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（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.4 崩壊熱除去機能喪失	2.4　崩壊熱除去機能喪失 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は，崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。	
7.1.4.1 取水機能が喪失した場合 7.1.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断 LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA＋RHR 失敗」である。	2.4.1　取水機能が喪失した場合 2.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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」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「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。	・プラント型式の違いに起因した事故シーケンス抽出の違い
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。 本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図ると	・東海第二では，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスについても，ＨＰＣＳによる炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類 ・記載箇所の違い（東海第二でも運転員等操作の観点ではＳＢＯを想定）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	ともに，代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。	
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。 これらの対策の概略系統図を第 7.1.4.1－1 図から第 7.1.4.1－4 図に，手順の概要を第 7.1.4.1－5 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.4.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，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 7.1.4.1－6 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，28 名で対処可能である。	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち取水機能が喪失した場合において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に，対応手順の概要を第 2.4.1-2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策の手順と設備との関係を第 2.4.1-1 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，必要な要員は初動対応要員 20 名である。 初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.1-3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 20 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。 ・東海第二では，常設の重大事故等対処設備である緊急用海水系に期待することから，参集要員は不要
a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。	a．原子炉スクラムの確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	・東海第二でも，外部電源が喪失した場合のＳＢＯ確認も含めて 10 分間の状況判断にを設定していること

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	から，実態として違いはない。
b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。	
c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系） 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。	
	d．取水機能喪失の確認 サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。 取水機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。 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介して非常用母線を受電する。	
	e．残留熱除去系海水系の回復操作 取水機能喪失の確認後，残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。	・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載
d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。	f．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）の起動準備操作 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，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を用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。	
	g．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）の起動準備操作 取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し，サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁２個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。	h．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作 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）の起動準備操作の完了後，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し，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）の７弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	
e．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	ｉ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）） 原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 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，燃料域）等である。	
f．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 13.7kPa[gage]到達後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。		・手順の違い。東海第二では代替格納容器スプレイは 279kPa[gage] にて実施する。
g．残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水温	ｊ．緊急用海水系を用いた海水通水操作 取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。 緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）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（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
度等である。 h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。 以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	k．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱 緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，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）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。 １．使用済燃料プールの冷却 使用済燃料プールの冷却を実施する。 以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を継続的に実施する。	
7.1.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。 なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。	2.4.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。 また，運転員等操作においては，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。 本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失	・東海第二では，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスについても，ＨＰＣＳによる炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類し，事象進展及び重大事故等対策に違いがないことから，代表性の観点で重要事故シーケンスを

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。	選定している。なお，LOCA 時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷にて LOCA に加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の有効性が確認されている点は同じ。
本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。 なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。	・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからＣＨＡＳＴＥコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。しかし，本評価では，事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.1-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c)　外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。	・東海第二では，原子炉水位低下の観点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮している。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。 b）重大事故等対策に対する影響 本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。		
b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	(・外部電源の有無の想定の違いに起因する相違点)
(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，182m^3/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(b)　主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。	
	(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。	
(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。	(d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。	・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定
	(e)　原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の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）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。 ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大 300m3/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。 (e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	(f)　低圧代替注水系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）設定点到達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）による原子炉注水を停止する。 (g)　残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ１台を使用するものとし，0～1,676m^3／h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。 (h)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。	（・東海第二では，代替格納容器スプレイ冷却系ではなく，ＥＳＷを用いたＲＨＲスプレイに期待している）
(f) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。 (g) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において）とする。 (h) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(i)　緊急用海水系 残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	
c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は，事象発生から 70 分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から 70 分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 (c) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル 8 に到達する事象発生から約 3 時間後に開始する。 (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，事象発生から約 25 時間後に停止する。 (e) 代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生から 20 時間後に開始する。 (f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は，事象発生から 20 時間後に開始する。 (g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.4.1－7 図から第 7.1.4.1－12 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.4.1－13 図から第 7.1.4.1－18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.4.1－19 図から第 7.1.4.1－22 図に示す。 ※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水	に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が 65℃に到達した時点で実施する。 (b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa［gage］に到達した時点で実施する。また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達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）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.1-4 図から第 2.4.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.1-9 図から第 2.4.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 図から第 2.4.1-18 図に示す。 ※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示	・東海第二では，運転手順に基づき設定している。また，代替交流電源からの給電開始時間についても，運転手順に基づく操作時間を考慮している。 ・上記同様，運転手順に従い設定しているが，余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準にて設定している。(RHR スプレイの実施基準は 245kPa[gage]

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。	す。	
a. 事象進展 取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。 再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに 10 台全てがトリップする。 事象発生から 70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。 原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。 平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び事象発生から 20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。	a．事象進展 給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により，原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，炉心の冠水が維持される。 その後，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を用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，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）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。 また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。	・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。
b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第 7.1.4.1－13 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 427℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆	b．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は第 2.4.1-9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。 原子炉圧力は，第 7.1.4.1－7 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.30MPa[gage]及び約 143℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 第 7.1.4.1－8 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	原子炉圧力は，第 2.4.1-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。 格納容器圧力は，第 2.1-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.1-16 図に示すとおり，事象発生の約 13 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。 第 2.1-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系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）による原子炉注水を継続し，その後，約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。 （添付資料 2.4.1.1） 安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。 以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	
7.1.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。	2.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）並びに緊	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。	
(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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（原子炉格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。 a．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.1.2） b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.4.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる	解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.1.2） (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 2.4.1-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，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 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
ため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するものの，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，外部電源がない場合でも運転員等操作時間に与える影響はない。 機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.4.1.2，2.4.1.3）	・東海第二では，外部電源ありを想定しているが，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮していることから，実態として違いはない。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムま	・東海第二では，原子炉水位低下の観

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
しくなる外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	での期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して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。 機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.1.2，2.4.1.3）	点で厳しい条件として外部電源ありを想定するとともに，運転員等操作の観点では外部電が無い場合を考慮している。
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 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 70 分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作は約 30 分間で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70 分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。 これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル 8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，原子炉水位維持の観点では問題とならない。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 3 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位維持の点では問題とならない。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 13.7kPa［gage］到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り	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する。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 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。	・操作条件設定の考え方の違いに起因する相違

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.4.1.2）	
(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操作は，運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作は約 30 分で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70 分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル 8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメ	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	ータに与える影響はない。 （添付資料 2.4.1.2）	
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内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操作については，低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24 時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24 時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 5 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 20 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 18 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.1.2）	
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	
7.1.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員	2.4.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 20 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
等の 72 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 a. 水源 原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 3,500m^3 の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 7,000m^3 の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 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。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 643kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋	(2)　必要な資材の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。 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）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 620m^3必要となる。 水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3の水を保有していることから，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 2.4.1.4） b．燃　料 外部電源喪失を想定した場合，常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 2.4.1.5）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，６号炉で約1,649kW，７号炉で約1,615kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が１台あたり2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 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として常設代替交流電源設備から電源供給を考慮する負荷は約2,781kW必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置５台）の連続定格容量は5,520kWであることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料2.4.1.6）	
7.1.4.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅	2.4.1.5　結　論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心の著しい損傷を防止することができる。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。	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，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，７日間以上の供給が可能である。 　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」の取水機能が喪失した場合において，原子炉隔離時冷却系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。	

第 7.1.4.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

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及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 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）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が，原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置 -1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	サプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 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）
：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 主蒸気隔離弁 ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
取水機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールの冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，取水機能喪失を確認する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系海水系系統流量 Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

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（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第 7.1.4.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

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及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替交流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを起動し，逃がし安全弁２個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉水位（SA） 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）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が，格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL,16kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系】 サプレッション・チェンバ・プール水位 常設代替交流電源設備 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系熱交換器】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	【残留熱除去系】 サプレッション・チェンバ・プール水位 常設代替交流電源設備 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	サプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力（SA） 原子炉水位 原子炉水位（SA） 【残留熱除去系流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

10－7－1－301

第 2.4.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	・取水機能喪失の確認後，残留熱除去系の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，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）を起動する。	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	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
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）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

2.4.1-28

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（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.4.1－1表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系流量計】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系流量計 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを起動し，逃がし安全弁２個による手動減圧を行う。	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 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）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子格納容器冷却	原子炉水位が，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）まで低下した場合は，格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル８）まで回復後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL,16kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が-1m に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

10－7－1－301

第2.4.1表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・原子炉減圧により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）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	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	－
緊急用海水系を用いた海水通水操作	・取水機能喪失の確認後，緊急用海水系を起動する。	緊急用海水系 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による原子炉注水及び格納容器除熱	・緊急用海水系の起動後，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

2.4.1-29

第7.1.4.1－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(1/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9燃料（A型）	－
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.4.1-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(1／6)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が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
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.4.1－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しいことから設定

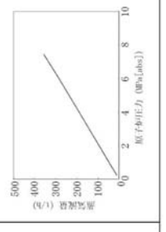
第2.4.1-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい外部電源ありを設定

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

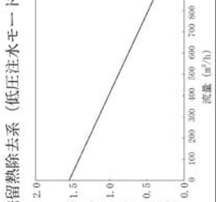
第 2.4.1-2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3／6）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台トリップ	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個 （原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

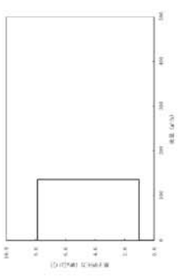
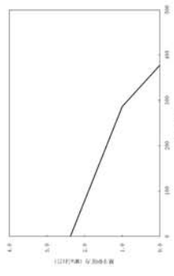
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.4.1－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大300m³/hで注水し，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	代替原子炉補機冷却系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	約23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置−1mに到達した時点で手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 残留熱除去系ポンプ 1台による注水特性 

第2.4.1-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4／6）

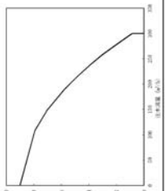
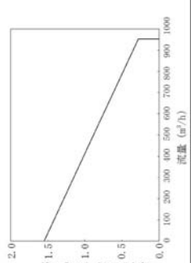
項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位高（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m³／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位高（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（２台） ・注水流量：0～378m³／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

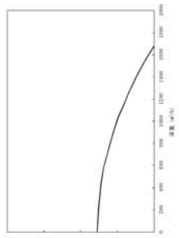
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.4.1－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大300m³/hで注水し，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2台による注水特性 
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	代替原子炉補機冷却系（常設）	約23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	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（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し，95m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 残留熱除去系ポンプ 1台による注水特性 

第2.4.1-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5／6）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³／h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10³t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
	緊急用海水系	伝熱容量：約24MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	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

第7.1.4.1−2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約3時間後	低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル8に到達した時点
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時	原子炉水位制御（レベル3からレベル8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置−1mに到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

東海第二発電所

第2.4.1-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6／6）

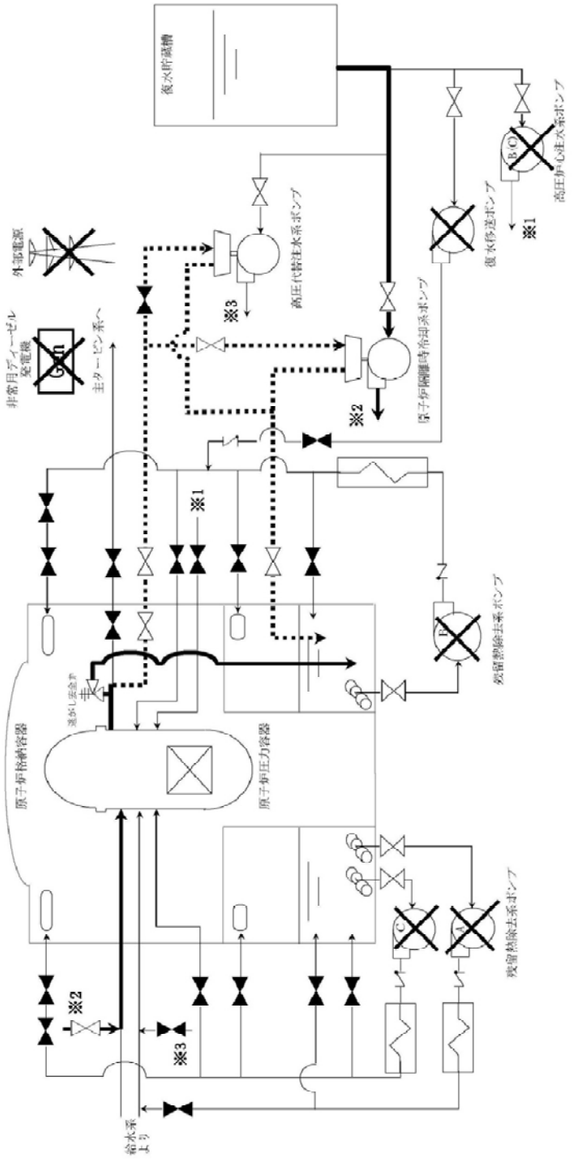
項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転，サプレッション・チェンバ圧力が245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが，余裕時間を確認する観点で，評価上はサプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定 また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達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）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する

備　考

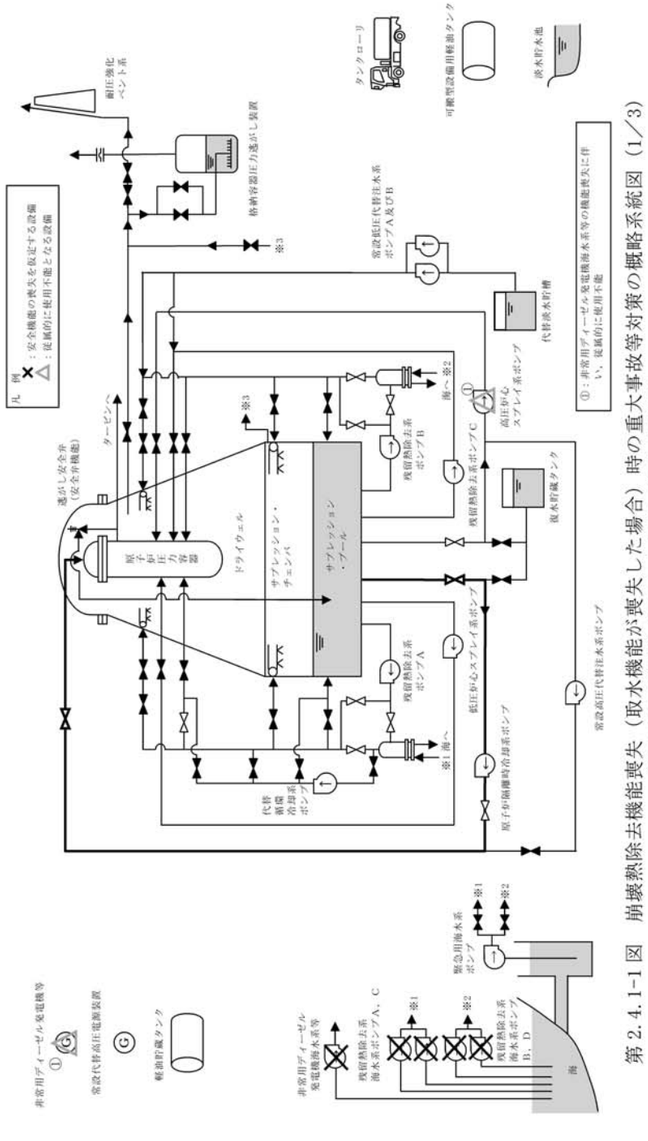
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



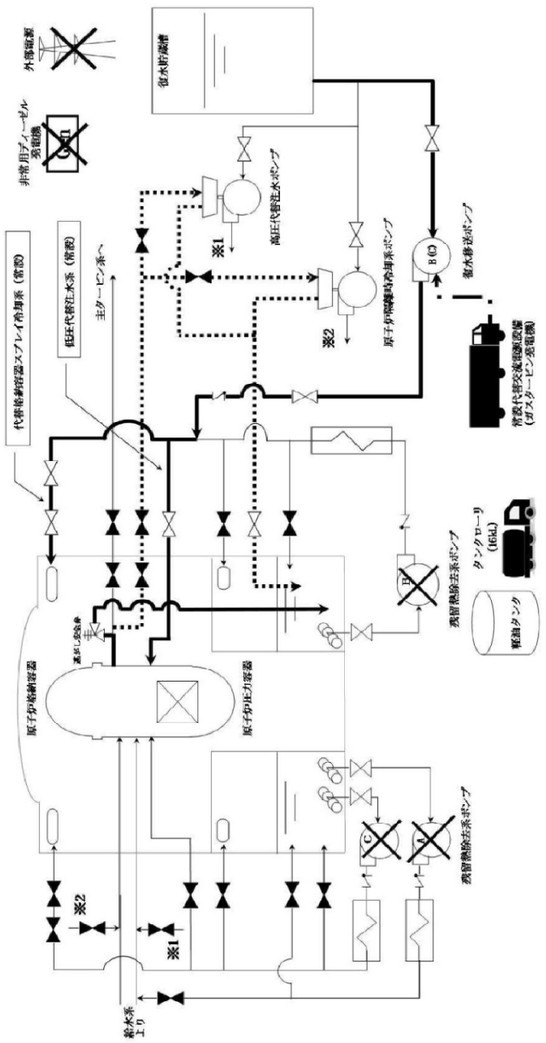
第 7.1.4.1－1 図　「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の
重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)



第 2.4.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

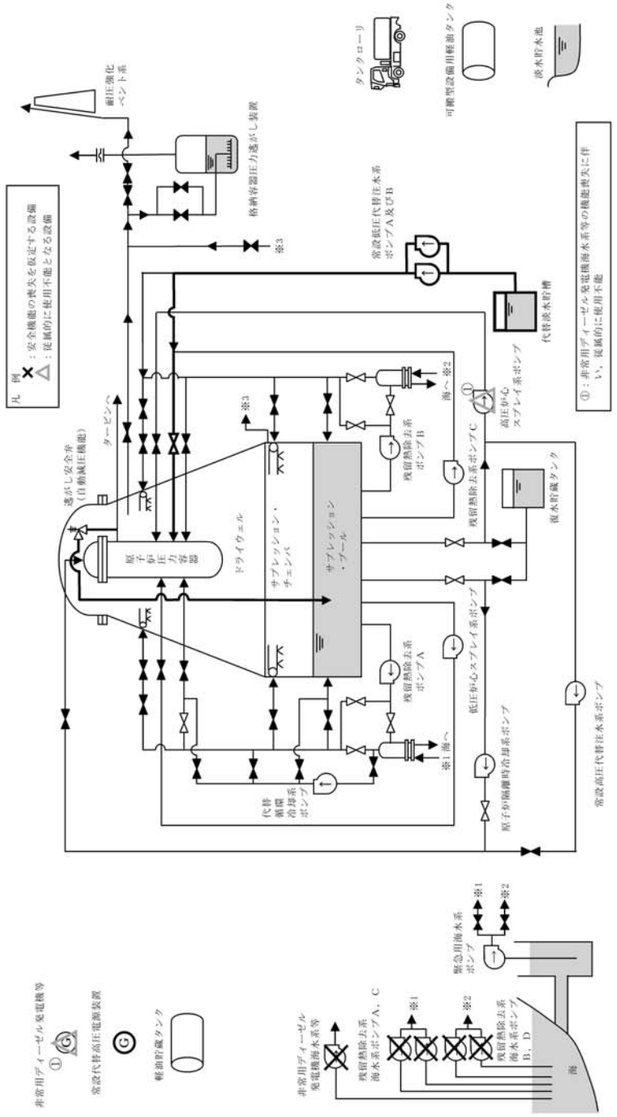
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

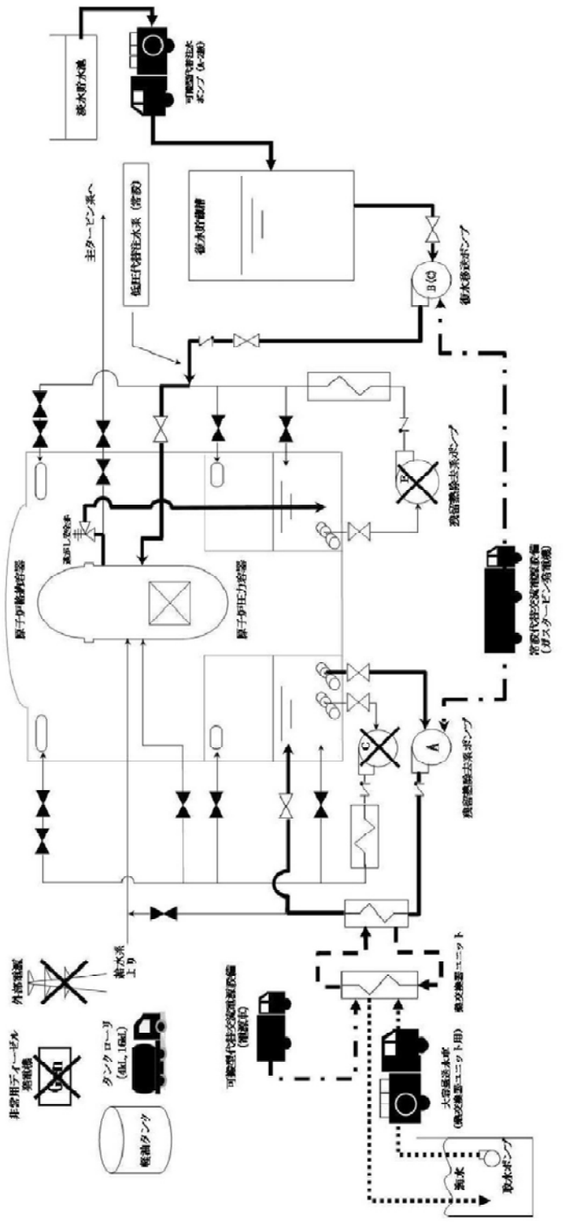
第 7.1.4.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図(2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



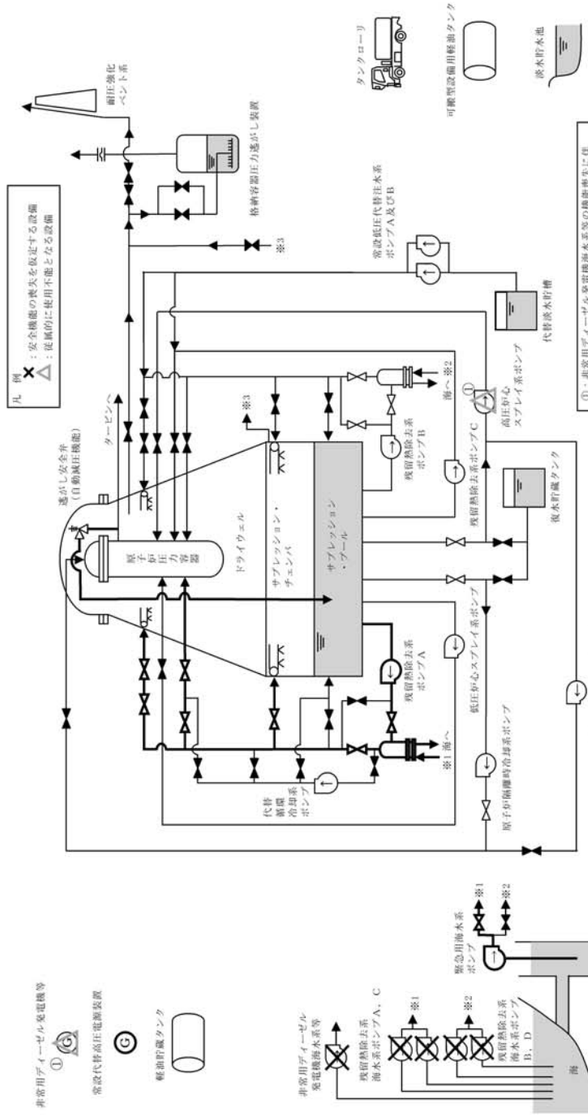
第 2.4.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



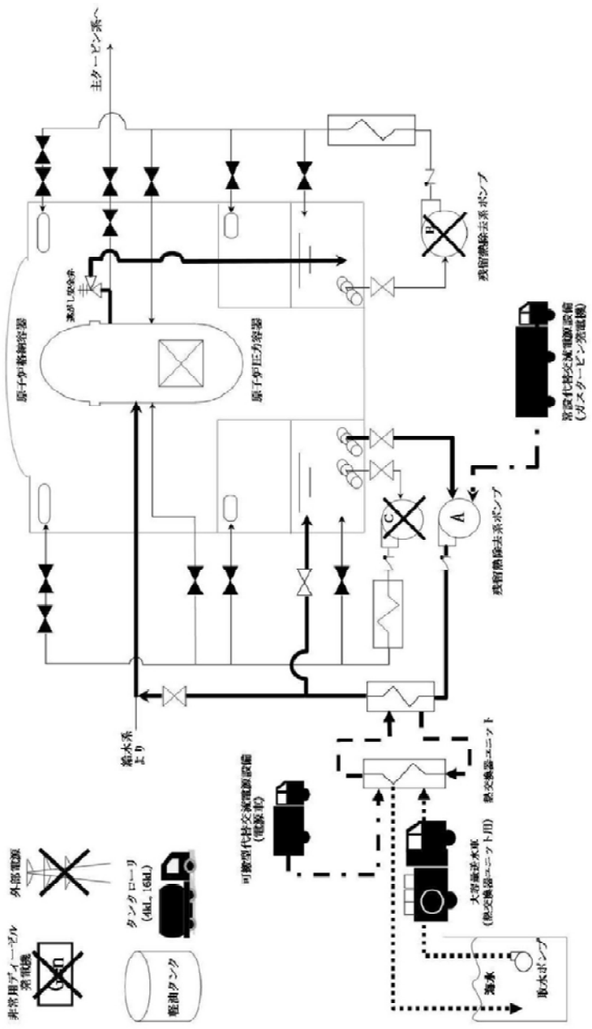
第 7.1.4.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



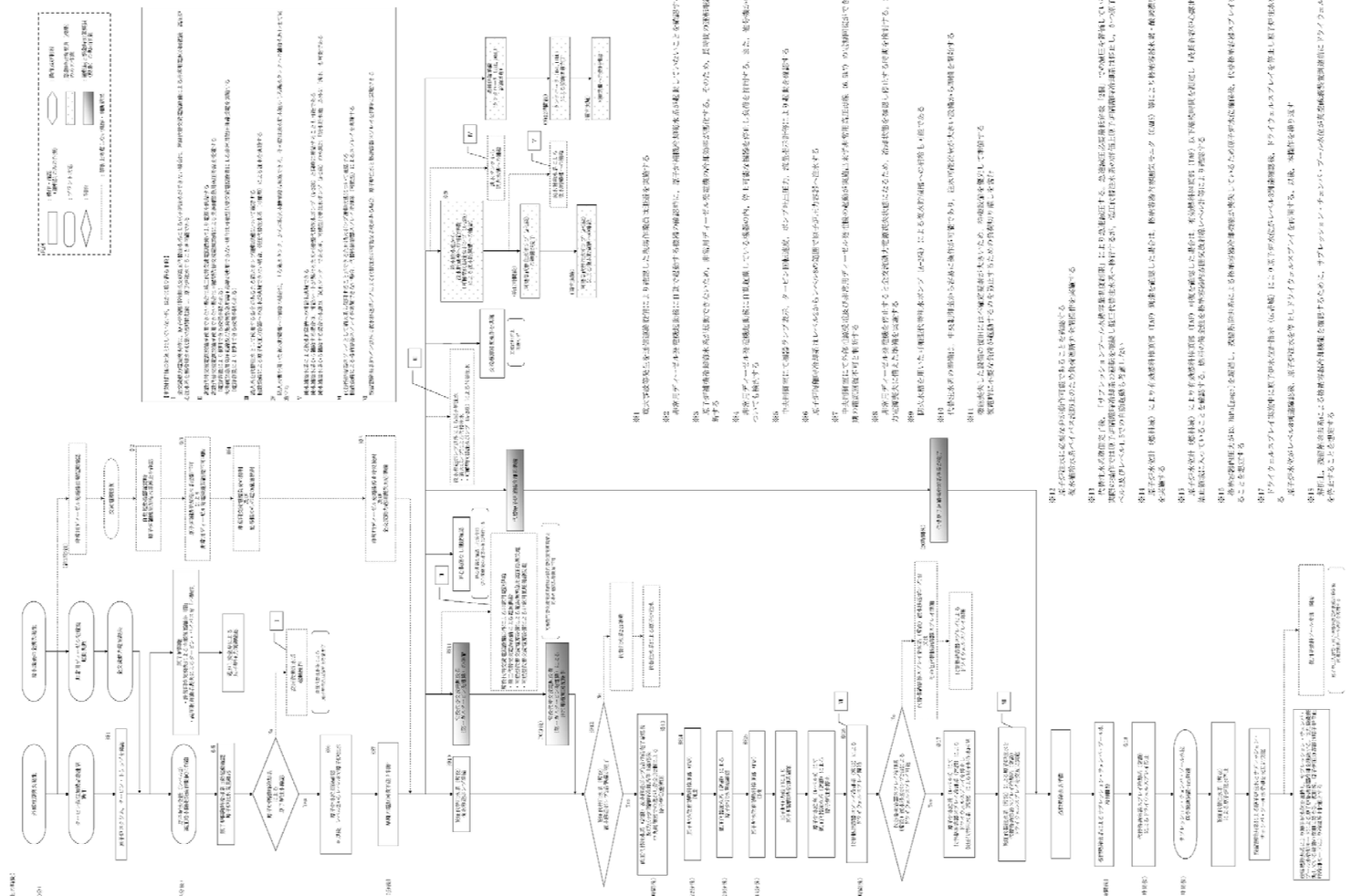
第 2.4.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考


主タービン系へ
原子炉格納容器
原子炉圧力容器
残留熱除去系ポンプ
残留熱除去系
非常用ディーゼル発電機
外部電源
タンクローリ
(4kL, 4kL)
軽油タンク
可搬型代替交流電源設備
(電源車)
大容量送水車
(熱交換器ユニット用)
熱交換器ユニット
海水
取水ポンプ
格納容器フィルタベント系へ
残留熱除去系熱交換器
(ポスターピン冷温側)
原子炉格納容器
原子炉圧力容器
残留熱除去系ポンプ
残留熱除去系

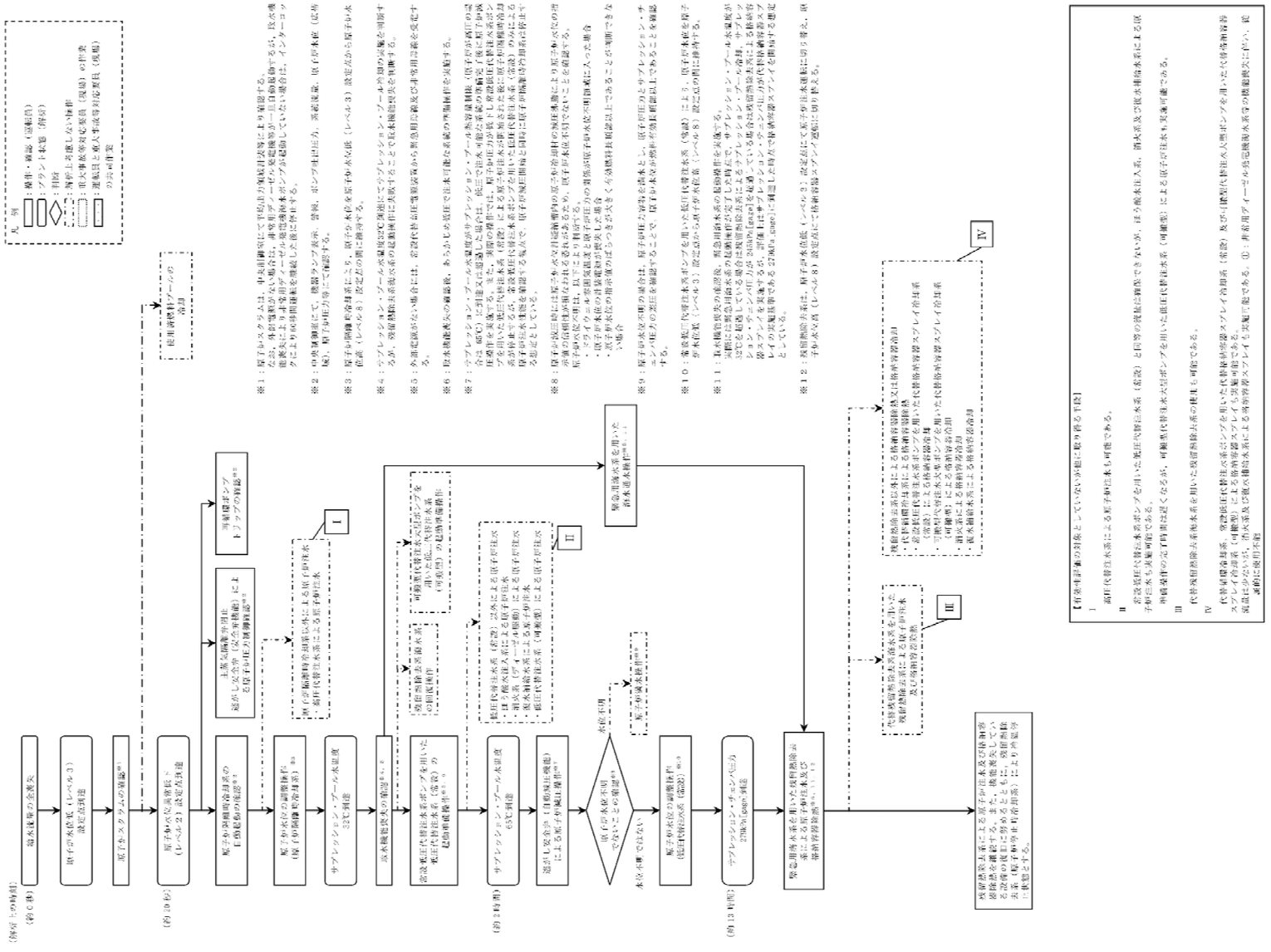
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考
 第 7.1.4.1－5 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要 10-7-1-404	

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（取水機能喪失）

東海第二発電所	備　考


凡例
操作・確認（運転員）
プラント状態（事象）
判断
判断上考慮しない操作
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
〔事象ごとの対応〕
〔炉心損傷防止対策〕
〔格納容器破損防止対策〕
〔使用済燃料プールの対策〕
取水機能喪失
（約 10 秒）
原子炉スクラムの確認※1
原子炉水位低（レベル 3）設定点到達
（約 13 時間）
（約 3 時間）
（約 10 秒）
（約 13 時間）
（約 3 時間）
（約 10 秒）
（約 13 時間）
（約 3 時間）
（約 10 秒）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）	備考
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	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				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム，タービン・トリップ確認	10分	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は，復水移送ポンプによる注水開始を確認するまで実施 原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
常設代替交流電源設備準備操作 （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	健全性確認含む
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）			－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	10分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　B系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　B系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　B系　受電前準備 （電源盤受電準備）	50分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　B系　受電前準備 （コントロール建屋負荷制限）	50分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　B系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　B系　受電確認	10分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・非常用高圧母線　B系　受電	10分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　C系　受電前準備	50分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電確認	10分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ（D, C）起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　系統構成	15分	全交流動力電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場系統構成 （復水貯蔵槽吸込ライン切替え）	30分	

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

東海第二発電所	備　考

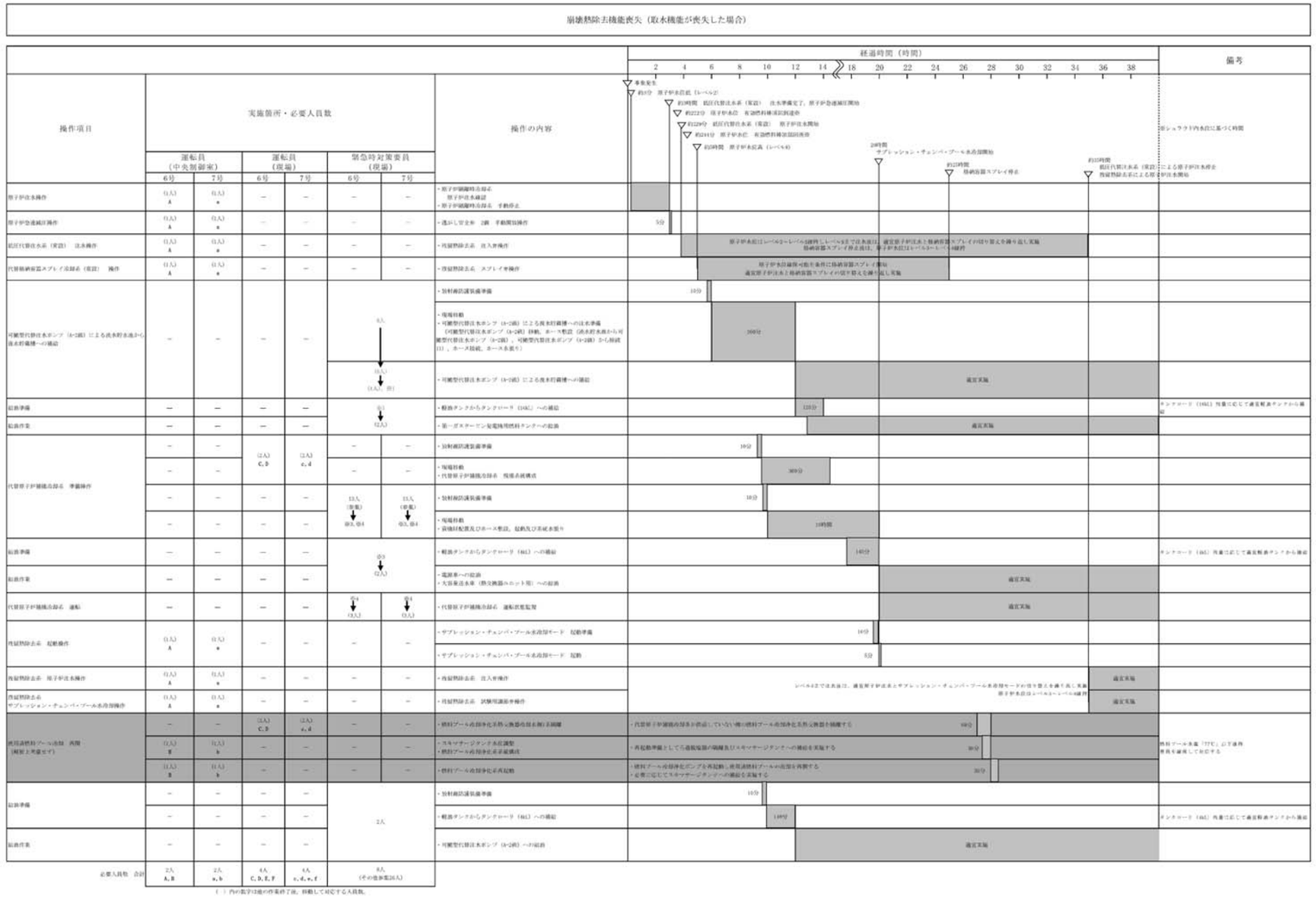
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施個所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	発電長	1人	中央監視運転操作指揮	操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備考
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
						▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分	外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備	35分	外部電源がない場合に実施する
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備	70分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作	8分	外部電源がない場合に実施する
					●非常用母線受電	5分	
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4分	
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，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）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●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）による原子炉注水系統構成	3分	
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）の起動準備操作	－	－		10人 a～i	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

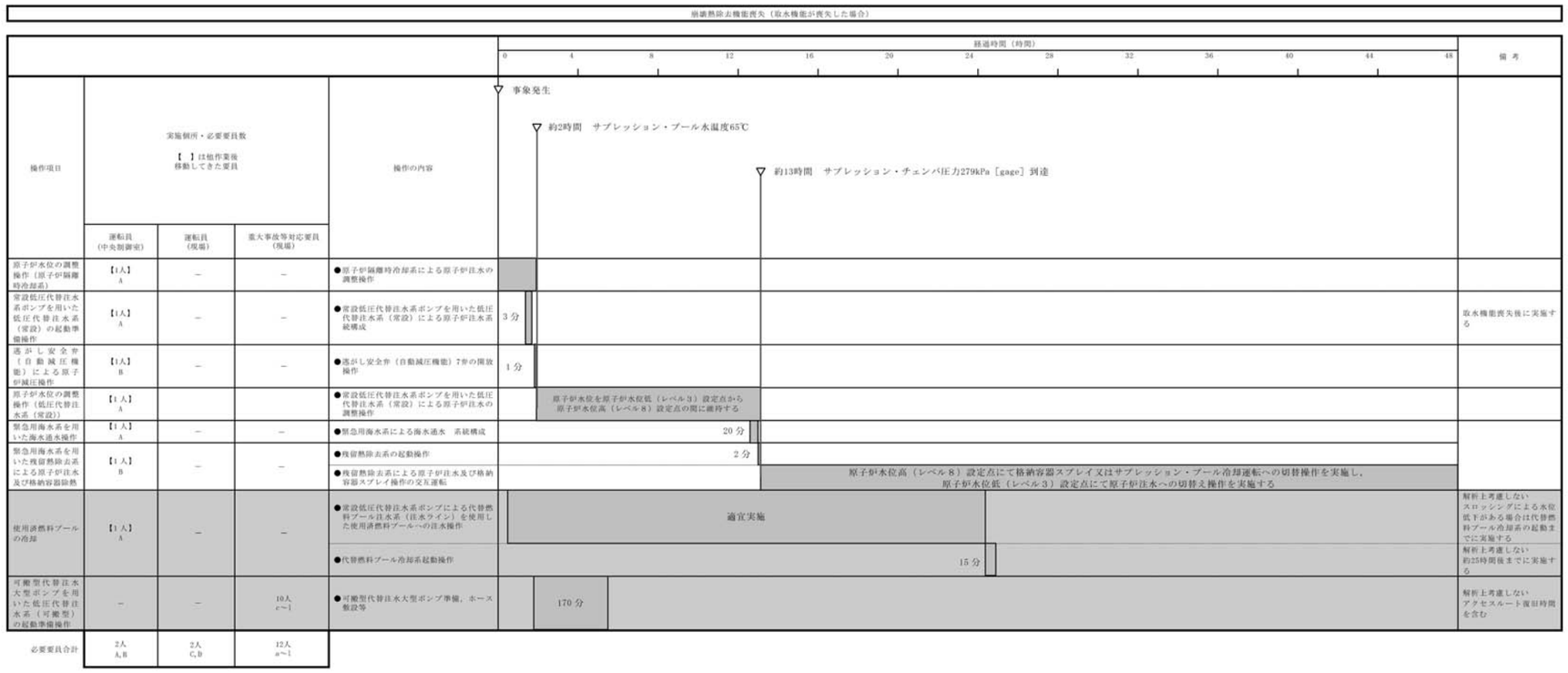


第 7.1.4.1－6 図　「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間（2/2）

10－7－1－406

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

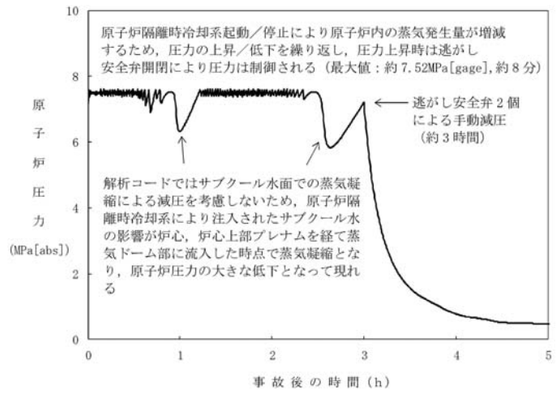
東海第二発電所	備　考



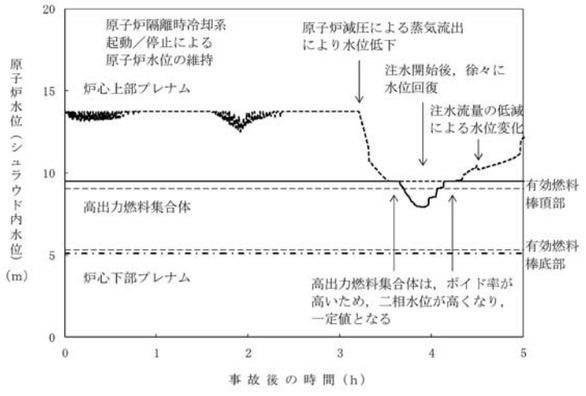
第 2.4.1-3 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2／2）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

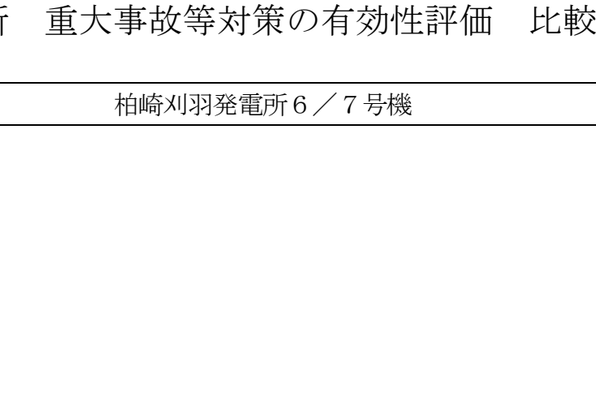
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



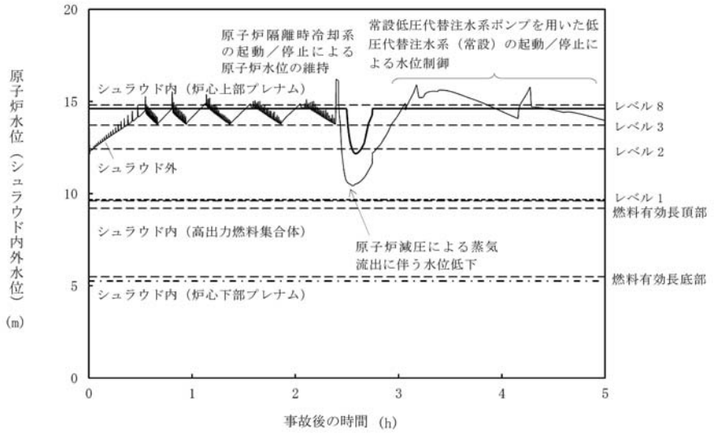
第7.1.4.1－7図　原子炉圧力の推移



第2.4.1-4図　原子炉圧力の推移



第7.1.4.1－8図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

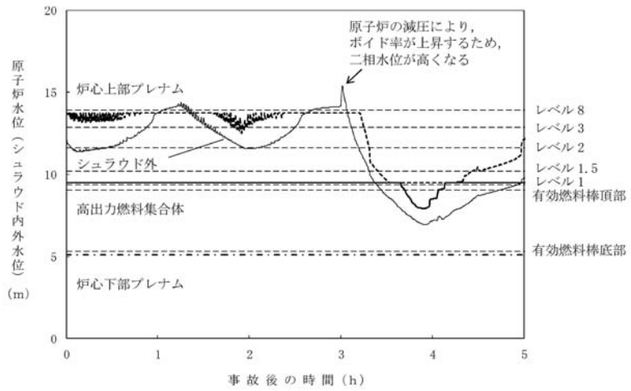


第2.4.1-5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

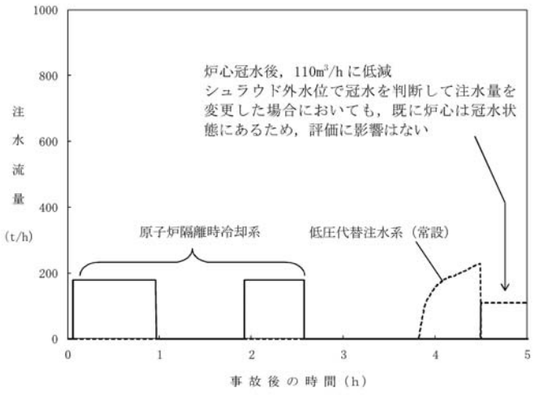
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

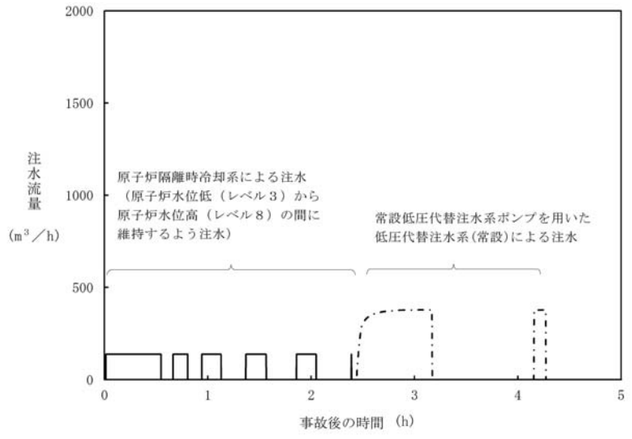
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
		・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。（本シーケンスは冠水維持）



第 7.1.4.1－9 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



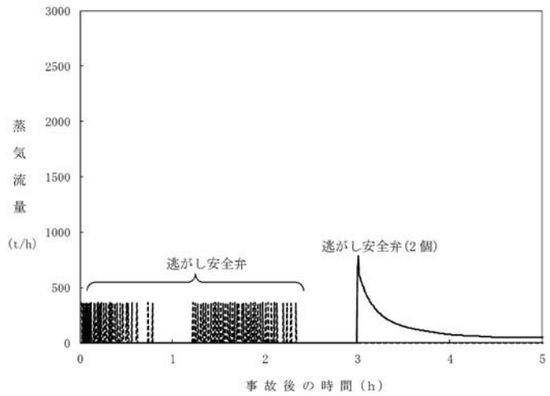
第 7.1.4.1－10 図　注水流量の推移



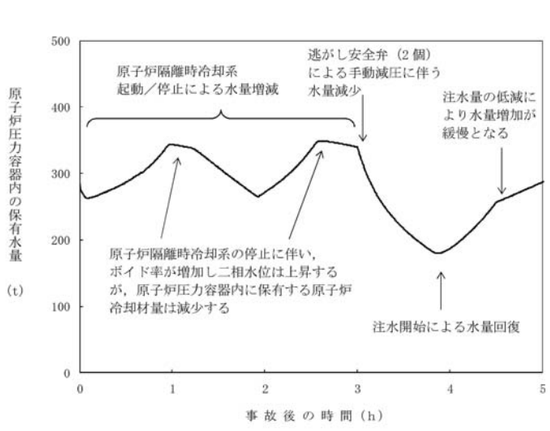
第 2.4.1-6 図　注水流量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

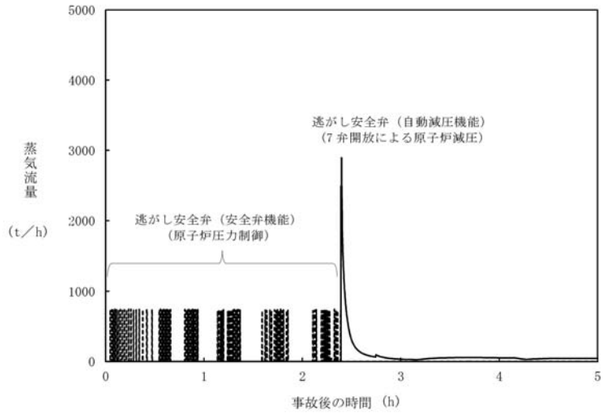
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



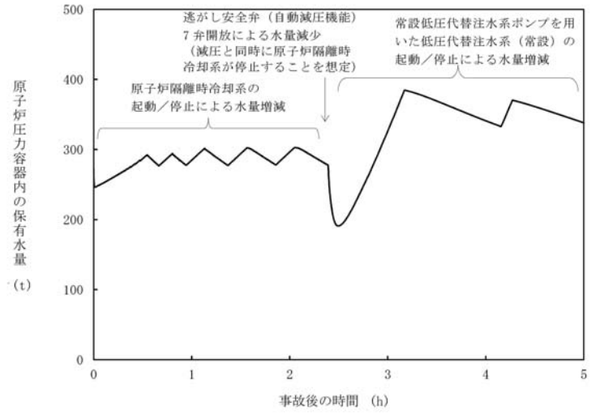
第7.1.4.1－11図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第7.1.4.1－12図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



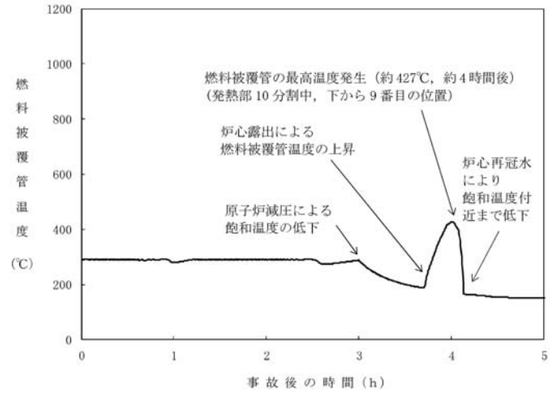
第2.4.1-7図　逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



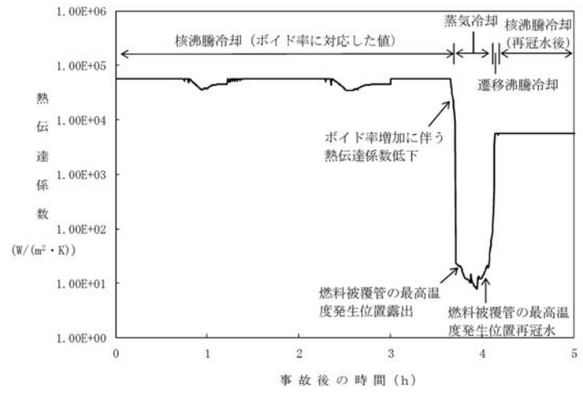
第2.4.1-8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

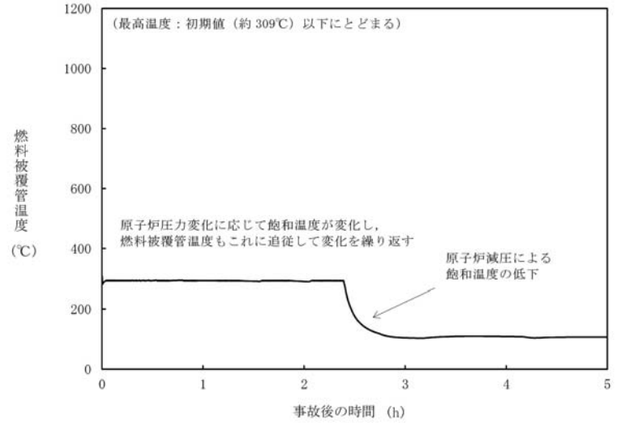
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



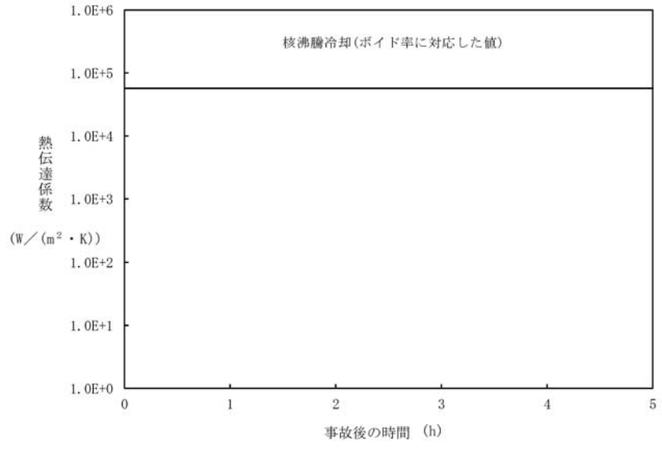
第7.1.4.1－13図　燃料被覆管温度の推移



第7.1.4.1－14図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



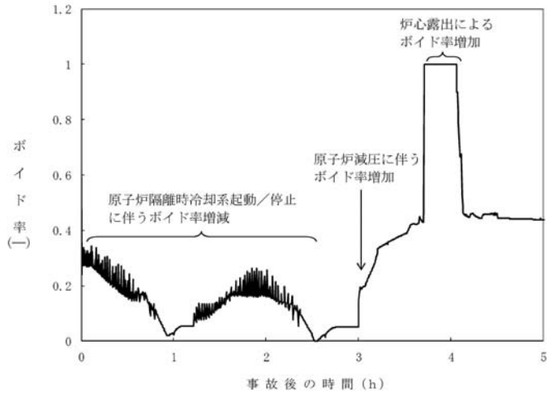
第2.4.1-9図　燃料被覆管温度の推移



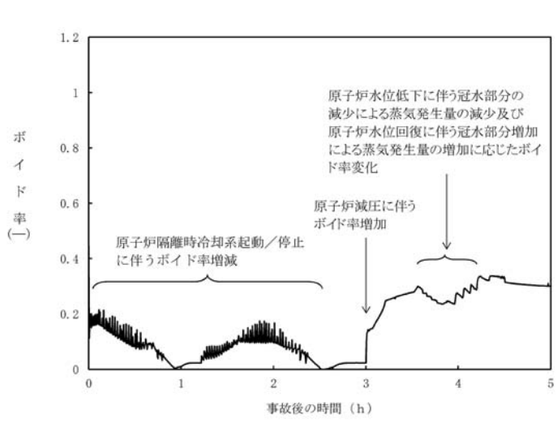
第2.4.1-10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

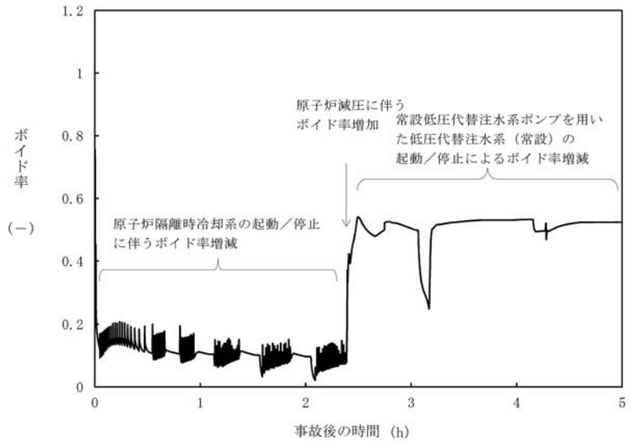


第 7.1.4.1－15 図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



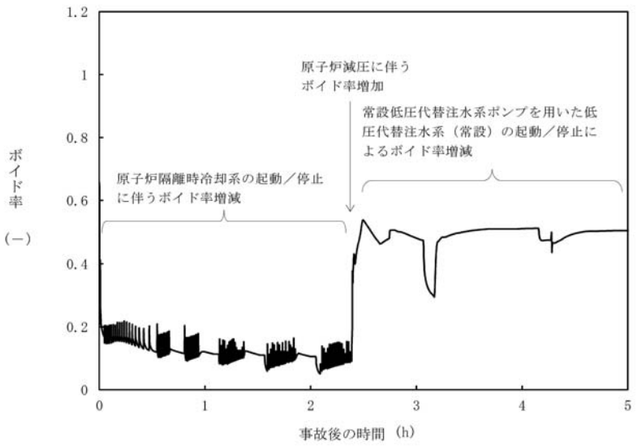
第 7.1.4.1－16 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移

10－7－1－411



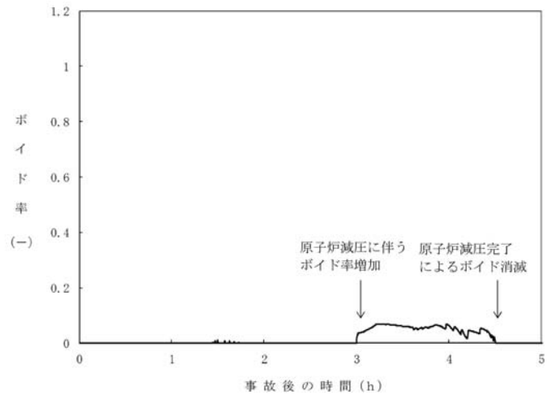
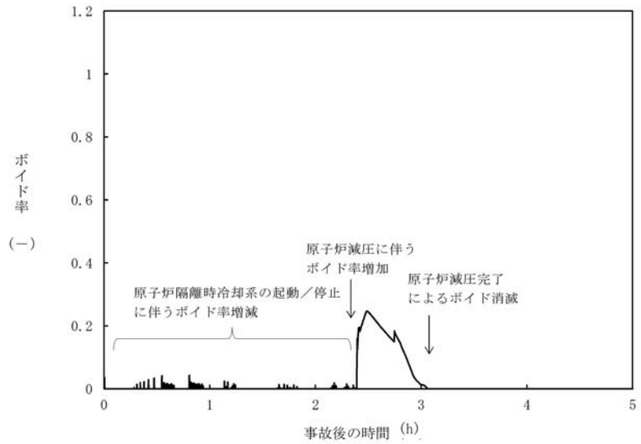
第 2.4.1-11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

2.4.1-45



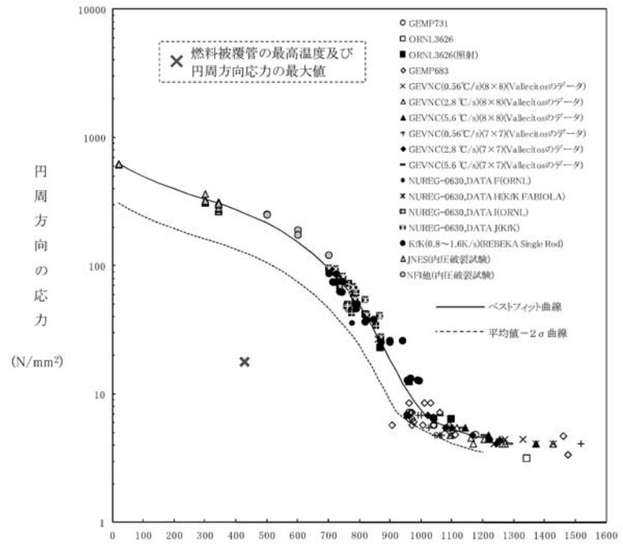
第 2.4.1-12 図　高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.1.4.1－17図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第2.4.1-13図　炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移	
10－7－1－412	2.4.1-46	

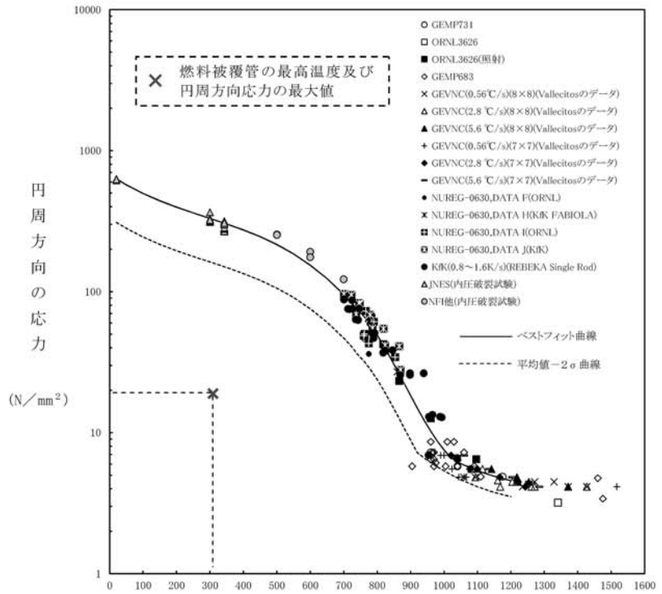
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第 7. 1. 4. 1－18 図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

10－7－1－413

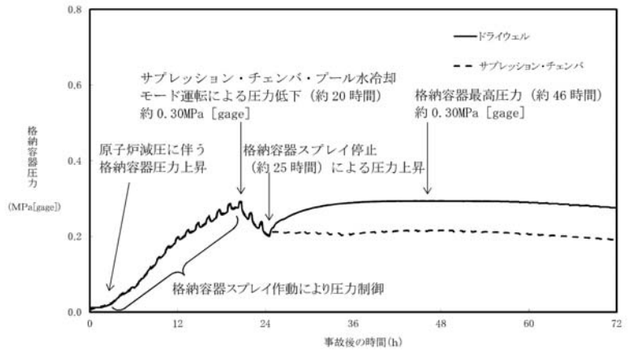


第 2. 4. 1-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

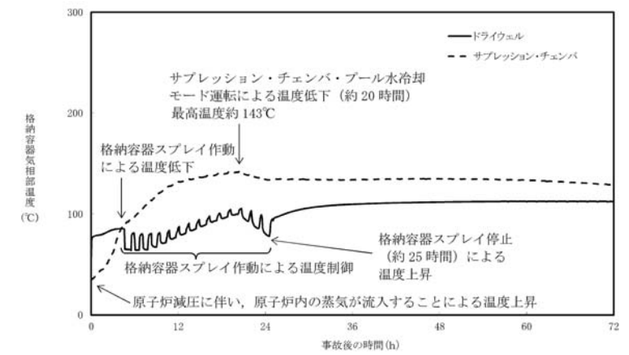
2. 4. 1-47

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

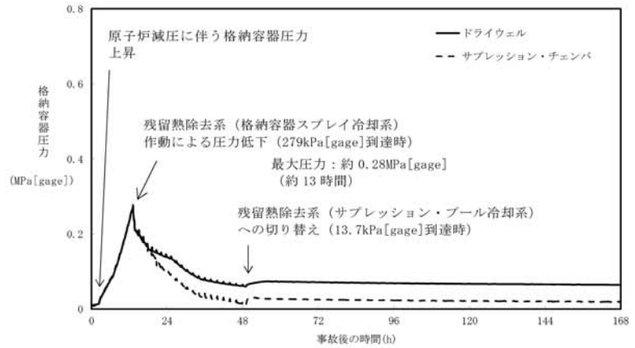
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



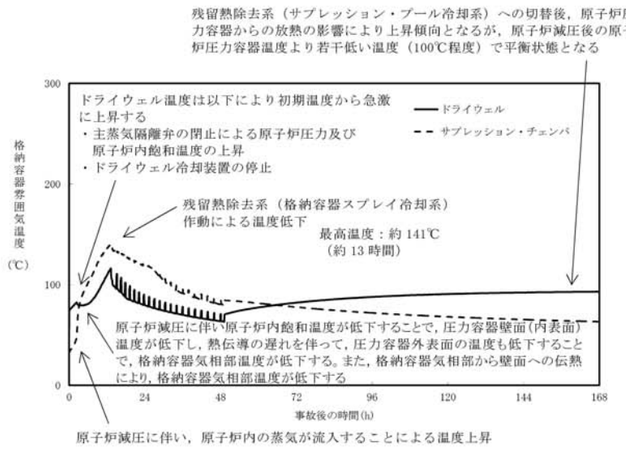
第 7.1.4.1－19 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.4.1－20 図　格納容器気相部温度の推移



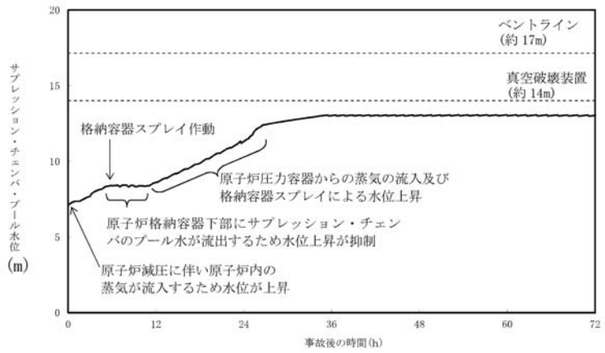
第 2.4.1-15 図　格納容器圧力の推移



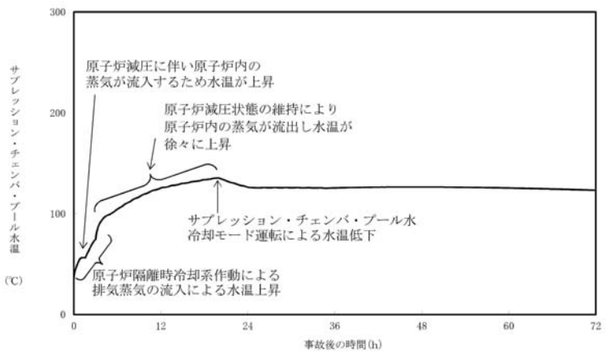
第 2.4.1-16 図　格納容器雰囲気温度の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（取水機能喪失）

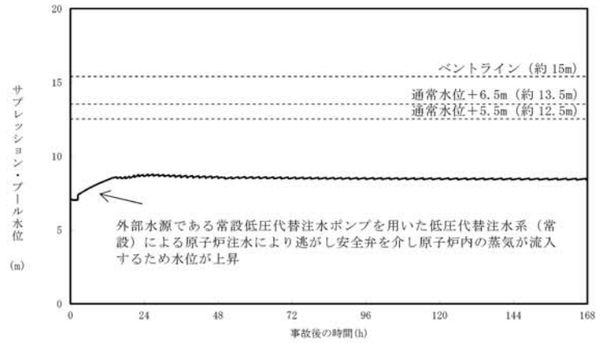
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



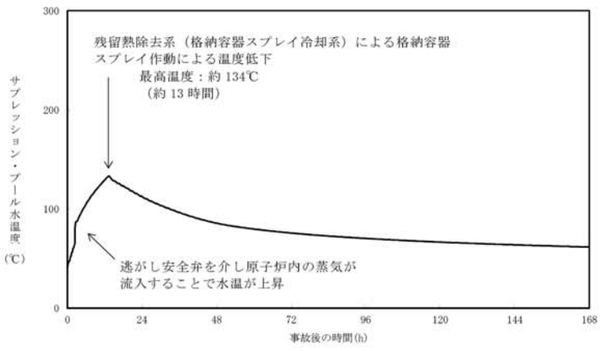
第 7.1.4.1－21 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 7.1.4.1－22 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 2.4.1-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合 7.1.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断 LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA＋RHR 失敗」である。	2.4.2　残留熱除去系が故障した場合 2.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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」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「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。	・プラント型式の違いに起因した事故シーケンス抽出の違い
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，代替の残留熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。	・東海第二では，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスについても，ＨＰＣＳによる炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類 ・東海第二の RHR も原子炉注水機能を有しているが，本事故シーケンスグループの特徴を踏まえて格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待すると記載しているが，実態として相違点はない。
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち残留熱除去系が故障した場合において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とする	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.4.2－1 図から第 7.1.4.2－3 図に，手順の概要を第 7.1.4.2－4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.4.2－1 表に示す。 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。 発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.4.2－5 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。	ため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.4.2-2 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との関係を第 2.4.2-1 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，必要な要員は初動対応要員 17 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 5 名である。 初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。 招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.2-3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 17 名及び招集要員 5 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. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	ａ．原子炉スクラムの確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	
b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	ｂ．高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 外部電源が喪失している場合は，ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系） 原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。	
c．残留熱除去系機能喪失確認 原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。 残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。	d．崩壊熱除去機能喪失の確認 サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。	
	e．残留熱除去系の回復操作 崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。	
	f．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）の起動準備操作 崩壊熱除去機能喪失の確認後，低圧で注水可能な系統※として，中央制御室からの遠隔操作により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）を起動する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。 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を起動し，緊急用母線を受電する。 ※：本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい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）に期待した評価としている。	・低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい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）に期待した評価としている（※にて注記している）
d．逃がし安全弁による原子炉減圧 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により，主復水器による原子炉減圧ができないため，中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し，かつ，逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。 原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。	g．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作 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）の起動準備操作の完了後，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，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）の 7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施す	・運転手順の違い

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	る。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	
e．高圧炉心注水系による原子炉注水 原子炉圧力が低下するため，原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。 高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，高圧炉心注水系系統流量等である。 原子炉水位回復確認後，原子炉隔離時冷却系は停止する。	ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。 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，燃料域）等である。	
	ｉ．代替循環冷却系の起動操作 格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。 代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。	
f．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	ｊ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，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を用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，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）による原子炉注水を継続する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，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を用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
g．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を継続しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベル等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位である。	格納容器冷却を停止する。 k．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側） 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。 格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）等である。 また，サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。 l．可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作 水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。 m．タンクローリによる燃料補給操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。 n．使用済燃料プールの冷却 使用済燃料プールの冷却を実施する。	
以降，炉心冷却は，高圧炉心注水系による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。	以降，炉心冷却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）を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。	

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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。	2.4.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。 本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。	・東海第二では，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスについても，ＨＰＣＳによる炉心冷却に成功する場合は本事故シーケンスグループに分類し，事象進展及び重大事故等対策に違いがないことから，代表性の観点で重要事故シーケンスを選定している。なお，LOCA 時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷にて LOCA に加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の有効性が確認されている点は同じ。
本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コードMAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。 なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。	・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからＣＨＡＳＴＥコードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
件を以下に示す。 a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。 a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし，本評価では，初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い，その後に高圧炉心注水系による注水に移行し，炉心冷却が継続されることから，外部電源の有無の影響は小さい。 b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては，残留熱除去系の喪失を仮定しており，非常用交流電源設備は使用可能であることから，外部電源の有無によって，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。 b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。 (b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。 (c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m^3/h（8.12～	ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障等により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c)　外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。 ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。 (b)　主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。 (c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。	・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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。 (d) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し，727m^3/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。 (e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。	(d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。 (e)　高圧炉心スプレイ系 原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，最小流量特性（375～1,419m^3／h，注水圧力：0～7.65MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。 (f)　原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉減圧時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）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。 ※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様） (g)　低圧代替注水系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m^3／h，注水圧力：0～2.38MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。	・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定
(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。	低圧代替注水系（常設）と同じ常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m³／h（一定）を用いるものとする。また，サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。	
(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。	(i)　格納容器圧力逃がし装置 サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]において，13.4kg／s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。	
c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した場合に実施する。 (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。 (c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。	ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に実施する。 (b)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。 (c)　格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。	
(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圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.4.2－6 図から第 7.1.4.2－11 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 7.1.4.2－12 図から第 7.1.4.2－14 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.4.2－15 図から第 7.1.4.2－18 図に示す。	(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.4.2-4 図から第 2.4.2-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.2-9 図から第 2.4.2-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プ	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
※2 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。	ール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-15図から第2.4.2-18図に示す。 ※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。	
a. 事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。また，原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムし，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。 再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。 原子炉水位が回復した時点で，残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 1 個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後，原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は，高圧炉心注水系による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水時に，炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され，原子炉が減圧されることにより，ボイド率が一時的に増加し，高出力燃料集合体が一時的に露出する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	ａ．事象進展 給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。 その後，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）を起動し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，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）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。 また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 279kPa［gage］に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点でサプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後にサプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定	・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
b. 評価項目等 原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，第7.1.4.2－12図に示すとおり初期値（約310℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり，15%以下となる。 原子炉圧力は，第7.1.4.2－6 図に示すとおり，7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.37MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約144℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。 第 7.1.4.2－7 図に示すとおり，高圧炉心注水系による注水継続により炉心がおおむね冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約22時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。 b．評価項目等 燃料被覆管温度は，第 2.4.2-9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約309℃）以下にとどまることから，評価項目である1,200℃を下回る。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である15%を下回る。 原子炉圧力は，第 2.4.2-4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。 格納容器圧力は，第 2.4.2-15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約28時間後に最高値の約0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.4.2-16 図に示すとおり，事象発生の約28時間後に最高値の約143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。 第 2.4.2-5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系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）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.4.2-15 図及び第 2.4.2-16 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施時の敷地境界での実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 （添付資料 2.4.2.1） 安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また，代替循環冷却系又は残留熱	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。 以上により，本評価では，「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	
7.1.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。	2.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。	
(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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要事象は，「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の結果を以下に示す。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動に	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 　原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	より確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 　格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	
b. 評価項目となるパラメータに与える影響 　炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 　炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 　原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与	ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 　炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。 　炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 　格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメー	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	タに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	
(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 7.1.4.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(2)　解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.2-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，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 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，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）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定してい	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
機器条件の高圧炉心注水系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	ることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 機器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）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.4.2.2）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。機器条件の高圧炉心注水系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して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。 機器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）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	（添付資料 2.4.2.2）	
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 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 10 時間後であり，格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは，事象発生の約 22 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与え	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する。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 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。 操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
る影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.4.2.2）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間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。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。	操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 310kPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。 （添付資料 2.4.2.2）	
(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約 1 時間であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 16 時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）は，原子炉隔離時冷却系による注水持続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。なお，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり，この場合は更に余裕時間がある。 操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが，過圧の観点で厳しい「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.2.2）	
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。 7.1.4.2.4 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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。 2.4.2.4　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「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において重大事故等対策に必要な要員は，「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 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」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。 また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から時間以内に参集可能な要員の 71 名で確保可能である。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(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（残留熱除去系が故障した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 a. 水源 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 6,200m^3 の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計 12,400m^3 の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^3 及び淡水貯水池に約 18,000m^3 の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。 b. 燃料 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用デ	(2)　必要な資材の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。 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）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,410m^3 の水が必要となる。 水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^3 の水を保有しており，可搬型代替注水大型ポンプを用いて，北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の注水継続が可能である。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。 （添付資料 2.4.2.3） ｂ．燃　料 外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，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による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる給水について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 2.4.2.4） 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，電源供給が可能である。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	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 982kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 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。 （添付資料 2.4.2.5）	
7.1.4.2.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 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，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定	2.4.2.5　結　論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合では，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。 その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。 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」の残留熱除去系が故障した場合において，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，常設低圧代替	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。	注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第 7.1.4.2－1表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	－	【残留熱除去ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	－	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い，原子炉隔離時冷却系の流量が低下し，原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	－	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：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

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（1／5）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が当該起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 ・非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。	－	主蒸気隔離弁 高圧炉心スプレイ系ポンプ 原子炉隔離時冷却ポンプ ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。	－	高圧炉心スプレイ系ポンプ 原子炉隔離時冷却ポンプ

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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第 7.1.4.2－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉スクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却操作を実施する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	－	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い，原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 2）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）		原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）		格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	－	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：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

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（2／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
崩壊熱除去機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，崩壊熱除去機能喪失を確認する。	－	－
残留熱除去系の回復操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプ（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	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	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－

：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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.4.2－1表　「崩壊熱除去系が故障した場合）」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	
		可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準故障発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下すると，原子炉水位低（レベル3）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2段） タンクローリ（4kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2段） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等により原子炉格納容器除熱を実施する。	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：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

第2.4.2-1表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(3／5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・原子炉減圧により常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。	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，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系統流量
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	残留熱除去系海水系 代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 残留熱除去系海水系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：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）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第 7.1.4.2－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉スクラムしたことを確認する。	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	－ 【原子炉隔離時冷却系】 原子炉水位（SA） 原子炉圧力容器 【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽水位（SA）	
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	－ 原子炉水位（SA） 原子炉圧力容器 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）	
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－ 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度	
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	－ 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力	
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い，原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下すると，原子炉水位低（レベル 3）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL） 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽水位（SA）	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL） 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.13MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。	－ 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	

【 】：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

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。	－ 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	ドライウェル圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器冷却	・原子炉満水操作として，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。	－ 格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

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（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第 7.1.4.2－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	－	【残留熱除去ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	－	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い，原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	－	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：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

10－7－1－307

第 2.4.2-1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（5／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・**水源補給**のための可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高浜発水槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

有効性評価上考慮しない操作

2.4.2-36

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）

項目		主要解析条件
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）
	炉心流量	定格流量として設定
	炉心入口温度	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約10℃
	燃料	9×9燃料（A型）
	最大線出力密度	44.0 kW/m
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）
	サプレッション・チェンバ・プール水位	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位の上限値として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）

東海第二発電所

第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／6）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 〔圧力容器ドーム部〕	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から－126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が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
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として，通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/5)

項目		主要解析条件
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
	外部電源	外部電源あり

第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少ないの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，代替淡水貯槽及び水源補給に用いる北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/5)

項目		主要解析条件
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水

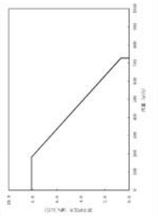
条件設定の考え方

安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定

原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定

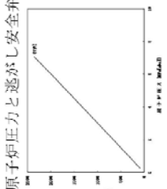
原子炉隔離時冷却系の設計値として設定

高圧炉心注水系の設計値として設定



第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/6)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2個，385.2t／h／個 8.10MPa [gage] ×4個，400.5t／h／個 8.17MPa [gage] ×4個，403.9t／h／個 8.24MPa [gage] ×4個，407.2t／h／個 8.31MPa [gage] ×4個，410.6t／h／個 （原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる 逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）

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 逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]　×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]　×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]　×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]　×4 個，373t/h/個 7.79MPa[gage]　×4 個，377t/h/個 7.86MPa[gage]　×4 個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4／6）

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 高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性 ・注水流量：375～1,419m³／h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の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）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水流量：136.7m³／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている

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（ＲＨＲ故障）

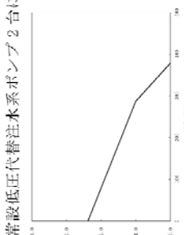
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）

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 逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁1個を開すること による原子炉減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5／6）

項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
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）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 〈原子炉注水単独時〉 最小流量特性（2台） ・注水流量：0～378m³／h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif] 	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性＞
	〈原子炉注水と格納容器スプレイ併用時〉 ・注水流量：230m³／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	サプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	スプレイ流量：130m³／h（一定）	
格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s 〈格納容器圧力310kPa[gage]において〉	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機

第7.1.4.2－2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

東海第二発電所

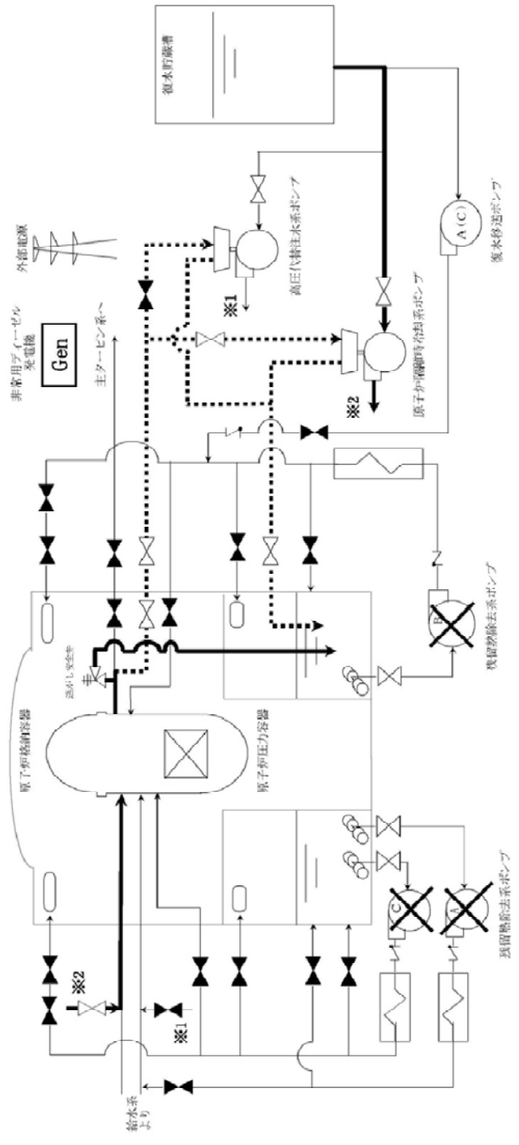
第2.4.2-2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（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）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

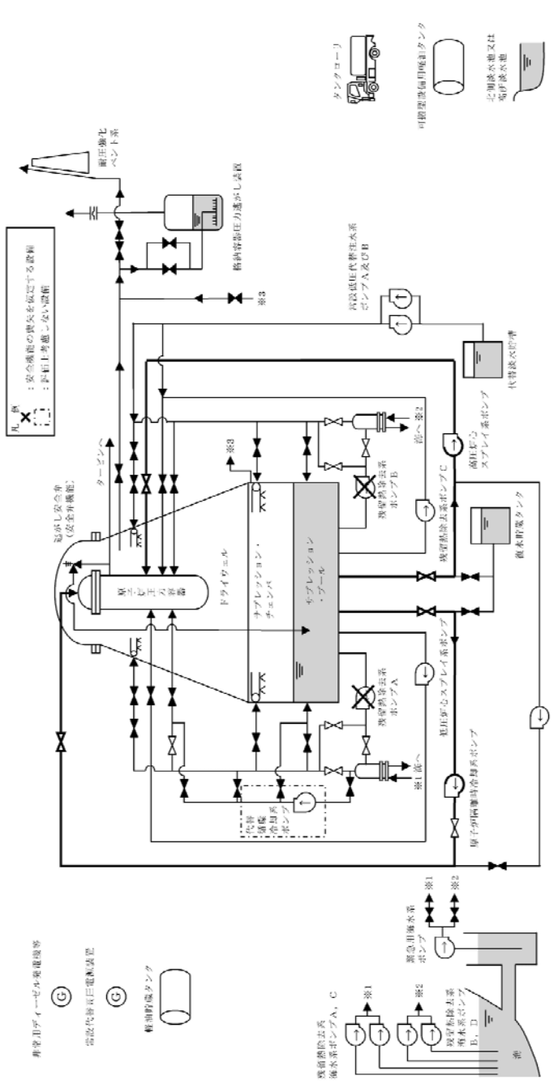
備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第 7.1.4.2－1 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）

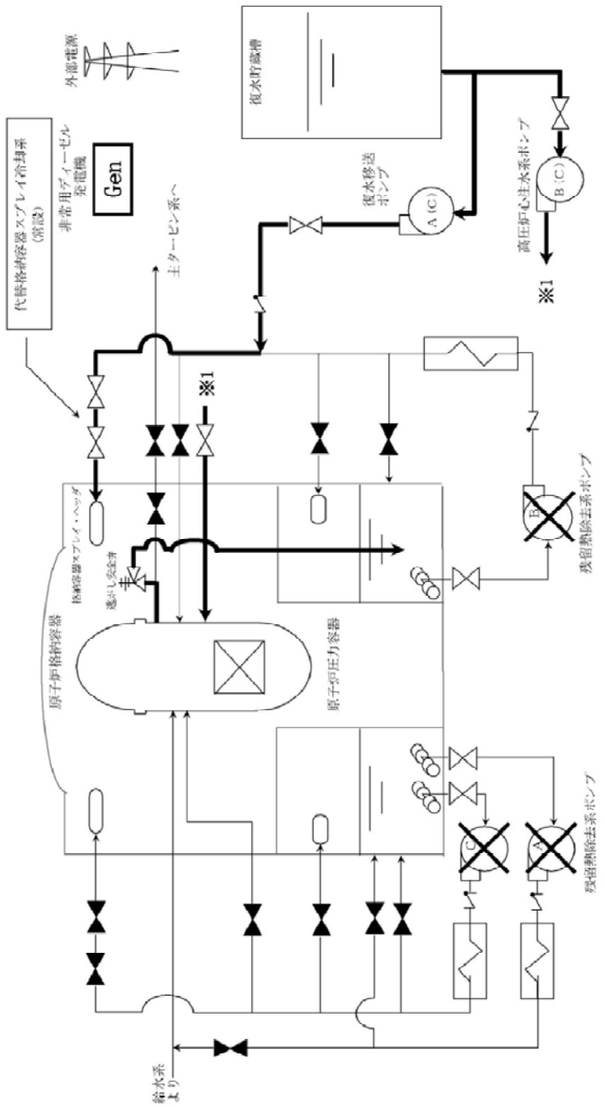


第 2.4.2-1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／4）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

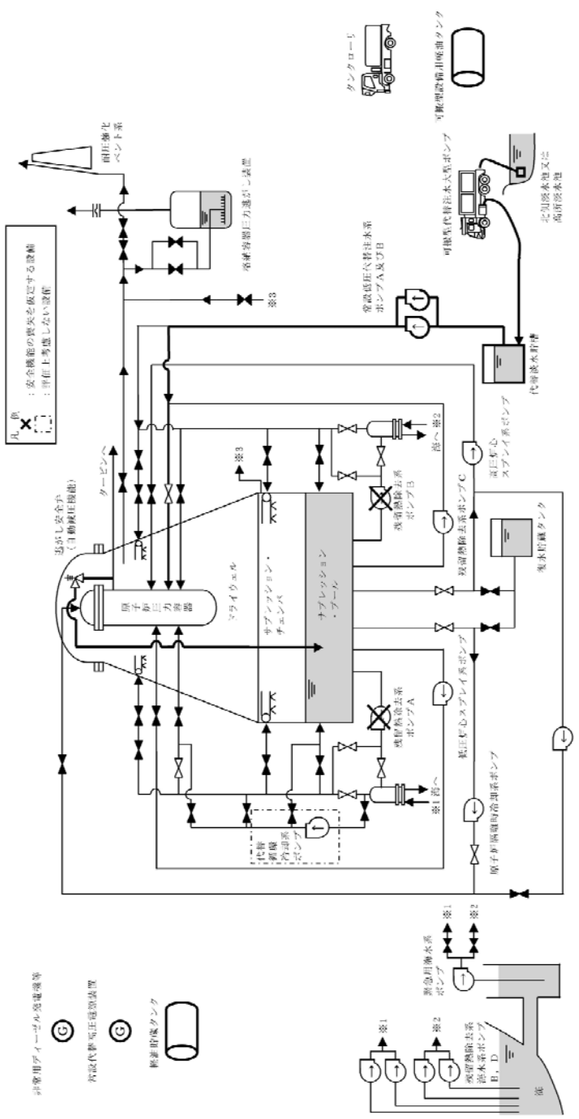
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



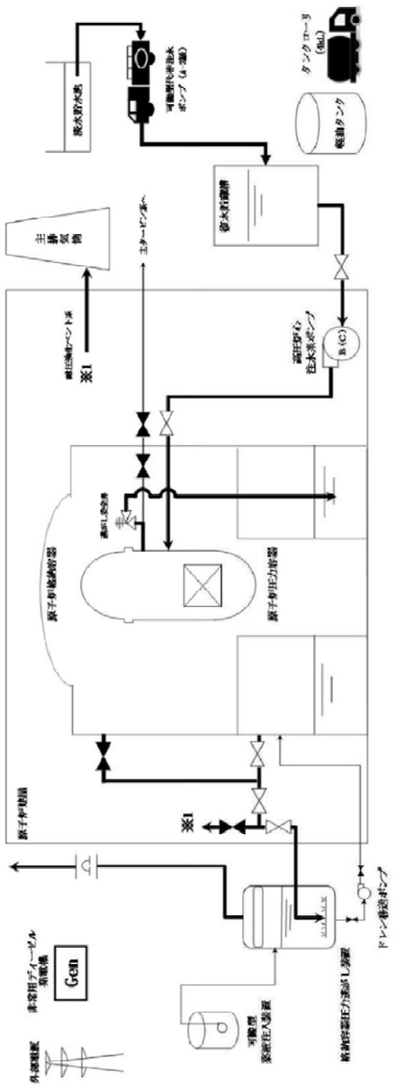
第７．１．４．２－２図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



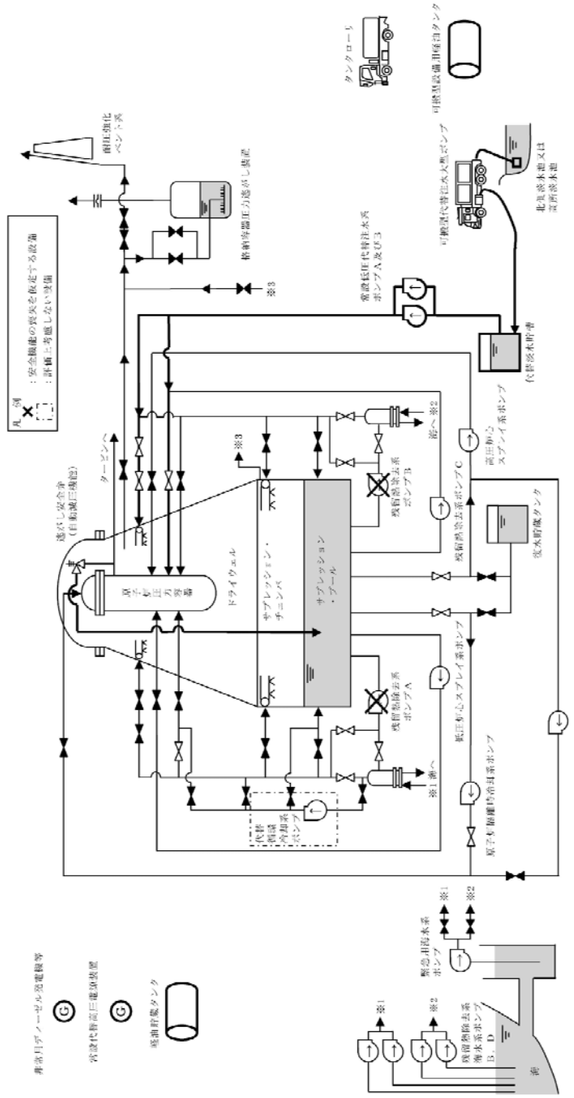
第２．４．２－１図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



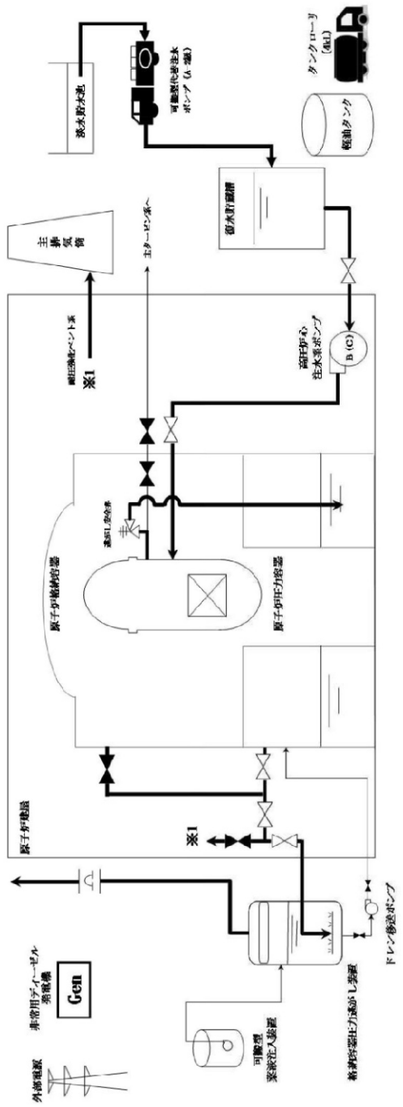
第 7.1.4.2－3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」
の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



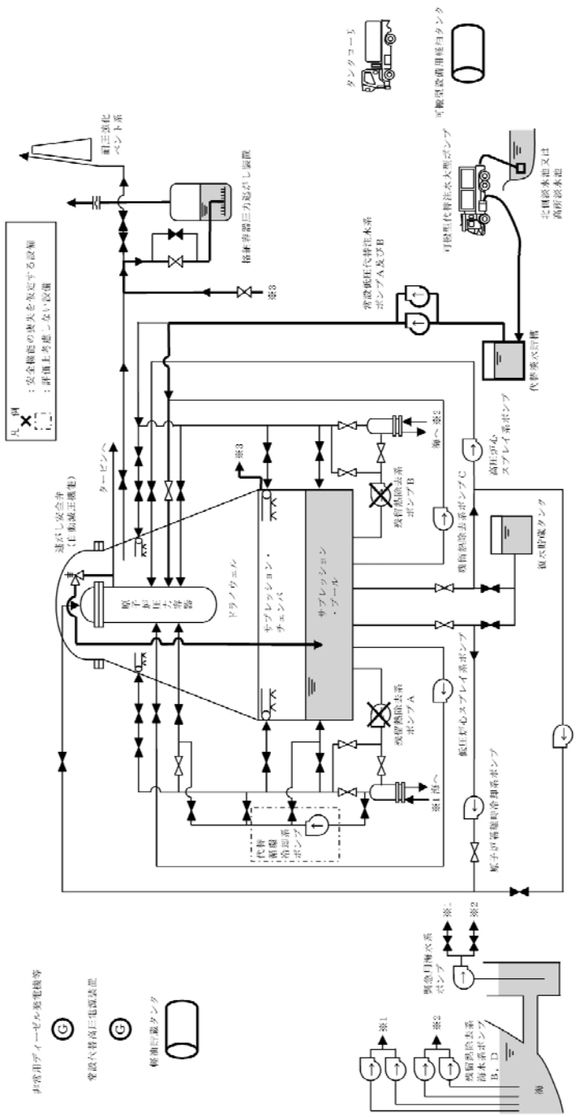
第 2.4.2-1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
前ページと同じ		



第 7.1.4.2－3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」
の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第 2.4.2-1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4／4）
（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
格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器除熱段階）

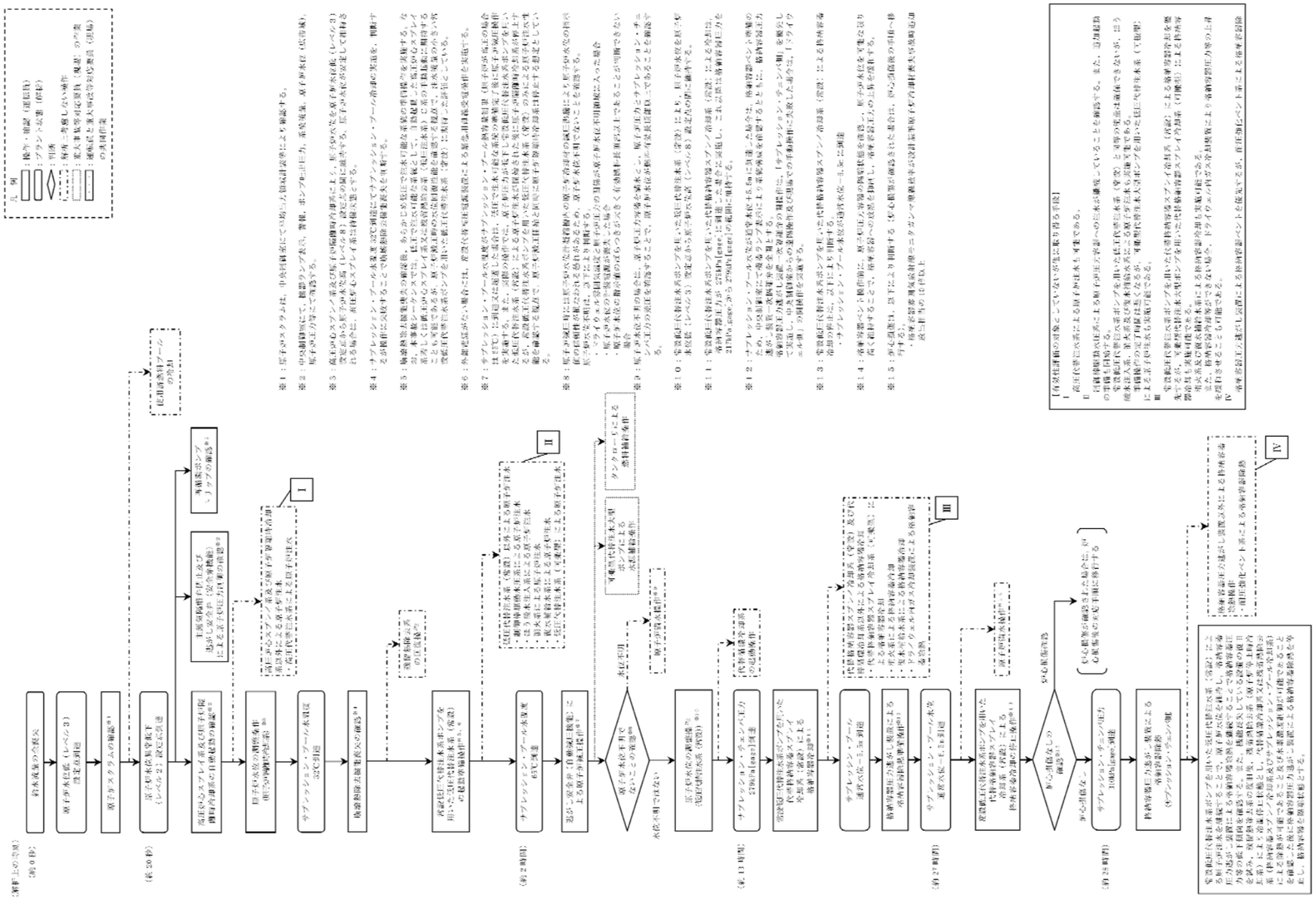
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

第 7.1.4.2－4 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要

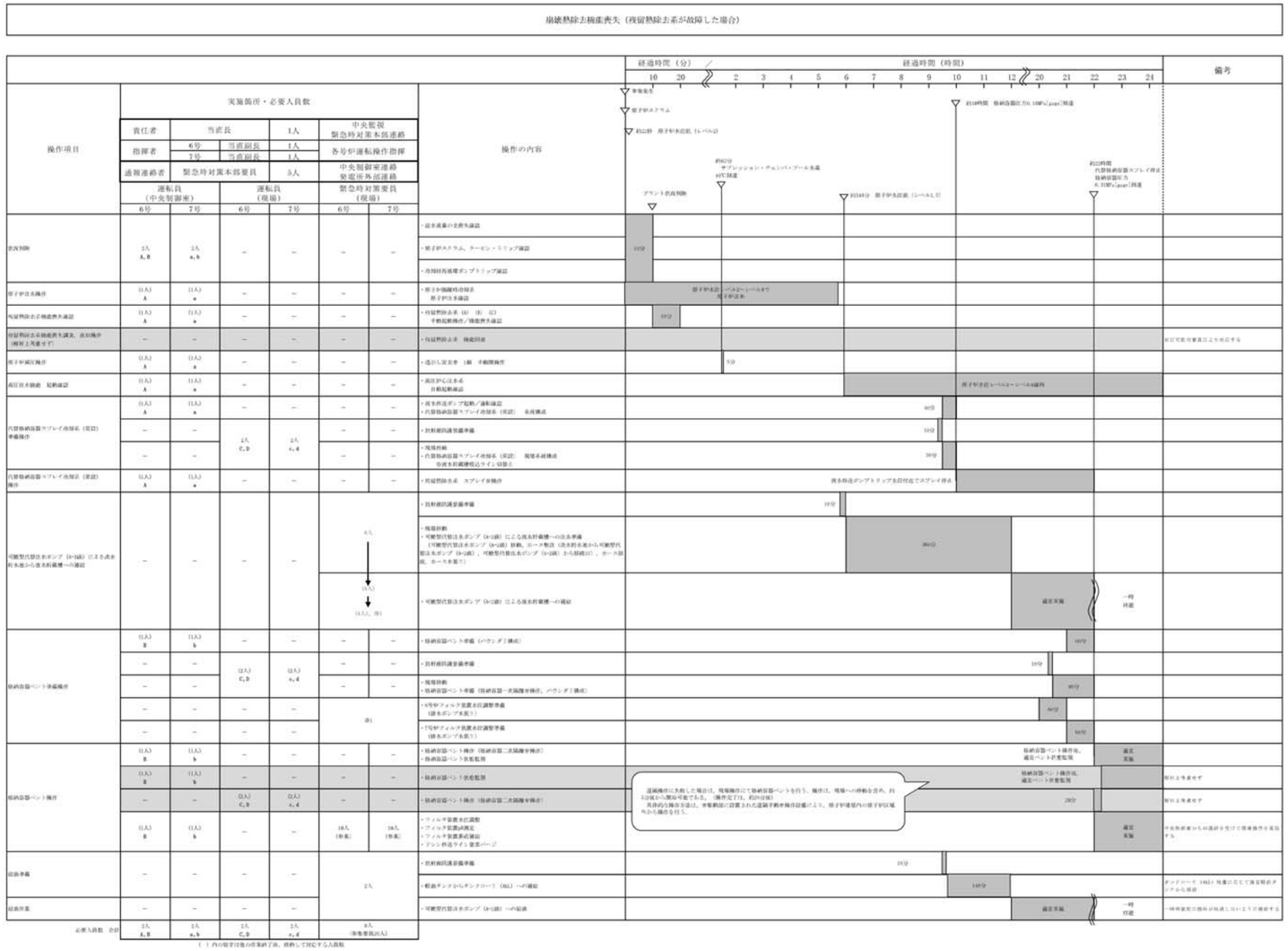
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

東海第二発電所	備　考


凡例
操作・確認（運転員）
プラント応答（時間）
判断
事象・事故等の定義（現象，設備，操作）
重大事故等の定義（現象，設備，操作）
運転員（重大事故等対処要員）の実施作業
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による格納容器除熱
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱
原子炉スクラムの確認※1
原子炉水位低（レベル3）
設定点到達
原子炉スクラム
原子炉水位低（レベル2）設定点到達
原子炉水位異常低下
（レベル2）設定点到達
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧※2
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧※2
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧※2

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考



第 7.1.4.2－5 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

東海第二発電所	備　考

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

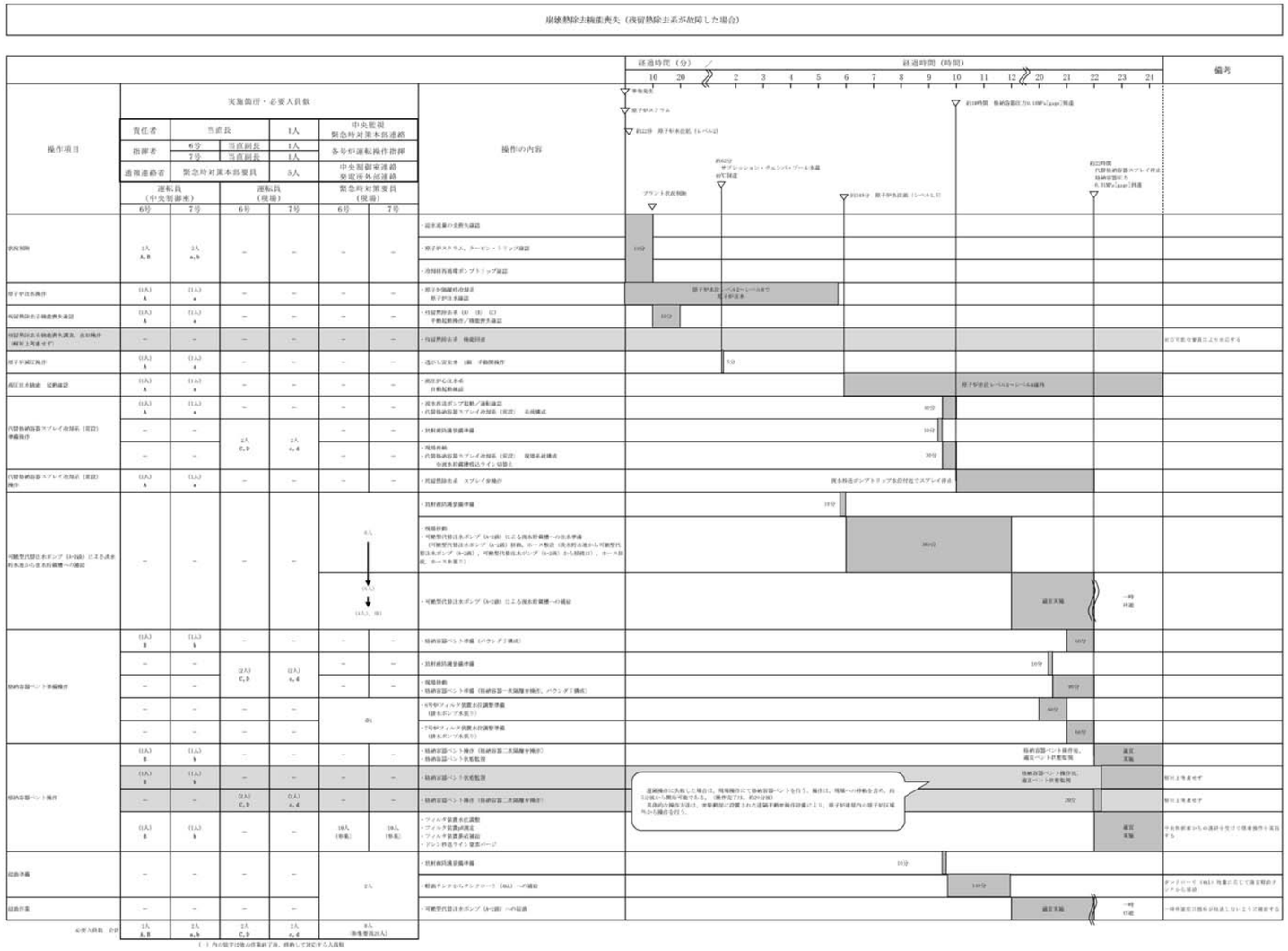
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備考
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）			
					▽事象発生		
					▽原子炉スクラム		
					▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達		
					▽プラント状況判断		
状況判断	2人 A, B	－	－		●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機の自動起動確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系自動起動の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－		●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする	
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－	－		●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）	10分	
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C, D	－		●残留熱除去系の機能回復操作，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】 B	－	－		●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－		●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3分	

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

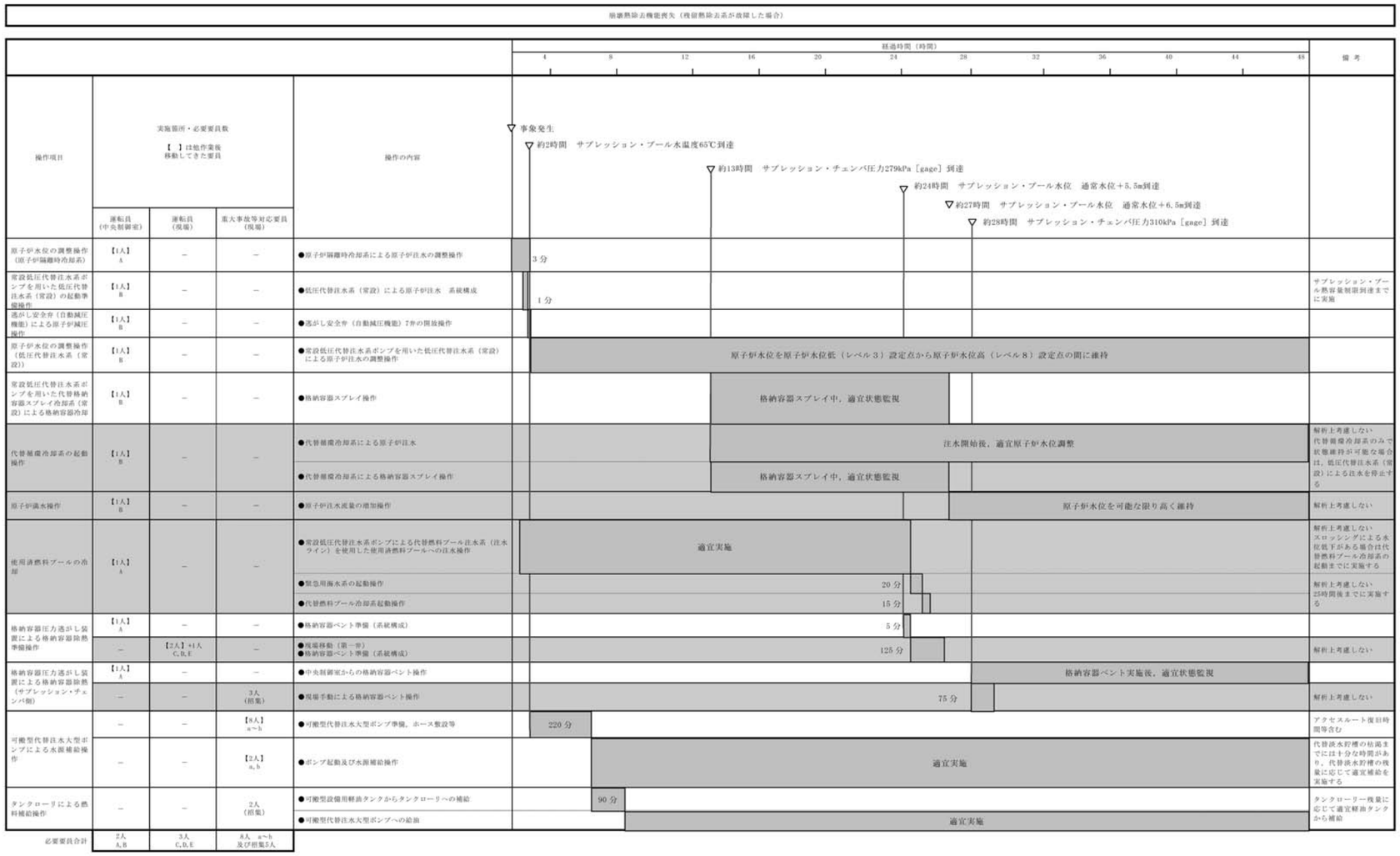
前ページと同じ



第 7.1.4.2－5 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

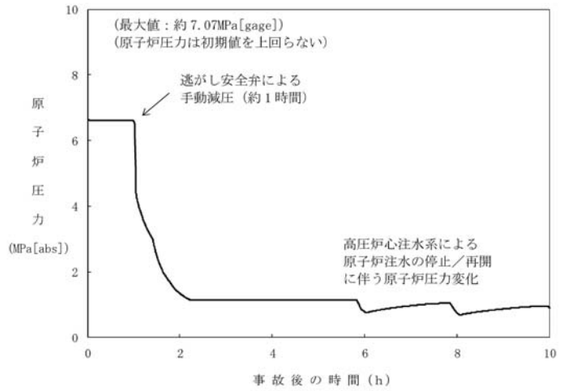
東海第二発電所	備　考



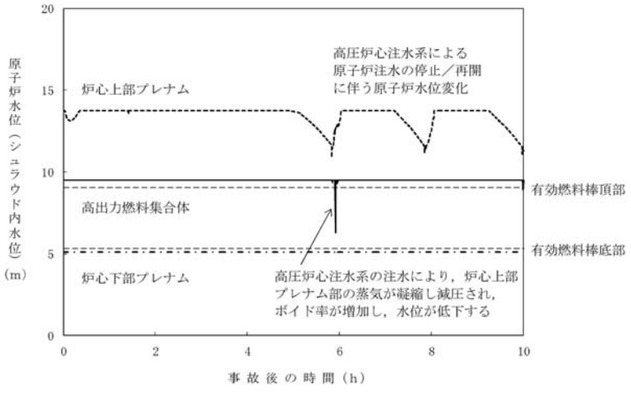
第 2.4.2-3 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2／2）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

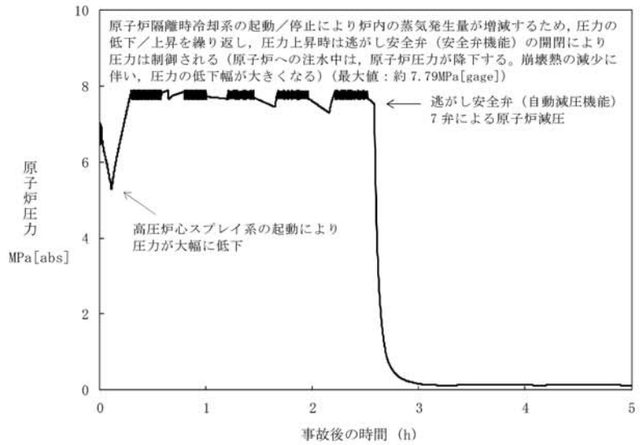
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



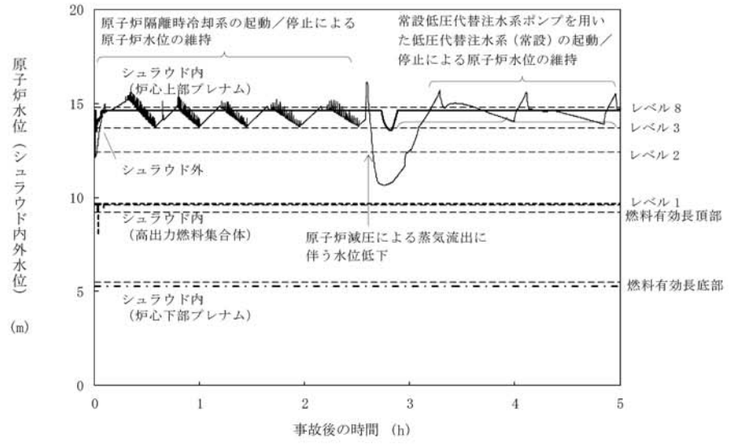
第 7.1.4.2－6 図　原子炉圧力の推移



第 7.1.4.2－7 図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



第 2.4.2-4 図　原子炉圧力の推移

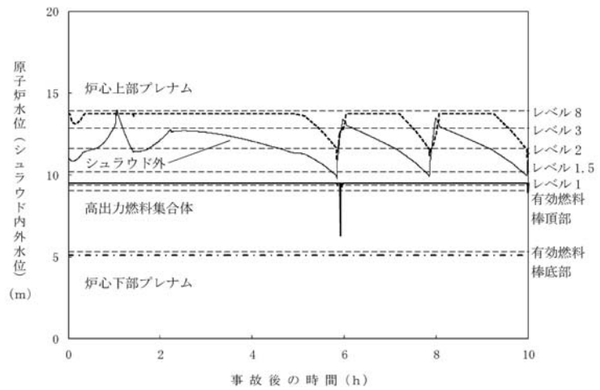


第 2.4.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

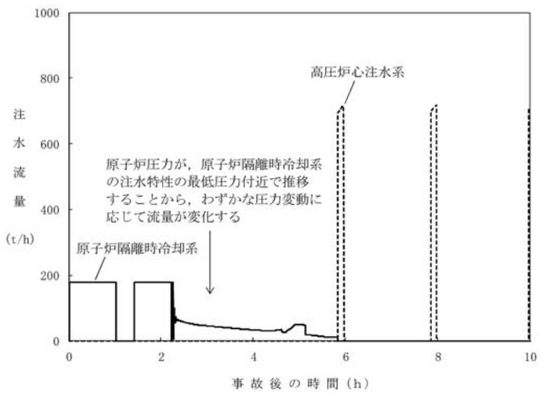
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

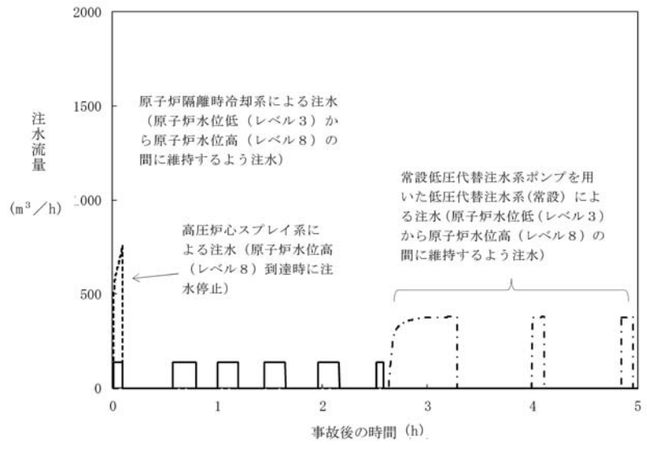
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
		・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。



第 7.1.4.2－8 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



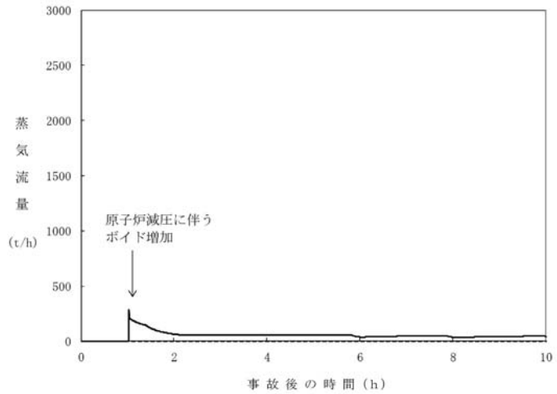
第 7.1.4.2－9 図　注水流量の推移



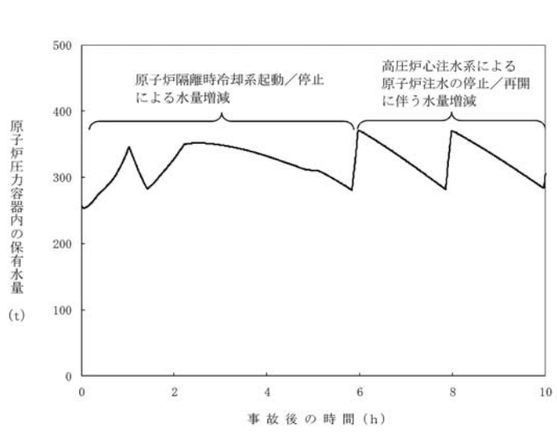
第 2.4.2-6 図　注水流量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

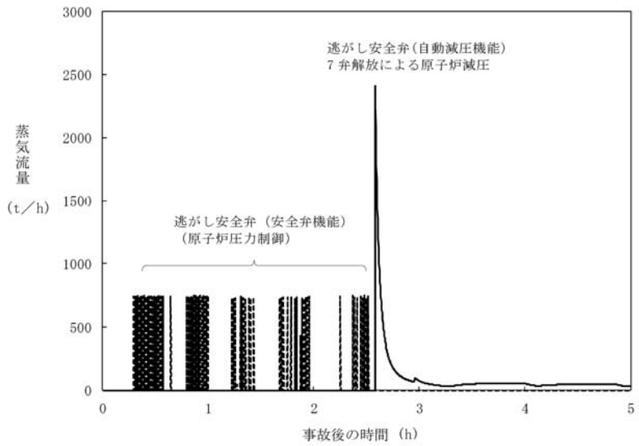


第 7.1.4.2－10 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



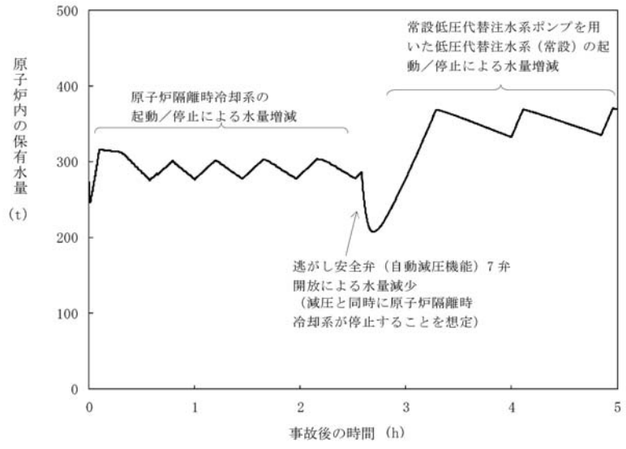
第 7.1.4.2－11 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

10－7－1－422



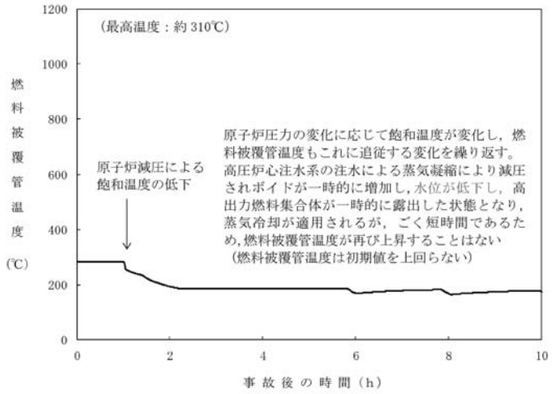
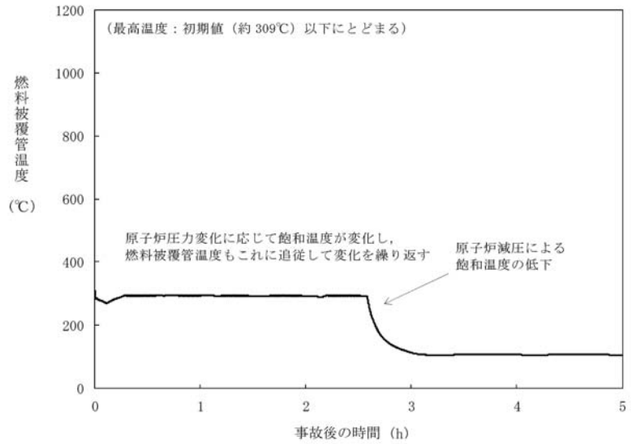
第 2.4.2-7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

2.4.2-51



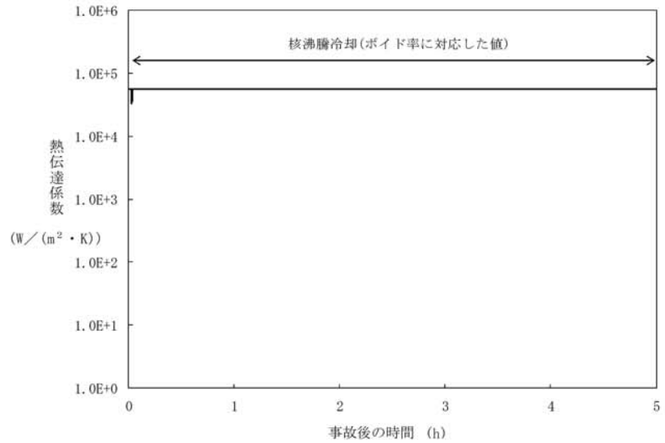
第 2.4.2-8 図　原子炉内保有水量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

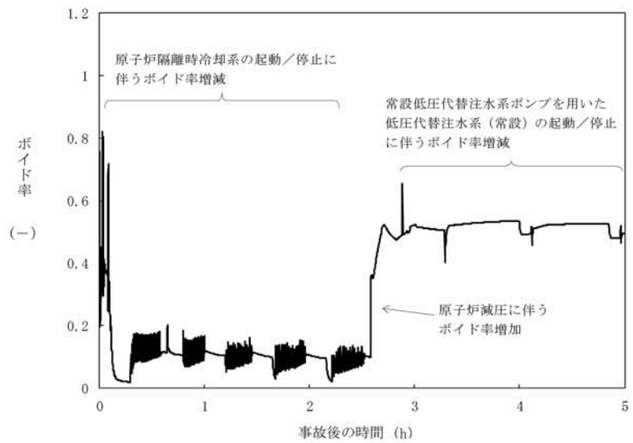
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.4.2－12 図　燃料被覆管温度の推移	 第 2.4.2-9 図　燃料被覆管温度の推移 2.4.2-52	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



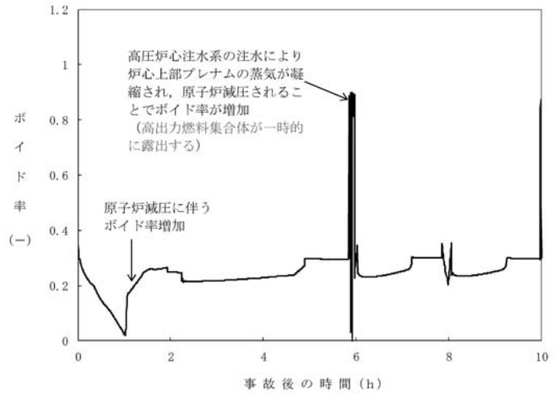
第 2.4.2-10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



第 2.4.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

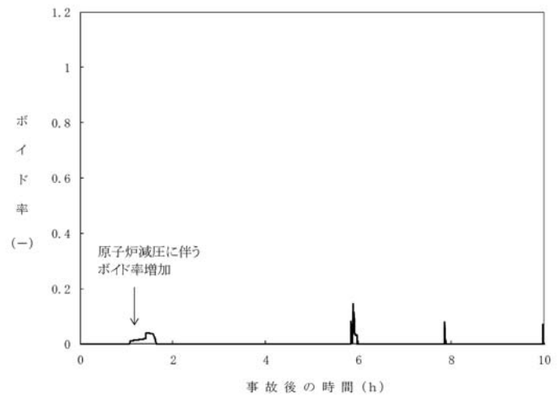
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

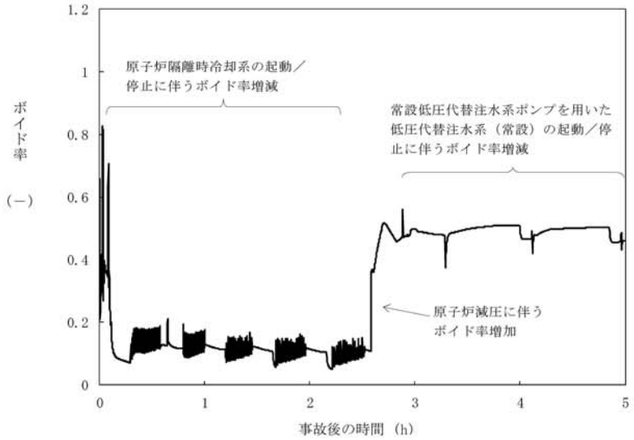


第 7.1.4.2－13 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移

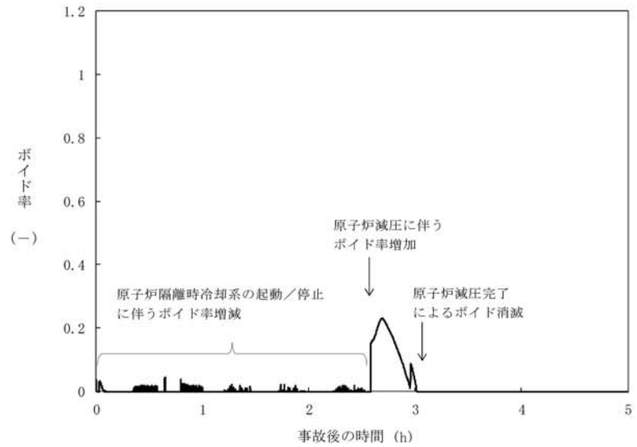
10－7－1－423



第 7.1.4.2－14 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.4.2-12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移

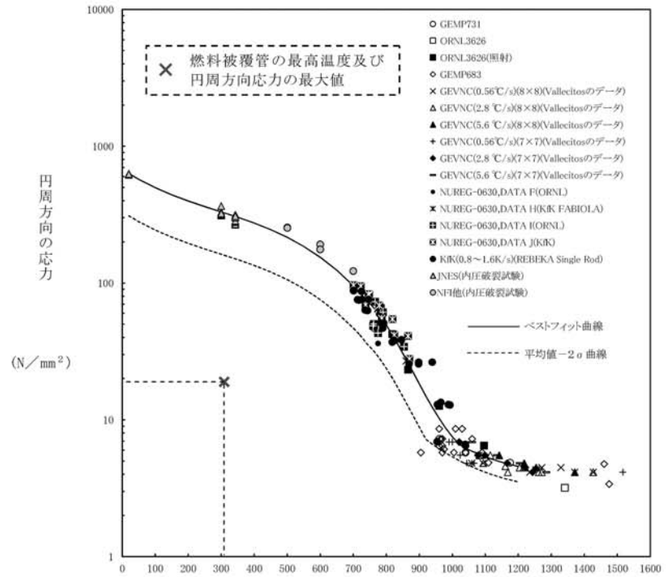


第2.4.2-13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移

2.4.2-54

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

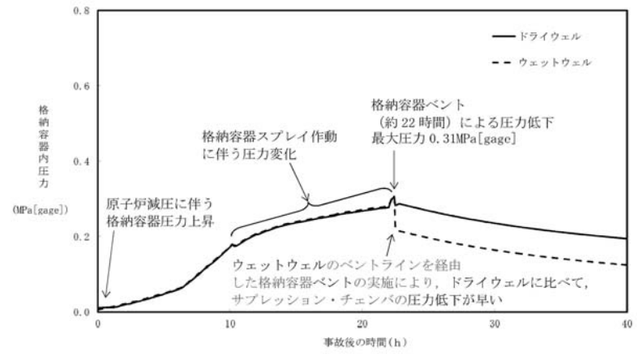
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



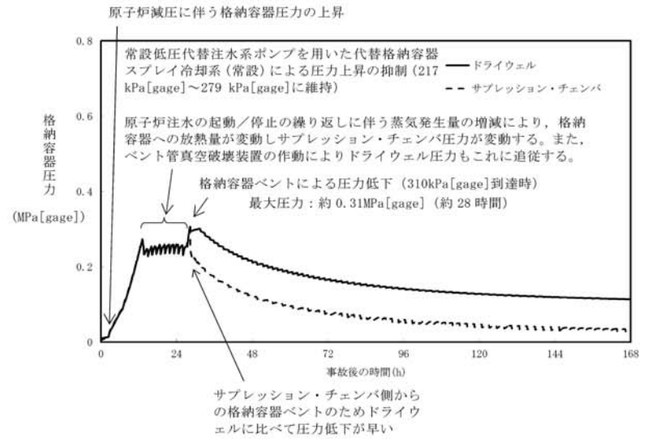
第 2.4.2-14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

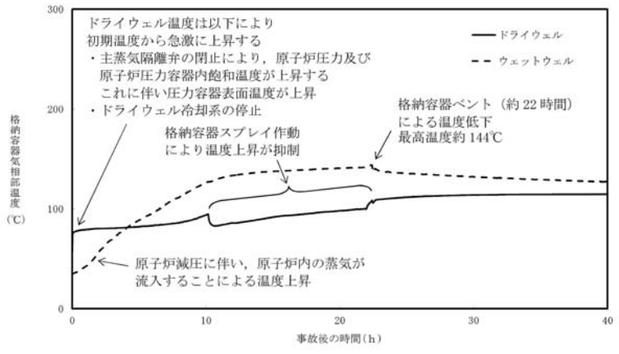


第 7.1.4.2－15 図　格納容器圧力の推移

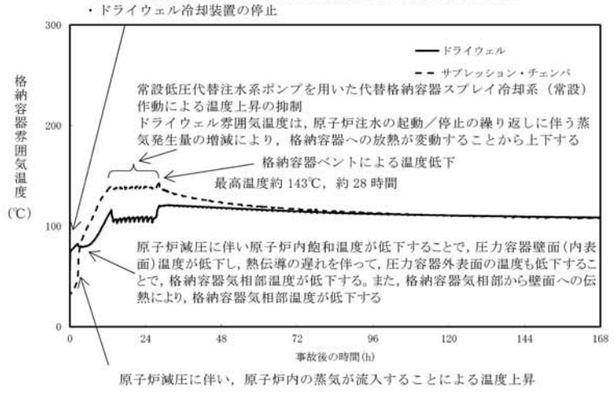


第 2.4.2-15 図　格納容器圧力の推移

10－7－1－424



第 7.1.4.2－16 図　格納容器気相部温度の推移

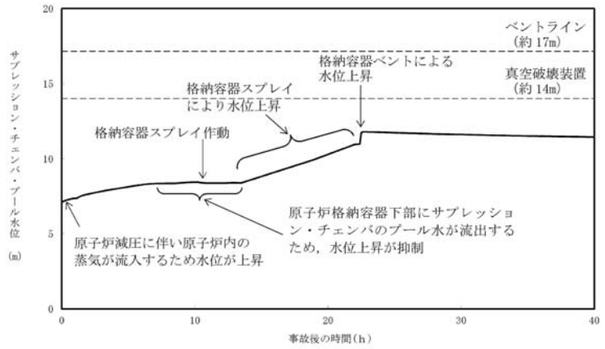


第 2.4.2-16 図　格納容器雰囲気温度の推移

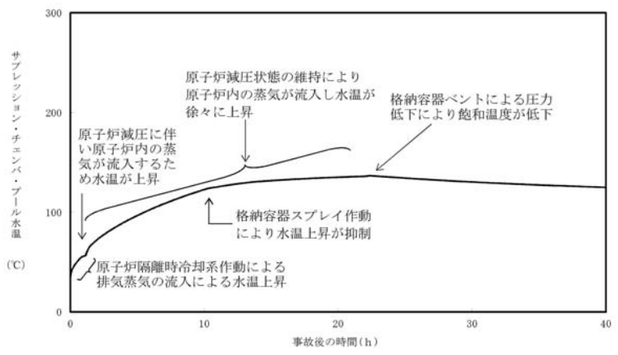
2.4.2-56

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＲＨＲ故障）

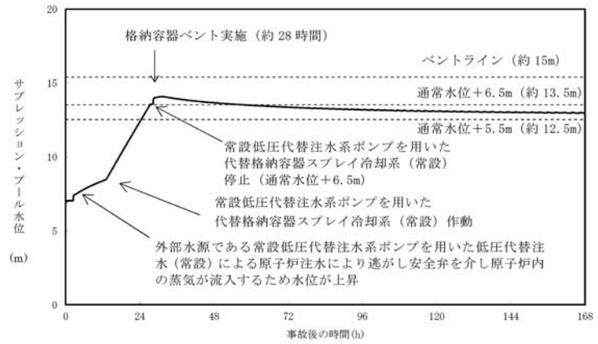
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



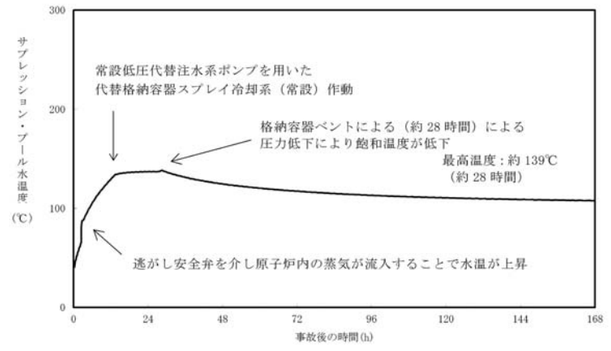
第 7.1.4.2－17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 7.1.4.2－18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 2.4.2-17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2-18 図　サプレッション・プール水温度の推移

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（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.5 原子炉停止機能喪失 7.1.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，③「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「大破断 LOCA＋原子炉停止失敗」である。	2.5　原子炉停止機能喪失 2.5.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (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「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」及び④「大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」である。	・ＰＲＡの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが，実態として相違点はない。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，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，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心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除熱を行い格納容器破損の防止を図る。	・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替制御棒挿入機能又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。 ただし，重要事故シーケンスに対する有効性評価では，保守的に代替制御棒挿入	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備し，原子炉注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いる。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに，重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが，代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に，対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 7.1.5－1 図から第 7.1.5－3 図に，手順の概要を第 7.1.5－4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.5－1 表に示す。	を第 2.5-1 表に示す。	
本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 12 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名(6 号及び 7 号炉兼任)，当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.5－5 図に示す。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 8 名である。初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5-3 図に示す。	・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。
なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，12 名で対処可能である。	なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 8 名で対処可能である。	
a. 原子炉スクラム失敗確認 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。 原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。また，主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし，炉心流量が低下し，原子炉出力が低下する。主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり，給水温度が低下するため，徐々に出力が増加する傾向となる。	ａ．原子炉停止機能喪失の確認 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後，中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが，これにも失敗したことで，原子炉停止機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し，再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。 また，制御棒挿入機能の回復操作を実施する。 原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	・東海第二では，運転手順に従い，自動スクラムの失敗確認後に手動スクラム操作を実施し，これにも失敗した場合に原子炉停止機能喪失と判断する。 ・設備設計の違い
b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。	ｂ．高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等 主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉で発生した蒸気が，逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。 主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され，同時に給水加熱喪失となり給水温度が低下することで，原子炉出力は徐々に上昇する。このため，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させ，原子炉出力を抑制する。 また，復水器ホットウェル水位の低下に伴い，給復水系は全停となり，原子炉	
c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。なお，ここでの原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 2）で再循環ポンプ 6 台がトリップし，炉心流量が低下し，原子炉出力が低下す		

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
る。この後は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低（レベル 1.5）以上に水位を維持する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び各系統の流量指示等である。	水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，高圧炉心スプレイ系系統流量等である。	
d. 自動減圧系の自動起動阻止 ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号と原子炉水位低（レベル 1）信号の両方が 30 秒継続した場合であって，高圧炉心注水系又は低圧注水系のポンプが 1 台以上運転している（各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている）場合，自動減圧系が自動起動する。原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお，自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により，代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	c．自動減圧系等の作動阻止操作 原子炉が自動減圧され，低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し，正の反応度が印加されることを防止するため，原子炉停止機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお，自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。 自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。	
e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作 原子炉スクラムの失敗を確認後，ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により，中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。 原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタ等である。	d．ほう酸水注入系の起動操作 原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつ，サプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また，中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は，平均出力領域計装，サプレッション・プール水温度等である。 ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。 原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装等である。	・運転手順の違い
f. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇する。サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃を超えて上昇する場合，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量及びサプレッション・チェンバ・プール水温度である。	e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱 原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで，サプレッション・プール水温度は上昇する。このため，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却運転を開始し，格納容器除熱を開始する。有効性評価においては，事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するため，手順に従い，ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度，残留熱除去系系統流量である。 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。 ｆ．原子炉水位の調整操作 ほう酸水の注入に伴い，原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また，原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。また，ほう酸水の全量注入完了を確認した後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。 原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），起動領域計装等である。 ｇ．使用済燃料プールの冷却 使用済燃料プールの冷却を実施する。	・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載
以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	以降，炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。	
7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく，原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。	2.5.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また，本事故シーケンスでは，原子炉水位が高めに維持され，炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として，評価上，重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。 なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出により，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，これらの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており，また，この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

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では，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（ボイド・ドップラ/ボロン），崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化，気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），ほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コード REDY，単チャンネル熱水力解析コード SCAT により中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	本重要事故シーケンスでは，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応度），崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードＲＥＤＹ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴにより中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・プール水温，格納容器圧力等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.5－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.5-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。	
a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。 (b) 安全機能等の喪失に対する仮定 a）原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。 b）手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。 c）代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。 (c) 評価対象とする炉心の状態 評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。 これは，本評価では，サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを	ａ．初期条件 (a)　炉心流量 初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t／h（85%）を設定する。 ｂ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。 (b)　安全機能等の喪失に対する仮定 1)　原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。 2)　原子炉手動スクラムには期待しないものとする。 3)　代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。 (c)　評価対象とする炉心の状態 評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，原子炉出力の観点で厳しくなる。	・東海第二では，原子炉出力の観点で厳しい条件として，初期炉心流量を保安規定の運転上の制限における下限値（85%F）を設定

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
考慮してサイクル末期として設定したものである。 (d) 外部電源 外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。	（添付資料 2.5.1） (d)　外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しくなる。	
b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，最も短い時間として設計値の下限である 3 秒とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。	
(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は，原子炉圧力高（7.48MPa[gage]）又は原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台がトリップし，原子炉水位低（レベル 2）信号により残り再循環ポンプ 6 台がトリップするものとする。なお，4 台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの回転速度を 5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については，保守的に使用できないものと仮定する。 また，再循環ポンプが 2 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。	(b)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）又は原子炉水位異常低下（レベル２）信号により，再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。 また，原子炉出力が 35%以上で，再循環ポンプがトリップした場合に作動する選択制御棒挿入については，作動しないものとする。	
(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁（18 個）は，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。	(c)　逃がし安全弁 原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，逃がし安全弁（18 弁）は，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	
	(d)　高圧炉心スプレイ系 ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号により自動起動し，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145～1,506m^3／h，注水圧力：0～8.30MPa[dif]※）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は，炉心に冷水が大量に注水され，原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。	・東海第二では、原子炉水位が高めに維持され，原子炉出力の観点で厳しい条件としてポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定。なお，原子炉隔離時冷却系については，一定の注水流量に制御される。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）	
(d) 電動駆動給水ポンプ 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また，復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップするものとする。		・東海第二では，「(3)　有効性評価の結果」において，事象進展と合わせて説明
(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル 2）又はドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。	(e)　原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m³／h（原子炉圧力 1.04～7.86MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。	
(f) 高圧炉心注水系 高圧炉心注水系は原子炉水位低（レベル 1.5）又はドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）で自動起動し，182～727m³/h（8.12～0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。		
(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10 分間が経過した時点で手動起動し，190L/min の流量及びほう酸濃度 13.4wt%で注入するものとする。	(f)　ほう酸水注入系 注入流量 163L／min 及びほう酸濃度 13.4wt％にて注水するものとする。	
(h) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において）とする。	(g)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系） 伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 53MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）とする。	
c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	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) 自動減圧系の自動起動阻止操作 原子炉が停止できない場合にドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止するため，自動減圧系の自動起動阻止を手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。	(a)　自動減圧系等の作動阻止操作は，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生 4 分後に実施する。 （添付資料 2.5.2）	・東海第二では操作時間の積み上げに基づいた操作条件を設定
(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作 本評価では，ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10 分間が経過した時点で手動起動することとしている。残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）は，サプレッション・チェンバのプール水の平均温度が 49℃	(b)　ほう酸水注入系の起動操作は，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 6 分後に実施する。 (c)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
に到達することをもって実施することとしており，サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した時点から，10 分間が経過した時点で残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を手動起動することとしている。	事象発生の約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから，これに操作に要する時間を考慮して，事象発生 17 分後に実施する。	
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心注水系流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※1，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管温度，熱伝達係数及びクオリティの推移を第 7.1.5－6 図から第 7.1.5－20 図に，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を第 7.1.5－21 図に示す。 ※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド外の水位を示す。	(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18 図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。 ※：非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。	
a. 事象進展 主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後，主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの，この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約 730℃まで上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ 4 台がトリップする。なお，本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号（7.48MPa[gage]）で作動する。 主蒸気隔離弁の閉止により，タービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが，再循環ポンプの回転速度が最低となり，炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは，主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため，給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約 1,060℃まで上昇する。 逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサプレッション・チェンバへ流入するため，サプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し，事象発生から約 24 秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。あわせて格納容器圧力も上昇するため，事象発生から約 34 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに，	a．事象進展 主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後，原子炉自動スクラム信号が発信するが，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで，燃料被覆管の温度が約 872℃まで上昇する。事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップする。なお，本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号にて作動する。 また，タービン駆動給水ポンプはトリップし，電動駆動給水ポンプが自動起動することで，給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は，再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが，給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し，燃料被覆管温度が一時的に上昇するが，初期のピーク温度（872℃）未満となる。 原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁（逃がし弁機能）を介してサプレッション・プールに流入するため，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し，事象発生の約 57 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また，事象発生の約 85 秒にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し，この後も上昇傾向が継続する。	・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し，事象発生から約 43 秒後にサプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達し，その後も上昇傾向が継続する。 事象発生から約 173 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため，原子炉水位が低下し，事象発生から約 191 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の再循環ポンプがトリップする。 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため，炉心は冠水維持される。 事象発生から約 11 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後），手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時に（サプレッションプール水温高到達から 10 分後）残留熱除去系ポンプ 3 台によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後，中性子束は徐々に減少し，臨界未満に至る。これに伴い，原子炉出力の上昇が抑制されるため，原子炉水位は上昇し，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により，原子炉水位低（レベル 1.5）以上に原子炉水位を維持する※2 とともに，サプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。 ※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル 1.5）以上に原子炉水位を維持する。	事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し，事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給水系による原子炉注水の停止後は，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される。また，原子炉隔離時冷却系は，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが，その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。 事象発生の 6 分後にほう酸水注入系を起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し，原子炉水位は徐々に上昇するため，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。 事象発生の 17 分後に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）2 系統による格納容器除熱を開始する。	
b. 評価項目等 燃料被覆管の温度は，第 7.1.5－11 図に示すとおり，給水加熱喪失の状態によって出力が増加し，沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく，事象発生から約 176 秒で最高の約 1,060℃に到達するが，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，15%以下となる。 原子炉圧力は，第 7.1.5－9 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 8.92MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 9.22MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 また，ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが，それぞれ約 0.19MPa[gage]，約 113℃以下に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	ｂ．評価項目等 燃料被覆管温度は，主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり，再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウェットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり，事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが，評価項目である 1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。 原子炉圧力は，第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.49MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。 格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は，第 2.5-19 図に示すとおり，ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し，原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが，それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]，約 115℃以	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し，臨界未満に至る。その後は，原子炉水位及びサプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。	下となり，評価項目である最高使用圧力の２倍（0.62MPa[gage]）及び200℃を下回る。 ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。 （添付資料2.5.3）	
本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	安定状態が確立した以降は，制御棒の挿入機能を復旧し，原子炉を減圧した後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。 以上により，本評価では「1.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	
7.1.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 原子炉停止機能喪失では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，自動減圧系の自動起動阻止操作，ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。	2.5.3　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は，原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され，逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により格納容器除熱を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止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，自動減圧系等の作動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱とする。	
(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。	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。	
a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードでは燃料ペレット	ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレット	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
と燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPR に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な値を用いているため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く，ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未満までの時間が早くなるが，ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	と燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「ＳＬＭＣＰＲ」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるが，ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 2.5.4）	
b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高めに評価するため，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
きくなる。なお，燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。	棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウェット時刻は遅く評価されるが，更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても，第 2.5-19 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1060℃であり，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの評価項目を満足する。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，評価項目を満足する。	・記載箇所の違い
炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があり，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，ＳＬＭＣＰＲを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，臨界未満までの時間を遅く評価し，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.5.4，2.5.5）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.5－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.5-2 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。解析条件の設定にあたっては，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 初期条件の炉心流量は，解析条件の 52,200t/h（定格流量（100%））に対して最確条件は定格流量の約 91%～約 110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり，事象進展に影響を与え，運転員等操作時間に影響を与える。よって，炉心流量が少ない場合（定格流量の 90%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 初期条件の最小限界出力比は，解析条件の 1.22 に対して最確条件は 1.30 以上で	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060ｔ／h（定格流量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが，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。 初期条件の最小限界出力比は，解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は	・東海第二では，ベースケースにて保安規定の運転上の制限における下限流量を設定している。 ・東海第二では，運転管理に用いてい

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
あり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，解析条件よりも大きくなるため，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	る限界出力比指標にて記載しているが，内容は同じ。
初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せとした場合においても，プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「追補２．Ⅲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。	初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，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。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，事象進展に与える影響が小さいことを確認している（「付録３　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第３部　ＲＥＤＹ）」）。	・東海第二では動的ボイド係数及び動的ドップラ係数について，同じ段落で記載しているが，内容は同じ
初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「追補２．Ⅲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。		
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 4.5 秒以下であり，解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが，事象発生からごく短時間での動作であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されるが，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。 機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 ※：限界出力比指標は，実際の運転管理に用いる指標であり，最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり，この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。 （添付資料 2.5.4，2.5.6）	・東海第二では，ベースケースにて原子炉水位が高めに維持され原子炉出力の観点で厳しい条件としてポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は，解析条件の 52,200t/h（定格流量（100%））に対して最確条件は定格流量の約 91%～約 110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により，評価項目となるパラメータに影響を与える。よって，炉心流量が少ない場合（定格流量の 90%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 初期条件の最小限界出力比は，解析条件の 1.22 に対して最確条件は 1.30 以上であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060 t ／h（定格流量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の最小限界出力比は，解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが，その影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合せとした場合においても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「追補２．Ⅲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。 初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「追補２．Ⅲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」）。	初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せと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が小さいことを確認している（「付録３　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第３部　ＲＥＤＹ）」）。	
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，第 7.1.5－22 図から第 7.1.5－26 図に示すとおり，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず，原子炉出力が低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。	事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は，第 2.5-21 図から第 2.5-24 図に示すとおり，外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 4.5 秒以下であり，解析条件の不確かさとして，主蒸気隔離弁の閉止	機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，初期の原子炉出力上昇が小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プールの最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動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。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.5.4，2.5.6，2.5.7）	
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 操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位低（レベル 1）到達後 30 秒以内を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため，操作開始時間は変動し得るが，本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は 2 名で対応することから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	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する。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 操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 4 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
操作条件のほう酸水注入系運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後を設定している。 運転員等操作時間に与える影響として，状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を想定しているが，ほう酸水注入系の起動操作は，制御棒挿入失敗が確認され次第，再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に速やかに実施する手順となっていること，また，本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注入開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作と重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 6 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。	
操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達後 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて，状況把握の時間及び操作時間に時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 17 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。 （添付資料 2.5.4）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件のほう酸水注入系運転操作は，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなり，その場合，格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管温度は，ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 2.5.4）	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(3) 感度解析 解析条件の不確かさとして，初期条件の炉心流量が少ない場合には，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて炉心流量を定格流量の 90%とした感度解析を行う。その結果，第 7.1.5－27 図から第 7.1.5－31 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,080℃となり，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1,060℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 3%以下であり，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 2%以下に比べて上昇するものの，15%を下回っている。また，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 9.12MPa[gage]※3 であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお，その他の評価項目である，燃料被覆管の酸化量，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温については，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。 解析コードにおける重要現象の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達が小さい場合には，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果，初期条件の炉心流量が定格流量の場合には，第 7.1.5－32 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,150℃であり，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 1,060℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4%以下であり，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 2%以下に比べて増加するものの，15%を下回っている。また，初期条件の炉心流量が少ない場合（定格流量の 90%）には，第 7.1.5－33 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,180℃であり，リウェットを考慮した場合における最高温度約 1,080℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 5%以下であり，リウェットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの 3%以下に比べて上昇するものの，15%を下回っている。 ※3 解析コードによる評価結果を示す。一方，「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」では，原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合，その最高値は，原子炉圧力の最高値（8.97MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.27MPa となるが，この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。		・東海第二では，(1)及び(2)の中で同様の内容を記載

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(4) 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。 操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については，自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも，自動減圧系の作動による原子炉減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには，低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまで約 160 秒の時間があり，この間に自動起動阻止操作及び開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき，実際にはこの間についても操作時間として確保できることから，時間余裕がある。運転状態の原子炉圧力（約 7MPa）から逃がし安全弁 8 個で減圧する場合について，同操作を実施している「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，原子炉圧力（第 7.1.1－6 図参照）は逃がし安全弁 8 個による減圧開始後約 160 秒で約 2MPa まで低下している。このことから，自動減圧系の作動により逃がし安全弁 8 個による減圧が開始された場合であっても，減圧開始から約 160 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで，低圧注水系による原子炉注水を防止できる。 ほう酸水注入系運転操作は，手順上，事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は，主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが，事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも，格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため，10 分以上の操作時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については，サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報の発報から 10 分程度あり，操作時間が確保できることから，時間余裕がある。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については，解析上，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり，この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで，原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について，同じ操作を実施している「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって，合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕がある。 操作条件のほう酸注入系の起動操作は，仮に操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，仮に操作が遅れた場合，格納容器除熱の開始が遅れることで，サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，サプレッション・プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。 （添付資料 2.5.4，2.5.8）	・東海第二では，時間積み上げに基づき操作条件を設定していることから，操作開始時の S/P 水温度上昇率から時間余裕を評価している。
(5) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 (2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 a. 水源 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については，事象発生初期に復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。 b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,519kL）。 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。 c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給	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。 2.5.4　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「原子炉停止機能喪失」において重大事故等対策に必要な要員は，「2.5.1(3)　炉心損傷防止対策」に示す通り 8 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員 の 39 名で対処可能である。 (2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。 a．水　源 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の注水継続が可能である。 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，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル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，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
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。		
7.1.5.5 結論 　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失し，反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また，重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの，原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能，手動での原子炉スクラムの手段を整備している。 　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。 　上記の場合においても，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 　その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 　解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。なお，解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており，いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。 　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，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重	2.5.5　結　論 　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで，最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備し，原子炉注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いる。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。 　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。 　上記の場合においても，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。 　その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。 　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 　重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。 　以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プ	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。	ール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。	

第 7.1.5－1 表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

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
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位(SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお，自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により，代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	－	サプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

10－7－1－313

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・原子炉自動スクラム失敗の確認後，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで，原子炉停止機能喪失を判断する。 ・原子炉圧力高信号によりＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。 ・対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

2.5-29

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

東海第二発電所

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.5－1表　「原子炉停止機能喪失」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
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	－
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の手動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップすると，これにより給水流量が全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽水位（SA）	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替燃料プール冷却系
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を維持する	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）	高圧代替注水系 復水貯蔵槽
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお，自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により，代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位	自動減圧系の起動阻止スイッチ
ほう酸水注入系による原子炉未臨界維持	ほう酸水注入系を中央制御室からの選択操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	ほう酸水注入系
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	中央制御室からの選択操作により残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。	サプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】	－

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

第2.5-1表　原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（2／4）

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
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	・ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後，復水器ホットウェル水位低下により，給復水系が全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。	ドライウェル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 平均出力領域計装 起動領域計装	－

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.5－1表　「原子炉停止機能喪失」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
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	－
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）により，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給復水ポンプがトリップすると，これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽水位（SA）	－ 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替淡水貯槽
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を維持する	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）	－
自動減圧系の自動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され，出力の急増な上昇に繋がる可能性があるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお，自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により，代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位	－ 自動減圧系の起動阻止スイッチ
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの選択操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	－ ほう酸水注入系
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	中央制御室からの選択操作により残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。	サプレッション・チェンバ・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】	－ 【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】

【　】：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

第2.5-1表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	・ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後，復水器ホットウェル水位低下により，給復水系が全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系 ドライウェル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 高圧炉心スプレイ系統流量 原子炉隔離時冷却系統流量 平均出力領域計装 起動領域計装	－

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（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

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

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

10－7－1－313

第 2.5-1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（4／4）

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（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 ・サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量
原子炉水位の調整操作	・ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで，原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。 ・ほう酸水の全量注入完了の確認後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系	－	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

2.5-32

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.5－2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(1/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：REDY	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52.2×10⁶t/h	定格炉心流量として設定
	主蒸気流量	7.64×10⁶t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	215℃	初期温度215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後，200秒程度で57℃まで低下し，その後は57℃一定に設定
	燃料及び炉心	9×9燃料（A型）（単一炉心）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力的な特性はほぼ同等であることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定
	核データ（動的ボイド係数）	サイクル末期の値の1.25倍	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，サイクル末期の方がより厳しい評価となることから，サイクル末期として設定
	核データ（動的ドップラ係数）	サイクル末期の値の0.9倍	保守的な評価となることから，サイクル末期として設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	復水貯蔵槽水温	32℃	復水貯蔵槽水温の実績値を踏まえて保守的に設定

第2.5-2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：ＲＥＤＹ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t／h （85%）	初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t／h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低いほど，印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，通常運転時の決定を包含する低めの温度を設定 初期温度216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給次加熱喪失により一次遅れで低下し，電動駆動給水ポンプ停止時点で約84℃まで低下
	燃料及び炉心	９×９燃料（Ａ型） 単一炉心	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性は圧損同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	核データ（動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の1.25倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ（動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の0.9倍	
	格納容器圧力	5kPa-gage	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器空間体積	9,800m³	設計値を設定

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第7.1.5－2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(2/5)

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

第2.5-2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(2／6)

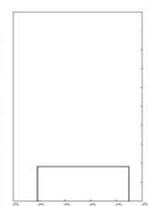
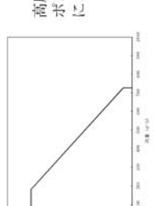
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件 初期	サプレッション・プール水量	3,300m³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く，原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて全台トリップ （遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t/h/個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

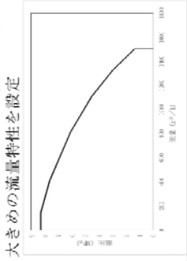
柏崎刈羽発電所６／７号機

第7.1.5－2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(3/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	電動駆動給水ポンプ	・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 ・復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプの設計値として設定
	原子炉隔離時冷却系	・原子炉水位低（レベル2）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって自動起動 ・注水遅れ時間 30 秒 ・注水流量 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心注水系	・原子炉水位低（レベル1.5）又はドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）によって自動起動 ・注水遅れ時間 24 秒（設計値の 37 秒から非常用ディーゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値） ・注水流量 182～727m³/h（8.12～0.69MPa[dif]において）	高圧炉心注水系の設計値として設定 
	ほう酸水注入系	・注水流量 190L/min ・ほう酸濃度 13.4wt%	ほう酸水注入系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器１基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

東海第二発電所

第2.5-2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3／6）

項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持 ・注水流量：145～1,506m³／h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を0秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定 
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 （遅れ時間：0秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止 ・注水流量：136.7m³／h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，0秒を設定

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するもとし，自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ，自動減圧系起動信号発生後，逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/5）

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	－
初期条件 最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定
初期条件 最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT 判定（時刻）	GEXL 相関式	－
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式	学会標準における相関式 2	－

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸注入系	注入流量：163L／min ほう酸水濃度：13.4wt％	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動後から 3 分 30 秒後 （事象発生から 9 分 30 秒後）	炉心部へのほう酸注入開始は，ほう酸水注入系の起動後，注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	伝熱容量：約 53MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）	設計値を設定

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(4/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし，自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ，自動減圧系起動信号発生後，逃がし安全弁の開放までの 30 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した後から 10 分後に起動	サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）(5/5)

項目		主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	－
初期条件	最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定
	最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT 判定（時刻）		GEXL 相関式	－
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数		修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式		学会標準における相関式 2	－

前ページと同じ

第 2.5-2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき，自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき，状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

東海第二発電所

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（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

前ページと同じ

第7.1.5－2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし，自動減圧系は動作しない	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ，自動減圧系起動信号発生後，逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，10分後に起動	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した後から10分後に起動	サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第7.1.5－2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/5）

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	－
初期条件 最小限界出力比（MCPR）	1.22	設計限界値として設定
初期条件 最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT判定（時刻）	GEXL相関式	－
BT後の燃料棒表面熱伝達係数	修正Dougall-Rohsenow式	－
リウェット相関式	学会標準における相関式2	－

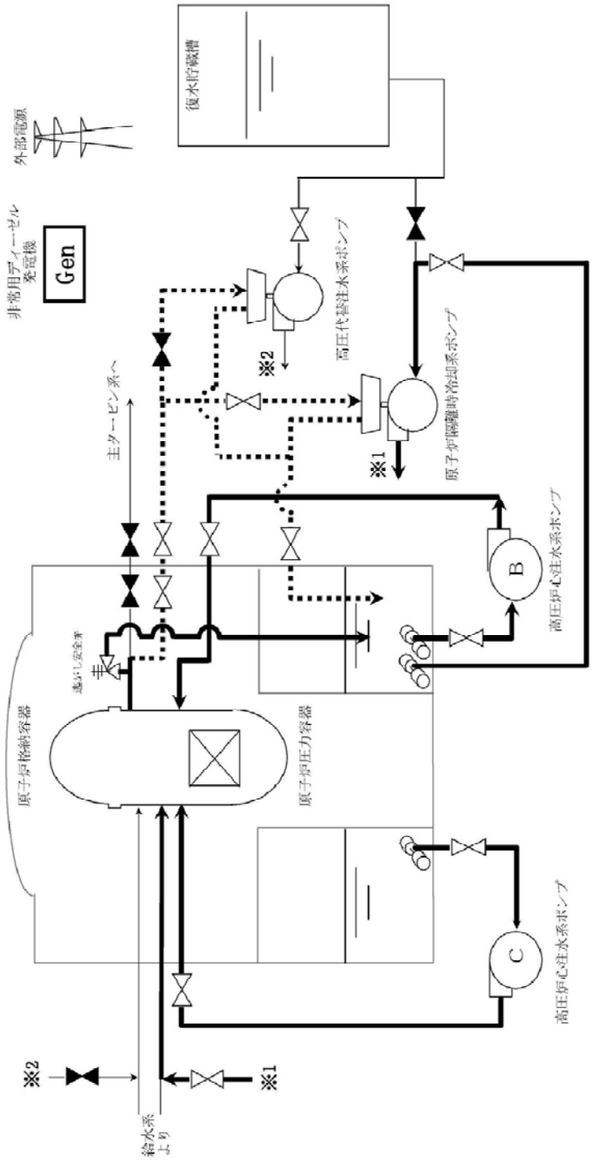
第2.5-2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6／6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで，被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，９×９燃料（Ａ型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		ＧＥＸＬ相関式	沸騰遷移の判定は，ＧＥＸＬ相関式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達相関式		修正Dougall-Rohsenow式	－
リウェット相関式		「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式２	－

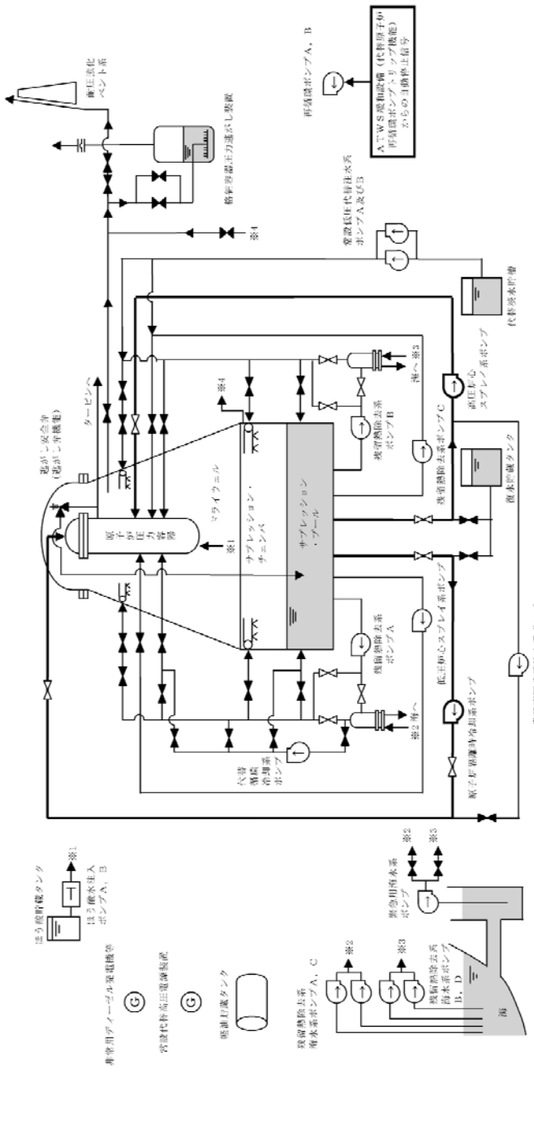
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

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



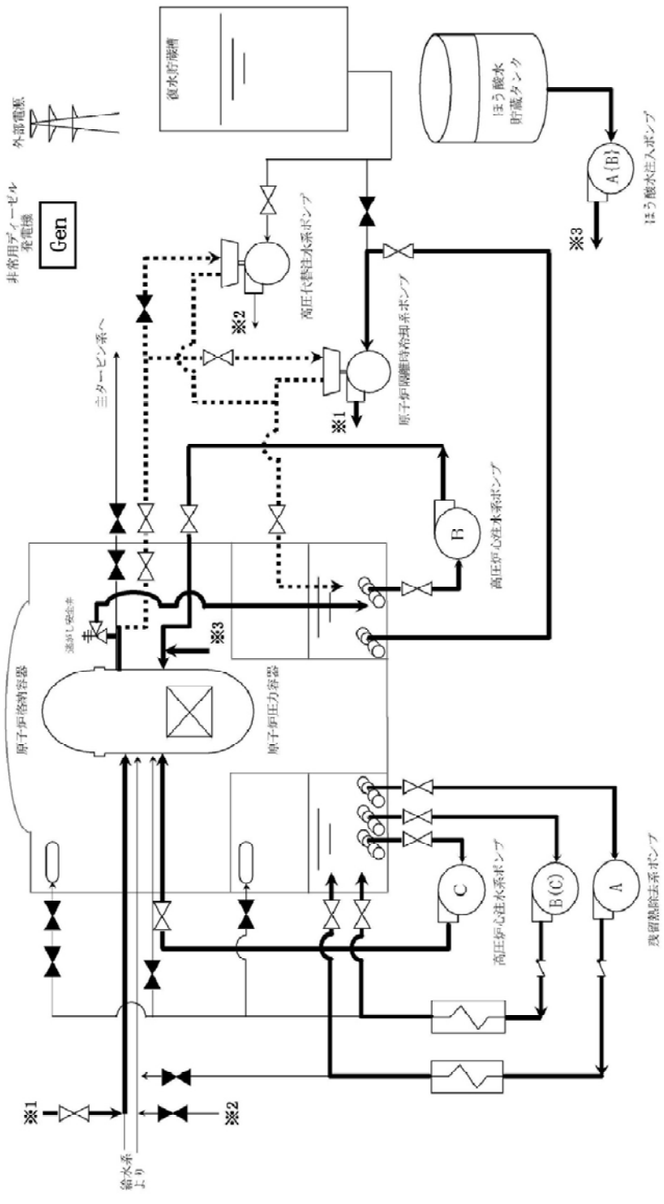
第2.5-1図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
並びにＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による
原子炉出力の抑制段階）



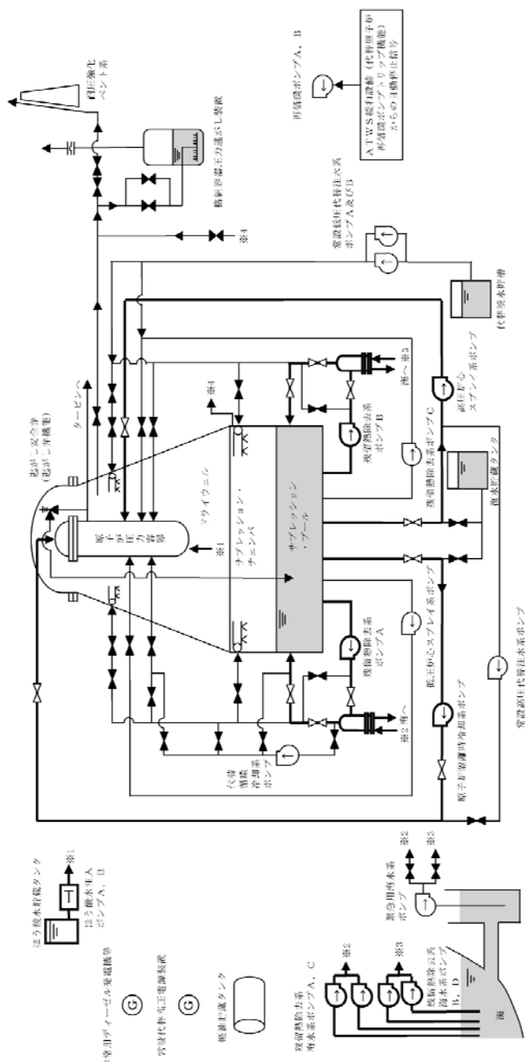
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



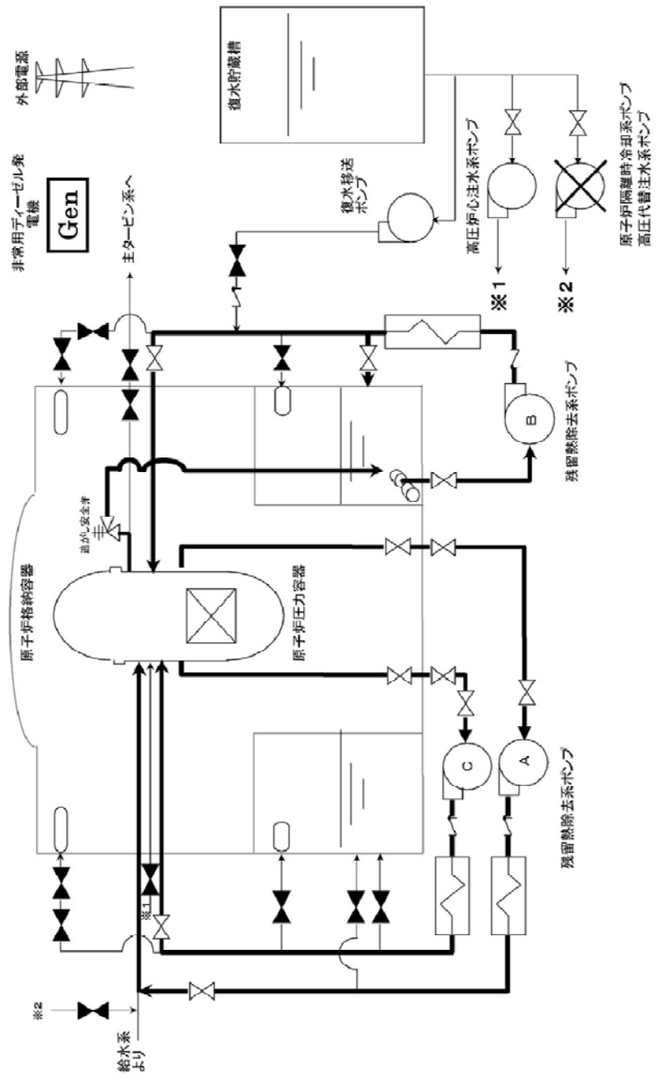
第7.1.5－2図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(2/3)（原子炉未臨界操作，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



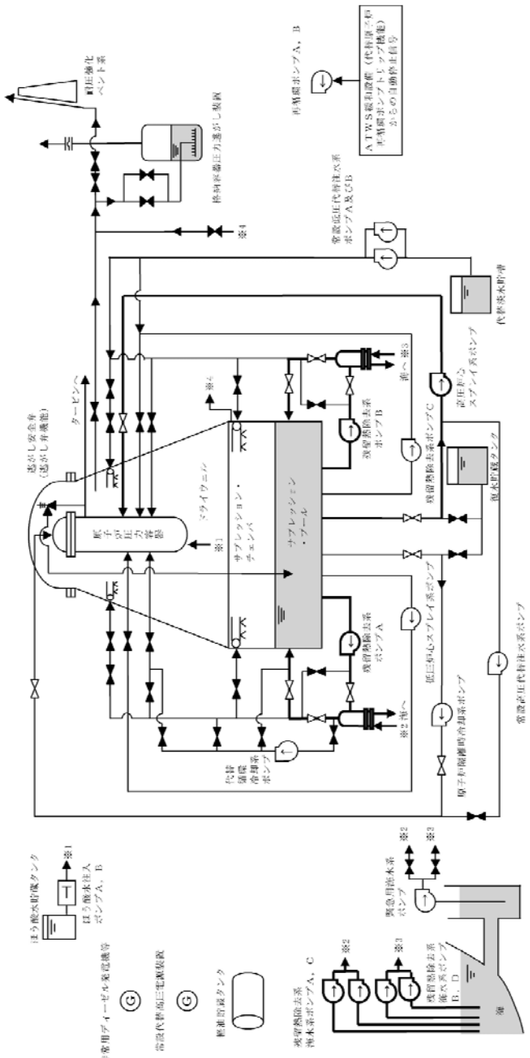
第2.5-1図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水，
ほう酸注入系による原子炉停止並びに
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



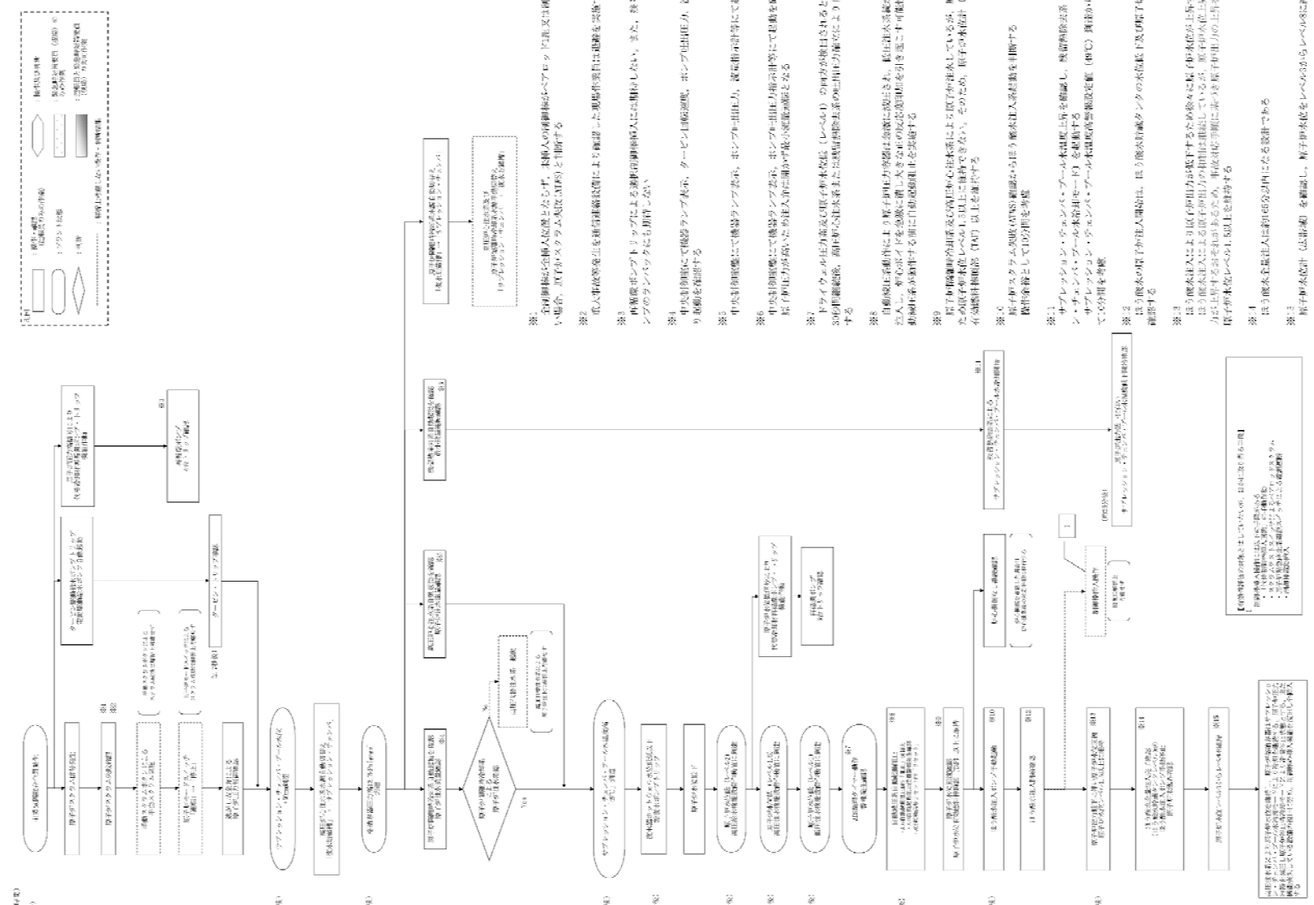
第7.1.5－3図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(3/3)（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

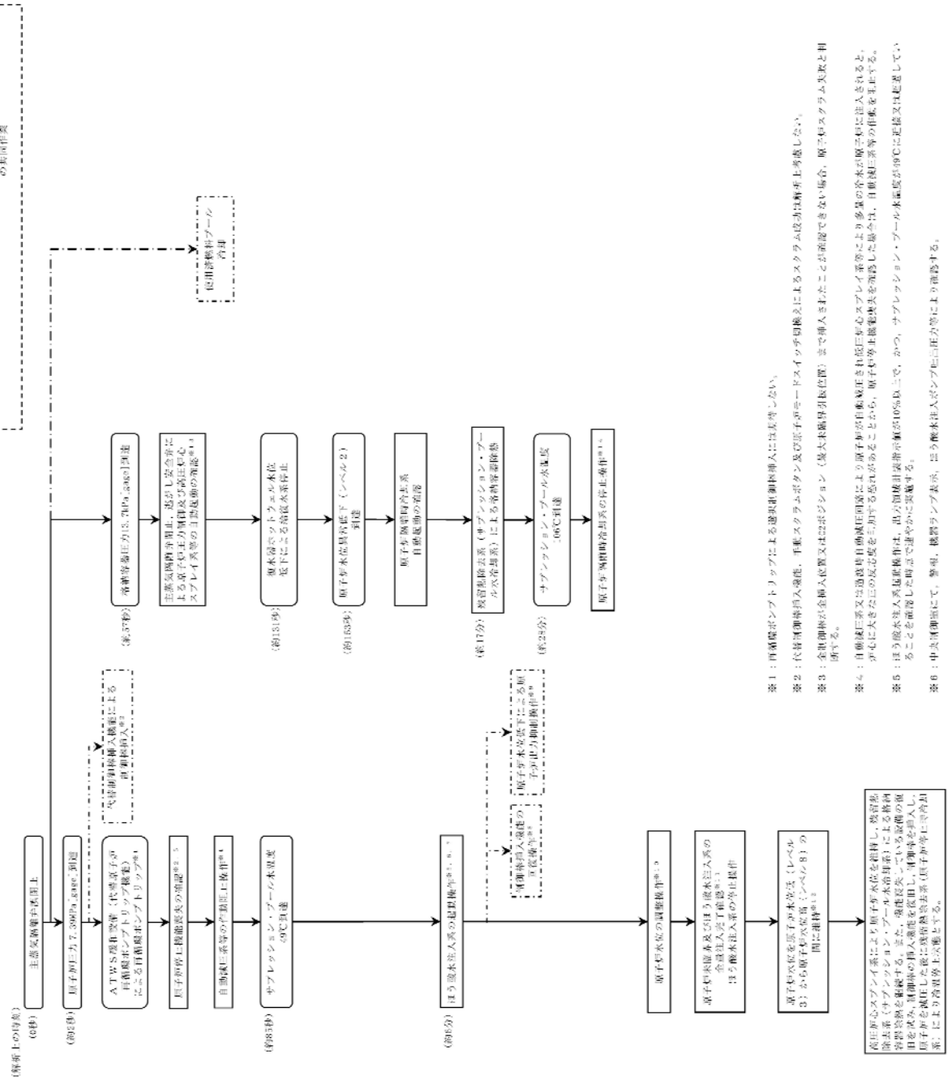
柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考



第 7.1.5－4 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

東海第二発電所	備　考


凡例
：操作・論理（運転員）
：プラント状態（信号）
：判断
：作業上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（在宅）の作業
：論理成立と重大事故等対処必要点（現場）の操作作業
主蒸気隔離弁閉止，逃がし安全弁による圧力制御及び高圧炉心スプレイ系等の注水確保※4
原子炉圧力上昇
原子炉水位低下
自動減圧系等のプラント操作※4
サプレッション・プール水温度・水位異常
原子炉隔離時冷却系の停止確保※11
原子炉水位低（レベル2）到達
原子炉圧力容器破損
原子炉格納容器破損
原子炉圧力容器破損までに原子炉を減圧し，原子炉圧力容器破損を防止

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	備　　考

原子炉停止機能喪失

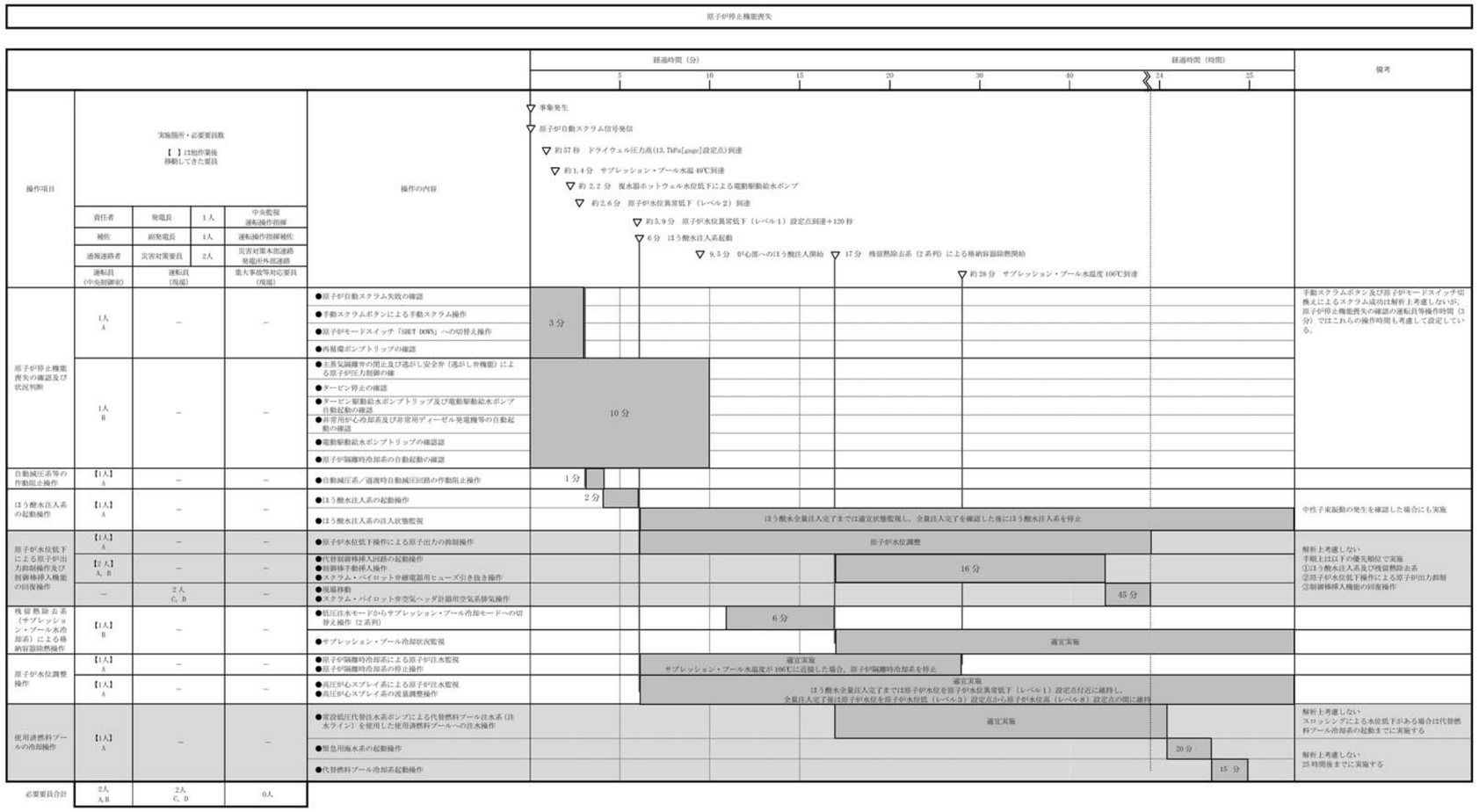
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）	備考
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		▽事象発生 ▽原子炉スクラム失敗確認 ▽約34秒　格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）到達 ▽約43秒　サプレッション・チェンバ・プール水温度高「49℃」到達 ▽約173秒　給復水ポンプトリップ（復水器ホットウェル水位低低による） ▽約191秒　原子炉水位低（レベル2） ▽約215秒　原子炉水位低（レベル1.5） ▽約239秒　原子炉水位低（レベル1） ▽プラント状況判断	
状況判断	2人 A，B	2人 a，b	－	－	－	－	・主蒸気隔離弁　全閉確認，逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービン・トリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系，残留熱除去系　自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・給復水ポンプトリップ，原子炉水位低下確認	10分	
自動減圧系　自動起動阻止	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ADS自動起動阻止RSS「阻止」 ・ADS起動信号リセットPB「リセット」	30秒	
残留熱除去系　運転モード切替え操作	（1人） B	（1人） b	－	－	－	－	・残留熱除去系 低圧注水モード→サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード ・サプレッション・チェンバ・プール冷却状況監視	残留熱除去系3系統 （サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動）	
ほう酸水注入系　起動操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・ほう酸水注入系　起動 ・注入状況監視	ほう酸水全量注入完了まで運転継続	
制御棒手動挿入，復旧操作（解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・代替制御棒挿入機能起動 ・制御棒電動挿入操作		対応可能な要員により対応する
原子炉水位調整操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系　流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は，原子炉水位レベル1.5以上維持	
							・高圧炉心注水系　流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は，原子炉水位レベル1.5以上維持	
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 a，b	0人	0人	0人				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 7.1.5－5 図　「原子炉停止機能喪失」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（ＡＴＷＳ）

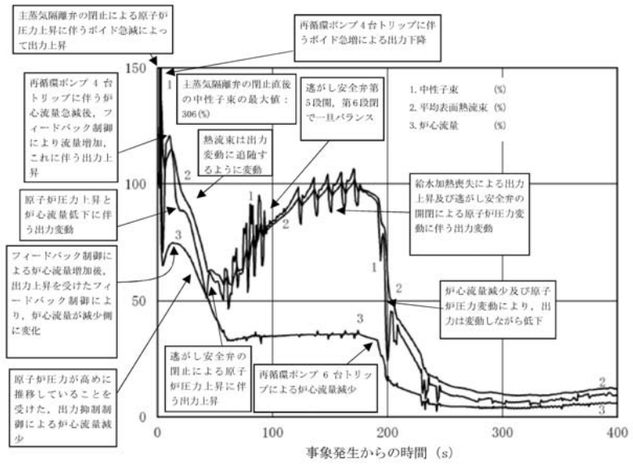
東海第二発電所	備　　考



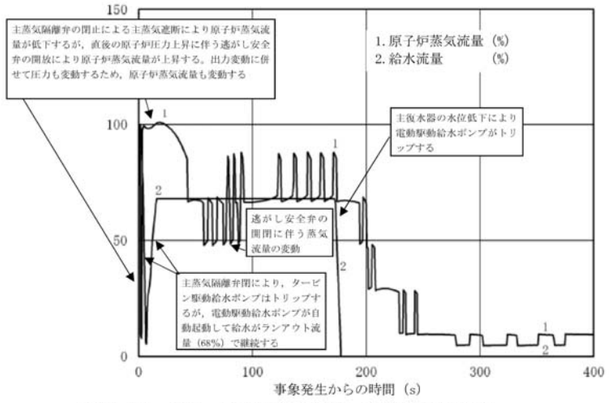
第 2.5-3 図　原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

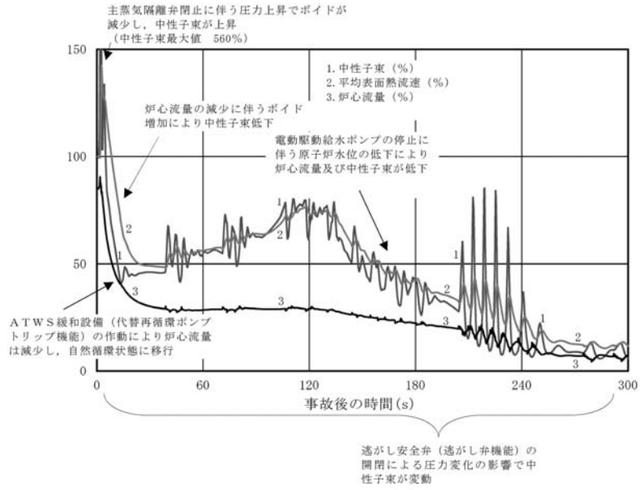
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



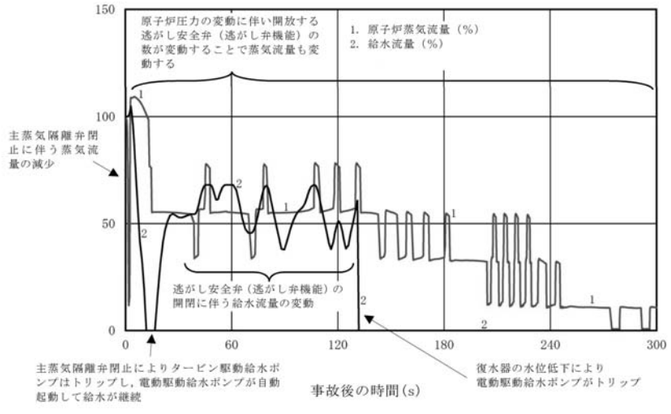
第 7.1.5－6 図　中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）



第 7.1.5－7 図　原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）



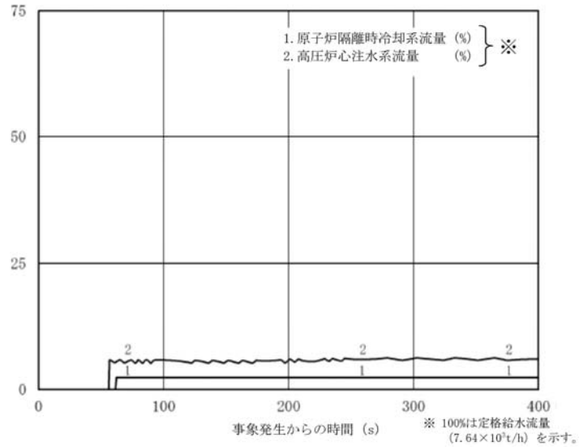
第 2.5-4 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



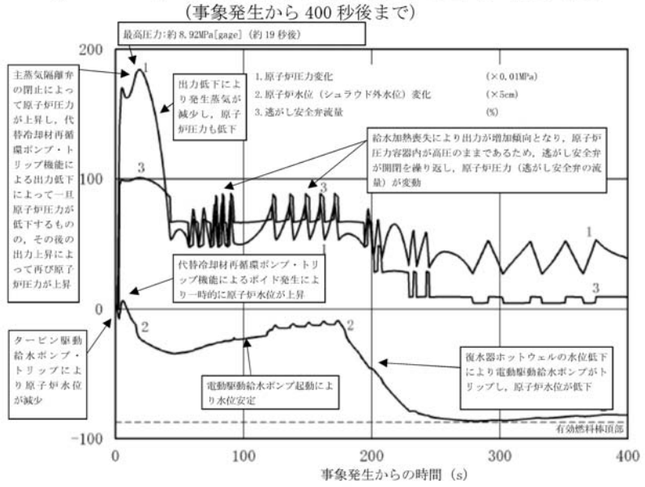
第 2.5-5 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

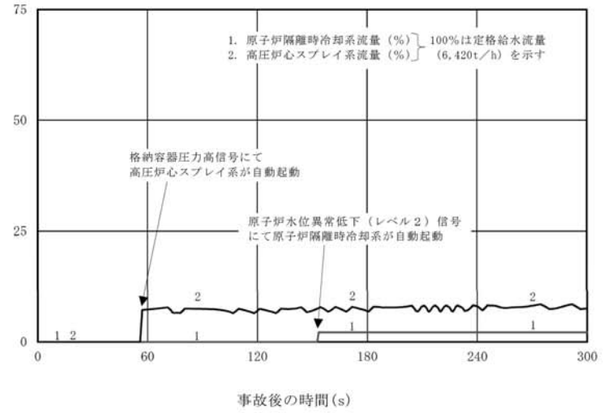
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



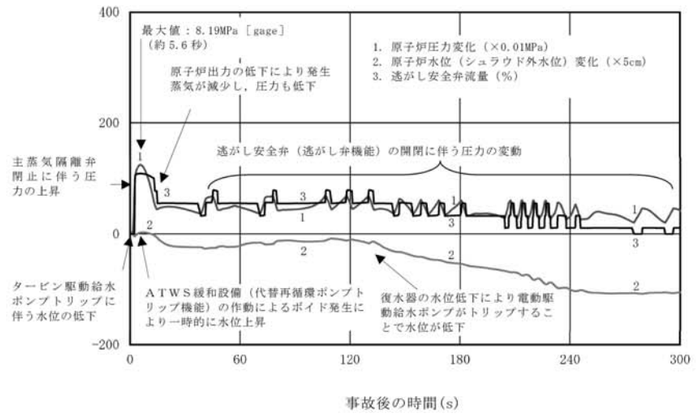
第 7.1.5－8 図　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）



第 7.1.5－9 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），
逃がし安全弁の流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

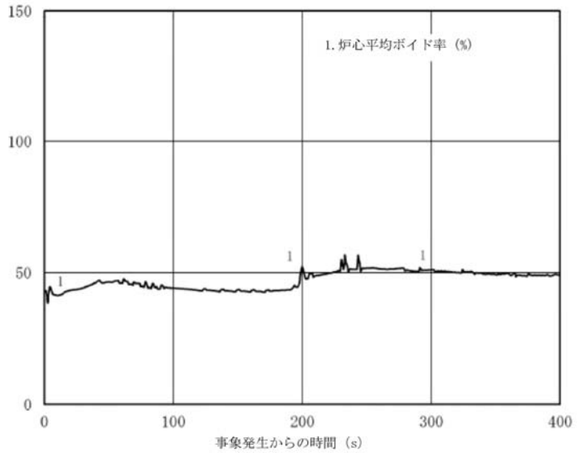
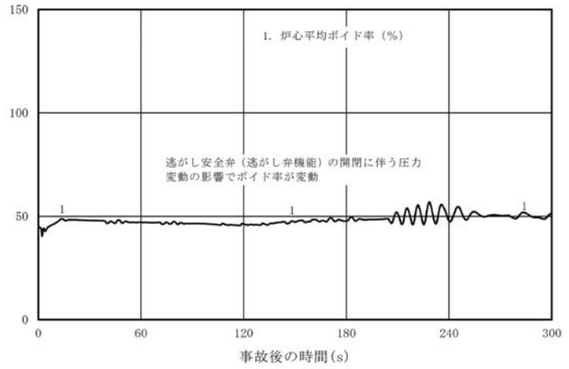


第 2.5-6 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（短期）



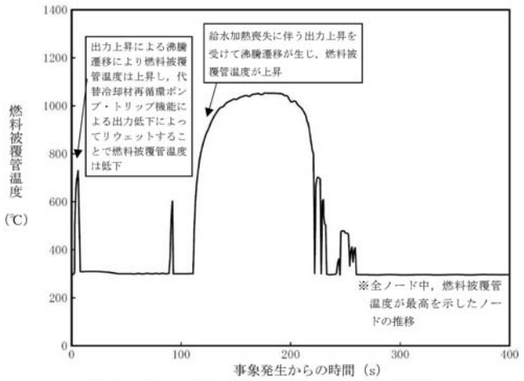
第 2.5-7 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁の流量の推移（短期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

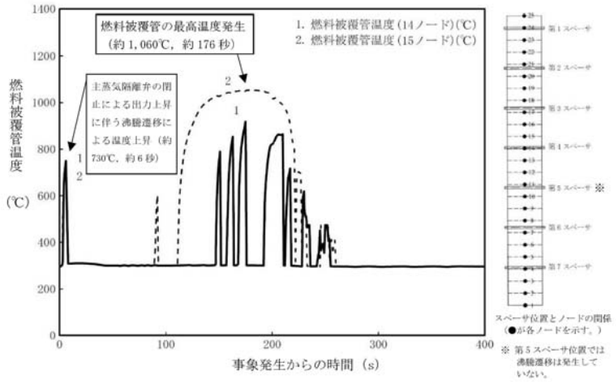
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.5－10 図　炉心平均ボイド率の推移 （事象発生から 400 秒後まで）	 第 2.5-8 図　炉心平均ボイド率の推移（短期）	
10－7－1－433	2.5-46	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

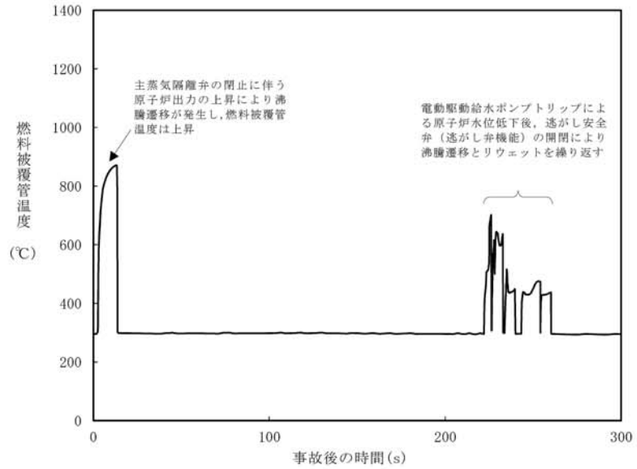


第 7.1.5－11 図　燃料被覆管温度※の推移
（15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）

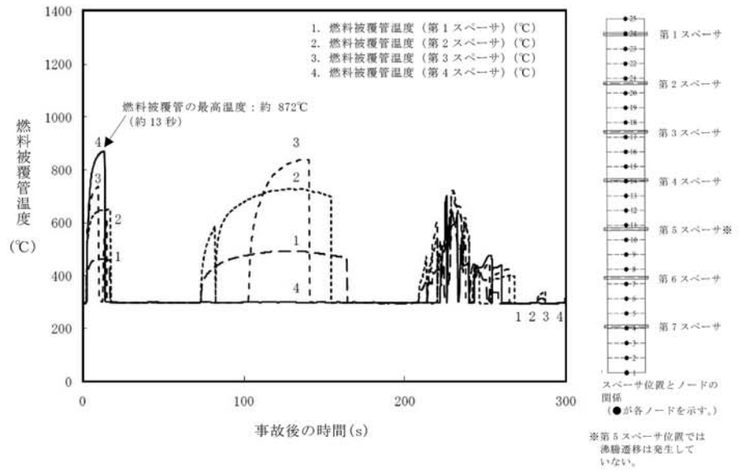


第 7.1.5－12 図　燃料被覆管温度※の推移（14 ノード（第 4 スペーサ位置）及び 15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）

※ 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。



第 2.5-9 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

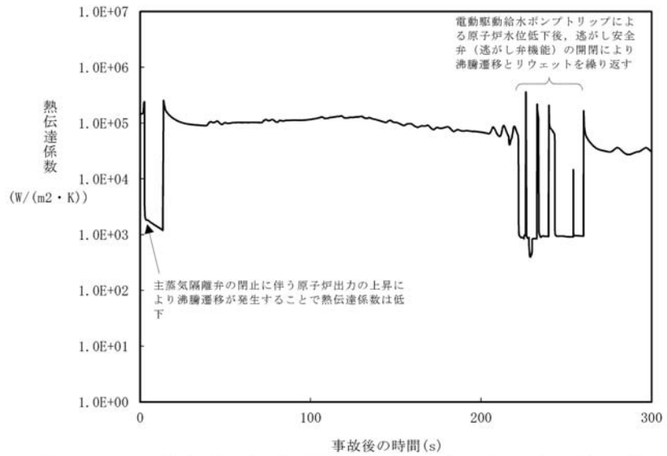


第 2.5-10 図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

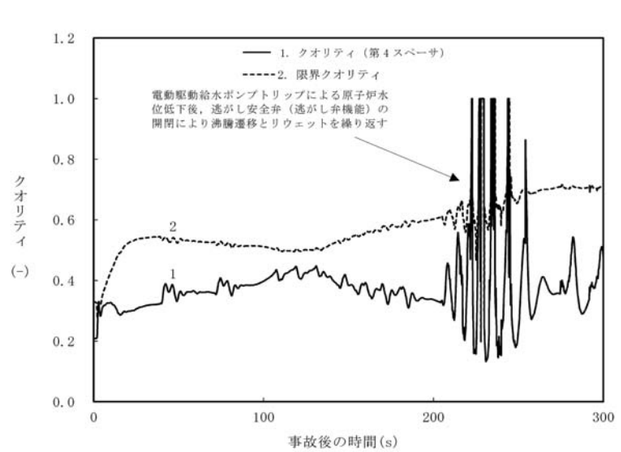
※ 燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で，最高温度を評価している。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



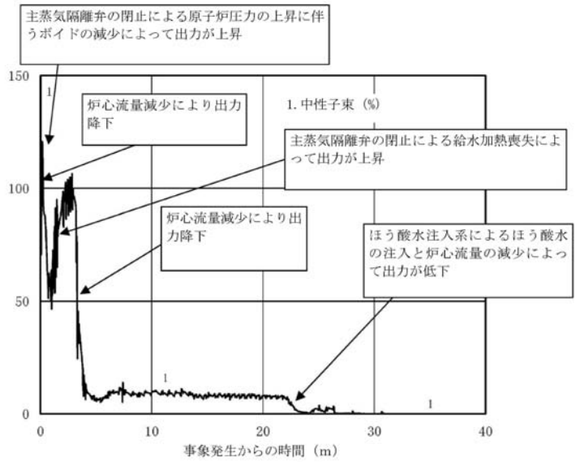
第 2.5-11 図　熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



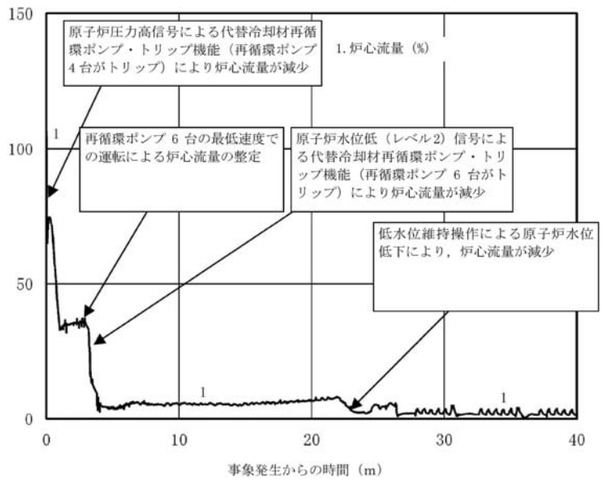
第 2.5-12 図　クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

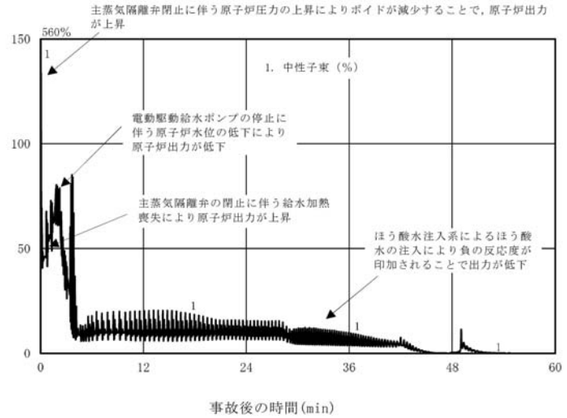


第 7.1.5－15 図　中性子束の推移（事象発生から 40 分後まで）

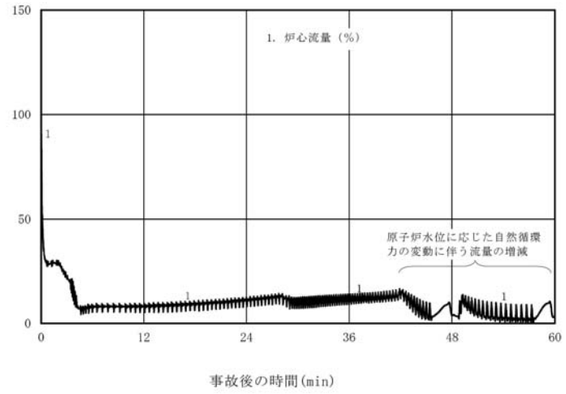


第 7.1.5－16 図　炉心流量の推移（事象発生から 40 分後まで）

10－7－1－436



第 2.5-13 図　中性子束の推移（長期）

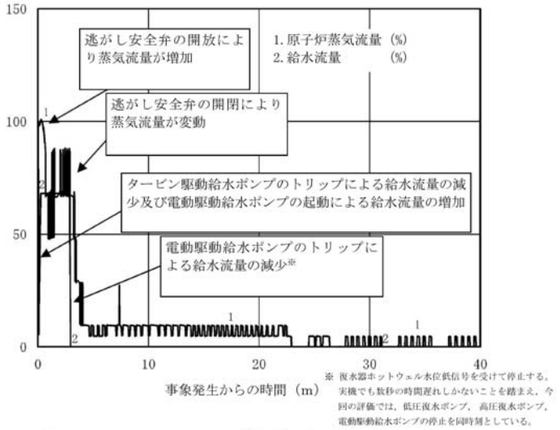


第 2.5-14 図　炉心流量の推移（長期）

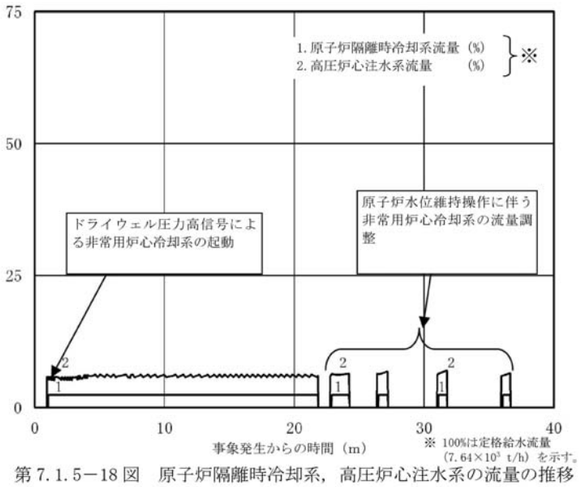
2.5-49

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

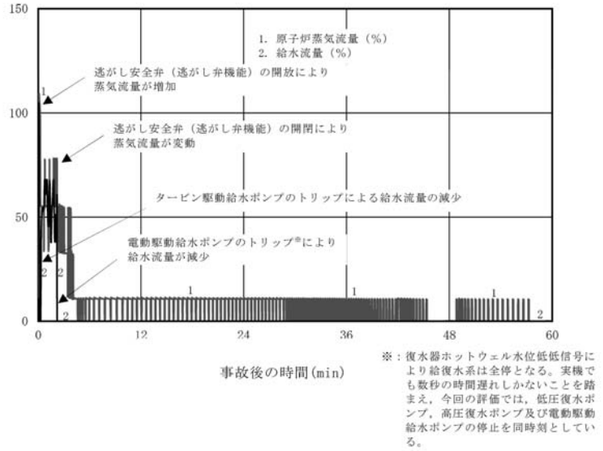
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



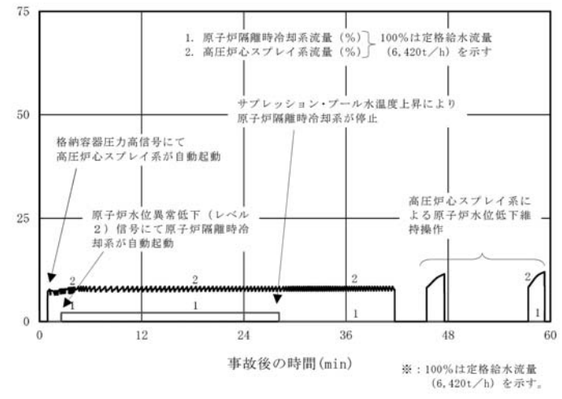
第 7.1.5－17 図　原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 40 分後まで）



第 7.1.5－18 図　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
（事象発生から 40 分後まで）



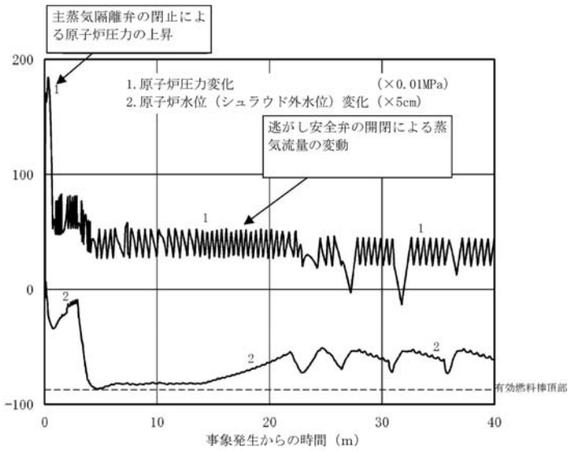
第 2.5-15 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



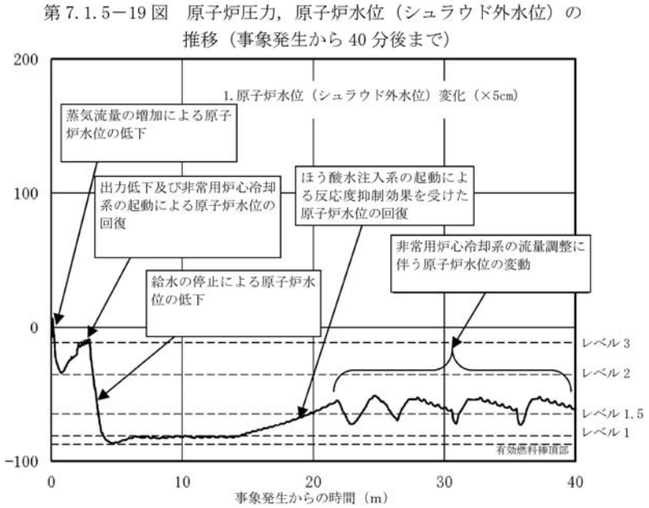
第 2.5-16 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

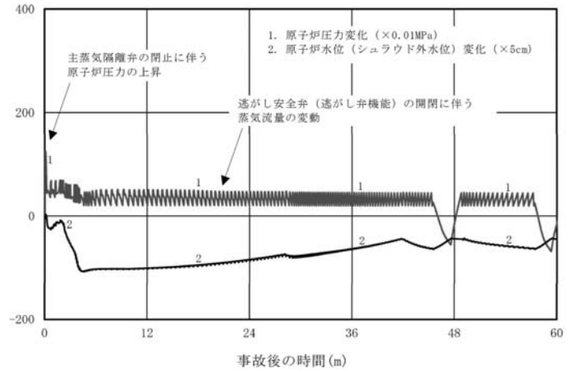
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



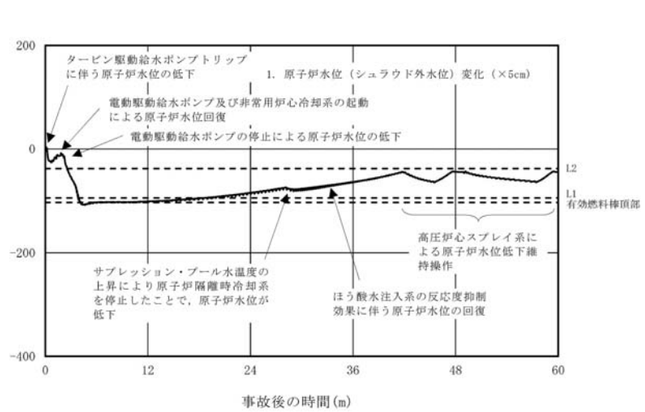
第 7.1.5－19 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



第 7.1.5－20 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



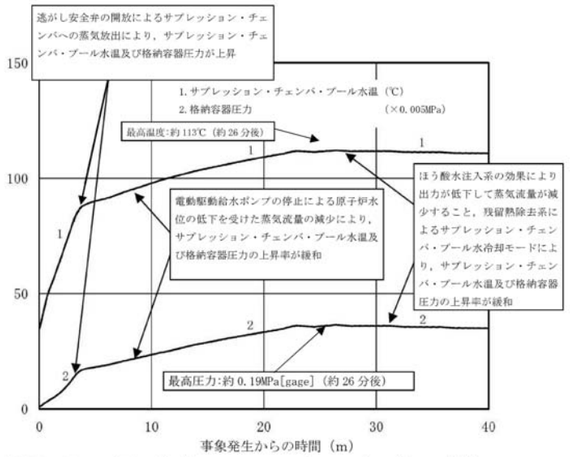
第 2.5-17 図　原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



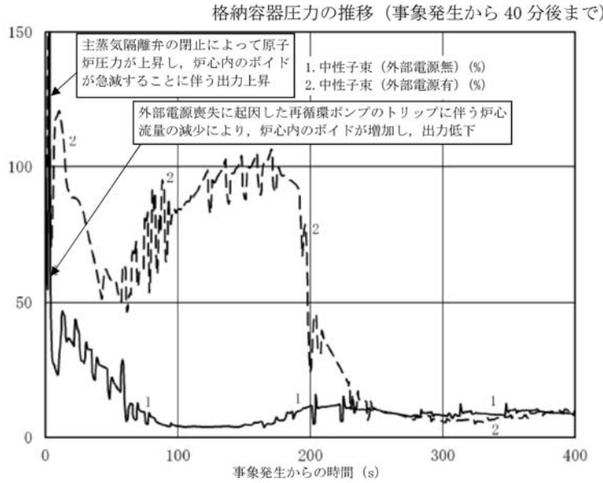
第 2.5-18 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

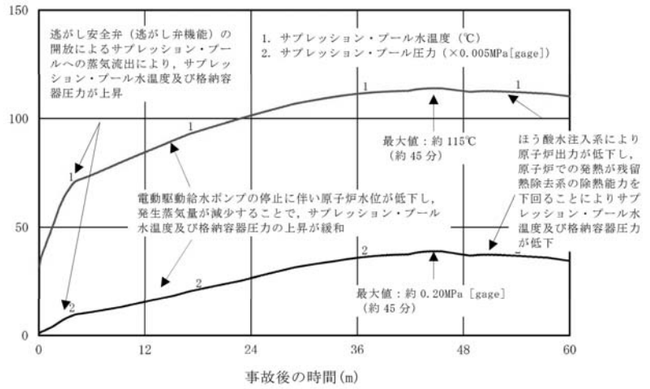
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



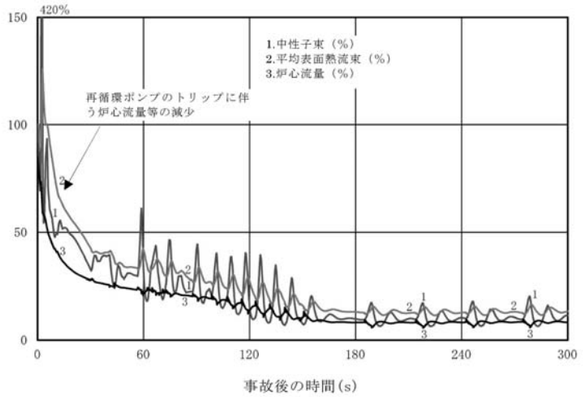
第 7.1.5－21 図　サプレッション・チェンバ・プール水温，
格納容器圧力の推移（事象発生から 40 分後まで）



第 7.1.5－22 図　外部電源がない場合の中性子束の推移
（事象発生から 400 秒後まで）



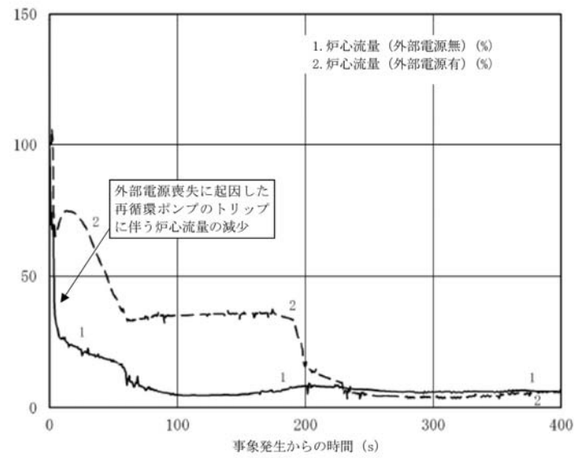
第 2.5-19 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移（長期）



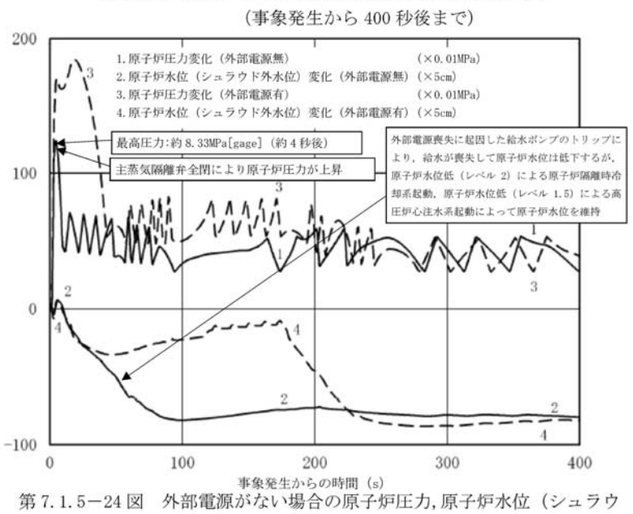
第 2.5-21 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移
（外部電源がない場合）（短期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

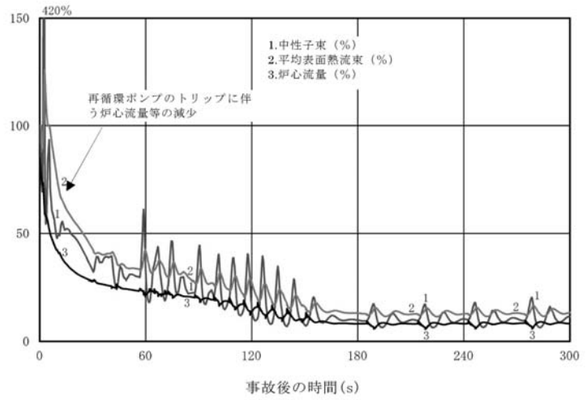
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



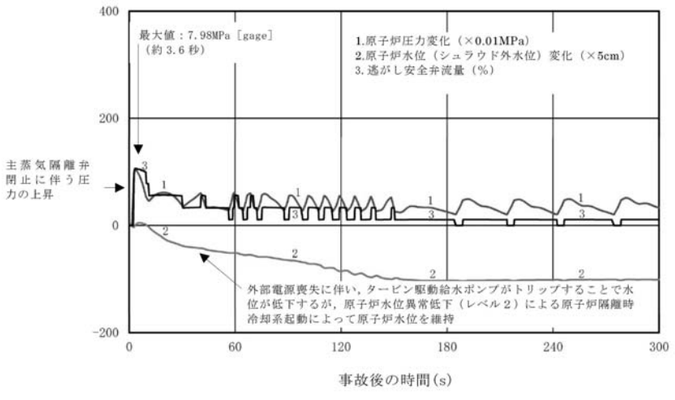
第 7.1.5－23 図　外部電源がない場合の炉心流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）



第 7.1.5－24 図　外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）



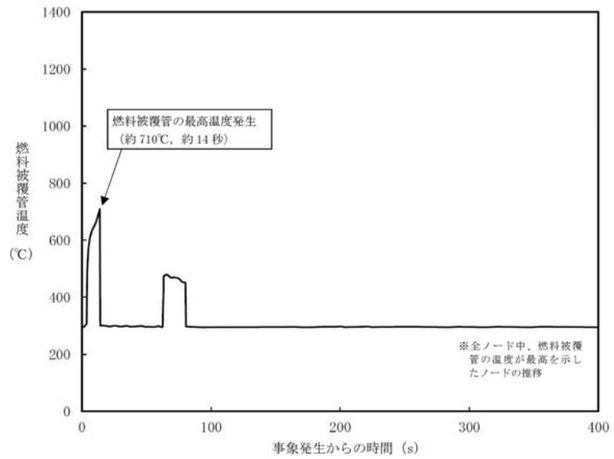
第 2.5-21 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移
（外部電源がない場合）（短期）



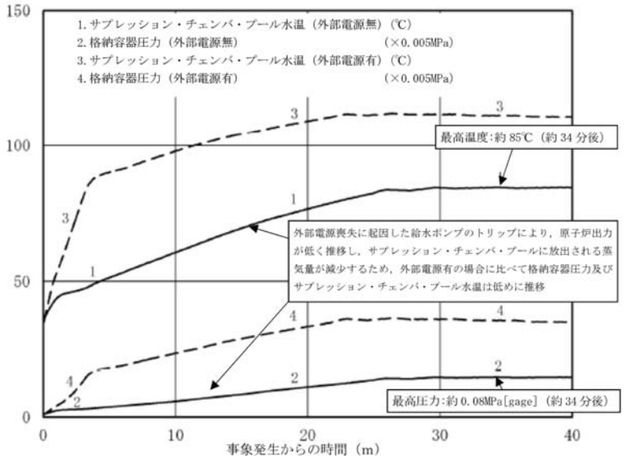
第 2.5-22 図　原子炉圧力，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁流量の推移（外部電源がない場合）（短期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

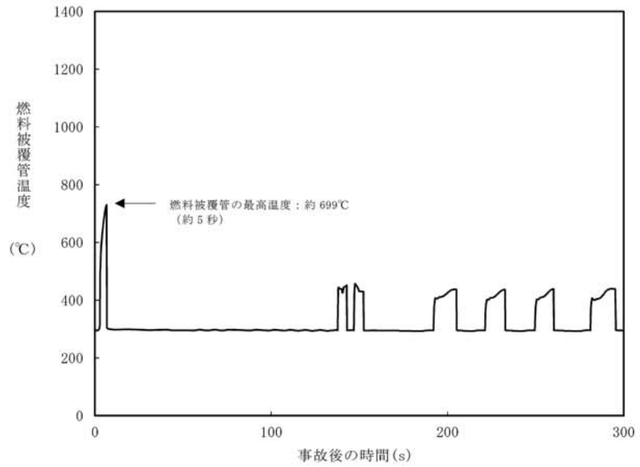
柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



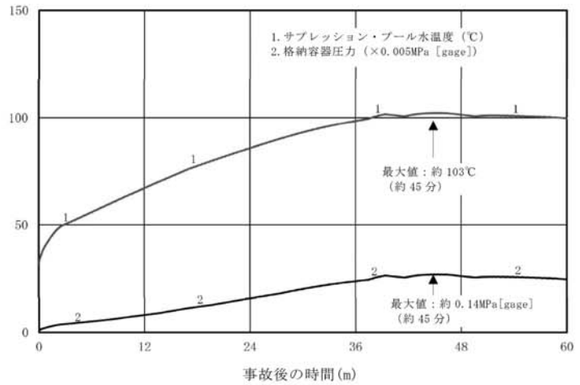
第 7.1.5－25 図　外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移
（15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）



第7.1.5－26図　外部電源がない場合のサプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移（事象発生から40分後まで）



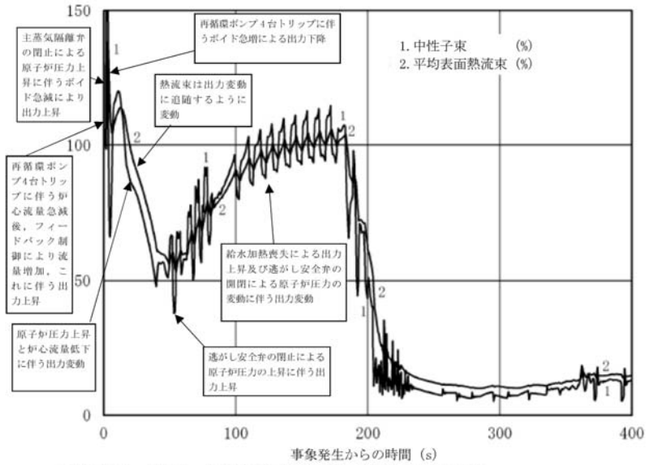
第 2.5-23 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（外部電源がない場合）（短期）



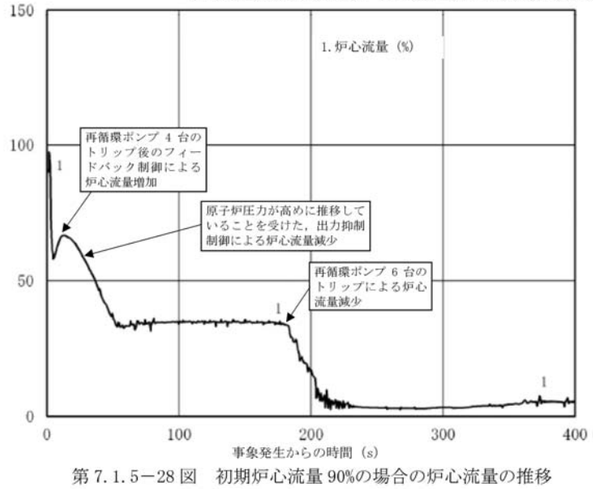
第 2.5-24 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
（外部電源がない場合）（長期）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
		・東海第二においては，左記のＫＫ67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。



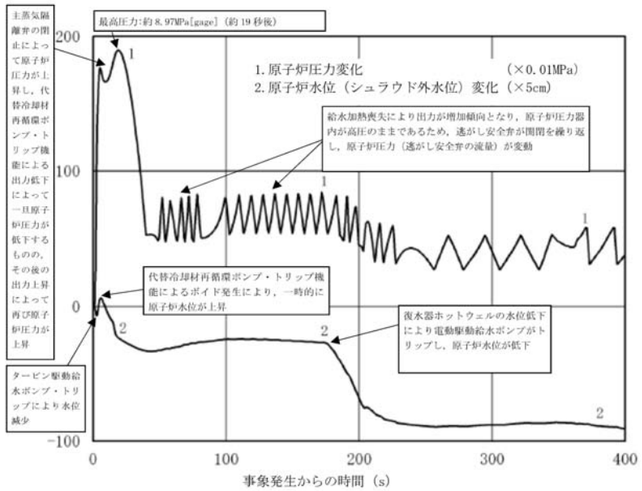
第 7.1.5－27 図　初期炉心流量 90%の場合の中性子束，
平均表面熱流束の推移（事象発生から 400 秒後まで）



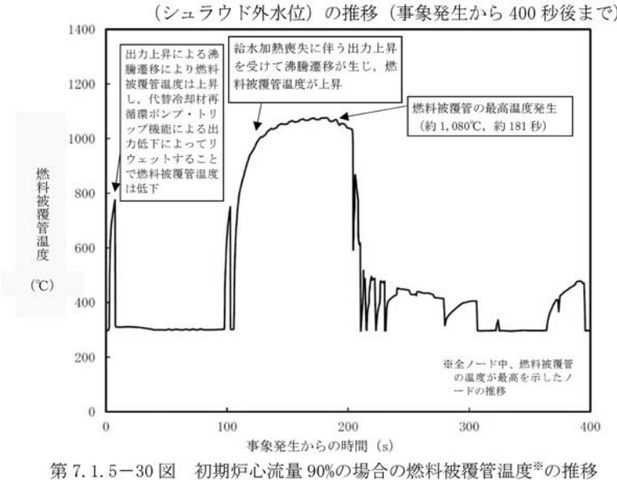
第 7.1.5－28 図　初期炉心流量 90%の場合の炉心流量の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
		・東海第二においては，左記のＫＫ67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。



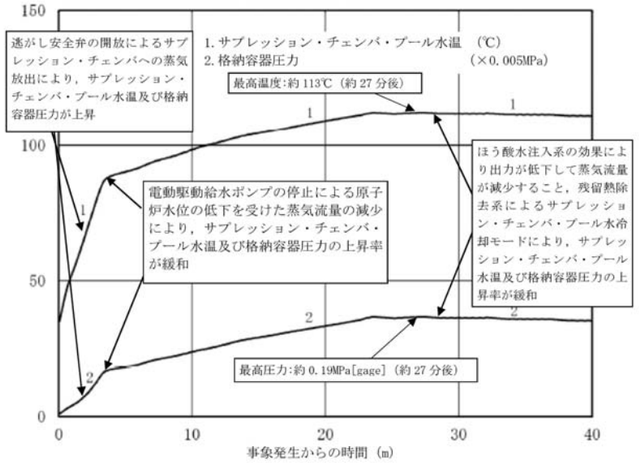
第 7.1.5－29 図　初期炉心流量 90%の場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 400 秒後まで）



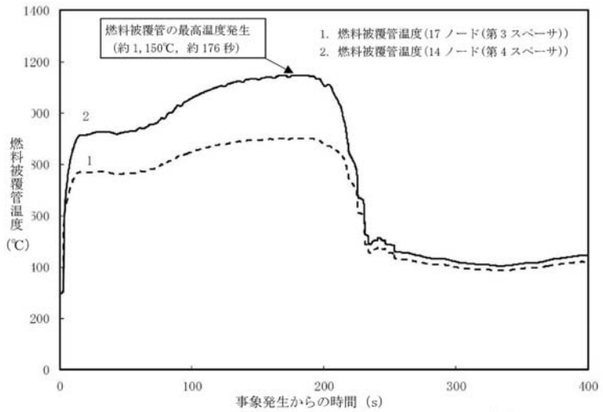
第 7.1.5－30 図　初期炉心流量 90%の場合の燃料被覆管温度※の推移（15 ノード，事象発生から 400 秒後まで）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
		・東海第二においては，左記のＫＫ67の炉心流量を考慮した解析をベースケースとして実施している。



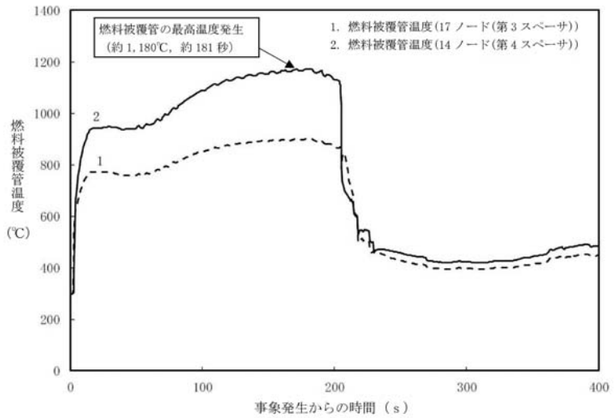
第 7.1.5－31 図　初期炉心流量 90%の場合のサプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移（事象発生から 40 分後まで）



第 7.1.5－32 図　燃料被覆管温度の推移（リウェット考慮せず，初期炉心流量 100%）（事象発生から 400 秒後まで）

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＡＴＷＳ）

柏崎刈羽発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第 7.1.5－33 図　燃料被覆管温度の推移（リウェット考慮せず，初期炉心流量 90%）（事象発生から 400 秒後まで）