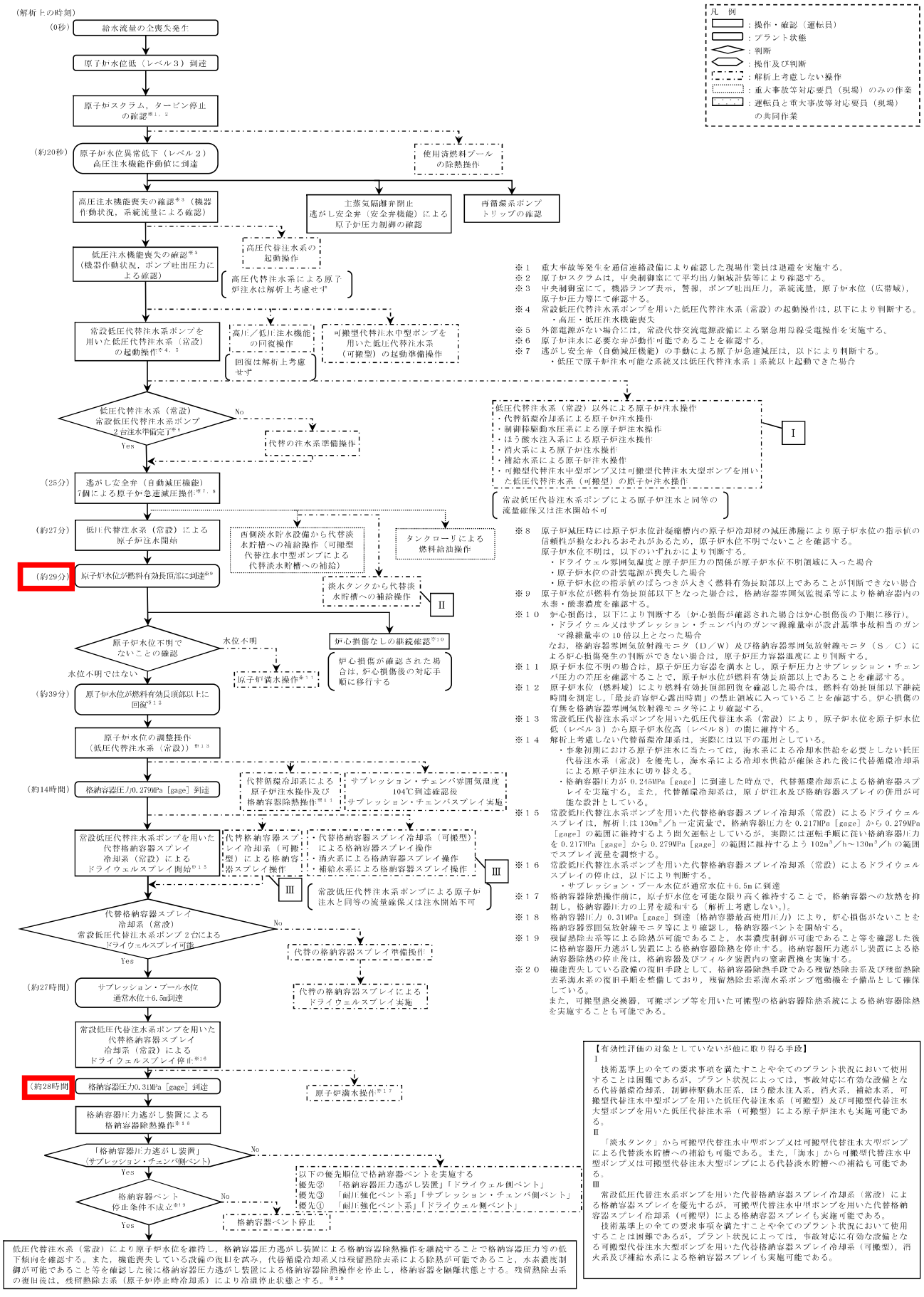
添付書類十の一部補正



※１　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失
※５　外部電源がない場合には，常設代替交流電源設備による緊急用母線受電操作を実施する。
※６　原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。
※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧は，以下により判断する。
・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場合
※８　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
※９　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※１０　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）。
・ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の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）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（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。
※１１　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。
※１２　原子炉水位（燃料域）により燃料有効長頂部回復を確認した場合は，燃料有効長頂部以下継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，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）の間に維持する。
※１４　解析上考慮しない代替循環冷却系は，実際には以下の運用としている。
・事象初期における原子炉注水に当たっては，海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
・格納容器圧力が0.245MPa［gage］に到達した時点で，代替循環冷却系による格納容器スプレイを実施する。また，代替循環冷却系は，原子炉注水及び格納容器スプレイの併用が可能な設計としている。
※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によるドライウェルスプレイは，解析上は130m³／h一定流量で，格納容器圧力を0.217MPa［gage］から0.279MPa［gage］の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を0.217MPa［gage］から0.279MPa［gage］の範囲に維持するよう102m³／h～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。
※１６　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によるドライウェルスプレイの停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達
※１７　格納容器除熱操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。
※１８　格納容器圧力0.31MPa［gage］到達（格納容器最高使用圧力）により，炉心損傷がないことを格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認し，格納容器ベントを開始する。
※１９　残留熱除去系等による除熱が可能であること，水素濃度制御が可能であること等を確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止する。格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の停止後は，格納容器及びフィルタ装置内の窒素置換を実施する。
※２０　機能喪失している設備の復旧手段として，格納容器除熱手段である残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧手順を整備しており，残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保している。
また，可搬型熱交換器，可搬ポンプ等を用いた可搬型の格納容器除熱系統による格納容器除熱を実施することも可能である。

【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代替循環冷却系，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系，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）及び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）による原子炉注水も実施可能である。
II
「淡水タンク」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。また，「海水」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。
III
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを優先するが，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）による格納容器スプレイも実施可能である。
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可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

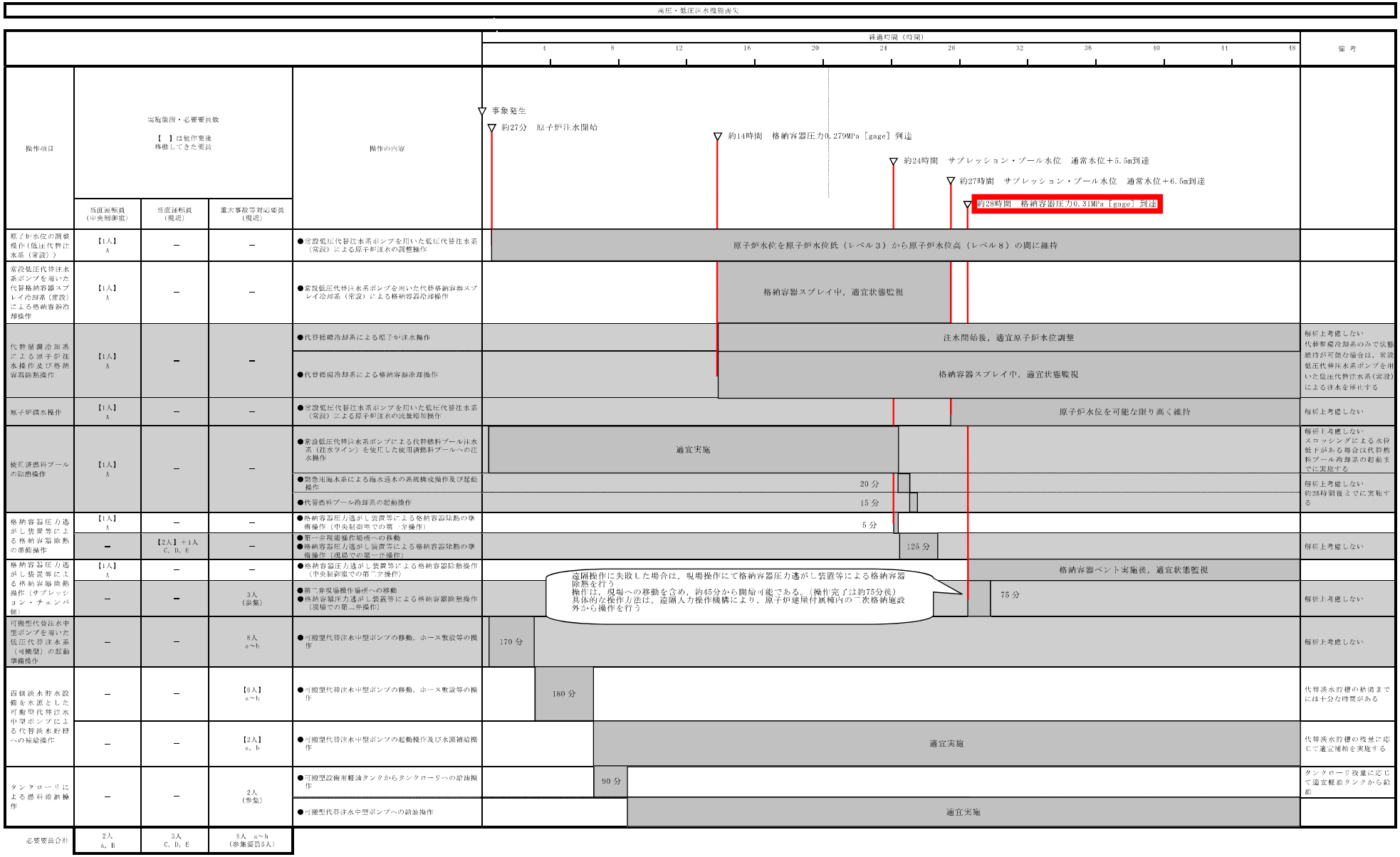
第７.１.１－２図　高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

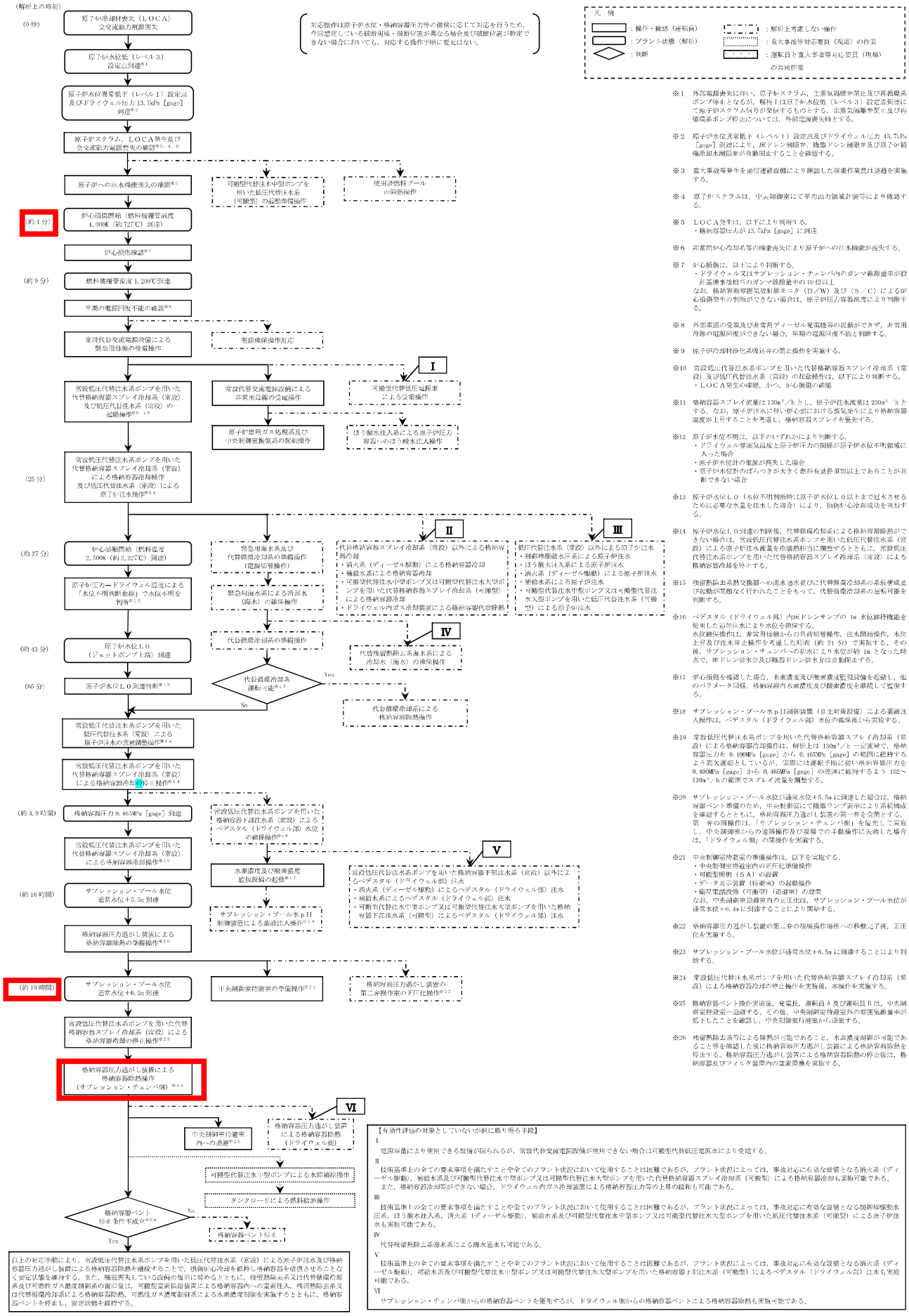
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備考
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分　原子炉水位異常低下（レベル１）到達 ▽25分　原子炉減圧開始 ▽約27分　原子炉注水開始 ▽約29分　燃料有効長頂部到達（※1） ▽約39分　燃料有効長頂部回復（※1）		※1　シュラウド内水位に基づく時間
	指揮者等	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	－		－	●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再循環系ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
常設代替交流電源設備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
高圧代替注水系の起動操作（※2）	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	4分	
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●給水・復水系，高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作，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 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分	解析上考慮しない
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作	【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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持	

※2　本事故シーケンスグループにおいては機能に期待しないこととする。

第 7.1.1－3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）



第 7.1.1－3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）



※１　外部電源喪失に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環系ポンプ停止となるが，解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環系ポンプ停止については，外部電源喪失時とする。

※２　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達により，床ドレン制限弁，機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。

※３　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。

※４　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※５　ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達

※６　非常用炉心冷却系等の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。
・ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上
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。

※８　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。

※９　原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※10　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認，かつ，炉心損傷の確認

※11　格納容器スプレイ流量は 130m³/h とし，原子炉注水流量は 230m³/h とする。なお，原子炉注水に伴い炉心部における蒸気発生により格納容器温度が上昇することを考慮し，格納容器スプレイを優先する。

※12　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
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計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

※13　原子炉水位Ｌ０（水位不明判断時は原子炉水位Ｌ０以上まで冠水させるために必要な水量を注水した場合）により，損傷炉心冷却成功を判断する。

※14　原子炉水位Ｌ０到達の判断後，代替循環冷却系による格納容器除熱ができない場合は，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）による原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

※15　残留熱除去系熱交換器への海水通水並びに代替循環冷却系の系統構成及び起動が問題なく行われたことをもって，代替循環冷却系の運転可能を判断する。

※16　ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位維持操作は，非常用母線からの負荷切替操作，注水開始操作，水位上昇及び注水停止操作を繰返した時間（約 21 分）で実施する。その後，サプレッション・チェンバへの排水により水位が約 1m となった時点で，床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。

※17　炉心損傷を確認した場合，水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，他のパラメータ同様，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。

※18　サプレッション・プール水ｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入操作は，ペデスタル（ドライウェル部）水位の確保後から実施する。

※19　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，解析上は 130m³/h 一定流域で，格納容器圧力を 0.100MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の範囲に維持するよう 102～130m³/h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※20　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置の第一弁を全開とする。第一弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※21　中央制御室待避室の準備操作は，以下を実施する。
・中央制御室待避室内の正圧化準備操作
・可搬型照明（ＳＡ）の設置
・データ表示装置（待避室）の起動操作
・衛星電話設備（可搬型）（待避室）の設置
なお，中央制御室待避室内の正圧化は，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.4m に到達することにより開始する。

※22　格納容器圧力逃がし装置の第二弁の現場操作場所への移動完了後，正圧化を実施する。

※23　サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達することにより判断する。

※24　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作を実施後，本操作を実施する。

※25　格納容器ベント操作実施後，発電長，運転員Ａ及び運転員Ｂは，中央制御室待避室へ退避する。その後，中央制御室待避室外の雰囲気線量率が低下したことを確認し，中央制御室待避室から退室する。

※26　残留熱除去系等による除熱が可能であること，水素濃度制御が可能であること等を確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止する。格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の停止後は，格納容器及びフィルタ装置内の窒素置換を実施する。

第 7.2.1.3－2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

操作責任	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後に移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視運転操作指揮		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人	初動での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）			
					▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約４分　炉心損傷開始（燃料被覆管温度 1,000K 到達） ▽約９分　燃料被覆管温度 1,200℃到達 ▽プラント状況判断 ▽25 分　格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽約 27 分　炉心溶融開始（燃料温度 2,500K 到達） ▽65 分　原子炉水位ＬＯ到達判断 ▽２時間　原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成	
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 ●ＬＯＣＡ発生の確認 ●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 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●炉心損傷確認	10 分	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－	－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	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
常設代替交流電源設備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	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 B	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●原子炉冷却材浄化系隔離弁の閉止操作	2 分	
	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（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	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	6 分　原子炉注水及び格納容器冷却開始後，適宜状態監視	解析上では，事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し，12時間以降においては24時以上の間隔で流量調整を実施する
				●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量調整操作	6 分　流量調整後（崩壊熱相当），適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水に必要な負荷の電源切替操作	4 分	解析上考慮しない
				●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	20 分　水位確保後，適宜状態監視	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	－	－	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8 分　適宜，格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時感気状態であり，交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後，換気が自動的に開始される
サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	－	－	●サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入操作	15 分	解析上考慮しない
常設代替交流電源設備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	
	－	２人 C，D	－	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75 分	
常設代替交流電源設備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	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	－	－	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5 分　起動操作実施後，適宜状態監視	
				●中央制御室換気系の起動操作	6 分　起動操作実施後，適宜状態監視	
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	－	－	●ほう酸水注入系の起動操作	2 分	解析上考慮しない
				●ほう酸水注入系の注入状態監視	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	

第 7.2.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／2）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

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） 4 8 12 16 20 24 28 42 46 50	備考
					▽約 3.9 時間　格納容器圧力 0.465MPa［gage］到達 ▽約 16 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋5.5m 到達 ▽約 19 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋6.5m 到達 ▽約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m³到達	
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	流量調整後（崩壊熱相当），適宜状態監視	解析上では，事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し，12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1 人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の間に維持	解析上では，約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが，実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし，並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1 人】A	－	－	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（中央制御室での第一弁操作）	5 分	
	－	【2 人】＋1 人 C，D，E	－	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（現場での第一弁操作）	125 分	解析上考慮しない
	1 人 副発電長	【3 人】C，D，E	－	●緊急時対策所への退避	35 分	第一弁操作完了後，緊急時対策所に退避する
	－	－	3 人（参集）	●第二弁現場操作場所への移動	45 分	
中央制御室待避室の準備操作	【4 人】B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	20 分	
				●可搬型照明（SA）の設置	15 分	
				●データ表示装置（待避室）の起動操作	15 分	
				●衛星電話設備（可搬型）（待避室）の設置	5 分	
	【4 人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作	3 分	
				●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（中央制御室での第二弁操作）	2 分	
				●格納容器逃がし装置による格納容器除熱操作実施後の状態監視	格納容器除熱実施後，適宜状態監視	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	－	－	【3 人】（参集）	●第二弁操作室の正圧化操作	10 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
				●格納容器逃がし装置による格納容器除熱操作（現場での第二弁操作）	30 分	
				●第二弁操作室への退避	240 分	
				●緊急時対策所への帰還	45 分	
	【1 人】B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
	1 人＋【2 人】発電長，A，B	－	－	●中央制御室待避室内への退避	300 分	
使用済燃料プールの除熱操作	【1 人】A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
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 a～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	炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を行う
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	－	－	【8人】a～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	180 分	水源枯渇までは十分余裕がある
	－	－	【2人】c，d	●可搬型代替注水中型ポンプの運転操作及び水源転給操作	適宜実施	
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する
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
	2 人 A，B	3 人 C，D，E	10 人 a～j 及び参集 5 人			

第 7.2.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／2）