東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失 7.1.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」※1である。 ※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。 (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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード），格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ） 2.3.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗※＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」，②「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」である。 ※　直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。 (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「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳し，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。	・ＴＢＤとＴＢＵでは対策（高圧代替注水系，代替直流電源設備）及び事象進展が同様であるため，東二では同じシーケンスグループとして整理している。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード），格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。 これらの対策の概略系統図を第 7.1.3.3－1 図から第 7.1.3.3－4 図に，手順の概要を第 7.1.3.3－5 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.3.3－1 表に示す。 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等を行うための参集要員 46 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.3.3－6 図に示す。 a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認※2 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失※3 する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し，これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。 ※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが，直流電源が失われることで，スクラムパイロット弁が無励磁となるた	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.2－1 図に，対応手順の概要を第 2.3.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.2－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は，災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名である。 災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行うための当直運転員 5 名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故対応要員 13 名である。 参集要員の内訳は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。 必要な要員と作業項目について第 2.3.2－3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。 ａ．原子炉スクラム及び全電源喪失の確認 外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する※1，2。また，早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧，Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧等である。 ※1　直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。 ※2　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認は	・東海第二では原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールとしていることから，サプレッション・プール水温上昇により原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前に，交流電源に依存しない可搬型設備による原子炉注水を実施し，同じポンプを用いて格納容器スプレイも実施する。また，可搬型設備による格納容器スプレイを実施することから，交流電源の復旧を想定する 24 時間後まで，格納容器圧力は，格納容器ベント実施基準に到達しない。 ・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。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
め原子炉のスクラムに至る。また，原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため，その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものと考える。 ※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「7.1.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」であるが，全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから，「外部電源喪失＋直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。	できないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できる。	
b. 高圧代替注水系による原子炉注水 高圧代替注水系による原子炉注水については，「7.1.3.2.1(3)b.高圧代替注水系による原子炉注水」と同じ。	ｂ．高圧代替注水系の起動操作 全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，中央制御室からの遠隔操作により，高圧代替注水系を起動する。 高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。 ｃ．原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系） 高圧代替注水系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域），原子炉水位（ＳＡ燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。	
c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し，中央制御室からの電源回復が困難となるため，早期の交流電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	d．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備，ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。 e．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作 全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し，原子炉減圧	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	を実施する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ）等である。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。 炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）である。 ｆ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型）） 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により，原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により高圧代替注水系が停止したことを確認する。 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域），原子炉水位（ＳＡ燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。 ｇ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作 全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。 ｈ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。 ｉ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ｊ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	
d．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については，「7.1.3.1.1(3)e．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱」と同じ。		

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については，「7.1.3.1.1(3)f.逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。 f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，「7.1.3.1.1(3)g.残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。 g. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱については，「7.1.3.1.1(3)h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。 h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 低圧代替注水系（ 常設） による原子炉注水については，「7.1.3.1.1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は，M／C ２C及びM／C ２D電圧である。 k. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。 以降，炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持することで継続的に実施し，格納容器除熱は，原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により実施する。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	
7.1.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」である。	2.3.2.2　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，外部電源喪失を起因事象とし，直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」である。なお，評価上，全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を想定する。 「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり，この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	源設備に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・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は第 7.1.3.2－2 表と同じ。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2－2 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。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 125V 系蓄電池Ａ系及び 125V 系蓄電池Ｂ系の機能喪失を想定する。また，全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を想定する。 (c)　外部電源 起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。	
b. 重大事故等対策に関連する機器条件 重大事故等対策に関連する機器条件は，「7.1.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連	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	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
する機器条件」と同じ。	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。 (b)　主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。 (c)　再循環系ポンプ 再循環系ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。 (d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）７個を使用するものとし，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。 (e)　高圧代替注水系 136.7m^3／h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。 (f)　残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ１台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。 ※　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（可搬型） 可搬型代替注水中型ポンプ２台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～110m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^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	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
	ベル８）設定点の範囲に維持し，交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。 (h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき 130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開し，交流電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。 (i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に，1.9×10^{3}m^3／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。 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サプレッション・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 重大事故等対策に関連する操作条件は，「7.1.3.2.2(2)c．重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)　交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。 (b)　高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施するものとする。 (c)　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお，全交流動力電源喪失時において，直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても，少なくとも事象発生から約 8 時間後まではサプレッション・チェンバを水源とした高圧代替注水系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。 (d)　可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。 (e)　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は，「7.1.3.1.2(3)有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件」と同じ。 (4) 有効性評価の結果 有効性評価の結果は，「7.1.3.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じ。	器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。 (3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.2－4 図から第 2.3.2－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.2－9 図から第 2.3.2－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.2－15 図から第 2.3.2－18 図に示す。 ※　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 全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。 代替直流電源設備は，負荷の切離しを行うことなく，事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。 （添付資料 2.3.2.1） 事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。	・東海第二では，本事故シーケンスグループで格納容器圧力逃がし装置を使用しない。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	（添付資料 2.3.2.2） 事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。 また，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した後は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 b．評価項目等 燃料被覆管温度は，第 2.3.2－9 図に示すとおり，炉心冷却が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。 原子炉圧力は，第 2.3.2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa［gage］以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。 格納容器圧力は，第 2.3.2－15 図に示すとおり，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.2－16 図に示すとおり，事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。 第 2.3.2－5 図に示すように，高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.2－15 図及び第 2.3.2－16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。 （添付資料 2.3.2.3） 安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。 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。	
7.1.3.3.3 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の余裕を評価するものとする。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」は，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが，対応操作が同様であることから，不確かさの影響評価の観点では「7.1.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。	2.3.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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，全電源喪失及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を想定することから，高圧代替注水系による原子炉注水を実施すること，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧を実施し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，高圧代替注水系の起動操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作），可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。 (1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，不確かさは小さく，また，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 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，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.3.2.4） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さい。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	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 2.3.2.4） (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 2.3.2－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。 (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 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度 33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
	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。 機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，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 2.3.2.4） (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 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・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。 機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，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 2.3.2.4） 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。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	(a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが，状況判断から高圧代替注水系の起動操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はないことから，影響はない。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，その他の操作と並列して操作を実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，この場合でも異なる要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。 操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。 （添付資料 2.3.2.4） (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，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，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱操作の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.3.2.4） (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。 操作条件の高圧代替注水系の起動操作については，解析条件で設定した事象発生の 25 分後から操作が遅れる場合でも，少なくとも原子炉水位が燃料有効長頂部に到達する前までに実施することで炉心のヒートアップを防止することができ，原子炉注水が実施されない場合に原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するのは，事象発生の約 39 分後であることを感度解析により確認していることから，少なくとも 14 分の時間余裕がある。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしているが，低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から 170 分程度であることから，時間余裕がある。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用する。評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の８時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料2.3.2.4，2.3.2.5） (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。	
7.1.3.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋直流電源喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は，「7.1.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の72名で対処可能である。 また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 必要な資源の評価結果は，「7.1.3.2.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。	2.3.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.3.2.1 (3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。 また，必要な参集要員は，「2.3.2.1 (3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり6名であり，参集要員72名に含まれることから対処可能である。 (2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1 (2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。 ａ．水　　源 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については，7日間の対応を考慮すると，合計約2,130m^{3}の水が必要となる。 水源として，西側淡水貯水設備に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はなく，7日間の対応が可能である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	高圧代替注水系による原子炉注水操作，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については，サプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作の開始時間が，評価時間の 8 時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）と同等の評価結果となるため，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 2.3.2.6） ｂ．燃　　料 常設代替交流電源設備による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想定すると，約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について，事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると，約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7 日間の原子炉注水等の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから，緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 （添付資料 2.3.2.7） ｃ．電　　源 重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497W であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 なお必要な負荷には，有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。 代替の蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，負荷の切離しを行うことなく，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。	

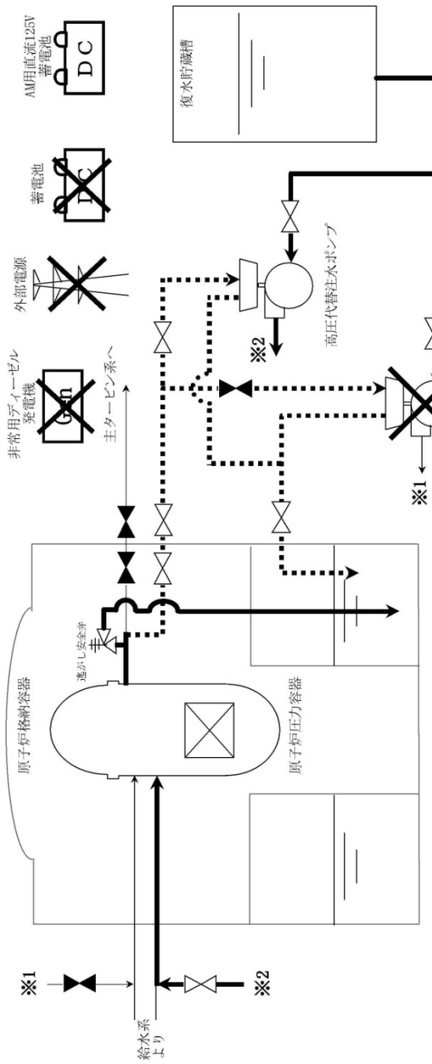
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	緊急時対策所用発電機については，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 2.3.2.8）	
7.1.3.3.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し，これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。	2.3.2.5　結　　論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳し，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系も機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失し，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。	
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，高圧代替注水系による原子炉注水，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉減圧，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，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，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。	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。	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。	

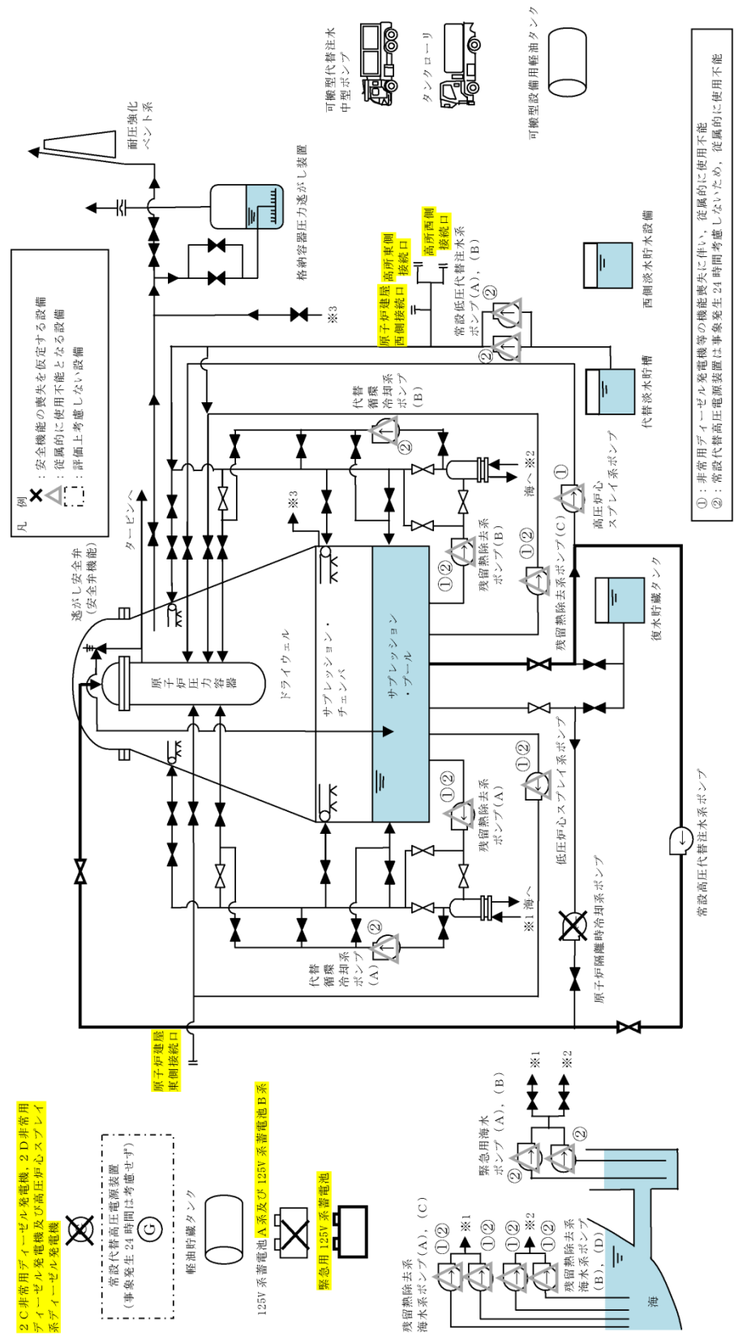
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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，高圧代替注水系等による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」に対して有効である。	重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対して有効である。	

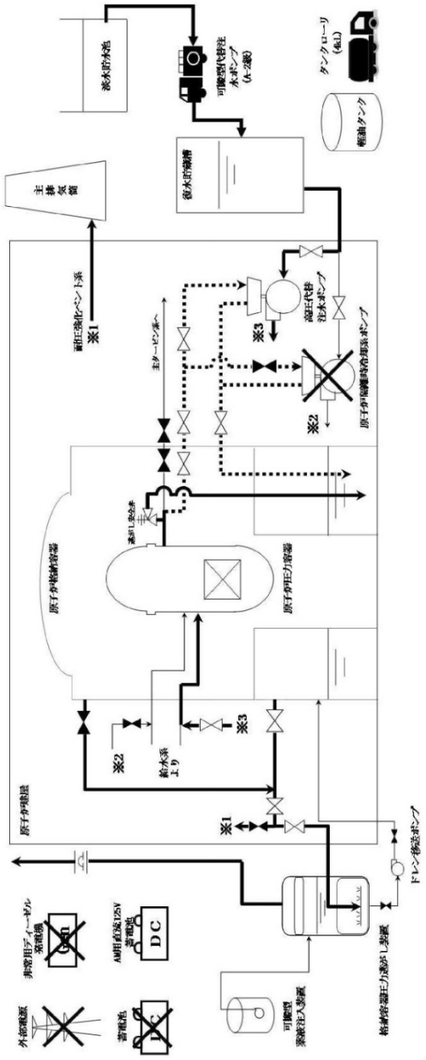
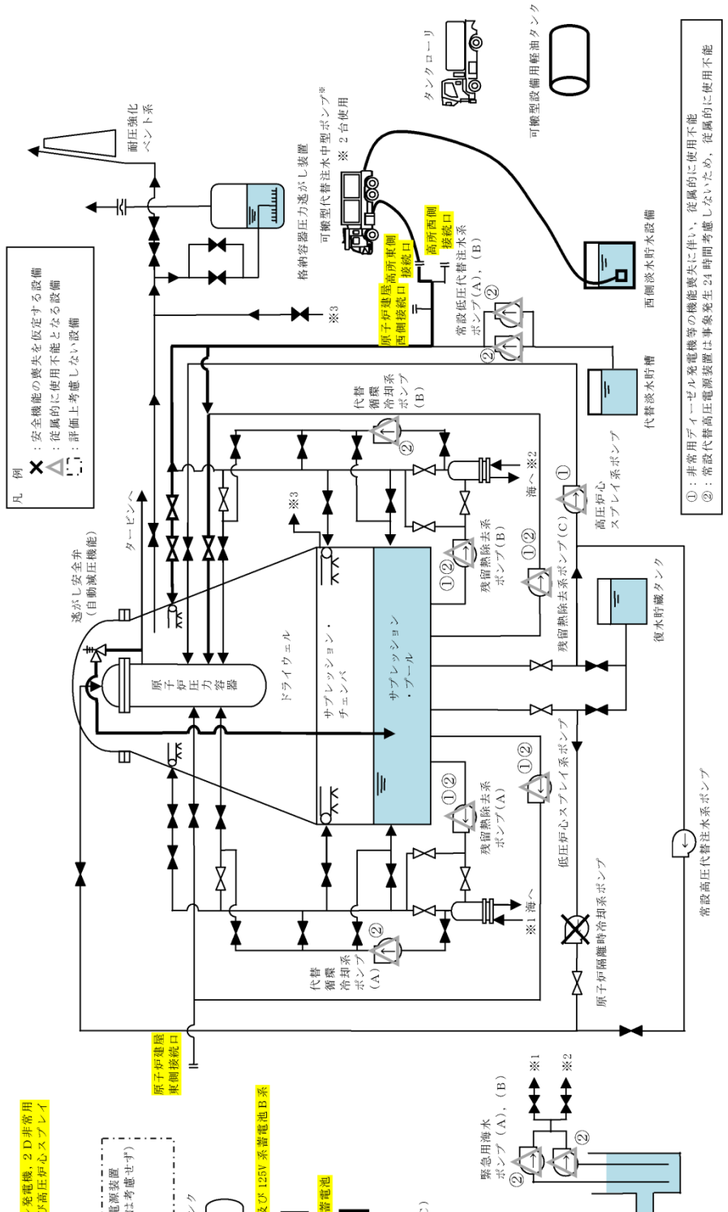
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

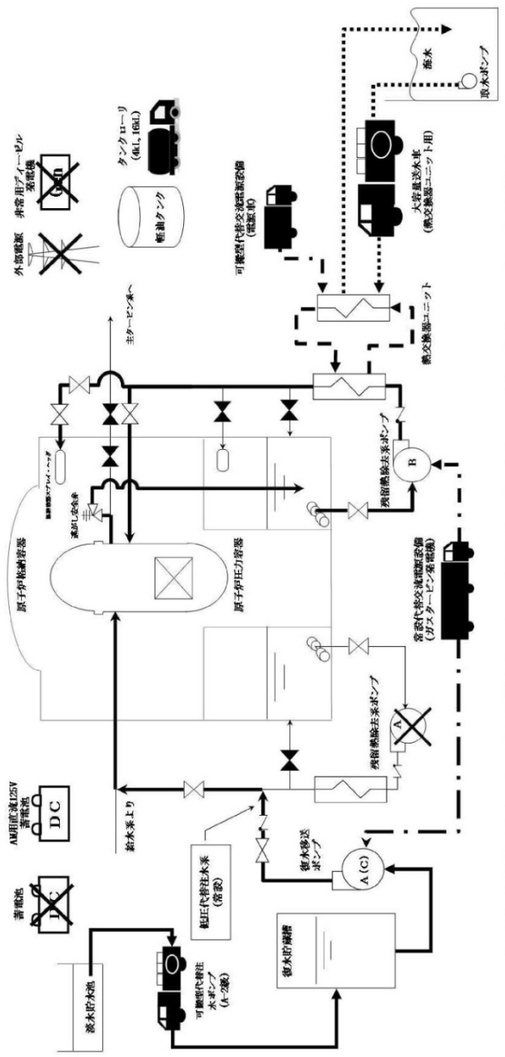


第2.3.2－1図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧代替注水系による原子炉注水段階）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.3－2 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)	 第 2.3.2－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3） （可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）	

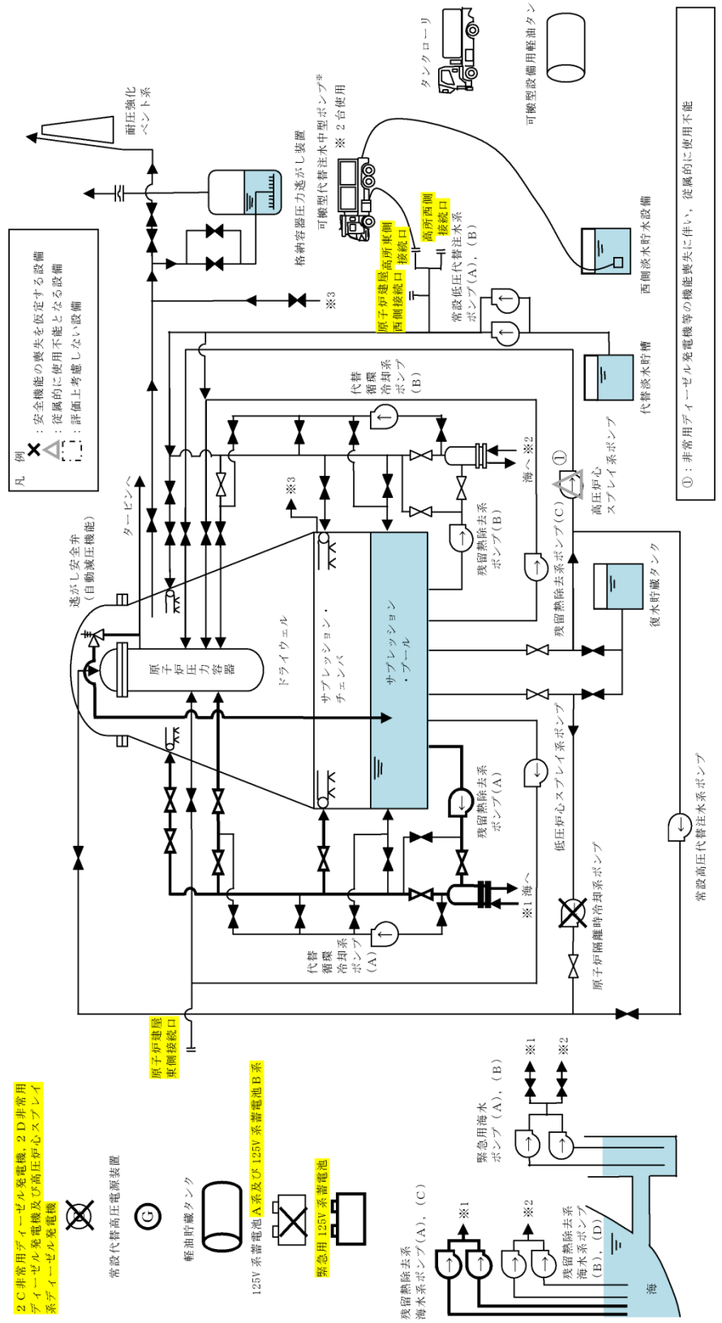
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

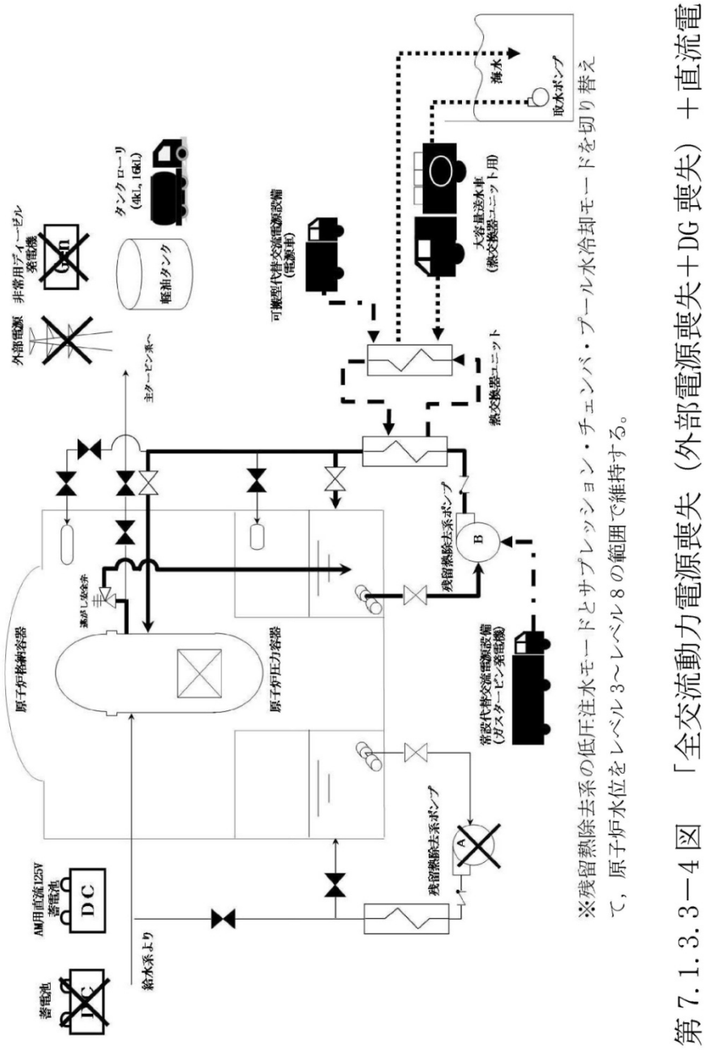
第 7.1.3.3－3 図　「全交流動力電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.2－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

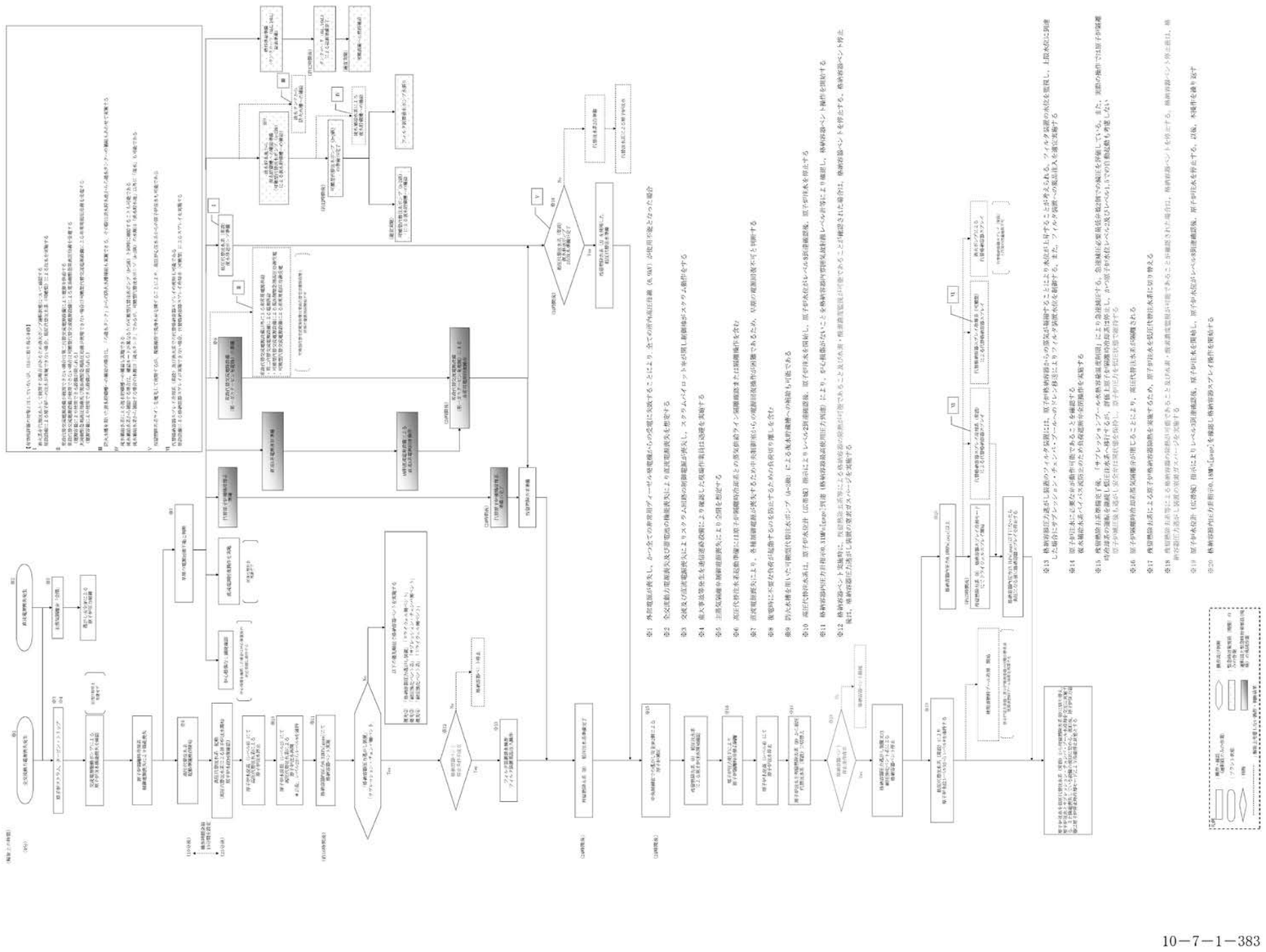
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

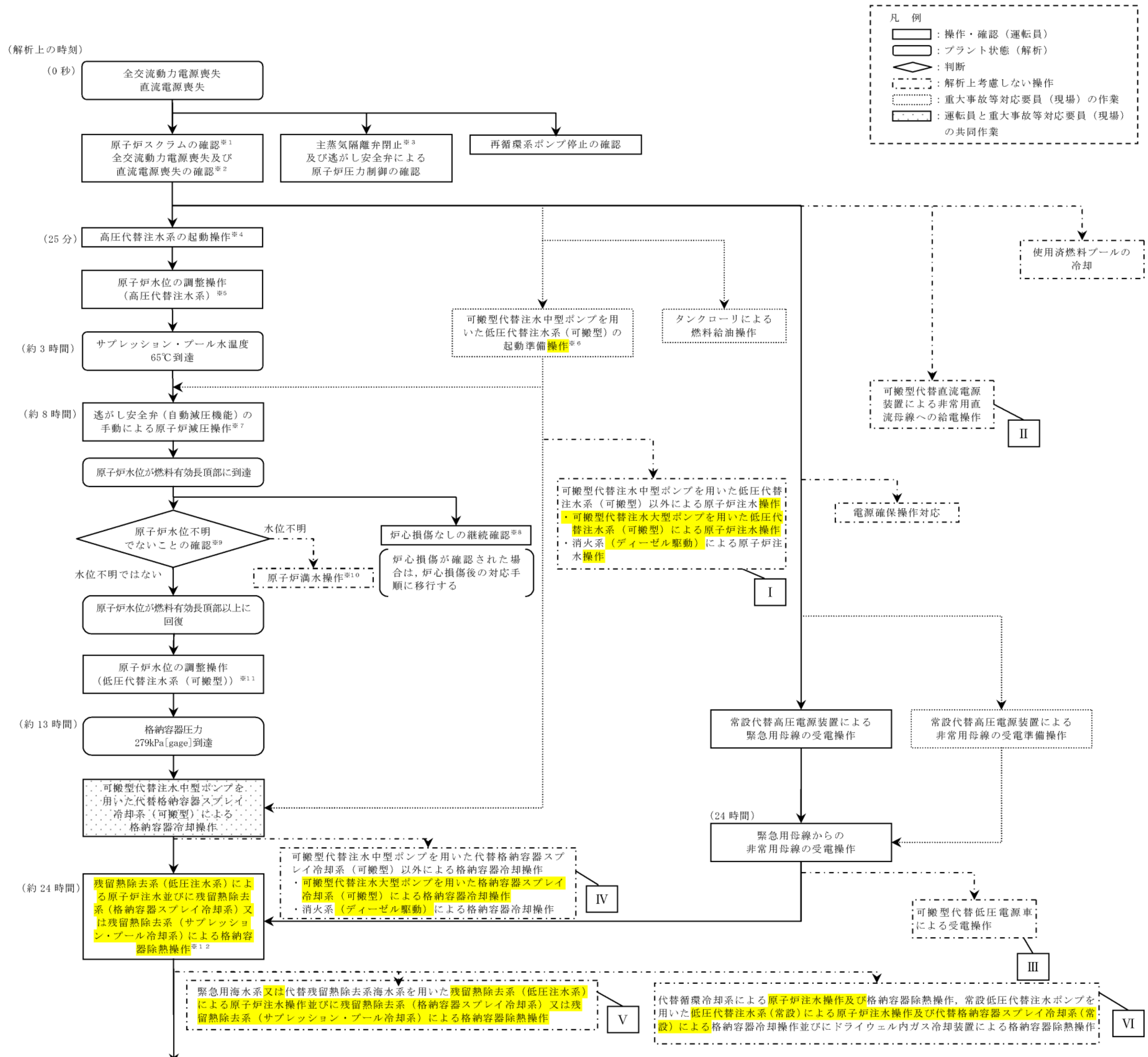
第 7.1.3.3－4 図　「全交流動力電源喪失＋DG 喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　　考



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

東海第二発電所	備　考



残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，原子炉水位を維持し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続する。また，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，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）に切り替え，冷温停止状態とする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる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）及び消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ
常設代替直流電源設備が使用できない場合は，技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる可搬型代替直流電源装置により必要な負荷に直流電源を供給する。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。

Ⅳ
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅴ
緊急用海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

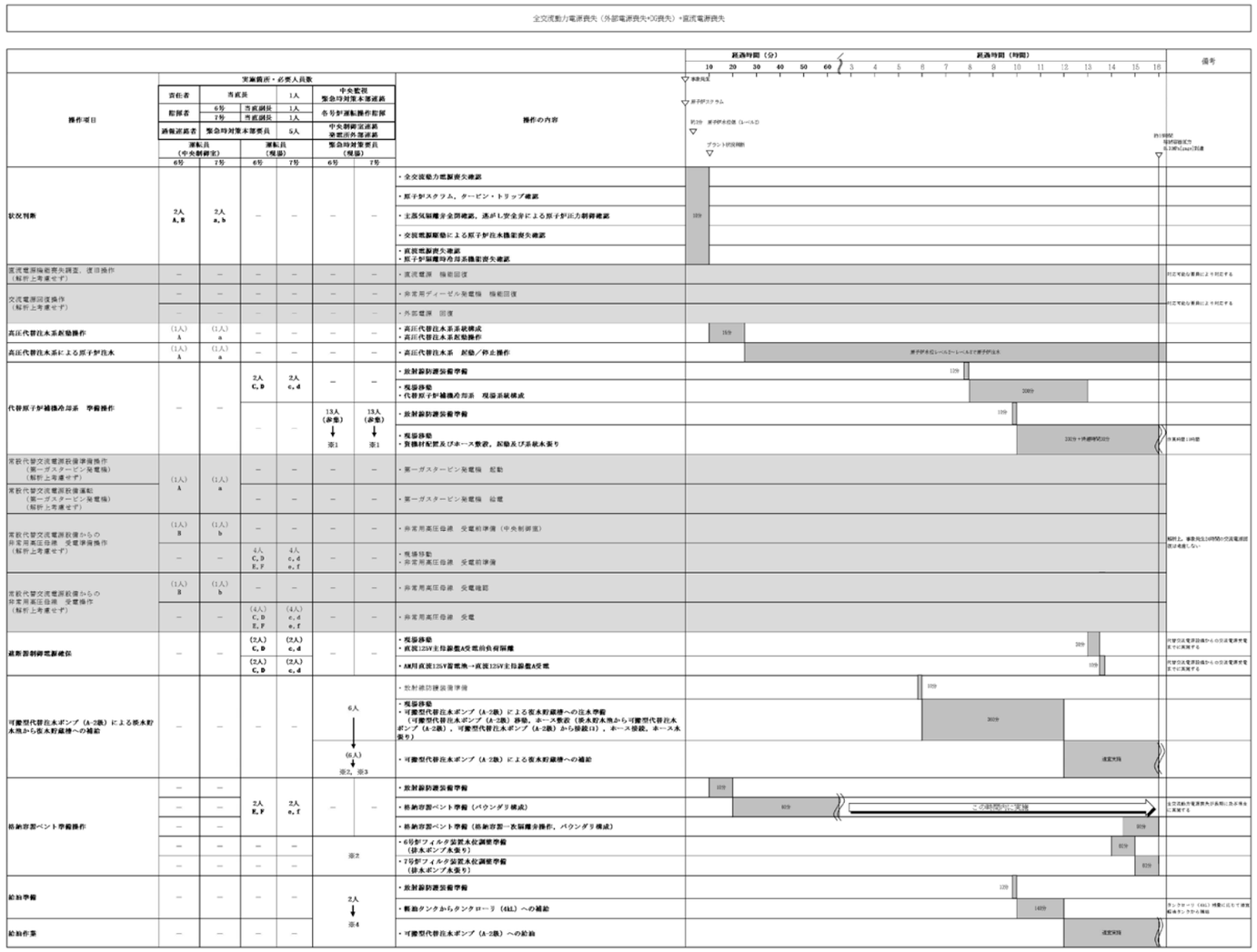
Ⅵ
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となるドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※1　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できる。
※2　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。
※3　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※4　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。
・全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※5　高圧代替注水系により，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。
※6　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※7　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℃）に到達又は超過した場合は，低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系１系統以上起動できた後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
※8　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※9　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※10　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※11　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，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。
※12　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 2.3.2－2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）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（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　　考



第 7.1.3.3－6 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の作業と所要時間（1/2）

10－7－1－384

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

東海第二発電所	備　考

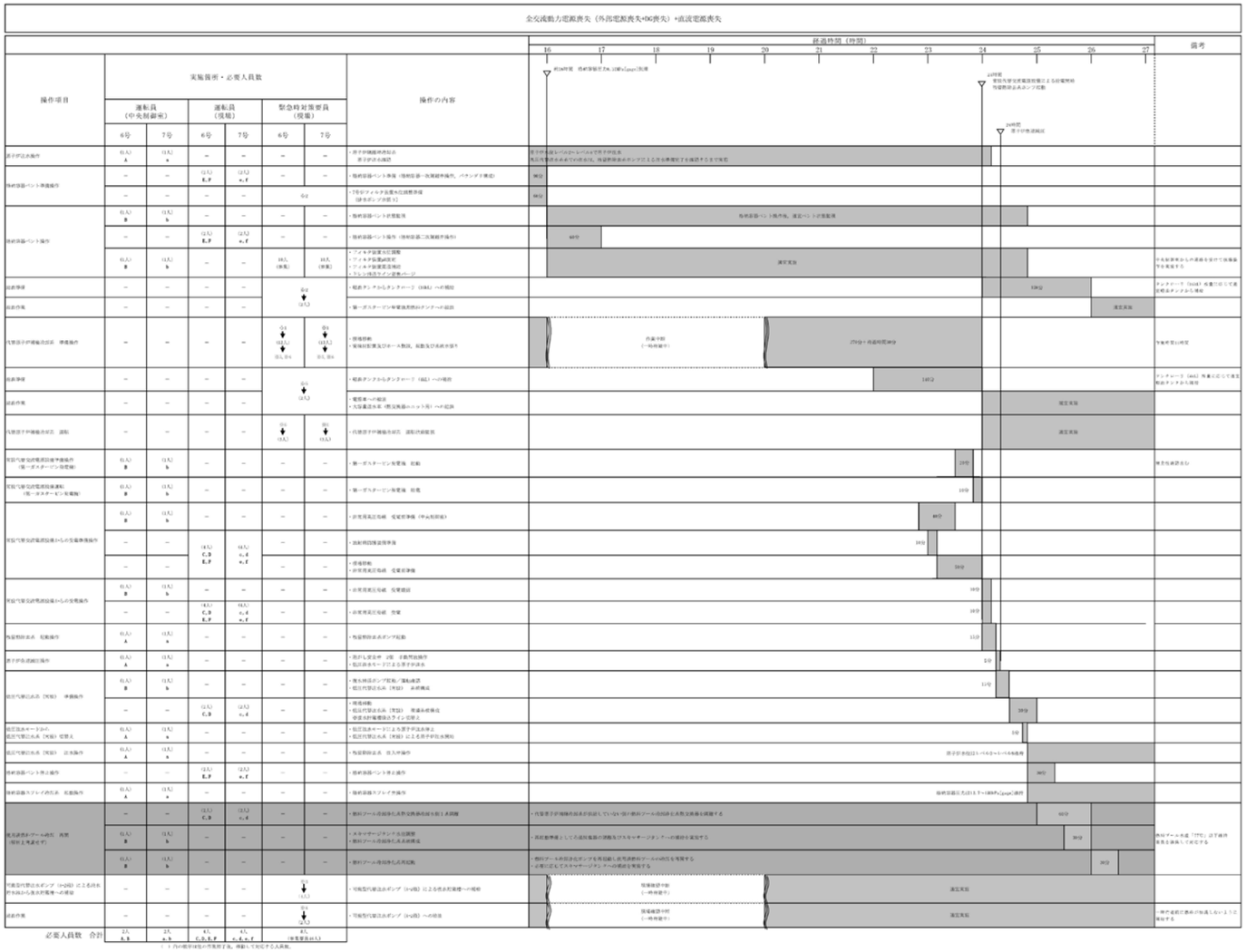
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110　120	備考
	責任者	当直発電長	1人 中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽25分　高圧代替注水系による原子炉注水開始	
	補佐	当直副発電長	1人 運転操作指揮補佐			
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人 初動での指揮 発電所内外連絡			
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）			
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	3人 C，D，E	－	●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1分	
状況判断	2人 A，B	－	－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10分	
高圧代替注水系起動操作	【1人】 A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作	4分	
				●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	6分	
電源確保操作対応	－	－	2人 a，b	●電源回復操作		解析上考慮しない
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125分	

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　考



第 7.1.3.3－6 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

10－7－1－385

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

東海第二発電所	備　考

全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　格納容器圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間10分　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱の交互運転開始	
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125 分	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】B	－	－	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	30 分	
	－	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作（現場）	185 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	－	【1人】 E	【3人】 k，l，m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作	175 分	
			2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の調整操作	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8 分	
				●非常用母線の受電操作	9 分	
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却操作	－	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】A	－	－	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	13人　a～m 及び参集6人			

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

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，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 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 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 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
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，残留熱除去系ポンプを起動し，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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉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 逃がし安全弁 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 A系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全電源喪失となり，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域計装等による確認ができないため，原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 ・全電源喪失により，早期の電源回復不能と判断する。	逃がし安全弁（安全弁機能）＊	－	原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊ 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
高圧代替注水系の起動操作	・全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ＊ 緊急用125V系蓄電池	－	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	・高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ＊ 緊急用125V系蓄電池	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 高圧代替注水系系統流量
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

前ページと同じ

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

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，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 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 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 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
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，残留熱除去系ポンプを起動し，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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉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 逃がし安全弁 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 A 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	・全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 ・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放することにより，原子炉減圧を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 非常用窒素供給系 高圧窒素ボンベ 緊急用 125V 系蓄電池	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） サプレッション・プール水温度 原子炉圧力（ＳＡ） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・高圧代替注水系が停止したことを確認する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（ＳＡ）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

前ページと同じ

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

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，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 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 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 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
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，残留熱除去系ポンプを起動し，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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉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 逃がし安全弁 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 A 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 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
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　　考

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

前ページと同じ

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			
		常設設備	可搬型設備	計装設備	
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない原子炉が圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力	
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合，高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（6kL）	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）	
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gauge]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 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	
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，残留熱除去系ポンプを起動し，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 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL，16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力	
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系の圧力を下回ると，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL，16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】	
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，格納容器圧力が0.18MPa[gauge]に到達した場合，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL，16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 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・プール水温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度	
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。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 逃がし安全弁 低圧代替注水系 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（6kL，16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）	

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

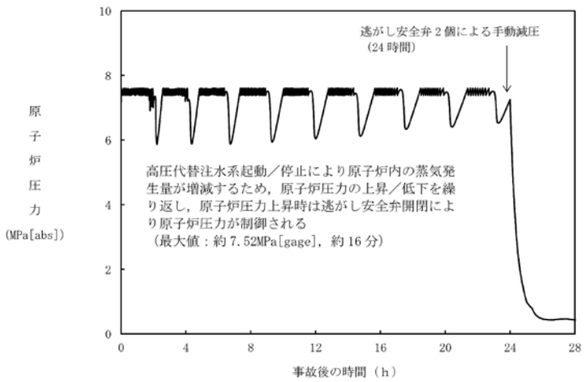
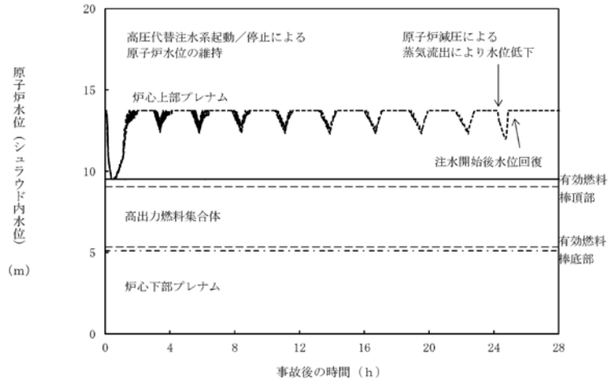
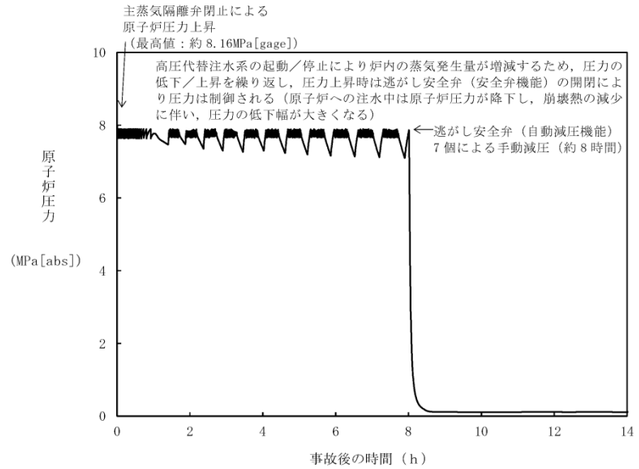
第2.3.2－1表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故等対策について（4／4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッションチェンバ* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

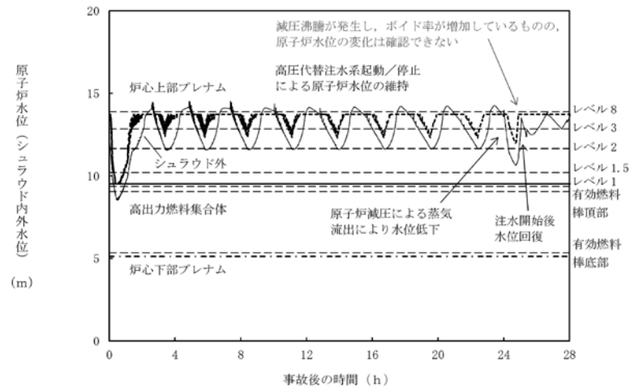
備　　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

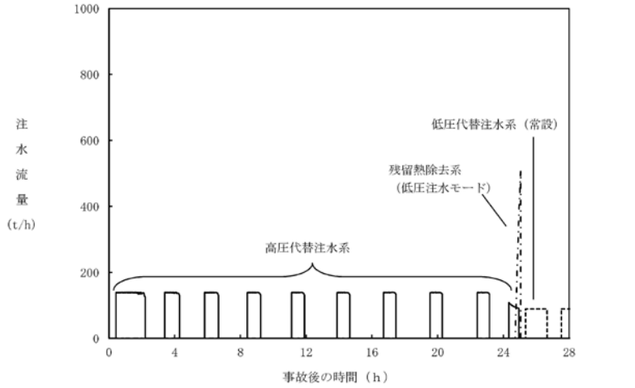
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.1.3.2－7図　原子炉圧力の推移  第7.1.3.2－8図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移 10－7－1－374	 第2.3.2－4図　原子炉圧力の推移	・KK67においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

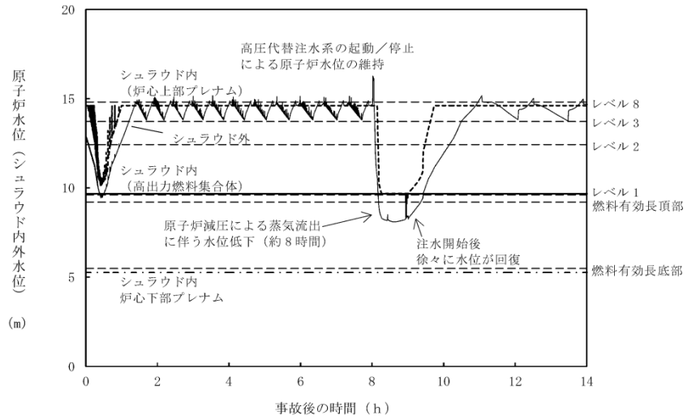
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第 7.1.3.2－9 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

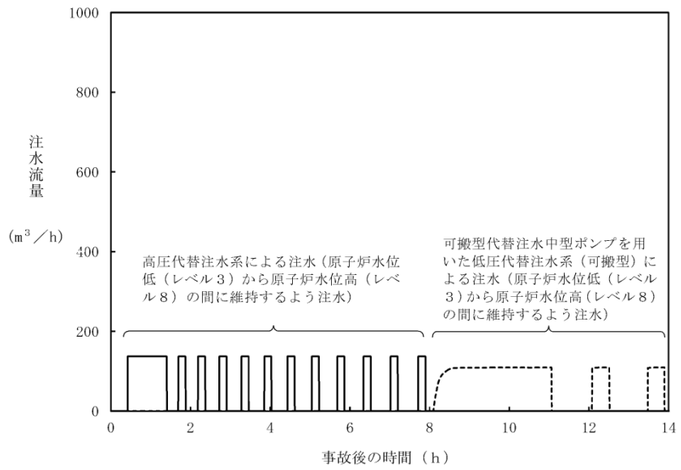


第 7.1.3.2－10 図　注水流量の推移



第 2.3.2－5 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。

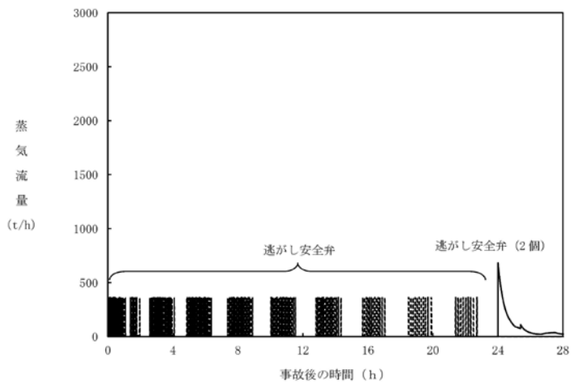


第 2.3.2－6 図　注水流量の推移

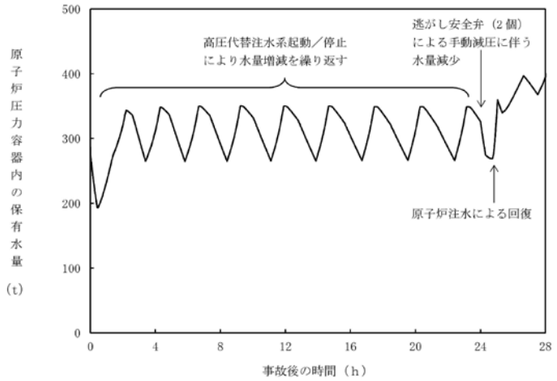
10－7－1－375

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

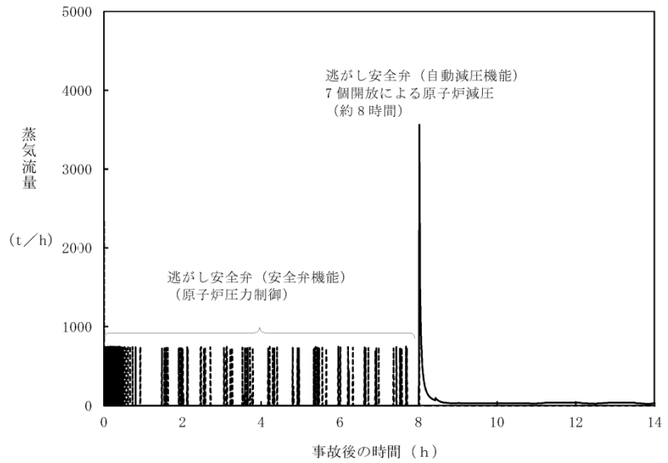
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



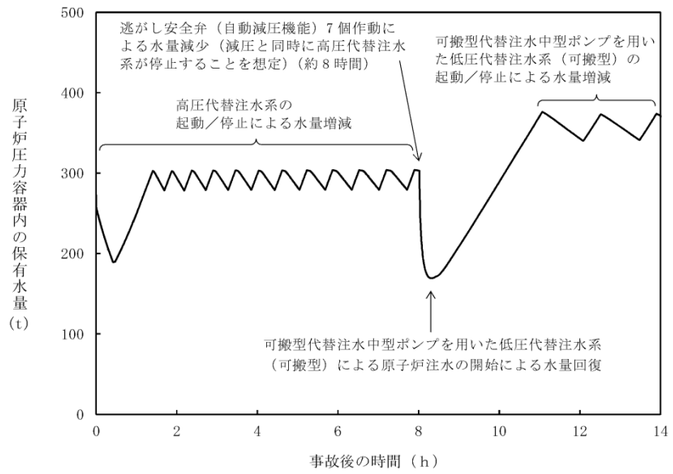
第 7.1.3.2－11 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 7.1.3.2－12 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

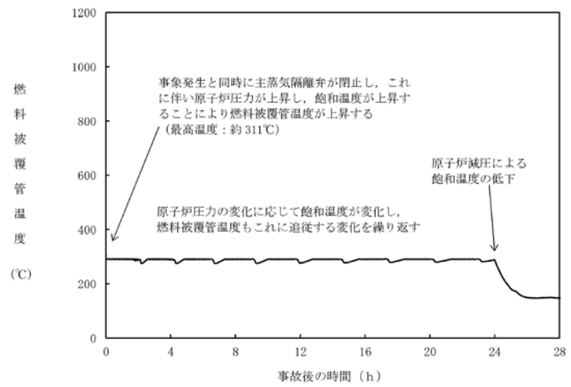
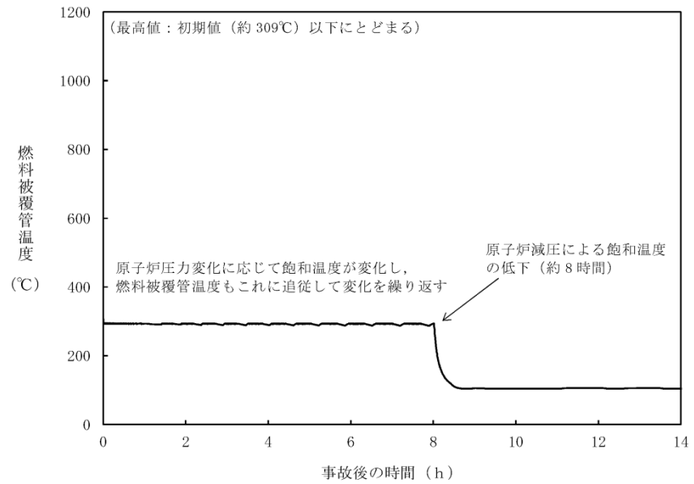


第 2.3.2－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

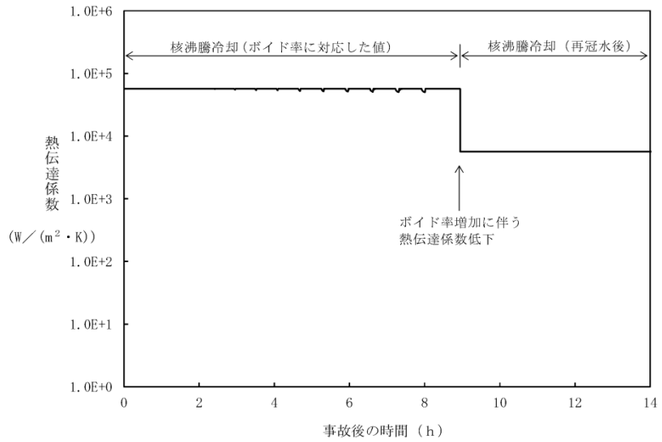


第 2.3.2－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

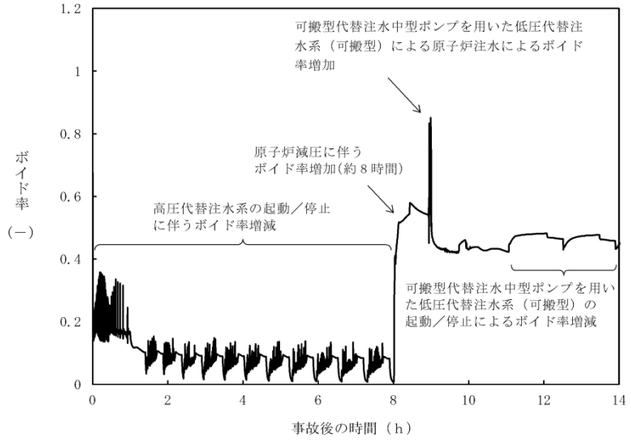
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.2－13 図　燃料被覆管温度の推移	 第 2.3.2－9 図　燃料被覆管温度の推移	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

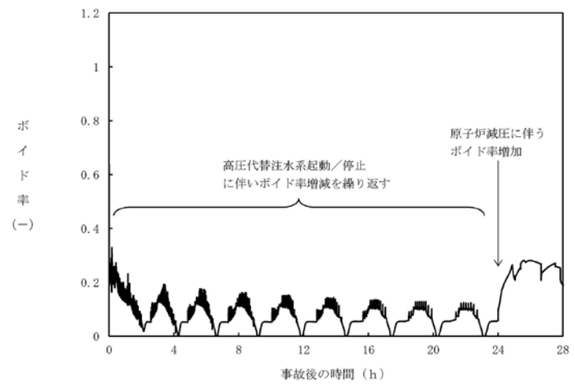
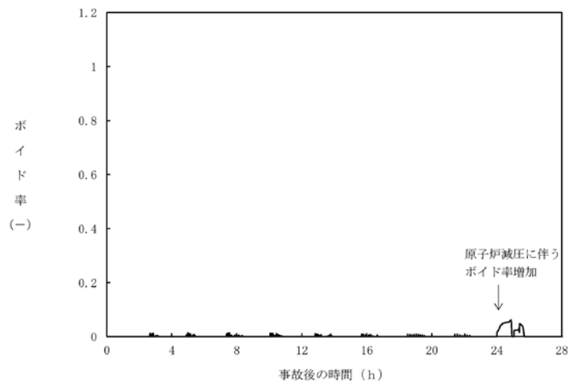
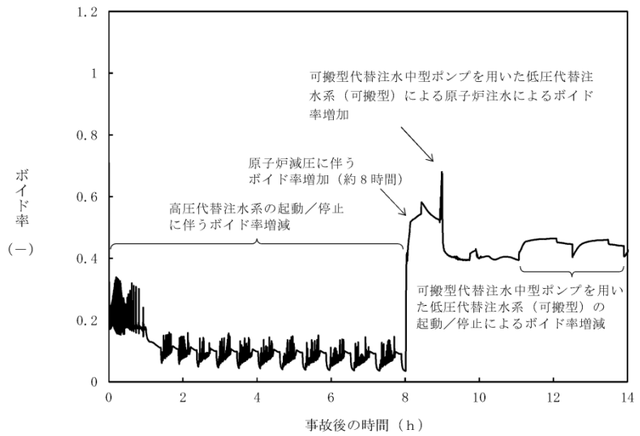
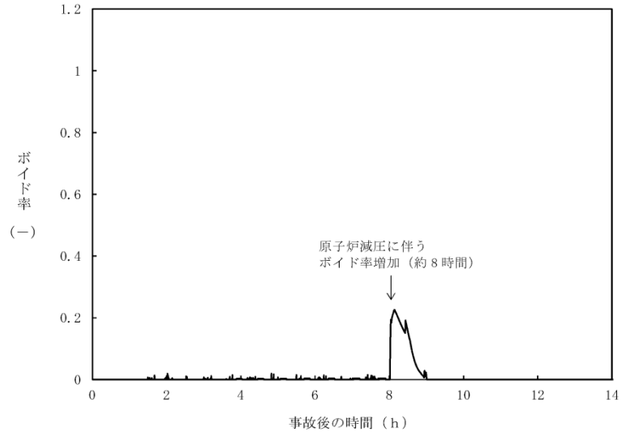


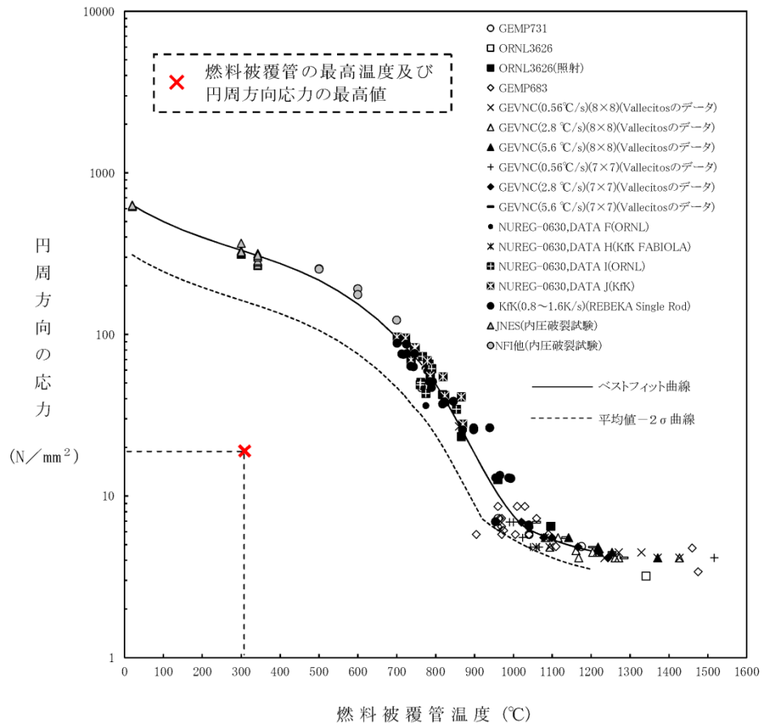
第 2.3.2－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



第 2.3.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

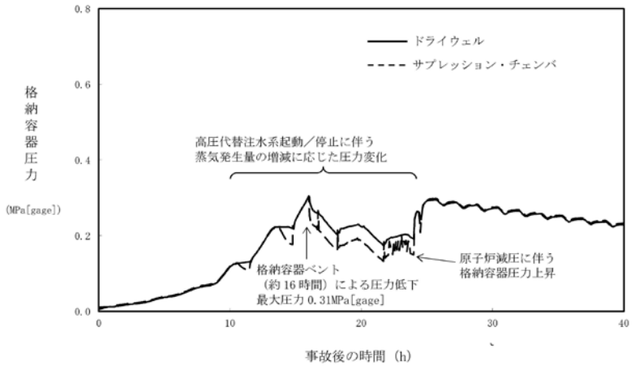
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	 第 2.3.2－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	

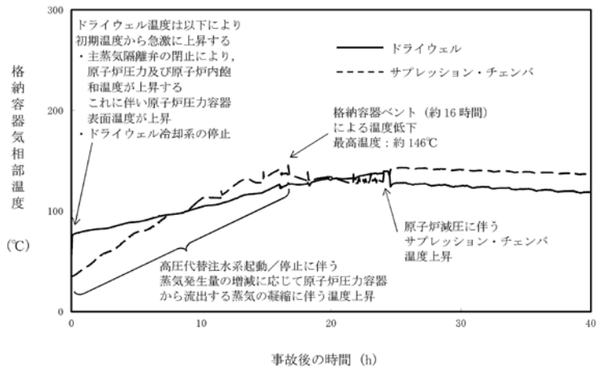
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

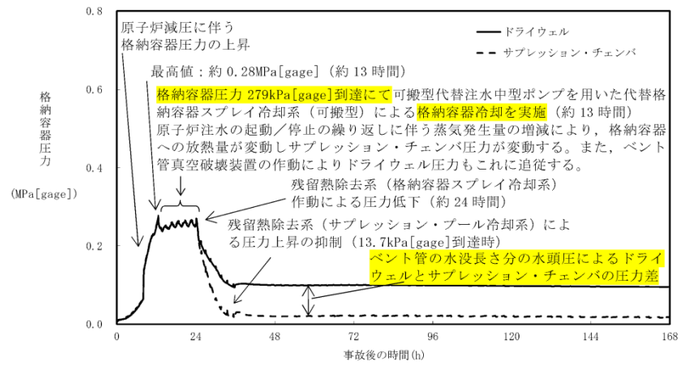


第 7.1.3.2－16 図　格納容器圧力の推移

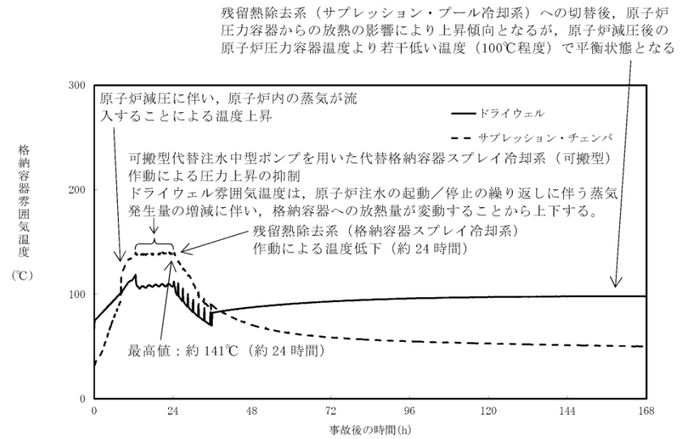
10－7－1－378



第 7.1.3.2－17 図　格納容器気相部温度の推移



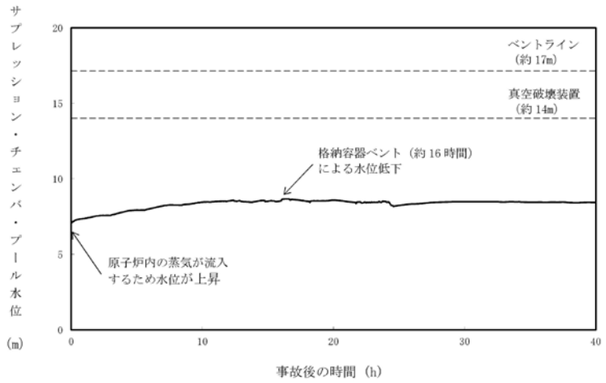
第 2.3.2－15 図　格納容器圧力の推移



第 2.3.2－16 図　格納容器雰囲気温度の推移

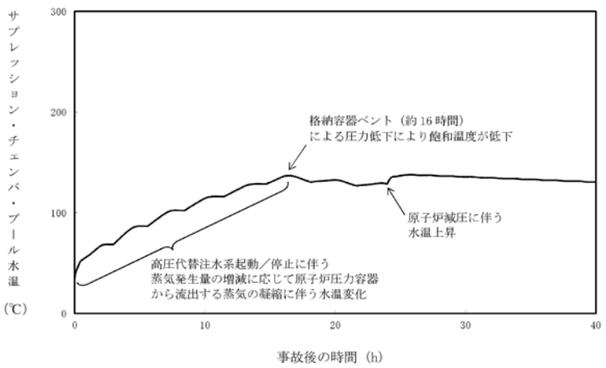
東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

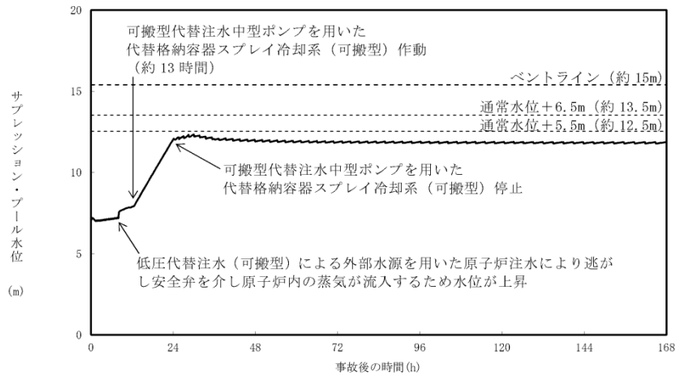


第 7.1.3.2－18 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

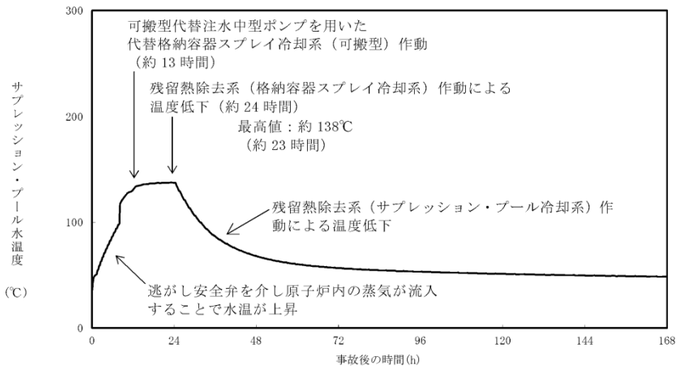
10－7－1－379



第 7.1.3.2－19 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 2.3.2－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2－18 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）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(1/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
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

東海第二発電所

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

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シ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＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的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（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd／t 以下となるよう燃料を配置する）
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(2/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・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
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

東海第二発電所

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

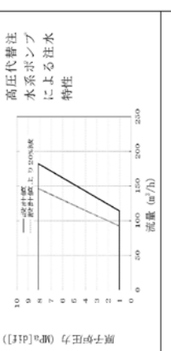
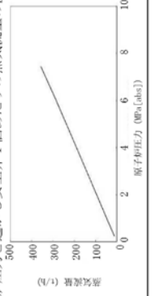
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，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
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	125V 系蓄電池Ａ系，125V 系蓄電池Ｂ系，非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失	125V 系蓄電池Ａ系，125V 系蓄電池Ｂ系，非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を想定

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.3.2－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗）(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	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	高圧代替注水系	事象発生25分後に手動起動し，設計値である182m³/h（8.12MPa[dif]において）～114m³/h（1.03MPa[dif]において）に対し，守的に20%減の流量にて注水	高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に20%減の流量を設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] ×1個，363t/h/個 7.58 MPa[gage] ×1個，367t/h/個 7.65 MPa[gage] ×4個，370t/h/個 7.72 MPa[gage] ×4個，373t/h/個 7.79 MPa[gage] ×4個，377t/h/個 7.86 MPa[gage] ×4個，380t/h/個	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

東海第二発電所

第2.3.2－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（3／7）

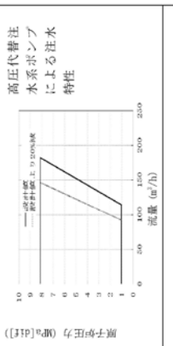
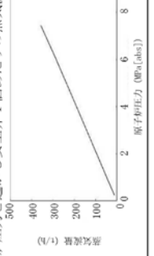
項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環系ポンプ停止を設定

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（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

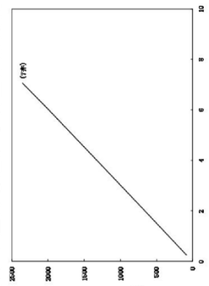
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.3.2－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗）（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	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	高圧代替注水系	事象発生25分後に手動起動し，設計値である182m³/h（8.12MPa[dif]において）～114m³/h（1.03MPa[dif]において）に対し，保守的に20%減の流量にて注水	高圧代替注水系の設計値に対し，保守的に20%減の流量を設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個，363t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個，367t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個，370t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個，373t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個，377t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個，380t/h/個	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

東海第二発電所

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

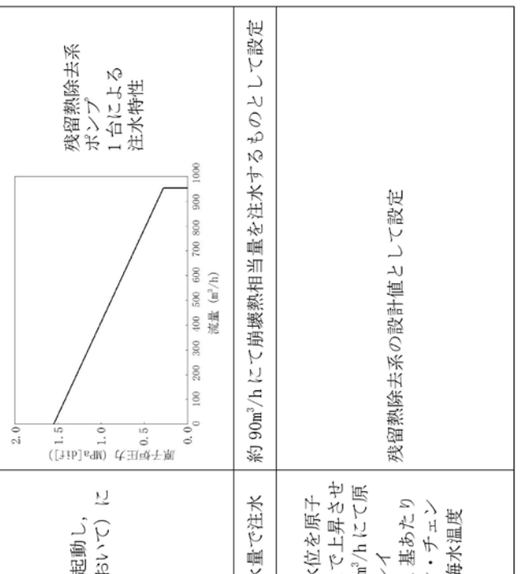
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2個，385.2t／h（1個当たり） 8.10MPa［gage］×4個，400.5t／h（1個当たり） 8.17MPa［gage］×4個，403.9t／h（1個当たり） 8.24MPa［gage］×4個，407.2t／h（1個当たり） 8.31MPa［gage］×4個，410.6t／h（1個当たり）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>  	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

備　考

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.3.2−2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗）（4/6）

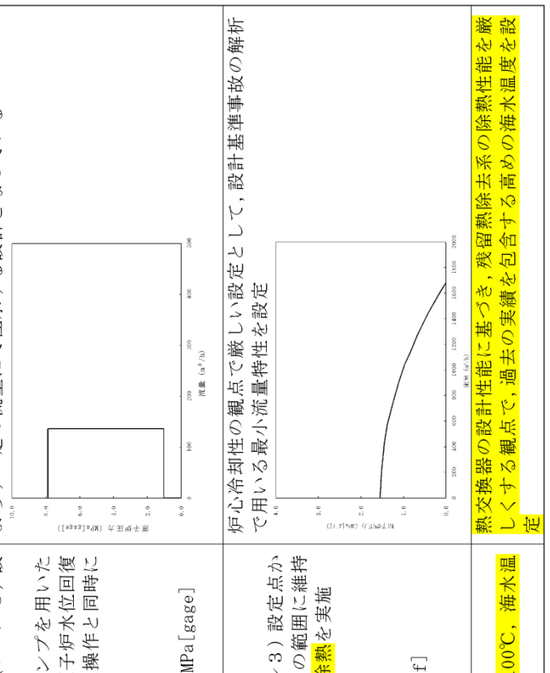
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生24時間後に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約90m³/hにて崩壊熱相当量を注水するものとして設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	・原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器1基あたり約8MW（サプレッション・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2.3.2−2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（5／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 ・注水特性：136.7m³／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高圧代替注水系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m³／h～1,676m³／h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定
		伝熱容量：約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定



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（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

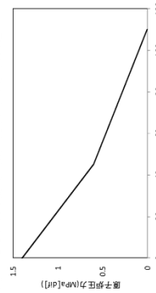
第7.1.3.2－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋RCIC失敗）（5/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・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

10－7－1－290

東海第二発電所

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間５分後に停止	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m³／h～110m³／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m³／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間５分後に停止	
		スプレイ流量：130m³／h（一定）	設計値を設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	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：1.9×10³m³／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッションチェンバ）	
		伝熱容量：約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）(6/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は，原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず，直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

東海第二発電所

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

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため，状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で，サプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし，原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗 7.1.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」である。	2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ） 2.3.3.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。	・東海第二は２Ｃ／２ＤのＤＧとＨＰＣＳのＤＧがわかれているため表現が異なるが，実態として相違はない。
(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「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁１個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。 このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁１ 個が開固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁１ 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	(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「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁１個が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁１個開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 以上により，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁１個開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。	・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。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。 また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード），格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。 これらの対策の概略系統図を第 7.1.3.4－1 図から第 7.1.3.4－4 図に，手順の概要を第 7.1.3.4－5 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。 また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.3.4－1 表に示す。 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 32 名である。 その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。 発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 12 名である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 46 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.3.4－6 図に示す。 a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。 b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.3－1 図に，対応手順の概要を第 2.3.3－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.3－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は，災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名である。 災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行うための当直運転員 5 名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 13 名である。 参集要員の内訳は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。 必要な要員と作業項目について第 2.3.3－3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。 ａ．原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず，原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに，再循環系ポンプが停止したことを確認する。 原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。 ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・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。

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁１個の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 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），原子炉水位（燃料域）等である。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。 原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため，燃料有効長頂部に到達した確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。 炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）である。	
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の準備を開始する。 また，逃がし安全弁１個の開固着により原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから，低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。 逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。	ｄ．早期の電源回復不能の確認 全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。	
d. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として，建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作，バイパス流防止弁の閉操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。 屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置，ホース接続を実施する。また，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。	ｅ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお，逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。	・設備設計の違いにより，東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。
e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧	ｆ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁２個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め７個を手動開放し，原子炉減圧を実施する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	
f．低圧代替注水系（可搬型）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，原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後，建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し，屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）等である。	g．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型）） 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。	
	h．直流電源の負荷切離操作 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。	
g．代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却 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，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。 建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁，残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は，異なる残留熱除去系の流路を使用し，同時に実施する。 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	i．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作 全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。	
h．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。 格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，原子炉格納容器二次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって中間開操作することで，格納容	j．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作 外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 i．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ 1 台を手動起動する。 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した時点で，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，残留熱除去系系統流量等である。 j．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（低圧注水モード）による原子炉注水により，原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。 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・プール水温度等である。 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）運転時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を停止し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。 原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却を再開する。	ｋ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ｌ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ及びＭ／Ｃ　２Ｄ電圧である。 ｍ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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，炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持することで継続的に実施し，格納容器除熱は，原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により実施する。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	
7.1.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し，逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は，原子炉隔離時冷却系を喪失し，全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。 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。	2.3.3.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失するとともに，逃がし安全弁の再閉鎖失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は，原子炉隔離時冷却系も停止することで，全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。 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。 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。	・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。
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.3.4－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.3－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。	

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，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。さらに，逃がし安全弁１ 個の開固着が発生するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。 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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。 (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。	a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失を想定する。同時に，逃がし安全弁１個の開固着を想定する。 (c) 外部電源 起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。 b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム 原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。 (b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。 (c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。 (d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，再閉鎖に失敗した 1 個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6 個を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。 (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 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止するものとする。 (f) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ 1 台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0m³／h～1,676m³／h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
	づき１基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。 ※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）	
(d) 低圧代替注水系（可搬型） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に，84m^3/h で原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。また，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は，40m3/h の流量で原子炉注水するものとする。	(g)　低圧代替注水系（可搬型） 可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～110m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^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し，交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。	
(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，80m3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。	(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき 130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開し，交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。	
(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。	(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}m^3／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。 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	
(g) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃，海水温度 30℃において）とする。		
(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。		

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(i) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は，954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。 c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は，事象発生4時間後から開始する。 (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。 (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。 (e) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。 (f) 代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生から24時間後に開始する。 (g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は，事象発生から25.5時間後に開始する。 (h) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は，原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。 (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，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.1.3.4－7図から第7.1.3.4－12図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。 (b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。 (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，事象発生の3時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生3時間1分後に実施する。なお，全交流動力電源喪失時において，直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても，少なくとも事象発生から約8時間後まではサプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。 (d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。 (e) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から24時間10分後に実施する。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.3－4図から第2.3.3－8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.3	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
の応力の関係を第7.1.3.4－13図から第7.1.3.4－18図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.3.4－19図から第7.1.3.4－22図に示す。 ※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。	－9 図から第 2.3.3－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3－15 図から第2.3.3－18 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 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。 逃がし安全弁（1 個）が開固着しているため，蒸気の流出が継続し，事象発生から約 1.5 時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため，原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって，逃がし安全弁2 個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1 個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。	ａ．事象進展 全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。 逃がし安全弁１個が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生の約79分後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し，燃料有効長頂部を下回る。 事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると，原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後，原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し，ボイド率は低下する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。 事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 18 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。 常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は，事象発生から 25.5 時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後，ベントラインを閉じて，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。	圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。 また，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 14 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した後は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。	
b. 評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第 7.1.3.4－13 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 805℃ に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，15%以下となる。 原子炉圧力は，第 7.1.3.4－7 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。 また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	b．評価項目等 燃料被覆管温度は，第 2.3.3－9 図に示すとおり，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 212 分後に約 746℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下にとどまることから，評価項目である 15%を下回る。 原子炉圧力は，第 2.3.3－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa [gage] 以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。 格納容器圧力は，第 2.3.3－15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 2.3.3－16 図に示すとおり，事象発生の約 14 時間後に最高	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
第 7.1.3.4－8 図に示すとおり，低圧代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，25.5 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。 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。	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 2.3.3－5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2.3.3－15 図及び第 2.3.3－16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。 （添付資料 2.3.3.1） 安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。 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。	
7.1.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗では，事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが，逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により，原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。	2.3.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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，全交流動力電源の喪失に加えて，逃がし安全弁 1 個が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため，直流電源の負荷切離しを実施すること，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧を実施し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，直流電源の負荷切離操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作），可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作並びに残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。	
(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	(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	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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（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（可搬型）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 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。	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。 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可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.3.3.2） 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，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。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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 7.1.3.4－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (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ため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 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 2.3.3.2） (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 2.3.3－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。 (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 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度 33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなり，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響は	

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。 機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 (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，評価項目に与える影響は小さい。 機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 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	ない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。 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。 機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，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2.3.3.2） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／mであり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／tに対して最確条件は燃焼度33GWd／t以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度33GWd／tの場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，33GWd／t未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 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。 機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，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2.3.3.2） 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	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
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事象発生から 4 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 4 時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作時間に与える影響はない。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，操作時間に与える影響はない。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，運転員（現場）は，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 18 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，操作開始時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 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	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 操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，その他の操作と重複する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，この場合でも他の操作との重複が無いことから，この他の操作に与える影響はない。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，この場合でも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。 操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。 （添付資料 2.3.3.2）	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (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ため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 なお，常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合，代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても，常設代替交	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の直流電源の負荷切離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，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，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱操作の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.3.3.2）	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
流電源設備から受電する設備を運転できないため，評価項目となるパラメータに影響しない。		
(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。 第7.1.3.4－23図から第7.1.3.4－25図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については，運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において，事象発生から5時間10分後（操作開始時間70分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約808℃となり1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約18時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 また，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「7.2.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり，約20時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており，代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から24時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	(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。 操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から1時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の8時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，第2.3.3－19図から第2.3.3－21図に示すとおり，運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し，事象発生から3時間56分（操作開始時間の55分の時間遅れ）までに操作を実施する場合，燃料被覆管の最高温度は約875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，55分程度の時間余裕は確保されている。 操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，事象発生の約14時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用する。可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の3時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料2.3.3.2，2.3.3.3）	
(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	(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	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	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。	
7.1.3.4.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 32 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 46 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。	2.3.3.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.3.3.1（3）　炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。 また，必要な参集要員は，「2.3.3.1（3）　炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名であり，参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。	
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋ SRV 再閉失敗」において， 必要な水源， 燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 a. 水源 原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 2,100m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 4,200m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能であり，水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」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 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,160m³の水が必要となる。 水源として，西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作，に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については，サプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 2.3.3.4）	
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）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 21kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転	ｂ．燃　　料 常設代替交流電源設備による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想定すると，約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による	

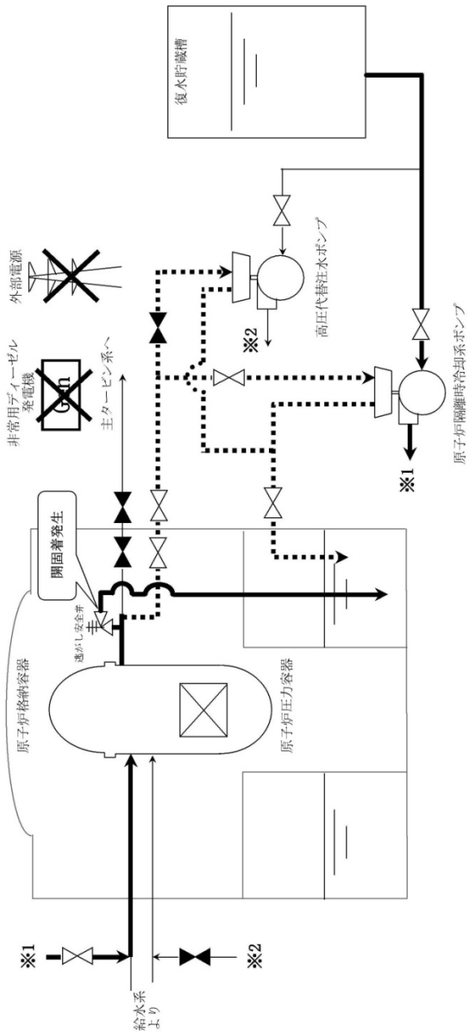
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 655kL）。6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水及び格納容器スプレイ，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	原子炉注水等について，事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると，約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7 日間の原子炉注水等の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから，緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 （添付資料 2.3.3.5）	・柏崎刈羽は，以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。 ・燃料評価について，燃料は設備間で共用しており，緊対の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について，電源供給能力は直接影響はないが，燃料評価を記載しているため合わせて記載 東海第二のモニタリングポストは，非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり，個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。
c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6 号炉で約 1,174kW，7 号炉で約 1,184kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	c．電　　源 重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497kW であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 なお必要な負荷には，有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。 蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。 緊急時対策所用発電機については，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 2.3.3.6）	
7.1.3.4.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失し，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備してい	2.3.3.5　結　　論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁 1 個が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失し，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	

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

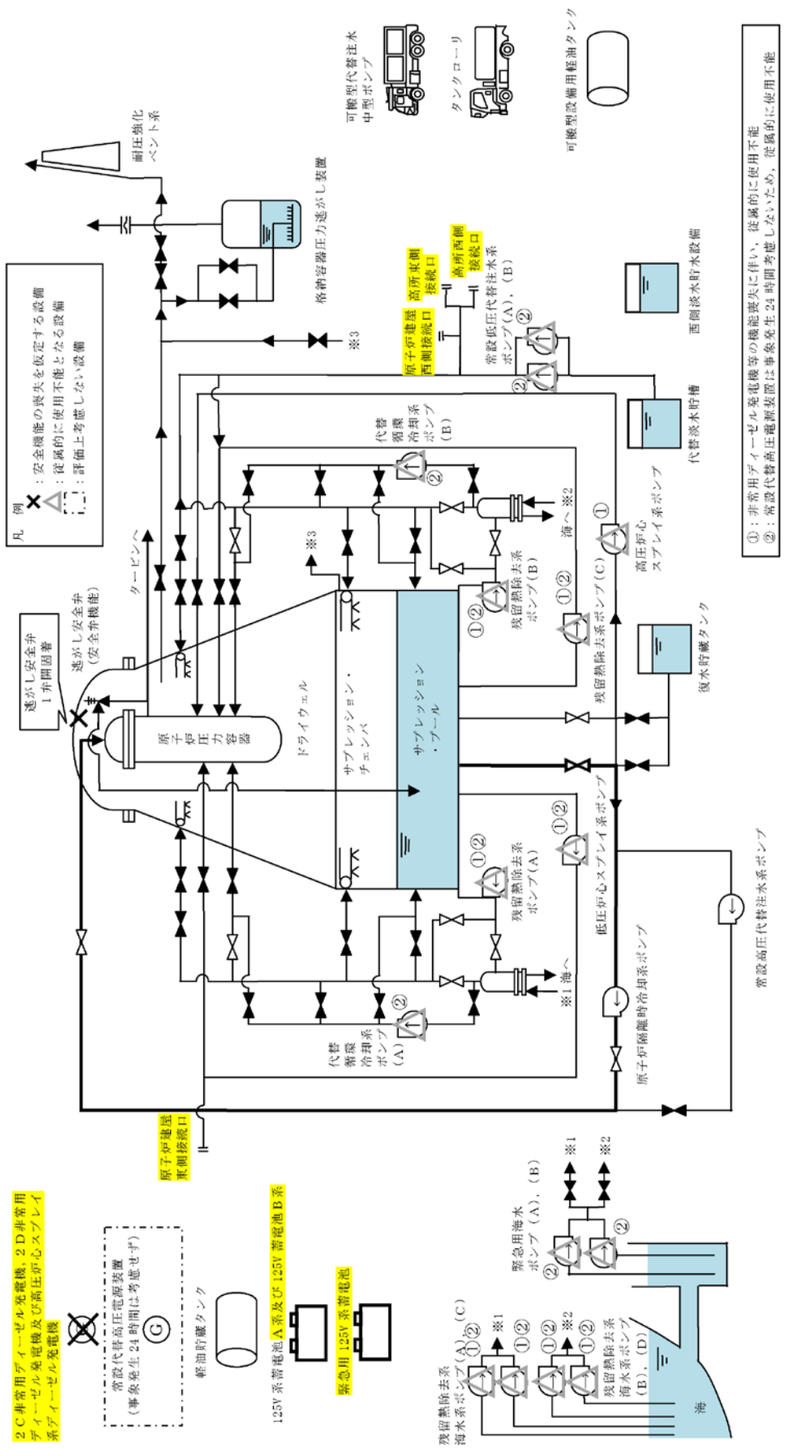
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
る。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード），格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。 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，低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」に対して有効である。	による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，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。 重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対して有効である。	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

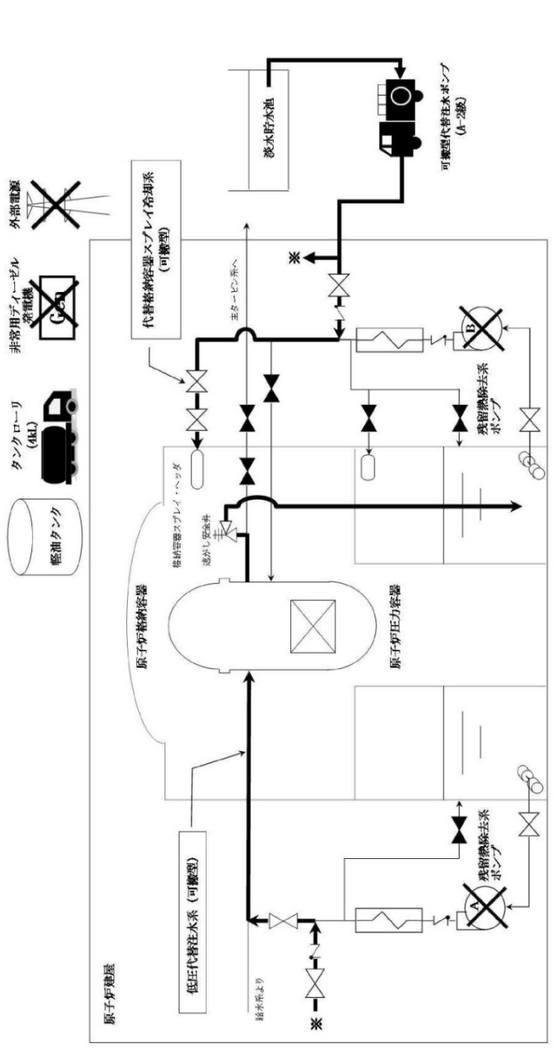
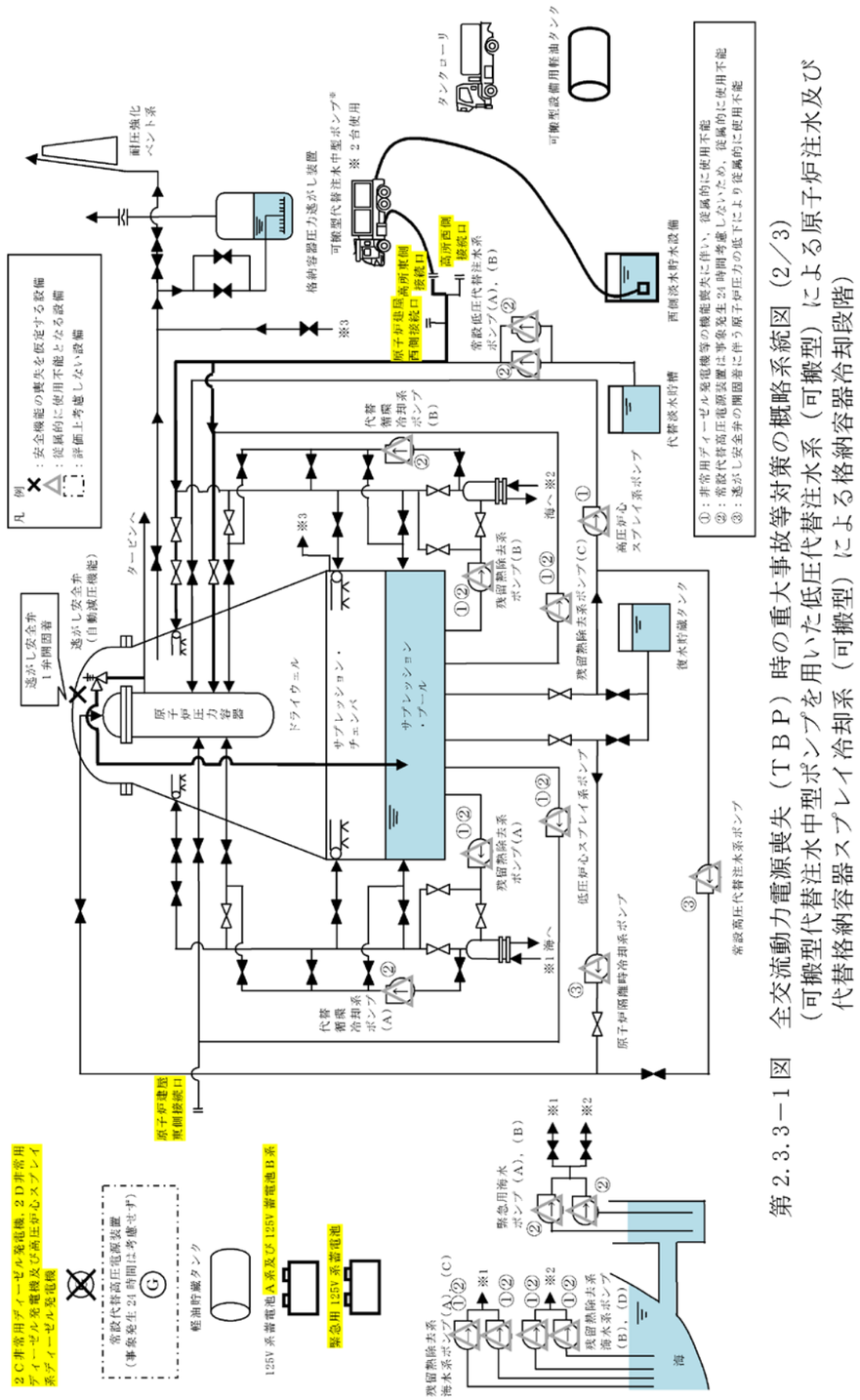


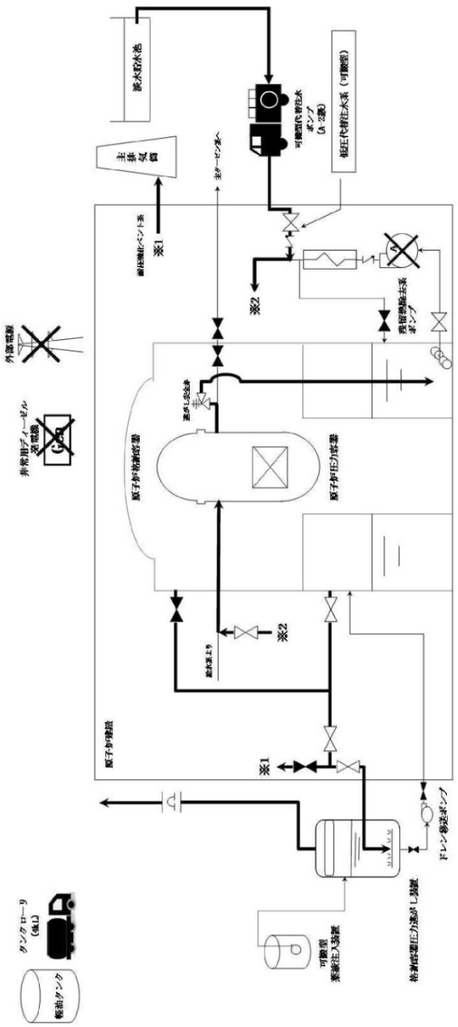
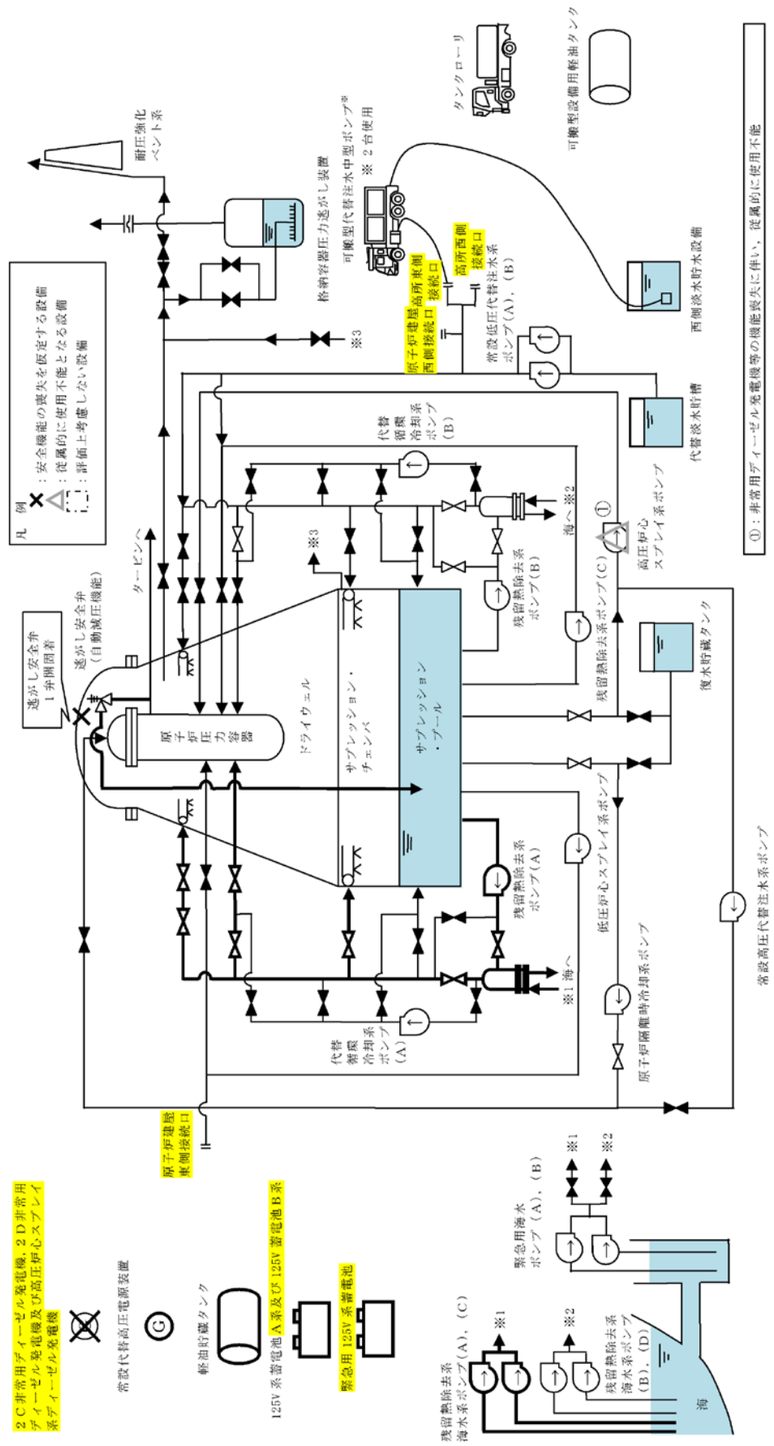
第7.1.3.4－1図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）



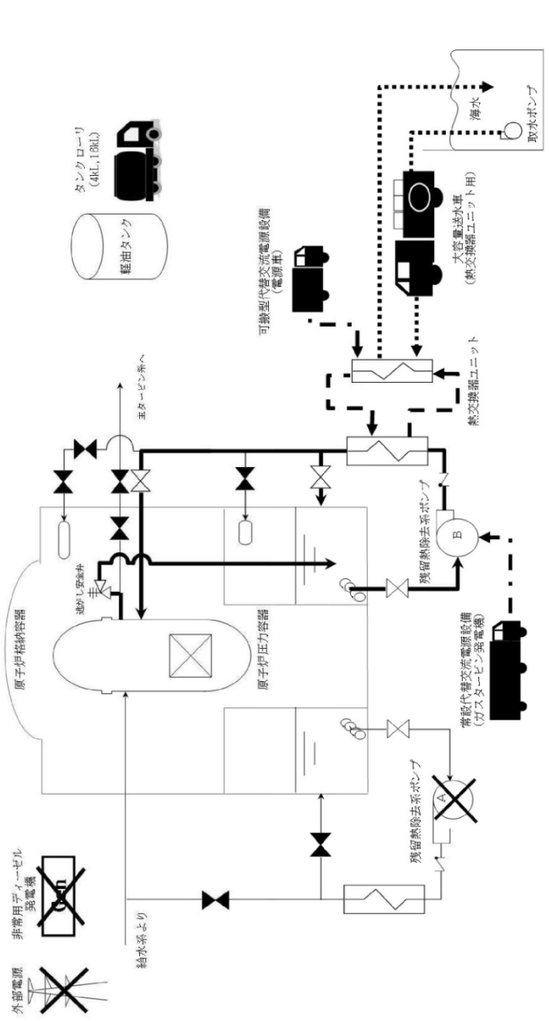
第2.3.3－1図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7. 1. 3. 4－2 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（2/4） (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)	 第 2. 3. 3－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3） （可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.4－3 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の重大事故等対策の概略系統図（3/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 2.3.3－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3） （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）	

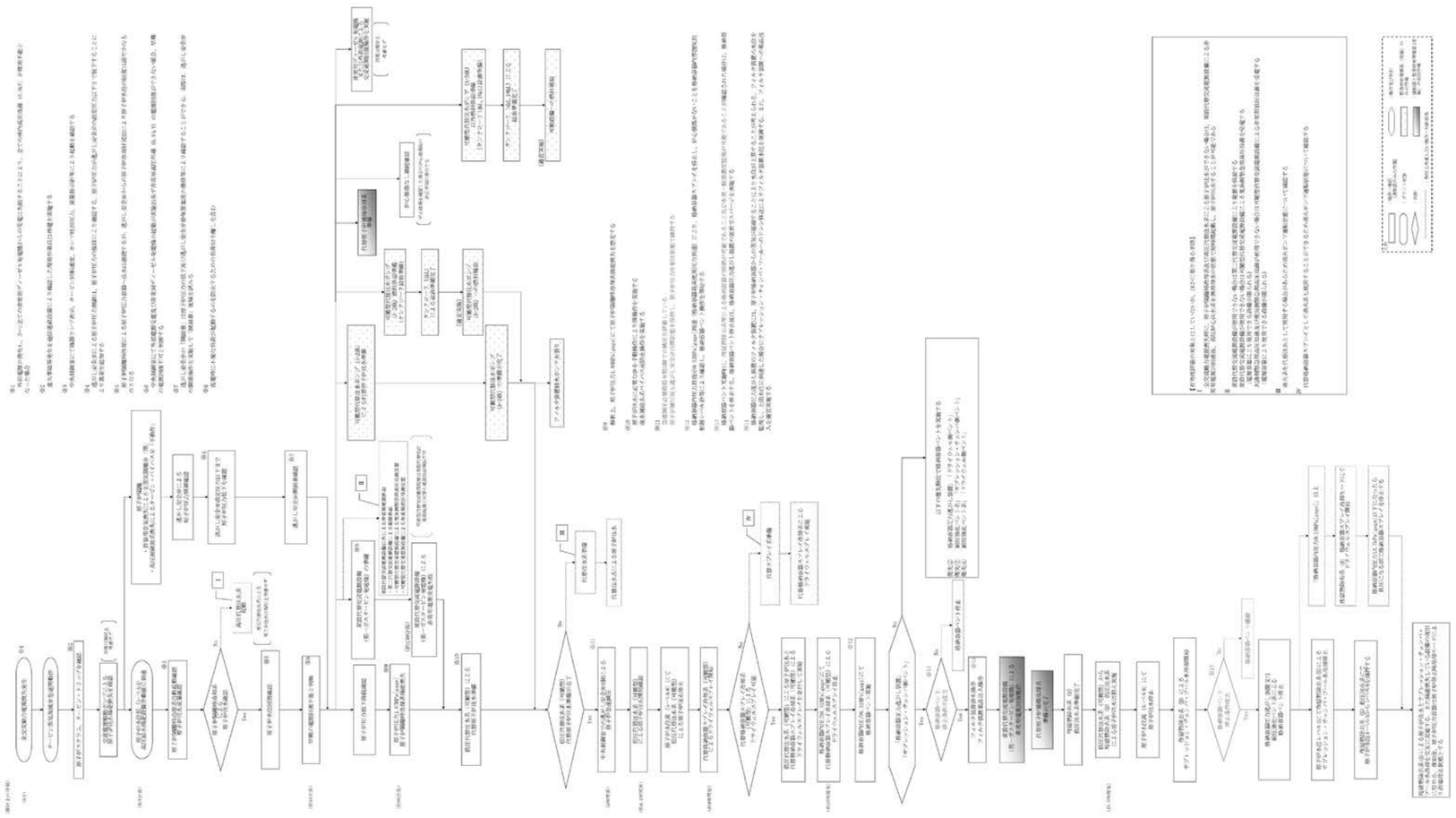
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　　考

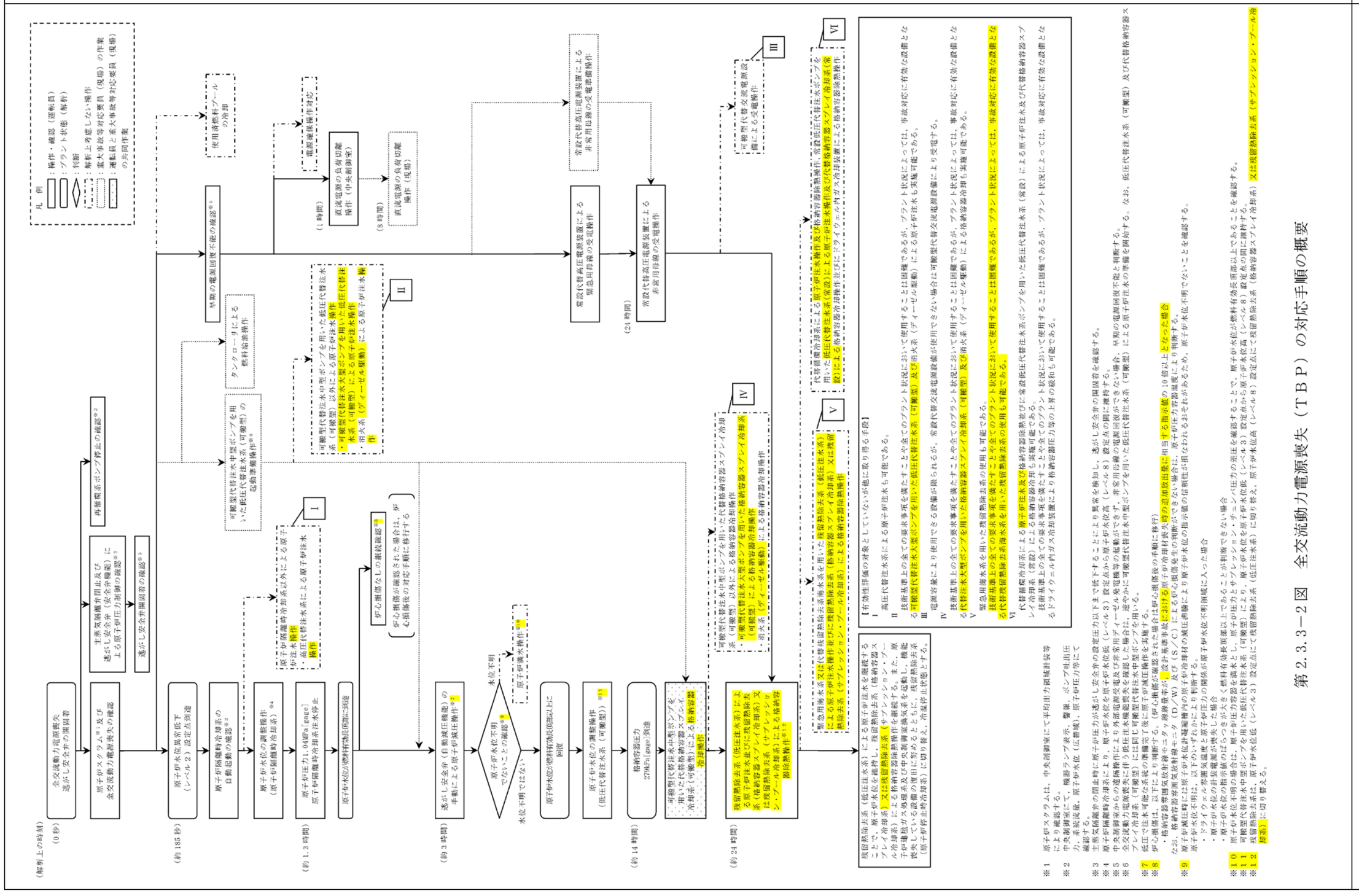


第７．１．３．４－５図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の対応手順の概要

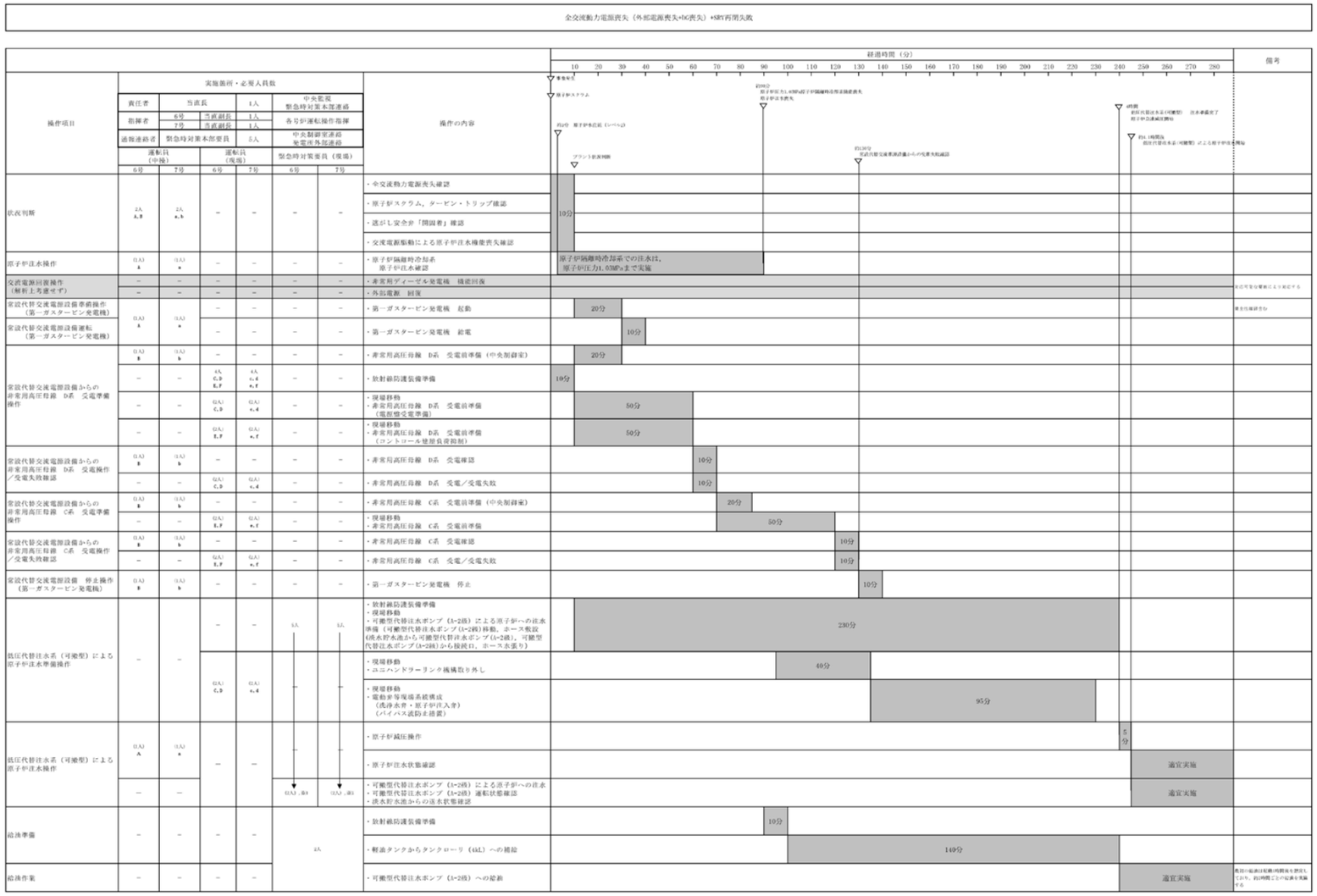
10－7－1－388

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



柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　考



第 7.1.3.4－6 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の作業と所要時間(1/2)

10－7－1－389

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

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

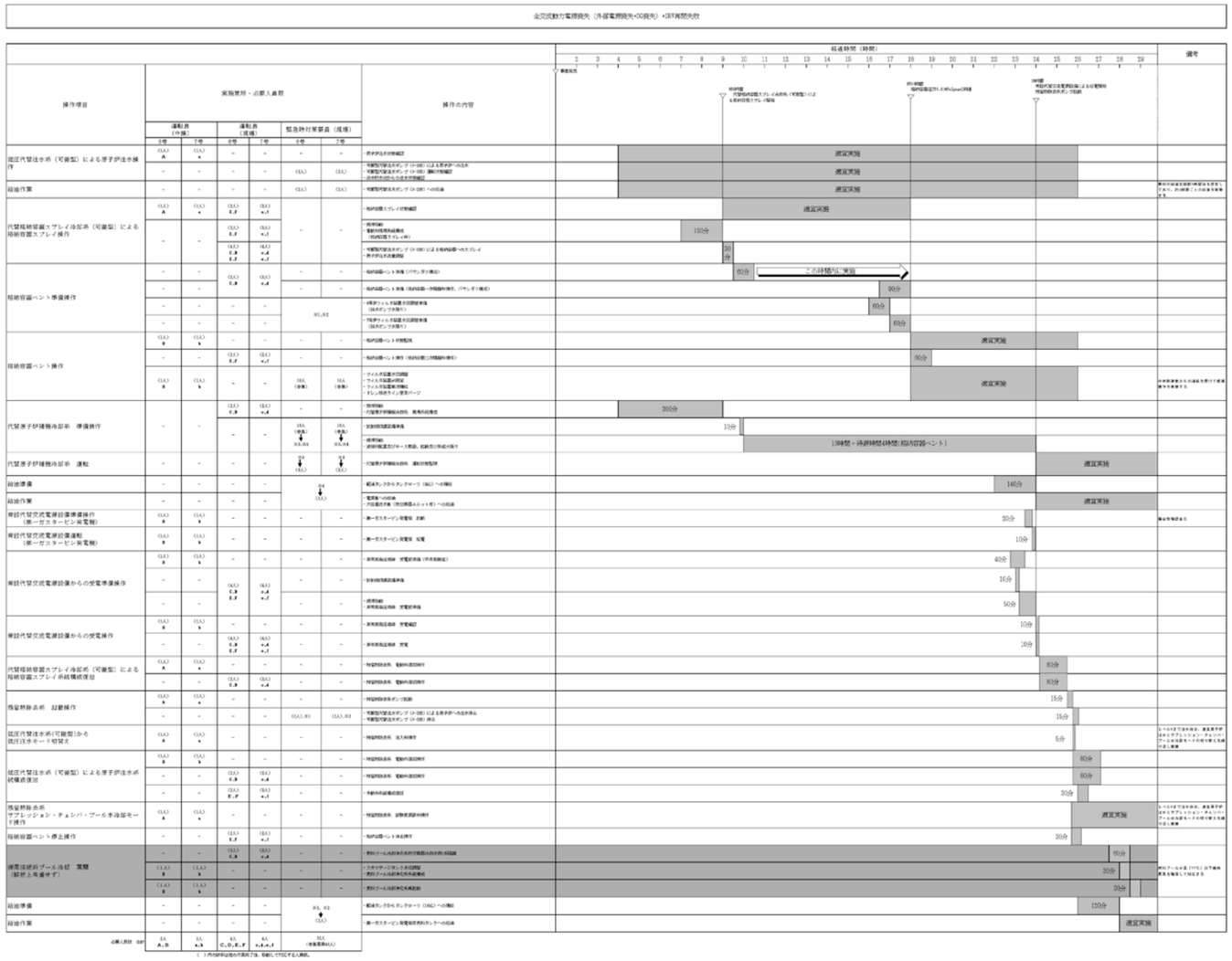
東海第二発電所	備　考

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110　120	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽1時間　直流電源の負荷切離操作（中央制御室） ▽約1.3時間　原子炉圧力1.04MPa到達（原子炉隔離時冷却系停止）	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人	初動での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）		
状況判断	2人 A，B	－	－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●逃がし安全弁開固着の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－	－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－	－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－	2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125 分	
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	【1人】 B	－	－	●不要負荷の切離操作（中央制御室）	6 分	

第 2.3.3－3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（1／2）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　考



第 7.1.3.4－6 図　「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗」の作業と所要時間(2/2)

10－7－1－390

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

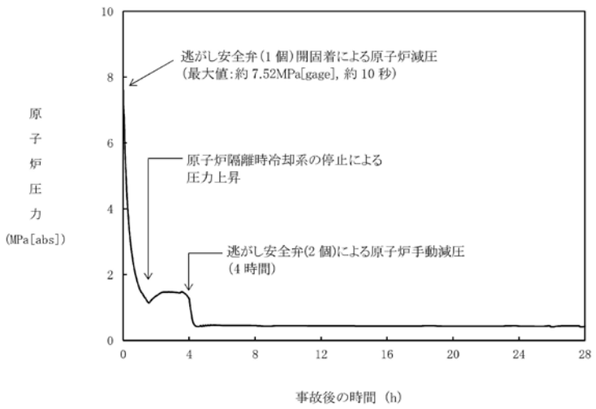
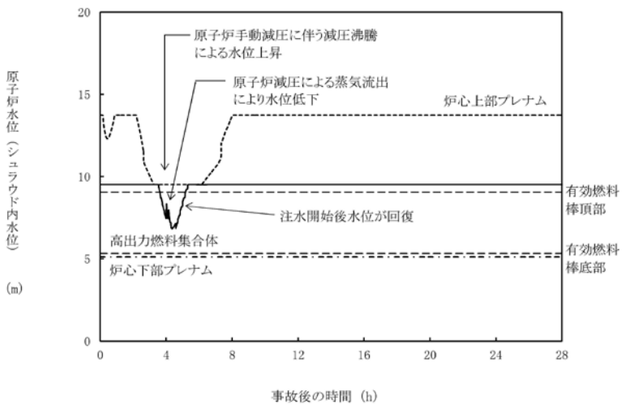
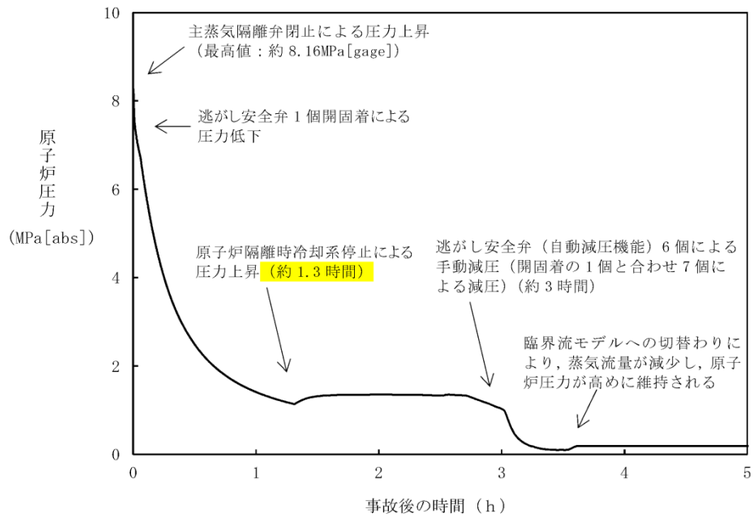
東海第二発電所	備　考

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

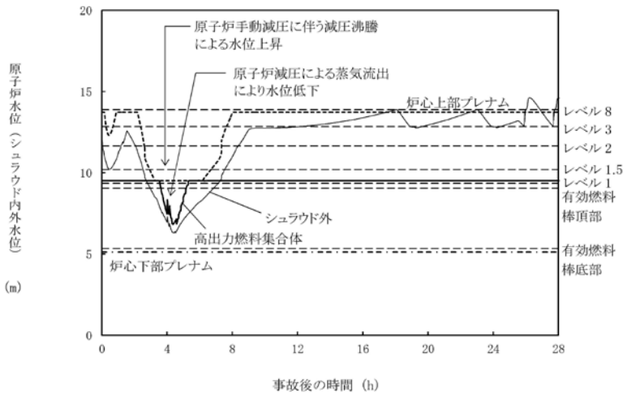
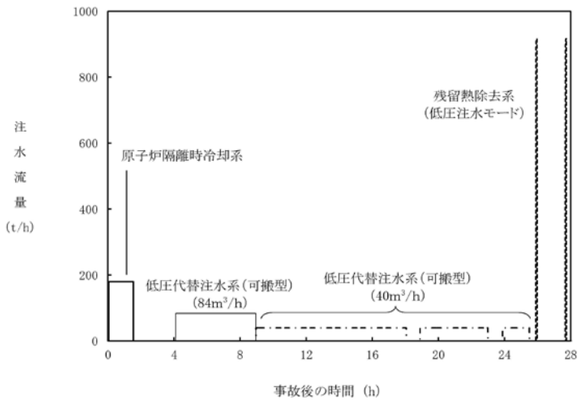
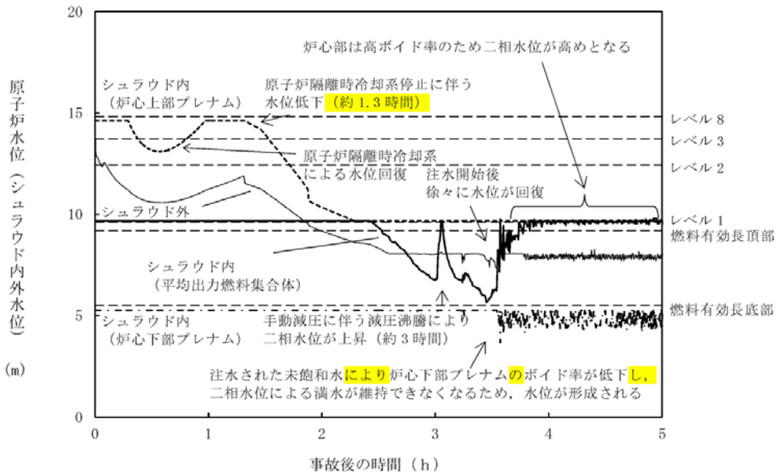
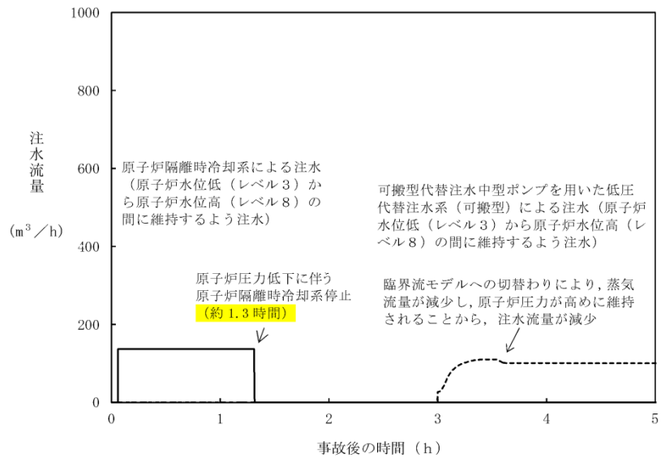
操作項目	実施箇所・必要要員数【　】は他作業後移動してきた要員：当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間）	備考
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125 分	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人（参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6個の手動開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人（参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作	系統構成後，適宜流量調整	
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	－	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作（現場）	50 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35 分	
	－	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	－	【1人】 E	【3人】 k，l，m 2人（参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作	175 分	
				●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の調整操作	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8 分	
				●非常用母線の受電操作	5 分	
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却操作	－	【1人】 C	【1人】（参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	13人　a～m 及び参集6人			

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

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

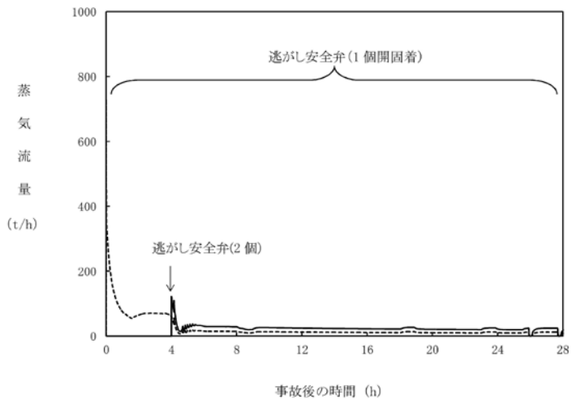
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.4－7 図　原子炉圧力の推移  第 7.1.3.4－8 図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移 10－7－1－391	 第 2.3.3－4 図　原子炉圧力の推移	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

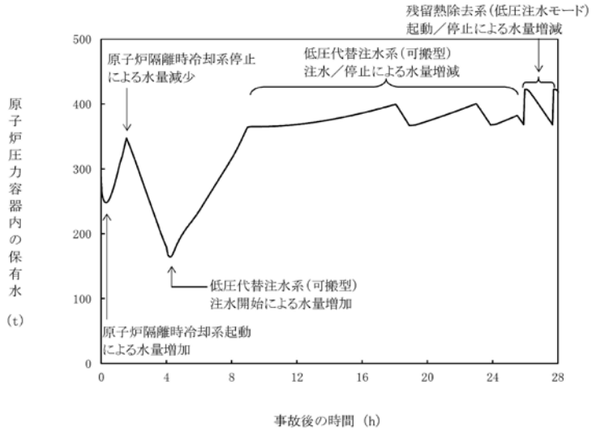
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.1.3.4－9図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移  第7.1.3.4－10図　注水流量の推移 10－7－1－392	 第2.3.3－5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※ ※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。  第2.3.3－6図　注水流量の推移	・KK67においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

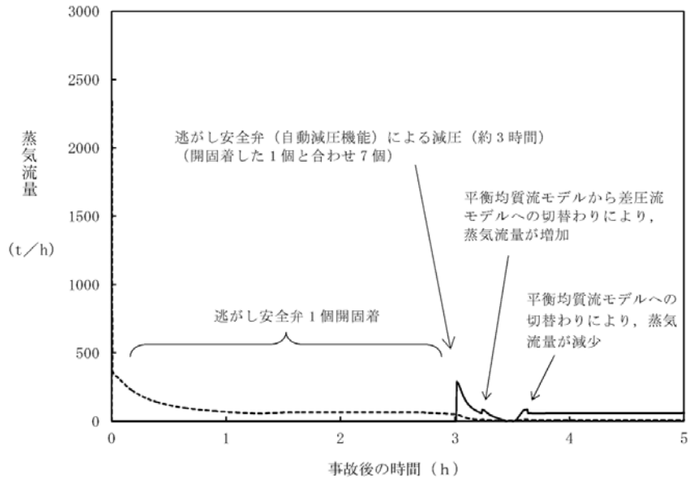
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



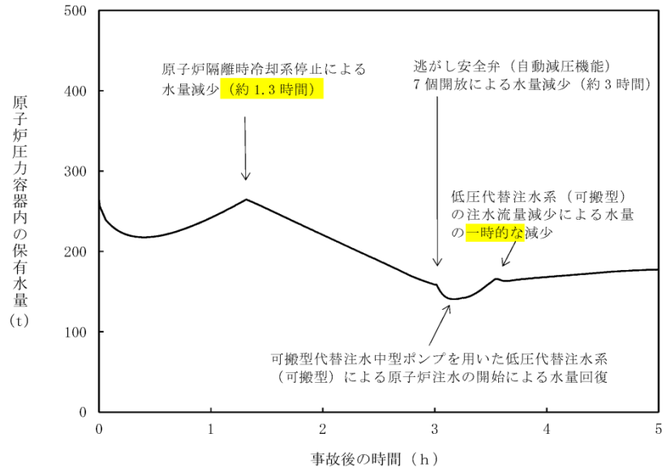
第 7.1.3.4－11 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 7.1.3.4－12 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



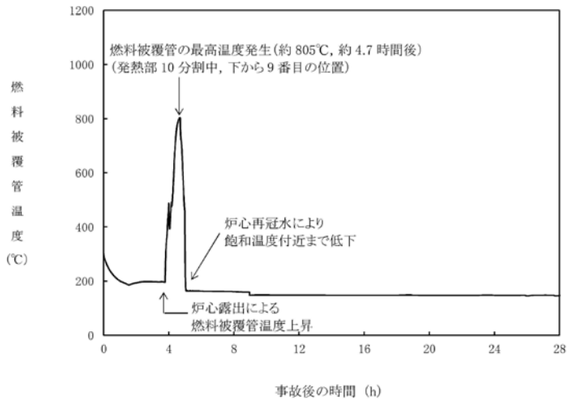
第 2.3.3－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



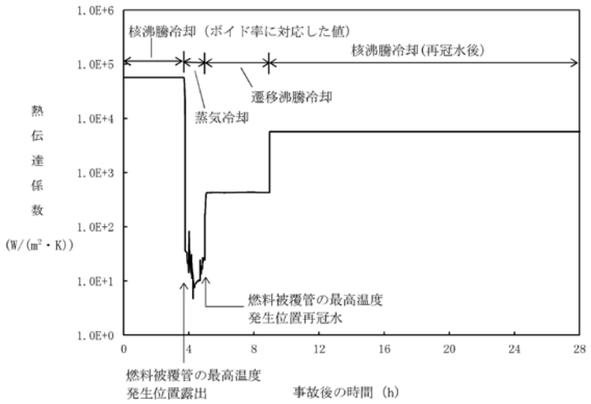
第 2.3.3－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

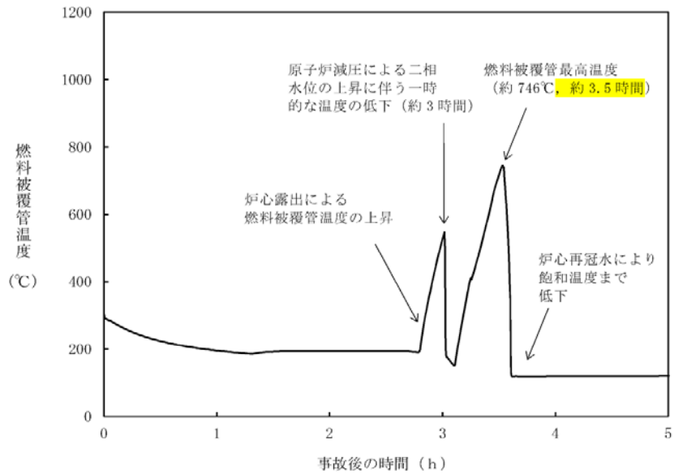
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



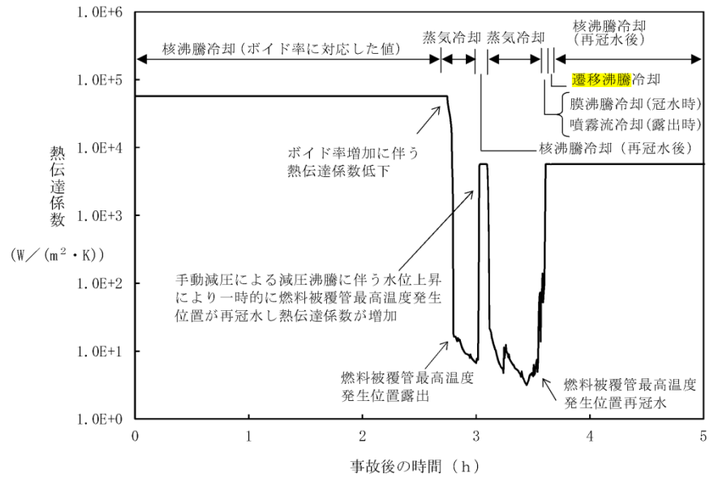
第 7.1.3.4－13 図　燃料被覆管温度の推移



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



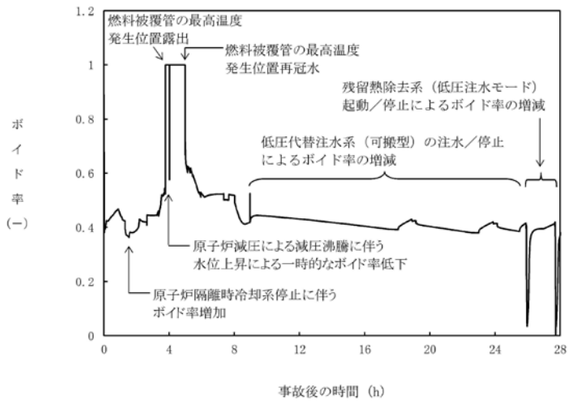
第 2.3.3－9 図　燃料被覆管温度の推移



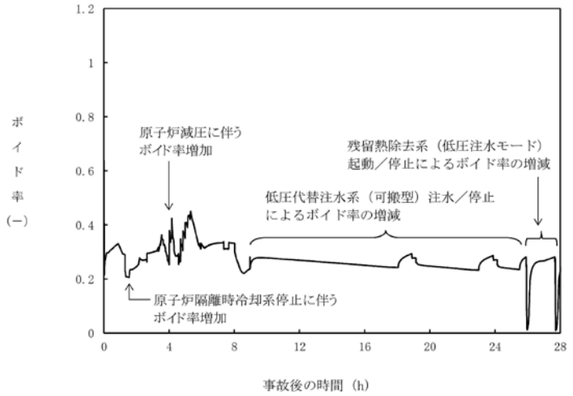
第 2.3.3－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

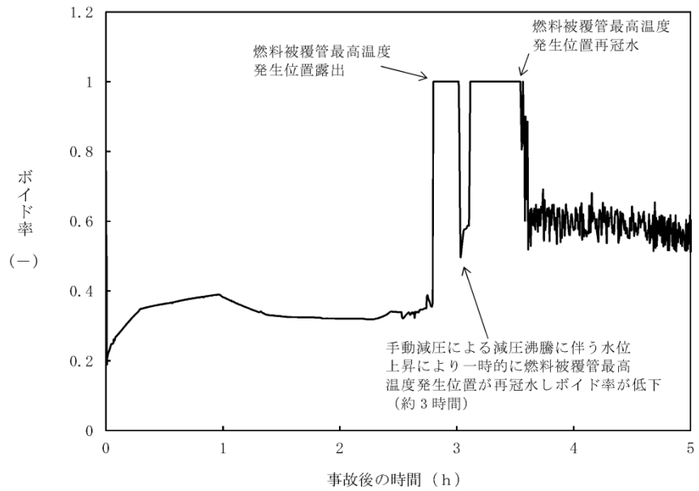
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



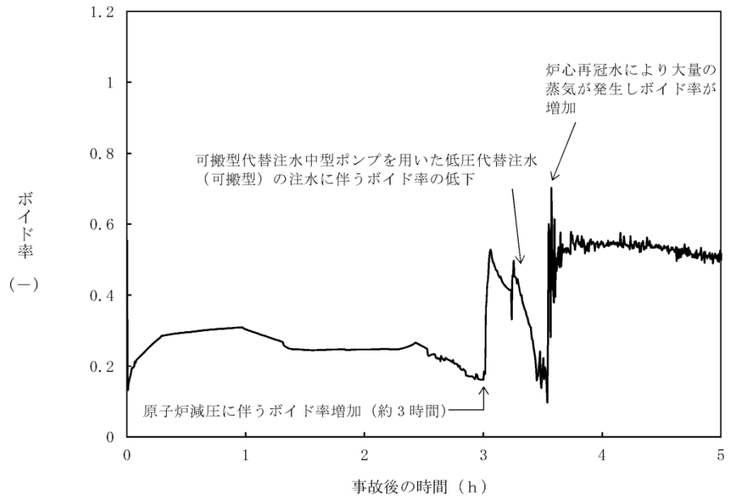
第 7.1.3.4－15 図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 7.1.3.4－16 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移

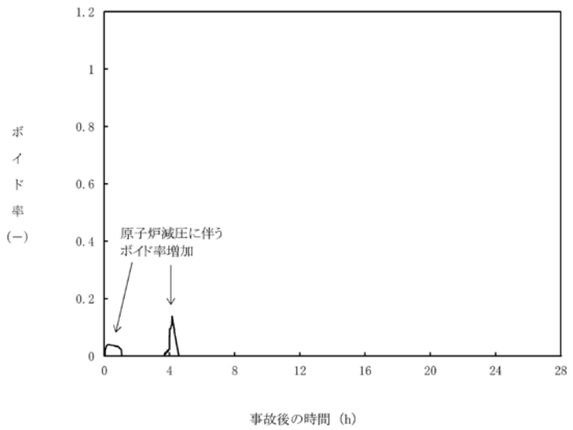
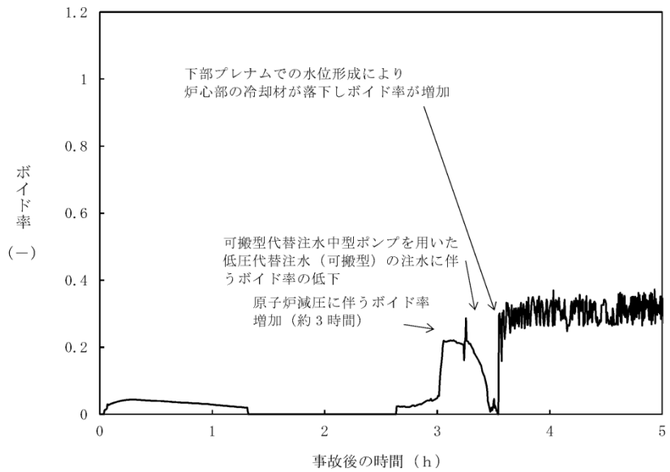


第 2.3.3－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

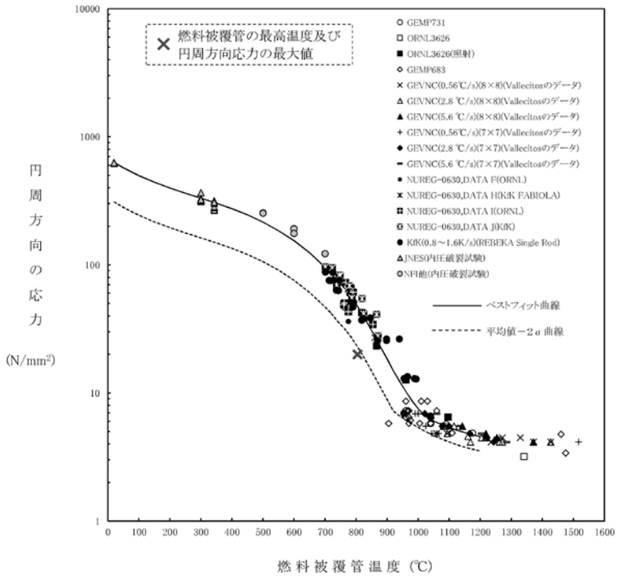
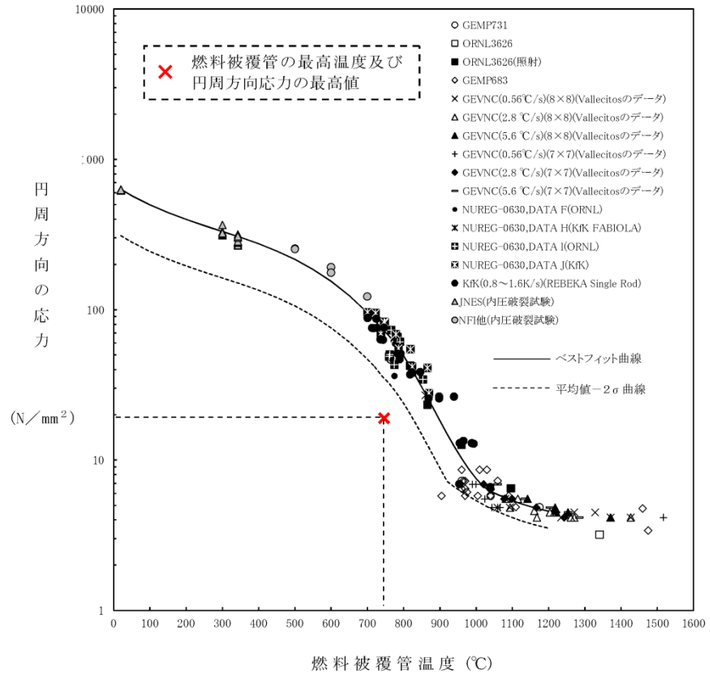


第 2.3.3－12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

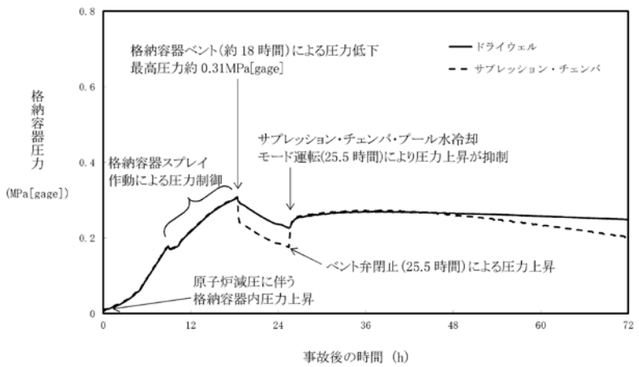
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.4－17 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移 10－7－1－396	 第 2.3.3－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

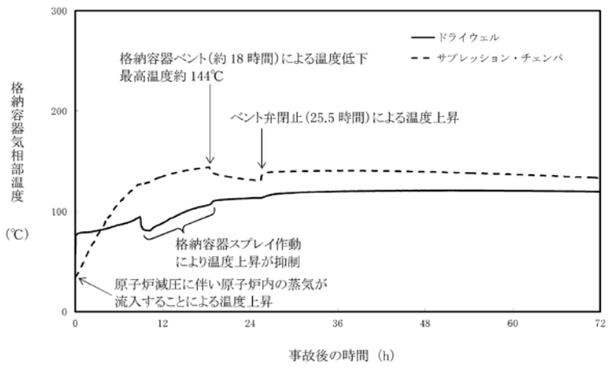
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.4－18 図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 10－7－1－397	 第 2.3.3－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

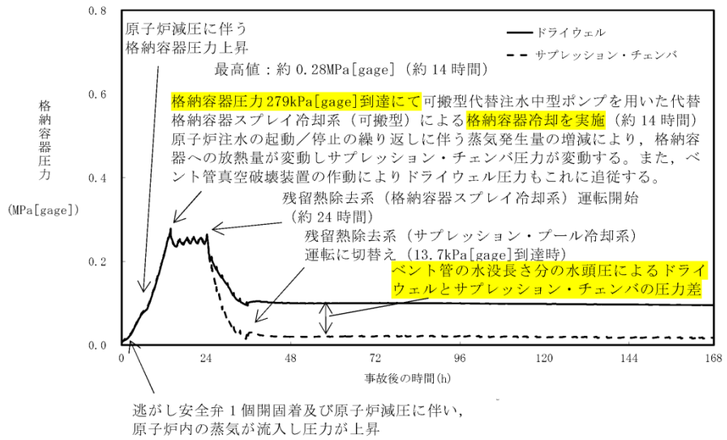
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



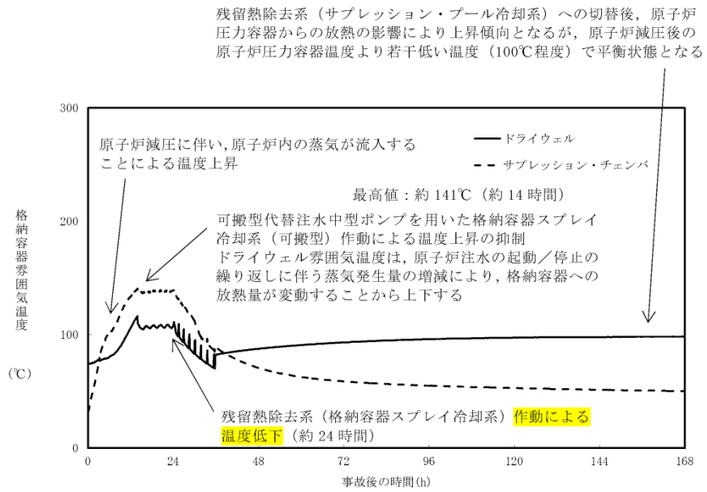
第 7.1.3.4－19 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.3.4－20 図　格納容器気相部温度の推移

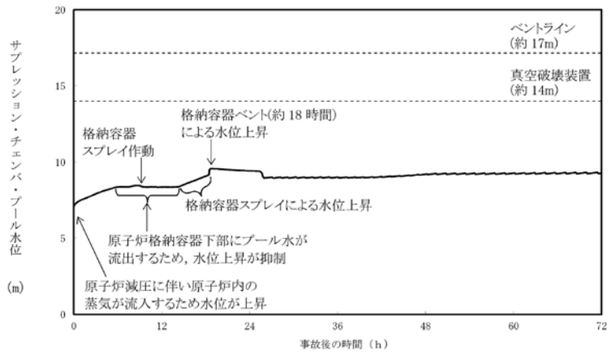


第 2.3.3－15 図　格納容器圧力の推移

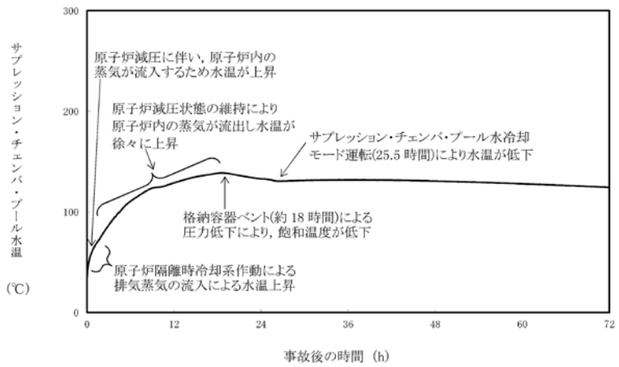


第 2.3.3－16 図　格納容器雰囲気温度の推移

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

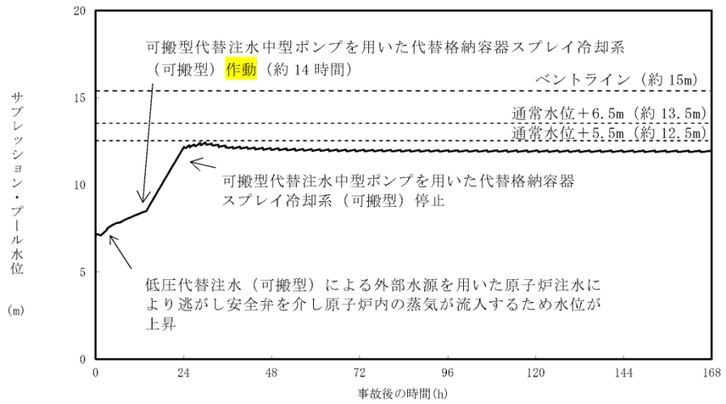


第 7.1.3.4－21 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

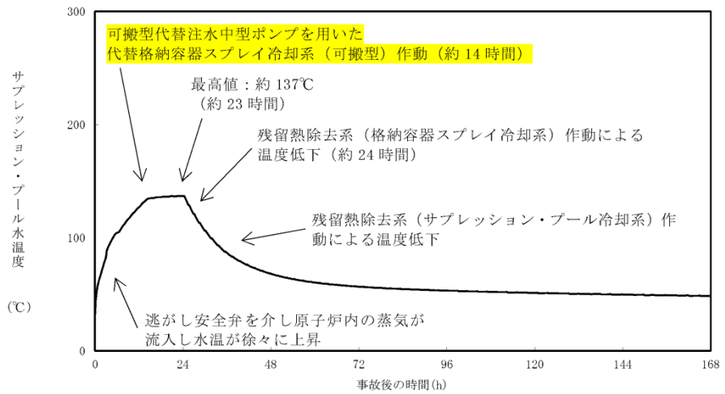


第 7.1.3.4－22 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

10－7－1－399

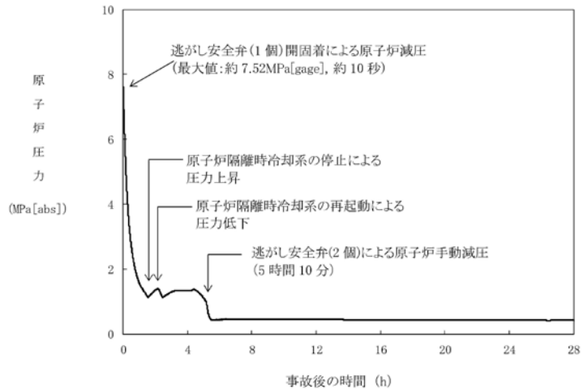


第 2.3.3－17 図　サプレッション・プール水位の推移

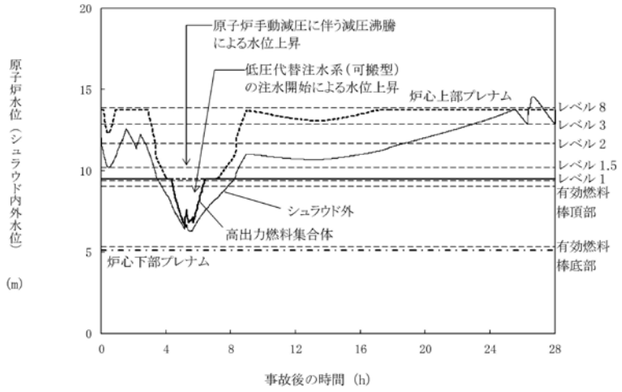


第 2.3.3－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

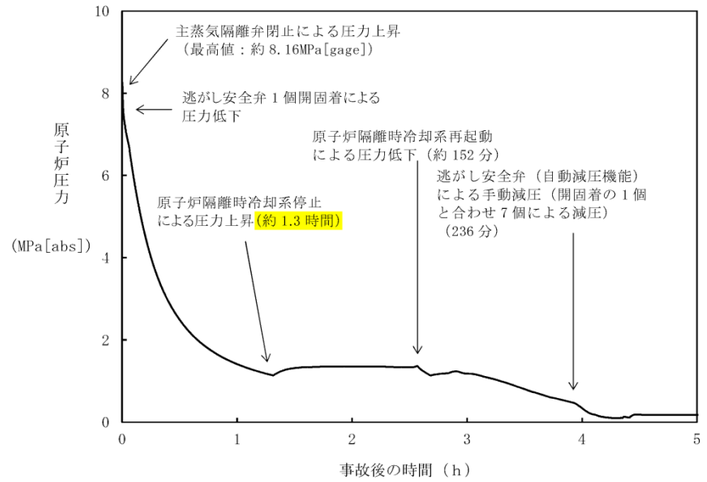
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



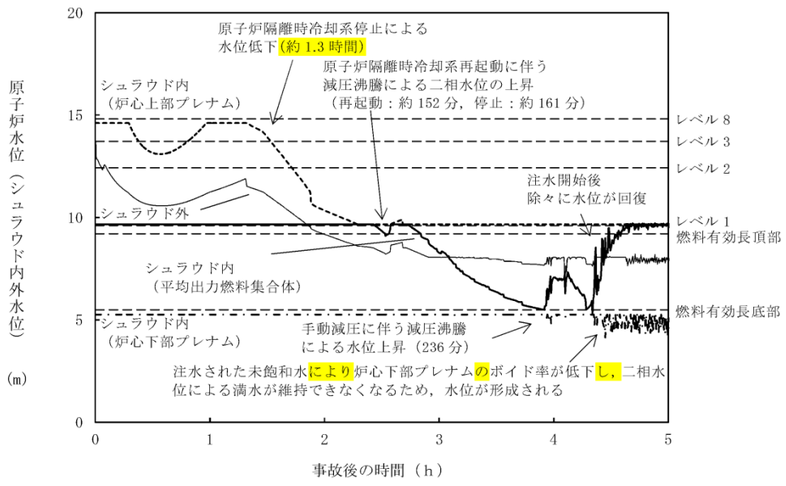
第 7.1.3.4－23 図　操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



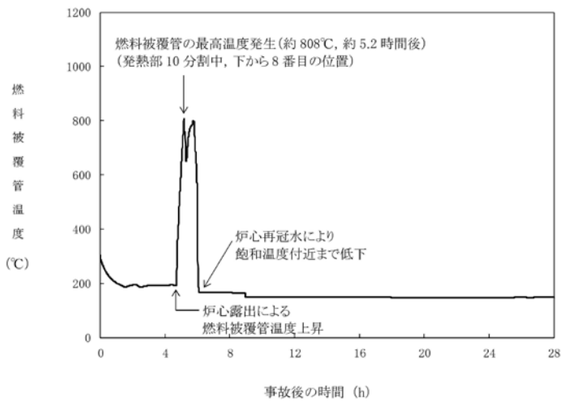
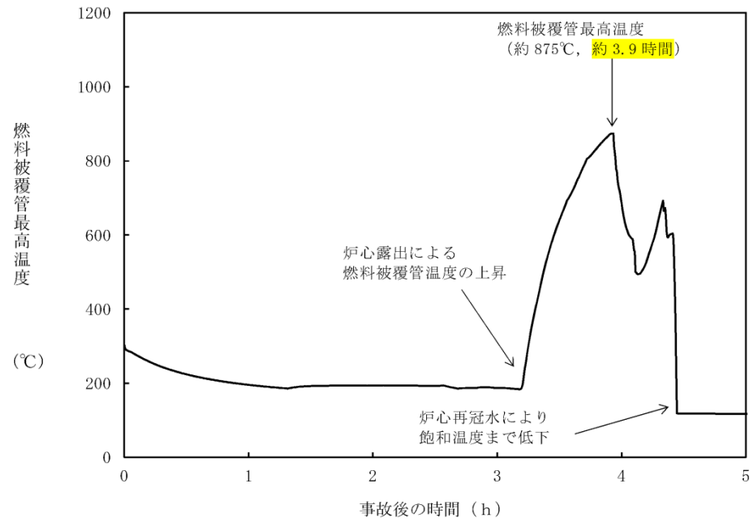
第 7.1.3.4－24 図　操作開始時間 70 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 2.3.3－19 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）



第 2.3.3－20 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.3.4－25 図　操作開始時間 70 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移 10－7－1－401	 第 2.3.3－21 図　燃料被覆管最高温度の推移（遅れ時間 55 分）	

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

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する。原子炉注水は，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	－
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後，逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	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 A 系代替注水流量）
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は，異なる残留熱除去系の流路を使用し，同時に実施する。	軽油タンク	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） 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） 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）

【　】：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

10－7－1－293

東海第二発電所

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 ・再循環系ポンプが停止したことを確認する。	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池Ａ系	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

前ページと同じ

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	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する。原子炉注水は，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	－
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後，逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	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 A 系代替注水流量）
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は，異なる残留熱除去系の流路を使用し，同時に実施する。	軽油タンク	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） 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） 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）

【　】：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

10－7－1－293

東海第二発電所

第 2.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（2／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。 ・原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し，燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池Ａ系	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認し，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

前ページと同じ

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

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する。原子炉注水は，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	－
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後，逃がし安全弁 2 個による原子炉手動減圧を行う。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	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 A 系代替注水流量）
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は，異なる残留熱除去系の流路を使用し，同時に実施する。	軽油タンク	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） 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） 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）

【　】：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

東海第二発電所

第 2.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（3／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 ・逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	・可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め 7 個手動開放することにより，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） ドライウェル雰囲気温度
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復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。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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）

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系(低圧注水モード)により原子炉水位高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・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】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 サプレッション・チェンバ・プール水温度

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

第 2.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	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 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
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

前ページと同じ

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL,16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系(低圧注水モード)により原子炉水位高(レベル8)まで原子炉水位が回復した後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・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】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 サプレッション・チェンバ・プール水温度

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

東海第二発電所

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

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.3.4－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗）(1/6)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	－
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）	7,350m³	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）
	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）	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

10－7－1－295

東海第二発電所

第2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シ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＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に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（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd／t以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

備　考

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・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	原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
		低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	淡水貯水池の水温を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

東海第二発電所

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

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 気相部：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
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 個開固着	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び逃がし安全弁 1 個の開固着を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.3.4－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV 再閉失敗）（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 原子炉圧力（MPa[gage]） 流量（m³/h）
	逃がし安全弁	逃がし安全弁機能 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	逃がし安全弁の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係〉 蒸気量（t/h） 原子炉圧力（MPa[abs]）	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

東海第二発電所

第2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（3／7）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環系ポンプ停止を設定

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（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

前ページと同じ

第7.1.3.4－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗）（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 原子炉圧力（MPa[gage]） 流量（m³/h）
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個，363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個，380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係> 蒸気流量（t/h） 原子炉圧力（MPa[abs]）	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

東海第二発電所

第2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（4／7）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2個，385.2t／h（1個当たり） 8.10MPa［gage］×4個，400.5t／h（1個当たり） 8.17MPa［gage］×4個，403.9t／h（1個当たり） 8.24MPa［gage］×4個，407.2t／h（1個当たり） 8.31MPa［gage］×4個，410.6t／h（1個当たり） （原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の1個と合わせて7個で原子炉減圧） <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 蒸気流量（t/h） 原子炉圧力（MPa[abs]）	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる 逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

備　　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	84m³/h（格納容器スプレイ実施前）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水特性
		40m³/h（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで） 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	80m³/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 大排出流量31.6kg/sに対して，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	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・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

東海第二発電所

第2.2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（5／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	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 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 ・注水特性：136.7m³／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m³／h～1,676m³／h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定
		伝熱容量：約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

備　考

東海第二発電所　重大事故等対策の有効性評価　比較表（ＴＢＰ）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

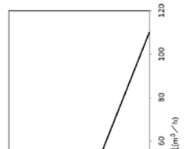
第7.1.3.4－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）＋SRV再閉失敗）（5/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生25.5時間後に手動起動し，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
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プールモード）	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

10－7－1－299

東海第二発電所

第2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（6／7）

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m³／h～110m³／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m³／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開し，交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止	設計値を設定
		スプレイ流量：130m³／h（一定）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	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：1.9×10³m³／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	
		伝熱容量：約43MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	

備　　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生4時間後	低圧代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後 （事象発生から4時間後）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	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
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生25.5時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生25.5時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定

東海第二発電所

第2.3.3－2表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））(7／7)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から1時間まで（中央制御室） 事象発生から8時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から3時間1分後	状況判断，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から24時間10分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	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	(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 本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功し，中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。 以上を踏まえ，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，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	・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。 ・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）

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	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。	(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，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.1－1 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，重大事故等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。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は，災害対策要員（初動）20 名である。 災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行うための当直運転員 4 名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 10 名である。 必要な要員と作業項目について第 2.4.1－3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，災害対策要員（初動）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

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	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（ＬＯＣＡを除く）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。	・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し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに，再循環系ポンプが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），原子炉水位（燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 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。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），原子炉水位（燃料域）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。	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℃以上であることを確認し，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．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作 取水機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失及び低圧注水機能喪失の確認後，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。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 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。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。 f．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の完了後，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 個を手動開放し，原子炉減圧を実施する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。 g．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）の手動による原子炉減圧操作により，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。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），原子炉水位（燃料域）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。	h．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。	
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	i．緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作 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。 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯	・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。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 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。	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。 以降，炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持することで継続的に実施し，格納容器除熱は，原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により実施する。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	
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制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。なお，評価上，取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の機能が喪失するものとし，外部電源喪失を想定することで，全交流動力電源喪失が発生するものとする。 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，	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	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。	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	(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る崩壊熱除去機能喪失を想定する。 (c) 外部電源 外部電源は喪失するものとする。 評価上，取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の機能が喪失するものとし，外部電源喪失を想定することで，全交流動力電源喪失が発生するものとする。 また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環系ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生するものとする。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 (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（代替再循環系ポンプトリップ機能） ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。	
(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。	(d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。 (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，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の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。	・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
(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) 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。	(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：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]※～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。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，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。 ※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）	
(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。	(g)　残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ 1 台を使用するものとし，緊急用海水系の起動が完了し	（・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）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(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。 c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は，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	た後に手動起動し，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 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。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。 (h) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系） 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}m^3／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。 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 24MW（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。 (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，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 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，「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。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）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) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 279kPa［gage］に到達した場合に実施する。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）設定点に到達した場合は，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）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。	・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。 ・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]
(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。	(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す。	・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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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系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，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）の起動操作を実施し，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 個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，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 時間後に格納容器圧力が 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）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，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。	
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	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，炉心冷却が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。 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	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
子炉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。 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。	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 2.4.1－15 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（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 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 2.4.1－16 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 2.4.1－5 図に示すように，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）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を継続することで，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 2.4.1－15 図及び第 2.4.1－16 図に示すように，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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。 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として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
(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。	系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。 (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の不確かさとして，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，不確かさは小さく，また，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に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）	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 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。	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，解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において，燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では，おおむね炉心の冠水状態が維持されており，燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 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。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さい。 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。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 (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	初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度 33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを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，外部電源なしを想定し，評価上，取水機能喪失に伴う非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を考慮することから，全交流動力電源喪失となる。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合でも，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。 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） (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 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さい。 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	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，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。	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，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，外部電源なしを想定し，評価上，取水機能喪失に伴う非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を考慮することから，全交流動力電源喪失となる。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合でも，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，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。	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）	
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	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，	操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操	・操作条件設定の考え方の違いに起因する相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。 (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	作）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，並列して実施する場合がある可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作とは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。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早まる可能性があるが，並列して実施する場合がある可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作とは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。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，この場合でも他の操作との重複が無いことから，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	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
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。	操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は，運転員等操作時間に与える影響として，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，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。	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが，この場合には格納容器除熱の開始が早くなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，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，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （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。	(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）の手動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）による原子炉注水操作）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。	

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。	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，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。仮に，操作が遅れる場合でも，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により格納容器除熱の実際の開始基準である 245kPa[gage]から解析条件で設定した 279kPa[gage]到達までの時間が約 0.9 時間であることから外挿すると， 0.62MPa[gage]に到達するまでに 9 時間程度の時間余裕があることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.1.2）	・東海第二においては外挿評価により時間余裕を算出
(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。	2.4.1.4　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の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 20 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。	
(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	(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」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）による原子炉注水操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 620m^{3}の水が必要となる。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
考慮すると，号炉あたり合計約 3,500m³ 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 7,000m³ の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。	水源として，代替淡水貯槽に 4,300m³ の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については，サプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。 （添付資料 2.4.1.4）	
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 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	b．燃　　料 常設代替交流電源設備による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想定すると，約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから，緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。 （添付資料 2.4.1.5）	・柏崎刈羽は，以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。 ・燃料評価について，燃料は設備間で共用しており，緊対の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について，電源供給能力は直接影響はないが，燃料評価を記載しているため合わせて記載 東海第二のモニタリングポストは，非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり，個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。
c. 電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故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は約 3,173kW であるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 なお必要な負荷には，有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。 緊急時対策所用発電機については，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 2.4.1.6）	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
7.1.4.1.5 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	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，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「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，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧，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）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心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。 重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧，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）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	

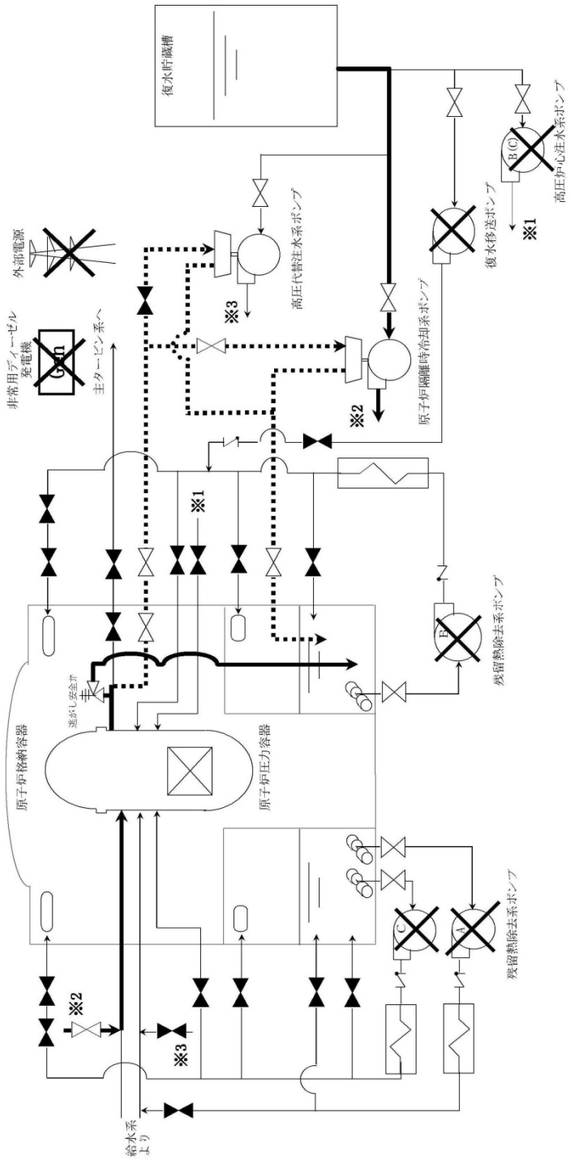
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

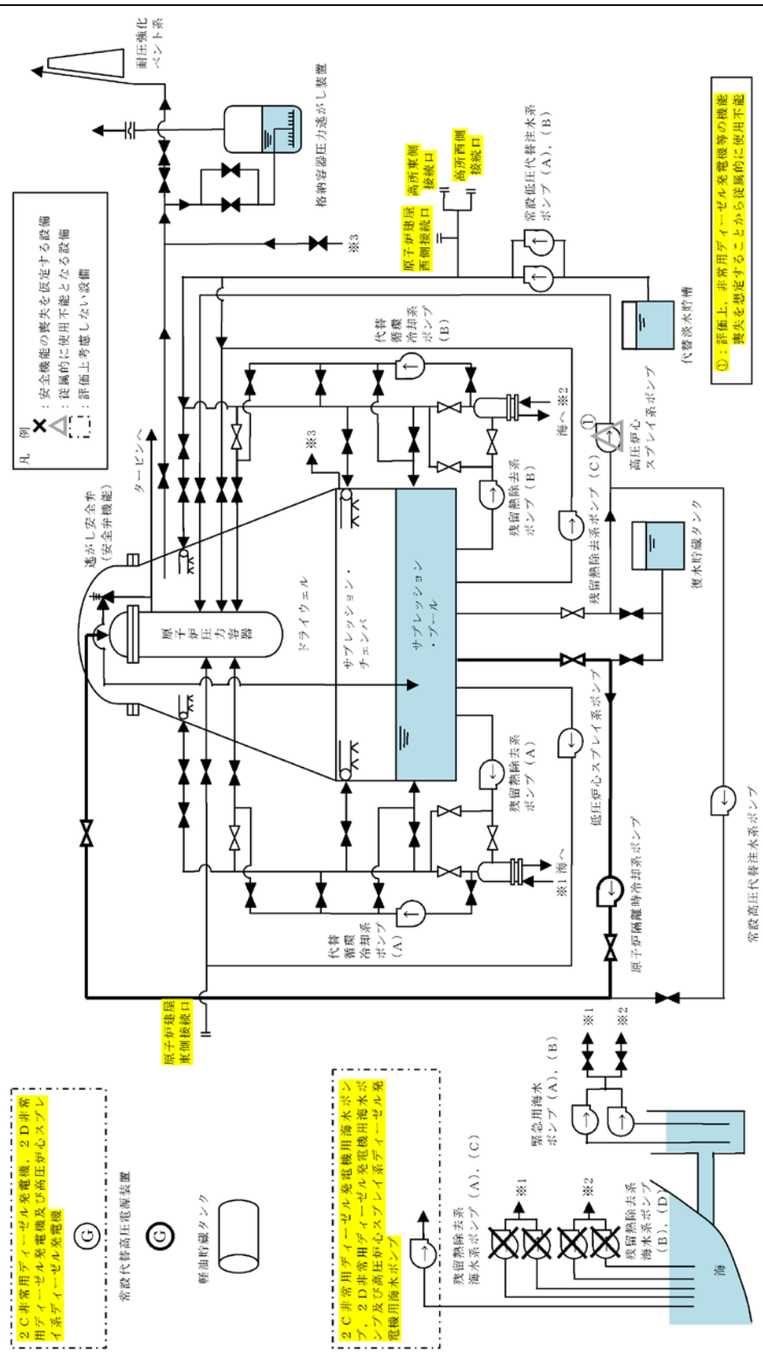
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。	による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

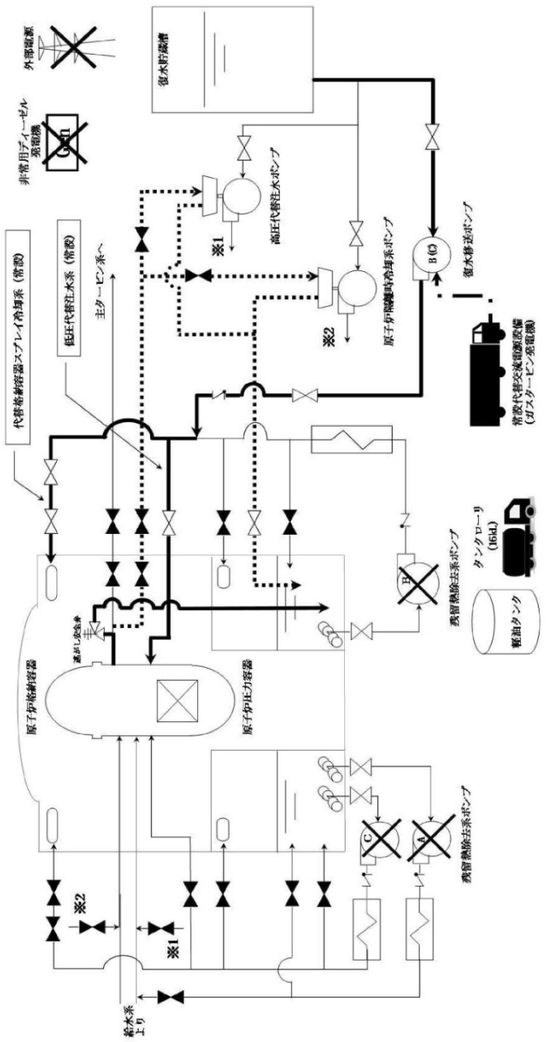
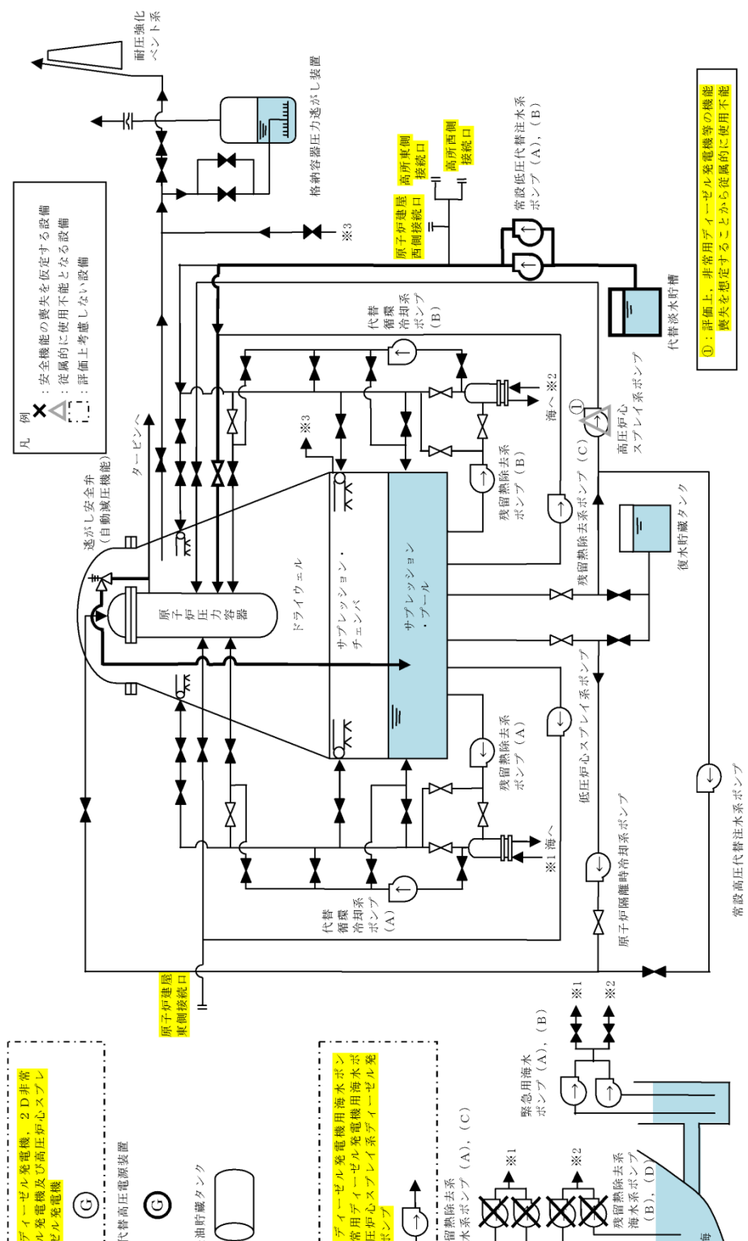


第 7.1.4.1－1 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図(1/4)（原子炉注水及び原子炉急速減圧）



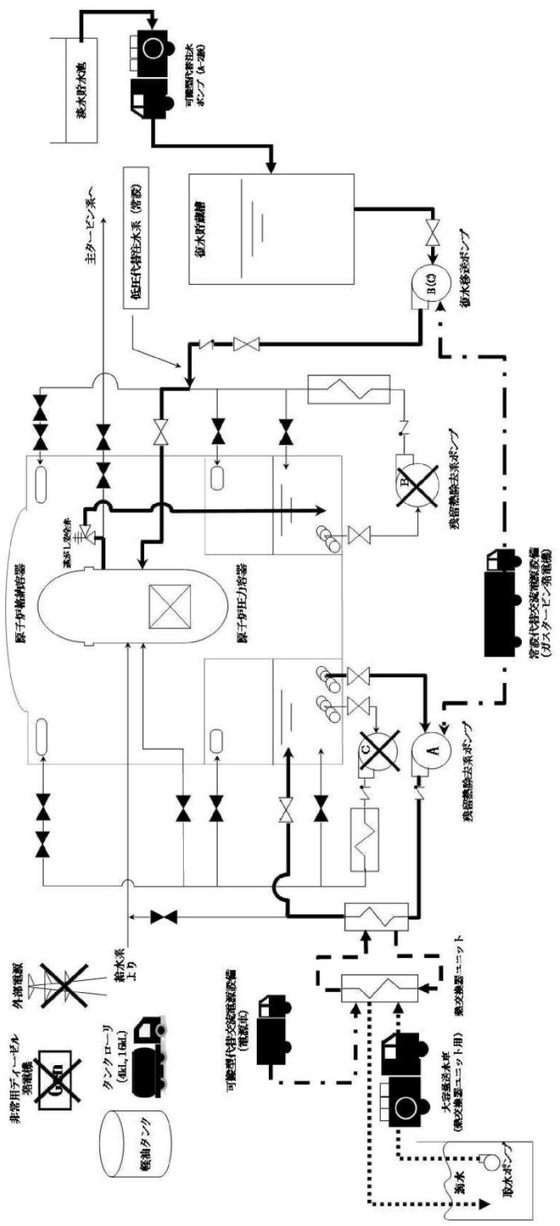
第 2.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

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

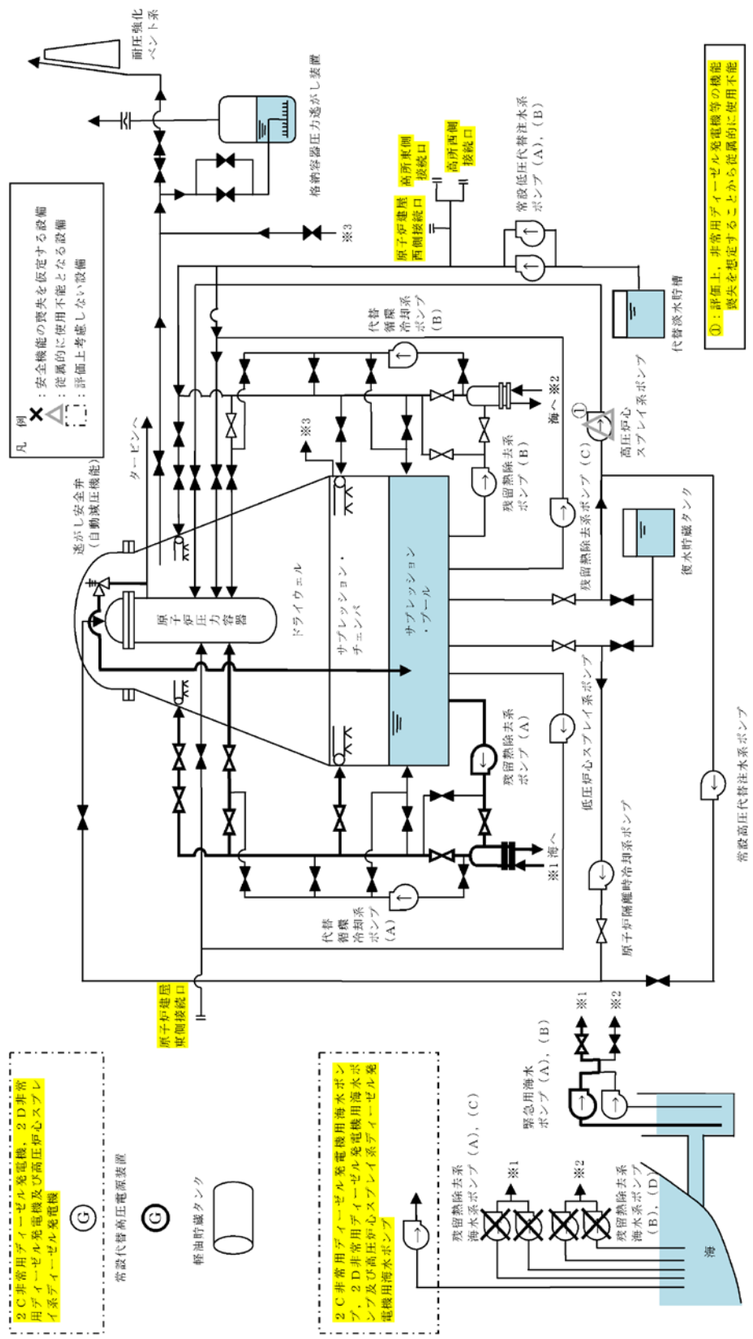
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 ※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。 第 7.1.4.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)	 第 2.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3） （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）	

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



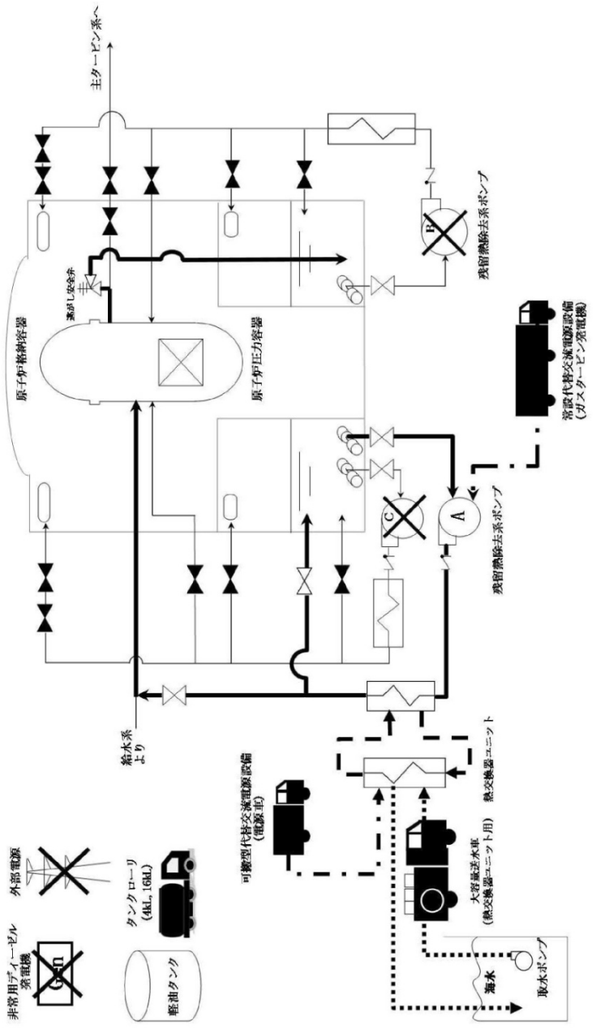
第 7.1.4.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/4）（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

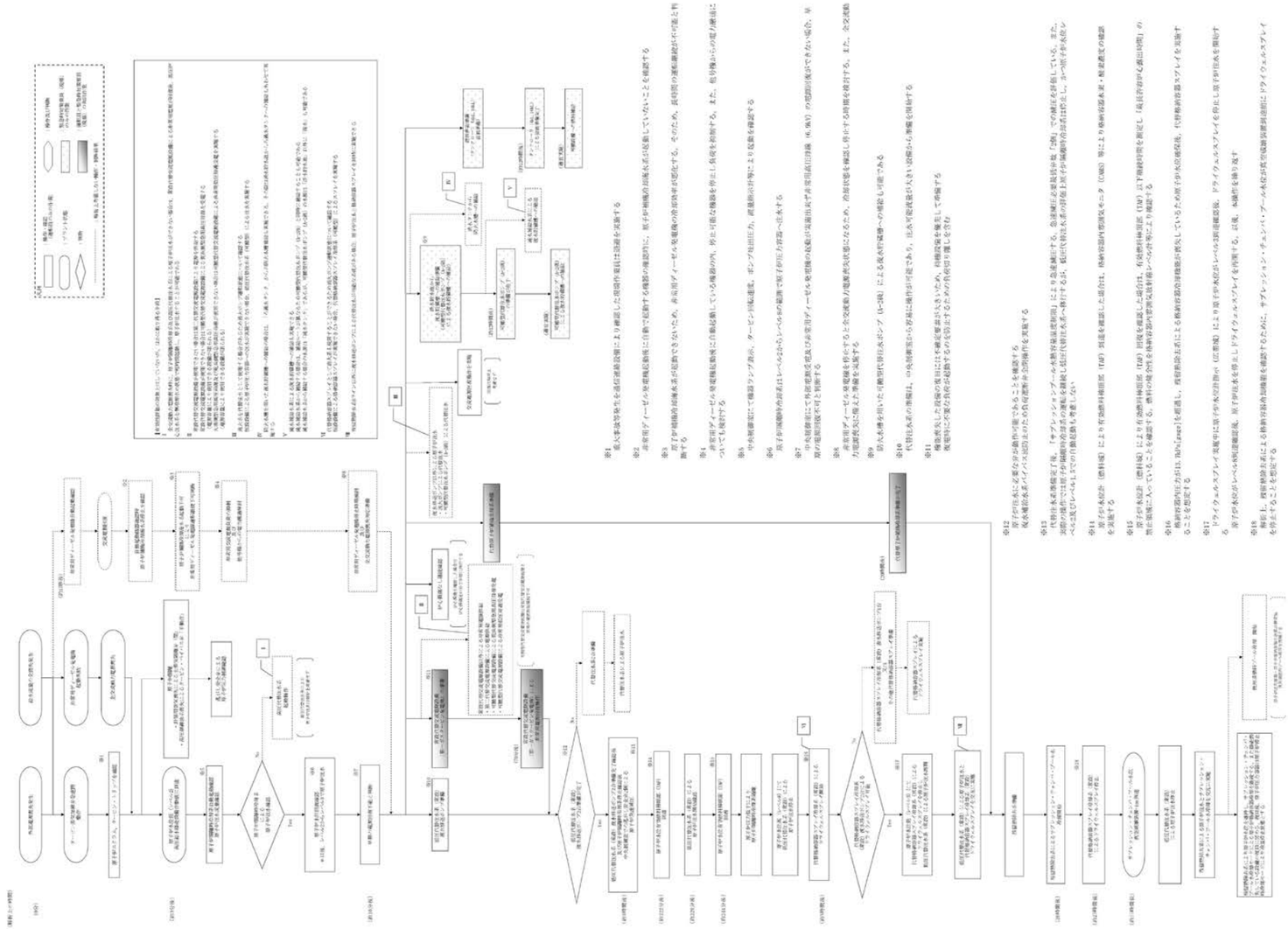
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



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

第７．１．４．１－４図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　　考



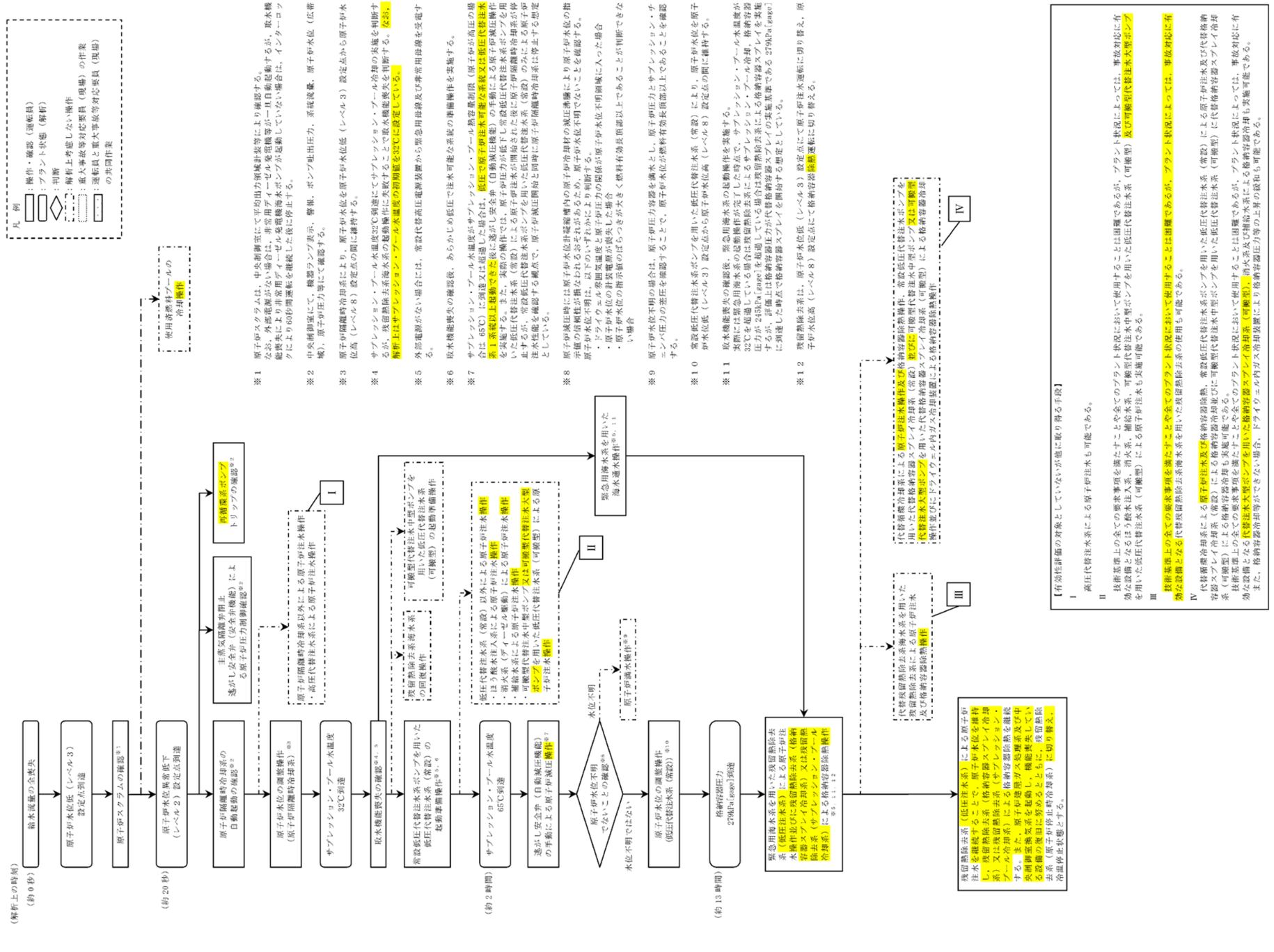
第７.１.４.１－５図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

東海第二発電所	備　考



第２．４．１－２図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	備　考

崩壊熱除去機能喪失（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） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130	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 7号 当直副長 1人				各号炉運転操作指揮				
	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	事象発生 原子炉スクラム 約3分　原子炉水位低（レベル2） プラント状況判断 約60分 常設代替交流電源設備による給電開始 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　D系　受電準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D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　D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　D系　受電前準備 （コントロール建屋負荷抑制）	50分	
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線　D系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電確認	10分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電	10分	
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（B, 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 ※復水貯蔵槽現場ライン切替え	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）

10－7－1－405

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

東海第二発電所

備　考

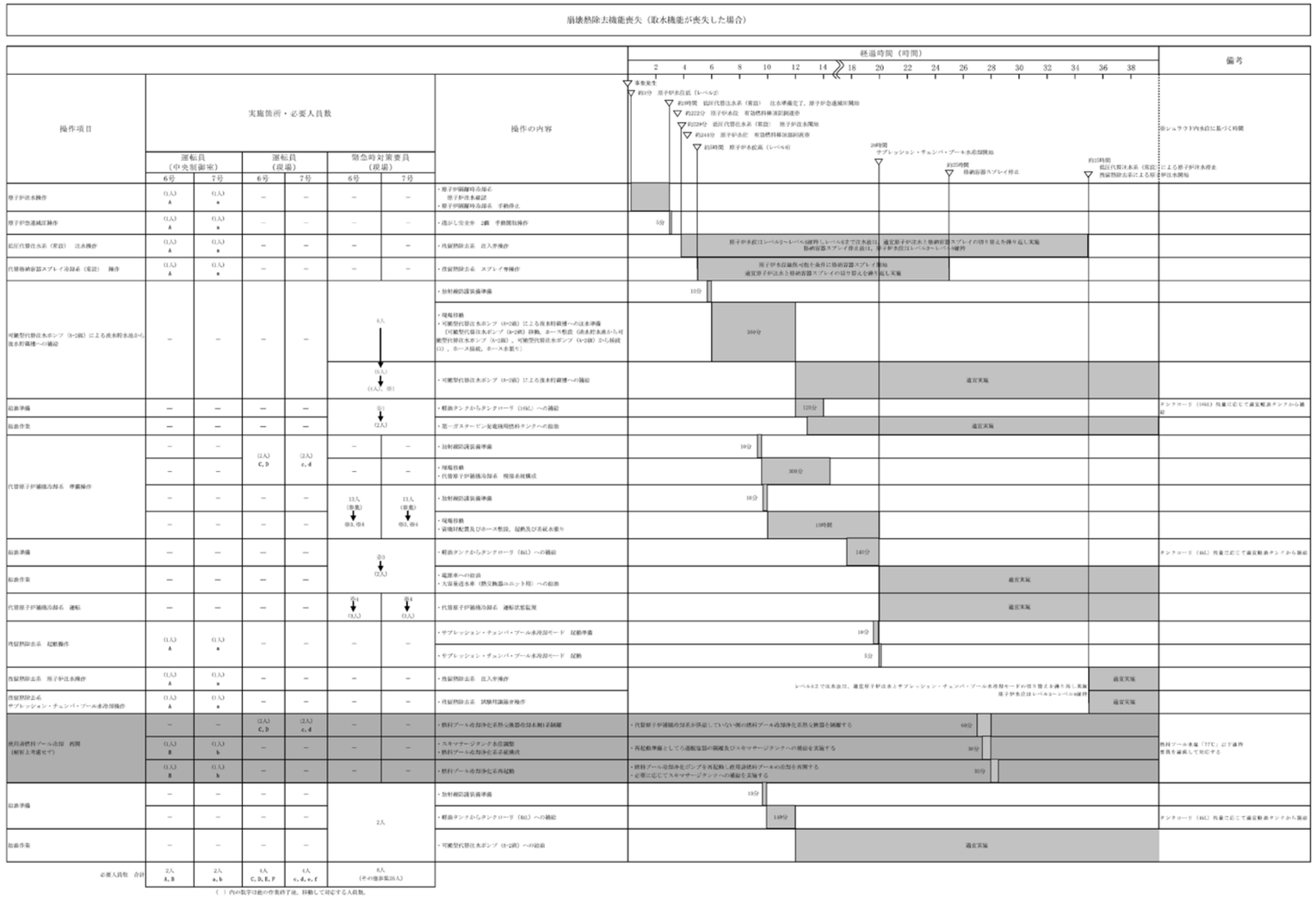
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽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	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	災害対策要員 （指揮者等）	4人	初動での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
状況判断	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 ●再循環系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（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	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	解析上考慮しない 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の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分	外部電源がない場合に実施する
	－	2人 C，D	－	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分	外部電源がない場合に実施する
				●非常用母線の受電操作	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）の起動操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分	解析上考慮しない

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	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

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

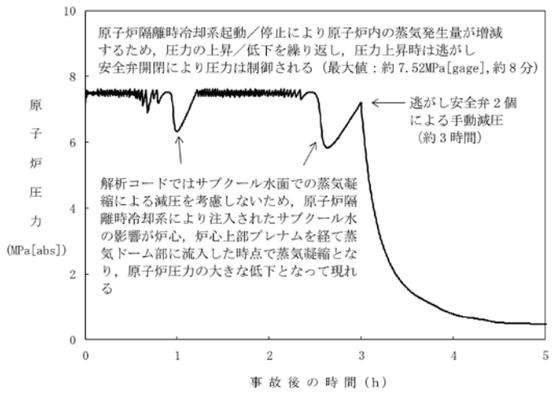
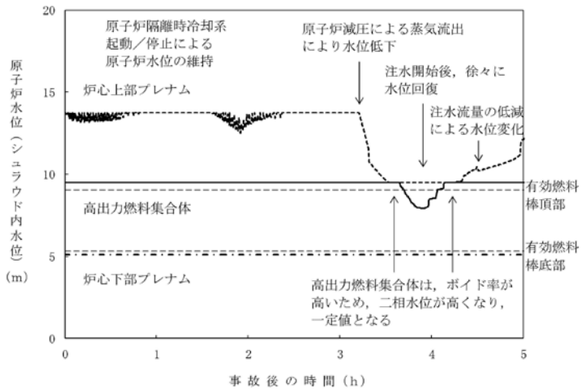
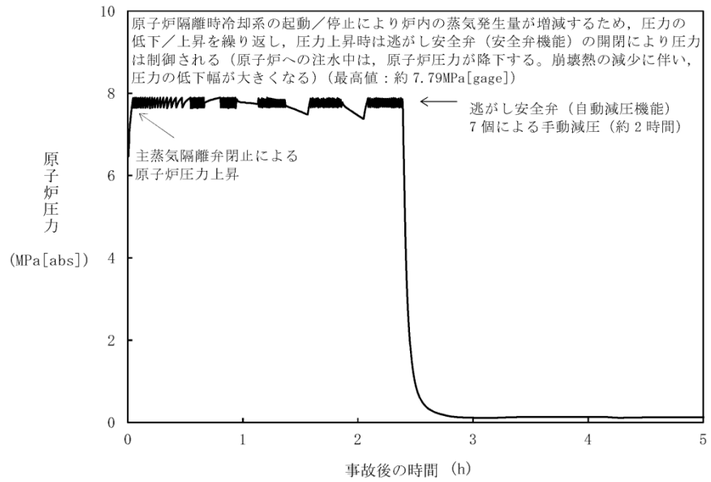
東海第二発電所	備　考

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・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 0　4　8　12　16　20　24　28　32　36　40　44　48	備考
					▽事象発生 ▽約2時間　サプレッション・プール水温度65℃ ▽約13時間　格納容器圧力279kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	取水機能喪失の確認後に実施する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】A			●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）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	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】A	－	－	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施する	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分	解析上考慮しない
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	10人 a～j			

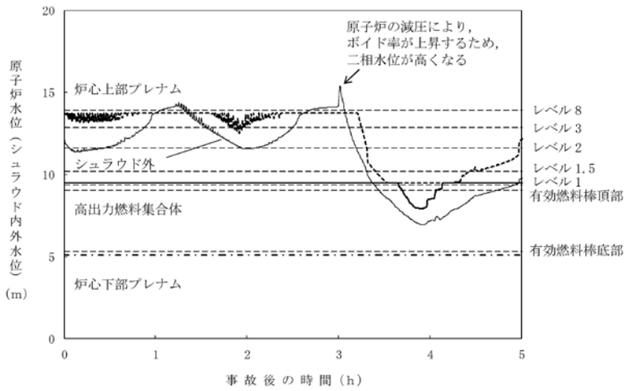
第2.4.1－3図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2／2）

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

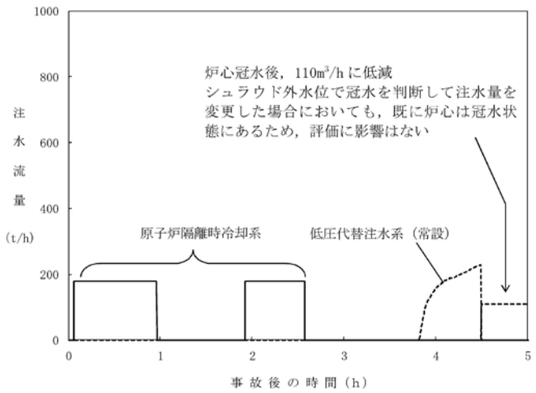
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第7.1.4.1－7図　原子炉圧力の推移  第7.1.4.1－8図　原子炉水位(シュラウド内水位)の推移 10－7－1－407	 第2.4.1－4図　原子炉圧力の推移	・KK67においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。（本シーケンスは冠水維持）

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

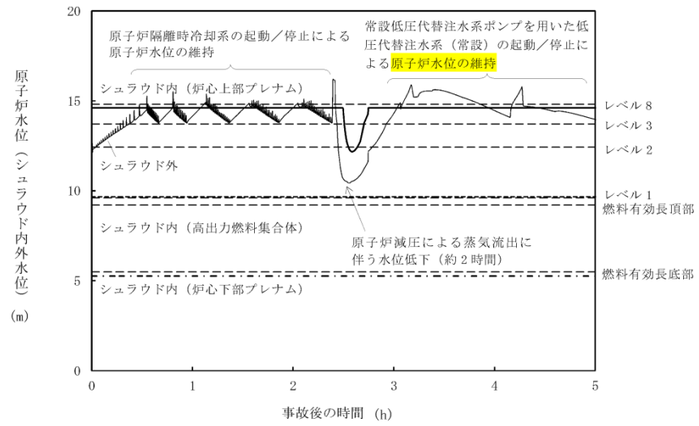
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



第 7.1.4.1－9 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

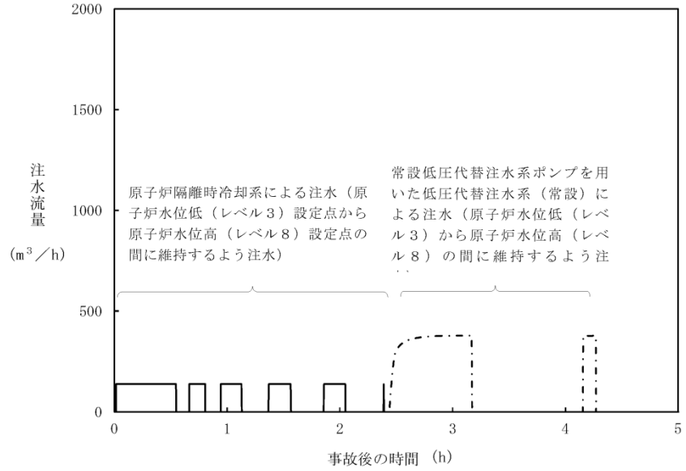


第 7.1.4.1－10 図　注水流量の推移



第 2.4.1－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

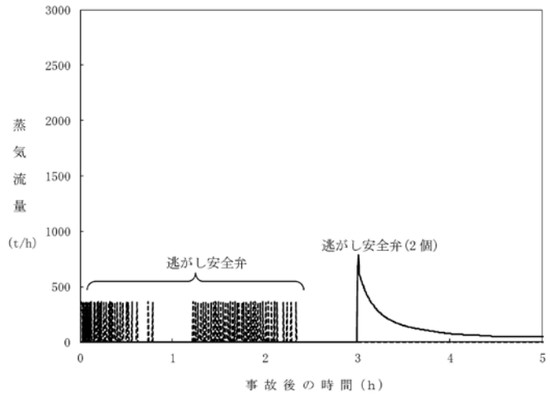
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



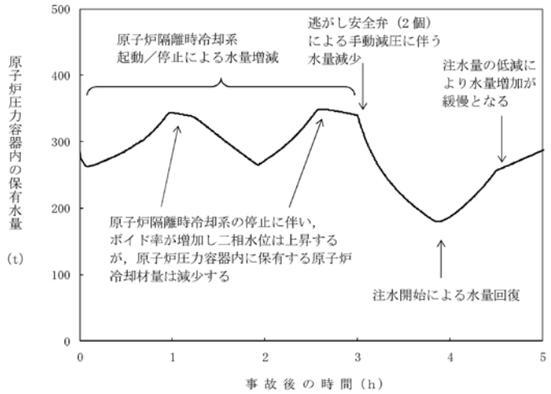
第 2.4.1－6 図　注水流量の推移

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

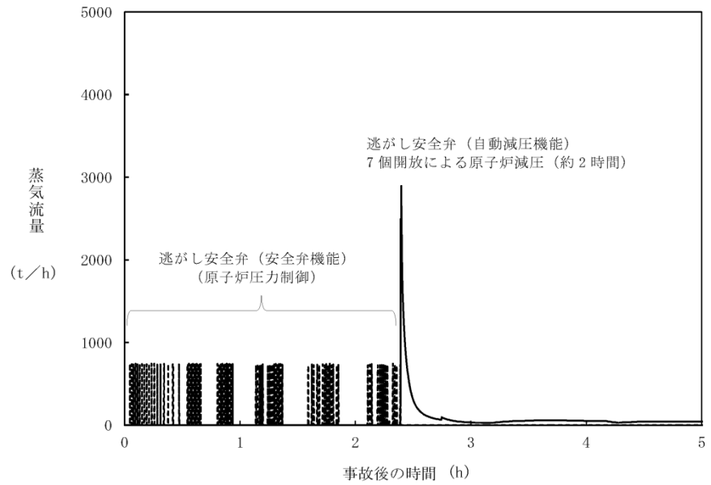


第 7.1.4.1－11 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

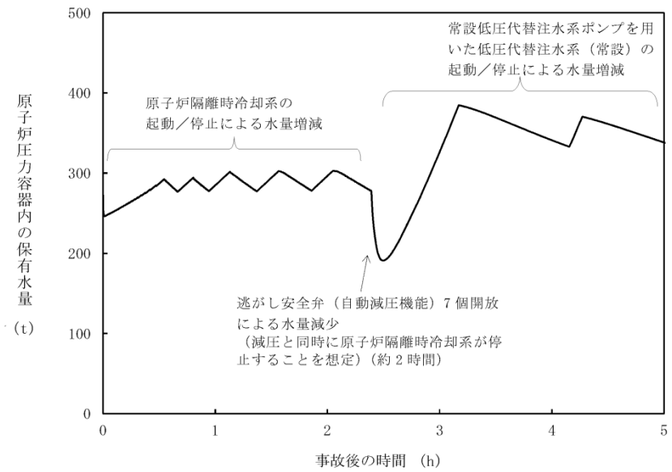


第 7.1.4.1－12 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

10－7－1－409



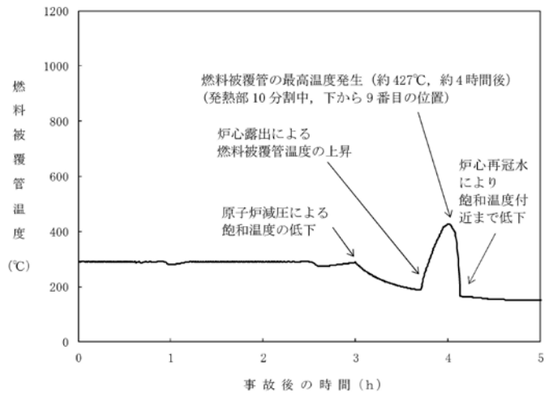
第 2.4.1－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



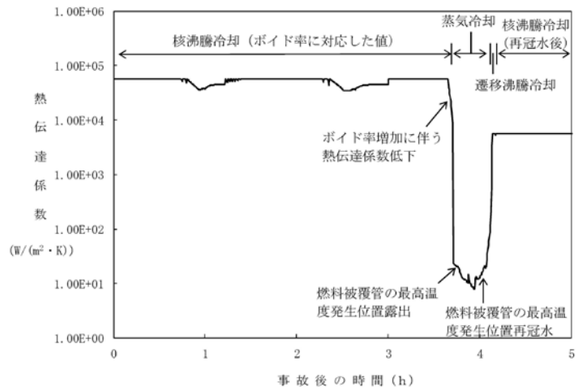
第 2.4.1－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

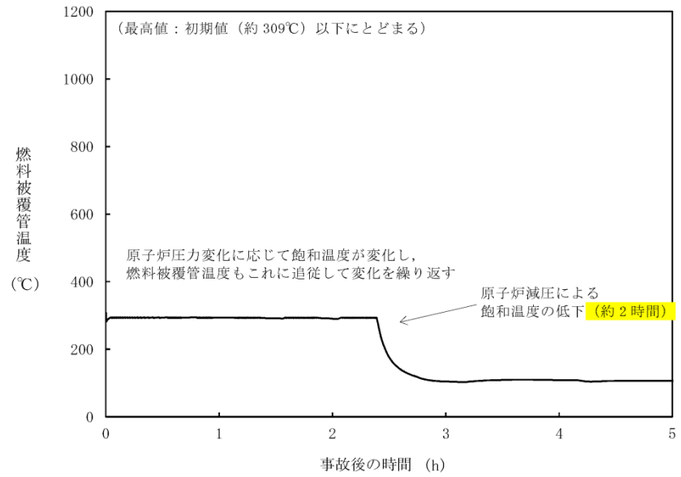


第7.1.4.1－13図　燃料被覆管温度の推移

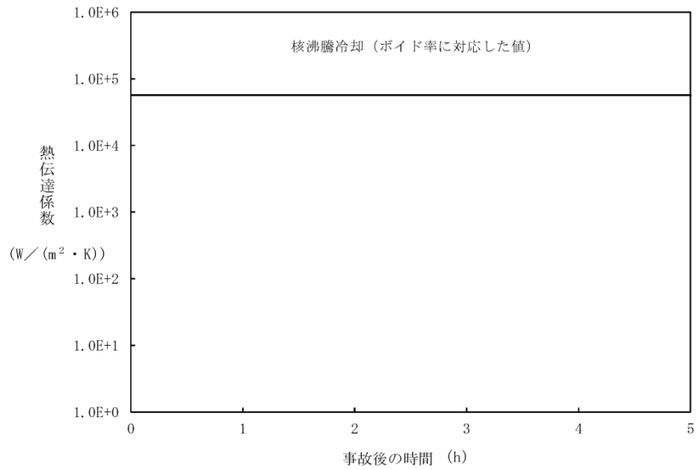


第7.1.4.1－14図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

10－7－1－410



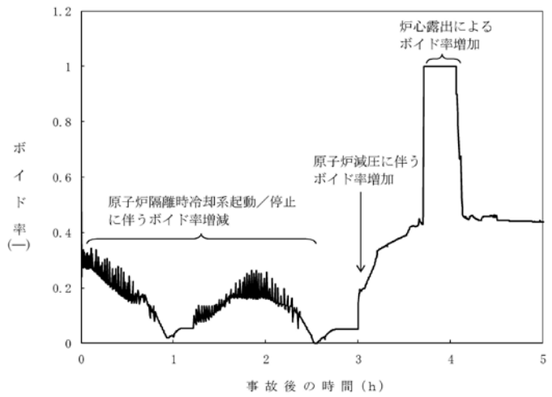
第2.4.1－9図　燃料被覆管温度の推移



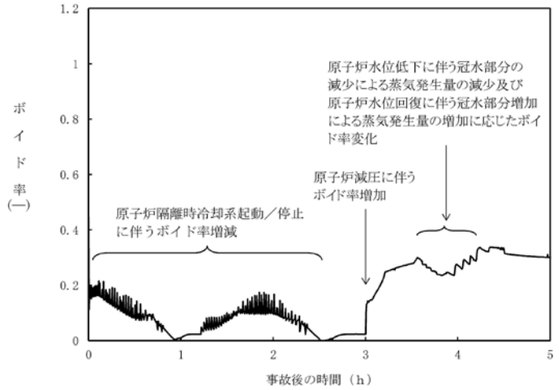
第2.4.1－10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

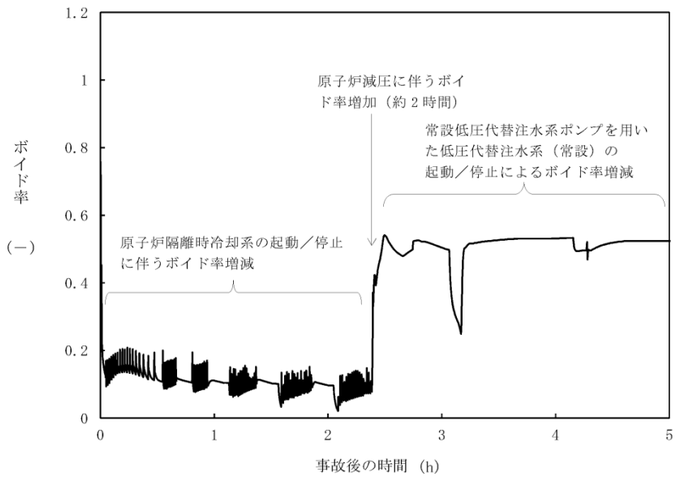


第 7.1.4.1－15 図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

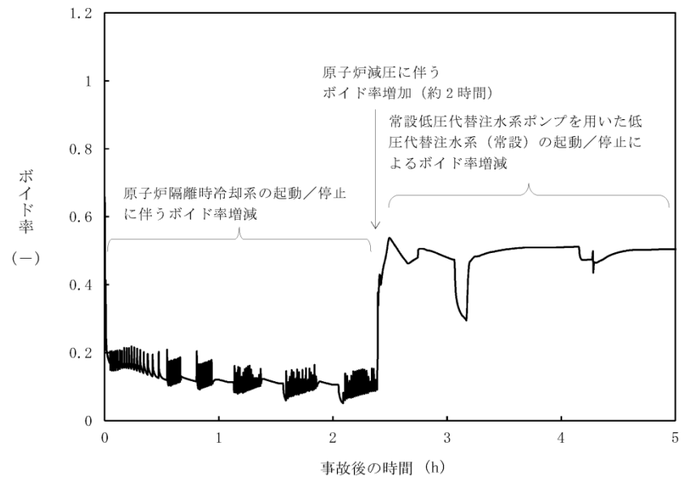


第 7.1.4.1－16 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移

10－7－1－411

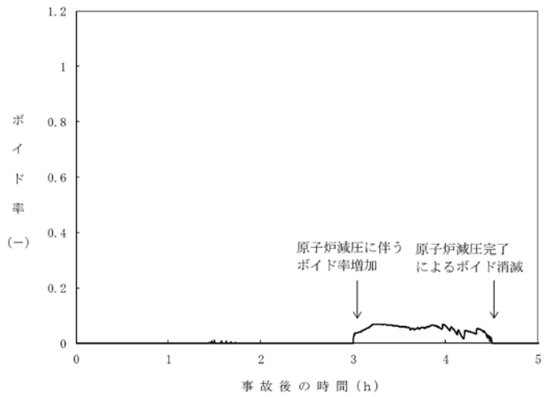
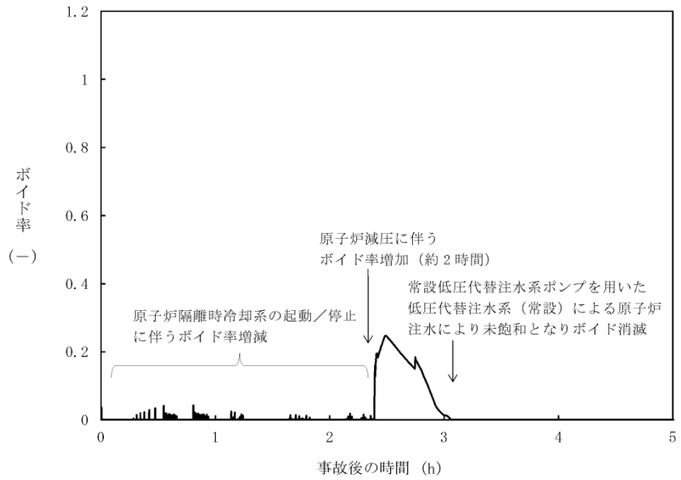


第 2.4.1－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



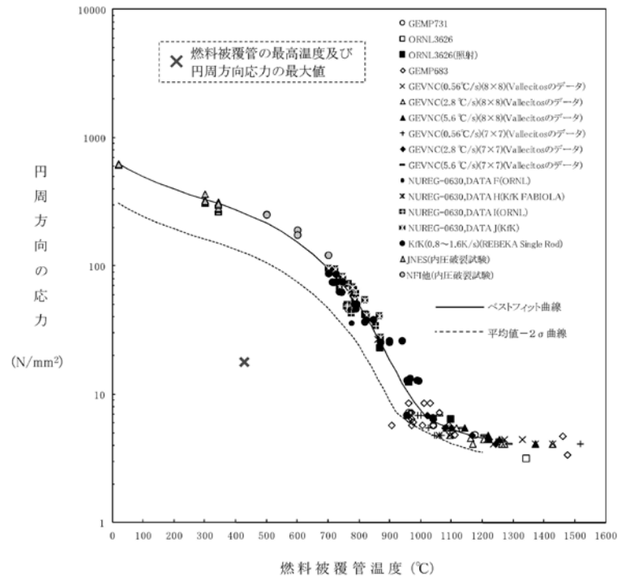
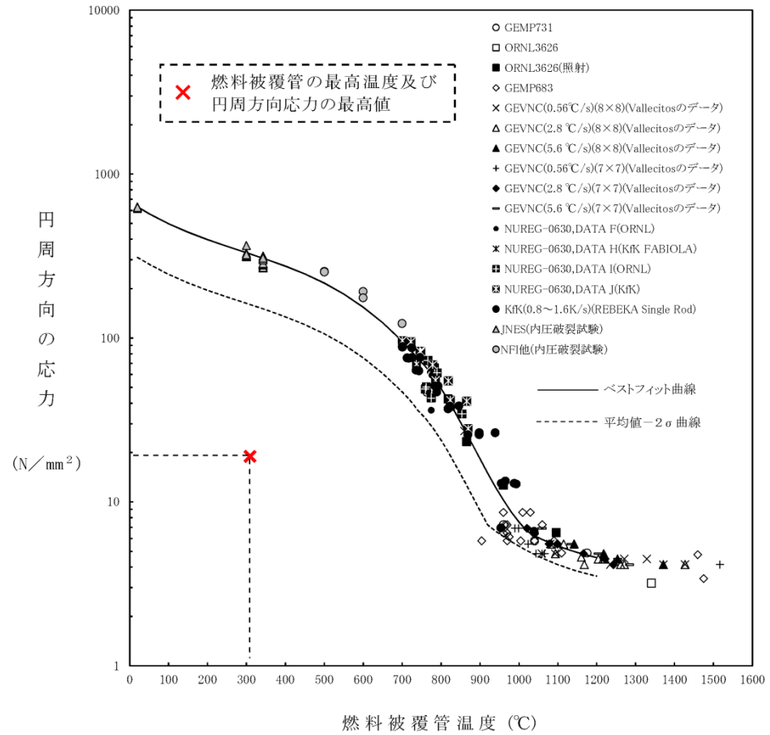
第 2.4.1－12 図　高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	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 10－7－1－412	 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	

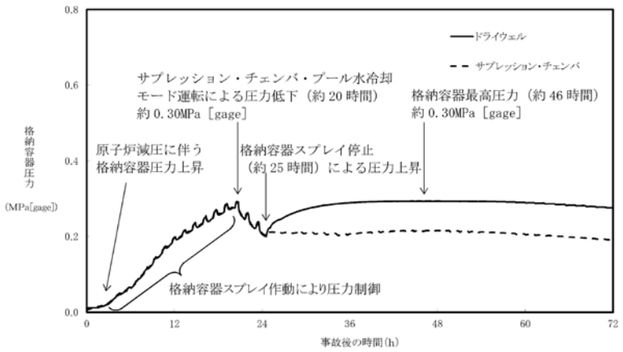
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

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

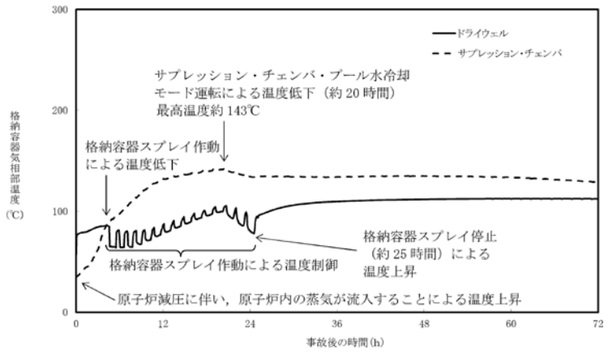
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考
 第 7.1.4.1－18 図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 10－7－1－413	 第 2.4.1－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係	

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

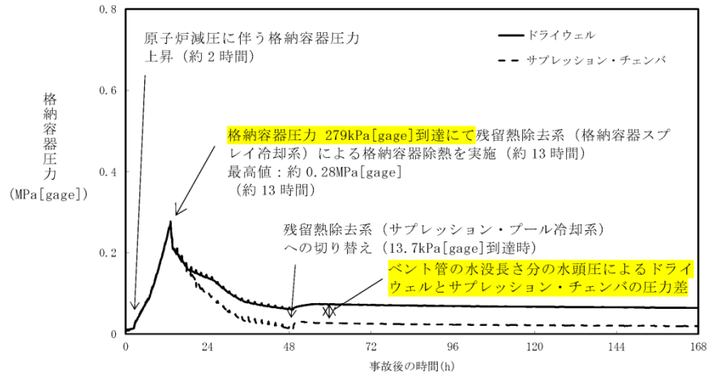
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考



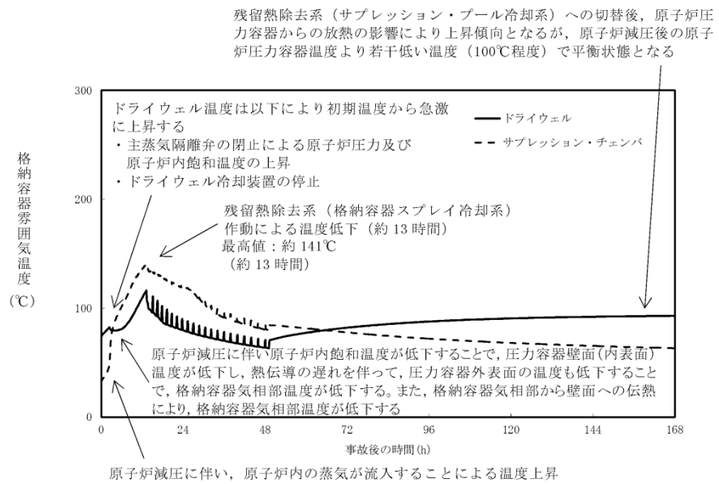
第 7.1.4.1－19 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.4.1－20 図　格納容器気相部温度の推移



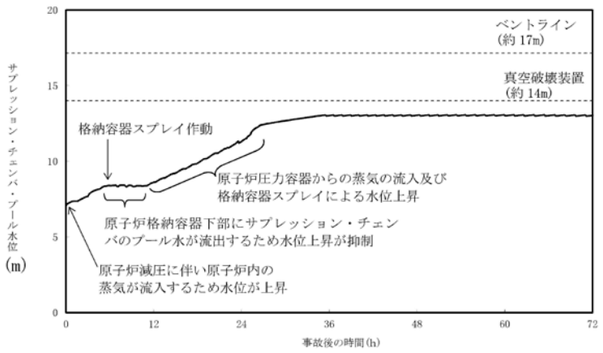
第 2.4.1－15 図　格納容器圧力の推移



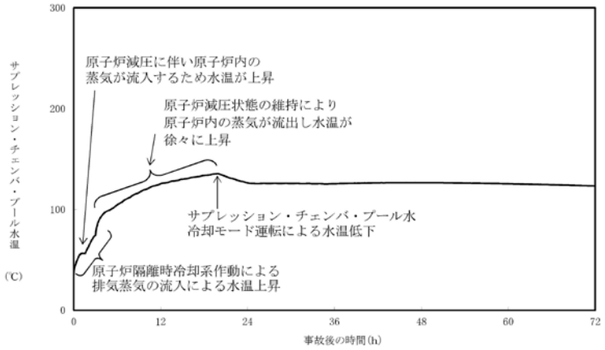
第 2.4.1－16 図　格納容器雰囲気温度の推移

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　　考

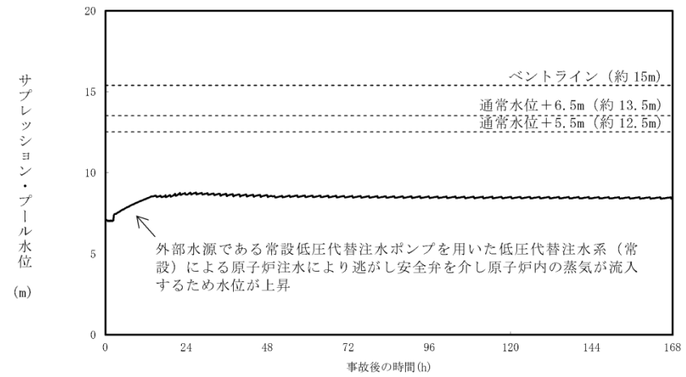


第 7.1.4.1－21 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

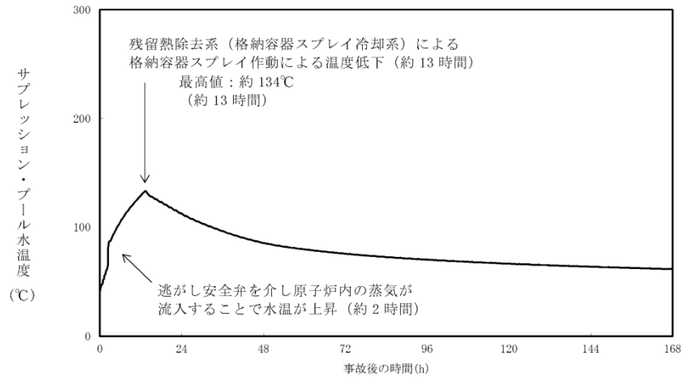


第 7.1.4.1－22 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

10－7－1－415



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）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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）
（網掛け）：有効性評価上考慮しない操作

10－7－1－301

東海第二発電所

第 2.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1／4）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備 常設設備	可搬設備	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，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環系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* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池Ａ系 主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 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* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池Ａ系	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 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*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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-1n 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

東海第二発電所

第 2.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	・取水機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失及び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
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	・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 個の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系	－	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

東海第二発電所

第 2.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	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	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 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系統流量＊
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	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	・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（低圧注水系）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）＊ サプレッション・チェンバ＊ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）＊ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）＊ 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量＊ 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考
前ページと同じ	第 2.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（4／4） ＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの	

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-1n 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）における重大事故等対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）＊ 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系系統流量＊

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

第7.1.4.1－2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）	7,350m³	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）
	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

10－7－1－302

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））（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	48,300ｔ／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に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（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd／t以下となるよう燃料を配置する）
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	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

備　　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

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））（2／6）

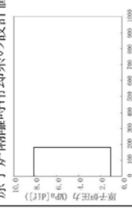
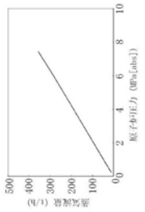
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，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	外部電源なし	評価上，取水機能喪失に伴う非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を考慮することから，外部電源喪失を想定する場合には全交流動力電源喪失となる。また，原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生するものとする

備　　考

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

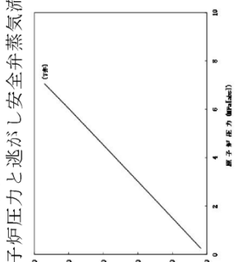
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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

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））（3／6）

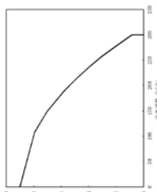
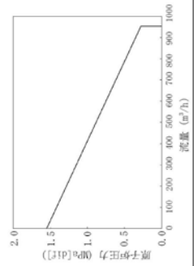
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2個，385.2t／h（1個当たり） 8.10MPa［gage］×4個，400.5t／h（1個当たり） 8.17MPa［gage］×4個，403.9t／h（1個当たり） 8.24MPa［gage］×4個，407.2t／h（1個当たり） 8.31MPa［gage］×4個，410.6t／h（1個当たり）	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
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放すること による原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	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

備　　考

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

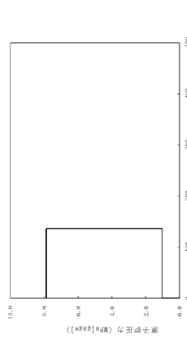
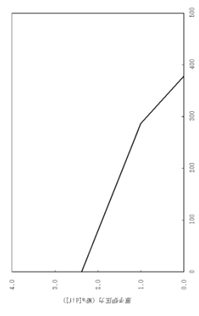
柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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 
	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	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 

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））（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 ・注水特性：136.7m³／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によ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 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：0m³／h～378m³／h ・注水圧力：0MPa[dif]～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 

備　　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機

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	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

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））（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除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m³／h～1,676m³／h 注水圧力：0MPa[dif]～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） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	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：1.9×10³m³／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）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

備　考

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

柏崎刈羽原子力発電所６／７号機	東海第二発電所	備　考

第 7.1.4.1－2 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

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）の手動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）による原子炉注水操作）	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（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	格納容器圧力 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，格納容器圧力が 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，評価上は格納容器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