される反応度が１ドルを超えるため，燃料エンタルピがしきい値に達しないことを記載
b. 評価項目等 制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，有効燃料棒頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。	ｂ．評価項目等 制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料有効長頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
本評価では，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 5.4.1）	
7.4.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 本重要事故シーケンスは，自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により，自動的に制御棒の引き抜きを阻止し，原子炉をスクラムすることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等は不要である。 (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。 a. 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，運転員操作時間に与える影響はない。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして，実験により解析コードは 7～9%と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。	5.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスでは，自動作動する原子炉緊急停止系により，自動的に原子炉をスクラムさせることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等はない。 (1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価を行う重要現象は，「1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a．運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。 b．評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，実験結果と解析コードの評価結果との比較から 7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，実効遅発中性子割合の不確かさは，臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較から約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。 制御棒反応度の不確かさは，実験結果と解析コードの評価結果との比較から約 9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，実効遅発中性子割合の不確かさは臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。 （添付資料 5.4.2）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.4－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響の結果を以下に示す。	(2)　解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.4－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，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。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(a) 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。 実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.07 ドルと小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。 初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。 制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約 57 秒後となることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 b. 操作条件 本重要事故シーケンスは，「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作に関する条件はない。 (3) 感度解析	(a) 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなる場合があるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 実効増倍率について，実際の炉心設計では，設計上の余裕を見込み，最大反応度価値を持つ制御棒 1 本が完全に引き抜かれた状態でも，炉心の実効増倍率の計算値は，常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も約 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 1kJ／kgＵＯ$_2$）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，原子炉出力ペリオド短信号（20 秒）が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし，本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため，原子炉出力ペリオド短信号（20 秒）と原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。 b．操作条件 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。 （添付資料 5.4.2） (3) 感度解析	・本評価では，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドップラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.55 ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は0.56 ドル(+10%),0.53 ドル(-10%)，実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル(+10%),0.56 ドル(-10%)となる。以上より，これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。	解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。 ドップラ反応度フィードバック効果を＋10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 80kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ$_2$），－10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 92kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 83kJ／kgＵＯ$_2$），スクラム反応度を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル，－10%とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 89kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 81kJ／kgＵＯ$_2$），引抜制御棒反応度を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.15 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 102kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 94kJ／kgＵＯ$_2$），－10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を＋10%とした場合に投入される反応度は約 1.11 ドル，－10%とした場合に投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 90kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 82kJ／kgＵＯ$_2$）となる。以上より，これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。 （添付資料 5.4.2）	
(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは，「7.4.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，操作時間余裕に関する影響はない。	(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，操作時間余裕に関する影響はない。	
(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。 以下の２ つの保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 0.7 ドル以下にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 a. 過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように 3.5% Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合 b. サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がなく，0.55 ドル（10 倍）及び 0.54 ドル（1/10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。 初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がない，0.57 ドルで	(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてＢ型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた評価においても，投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgＵＯ$_2$，燃料エンタルピの増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ$_2$）に留まることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の 10^{-8}の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（約 1.13 ドル）と大きく差異がない，約 1.09 ドル（10 倍）及び約 1.17 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 124kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 115kJ／kgＵＯ$_2$）（1／10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。 初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して 60℃とした場合の感度解析を実施し，約	・東海第二は，投入される反応度が 1 ドルを超えるため，燃料エンタルピがしきい値に達しないことを記載

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
あることから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。	1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 96kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 80kJ／kgＵＯ$_2$）であった。有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 77kJ／kgＵＯ$_2$）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。 ※　本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。 （添付資料 5.4.2，5.4.4，5.4.5）	
(6) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(6)　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。	
7.4.4.4 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「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。	5.4.4　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「反応度の誤投入」の重大事故等対策は自動で作動するため，対応に係る要員の確保は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認における必要な中央制御室の当直運転員は１名であり，災害対策要員（初動）の当直要員５名で対処可能である。	
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。 a. 水源 本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。 b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。 c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。 ａ．水　　源 本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。 ｂ．燃　　料 本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。 ｃ．電　　源 本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。	
7.4.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異	5.4.5　結　　論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な	

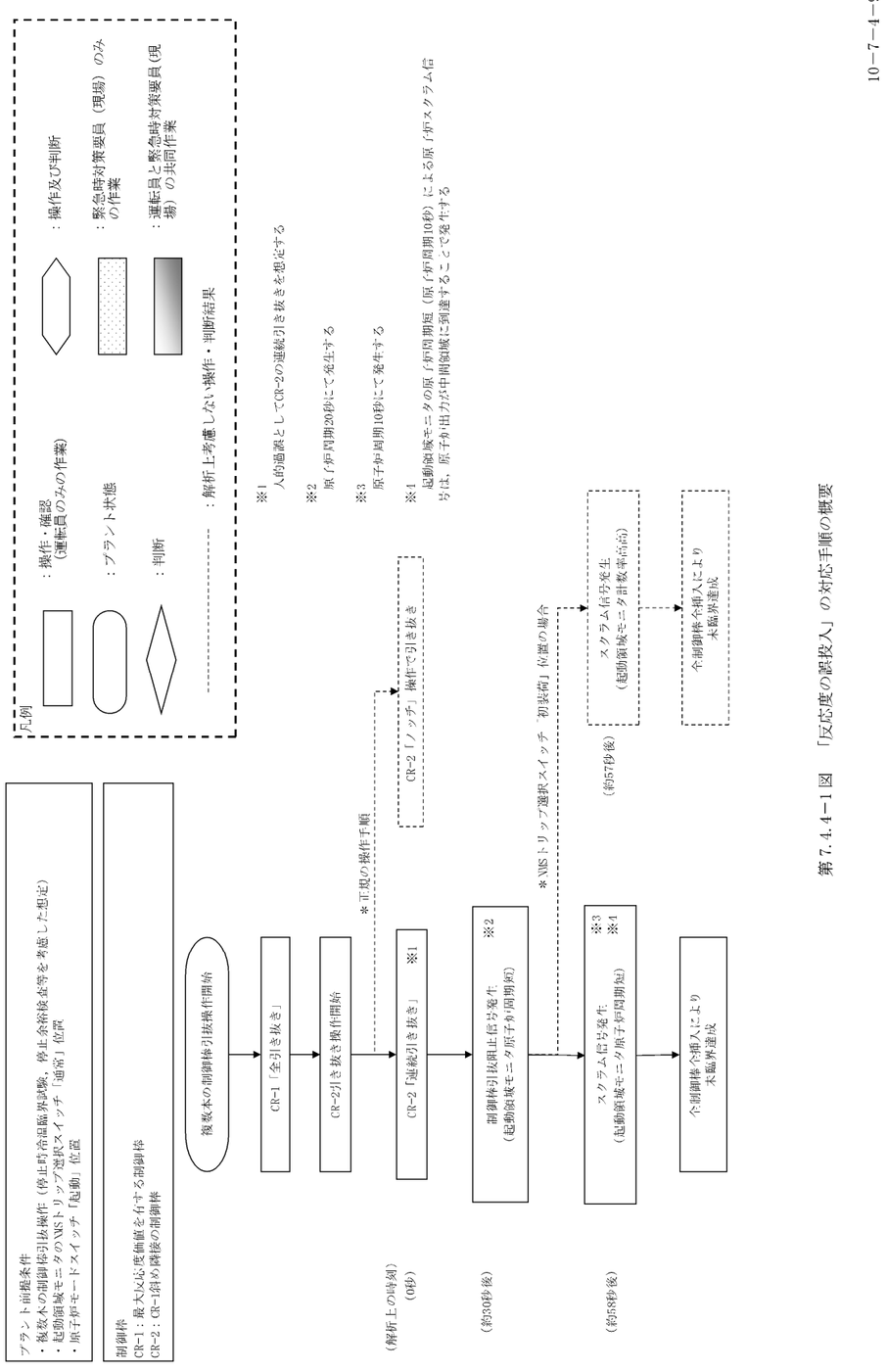
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける６ 号及び７ 号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１ 名で実施可能である。 以上のことから，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。	反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することができる。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため，対応に係る要員の確保は不要である。また，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の当直運転員１名で実施可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。	

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

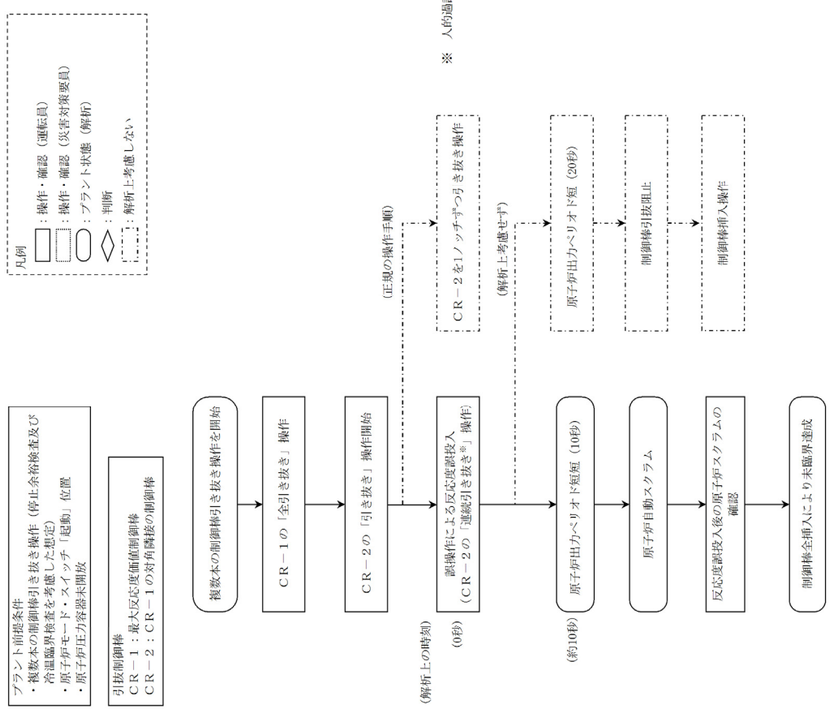
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（運転停止時　反応度の誤投入）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機



第7.4.4－1図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要

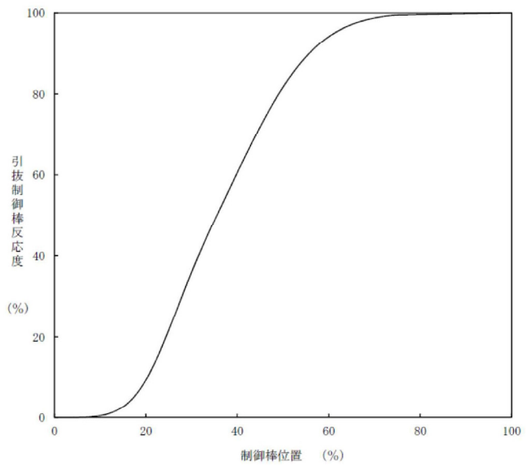
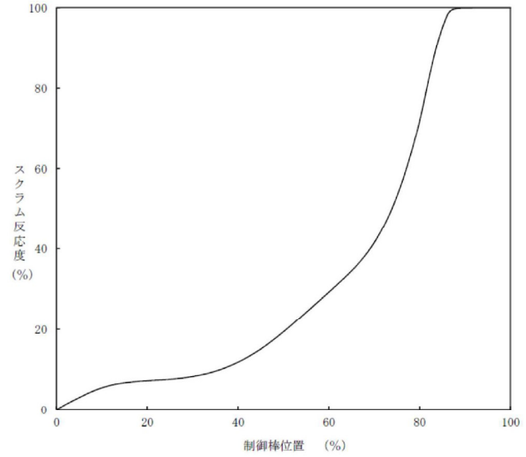
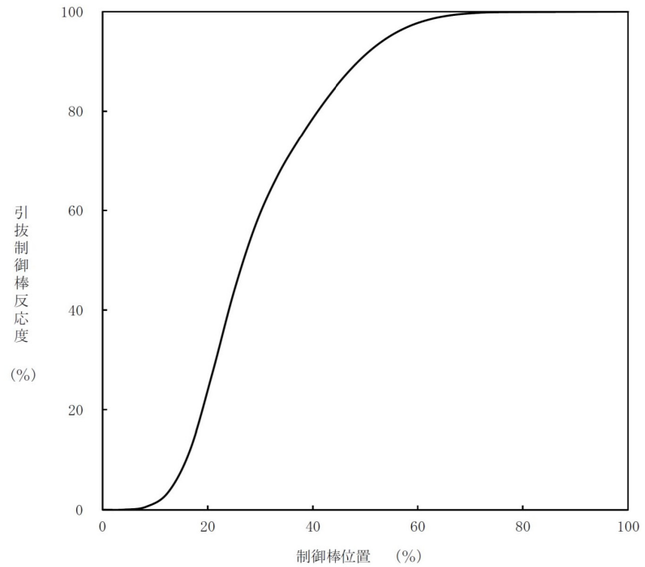
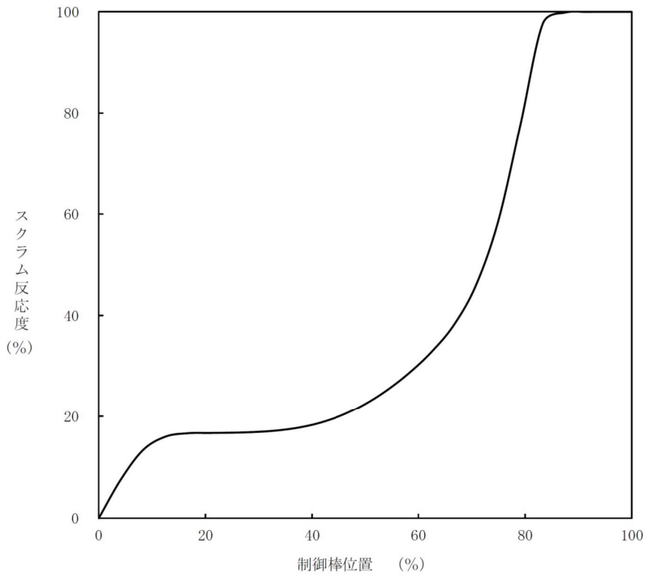
東海第二発電所



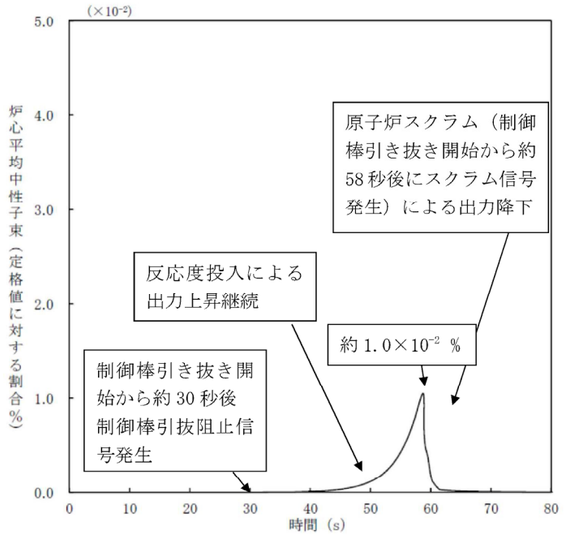
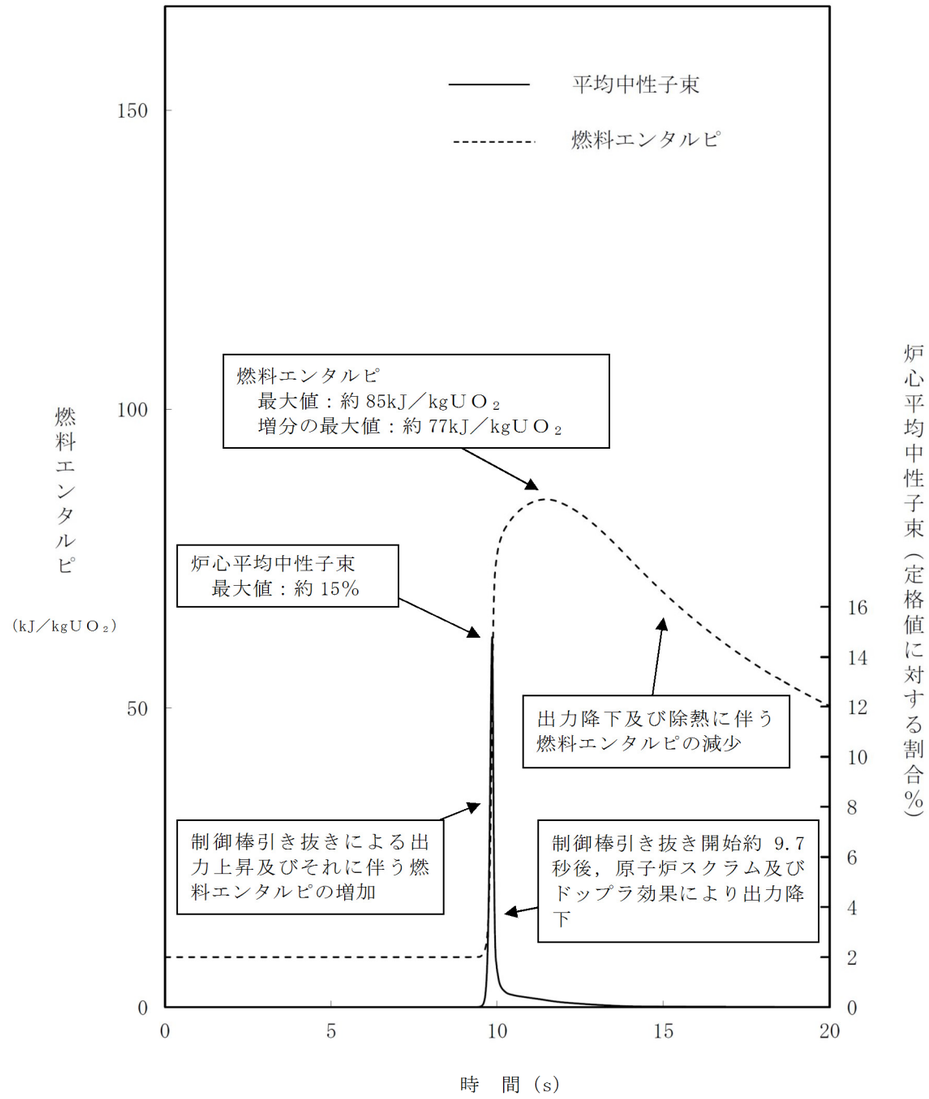
第5.4－1図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.4.4－2 図　引抜制御棒反応度曲線  第 7.4.4－3 図　スクラム反応度曲線 10－7－4－96	 第 5.4－2 図　引抜制御棒反応度曲線  第 5.4－3 図　スクラム反応度曲線	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.4.4－4 図　炉心平均中性子束の推移 10－7－4－97	 第 5.4－4 図　反応度の誤投入における事象変化	

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7.4.4－1表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

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

10－7－4－75

東海第二発電所

第5.4－1表　反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に，制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。	－	－	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域計装*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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7.4.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（1/3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX	－
初期条件	炉心状態	9×9燃料（A型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，最も水密度が高くなる値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO_2	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引抜されている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する

東海第二発電所

第5.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ／ ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）	－
初期条件	炉心状態	９×９燃料（Ａ型） 平衡炉心のサイクル初期	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）の特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の10^{-8}	原子炉が低温状態であることを想定して設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	停止余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	冷却材温度が低い場合，水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため，冷却材温度の運用の下限値を設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ／kgＵＯ$_2$	冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，最大反応度価値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 なお，通常，制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近傍におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近傍における制御棒の反応度価値を1.0％Δk以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約1.71％Δkが加わる上記の評価に包含される。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち，最大反応度価値を有する制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒を引き抜く検査において引き抜きの対象となる制御棒であり，投入される反応度を厳しく評価する観点で，左記の制御棒を設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71％Δk）（添付資料5.4.3）。引抜制御棒反応度曲線は，第5.4－2図のとおり。
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源があるものとして想定

備考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.4.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒１本が全引抜されている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理されている。これらを踏まえ，本評価において，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を考慮し，斜め隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約1.04%Δk とする
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを想定

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下であること

10－7－4－77

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.4.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（3/3）

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	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A,B,Cグループそれぞれ1個ずつ	A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期20秒）	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定※1
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期10秒）※2	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定※

※1　複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において，当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認，定期事業者検査安全保護系設定値確認検査（核計測装置）等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため，本事象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。

※2　起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期10秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

東海第二発電所

第5.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（2／2）

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

※　複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際に，発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認，点検記録及び校正記録等の確認等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。
そのため，本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

備　考