添付資料 1.0.7

東海第二発電所

有効性評価における

重大事故対応時の手順について

目　次

１．運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

１．１　高圧・低圧注水機能喪失

１．２　高圧注水・減圧機能喪失

１．３　全交流動力電源喪失

１．３．１　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

１．３．２　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

１．３．３　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

１．４　崩壊熱除去機能喪失

１．４．１　取水機能が喪失した場合

１．４．２　残留熱除去系が故障した場合

１．５　原子炉停止機能喪失

１．６　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

１．７　格納容器バイパス（インターフェースシステムＬＯＣＡ）

１．８　津波浸水による最終ヒートシンク喪失

２．重大事故

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）

２．２　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

２．３　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

２．４　水素燃焼

２．５　溶融炉心・コンクリート相互作用

３．使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

３．１　想定事故１

３．２　想定事故２

４．運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

４．１　崩壊熱除去機能喪失

４．２　全交流動力電源喪失

４．３　原子炉冷却材の流出

４．４　反応度の誤投入　※重大事故等の対策は全て自動で作動するため，手順による対応は不要。

1.1　高圧・低圧注水機能喪失

特　徴

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，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧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。

また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

基本的な考え方

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）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）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。

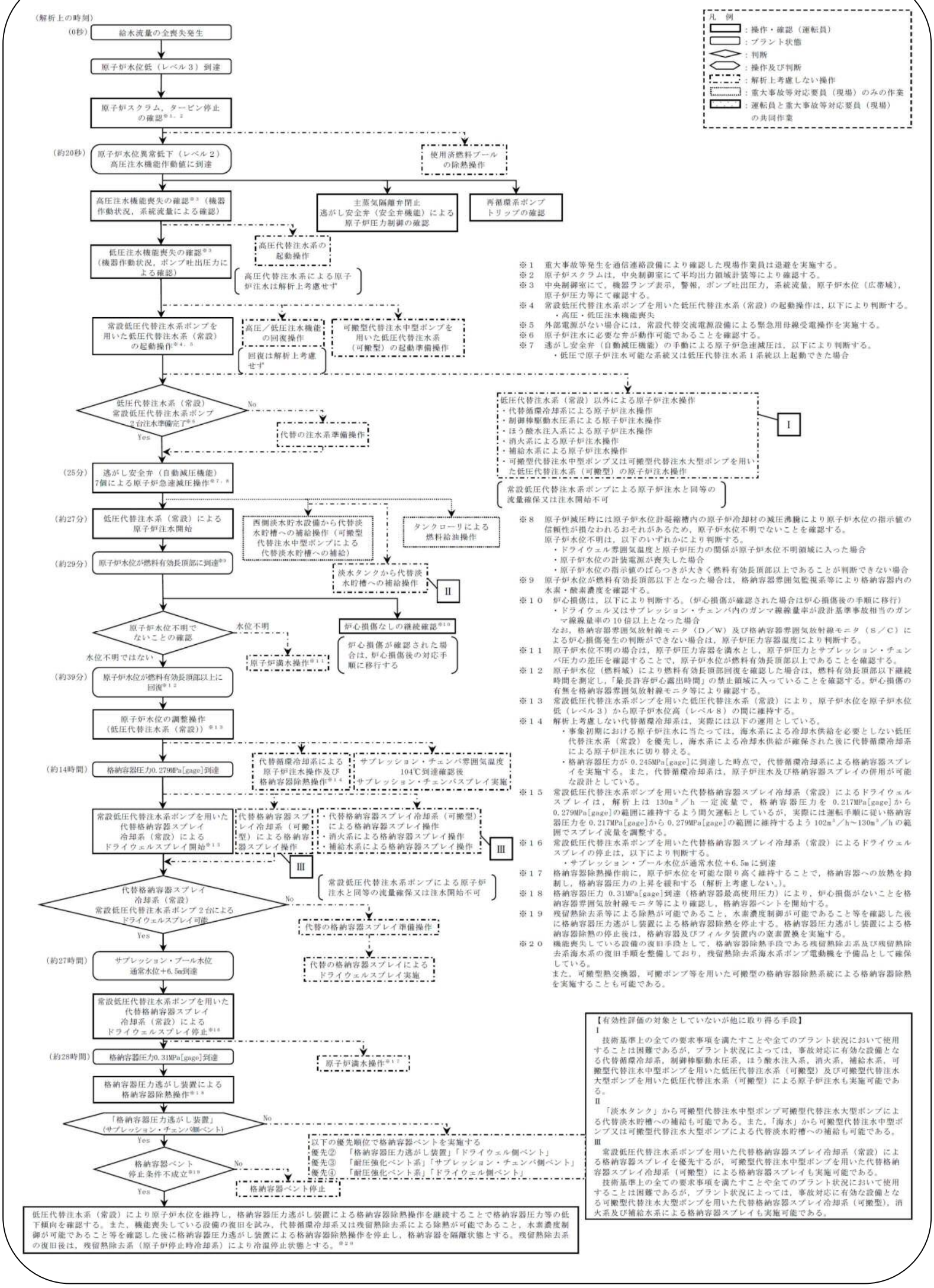
対応手順概要

a．原子炉スクラム確認
b．高圧・低圧注水機能喪失確認
c．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
e．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
f．格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

事故条件

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	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系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，炉心冷却上厳しくなる

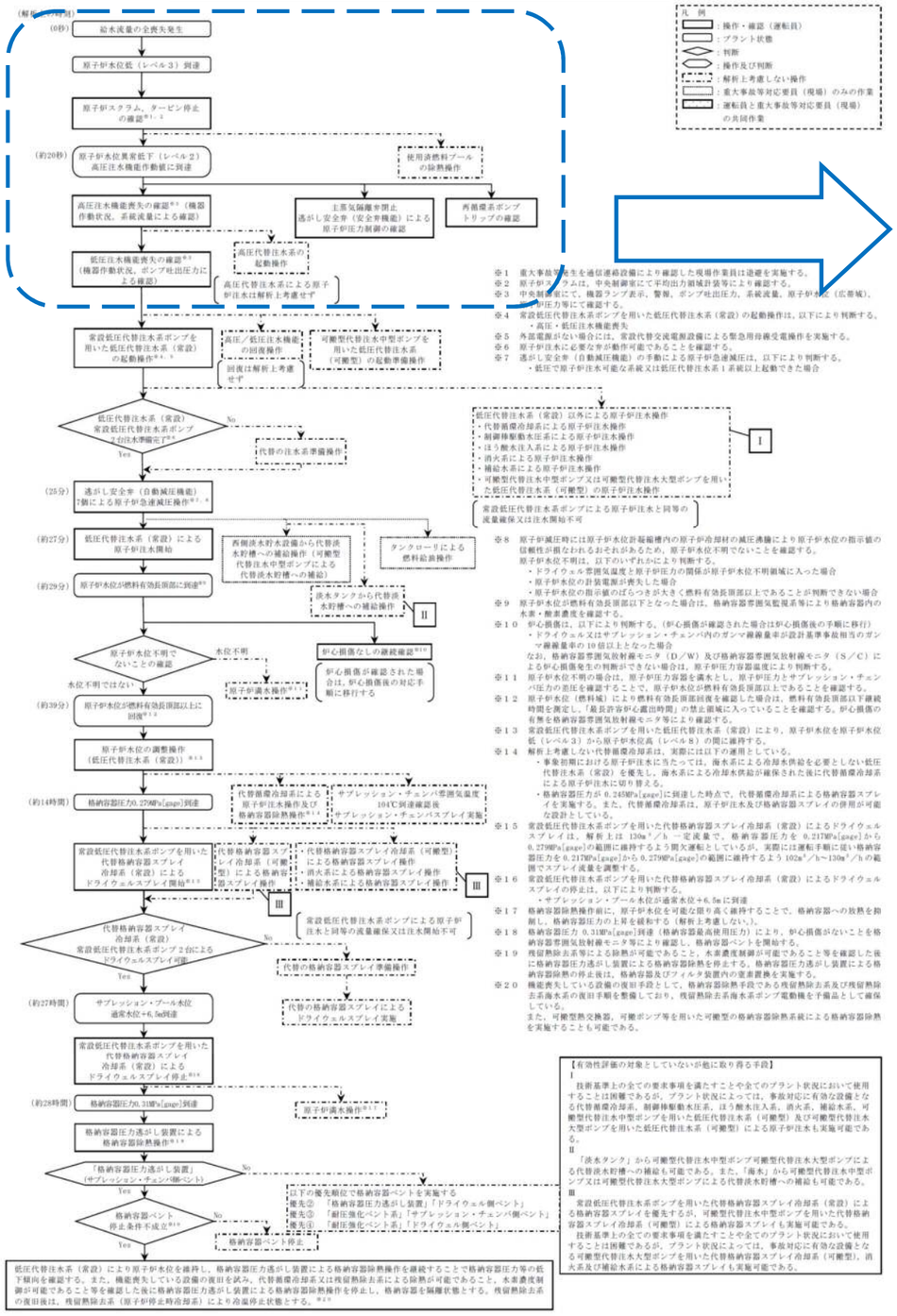
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動せず，中央制御室から手動起動を試みるが，これにも失敗し，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

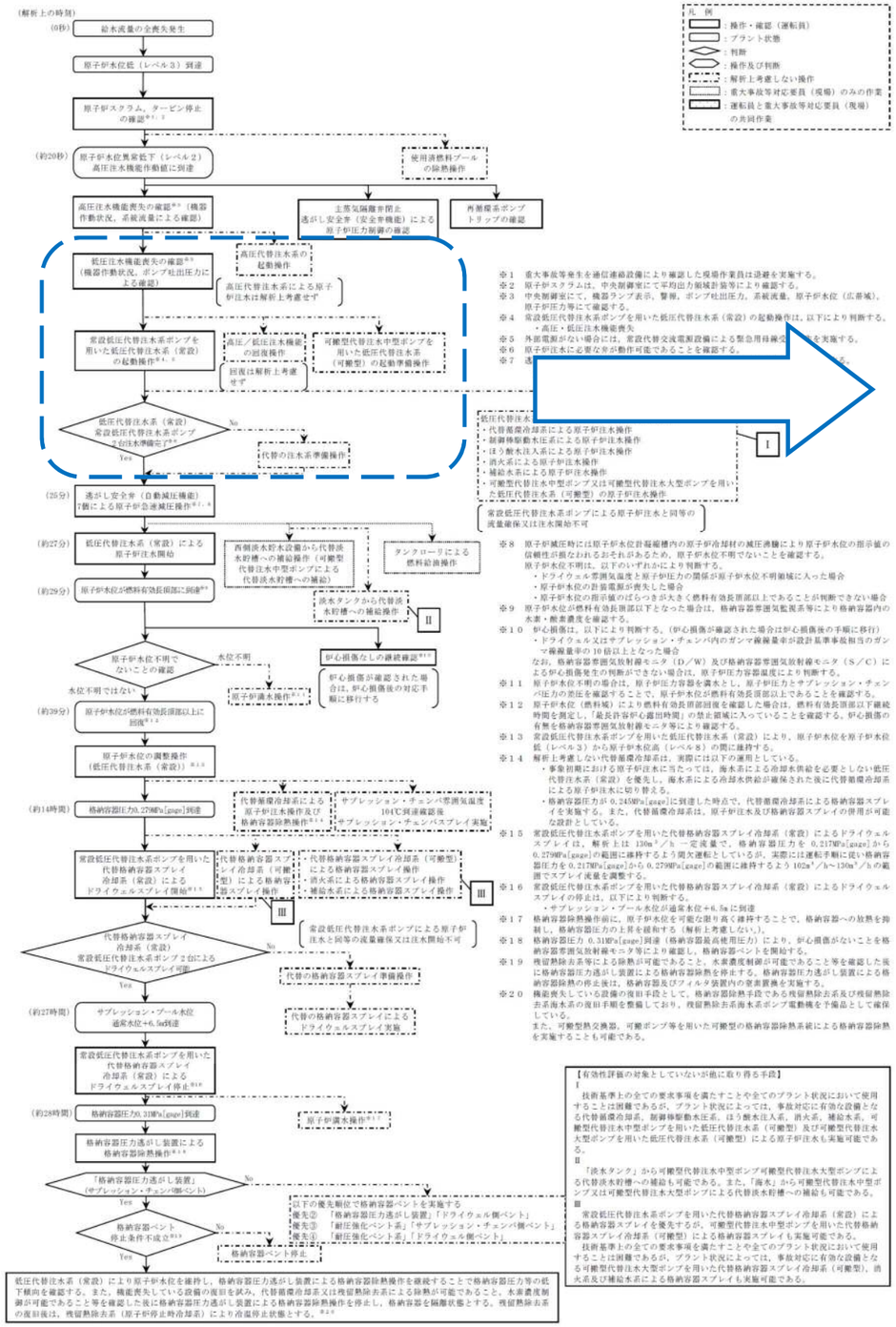
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，これにも失敗する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

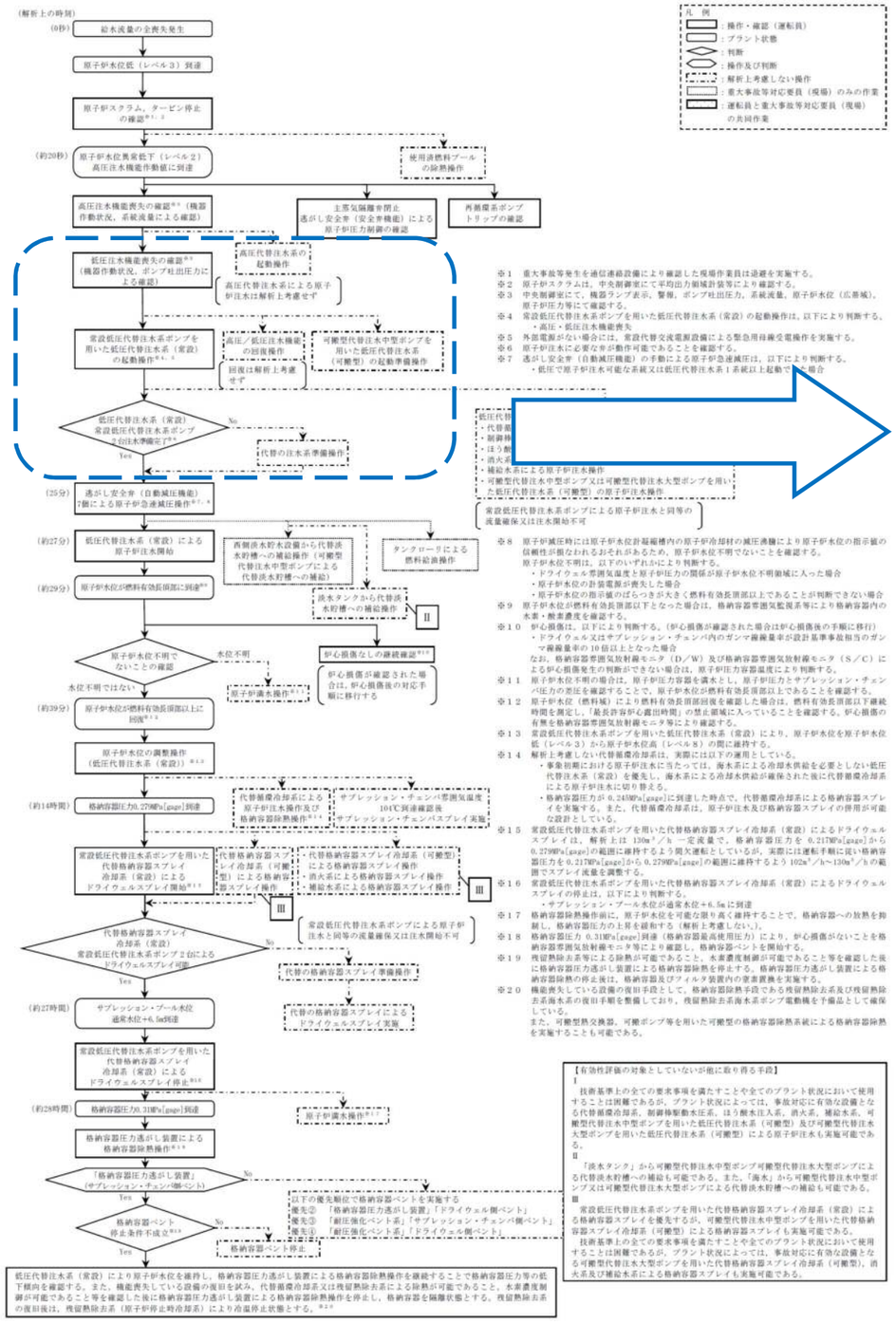
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉水位低下が継続する。
高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失を確認し，低圧代替注水系（常設）を起動する。
原子炉水位が更に低下傾向であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し「急速減圧」へ移行する。

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を用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作を実施する。

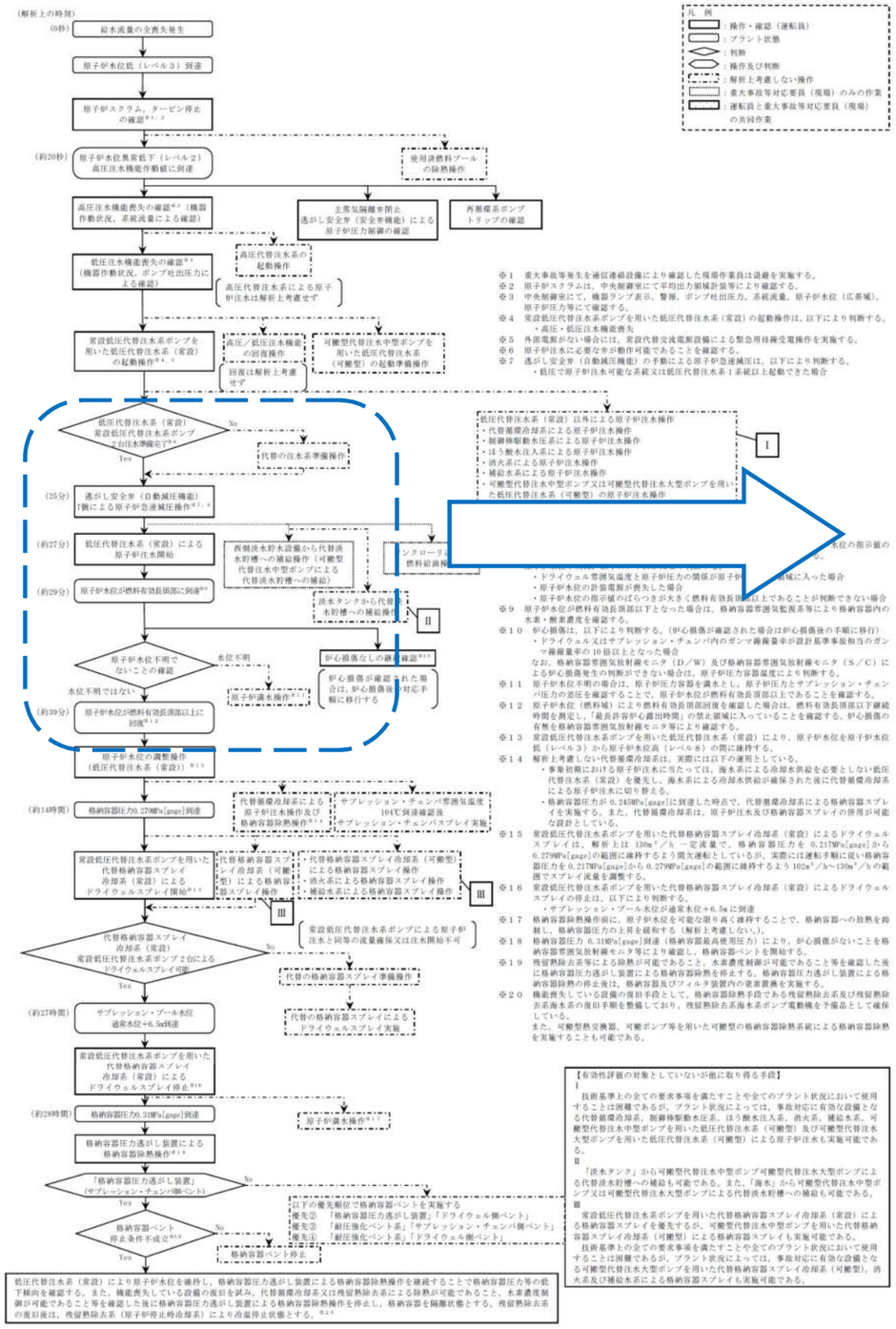
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後「水位回復」へ移行する。

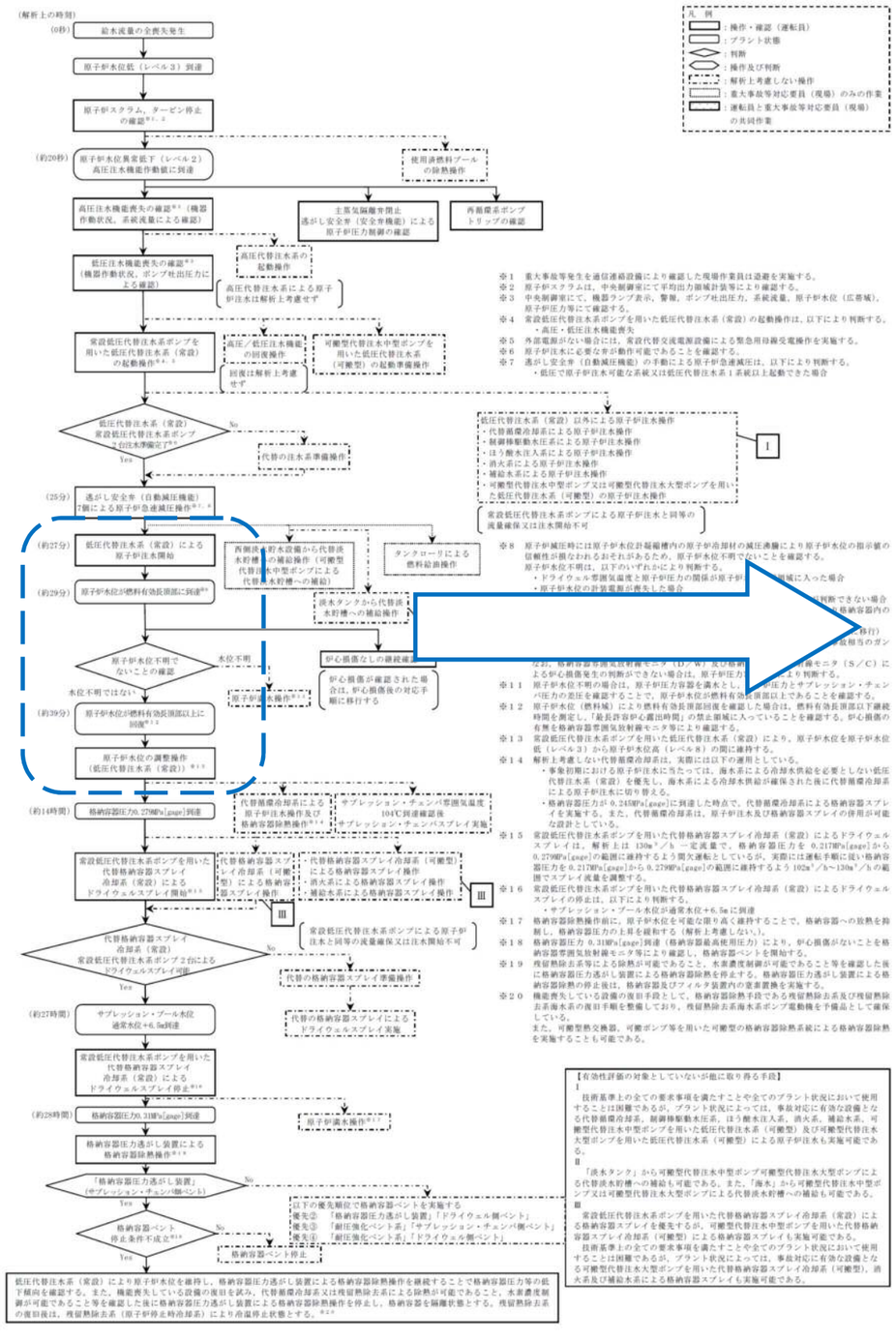
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（常設）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

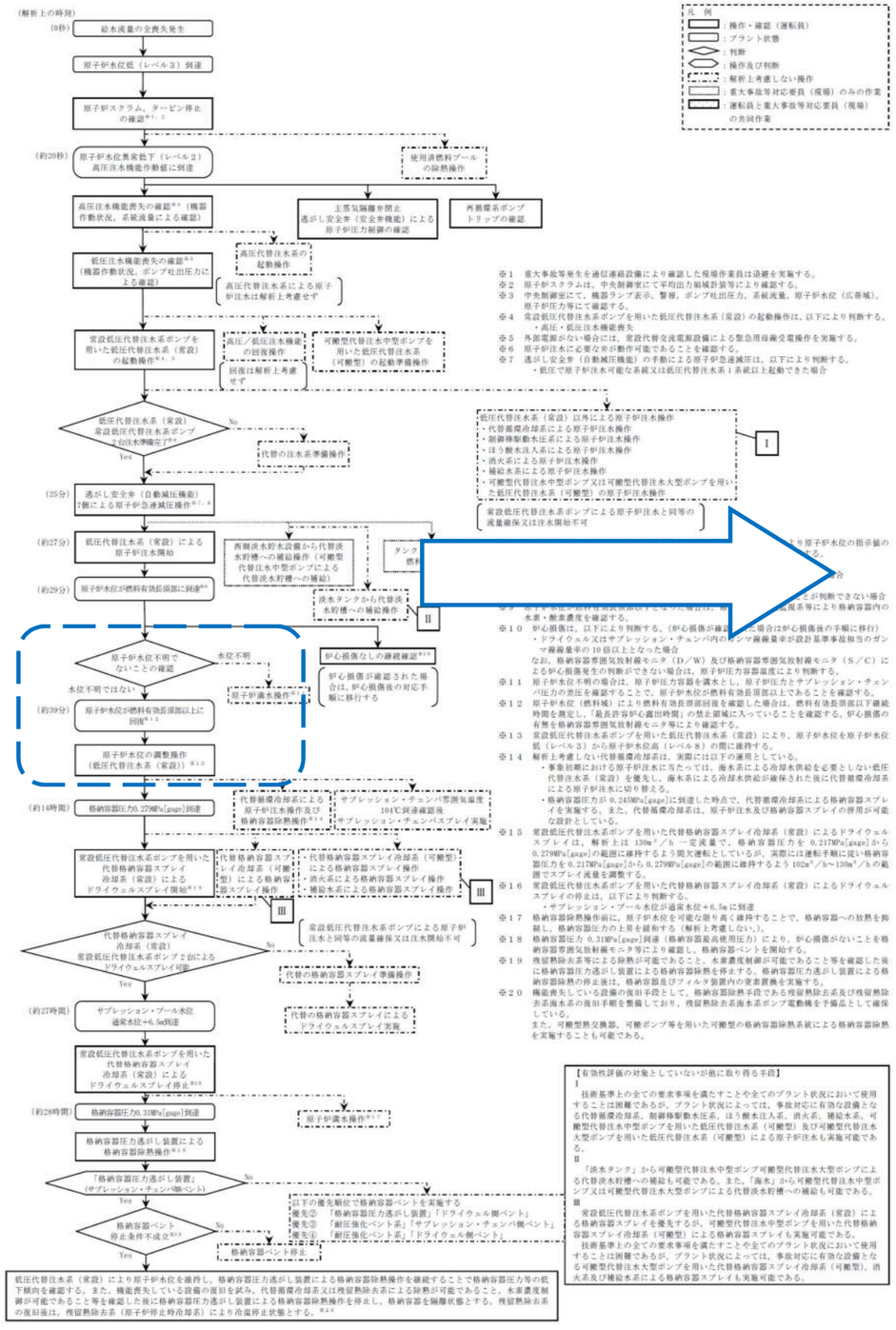
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）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，低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラムに移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

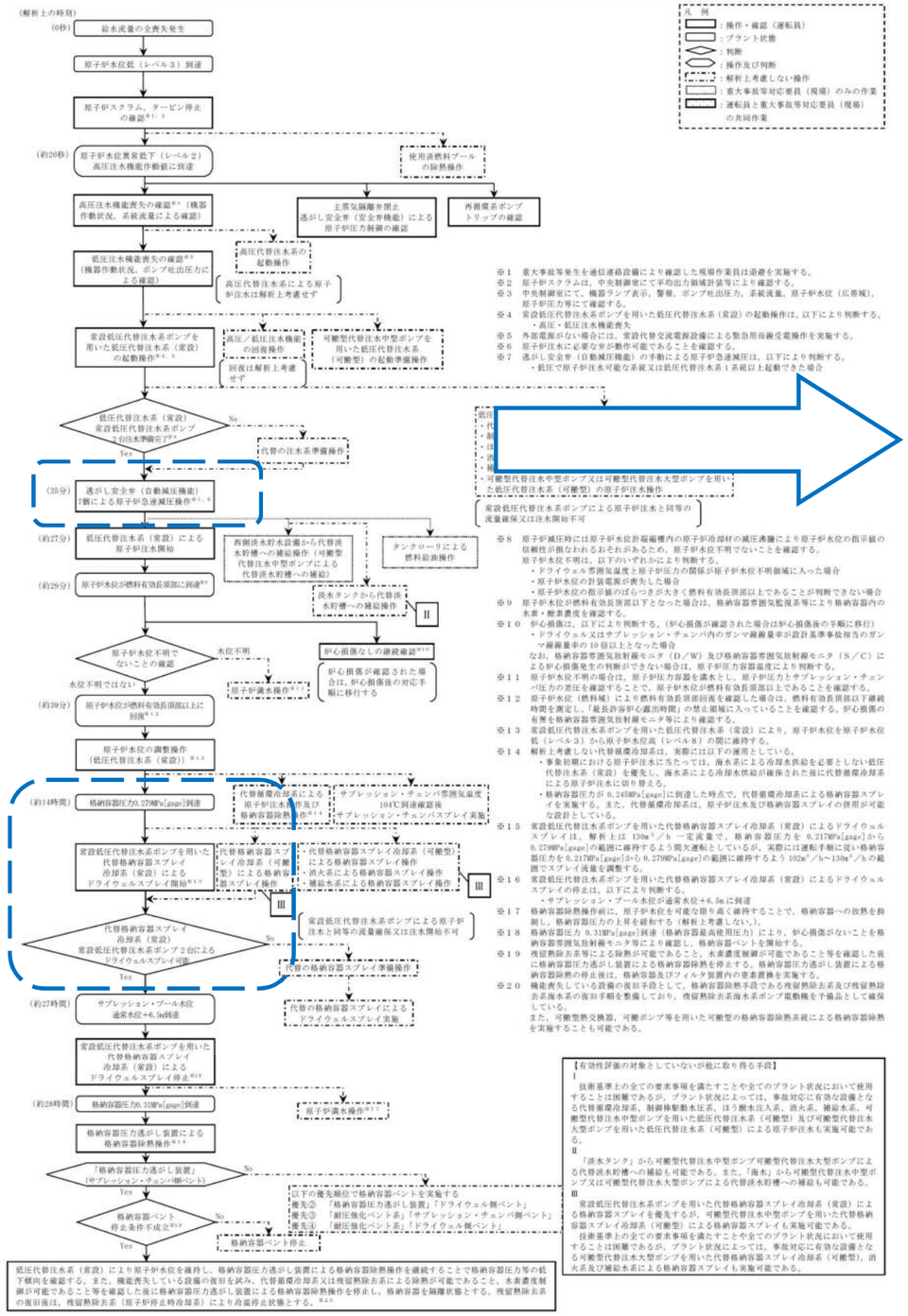
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

低圧注水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁からの排気によりサプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。

サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により，格納容器スプレイを行う。

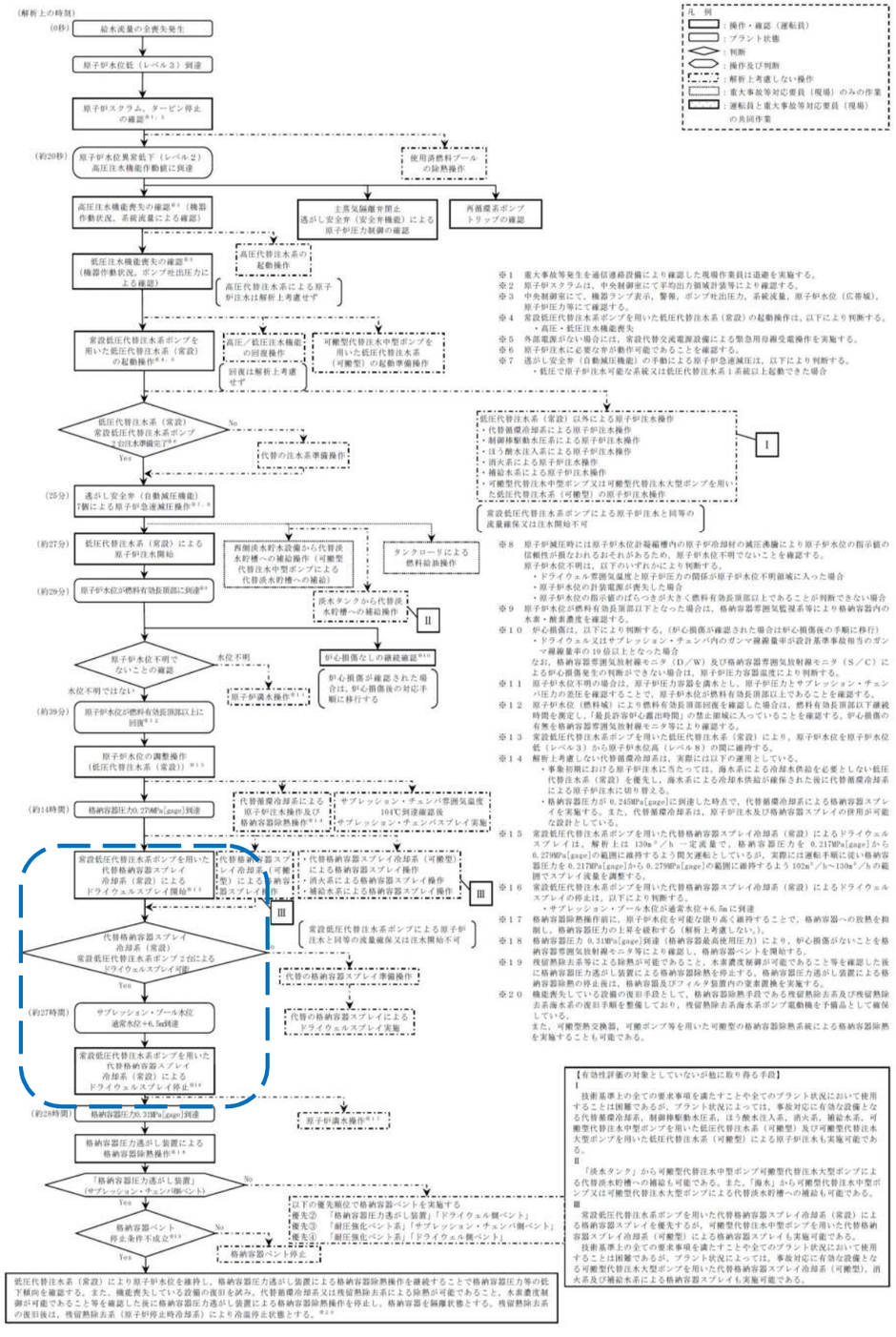
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

操作補足事項

外部水源を使用した代替格納容器スプレイにより，サプレッション・プール水位が上昇する。

サプレッション・プール水位が＋16.7㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を行い，＋5.5m以上にて格納容器減圧及び除熱の準備操作を実施する。

また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m以上となったことを確認し，外部水源を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替格納容器スプレイを停止する。

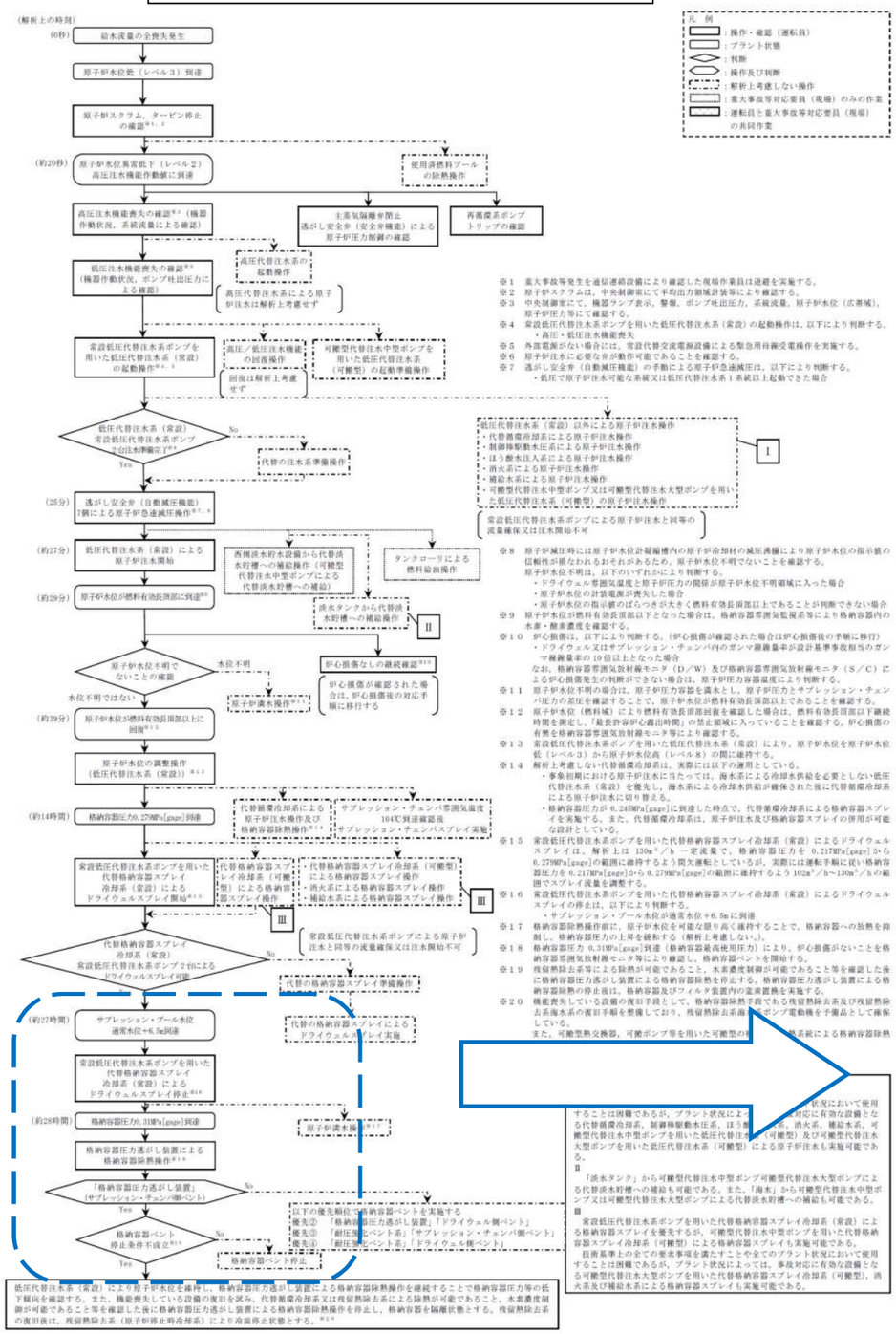
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・チェンバ圧力を監視し，310kPa[gage]に到達したことを確認したら，格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）を実施する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.2　高圧注水・減圧機能喪失

特　徴

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，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（安全弁機能）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。

基本的な考え方

代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，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。

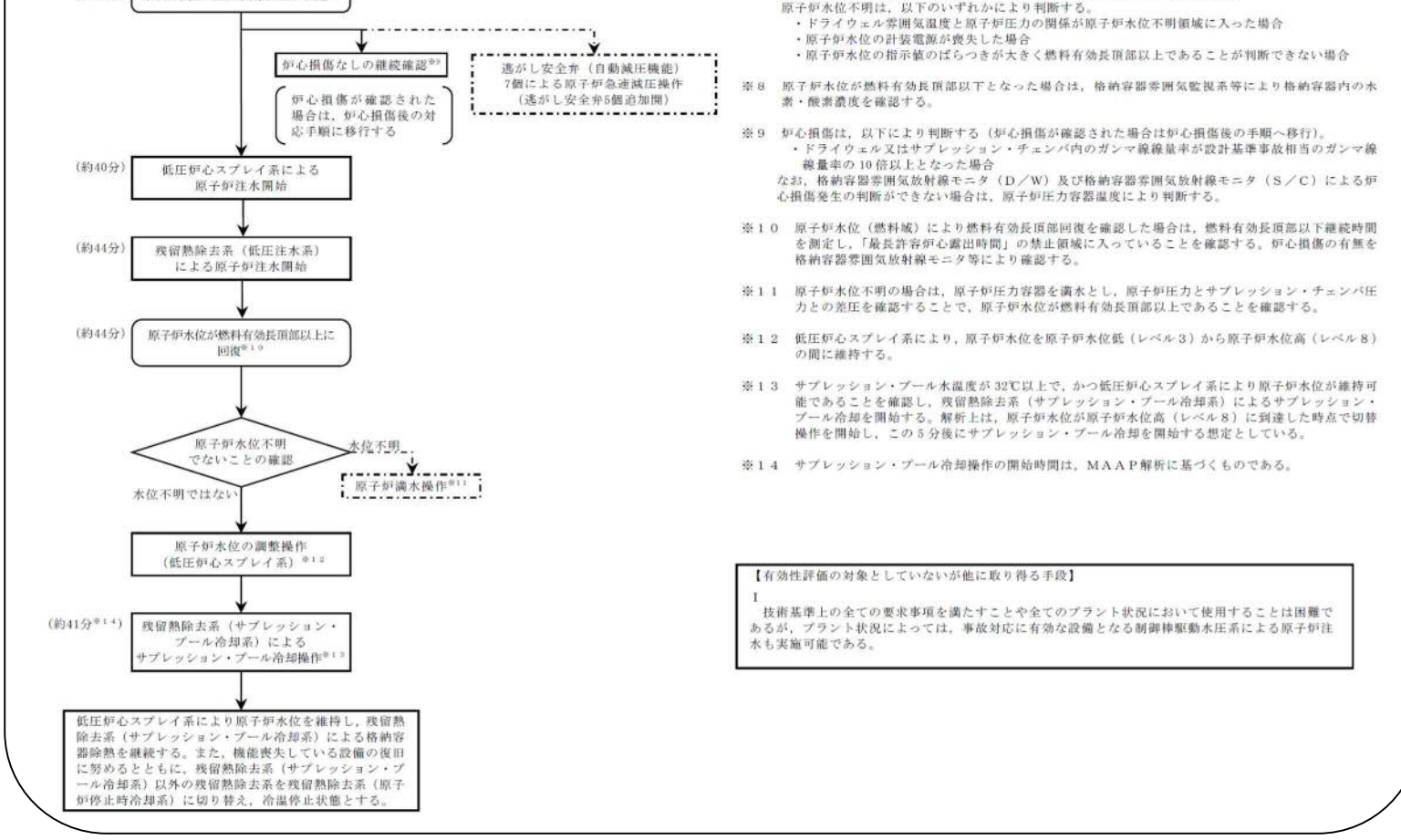
対応手順概要

a．原子炉スクラム確認
b．高圧注水機能喪失確認
c．過渡時自動減圧機能動作確認
d．低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
e．残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転

事故条件

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	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系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，炉心冷却上厳しくなる

解析上の対応手順の概要フロー



※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，系統流量等にて確認する。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　過渡時自動減圧機能の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※６　解析上考慮していないが，実態は低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの運転を確認後，逃がし安全弁による原子炉急速減圧を行い，原子炉水位の回復を図る。

※７　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

※８　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。

※９　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へ移行）。
・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。

※１０　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。

※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・チェンバ圧力と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　低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　サプレッション・プール水温度が 32℃以上で，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を開始する。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

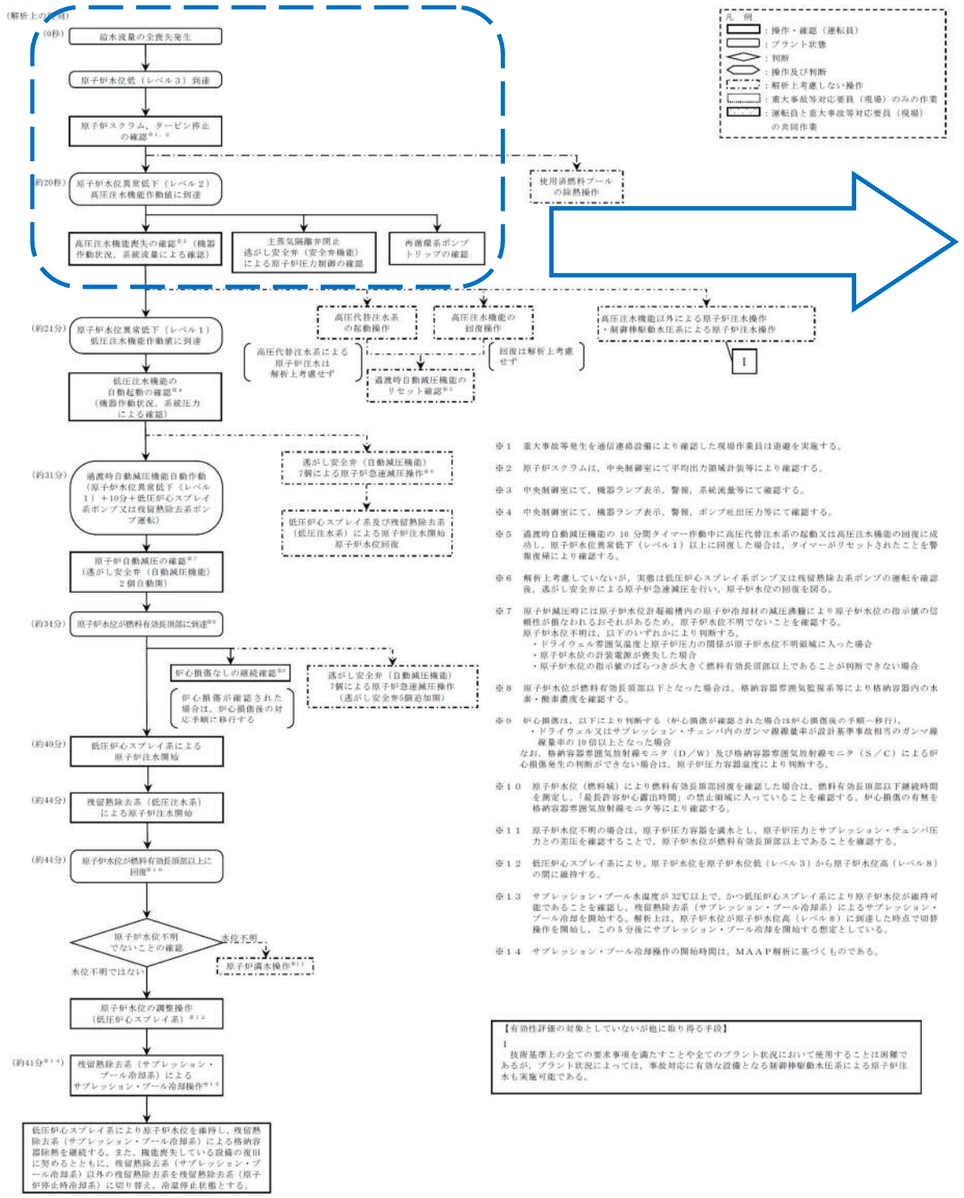
※１４　サプレッション・プール冷却操作の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【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制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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，系統流量等にて確認する。

※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※5　過渡時自動減圧機能の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※6　解析上考慮していないが，実態は低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの運転を確認後，逃がし安全弁による原子炉急速減圧を行い，原子炉水位の回復を図る。

※7　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

※8　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。

※9　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へ移行）。
・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。

※10　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。

※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・チェンバ圧力と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　低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※13　サプレッション・プール水温度が 32℃以上で，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を開始する。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※14　サプレッション・プール冷却操作の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【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制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

全給水喪失していることから，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動せず，中央制御室から手動起動を試みるが，これにも失敗し，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

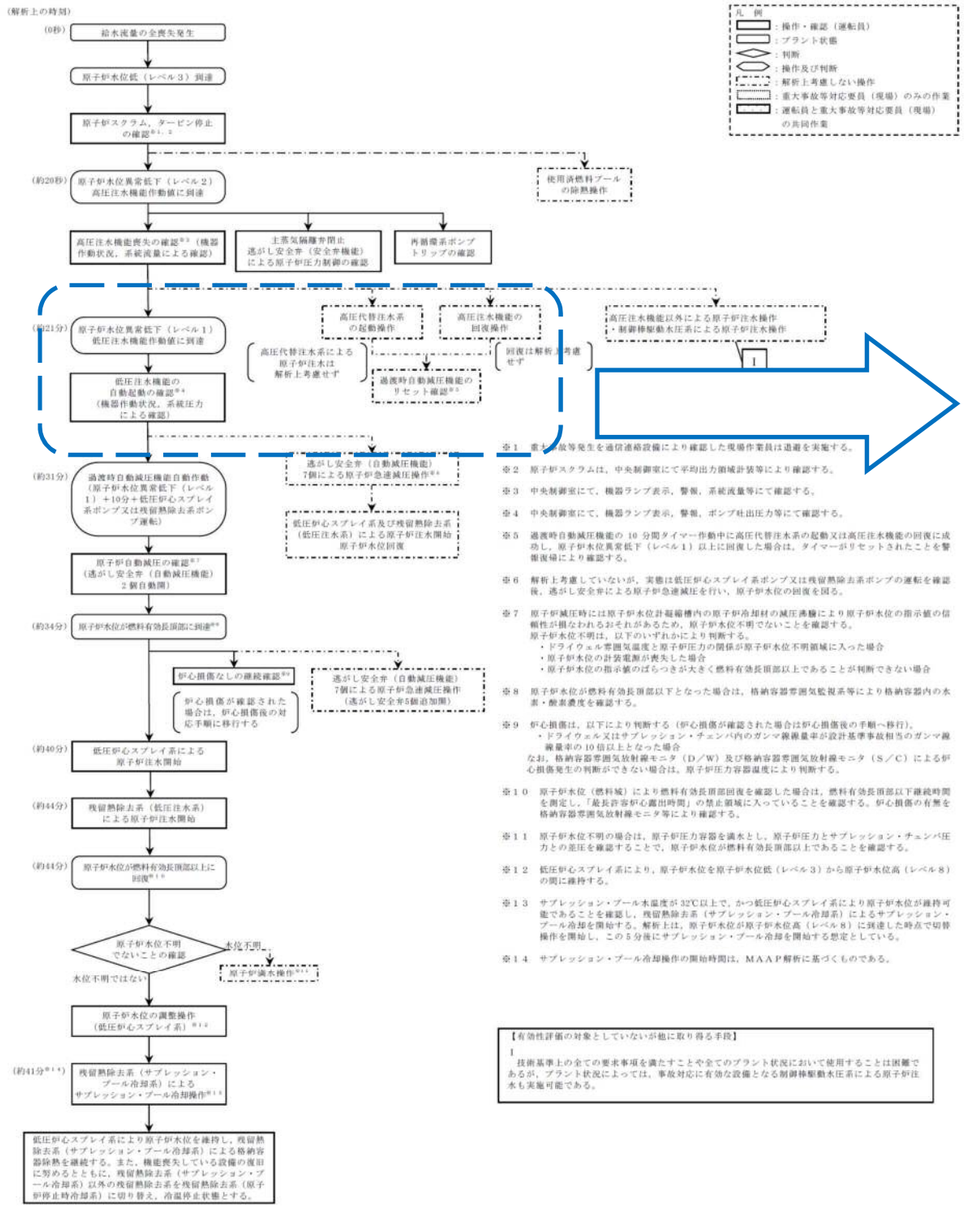
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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，系統流量等にて確認する。

※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　過渡時自動減圧機能の10分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※６　解析上考慮していないが，実態は低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの運転を確認後，逃がし安全弁による原子炉急速減圧を行い，原子炉水位の回復を図る。

※７　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

※８　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。

※９　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へ移行）。
・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。

※１０　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。

※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・チェンバ圧力と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　低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

※１３　サプレッション・プール水温度が32℃以上で，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を開始する。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１４　サプレッション・プール冷却操作の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
－
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制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失により原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

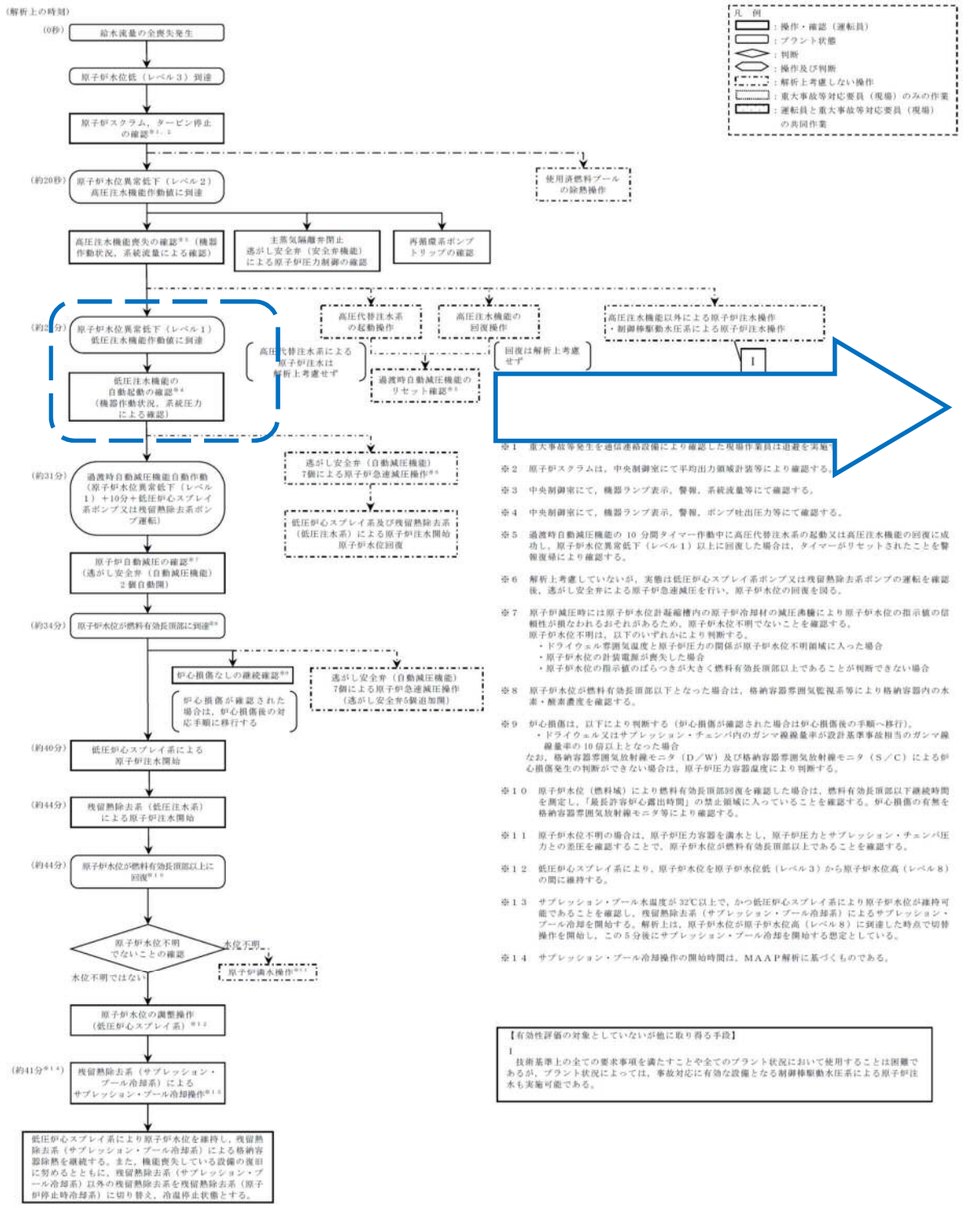
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）信号により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するが，減圧機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧で原子炉へ注水可能な系統１系統以上起動していることを確認し，「急速減圧」へ移行する。

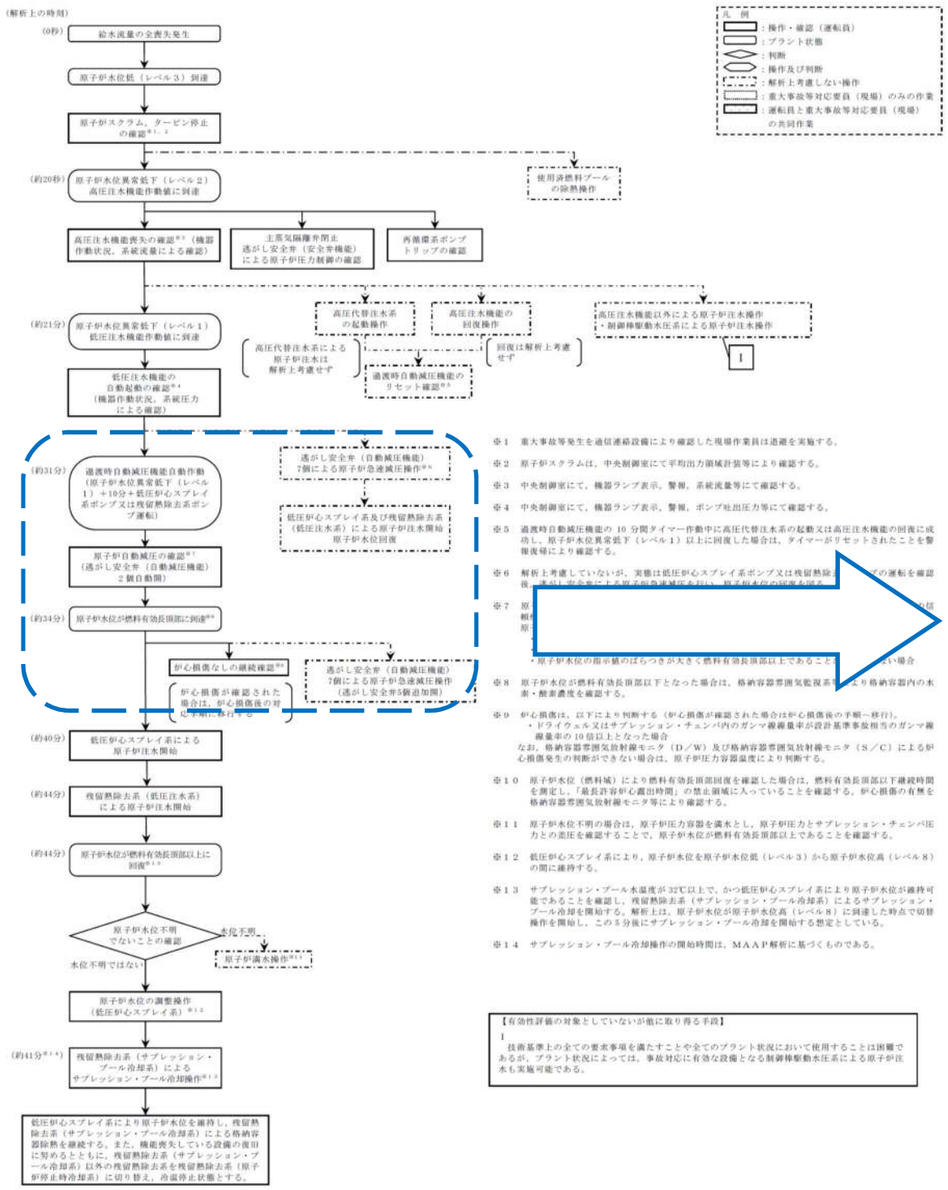
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル1）以下の状態が10分継続し，低圧炉心スプレイ系が起動している場合，過渡時自動減圧機能が作動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉減圧が開始される。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認し，「水位回復」へ移行する。

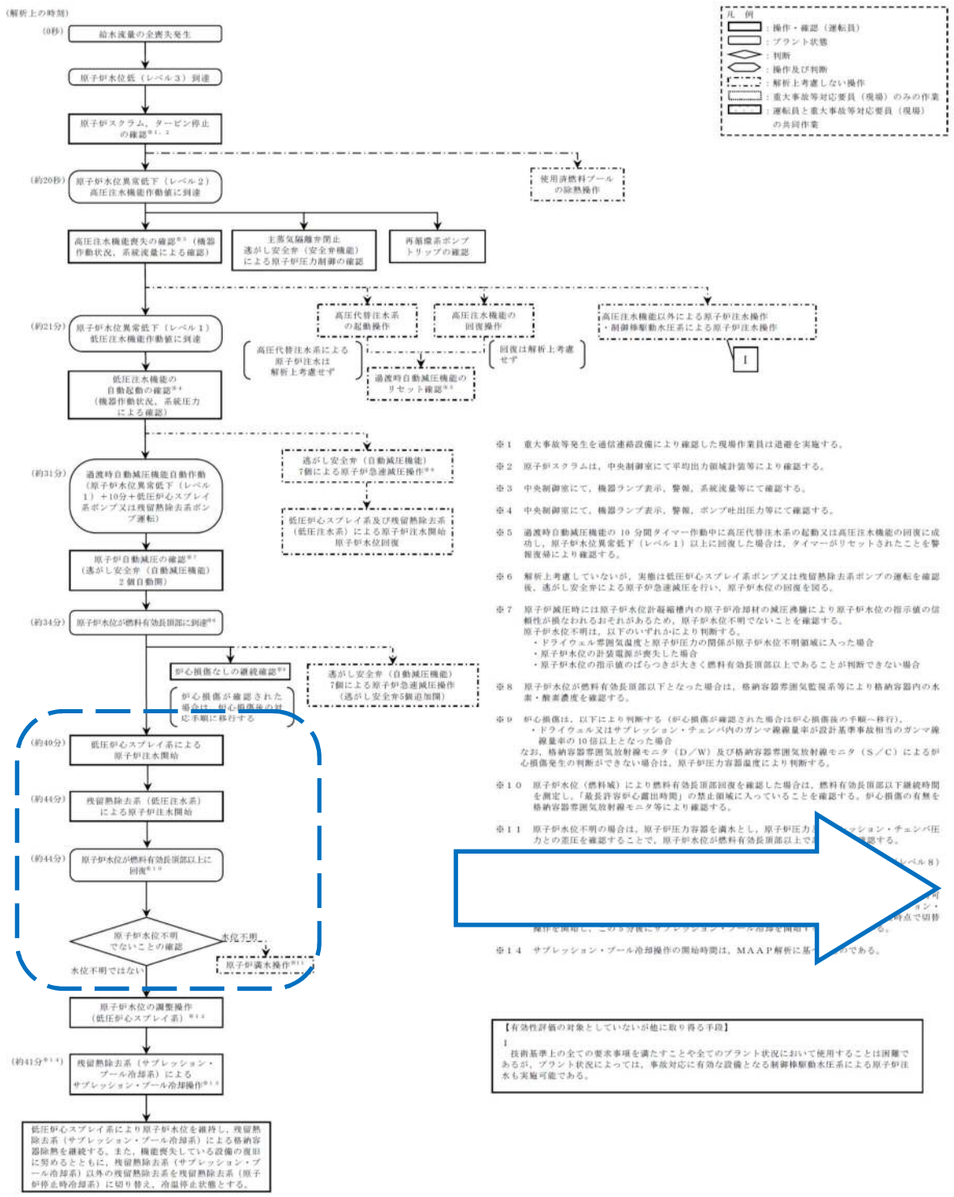
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し，「水位確保」に移行する。

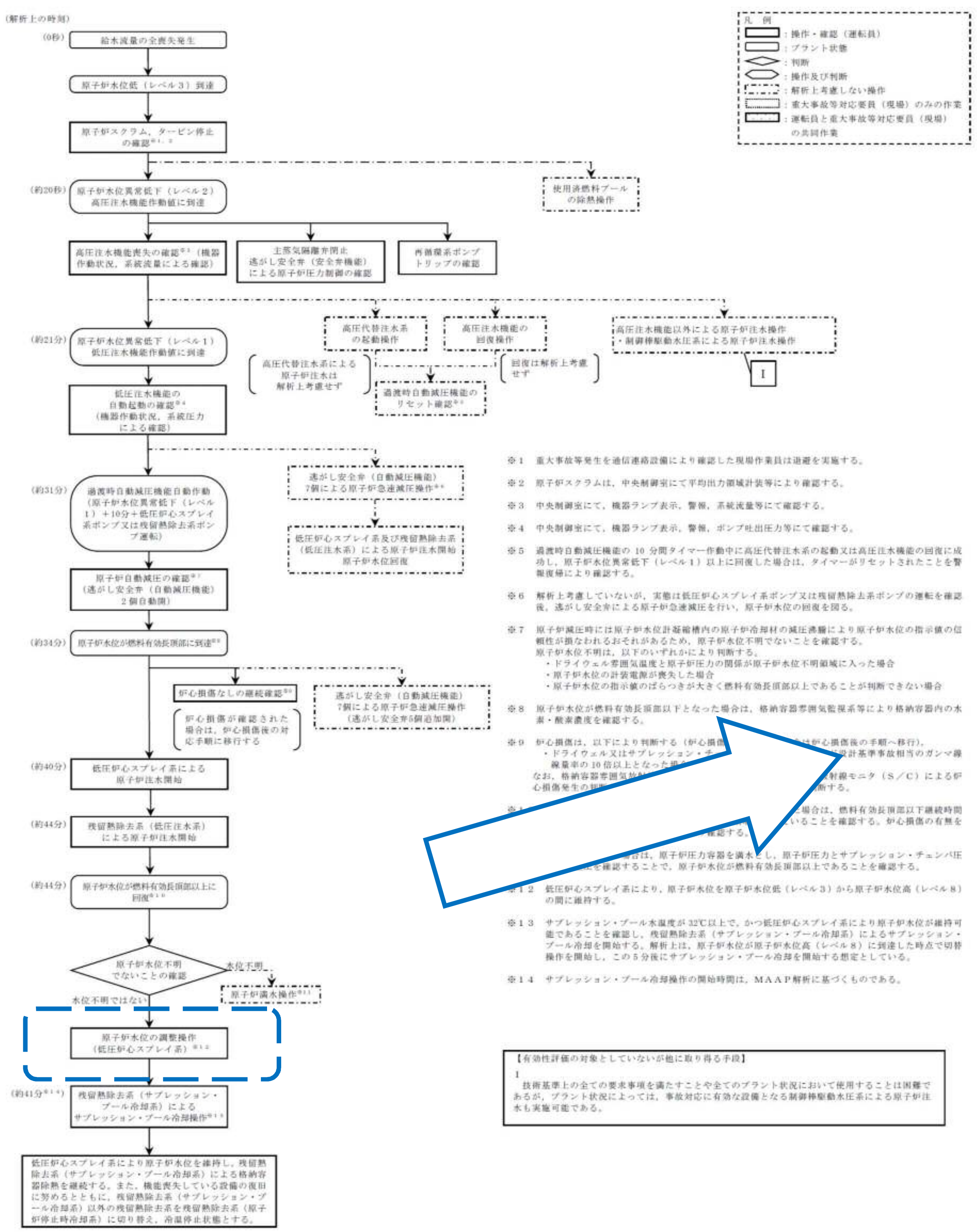
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

操作補足事項

低圧炉心スプレイ系により，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，低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

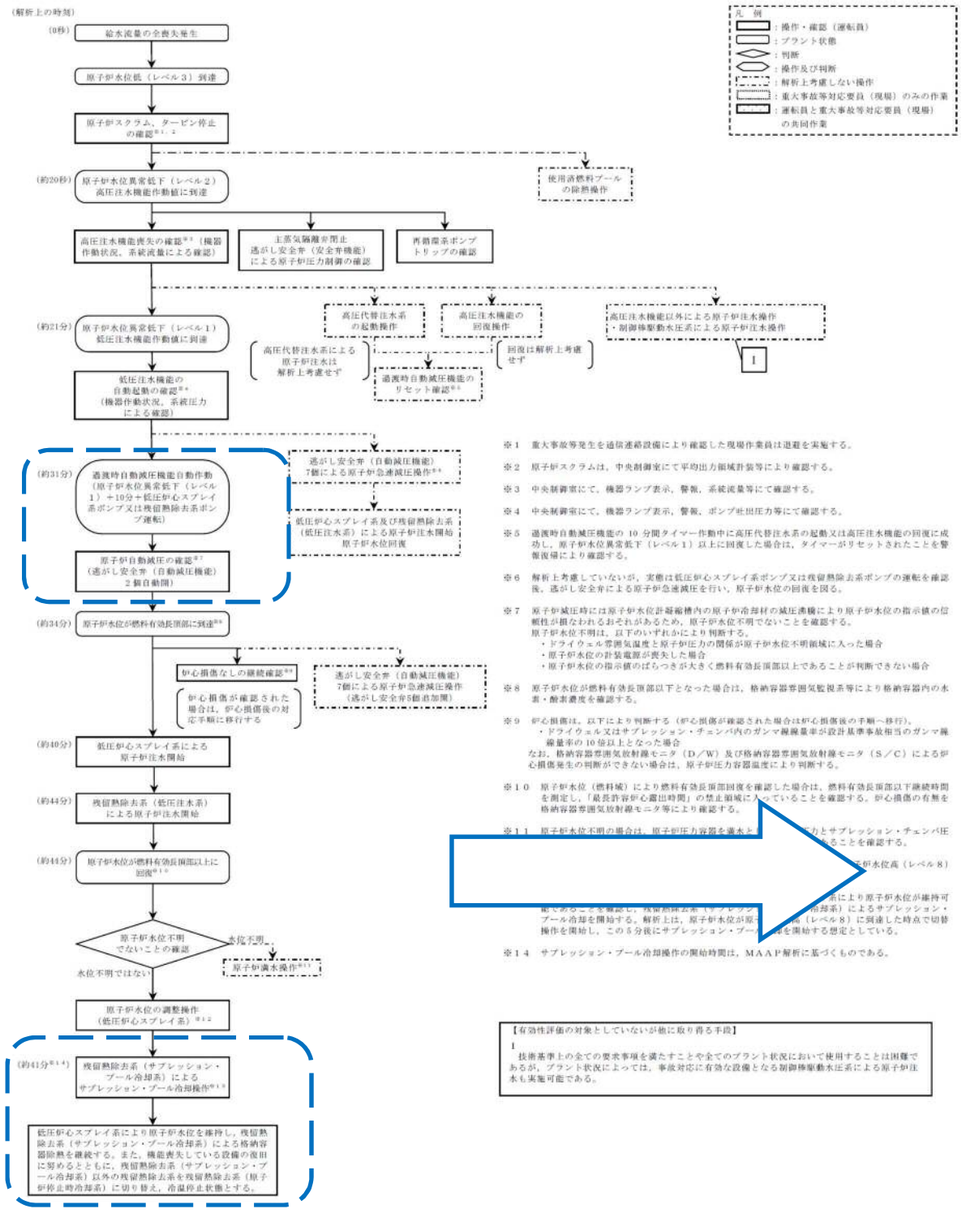
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

E

操作補足事項

逃がし安全弁の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

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，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）にてサプレッション・プール冷却操作を行う。

AM設備別操作手順書

AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

特　徴

全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

基本的な考え方

所内常設直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生約８時間後まで，その後，低圧代替注水系（可搬型）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，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生約 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後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（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）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。

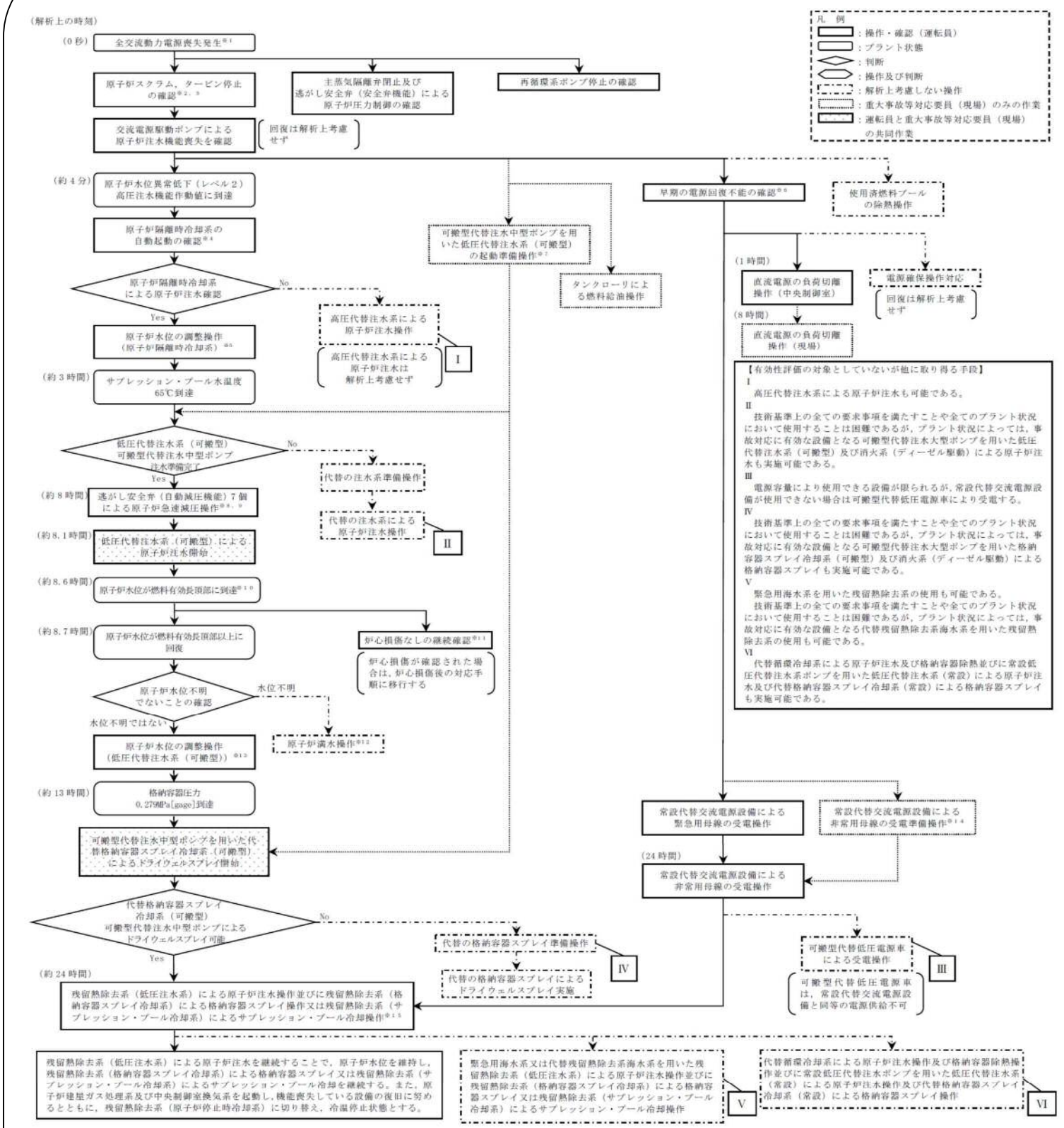
対応手順概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．直流電源負荷切離し
e．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．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
i．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
j．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

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
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等の機能喪失を想定して設定
	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

解析上の対応手順の概要フロー

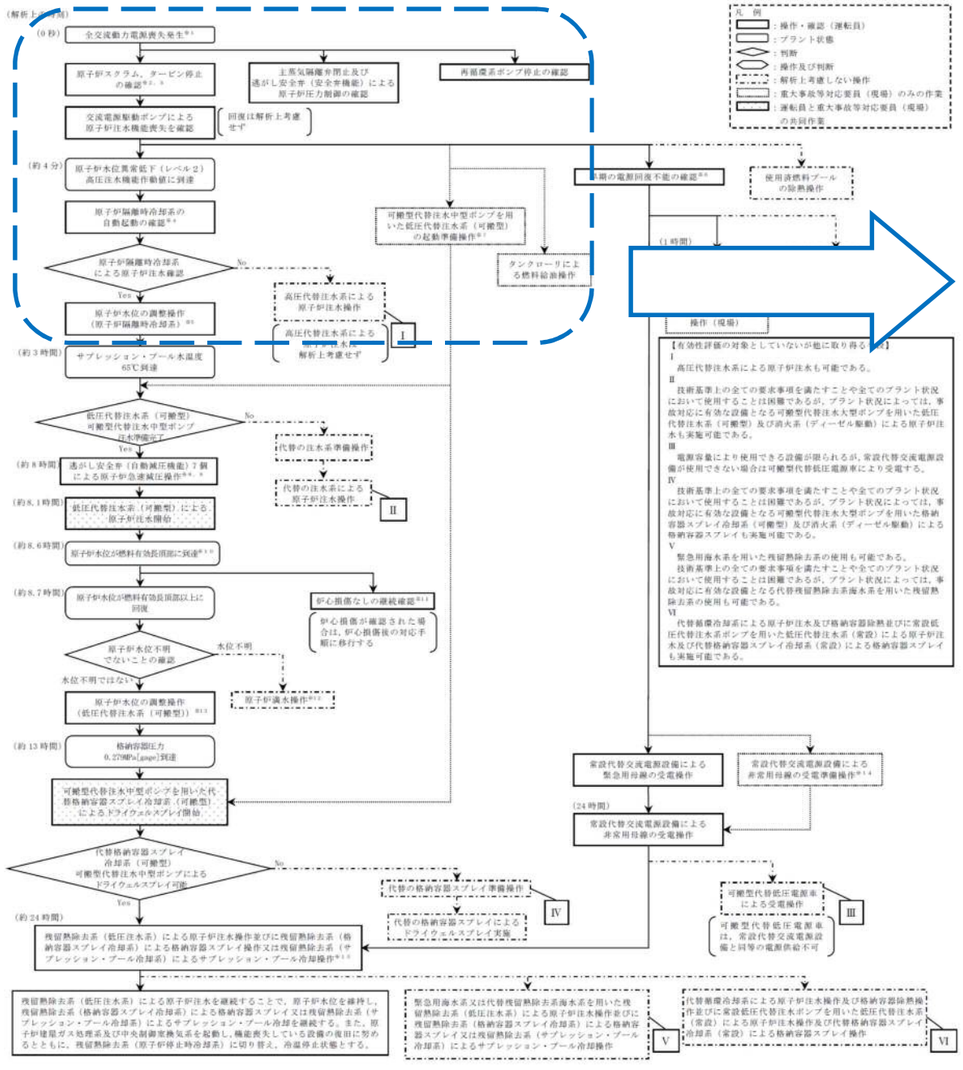


※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失」発生

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は継続して低下し，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が起動するが，高圧炉心スプレイ系は全交流動力電源喪失のため起動しない。

原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を回復することから「水位確保」制御へ移行する。

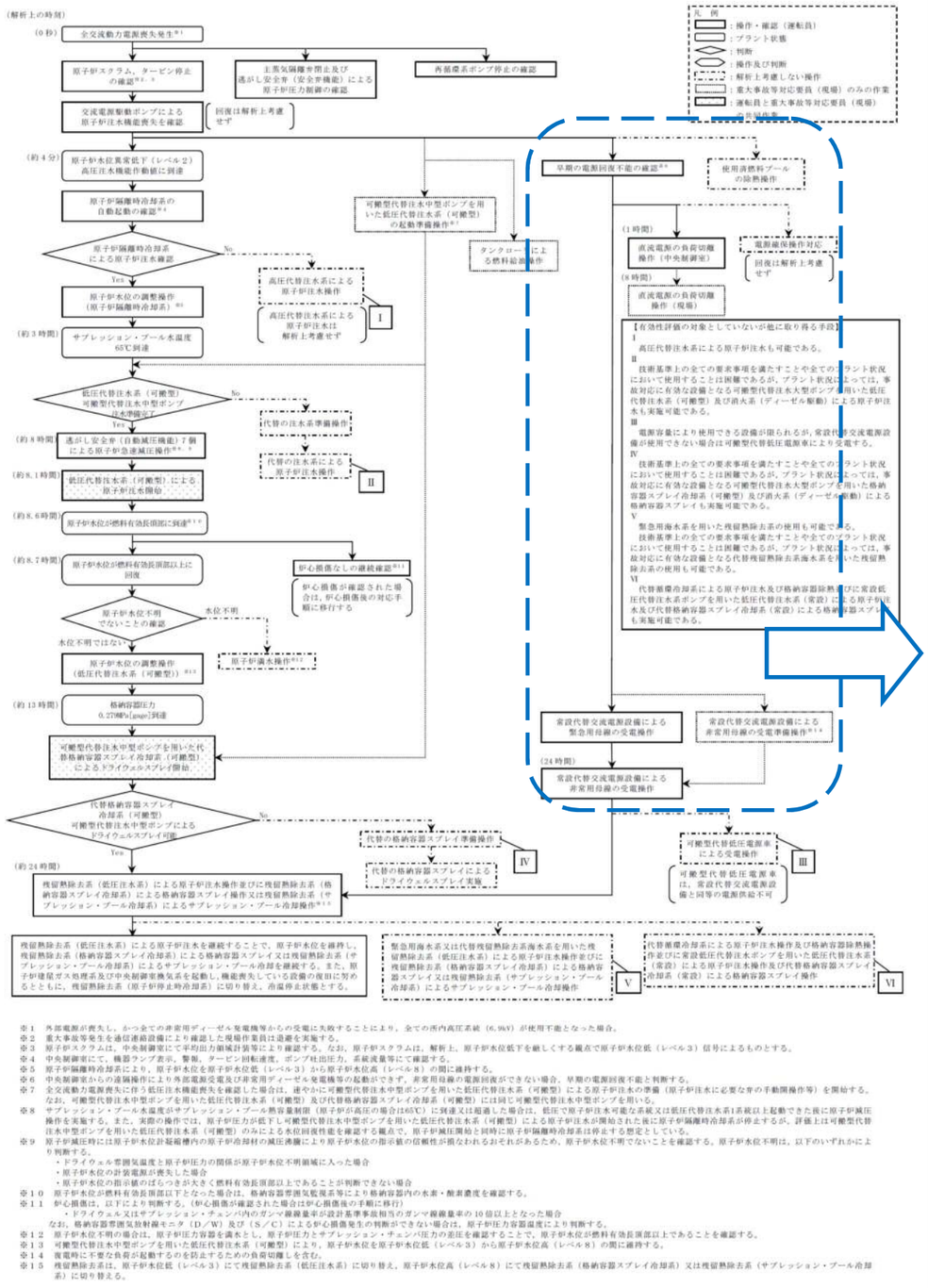
「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により「電源供給回復」制御へ移行し対応する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラム は，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※9　原子炉減圧時には原子炉水位計基準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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

B

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，非常用交流電源の復旧を適宜行う。

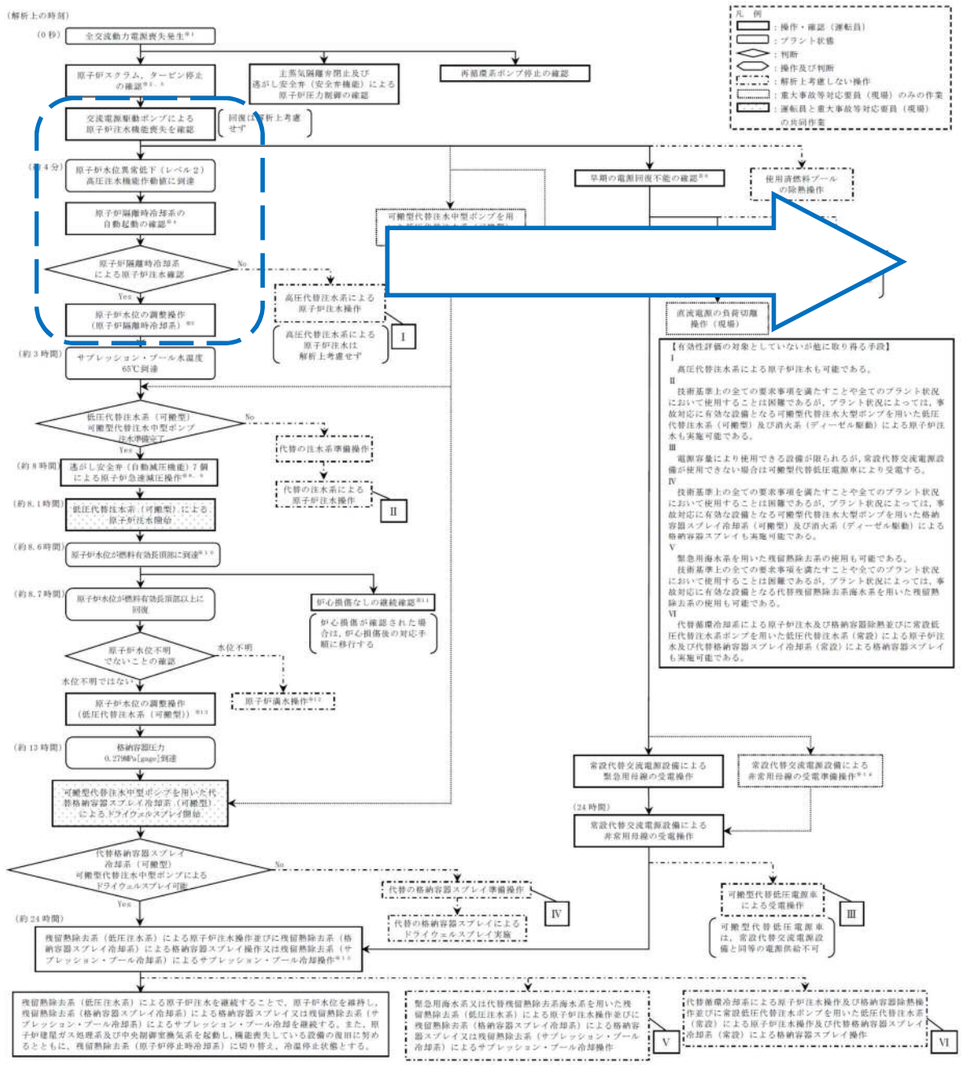
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

C

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

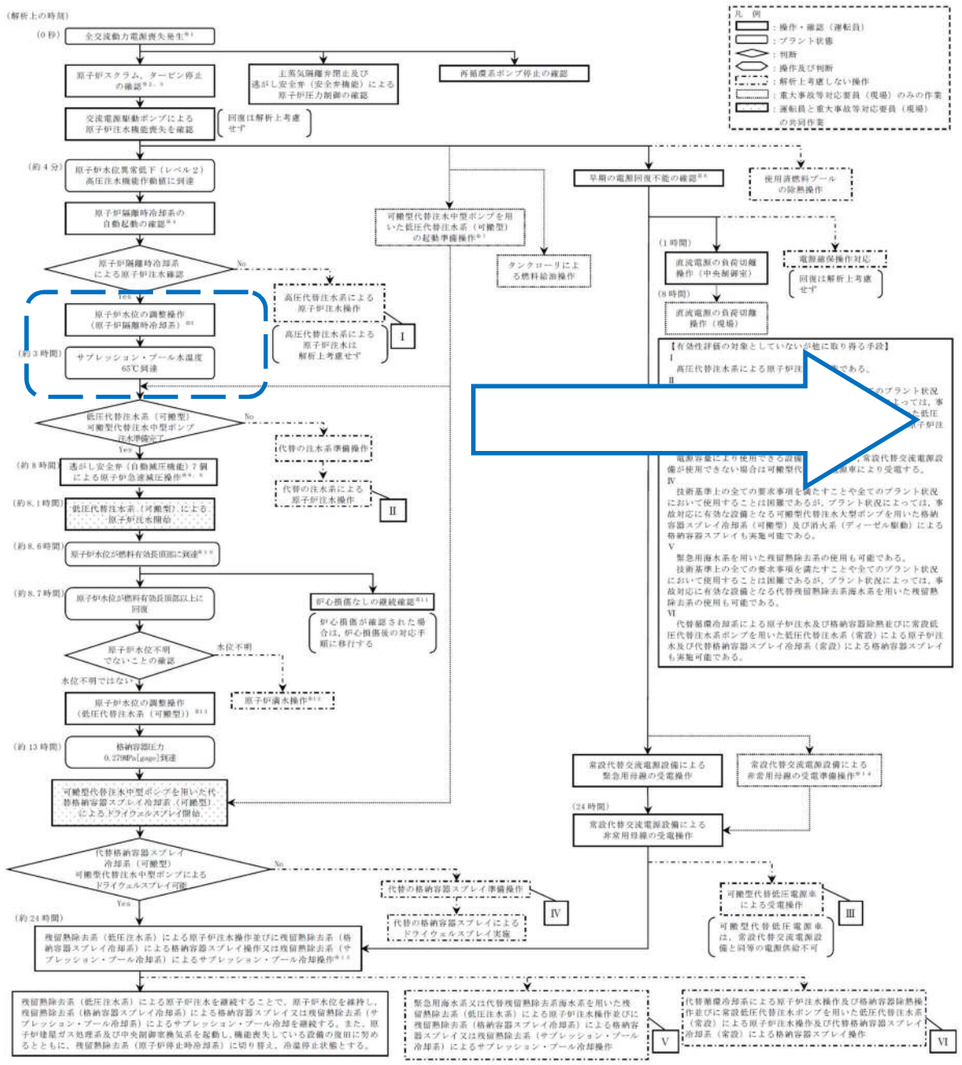
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）による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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

D

操作補足事項

全交流動力電源喪失により，残留熱除去系によるサプレッション・プール水の冷却ができないため，サプレッション・プール水の温度を継続監視する。

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には，「急速減圧」制御に移行する。

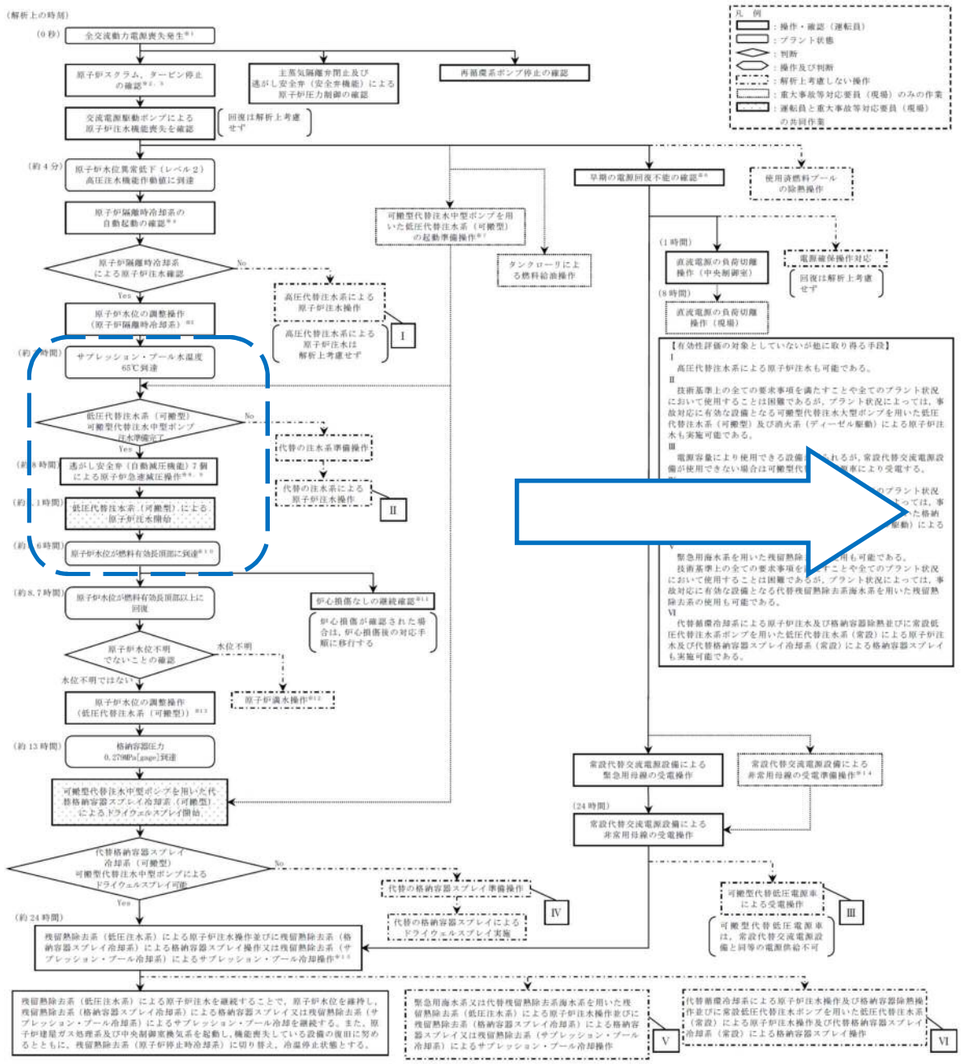
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

E

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了したことを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系が使用できないため，原子炉水位の調整操作は低圧代替注水系（可搬型）により行う。

「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する

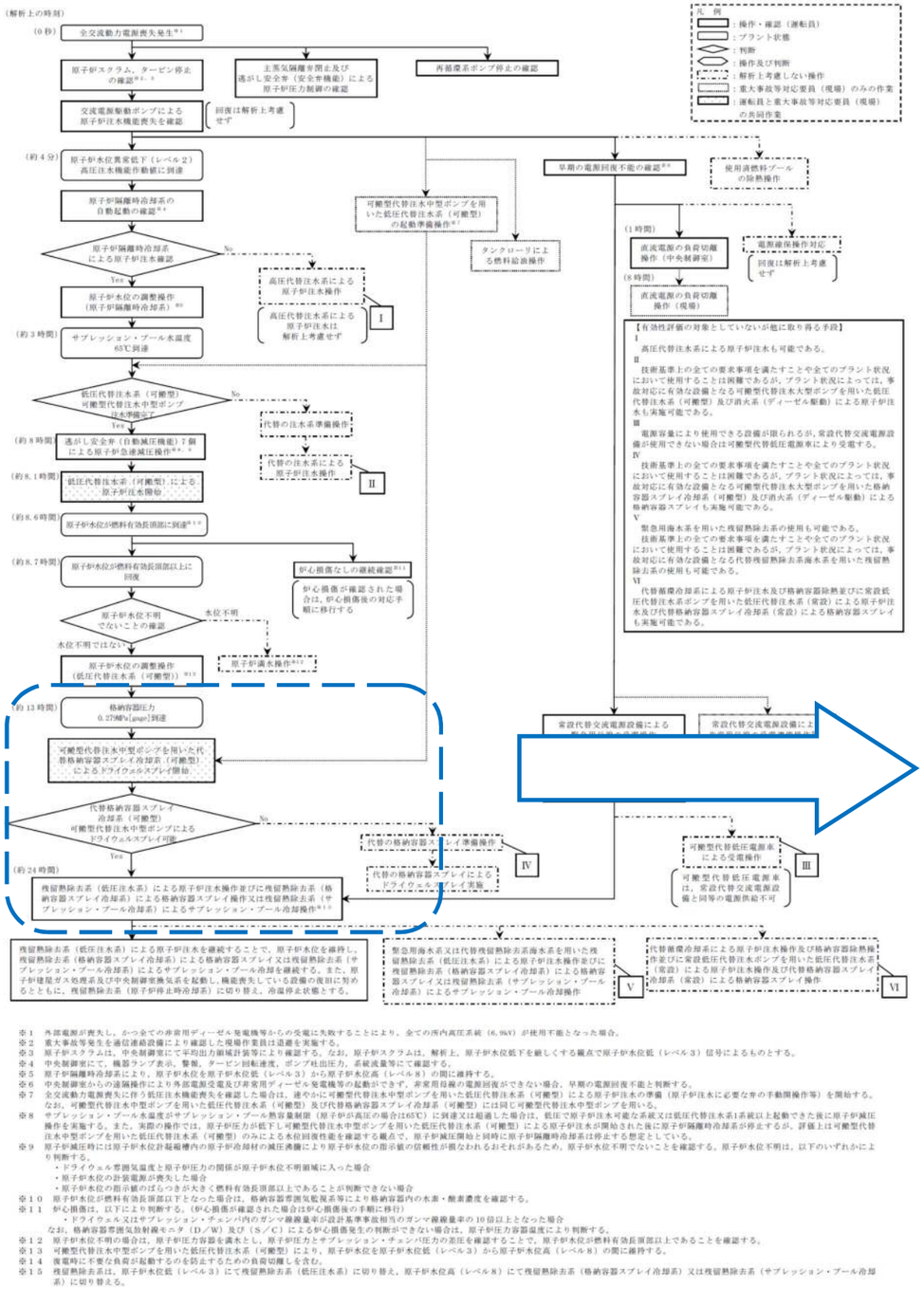
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止する。評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※11　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（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。
※12　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を調木とし，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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

F

操作補足事項

全交流動力電源喪失に伴い格納容器冷却機能が喪失しているため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa [gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage]以上となったことを確認し，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行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系による原子炉注水を再開し，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

特　徴

全交流動力電源喪失と同時に直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生することを想定する。このため，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。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
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	125V 系蓄電池Ａ系及び 125V 系蓄電池Ｂ系並びに高圧炉心スプレイ系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	評価上，原子炉隔離時冷却系の機能喪失（本体故障）を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を喪失するものとして設定

基本的な考え方

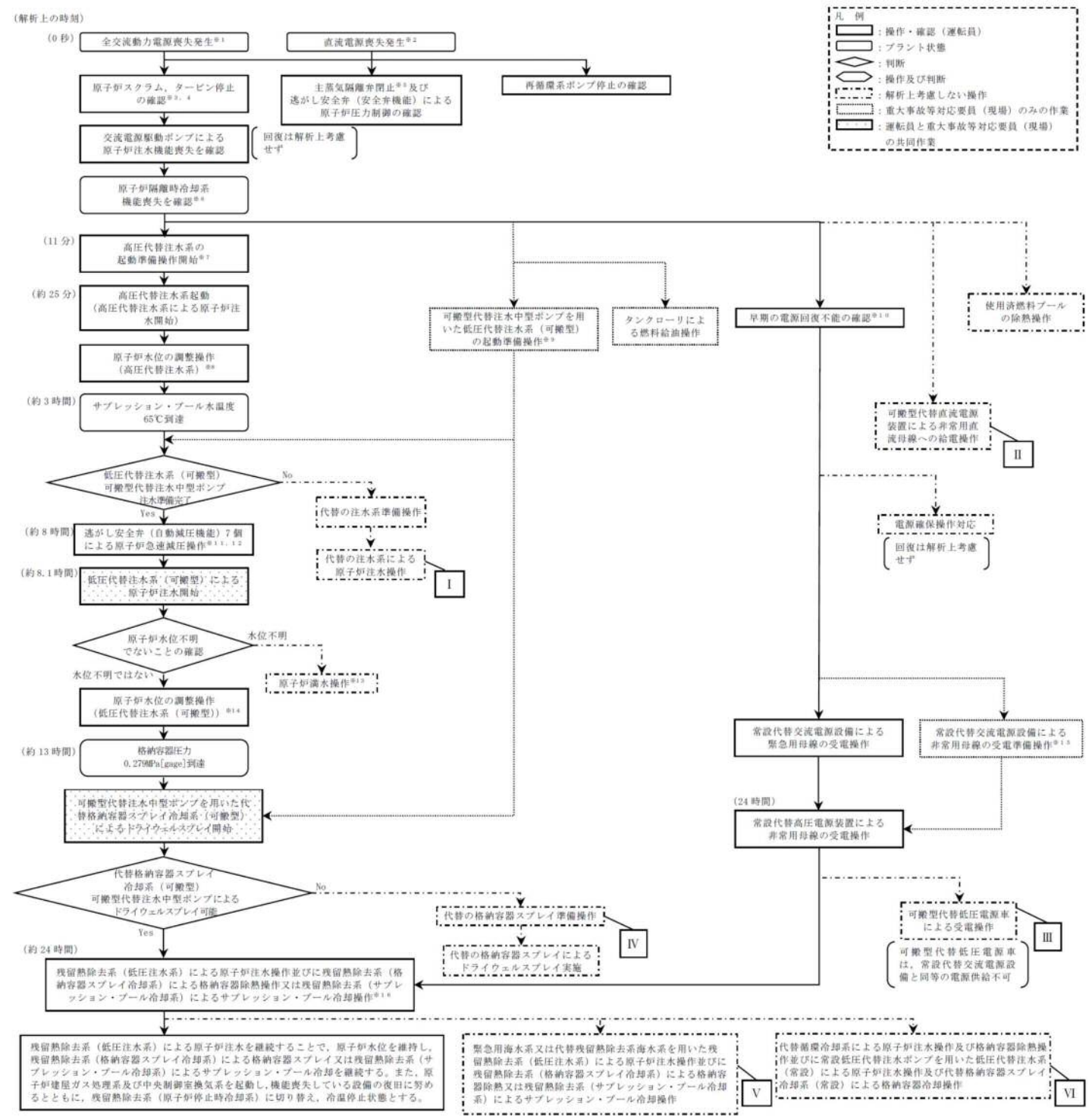
常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって事象発生約 8 時間後まで，その後低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生約24時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

対応手順概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．高圧代替注水系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
e．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
f．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
g．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
h．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
i．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

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスグループのうち，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗）」「全交流電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗＋高圧炉心冷却失敗）」「全交流電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS 失敗）」は，手順上同じであることから，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗）」を代表して記載する。

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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。

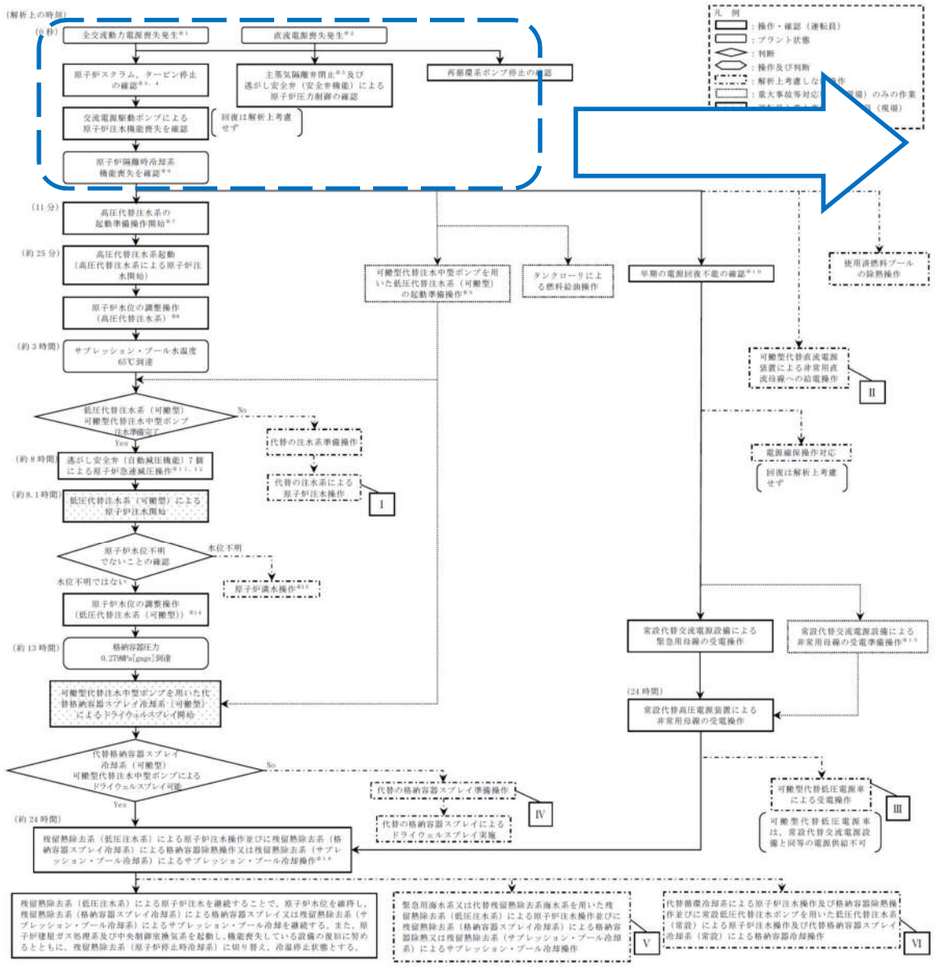
VI
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器スプレイ並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3　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。
※4　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6　直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※9　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10　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。
※11　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。
※12　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
※13　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。
※14　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※15　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電にも失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10 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。
※11 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。
※12 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戻り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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失，直流電源喪失」発生

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は継続して低下し，原子炉水位異常低下（レベル２）においても，高圧炉心スプレイ系は全交流動力電源喪失，原子炉隔離時冷却系は直流電源喪失のため起動しない。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

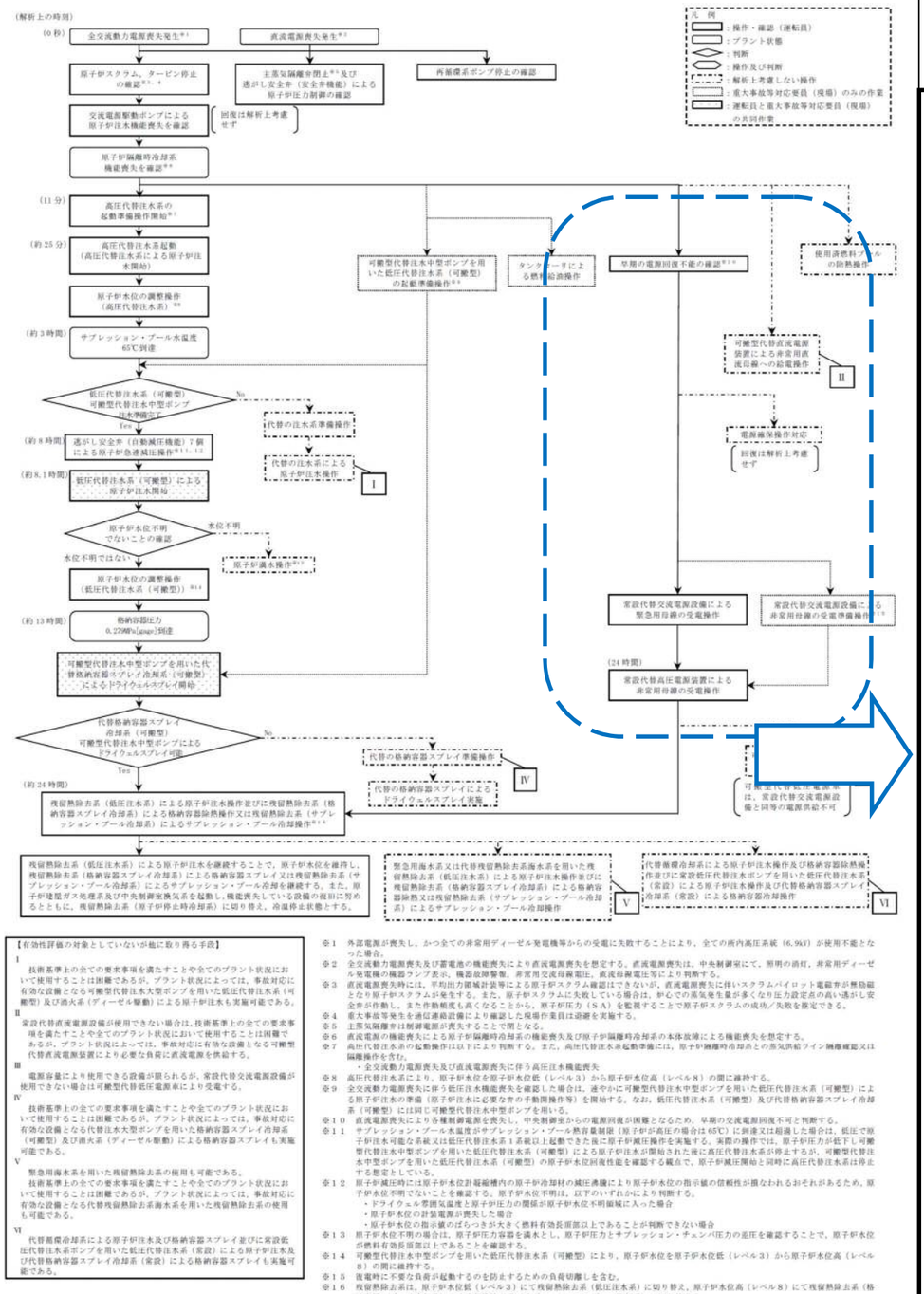
「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により「電源供給回復」制御へ移行し対応する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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可搬型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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10 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。
※11 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。
※12 原子炉減圧時には原子炉水位計基準器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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

B

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。

その後，所内電源設備の状況を確認する。

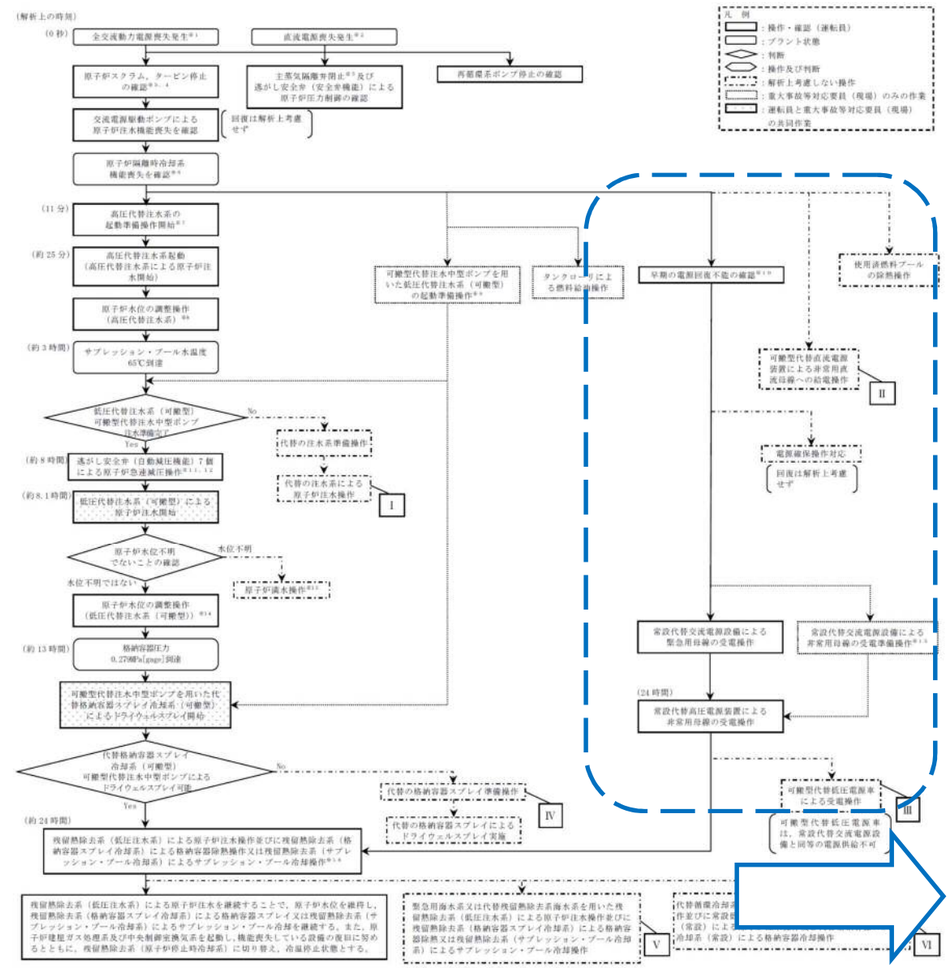
AM設備別操作手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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
常設代替高圧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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※10 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。
※11 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。
※12 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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

B

操作補足事項

非常用直流電源母線が喪失していることから，可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により所内直流電源設備を復旧する。

直流電源の喪失により，原子炉隔離時冷却系の機能は喪失するが，高圧代替注水系については常設代替直流電源設備より給電される。

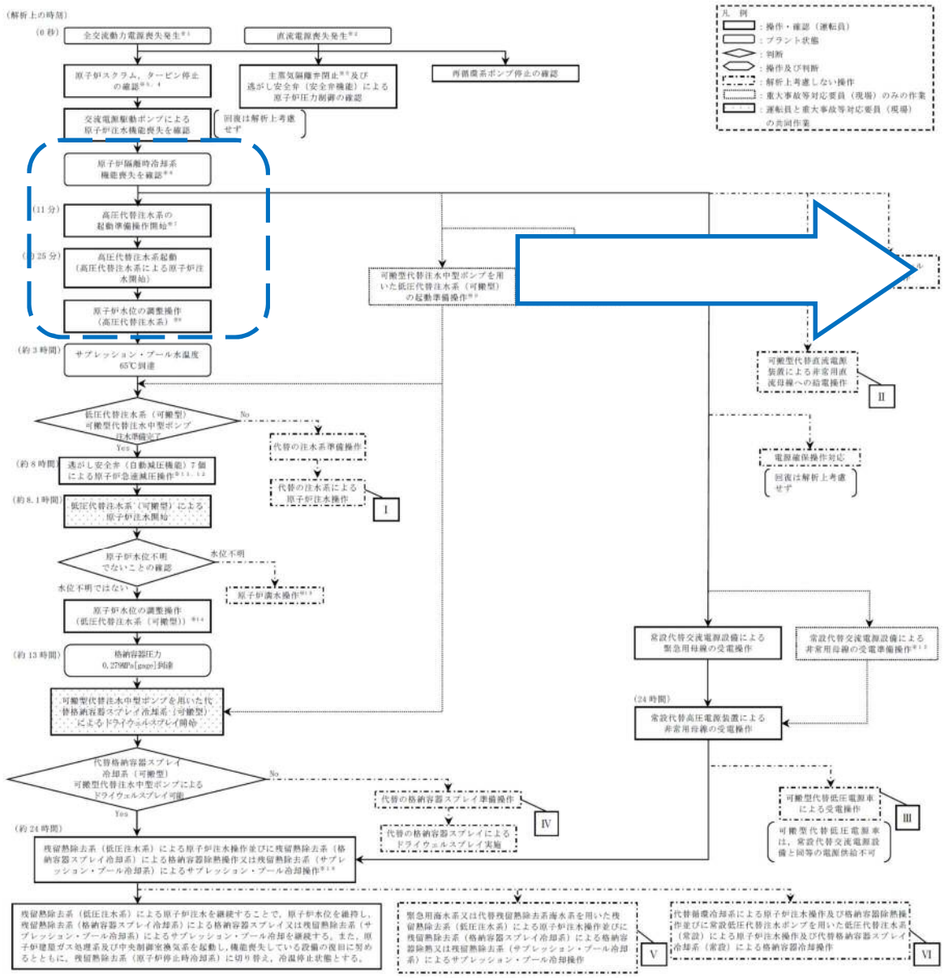
AM設備別操作手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動操作作等）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。
※10 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。
※11 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。
※12 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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

C

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失により原子炉水位低下が継続するため，高圧代替注水系を起動して原子炉への注水を開始する。

高圧代替注水系により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）～原子炉水位高（レベル8）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

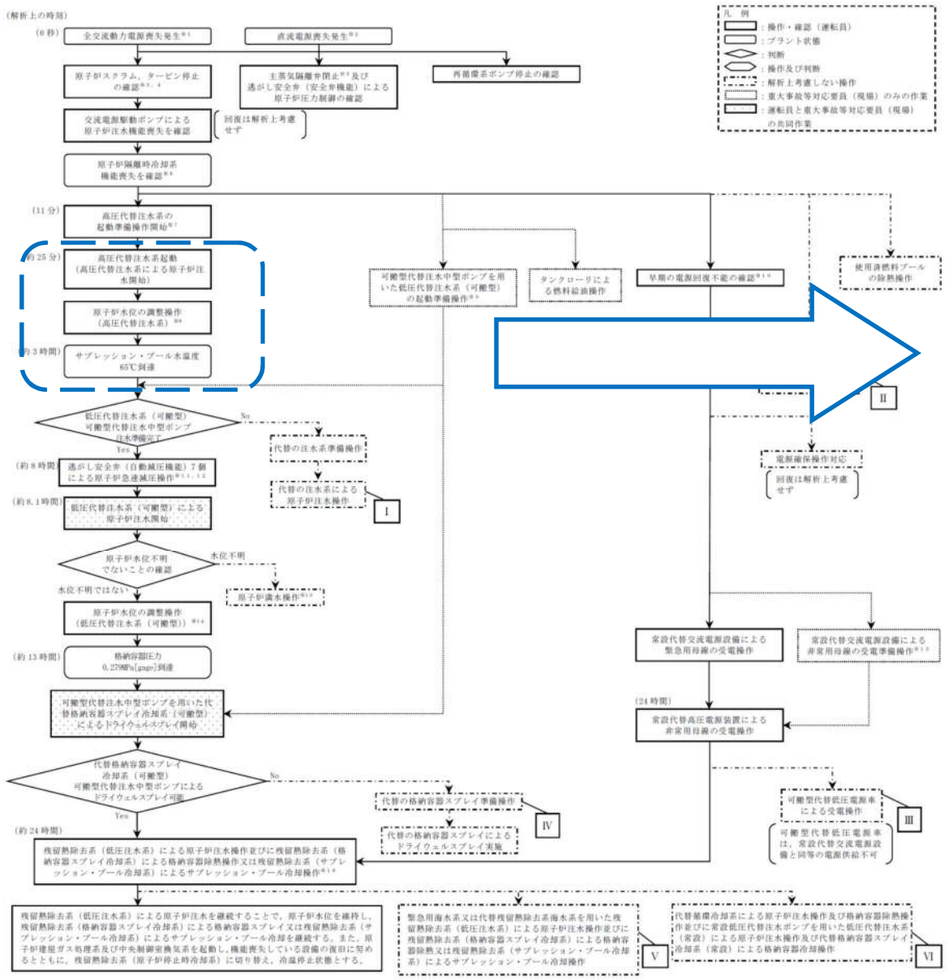
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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
常設代替交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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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が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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10 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。
※11 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。
※12 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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

D

操作補足事項

全交流動力電源喪失により，残留熱除去系によるサプレッション・プール水の冷却ができないため，サプレッション・プール水の温度を継続監視する。

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には，「急速減圧」制御に移行する。

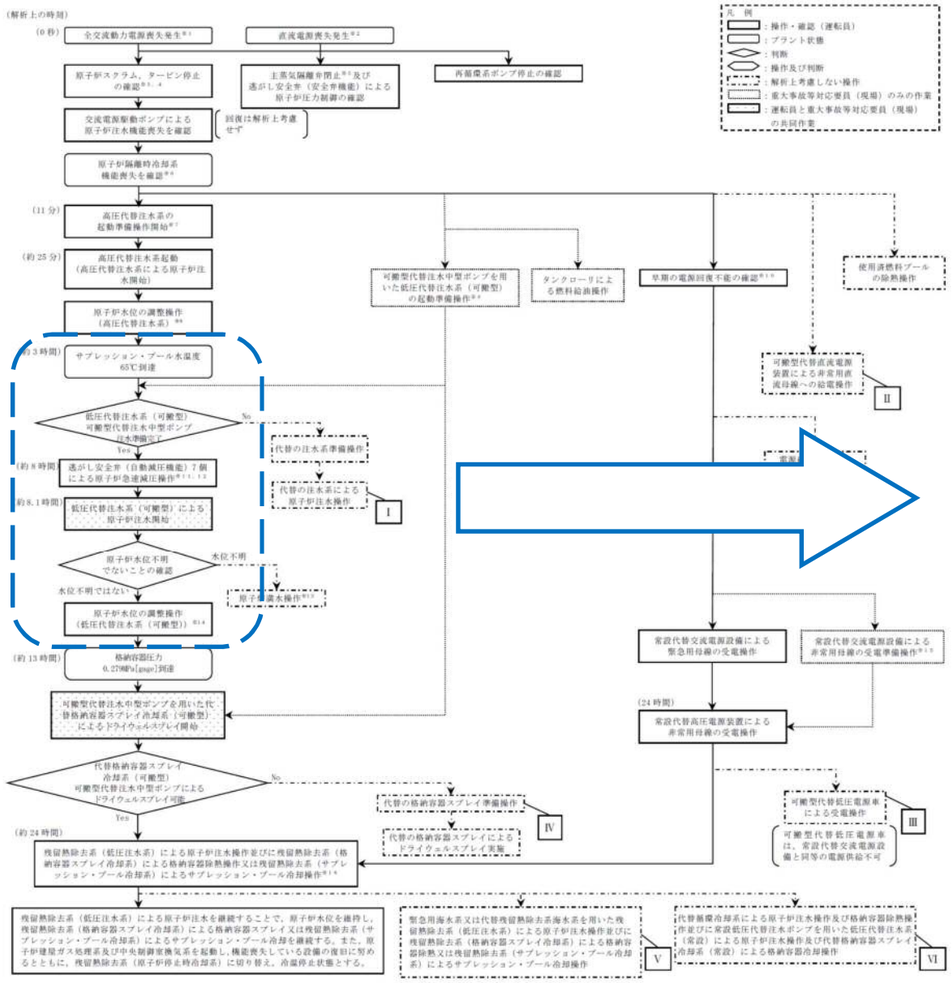
AM設備別操作手順書

AM⑪　除熱

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 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否／失敗を推定できる。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10 直流電源喪失により各種制御電源が喪失し，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。
※11 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。
※12 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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

E

操作補足事項

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）の操作に必要な電源切替え操作が完了していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉減圧により高圧代替注水系が使用できないため，原子炉への注水は低圧代替注水系（可搬型）により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。

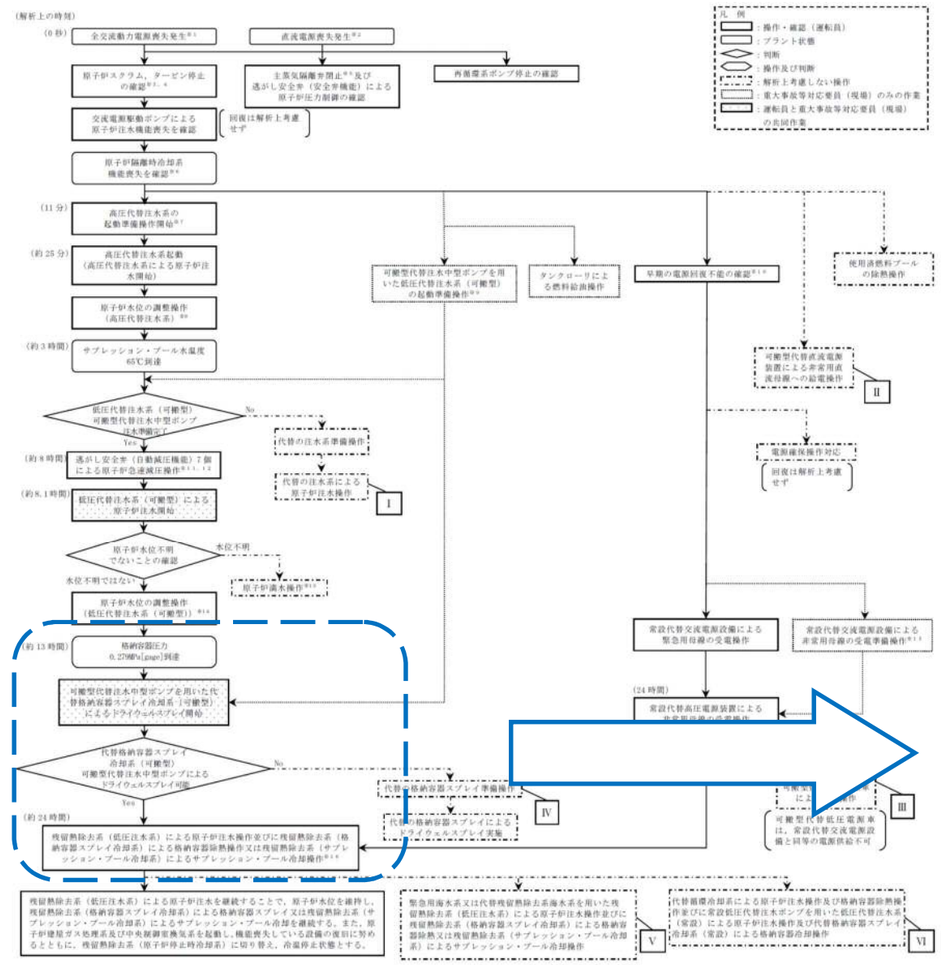
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【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，常設代替交流電源設備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）による格納容器スプレイも実施可能である。

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スプレイ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）による格納容器スプレイも実施可能である。

※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により直流電源喪失を想定する。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。
※3 直流電源喪失時には，平時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。
※4 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※5 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。
※6 直流電源の機能喪失による原子炉隔離時冷却系の機能喪失及び原子炉隔離時冷却系の本体故障による機能喪失を想定する。
※7 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断する。また，高圧代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
・全交流動力電源喪失及び直流電源喪失に伴う高圧注水機能喪失
※8 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※9 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）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。
※10 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。
※11 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。
※12 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
※13 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。
※14 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※15 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

F

操作補足事項

格納容器冷却機能がないため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し，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行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，残留熱除去系による格納容器除熱を再開することを繰り返す。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

特　徴

原子炉の出力運転中に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。

基本的な考え方

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，所内常設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（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

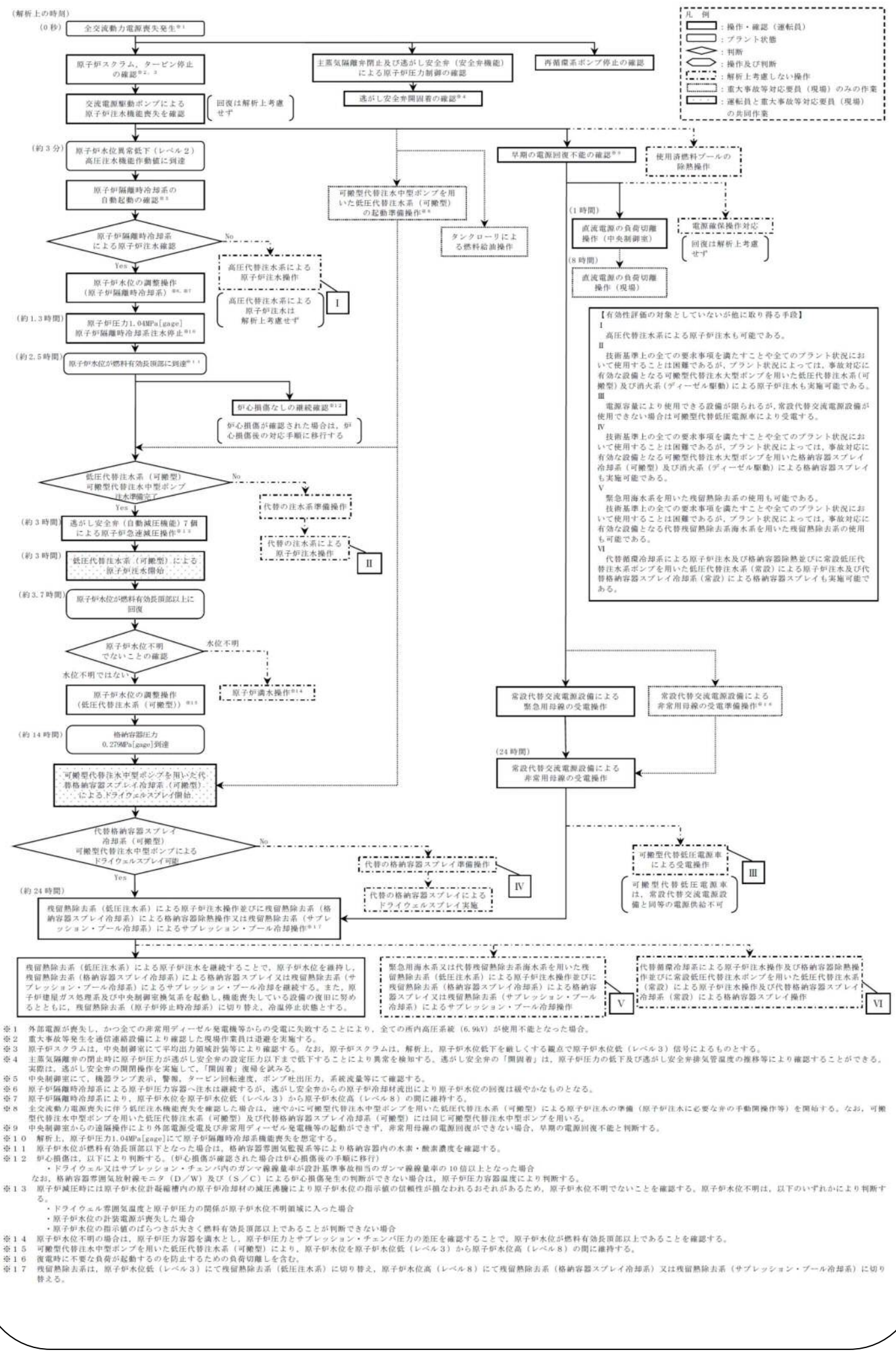
対応手順概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
e．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
f．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
g．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
h．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
i．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

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等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，外部電源が喪失することを想定

解析上の対応手順の概要フロー

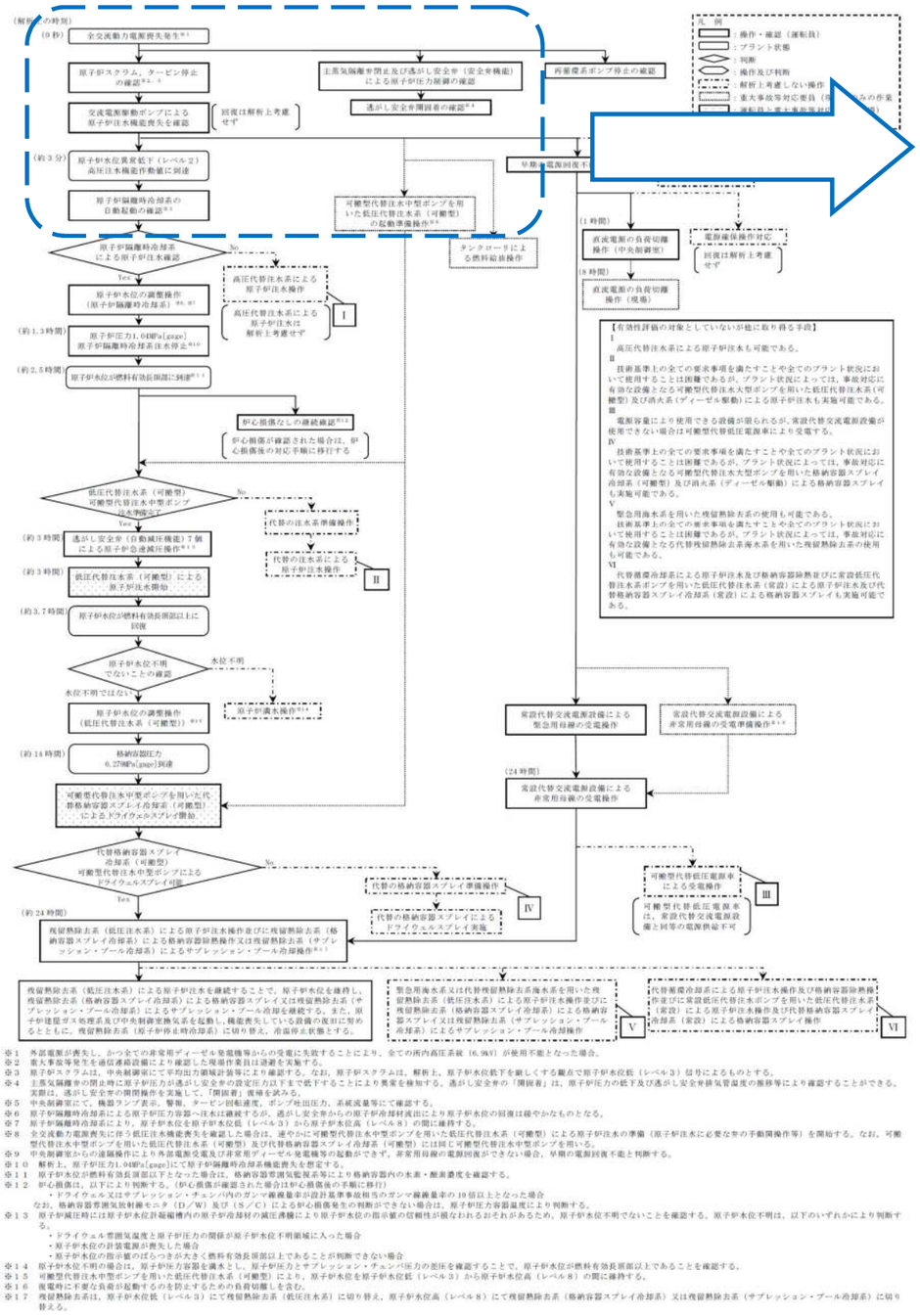


※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　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
※14　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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電もできなくなった場合，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。
実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水には継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　原子炉減圧時には原子炉水位計設備補償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
※14　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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための自動切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「全交流動力電源喪失」及び「逃がし安全弁１弁開固着」発生

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

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。

原子炉水位は継続して低下し，原子炉水位異常低下（レベル２）で高圧炉心スプレイ系は全交流動力電源喪失のため起動しないが，原子炉隔離時冷却系が起動する。

逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力は低下するが，原子炉隔離時冷却系動作中は原子炉へ注水する。その後，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

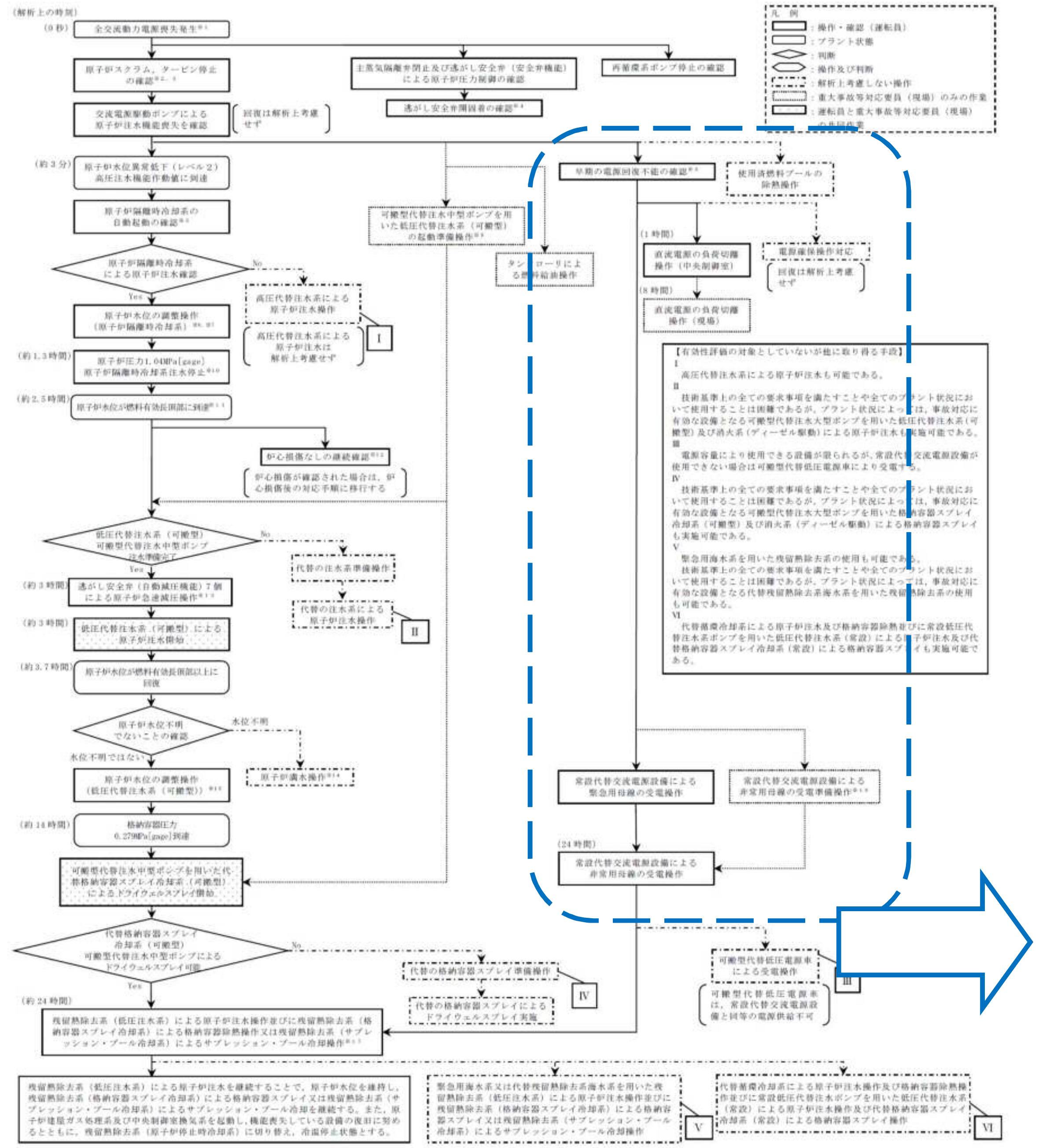
「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により「電源供給回復」制御へ移行し対応する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　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
※14　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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

B

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，非常用交流電源の復旧を適宜行う。

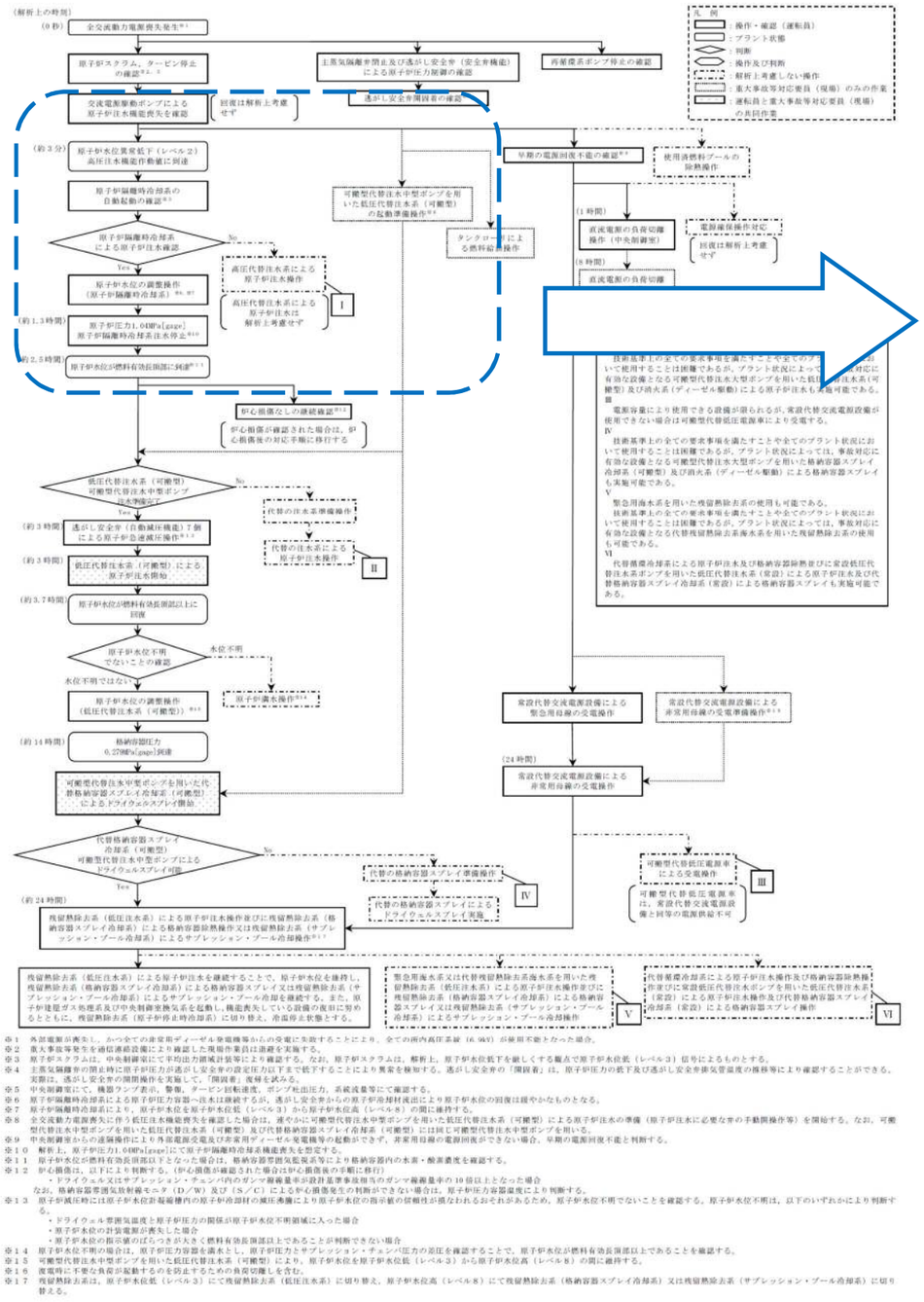
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1 各原子炉施設において，全ての非常用ディーゼル発電機等からの交流電源の喪失により，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 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。
※3 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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4 主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。
実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5 中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉蒸発量が減少により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復不能と判断できない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※10 解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11 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。
※12 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（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。
※13 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
※14 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。
※15 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

C

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

逃がし安全弁開固着により原子炉圧力が低下するため，原子炉隔離時冷却系が停止し，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

高圧注水機能喪失により原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

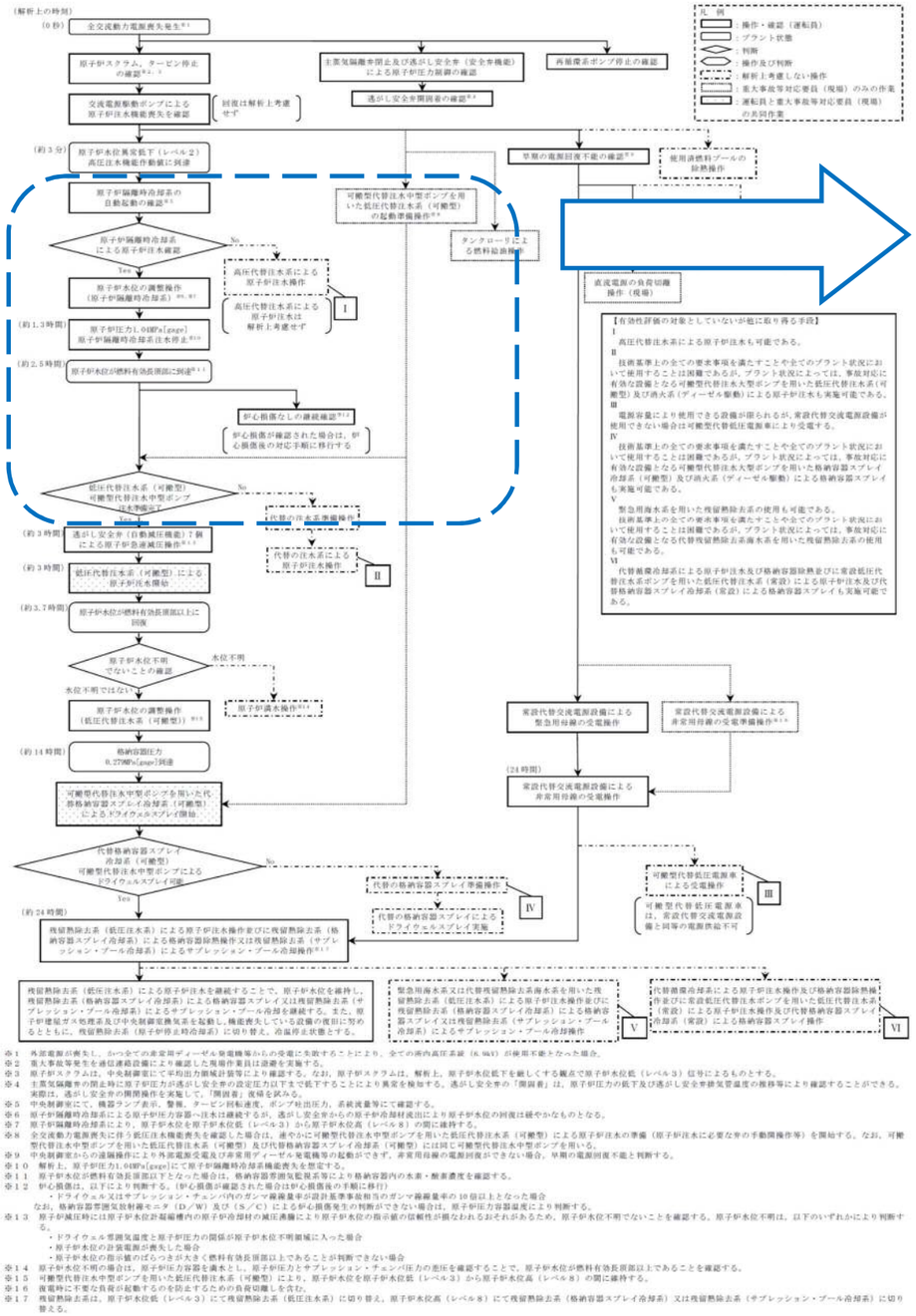
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての原子炉注水系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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速やかに退避する。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。
実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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装置等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※12　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21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（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。
※13　原子炉減圧時には原子炉水位許容範囲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
※14　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器と逃がし，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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

D

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。

低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（可搬型）の起動準備を開始する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認し，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作を行う。

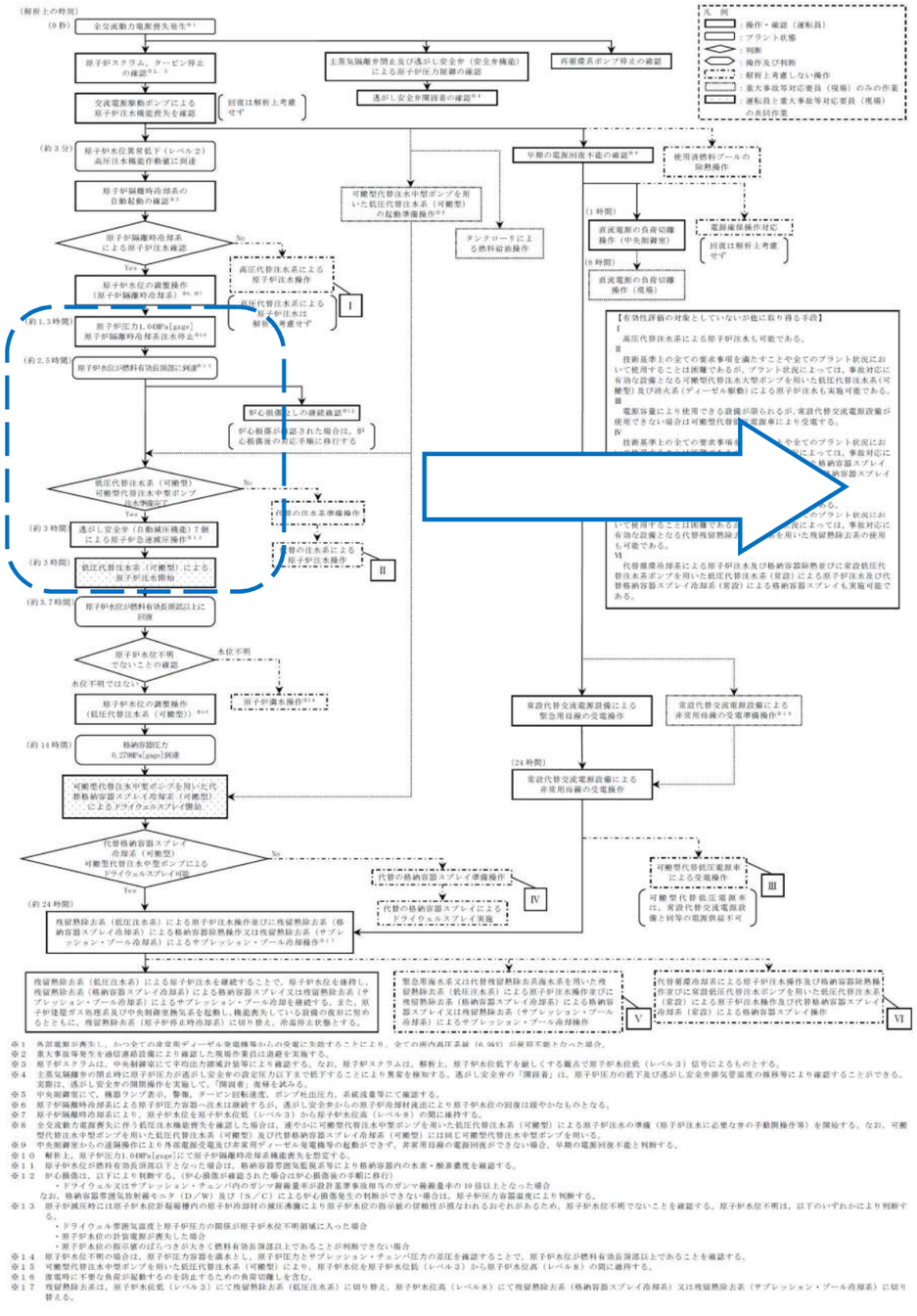
低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了していることを確認し，「急速減圧」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対応要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復不能と判断する。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　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
※14　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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

E

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）が準備完了していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後，「水位回復」へ移行する。

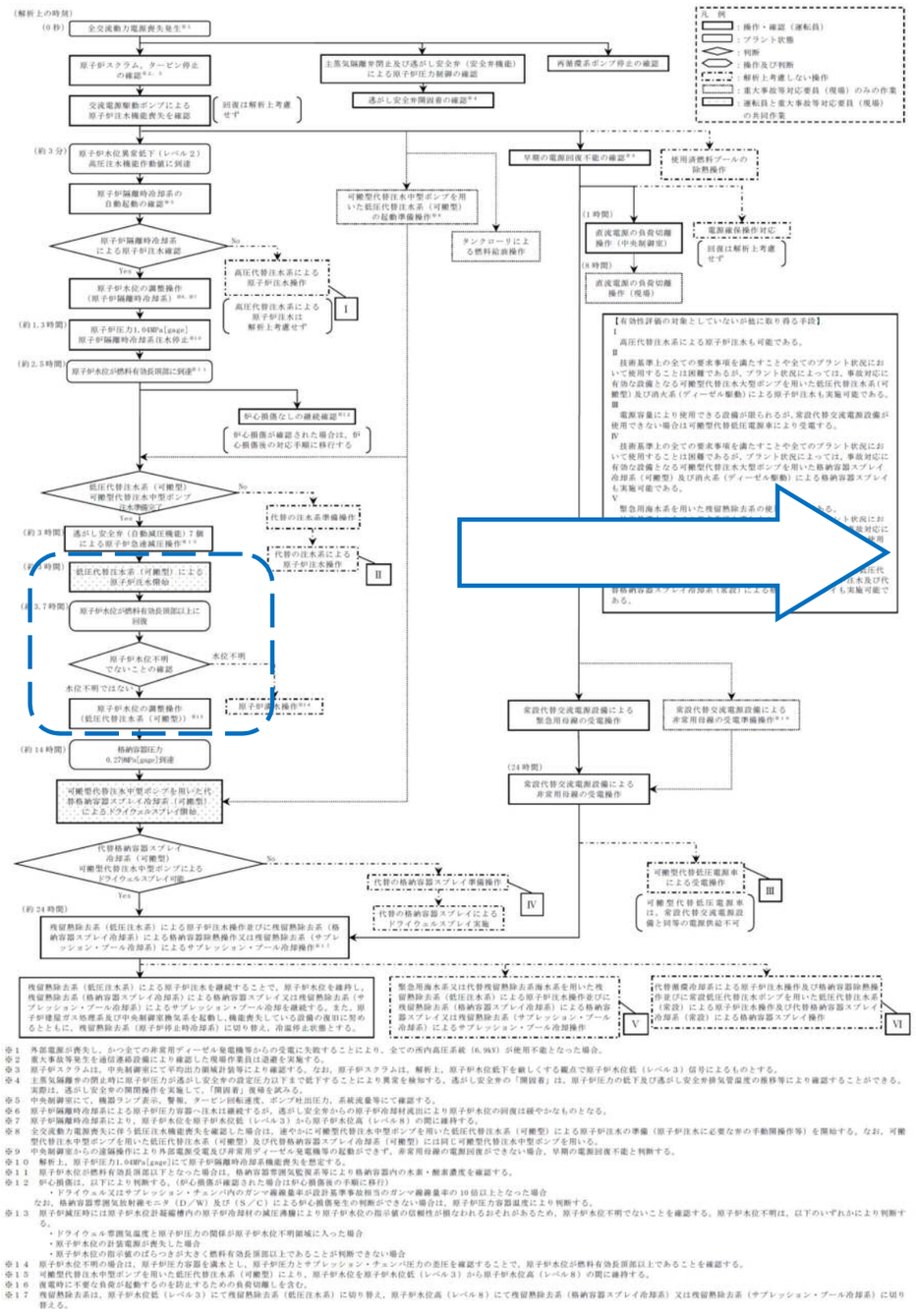
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての西内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開回者」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開回者」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　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
※14　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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　重要時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

D

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し，「水位確保」に移行する。

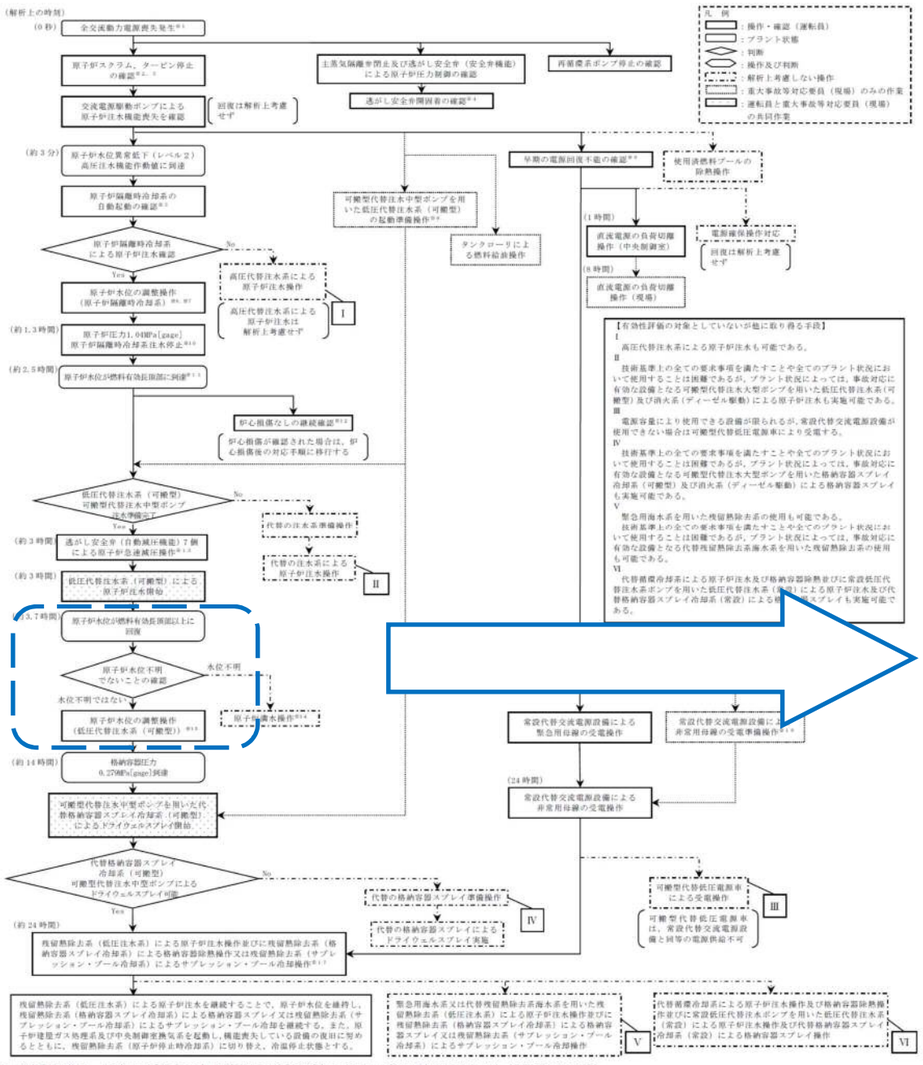
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1 外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2 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。
※3 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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4 主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。
実際には，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5 中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※9 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10 解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11 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。
※12 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（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。
※13 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
※14 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。
※15 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

C

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

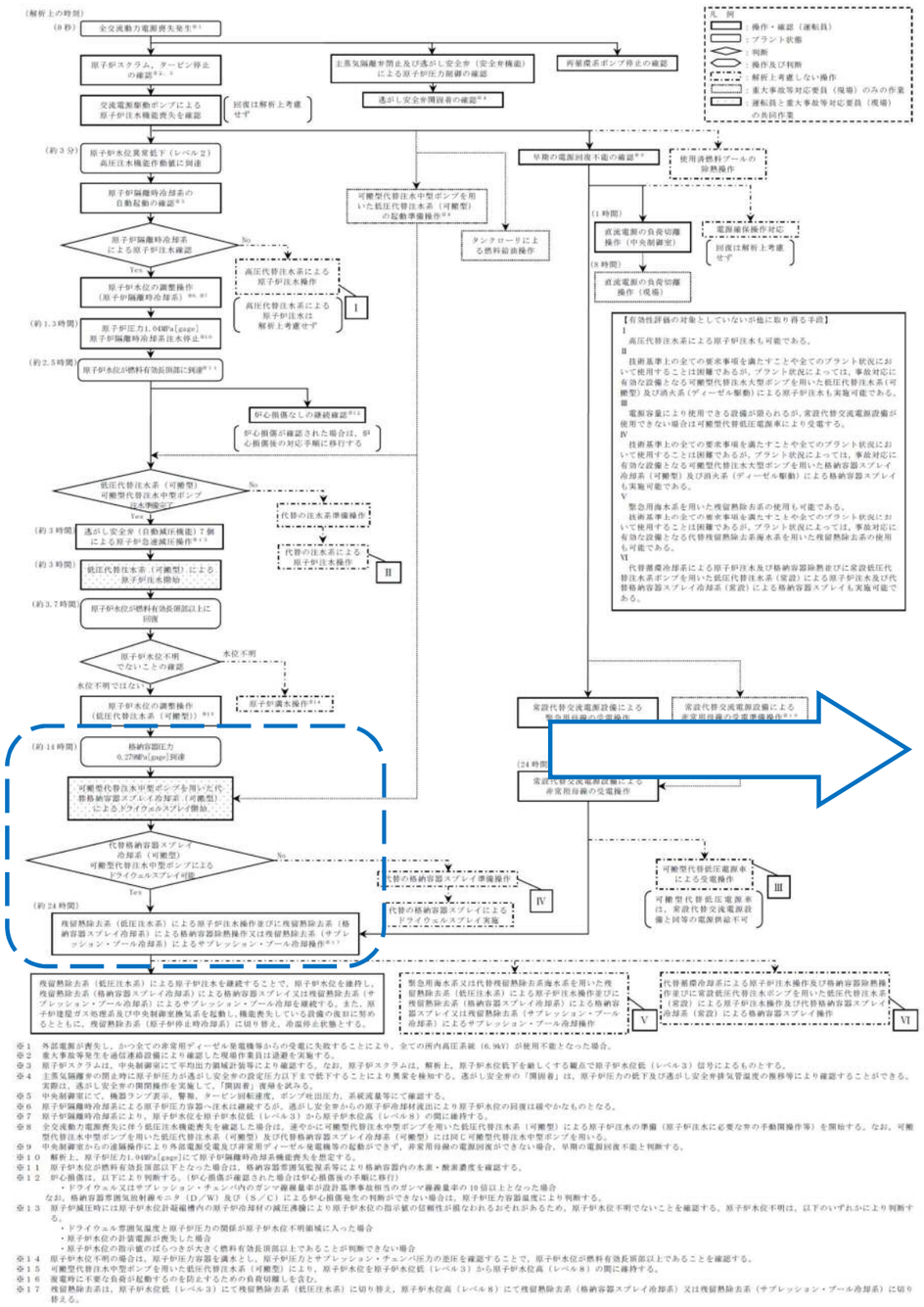
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※2　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速やかに実施する。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は，原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気管温度の推移等により確認することができる。
実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※6　原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものとなる。
※7　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※8　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）及びPCV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。
※9　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※10　解析上，原子炉圧力1.04MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※11　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。
※12　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（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。
※13　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
※14　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を調本とし，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。
※15　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※16　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

F

操作補足事項

格納容器冷却機能がないため，原子炉格納容器の圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器スプレイを行う。

非常用母線復旧以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，残留熱除去系による格納容器除熱を再開することを繰り返す。

ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ⑤　格納容器冷却

重大事故等対策要領

1.4　崩壊熱除去機能喪失

1.4.1　取水機能が喪失した場合

特　徴

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。

基本的な考え方

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後に，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）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

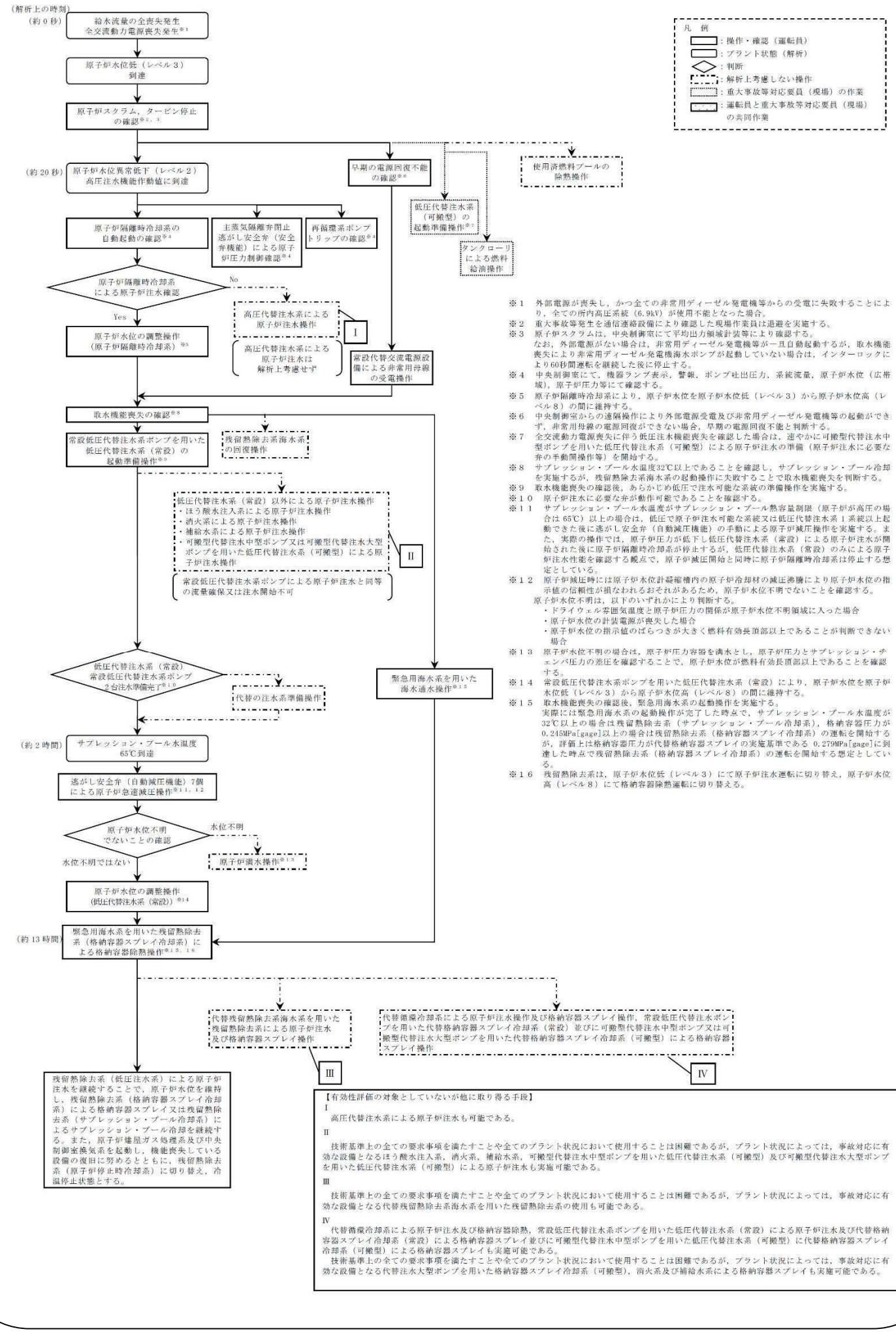
対応手順概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．取水機能喪失の確認
e．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
f．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
g．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
h．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

事故条件

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喪失が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる

解析上の対応手順の概要フロー

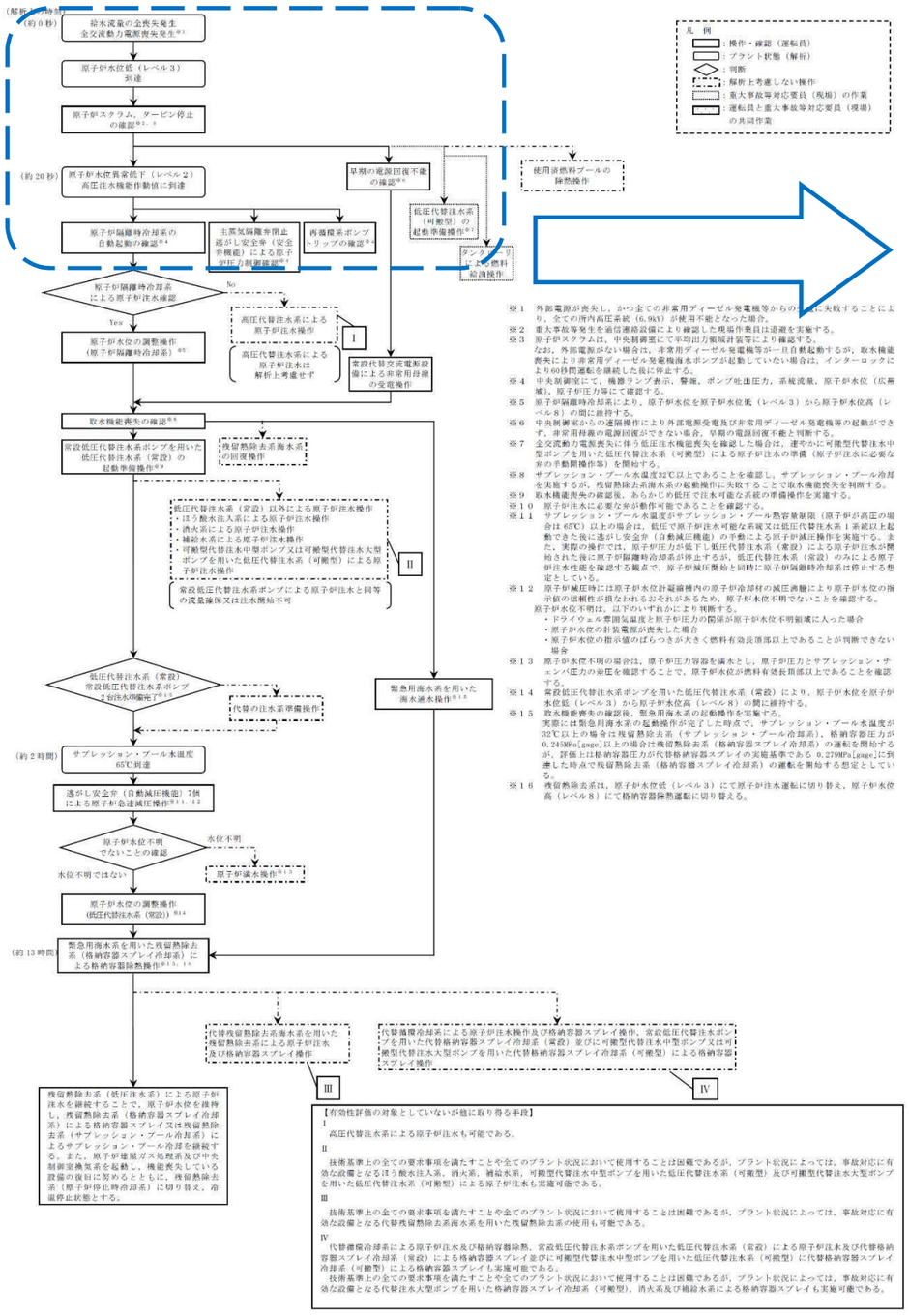


※１　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※２　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※３　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。
※４　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※５　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※６　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※７　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
※８　サプレッション・プール水温度32℃以上であることを確認し，サプレッション・プール冷却を実施するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
※９　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。
※１０　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。
※１１　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℃）以上の場合は，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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※１２　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
※１３　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。
※１４　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。
※１５　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃以上の場合は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系），格納容器圧力が0.245MPa[gage]以上の場合は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始するが，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 0.279MPa[gage]に到達した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始する想定としている。
※１６　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）にて格納容器除熱運転に切り替える。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの給電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
※２　重大事故等発生を単位運転設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※３　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。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。
※４　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。
※５　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※６　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※７　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。
※８　サプレッション・プール水温度32℃以上であることを確認し，サプレッション・プール冷却を実施するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
※９　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。
※１０　原子炉注水に必要な弁が動作可能であることも確認する。
※１１　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℃）以上の場合は，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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※１２　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
※１３　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。
※１４　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。
※１５　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃以上の場合は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系），格納容器圧力が0.245MPa[gage]以上の場合は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始するが，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0.279MPa[gage]に到達した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始する想定としている。
※１６　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）にて格納容器除熱運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが柚に取り得る手段】
I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
II
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となるほう酸水注入系，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。
III
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。
IV
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，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）による格納容器スプレイ並び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），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。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

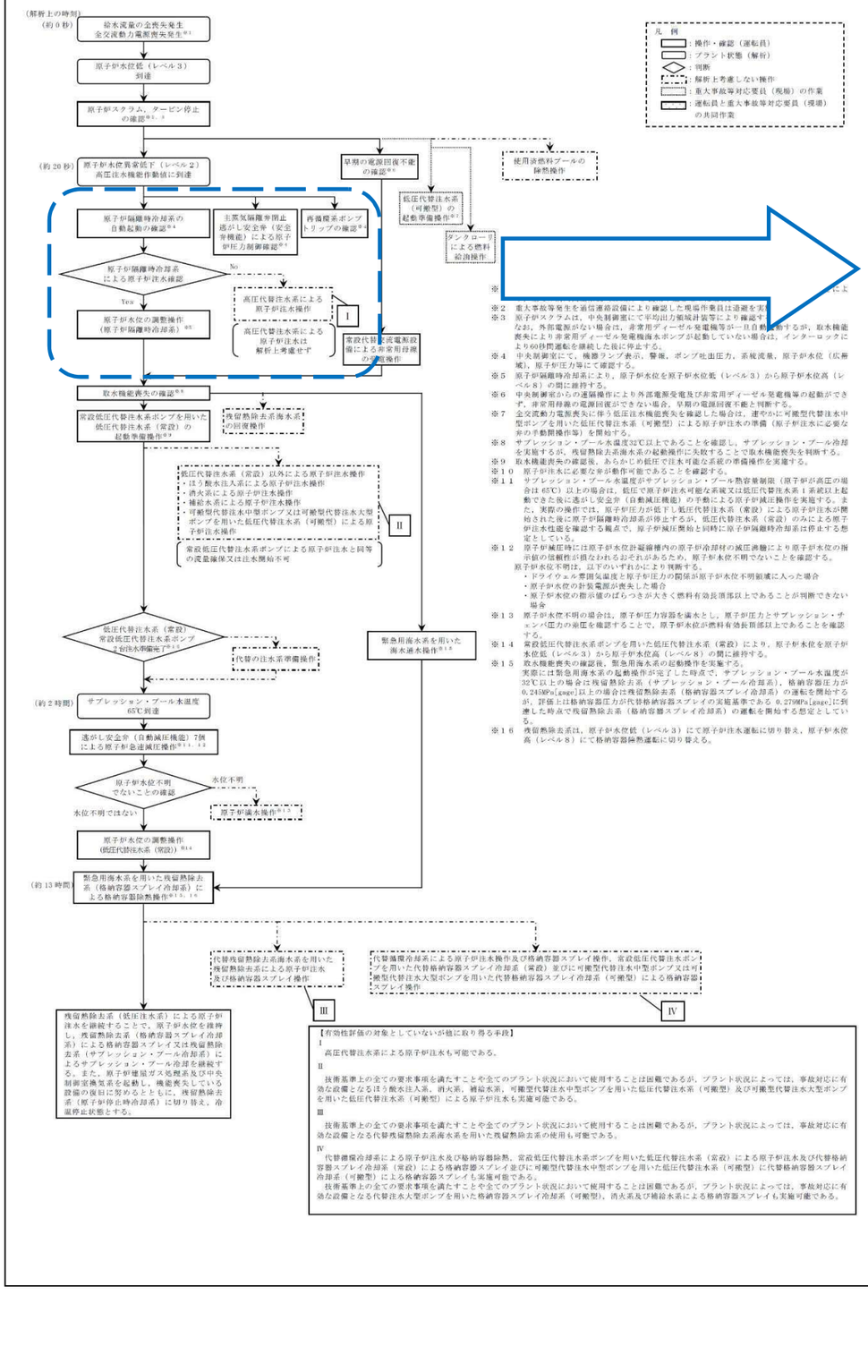
「給水流量全喪失」事象発生
原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持不可能のため，「水位確保」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1 給水流量の全喪失，原子炉水位低（レベル3）到達，原子炉スクラム，タービン停止，原子炉水位異常低下（レベル2）高圧注水機能作動値到達，原子炉隔離時冷却系による原子炉水位の維持，原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認，主蒸気隔離弁閉止逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御確認，再循環系ポンプトリップの確認，原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系），取水機能喪失の確認，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，残留熱除去系海水系の回復操作，低圧代替注水系（常設）以外による原子炉注水操作，常設低圧代替注水系ポンプ2台注水準備完了，代替の注水系準備操作，サプレッション・プール水温度65℃到達，逃がし安全弁（自動減圧機能）7個による原子炉急速減圧操作，原子炉水位不明でないことの確認，原子炉満水操作，原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）），緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作，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）による格納容器スプレイ又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続する。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。

※2 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。

※3 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。なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

※4 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。

※5 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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。

※6 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。

※7 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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。

※8 サプレッション・プール水温度32℃以上であることを確認し，サプレッション・プール冷却を実施するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※9 取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※10 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。

※11 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℃）以上の場合は，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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※12 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

※13 原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を減水とし，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。

※14 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。

※15 取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃以上の場合は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系），格納容器圧力が0.245MPa[gage]以上の場合は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始するが，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0.279MPa[gage]に到達した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を開始する想定としている。

※16 残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル8）にて格納容器除熱運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと や全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となるほう酸水注入系，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。

III
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。

IV
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，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）による格納容器スプレイ並び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），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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉隔離時冷却系により注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

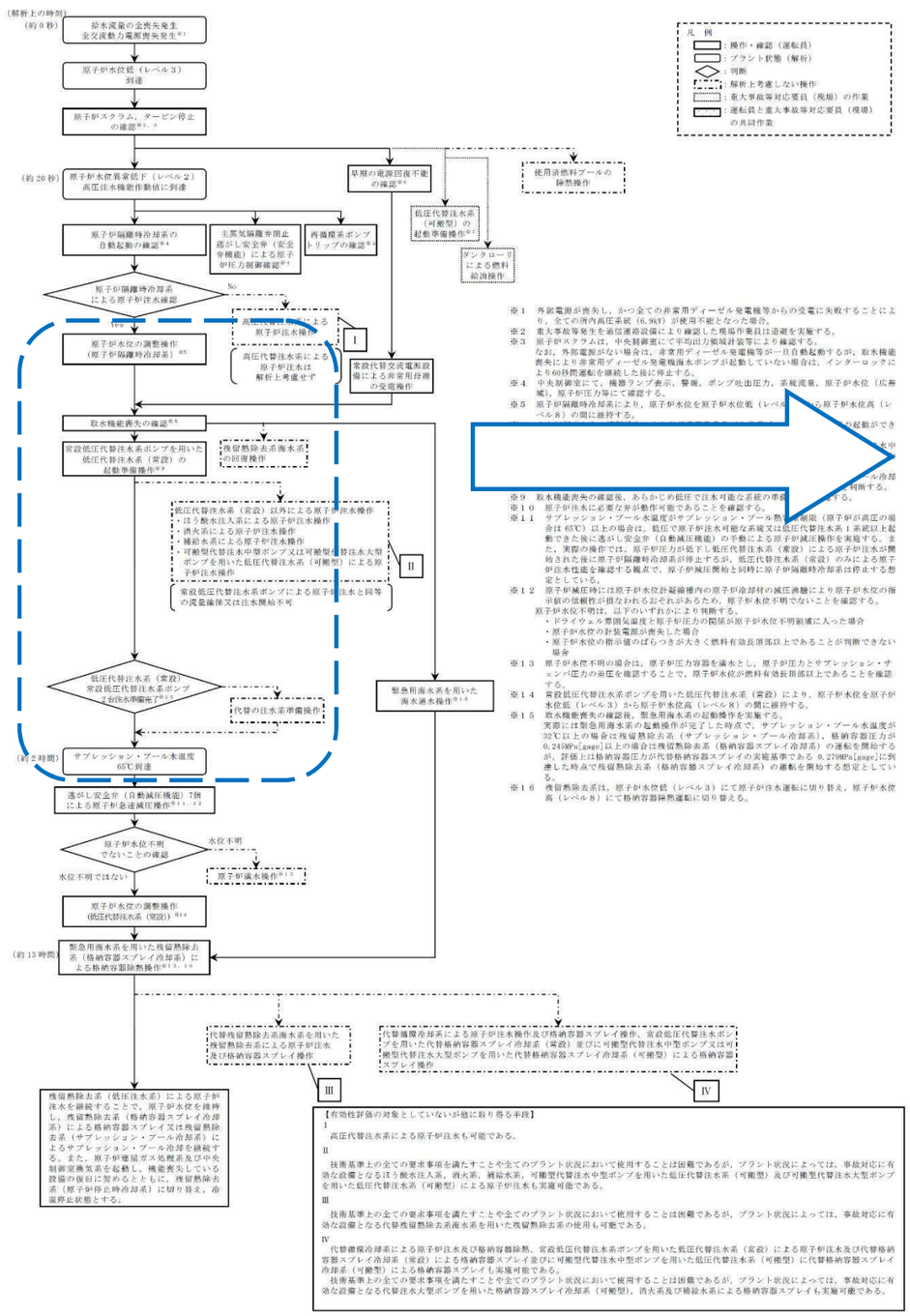
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

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，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール水熱容量制限図の運転禁止領域に入ったことを確認した場合は，「急速減圧」へ移行する。

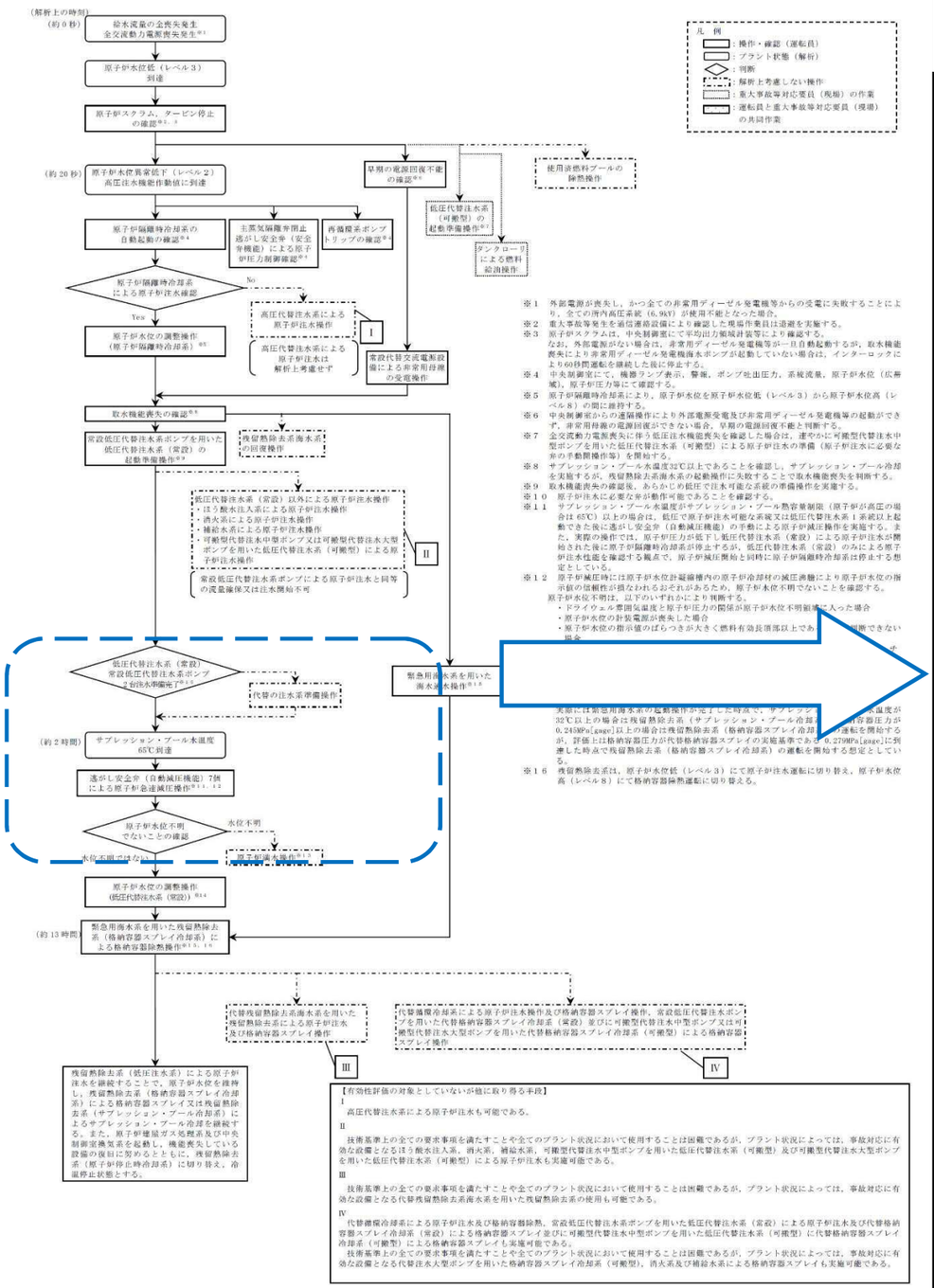
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉減圧に伴い，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

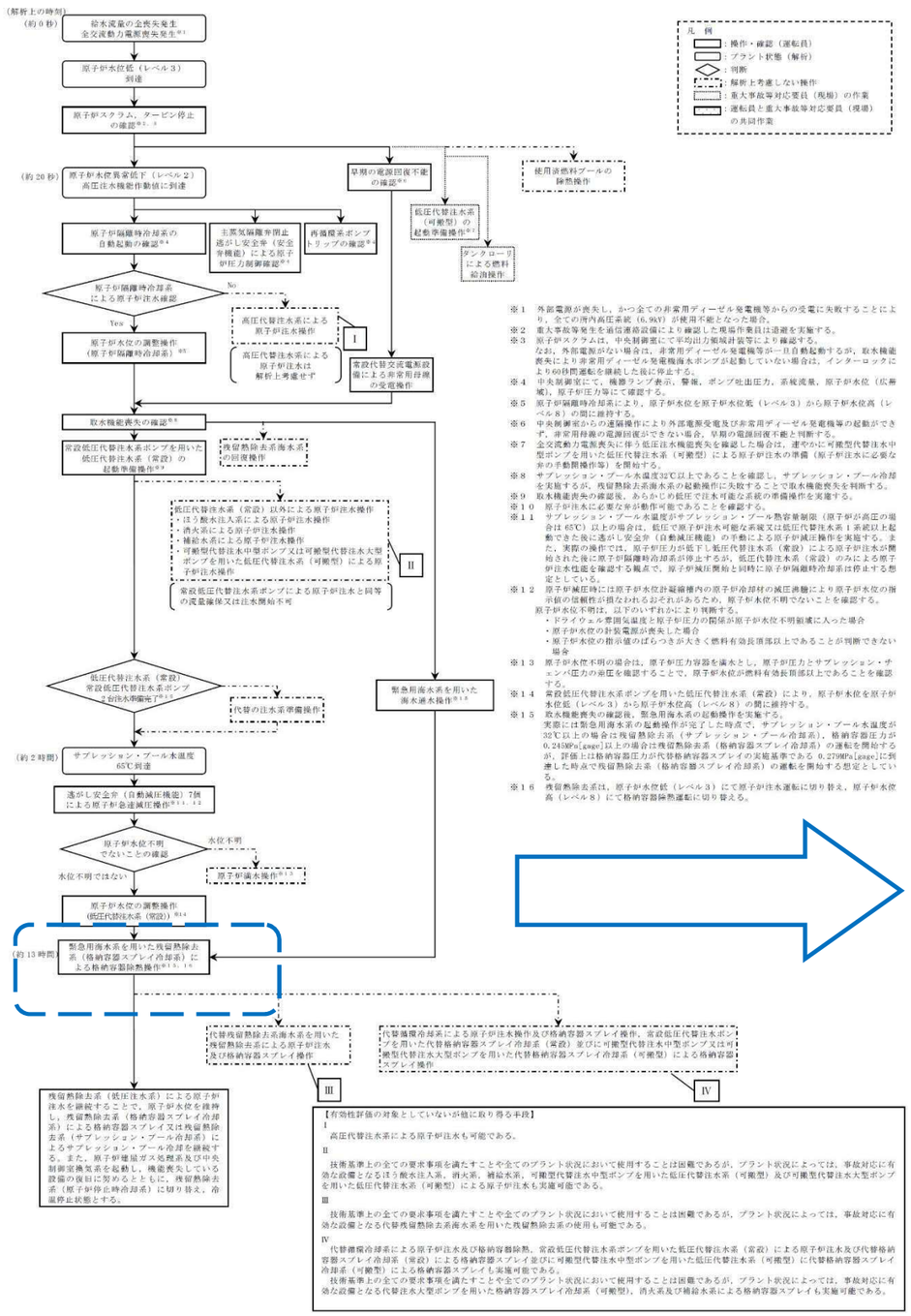
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，格納容器圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行い，サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，緊急用海水系を使用した残留熱除去系による格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を行う。

以降，原子炉水位低（レベル３）まで低下したら，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を再開し，原子炉水位高（レベル８）まで上昇したら，格納容器除熱操作を再開することを繰り返す。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

1.4　崩壊熱除去機能喪失
1.4.2　残留熱除去系が故障した場合

特　徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く。）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により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。

基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。

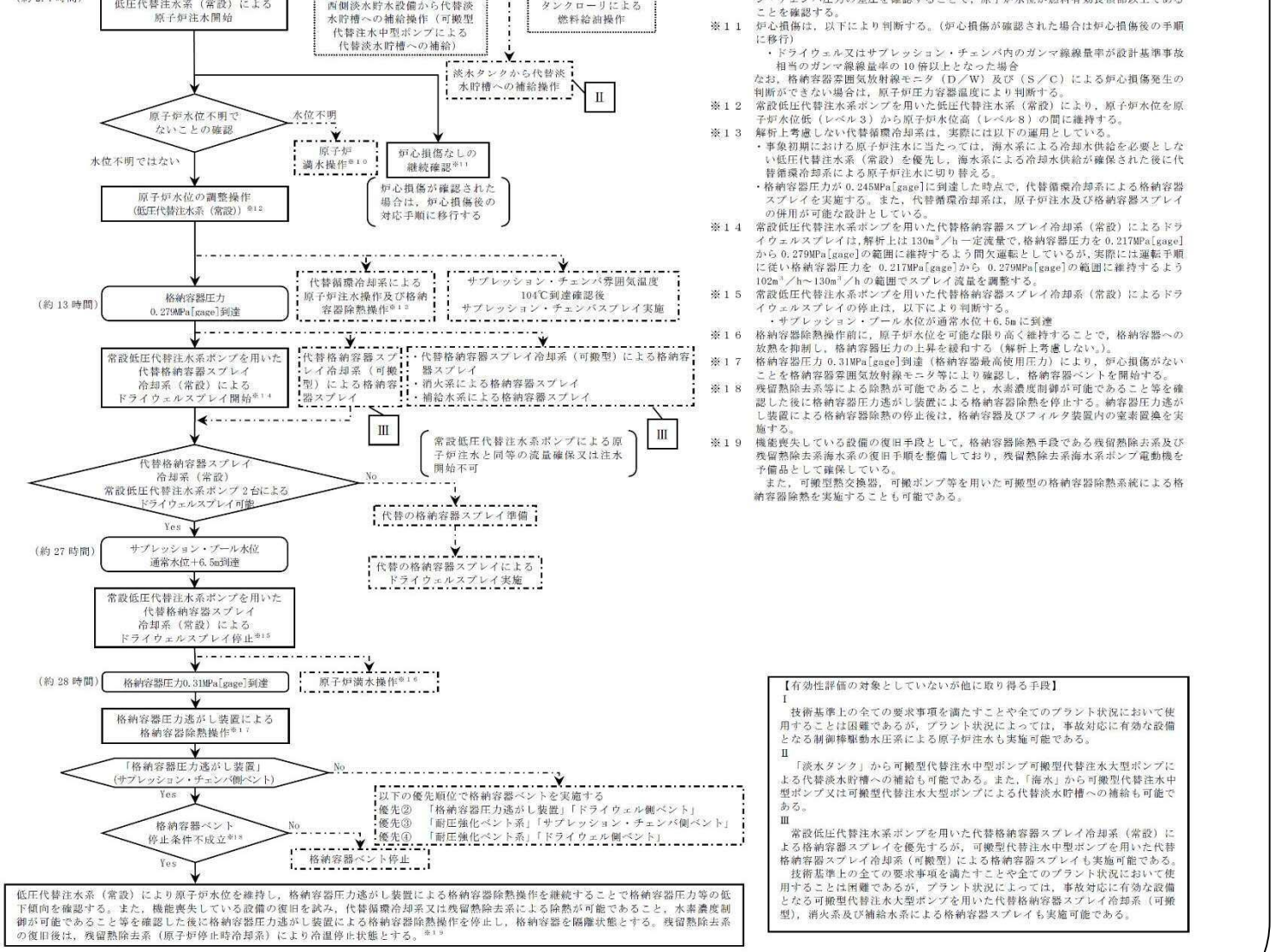
対応手順概要

a．原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水
c．残留熱除去系機能喪失確認
d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
e．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
f．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
g．格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

事故条件

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	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能喪失が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系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，炉心冷却上厳しくなる

解析上の対応手順の概要フロー



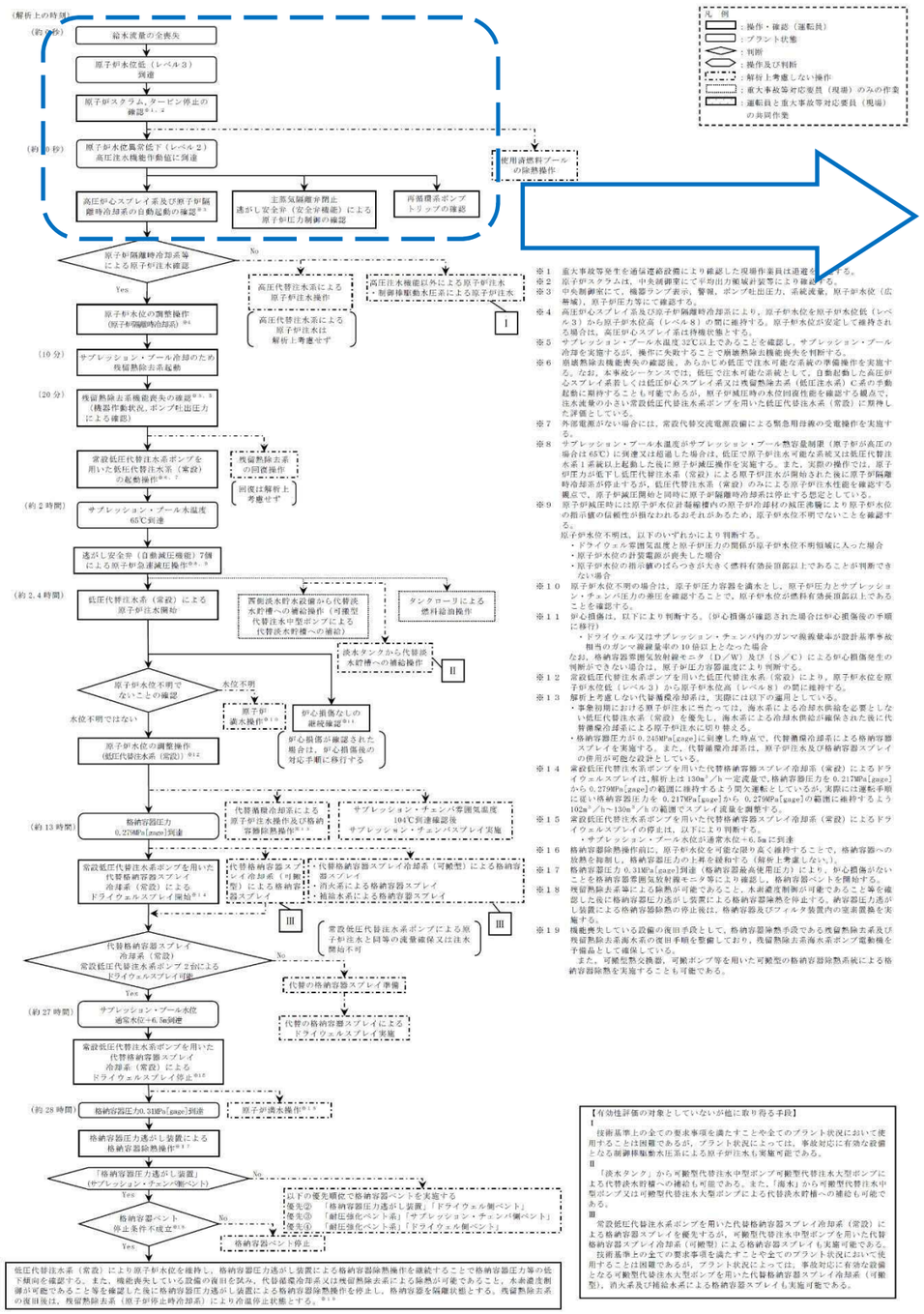
※１　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。
※５　サプレッション・プール水温度 32℃以上であることを確認し，サプレッション・プール冷却を実施するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。
※６　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。
※７　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の受電操作を実施する。
※８　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系統以上起動した後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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　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（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。
※１２　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。
※１３　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。
※１４　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。
※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
※１６　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。）。
※１７　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。
※１８　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。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。
※１９　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制御棒駆動水圧系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。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水流量全喪失」事象発生
原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

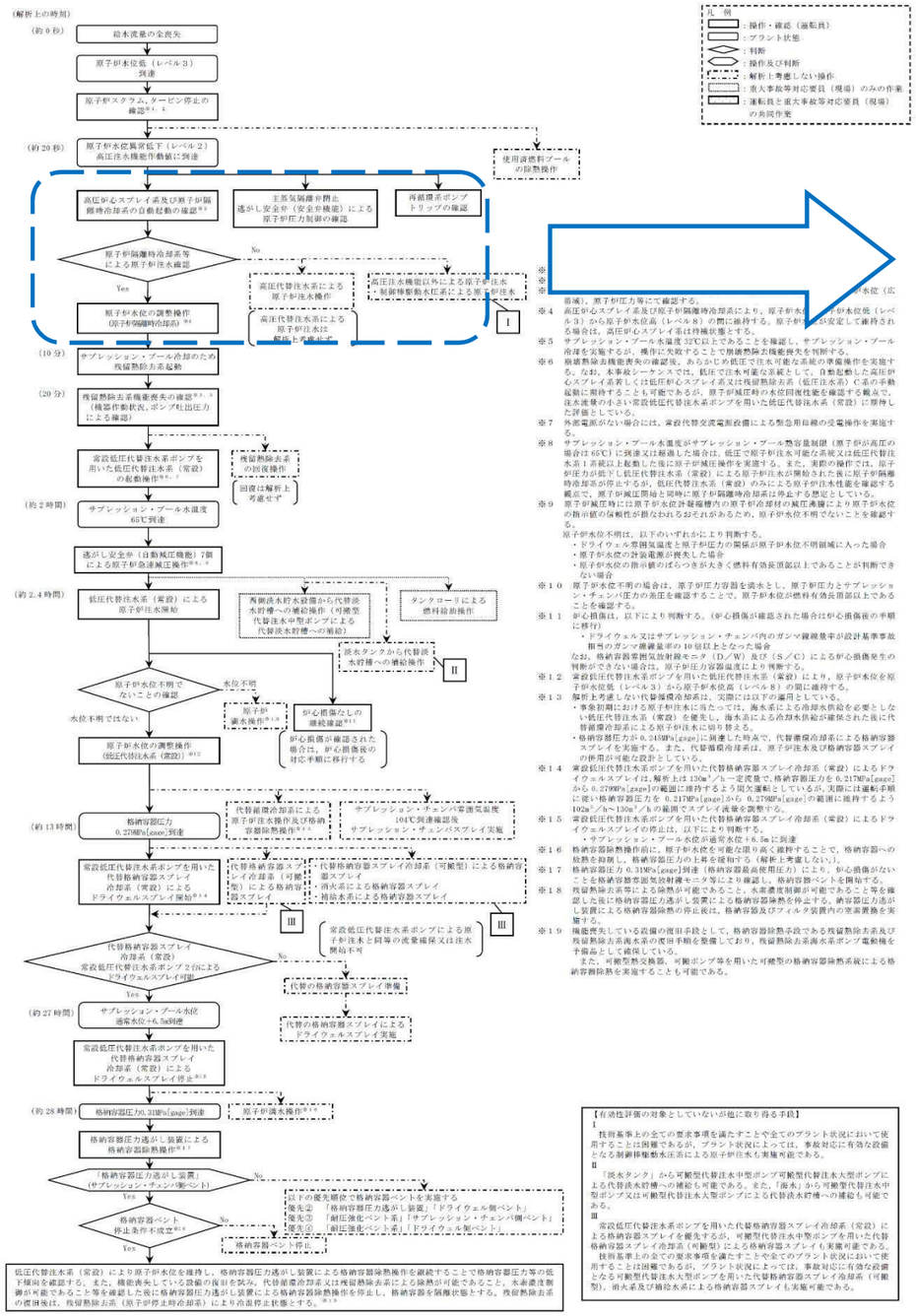
全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，「水位確保」へ移行する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

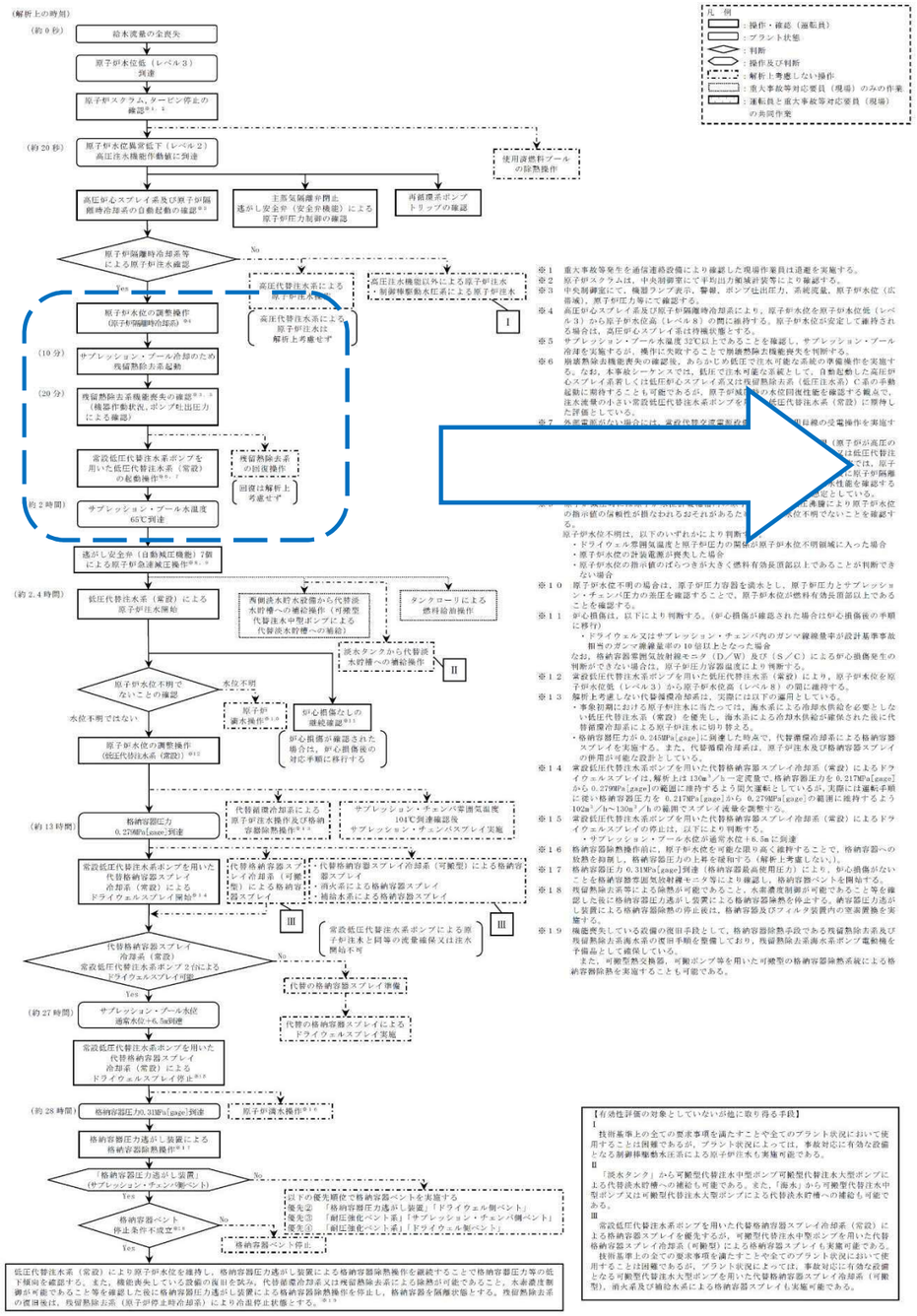
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

残留熱除去系の機能喪失により，崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

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，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール水熱容量制限図の運転禁止領域に入ったことを確認した場合は，「急速減圧」へ移行する。

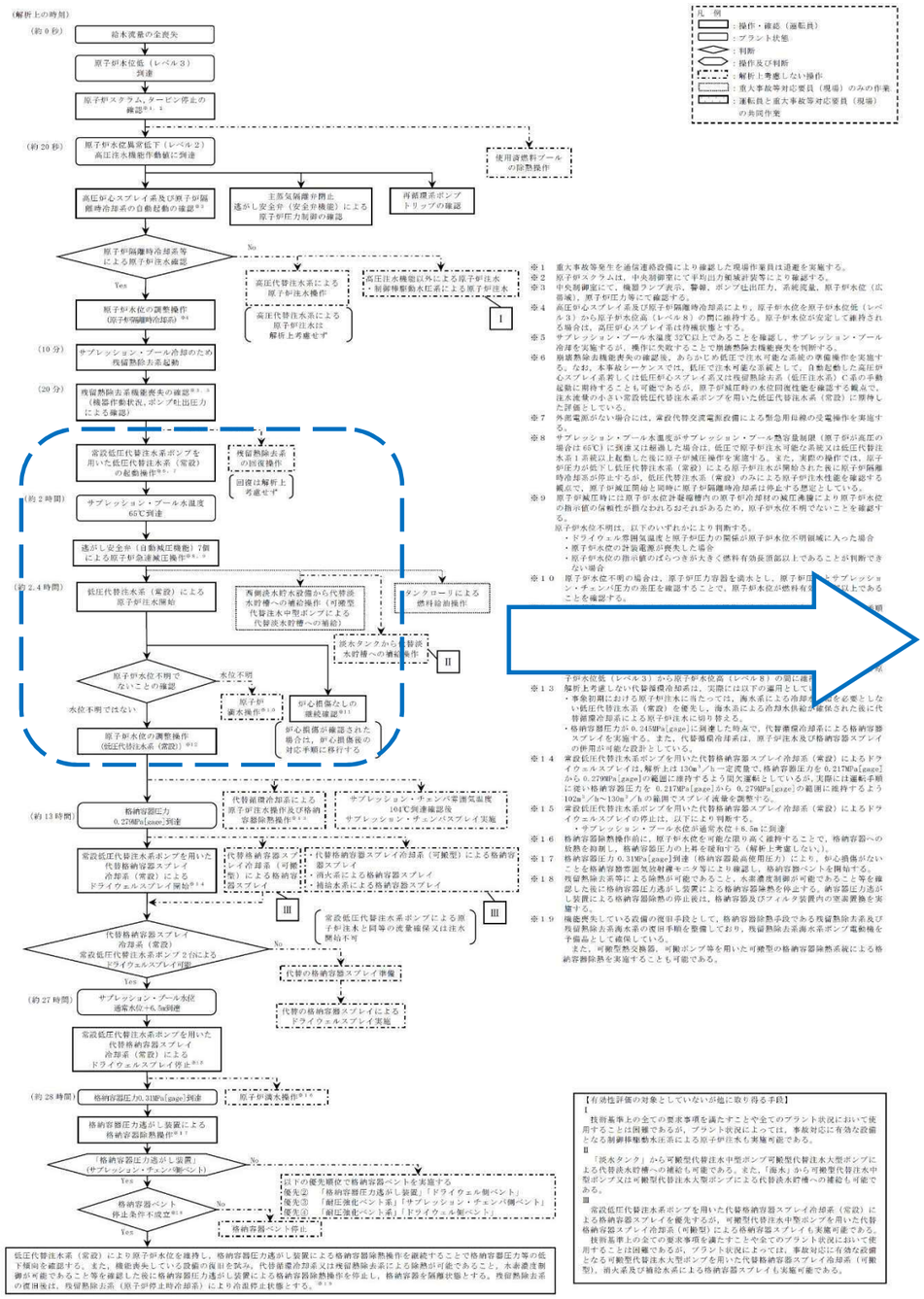
AM設備別操作手順書

AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧に伴い，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されることを確認する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

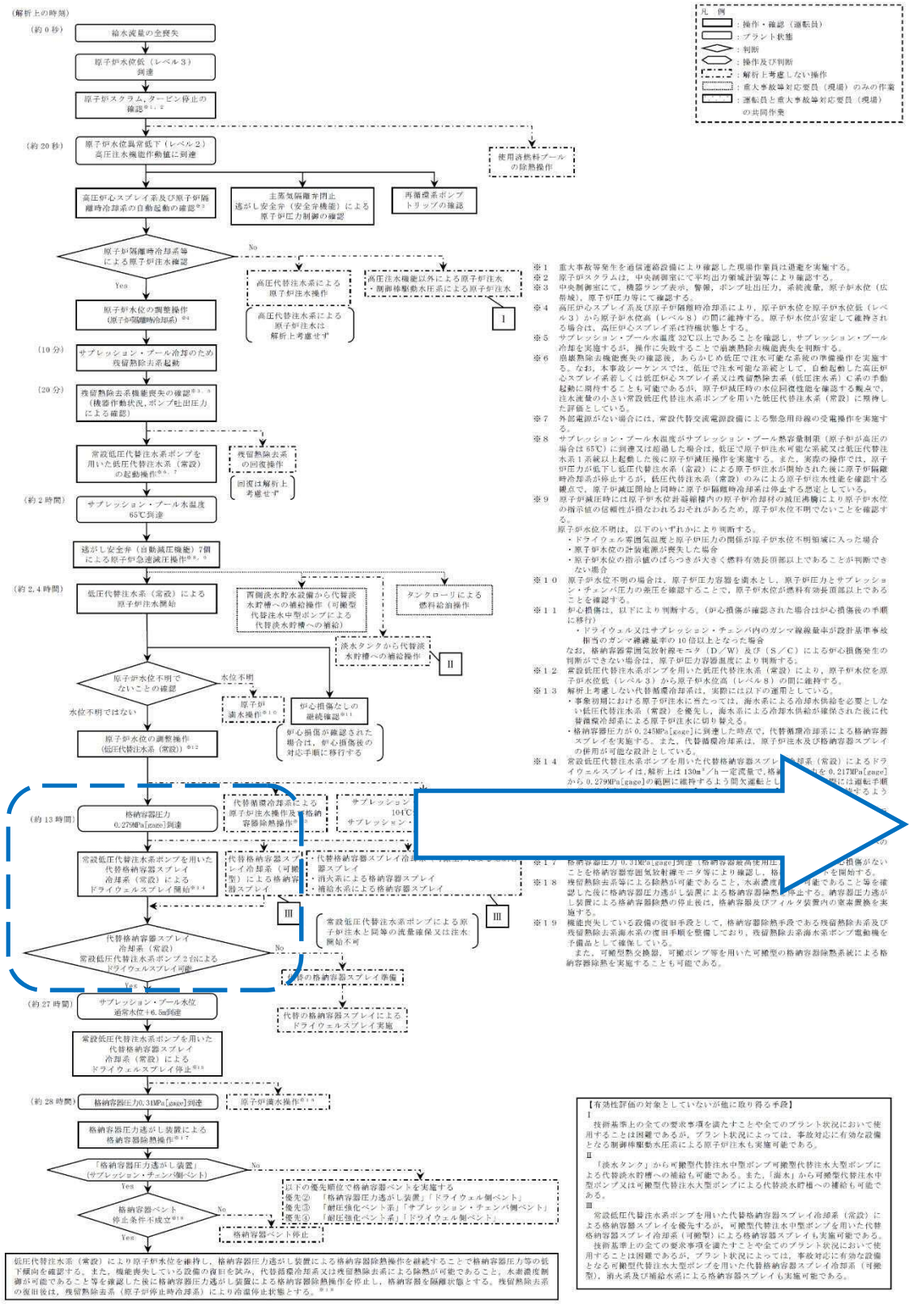
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水
ＡＭ④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」

A

事故時対応手順書（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

残留熱除去系の崩壊熱除去機能が喪失していることから，逃がし安全弁からの排気によりサプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力を監視し，279kPa[gage]に到達したら代替格納容器スプレイを実施する。

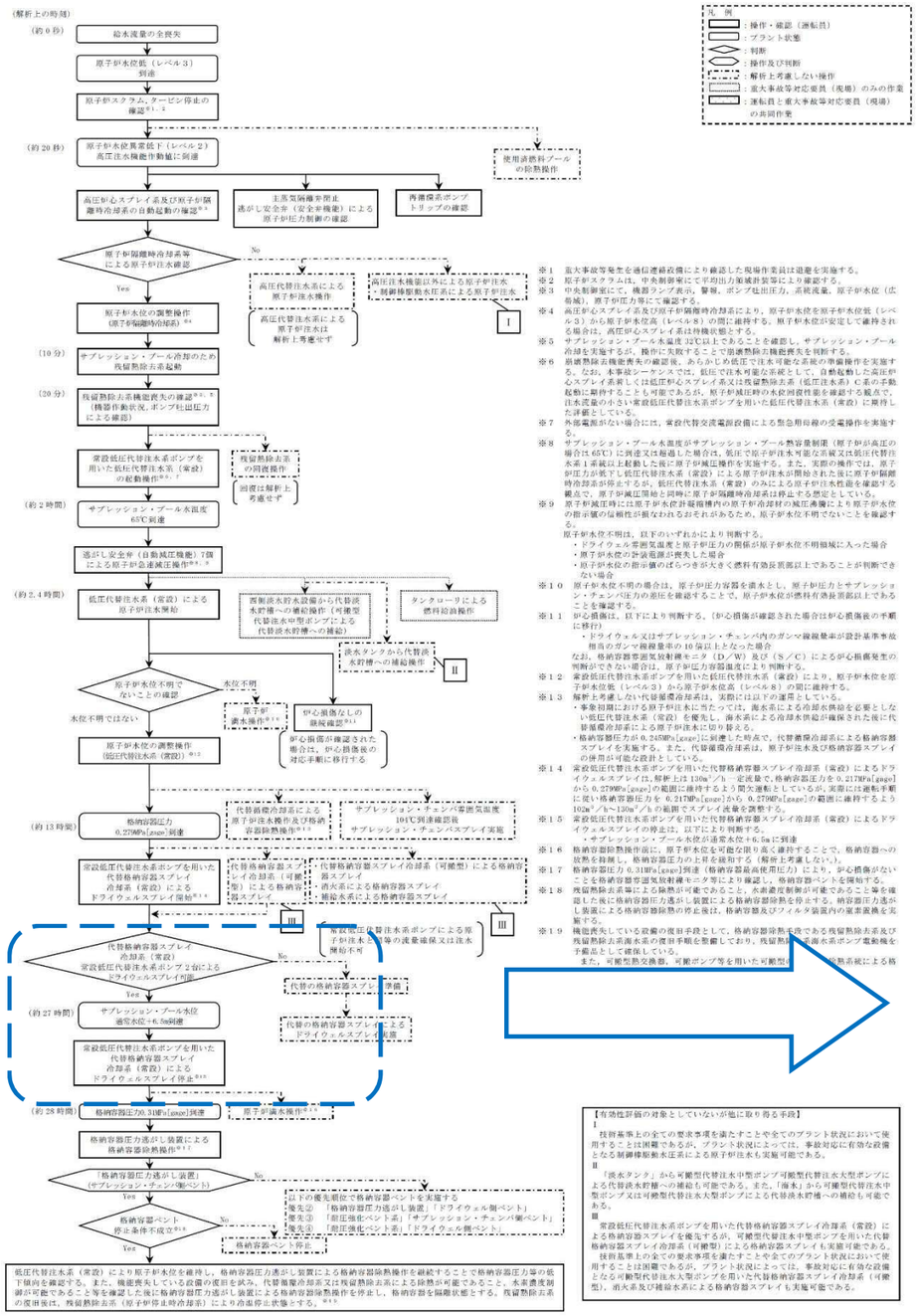
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

操作補足事項

外部水源を使用し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により，サプレッション・プール水位が上昇する。

サプレッション・プール水位が＋16.7㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を継続し，＋5.5m以上にて格納容器ベント準備操作を実施する。

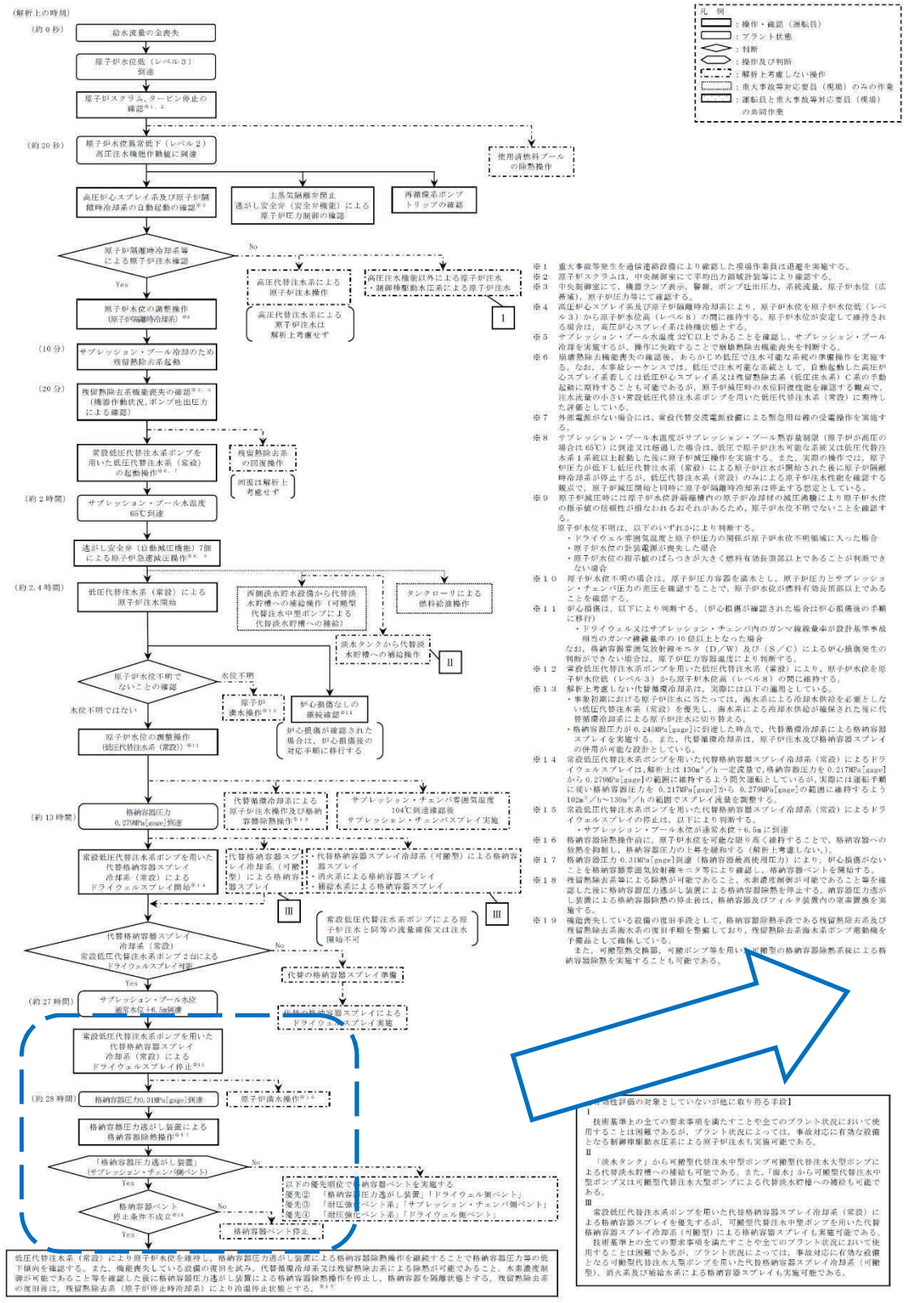
また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m以上となったことを確認し，外部水源を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・プール水位＋6.5m以上到達し，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停止後，サプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに備え炉心損傷が発生していないことを確認する。サプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]到達したことを確認し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.5　原子炉停止機能喪失

特　徴

運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。

基本的な考え方

代替制御棒挿入機能による原子炉停止又はＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

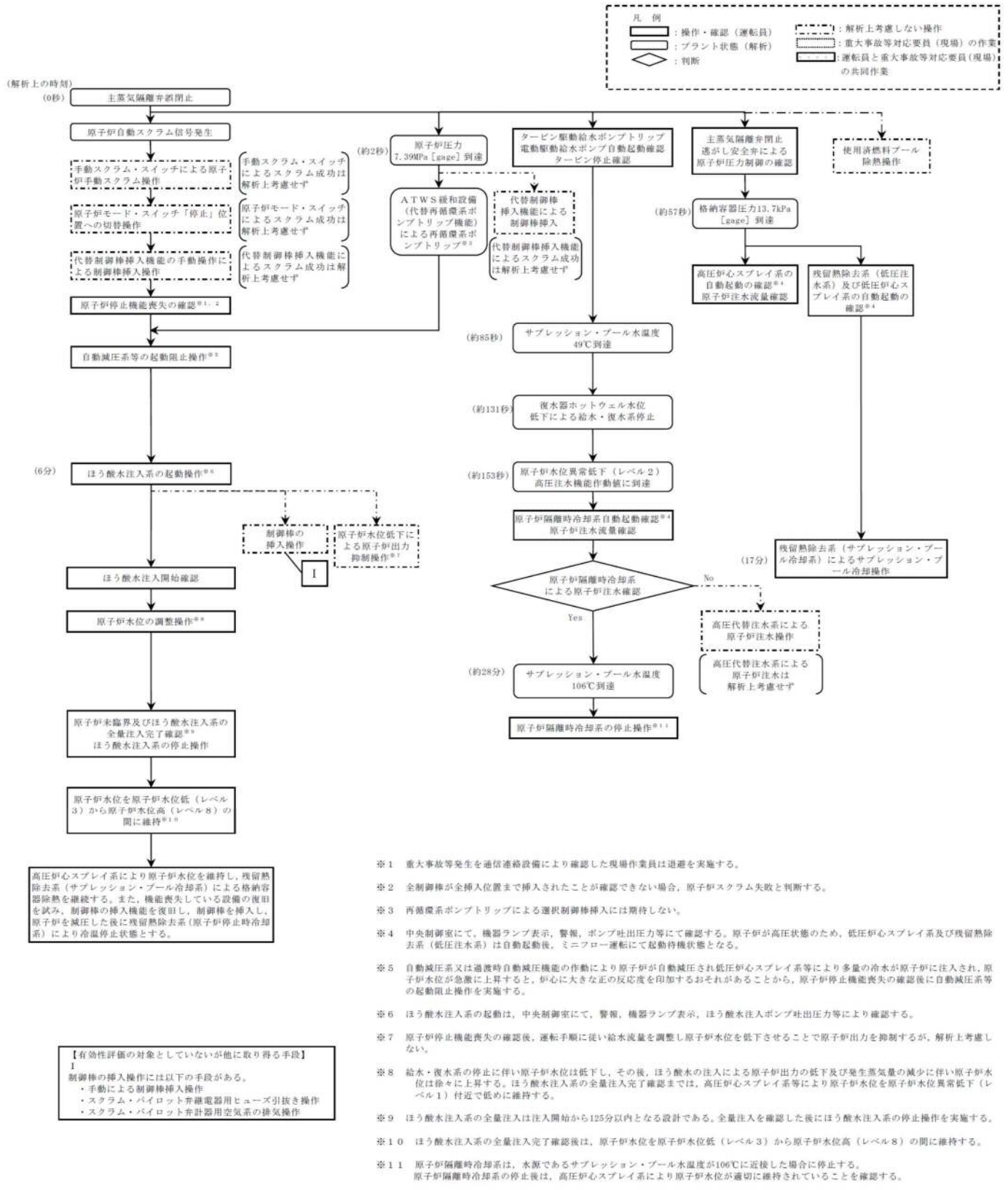
対応手順概要

a．原子炉スクラム失敗確認
b．格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認
c．原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持
d．自動減圧系の自動起動阻止
e．ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作
f．残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能，原子炉手動スクラム及び代替制御棒挿入機能の喪失	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップせず，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

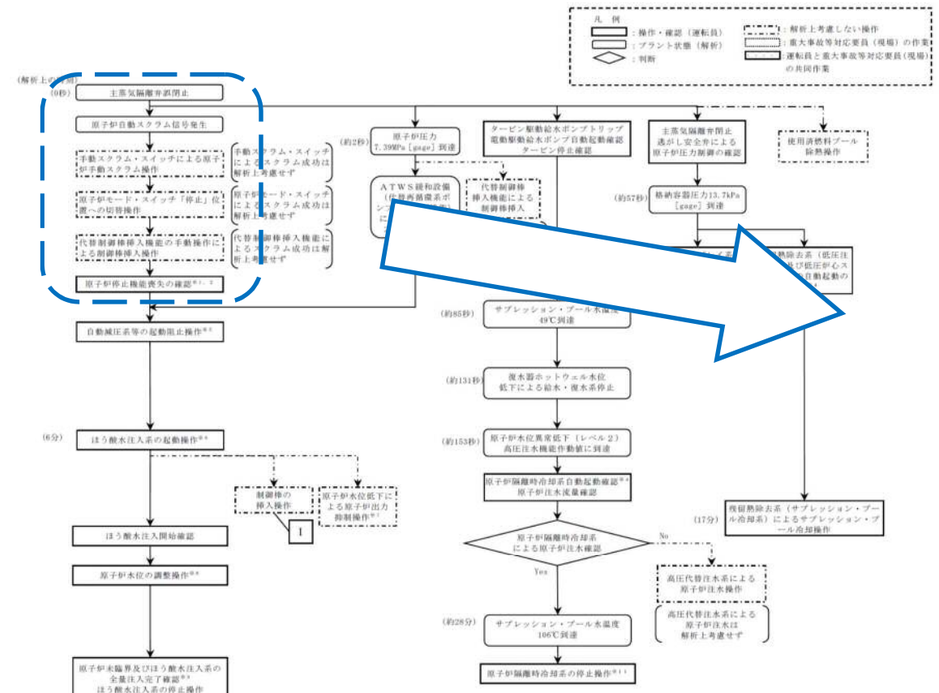
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
1
制御棒の挿入操作には以下の手段がある。
・手動による制御棒挿入操作
・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作
・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作

※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　全制御棒が全挿入位置まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※3　再循環系ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は自動起動後，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※5　自動減圧系又は過渡時自動減圧機能の作動により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入され，原子炉水位が急激に上昇すると，炉心に大きな正の反応度を印加するおそれがあることから，原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

※6　ほう酸水注入系の起動は，中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※7　原子炉停止機能喪失の確認後，運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※8　給水・復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し，その後，ほう酸水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，高圧炉心スプレイ系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）付近で低めに維持する。

※9　ほう酸水注入系の全量注入は注入開始から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※10　ほう酸水注入系の全量注入完了確認後は，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）の間に維持する。

※11　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合に停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。

原子炉スクラムに失敗しているため「反応度制御」へ移行する。

また，「格納容器制御」への導入を継続監視するが，以降は「反応度制御」を優先する。

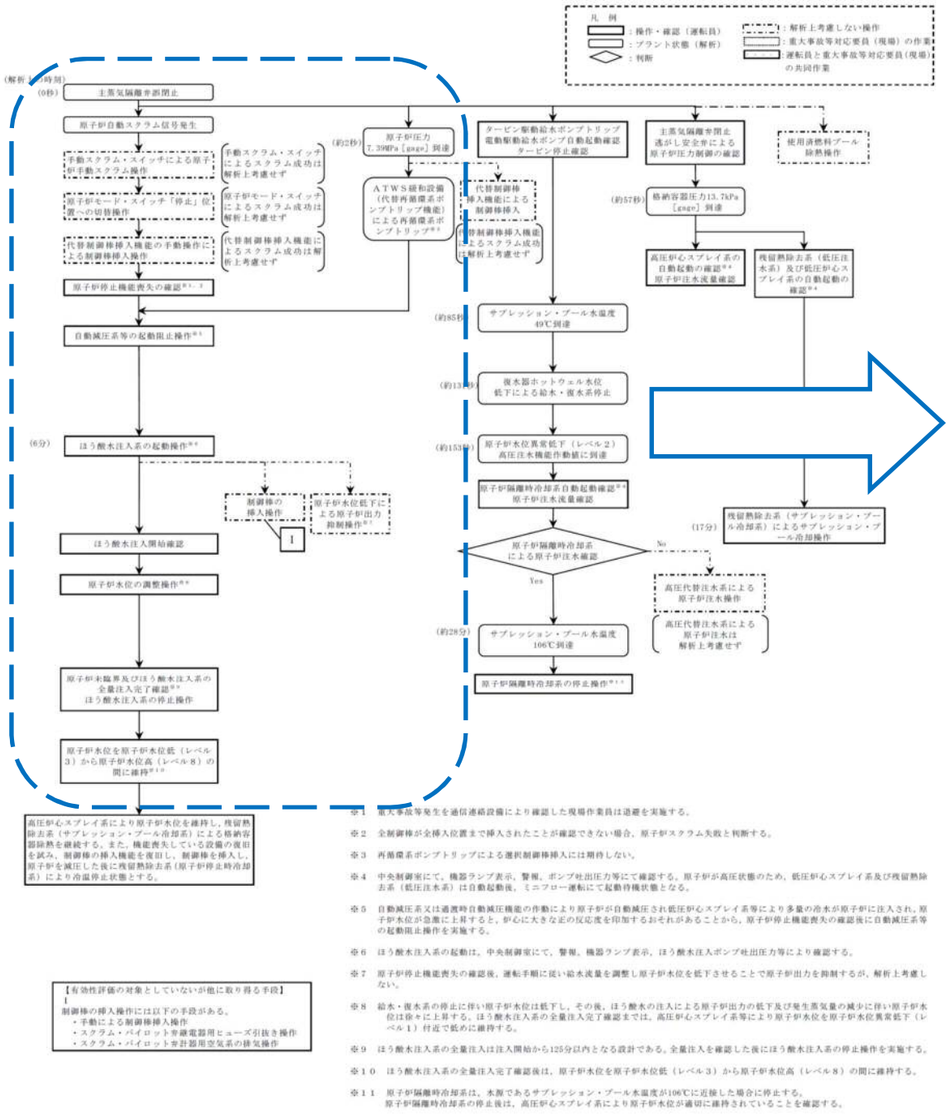
AM設備別操作手順書

AM②　反応度制御

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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　全制御棒が全挿入位置まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※3　再循環系ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は自動起動後，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※5　自動減圧系又は過渡時自動減圧機能の作動により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入され，原子炉水位が急激に上昇すると，炉心に大きな正の反応度を印加するおそれがあることから，原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

※6　ほう酸水注入系の起動は，中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※7　原子炉停止機能喪失の確認後，運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※8　給水・復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し，その後，ほう酸水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，高圧炉心スプレイ系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）付近で低めに維持する。

※9　ほう酸水注入系の全量注入は注入開始から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※10　ほう酸水注入系の全量注入完了確認後は，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）の間に維持する。

※11　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合に停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「反応度制御」

B

操作補足事項

再循環系ポンプの停止確認又は手動により停止させる。

ドライウェル圧力高（13.7kPa［gage］）信号と原子炉水位異常低下（レベル１）信号が検出された場合には，120 秒経過後に自動減圧系が作動する。

自動減圧系作動に伴い非常用炉心冷却系による原子炉注水が開始された場合，反応度を印加される事象となるため，自動減圧系の起動阻止を行う。

「ＳＬＣ」操作

ほう酸水注入系を起動し，原子炉にほう酸水を注入することで，原子炉出力を低下させる。

「ＣＲ」操作

代替制御棒挿入機能，スクラムテストスイッチ，ヒューズ引き抜き，制御棒手動挿入等により，制御棒を挿入する。

ほう酸水の全量注入完了又は制御棒 02 ポジション以下まで挿入完了後，「スクラム」へ移行する。

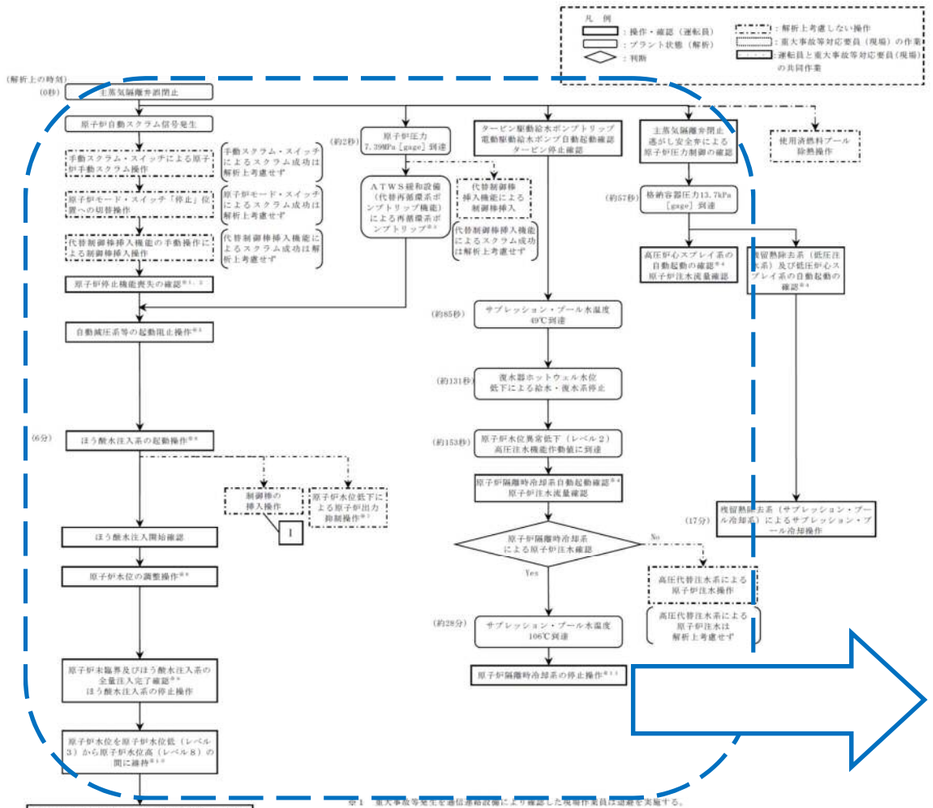
AM設備別操作手順書

ＡＭ②　反応度制御
ＡＭ④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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　全制御棒が全挿入位置まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※3　再循環系ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は自動起動後，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※5　自動減圧系又は過渡時自動減圧機能の作動により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入され，原子炉水位が急激に上昇すると，炉心に大きな正の反応度を印加するおそれがあることから，原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

※6　ほう酸水注入系の起動は，中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※7　原子炉停止機能喪失の確認後，運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※8　給水・復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し，その後，ほう酸水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，高圧炉心スプレイ系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）付近で低めに維持する。

※9　ほう酸水注入系の全量注入は注入開始から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※10　ほう酸水注入系の全量注入完了確認後は，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）の間に維持する。

※11　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合に停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
1
制御棒の挿入操作には以下の手段がある。
・手動による制御棒挿入操作
・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作
・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「反応度制御」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「水位」操作
主蒸気隔離弁の閉止により主復水器ホットウェル水位が低下し，給水・復水系が全停する。
原子炉への注水は，高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系により行う。原子炉出力が高い場合は，原子炉への注水量を調整し，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）付近まで低下させることで，原子炉出力を低下させる。
ほう酸水の全量注入完了を確認した後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）の範囲に調整するが，低めを維持する。

「圧力」操作
逃がし安全弁にて，原子炉圧力を一定に維持する。

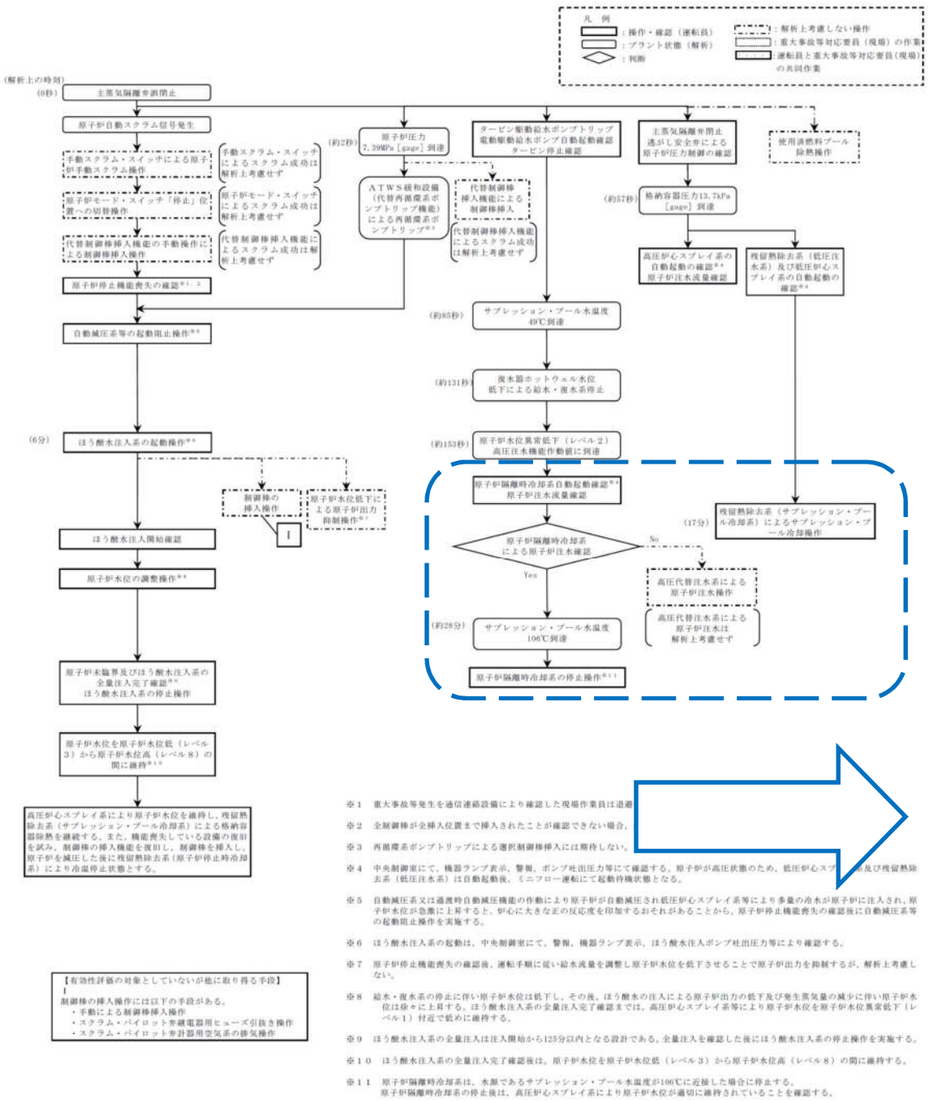
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

C

操作補足事項

逃がし安全弁の排気，原子炉隔離時冷却系の運転等により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

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，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）にてサプレッション・プール冷却操作を行う。

AM設備別操作手順書

AM⑪　除熱
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

特　徴

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，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。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	再循環系配管の破断 破断面積は約 3.7cm^2	中小破断ＬＯＣＡに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから，原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定。 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.7 cm^{2}を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定 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），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）にて発生するものとする

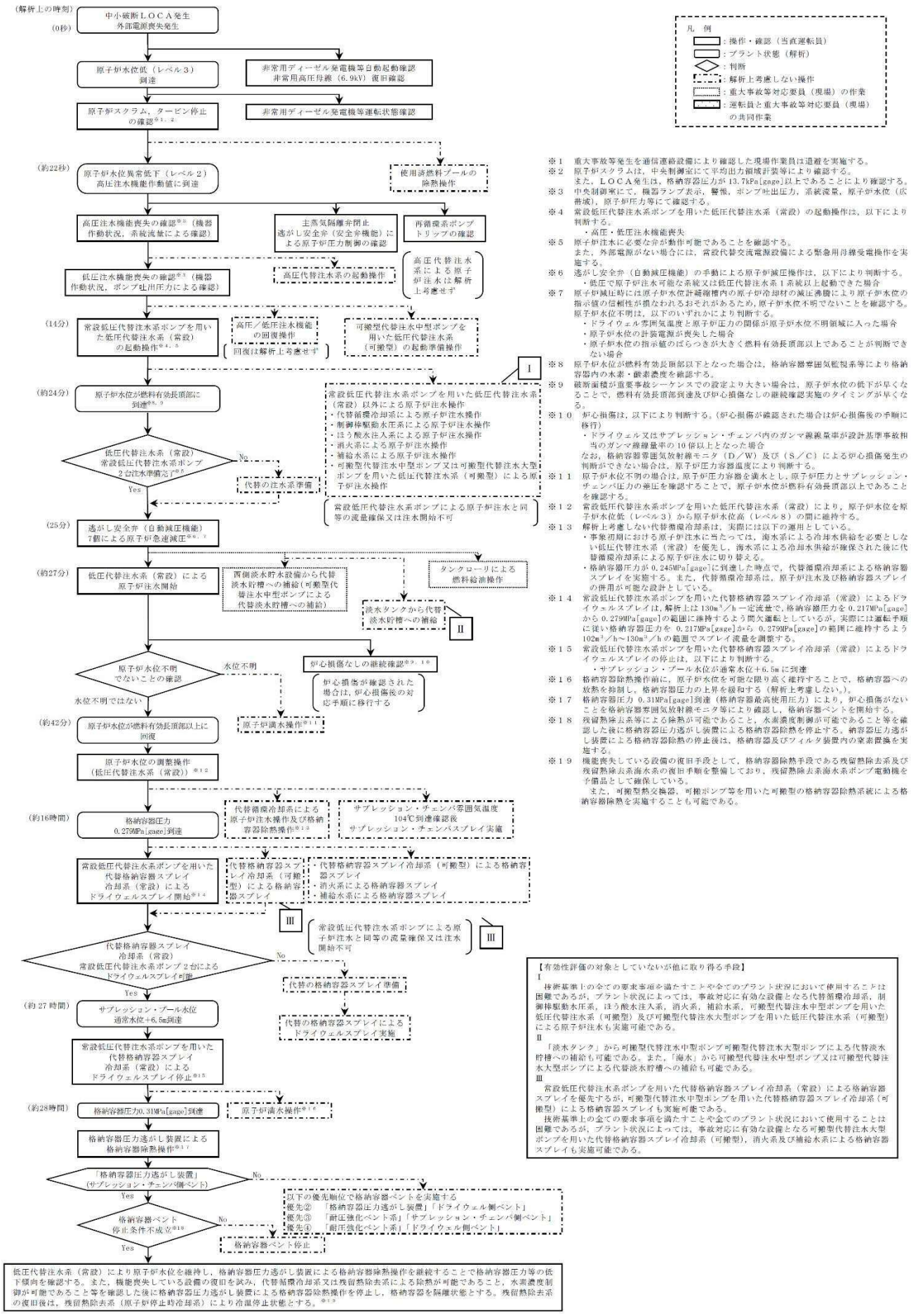
基本的な考え方

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）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）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。

対応手順概要

ａ．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認
ｃ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
ｄ．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
ｅ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
ｆ．格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

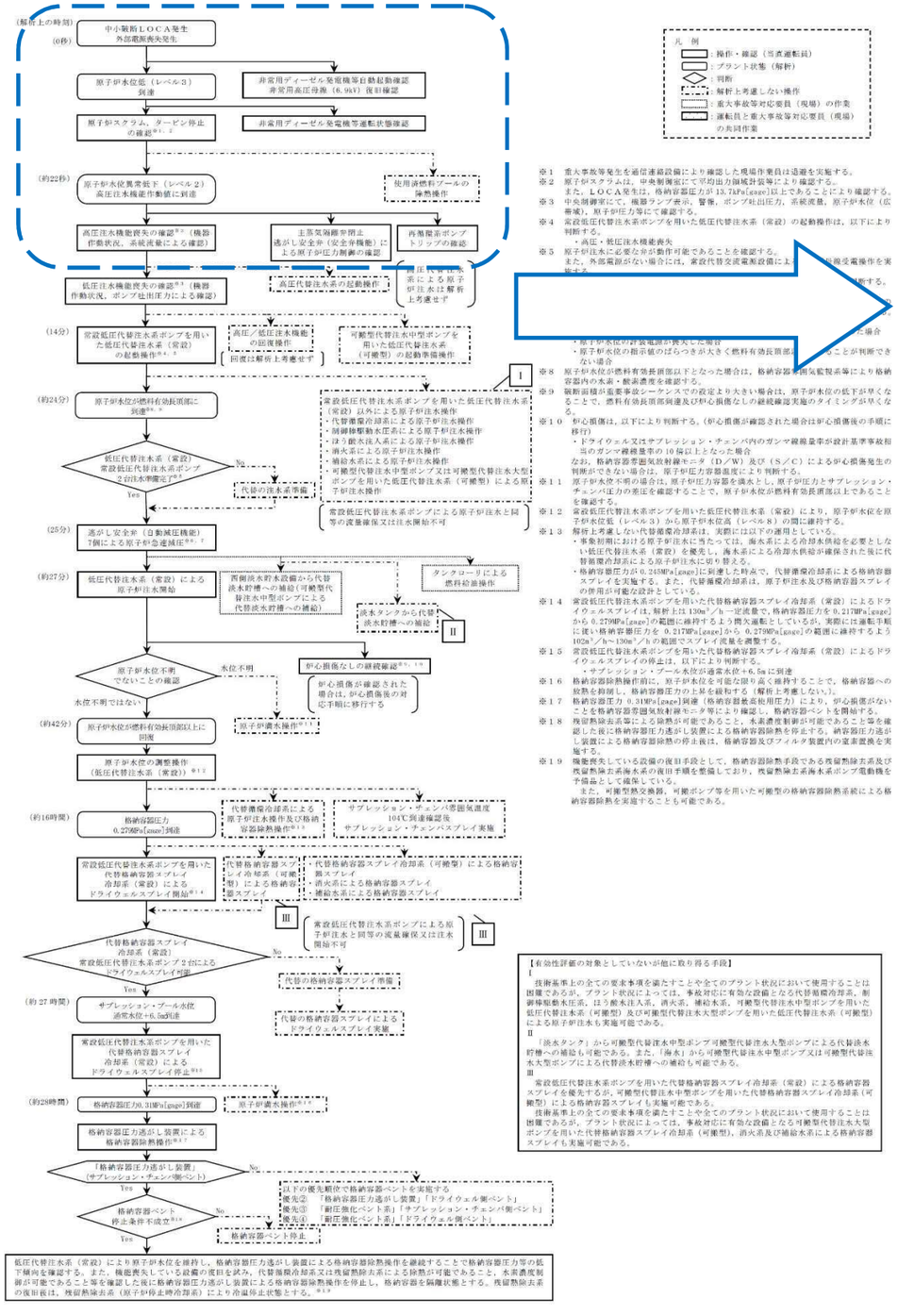
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「冷却材喪失事故」発生

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。格納容器圧力の上昇によりＬＯＣＡが発生したことを確認する。

ＬＯＣＡ発生により，原子炉水位異常低下（レベル２）に到達するが，高圧注水機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

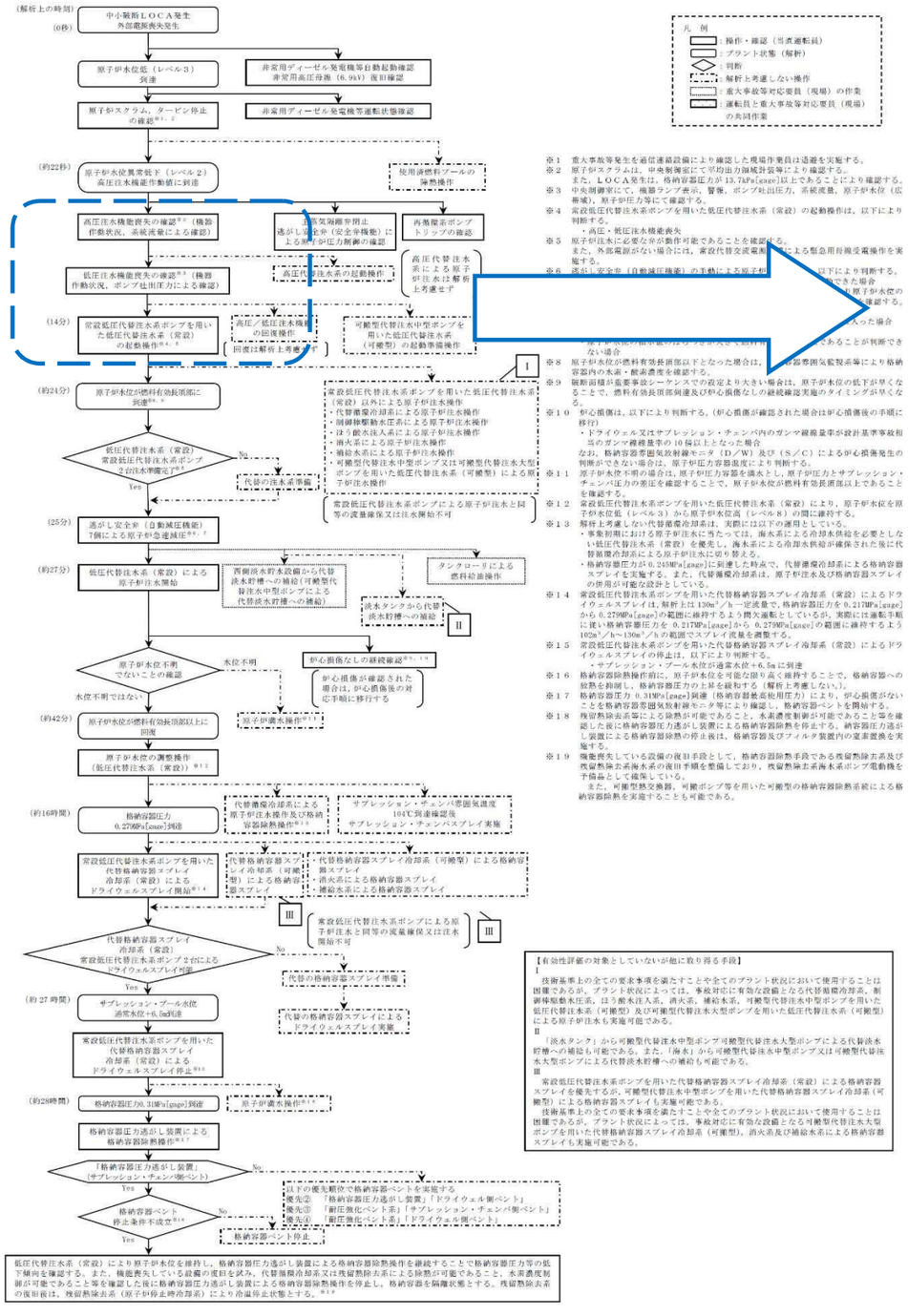
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」制御へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

高圧注水機能喪失により，原子炉への注水ができず，原子炉水位低下が継続する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上維持可能でないことを確認し，「水位回復」へ移行する。

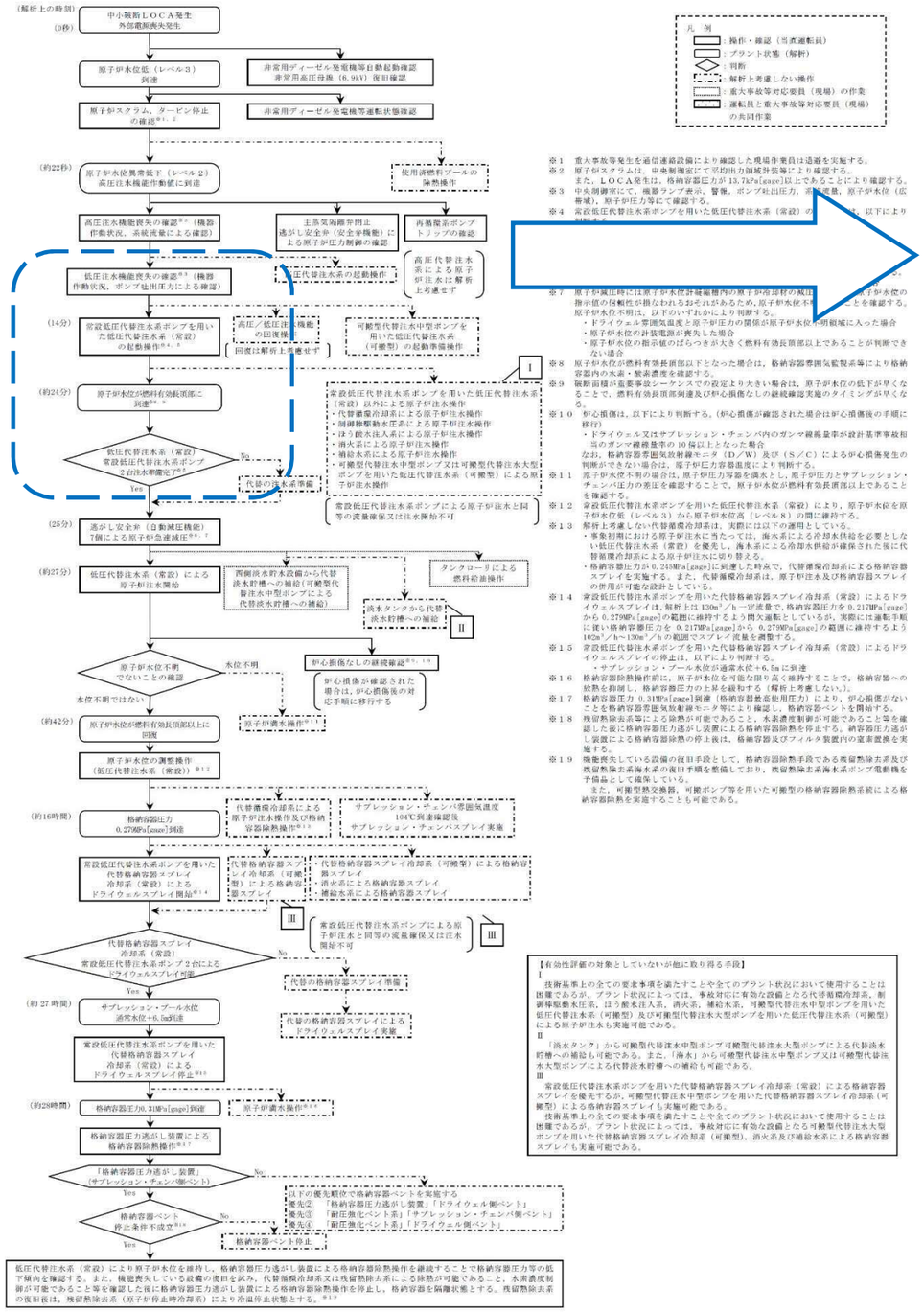
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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要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。
　　また，ＬＯＣＡ発生は，格納容器圧力が13.7kPa[gage]以上であることにより確認する。
※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[illegible]，以下により[illegible]。
※７　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蒸[illegible]原子炉水位の指示値の保[illegible]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
※８　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。
※９　微新面積示監要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。
※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（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　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。
※１３　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。
※１４　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。
※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
※１６　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）。
※１７　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。
※１８　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。
※１９　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，可搬型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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル１）で低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が自動起動するが，低圧注水系機能喪失により，原子炉への注水が不可となる。

低圧注水機能喪失判断後，低圧代替注水系（常設）を起動する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）到達後，更に低下傾向であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し「急速減圧」へ移行する。

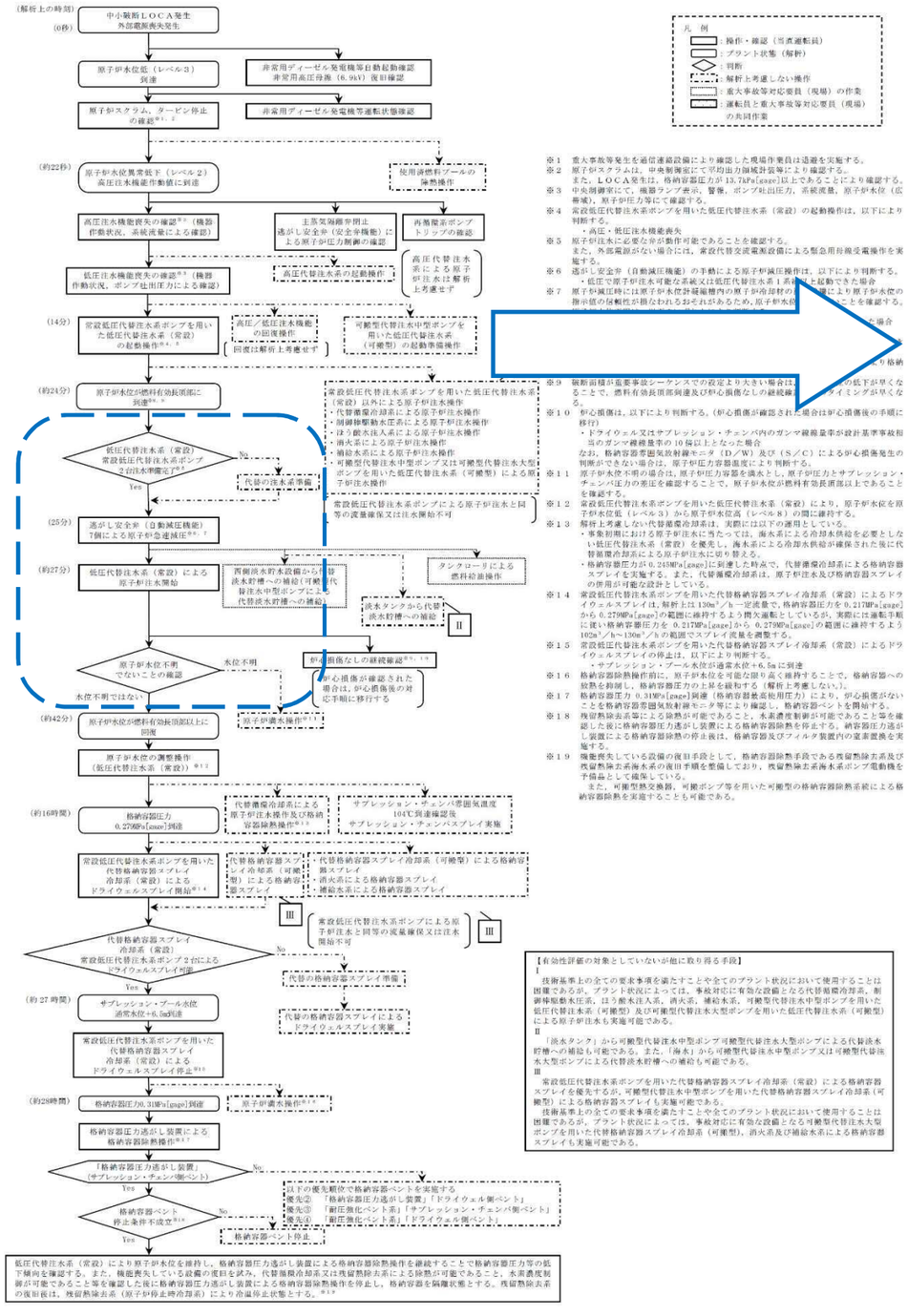
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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。
　また，ＬＯＣＡ発生は，格納容器圧力が13.7kPa[gage]以上であることにより確認する。
※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　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。
　また，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　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
※7　原子炉減圧時には原子炉水位計最確値の原子炉冷却材[illegible]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[illegible]ことを確認する。
[illegible]場合
※9　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は[illegible]の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認[illegible]ライミングが早くなる。
※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（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，原子炉圧力容器を識水とし，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　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。
※13　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。
※14　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10m³／h～130m³／hの範囲でスプレイ流量を調整する。
※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
※16　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）。
※17　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。
※18　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。
※19　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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

D

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）７弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後「水位回復」へ移行する。

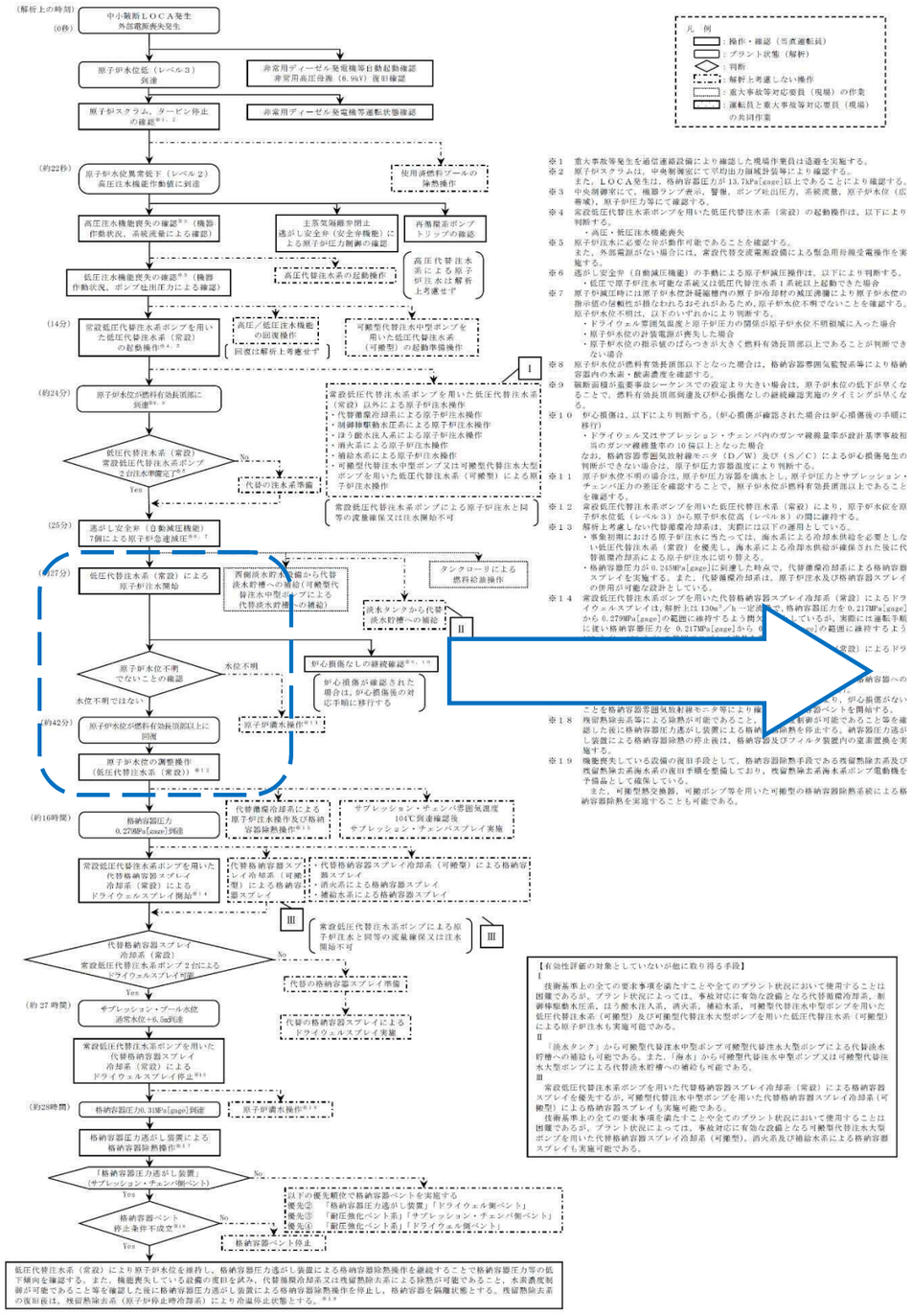
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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。
また，ＬＯＣＡ発生は，格納容器圧力が13.7kPa[gage]以上であることにより確認する。
※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　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。
また，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　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
※７　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
※８　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。
※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。
※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（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，原子炉圧力容器を減圧とし，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　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。
※１３　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。
※１４　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一定運転で，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[illegible]ている旨，実際には運転手順に従い格納容器圧力を0.217MPa[gage]から[illegible]の範囲に維持するよう[illegible]常設）によるドライ[illegible]納容器への[illegible]，炉心損傷がない[illegible]器ベントを開始する。
※１８　残留熱除去系等による除熱が可能であること，[illegible]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[illegible]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。
※１９　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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

C

操作補足事項

原子炉減圧により，低圧代替注水系（常設）による注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル１）以上に回復したことを確認し「水位確保」に移行する。

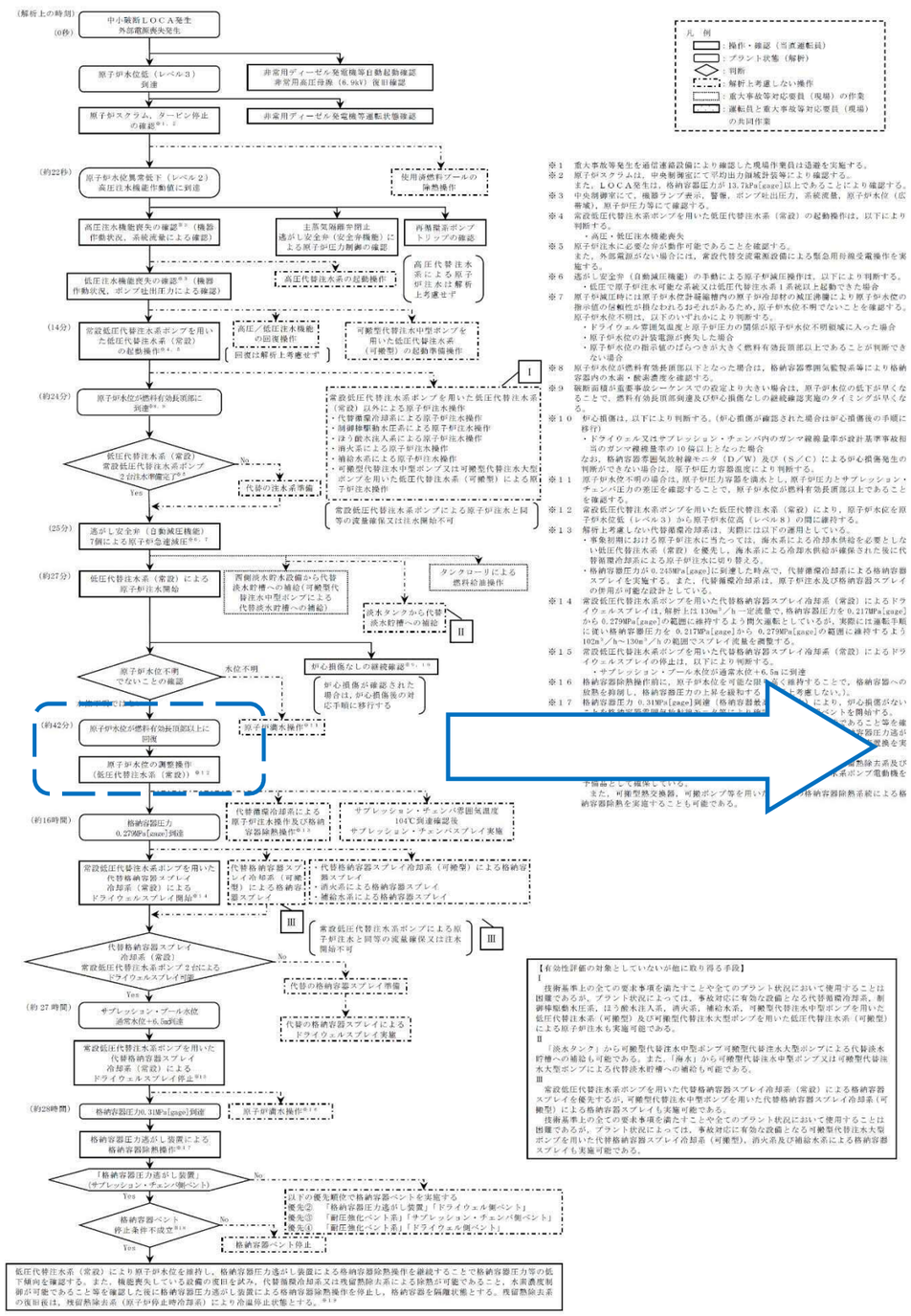
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラム」へ移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

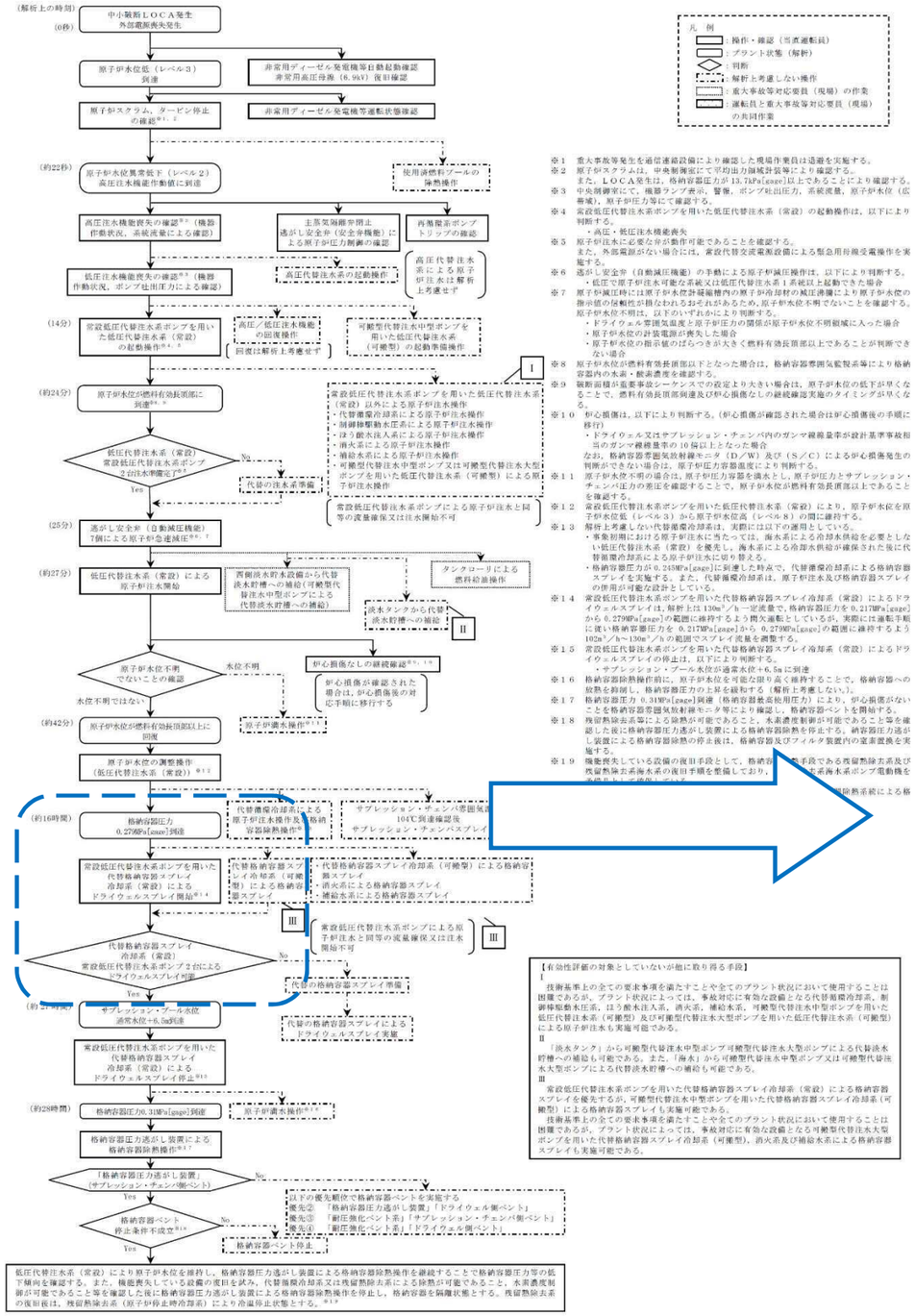
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

ＬＯＣＡによる影響のほか，低圧注水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能の喪失，逃がし安全弁からの排気によりサプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行う。

サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達したら，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替格納容器スプレイを実施する。

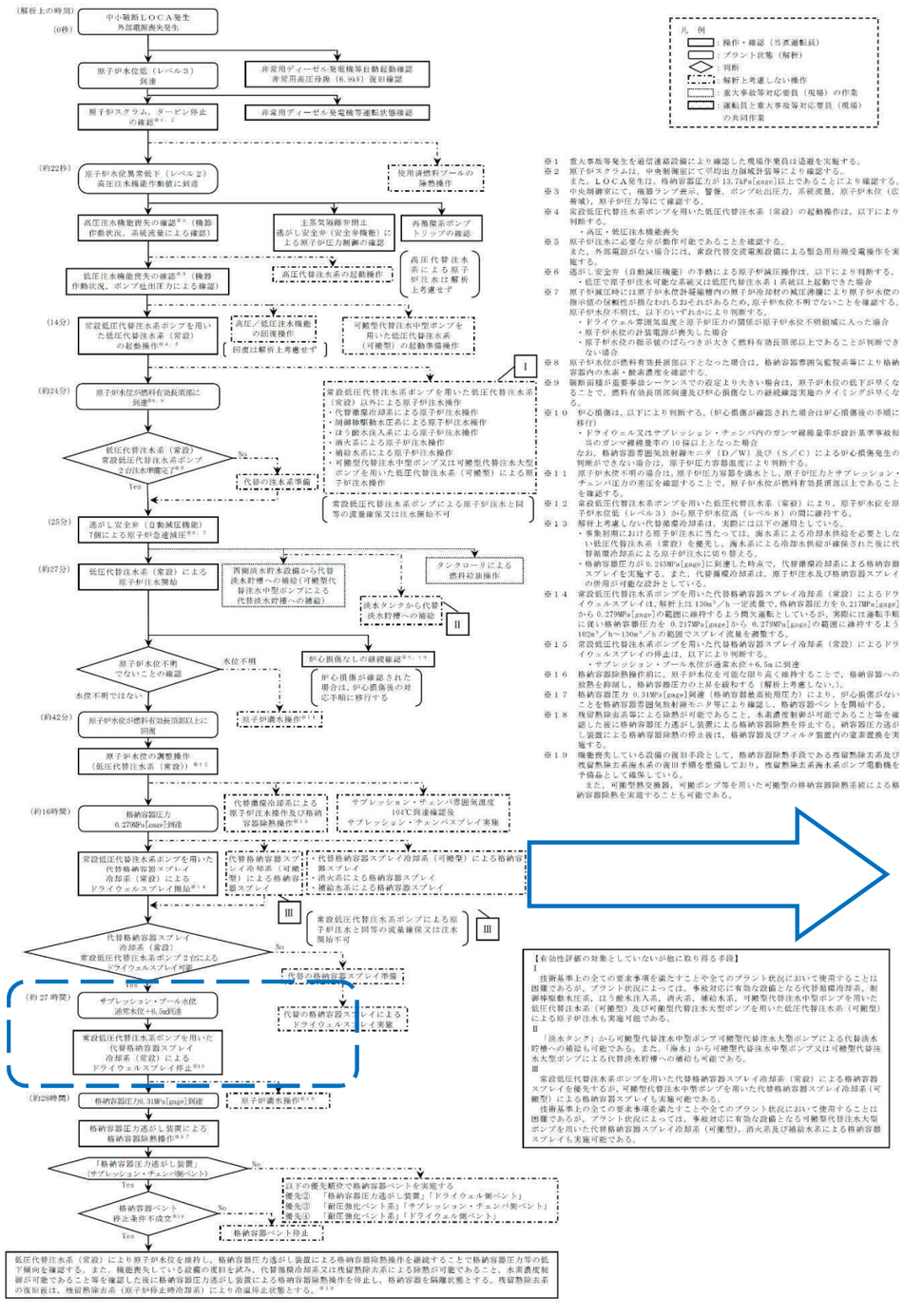
AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※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。
　また，ＬＯＣＡ発生は，格納容器圧力が13.7kPa[gage]以上であることにより確認する。
※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　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。
　また，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　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
※７　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
※８　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。
※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。
※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（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，原子炉圧力容器を減水し，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　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。
※１３　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。
※１４　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。
※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
※１６　格納容器除熱操作前に，原子炉が太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。）。
※１７　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。
※１８　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。
※１９　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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ水位制御」

F

操作補足事項

外部水源を使用した代替格納容器スプレイにより，サプレッション・プール水位が上昇する。

サプレッション・プール水位が＋16.7㎝以上であることを確認し，「Ｓ／Ｐ水位制御」に移行する。

サプレッション・プール水位の監視を行い，＋5.5m 以上にて格納容器ベント準備操作を実施する。

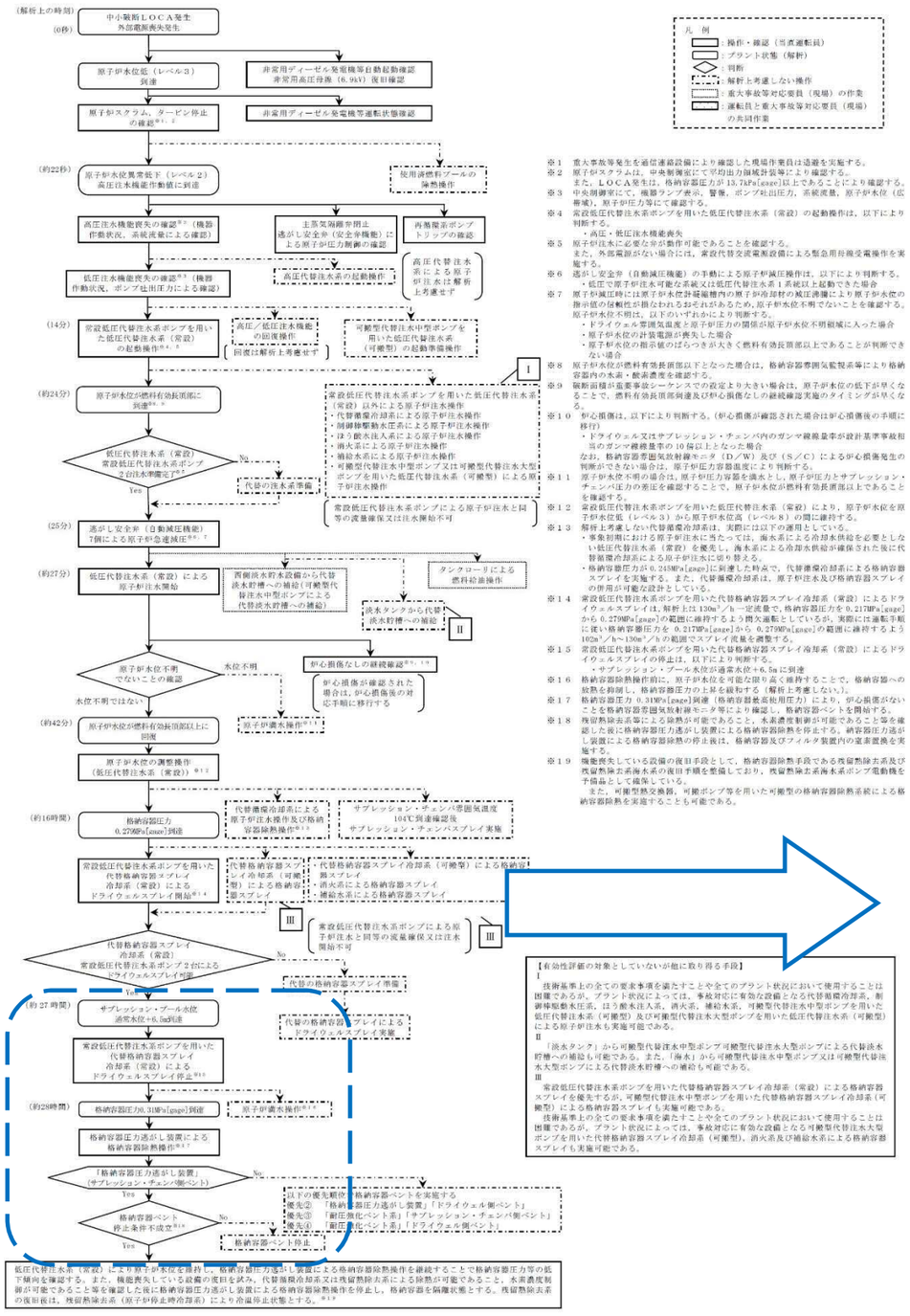
また，サプレッション・プール水位の上昇が継続することにより＋6.5m 以上となったことを確認し，外部水源を使用した代替格納容器スプレイを停止する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

E

操作補足事項

サプレッション・プール水位＋6.5m以上到達し，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停止後，サプレッション・チェンバ圧力が上昇する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに備え炉心損傷が発生していないことを確認する。

サプレッション・チェンバ圧力を監視し，310kPa[gage]に到達したことを確認したら，格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑥　原子炉格納容器減圧

重大事故等対策要領

1.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

特　徴

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。

このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，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。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系Ｂ系の熱交換器フランジ部の破断 破断面積は約 21cm^2	圧力応答評価に基づき評価した結果に十分に余裕をとった値として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系Ｂ系の機能喪失	ＩＳＬＯＣＡが発生した系統が機能喪失するものとして設定
		高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系の機能喪失	残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の漏えいにより高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから，外部電源なしを設定 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），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）にて発生するものとする

基本的な考え方

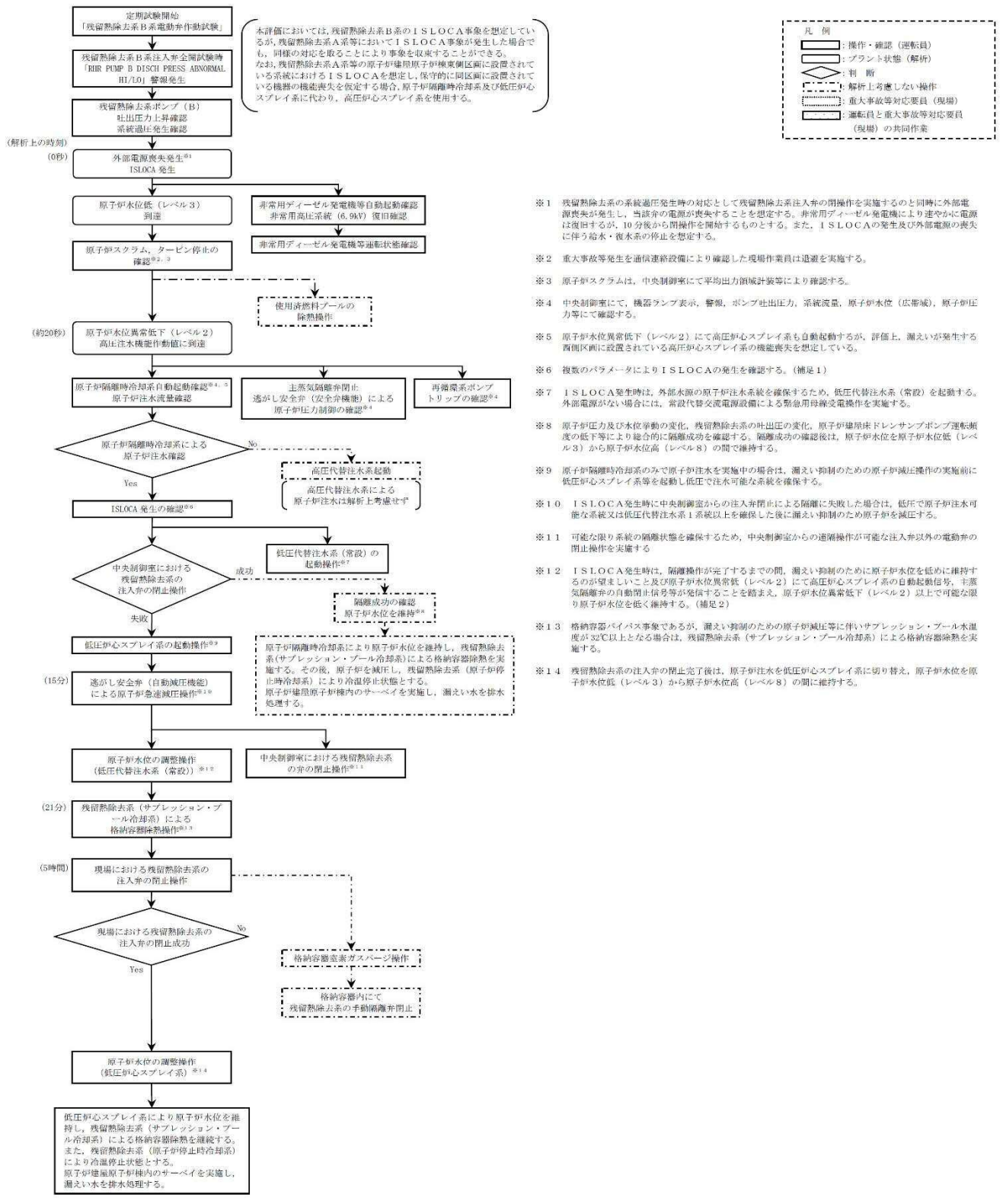
原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びＩＳＬＯＣＡの発生箇所の隔離によって，格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。

また，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。

対応手順概要

a．ＩＳＬＯＣＡの発生
b．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認
c．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
d．ＩＳＬＯＣＡ発生確認
e．中央制御室での残留熱除去系（低圧注水系）隔離失敗
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
h．残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）運転
i．現場操作での残留熱除去系隔離操作
j．残留熱除去系隔離後の水位維持

解析上の対応手順の概要フロー



※１　残留熱除去系の系統過圧発生時の対応として残留熱除去系注入弁の閉操作を実施するのと同時に外部電源喪失が発生し，当該弁の電源が喪失することを想定する。非常用ディーゼル発電機により速やかに電源は復旧するが，10 分後から閉操作を開始するものとする。また，ＩＳＬＯＣＡの発生及び外部電源の喪失に伴う給水・復水系の停止を想定する。

※２　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。

※３　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。

※４　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。

※５　原子炉水位異常低下（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上，漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※６　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，低圧代替注水系（常設）を起動する。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。

※８　原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は，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。

※９　原子炉隔離時冷却系のみで原子炉注水を実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。

※１０　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系１系統以上を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１１　可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する

※１２　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１３　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃以上となる場合は，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。

※１４　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，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。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉圧力及び水位の低下が継続（原子炉圧力，原子炉圧力（Ｓ-Ａ），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（ＳＡ広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）
・格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇がない又は小さい（ドライウェル圧力，ドライウェル雰囲気温度）

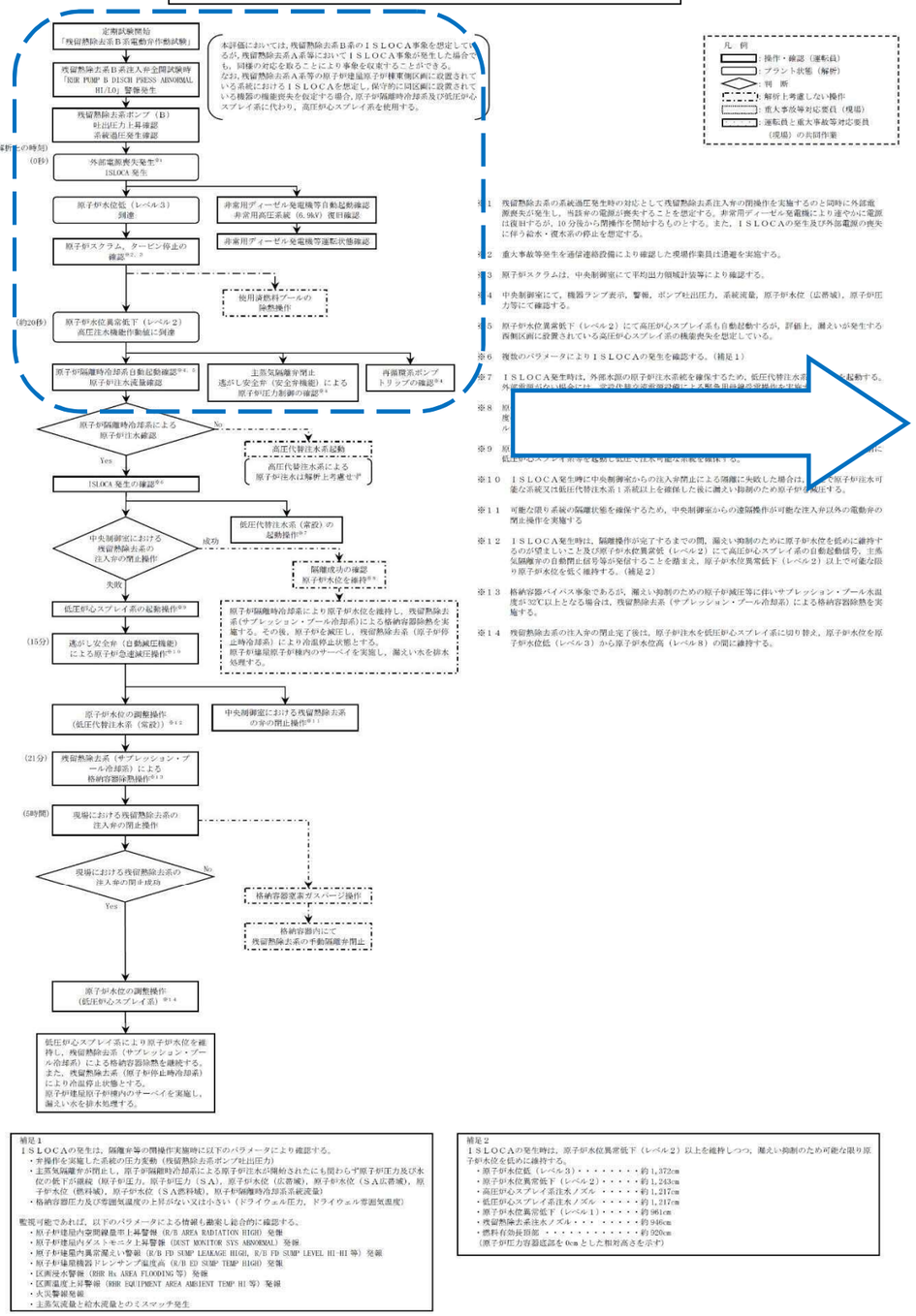
監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的に確認する。
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・約 1,372cm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・約 1,243cm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・約 1,217cm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・約 1,217cm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・約 961cm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・約 946cm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・約 920cm
（原子炉圧力容器底部を 0cm とした相対高さを示す）

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。そのため，「スクラム」にて対応する。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御」への導入を継続監視する。

原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動するが，高圧炉心スプレイ系は漏えいが発生する同区画であるため機能喪失を仮定する。

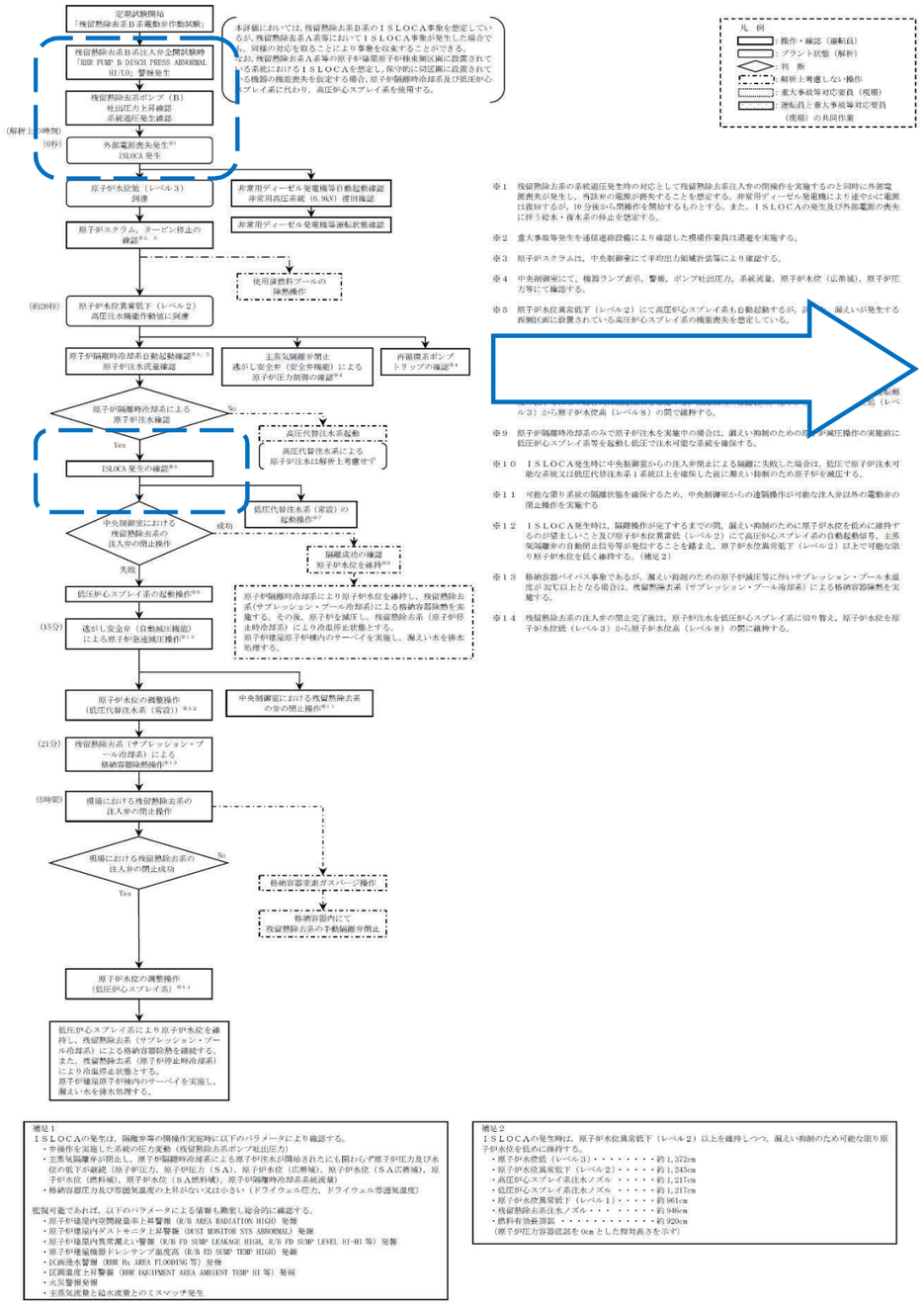
原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないことから「水位確保」へ移行する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

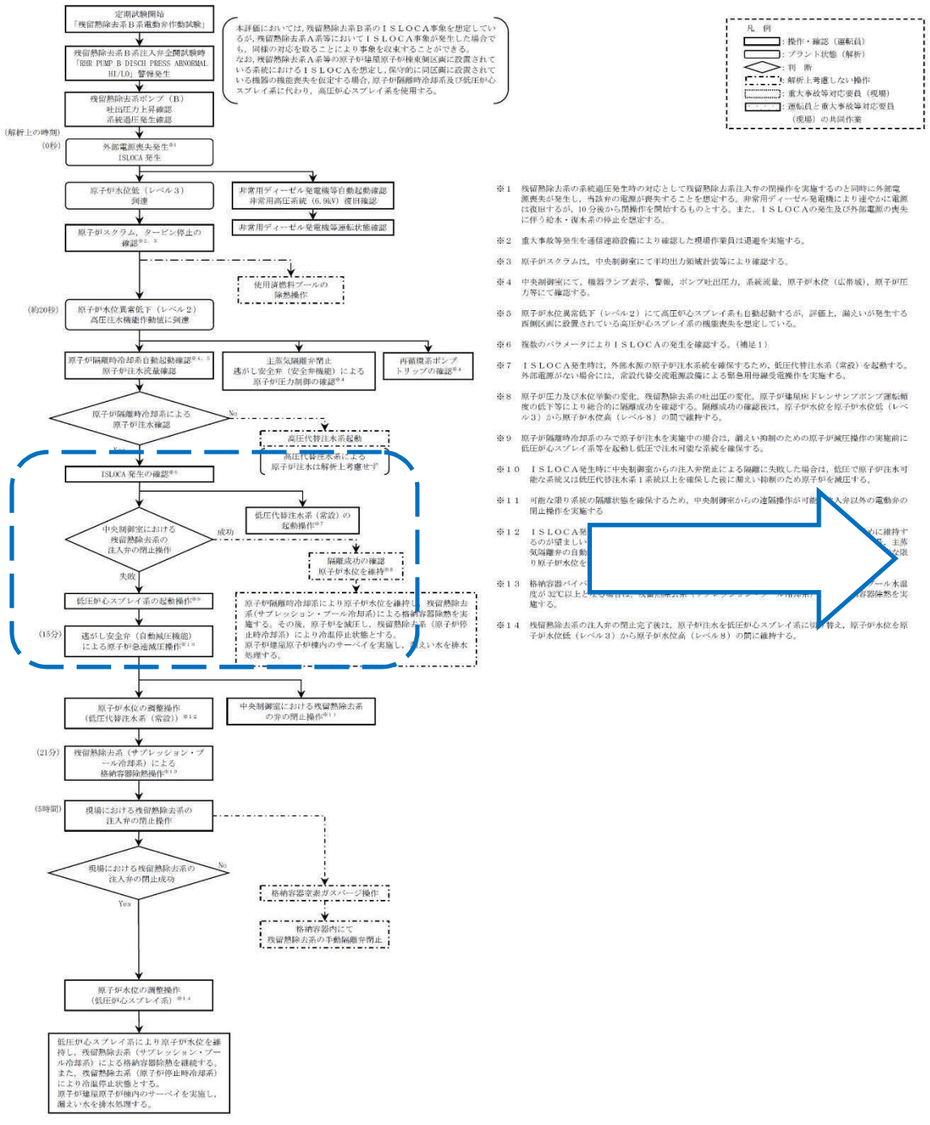
原子炉水位の低下，原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいに関する警報及びパラメータ指示の変化を確認し，「原子炉建屋制御」へ移行する。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　残留熱除去系の系統過圧発生時の対応として残留熱除去系注入弁の閉操作を実施するのと同時に外部電源喪失が発生し，当該弁の電源が喪失することを想定する。非常用ディーゼル発電機により速やかに電源は復旧するが，10分後から閉操作を開始するものとする。また，ISLOCAの発生及び外部電源の喪失に伴う給水・復水系の停止を想定する。

※2　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。

※3　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。

※4　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。

※5　原子炉水位異常低下（レベル2）にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上，漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※6　複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する。（補足1）

※7　ISLOCA発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源が使えない場合には，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。

※8　原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は，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。

※9　原子炉隔離時冷却系のみで原子炉注水を実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。

※10　ISLOCA発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※11　可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する

※12　ISLOCA発[illegible]のが望ましい[illegible]主蒸気隔離弁の自動[illegible]り原子炉水位を[illegible]

※13　格納容器バイパ[illegible]度が32℃以上とな[illegible]器除熱を実施する。

※14　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，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。

補足1
ISLOCAの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉圧力及び水位の低下が継続（原子炉圧力，原子炉圧力（SA），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（SA広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）
・格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇がない又は小さい（ドライウェル圧力，ドライウェル雰囲気温度）

監視可能であれば，以下のパラメータによる確認も総合的に確認する。
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・原子炉建屋内異常溜まり警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・区画漏水警報（RHR Rx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生

補足2
ISLOCAの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル2）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル3）・・・・・・・約1,372cm
・原子炉水位異常低下（レベル2）・・・・・約1,245cm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・約1,217cm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・約1,217cm
・原子炉水位異常低下（レベル1）・・・・・約961cm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・約946cm
・燃料有効長頂部・・・・・・・・・・・約920cm
（原子炉圧力容器底部を0cmとした相対高さを示す）

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉建屋制御

B

操作補足事項

ＩＳＬＯＣＡを判断した場合は，破損箇所を特定し隔離する。

速やかな破損箇所の隔離が失敗した場合は低圧で原子炉に注水可能な系統を起動し「急速減圧」へ移行する。

対応手順では，急速減圧に備えて低圧炉心スプレイ系を起動，合わせて外部水源を使用する低圧代替注水系（常設）を起動し原子炉水位を維持する。

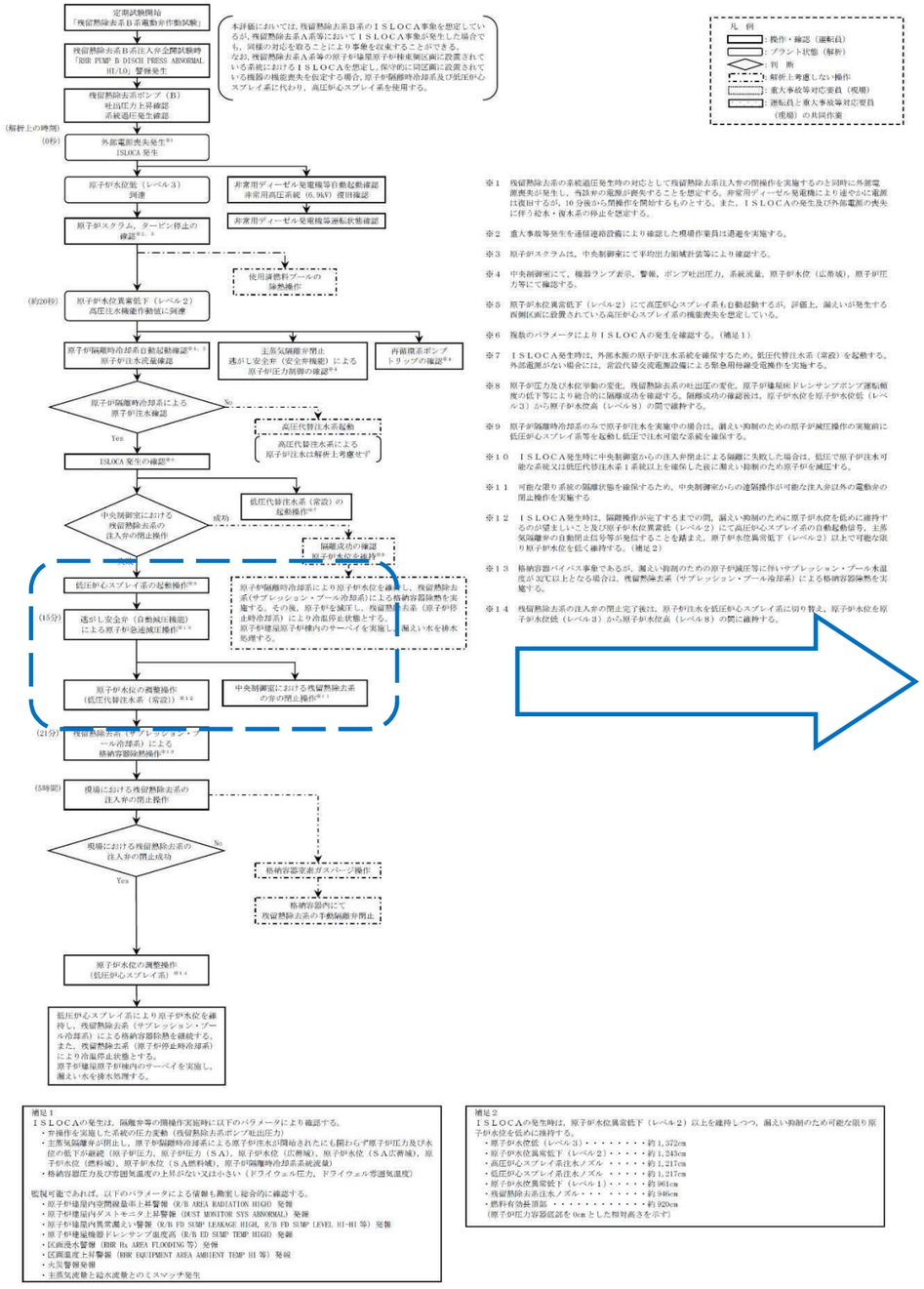
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　残留熱除去系の系統過圧発生時の対応として残留熱除去系注入弁の閉操作を実施するのと同時に外部電源喪失が発生し，当該弁の電源が喪失することを想定する。非常用ディーゼル発電機により速やかに電源は復旧するが，10 分後から閉操作を開始するものとする。また，ＩＳＬＯＣＡの発生及び外部電源の喪失に伴う給水・復水系の停止を想定する。

※２　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。

※３　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。

※４　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），原子炉圧力等にて機能する。

※５　原子炉水位異常低下（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上，漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※６　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，低圧代替注水系（常設）を起動する。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。

※８　原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は，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。

※９　原子炉隔離時冷却系のみで原子炉注水を実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。

※１０　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系１系統以上を確保した後に速やかに抑制のため原子炉を減圧する。

※１１　可能な限り系統の隔離状態を確保するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する

※１２　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１３　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃以上となる場合は，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。

※１４　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，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。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わず原子炉圧力及び水位の低下が継続（原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（ＳＡ広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）
・格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇がない又は小さい（ドライウェル圧力，ドライウェル雰囲気温度）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的に確認する。
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・区画浸水警報（RHR R/B AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・約 1,322cm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・約 1,243cm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル・・・・・約 1,217cm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル・・・・・約 1,217cm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・約 961cm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・約 946cm
・燃料有効長頂部・・・・・・・・・・・・約 920cm
（原子炉圧力容器底部を 0cm とした相対高さを示す）

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

C

操作補足事項

低圧炉心スプレイ系の起動を確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉を減圧する。原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後「原子炉建屋制御」へ移行する。

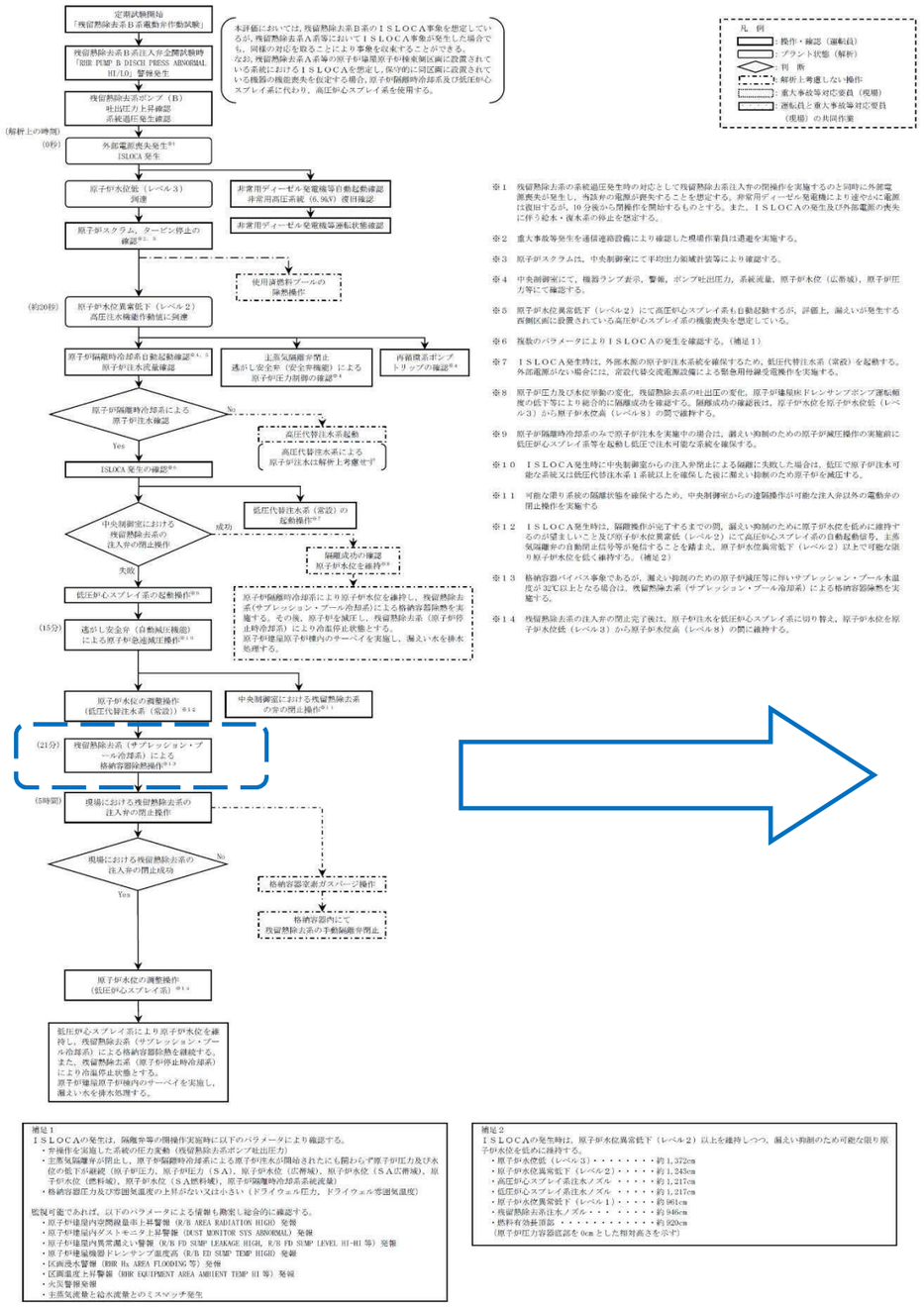
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

D

操作補足事項

原子炉の減圧に伴い，サプレッション・プール水温度が上昇する。サプレッション・プール水温度32℃を超える場合は，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水冷却を実施する。

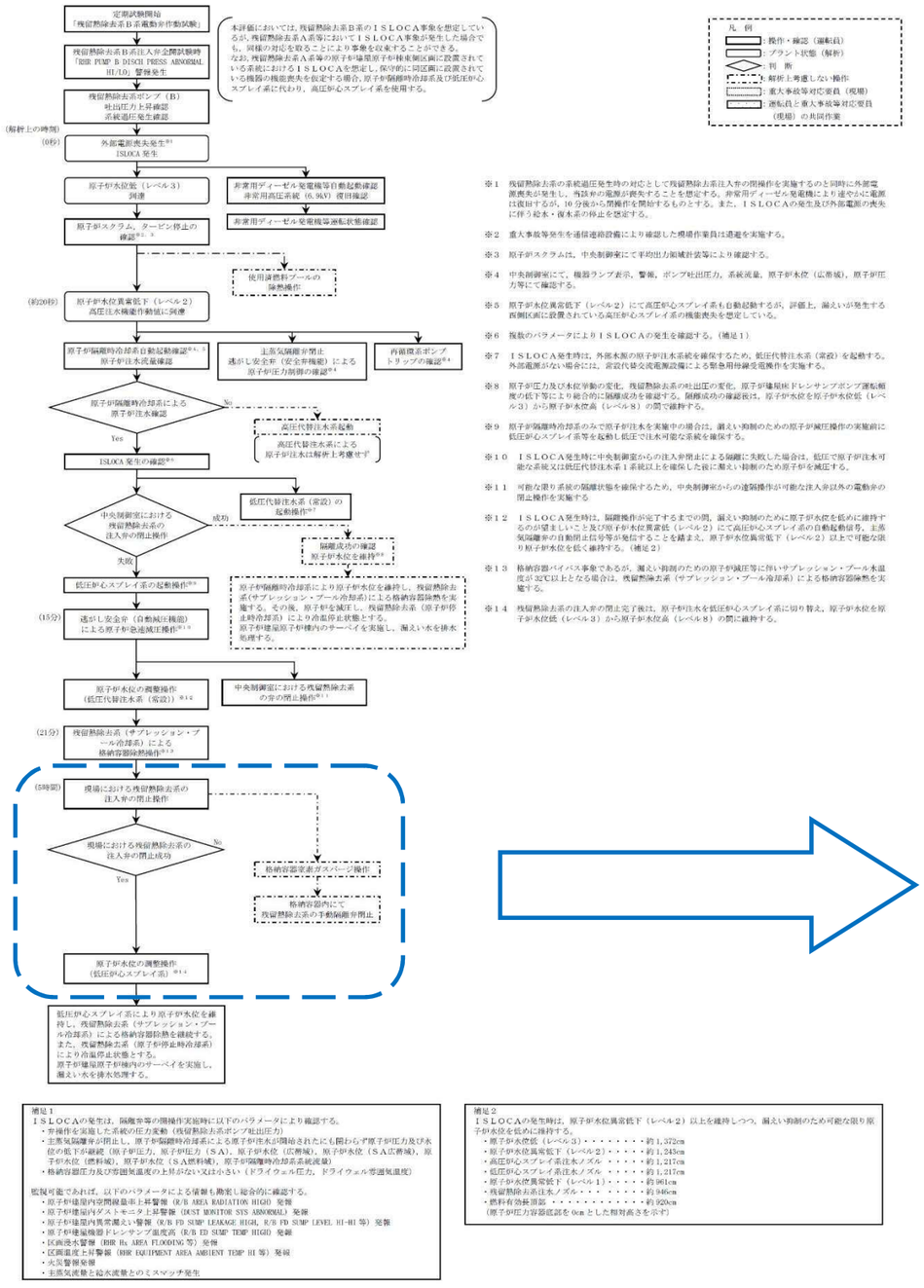
AM設備別操作手順書

AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉建屋制御

B

操作補足事項

原子炉冷却材の流出が継続しているため，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）～原子炉水位低（レベル３）で維持する。

漏えい箇所の隔離が完了するまでの間は漏えい抑制のため原子炉水位は低めに制御する。

漏えい継続中は外部水源の低圧代替注水系（常設）にて原子炉水位を調整する。

漏えい箇所の隔離完了後は，原子炉注水を内部水源となる低圧炉心スプレイ系に切替え，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「水位確保」へ移行する。

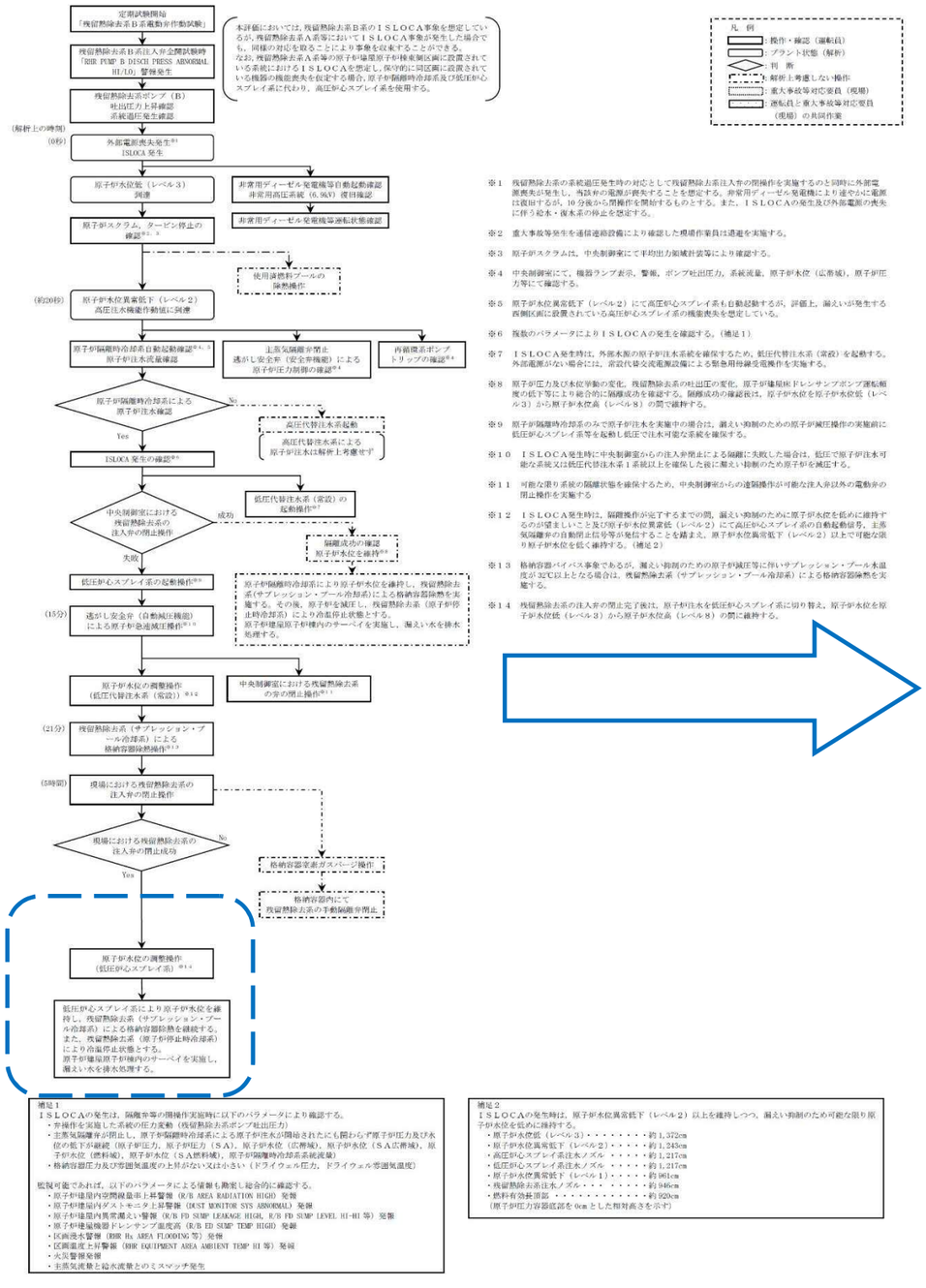
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※１　残留熱除去系の系統過圧発生時の対応として残留熱除去系注入弁の閉操作を実施するのと同時に外部電源喪失が発生し，当該弁の電源が喪失することを想定する。非常用ディーゼル発電機により速やかに電源は復旧するが，10分後から閉操作を開始するものとする。また，ＩＳＬＯＣＡの発生及び外部電源の喪失に伴う給水・復水系の停止を想定する。

※２　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。

※３　原子炉がスクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※４　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。

※５　原子炉水位異常低下（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上，漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

※６　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，低圧代替注水系（常設）を起動する。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。

※８　原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は，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。

※９　原子炉隔離時冷却系のみで原子炉注水を実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し低圧で注水可能な系統を確保する。

※１０　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系１系統以上を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１１　可能な限り系統の隔離状態を維持するため，中央制御室からの遠隔操作が可能な注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する

※１２　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１３　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が32℃以上となる場合は，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。

※１４　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，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。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉圧力及び水位の低下が継続（原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（ＳＡ広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）
・格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇がない又は小さい（ドライウェル圧力，ドライウェル雰囲気温度）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も総合的に確認する。
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・区画浸水警報（RHR Rx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生

補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・約1,372cm
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・約1,245cm
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・約1,217cm
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・約1,217cm
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・約961cm
・残留熱除去系注水ノズル・・・・・・・・・約946cm
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・約920cm
（原子炉圧力容器底部を0cmとした相対高さを示す）

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

E

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

1.8　津波浸水における最終ヒートシンク喪失

特　徴

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により海水取水設備及び原子炉建屋内設備への浸水が発生し，崩壊熱除去機能及び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。

基本的な考え方

敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備による原子炉注水によって炉心を冷却することで炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器冷却及び格納容器除熱を実施する。

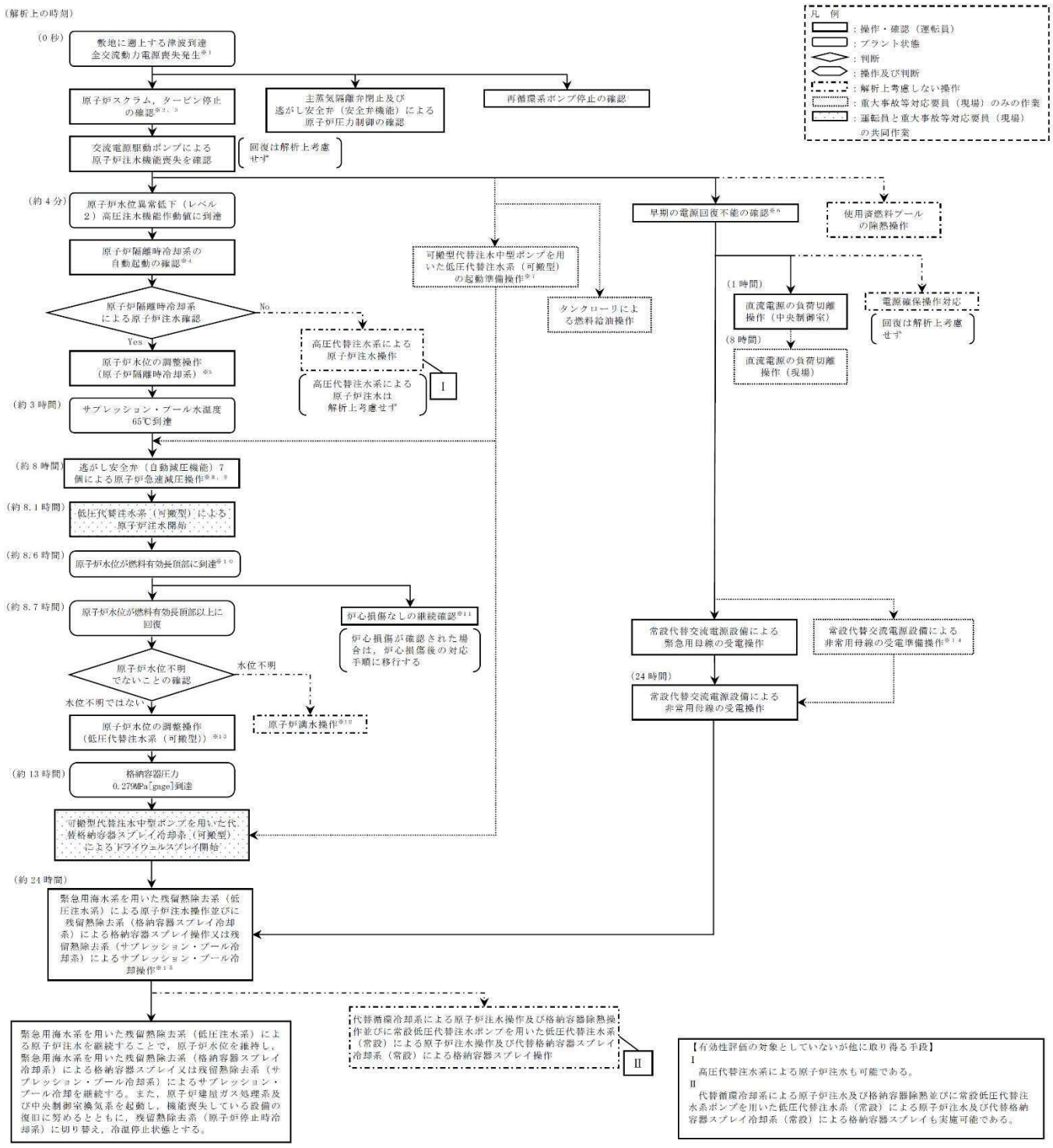
対応手順概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．直流電源負荷切離し
e．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．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
i．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
j．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

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	敷地に遡上する津波発生	敷地に遡上する津波による敷地への津波浸水が発生する事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失 全交流動力電源喪失	残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定し，崩壊熱除去機能及び全交流動力電源が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した可搬型設備及び接続口を含めた重大事故等対策の有効性を評価する観点から，交流動力電源は 24 時間使用できないものとして設定

解析上の対応手順の概要フロー

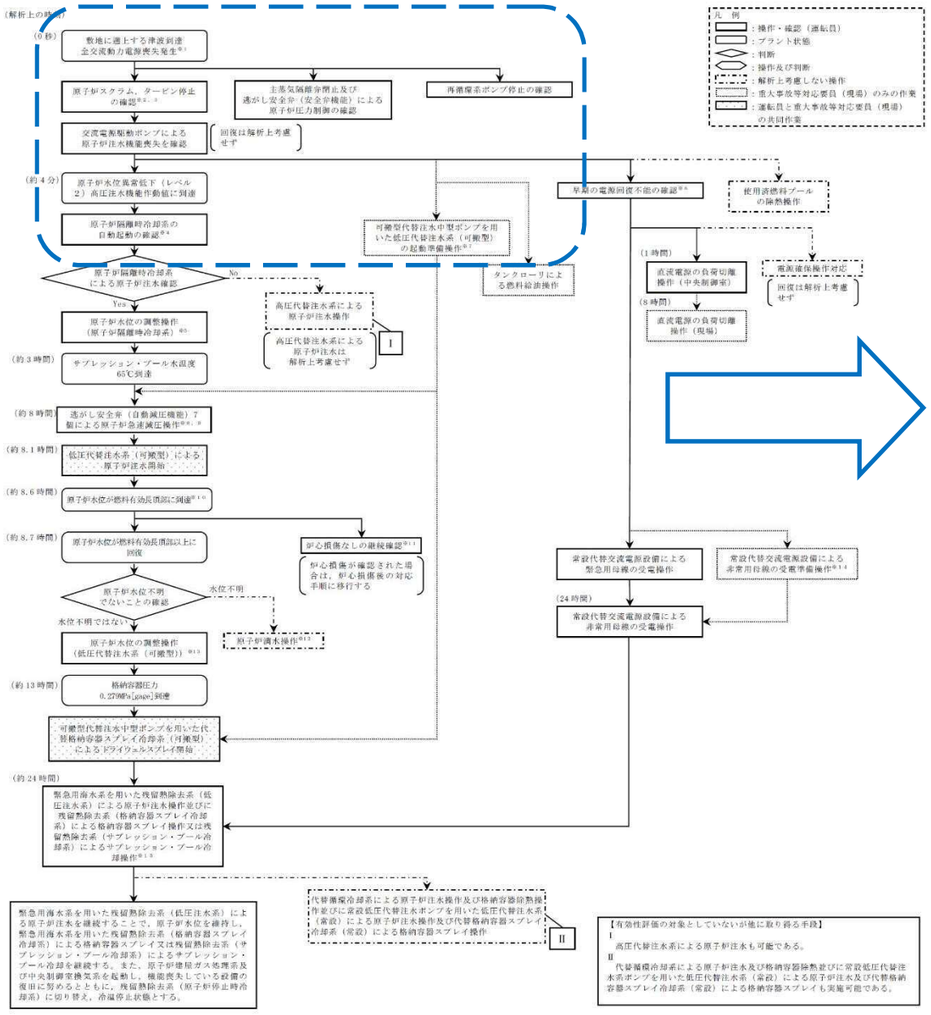


※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（蓄電池枯渇後ＲＣＩＣ停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※3　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（蓄電池枯渇後ＲＣＩＣ停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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，原子炉水位不明では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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「敷地に遡上する津波」の到達及び「給水流量全喪失」「全交流動力電源喪失」事象発生。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御」への導入を継続監視する。

全給水喪失により原子炉スクラム後も原子炉水位は低下し，原子炉水低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持不可能のため，「水位確保」へ移行する。

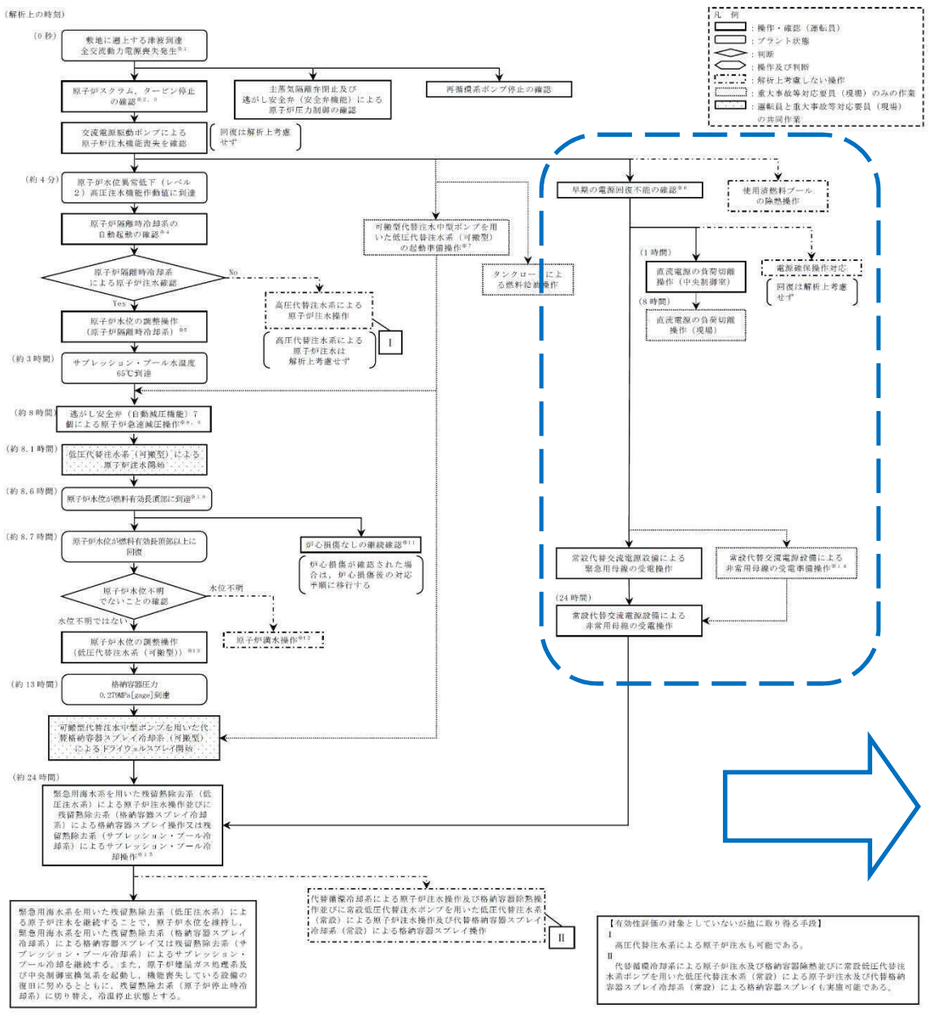
「タービン・電源」制御にて所内電源喪失を確認する事により「電源供給回復」へ移行し対応する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し海水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※9　原子炉減圧時には原子炉水位計基礎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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

B

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。
その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，非常用交流電源の復旧を行う。

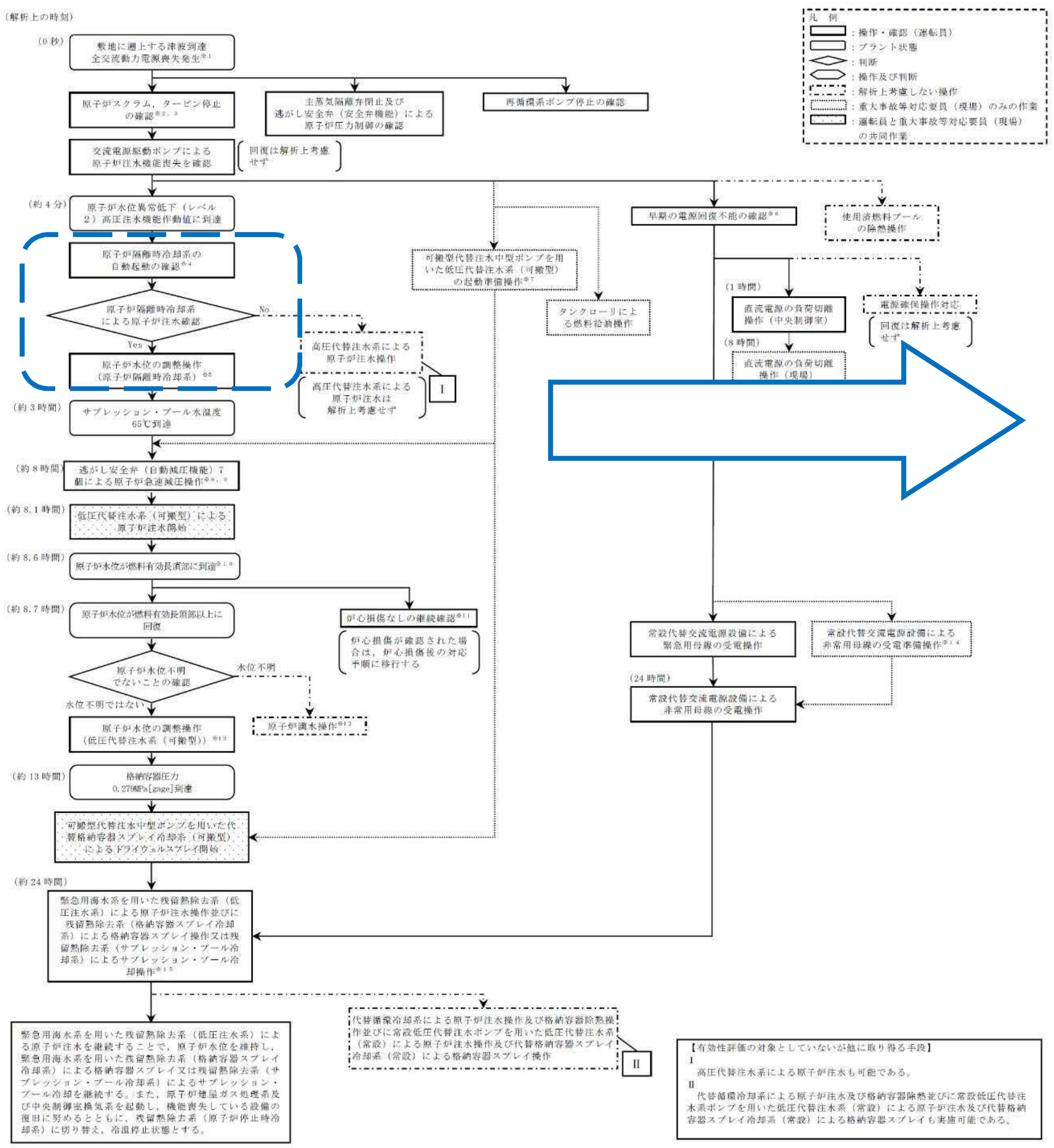
AM設備別操作手順書

AM①　電源確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（蓄電池枯渇後ＲＣＩＣ停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

C

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

原子炉水位異常低下（レベル２）にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が開始され，原子炉水位が上昇することを確認する。

プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持可能であることを確認し，「スクラム」に移行する。

「スクラム」にて原子炉水位の連続監視を行う。

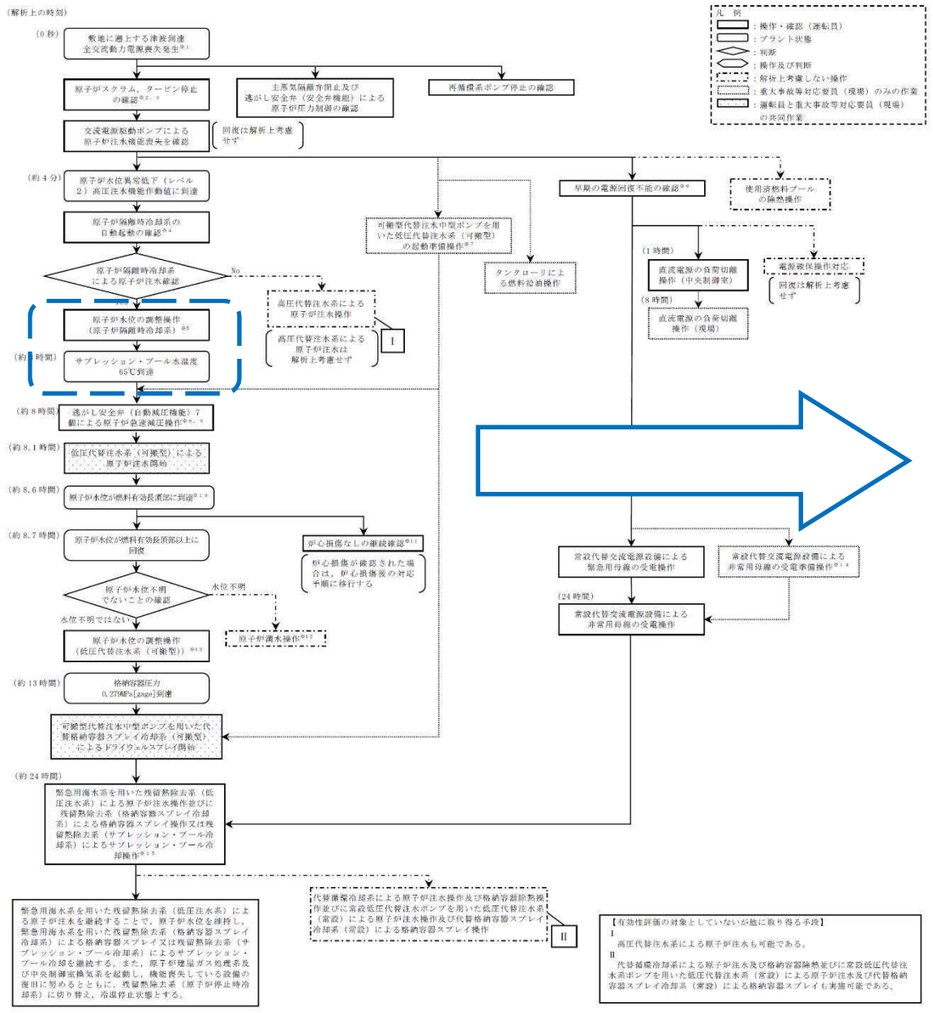
AM設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（運転継続後RCIC停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　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速やかに参集する。
※3　原子炉スクラムは，中央制御室にて手動出力領域計装等により確認する。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル3）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）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。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「Ｓ／Ｐ温度制御」

D

操作補足事項

取水機能喪失により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

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，「Ｓ／Ｐ温度制御」に移行する。

サプレッション・プール水温度を継続監視し，サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合は，「急速減圧」へ移行する。

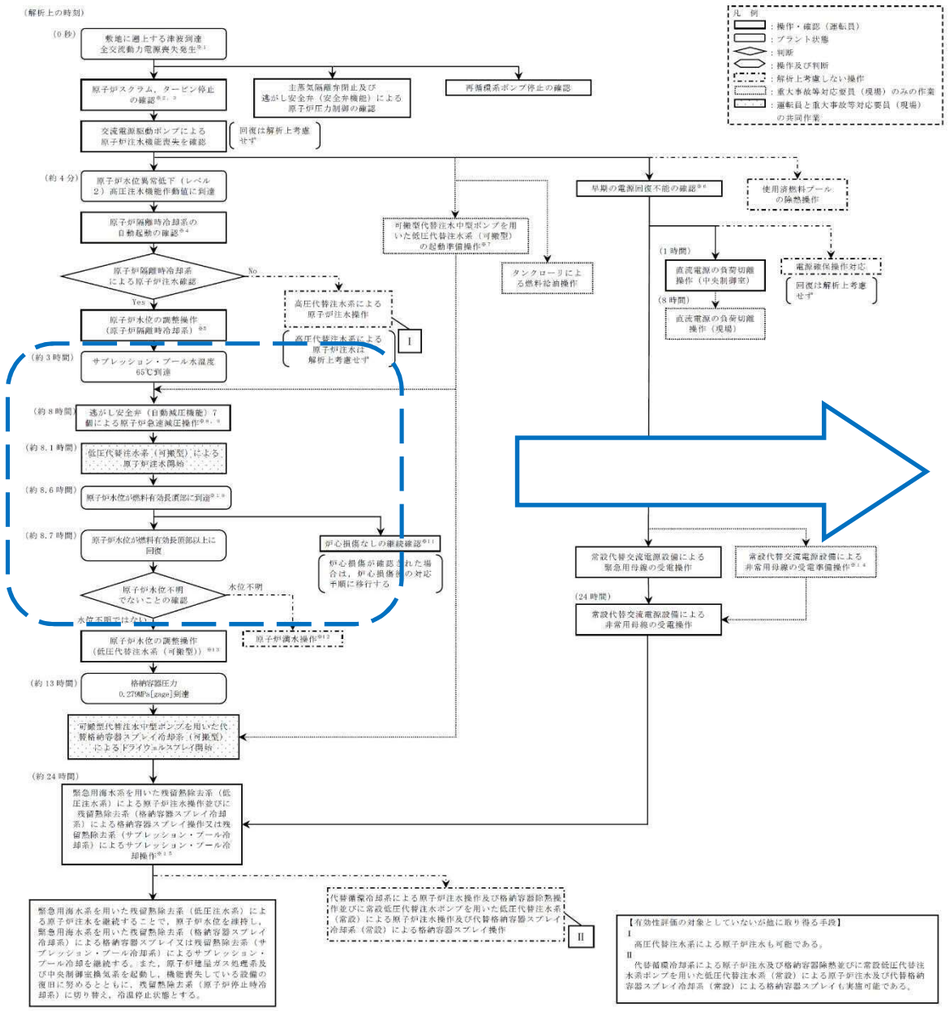
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「急速減圧」

E

操作補足事項

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において低圧代替注水系（可搬型）準備完了を確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系が使用できないため，原子炉への注水は低圧代替注水系（可搬型）により行う。

原子炉水位計正常を確認後，「Ｓ／Ｐ温度制御」へ移行する。

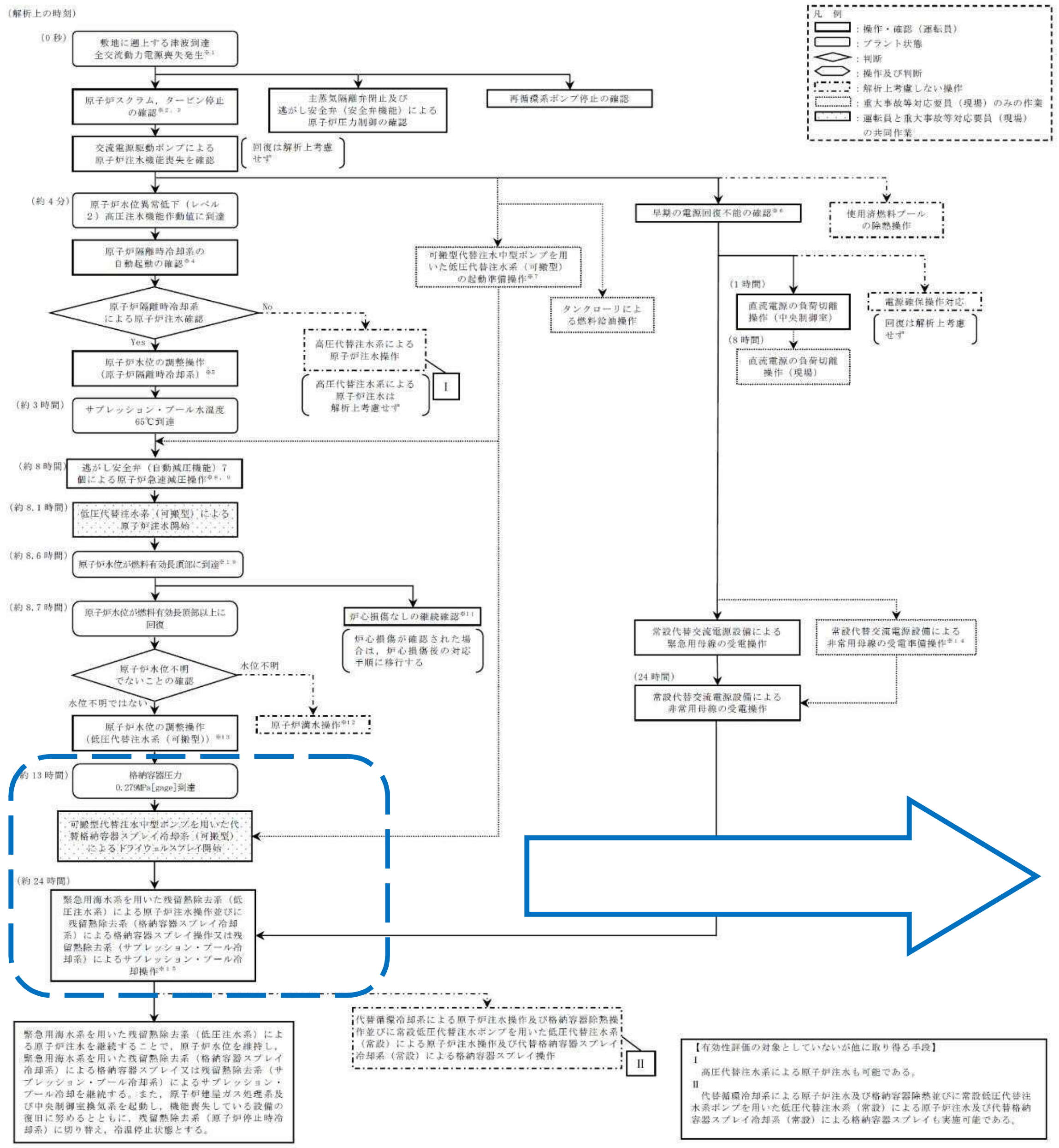
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（蓄電池枯渇後ＲＣＩＣ停止）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定し，かつ，全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合，全交流動力電源喪失が発生する。
※2　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。
※3　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。なお，原子炉スクラムは，解析上，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。
※4　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ吐出圧力，系統流量等にて確認する。
※5　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※6　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，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。
※7　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（原子炉注水に必要な弁の手動開操作等）を開始する。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）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。
※8　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。また，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原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上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）のみによる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原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※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。
※11　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（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。
※12　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。
※13　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）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。
※14　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※15　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）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）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。

非常時運転手順書

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

F

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

操作補足事項

敷地に遡上する津波により，残留熱除去系の崩壊熱除去機能も喪失していることから，逃がし安全弁の排気及び原子炉隔離時冷却系の排気により，格納容器圧力が上昇する。

ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]以上であることを確認し，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

サプレッション・チェンバ圧力の監視を行い，サプレッシン・チェンバ圧力が 279kPa[gage]以上となったことを確認し，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実施するが，非常用母線復旧後は緊急用海水系を使用した残留熱除去系による格納容器除熱操作及び原子炉注水操作を開始する。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑪　除熱
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

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)
2.4　水素燃焼

特　徴

(2.1)
発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至る。

(2.4)
ジルコニウムー水反応，水の放射線分解，金属腐食，溶融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素によって格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解によって発生する酸素によって格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，ジルコニウムー水反応等によって発生する水素と格納容器内の酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

(2.1)
損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，また，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。また，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器内における水素燃焼による格納容器の破損を防止する。

(2.4)
窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化に加え，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入によって，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することにより，格納容器の破損を防止する。また，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，コリウムシールドの設置及びペデスタル（ドライウェル部）への注水によって水素発生を抑制する。

対応手順概要

代替循環冷却系を使用する場合

a．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉への注水機能喪失の確認
c．炉心損傷確認
d．早期の電源回復不能判断及び対応準備
e．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに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
f．緊急用海水系による冷却水（海水）の確保
g．代替循環冷却系による格納容器除熱
h．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
i．可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入
j．タンクローリによる燃料給油操作

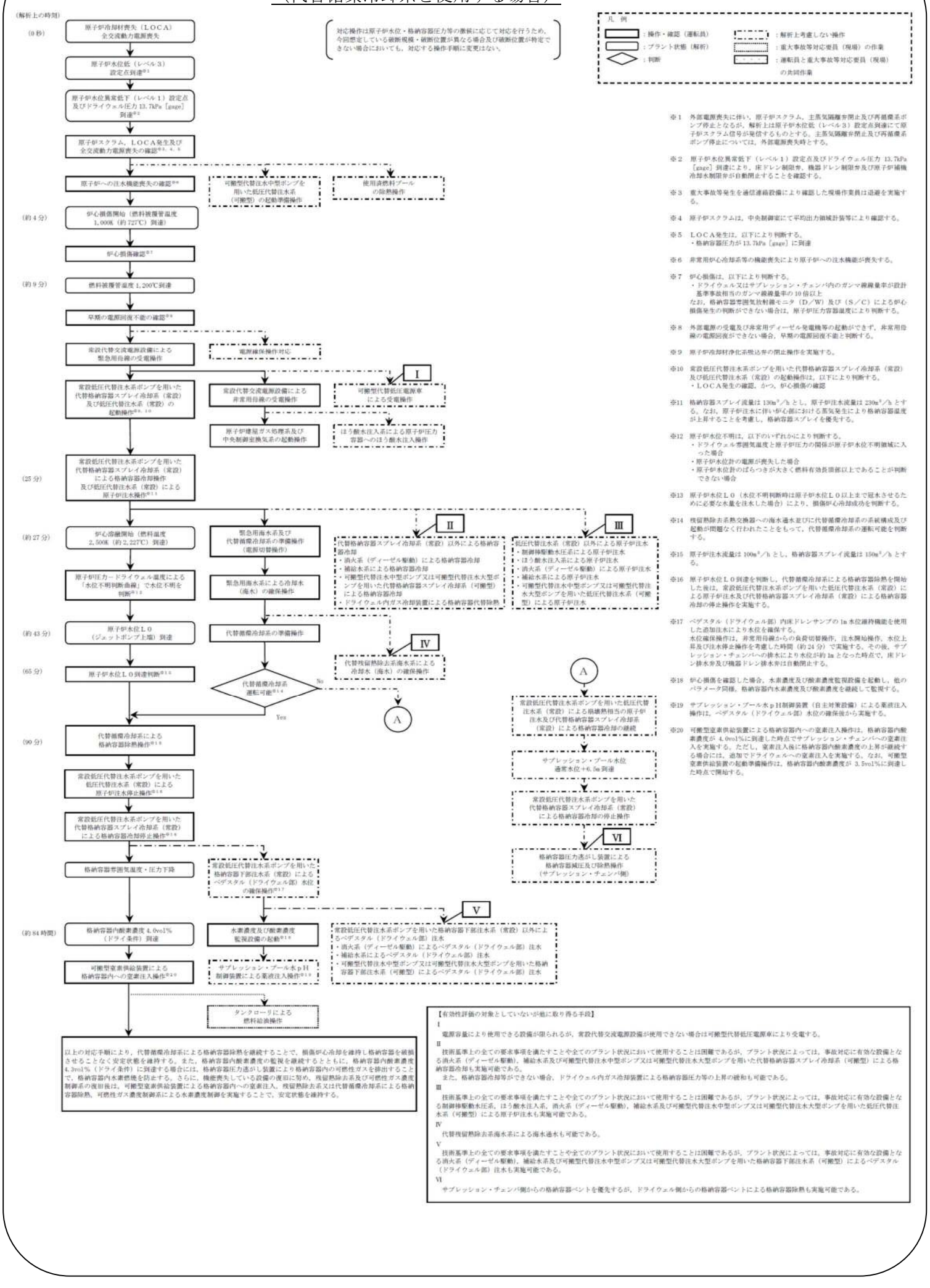
事故シーケンスグループ「水素燃焼」は「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の「代替循環冷却を使用する場合」と同じ手順である。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系配管（出口ノズル）の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち，口径が最大である再循環系配管（出口ノズル）における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウムー水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

解析上の対応手順の概要フロー

（代替循環冷却系を使用する場合）



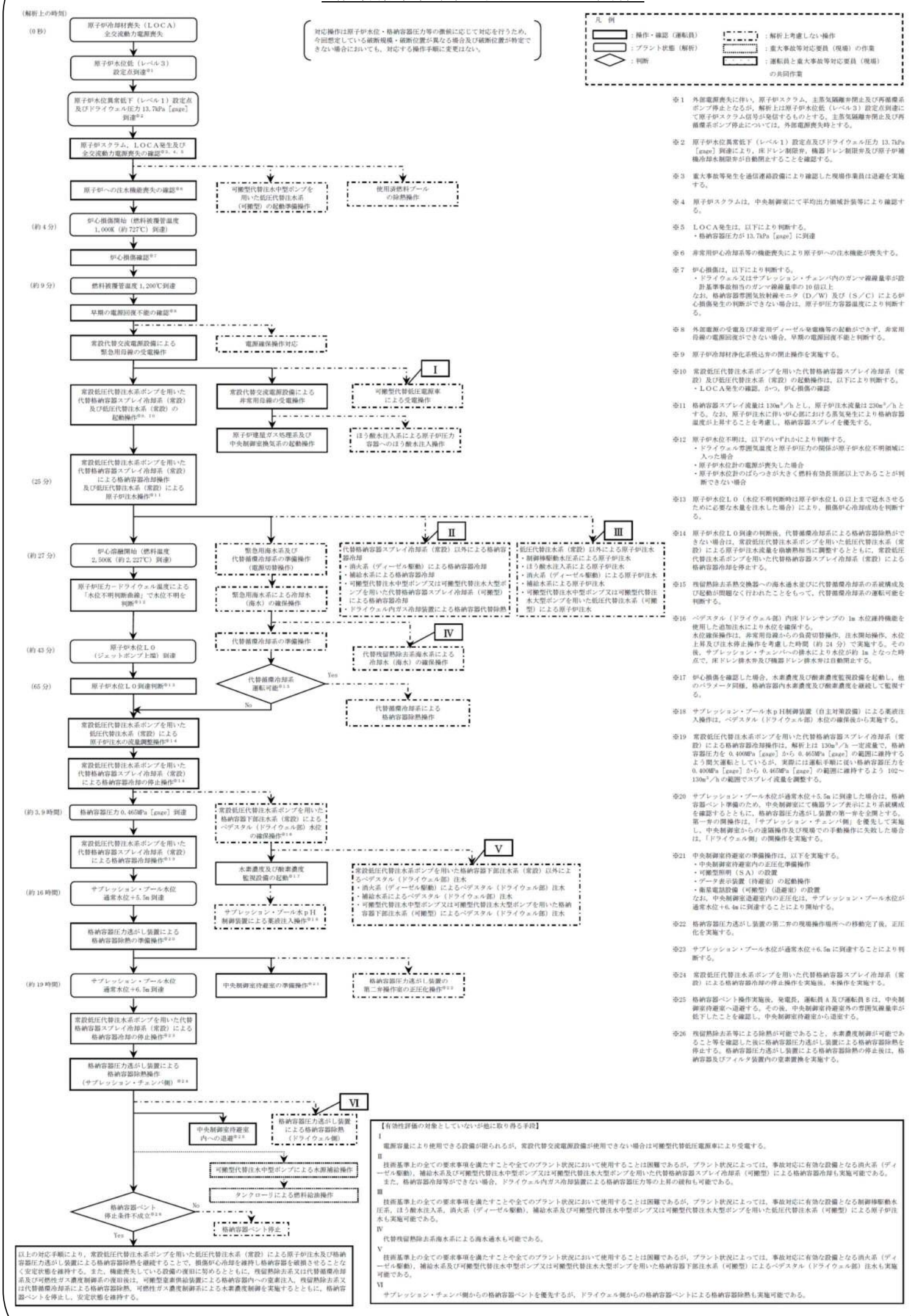
対応手順概要

<u>代替循環冷却系を使用できない場合</u>

a．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉への注水機能喪失の確認
c．炉心損傷確認
d．早期の電源回復不能判断及び対応準備
e．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに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
f．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
g．代替格納容器冷却系（常設）による格納容器冷却
h．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー

<u>（代替循環冷却系を使用できない場合）</u>

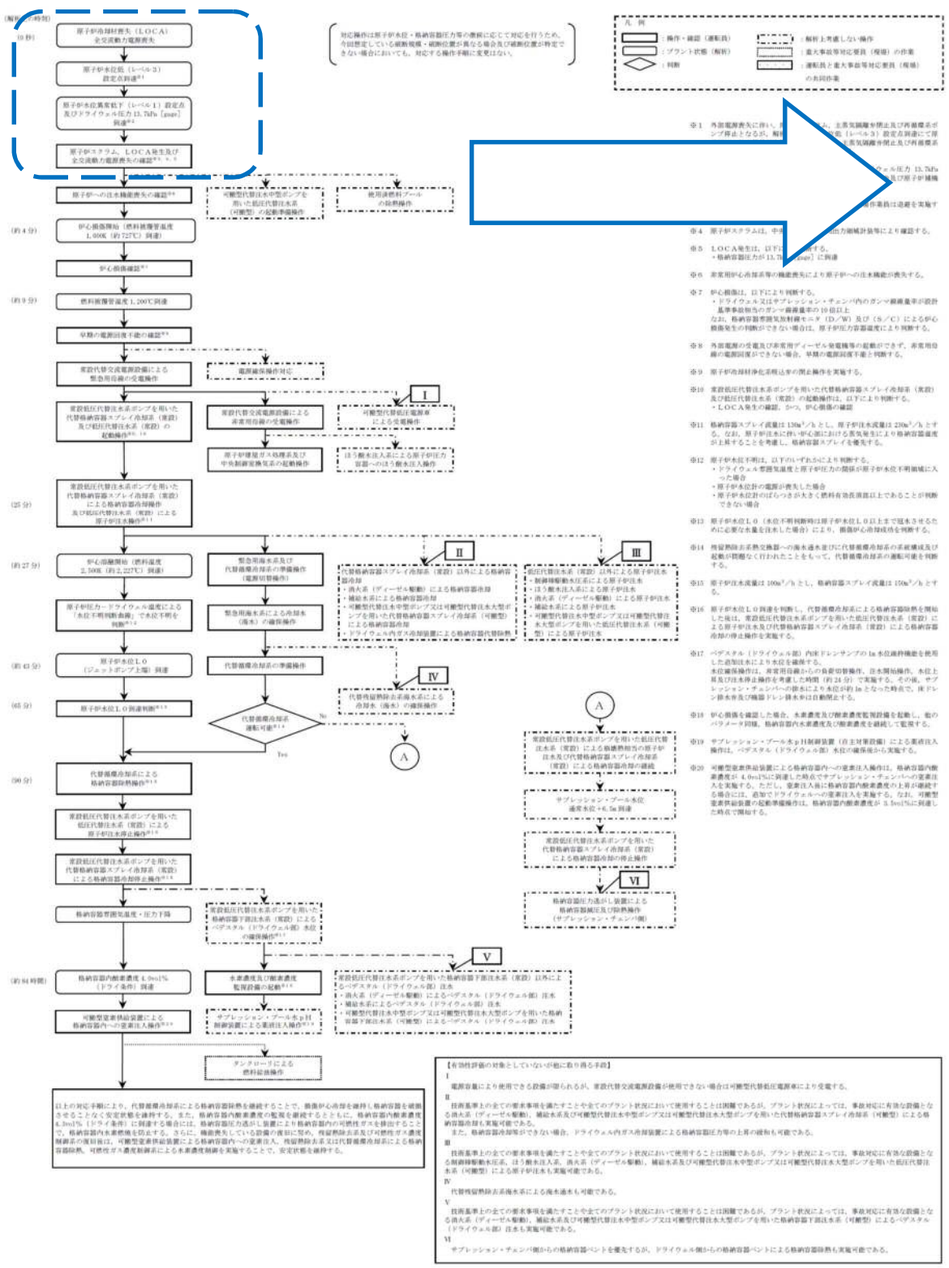


非常時運転手順書　全体対応フロー

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ），全交流動力電源喪失」発生

原子炉水位低（レベル３）設定点到達により原子炉がスクラムする。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御」への導入を継続監視する。

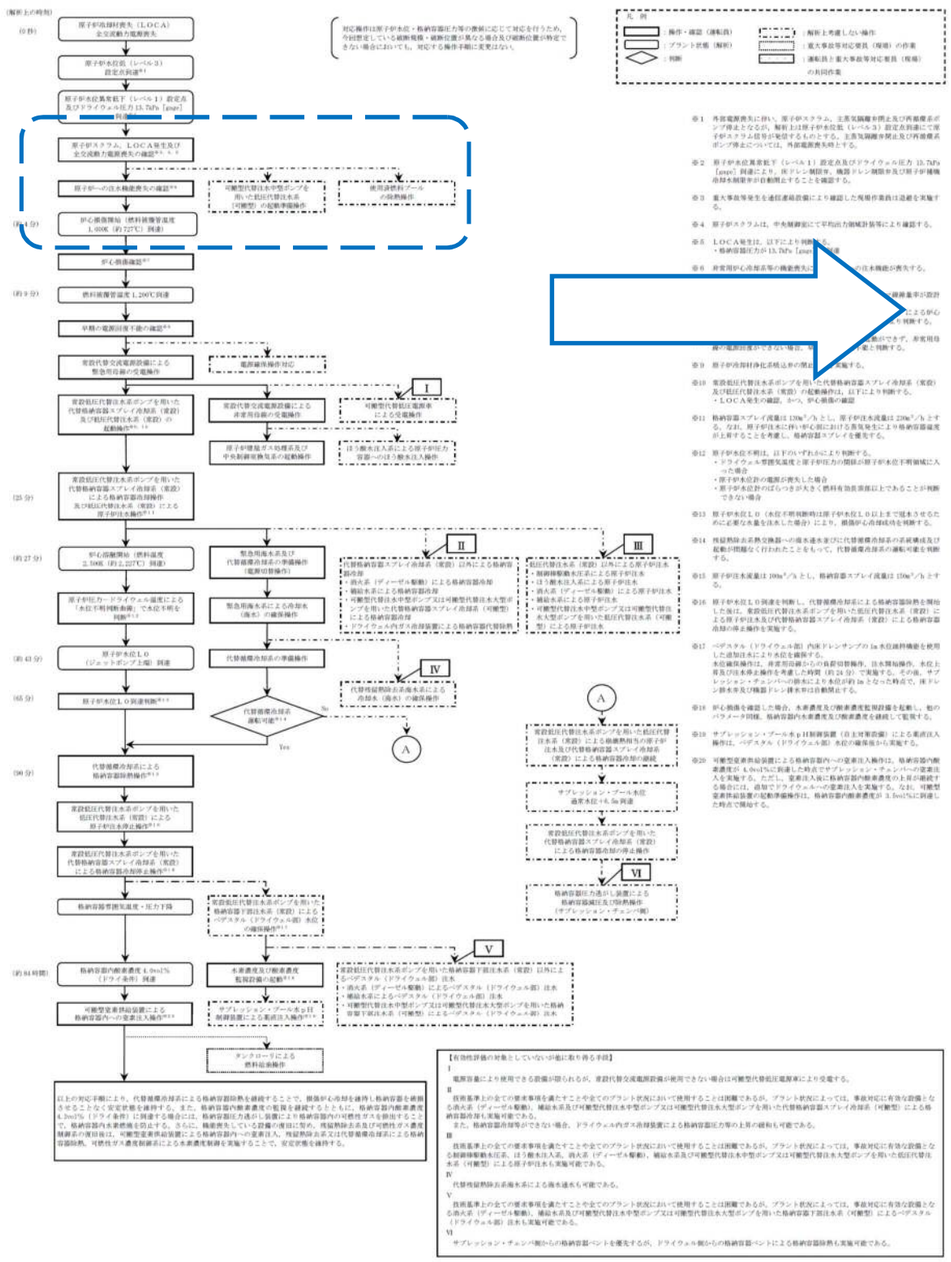
所内電源喪失を確認することにより「電源供給回復」へ移行し対応する

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

B

操作補足事項

原子炉冷却材喪失事故，全交流動力電源喪失によりドライウェル圧力が上昇するため，「ＰＣＶ圧力制御」に移行する。

原子炉への注水機能が喪失するため，原子炉水位Ｌ－０以上に維持が不可となるため「ＡＭ初期対応へ移行する。

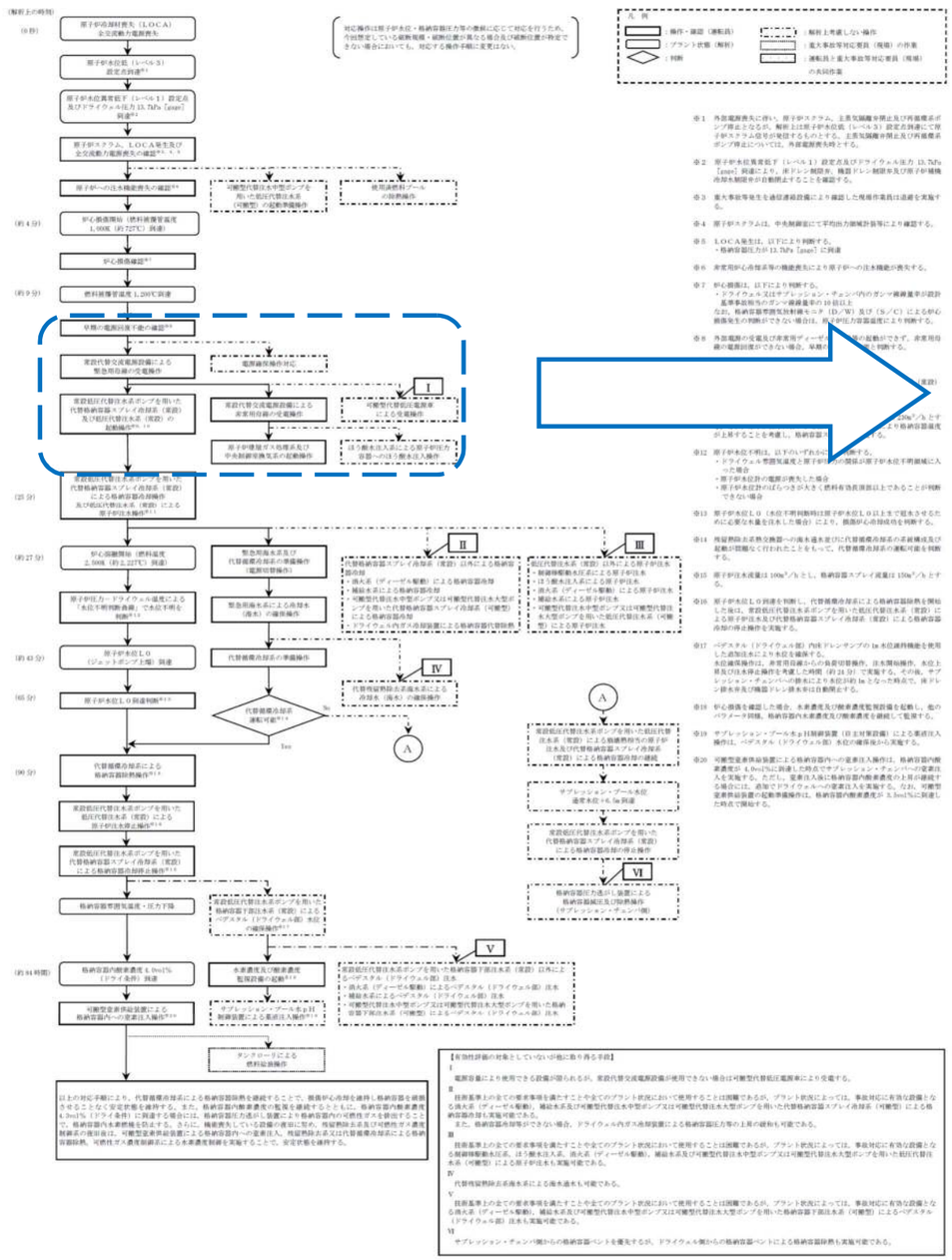
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

C

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。

その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，非常用交流電源の復旧を行う。

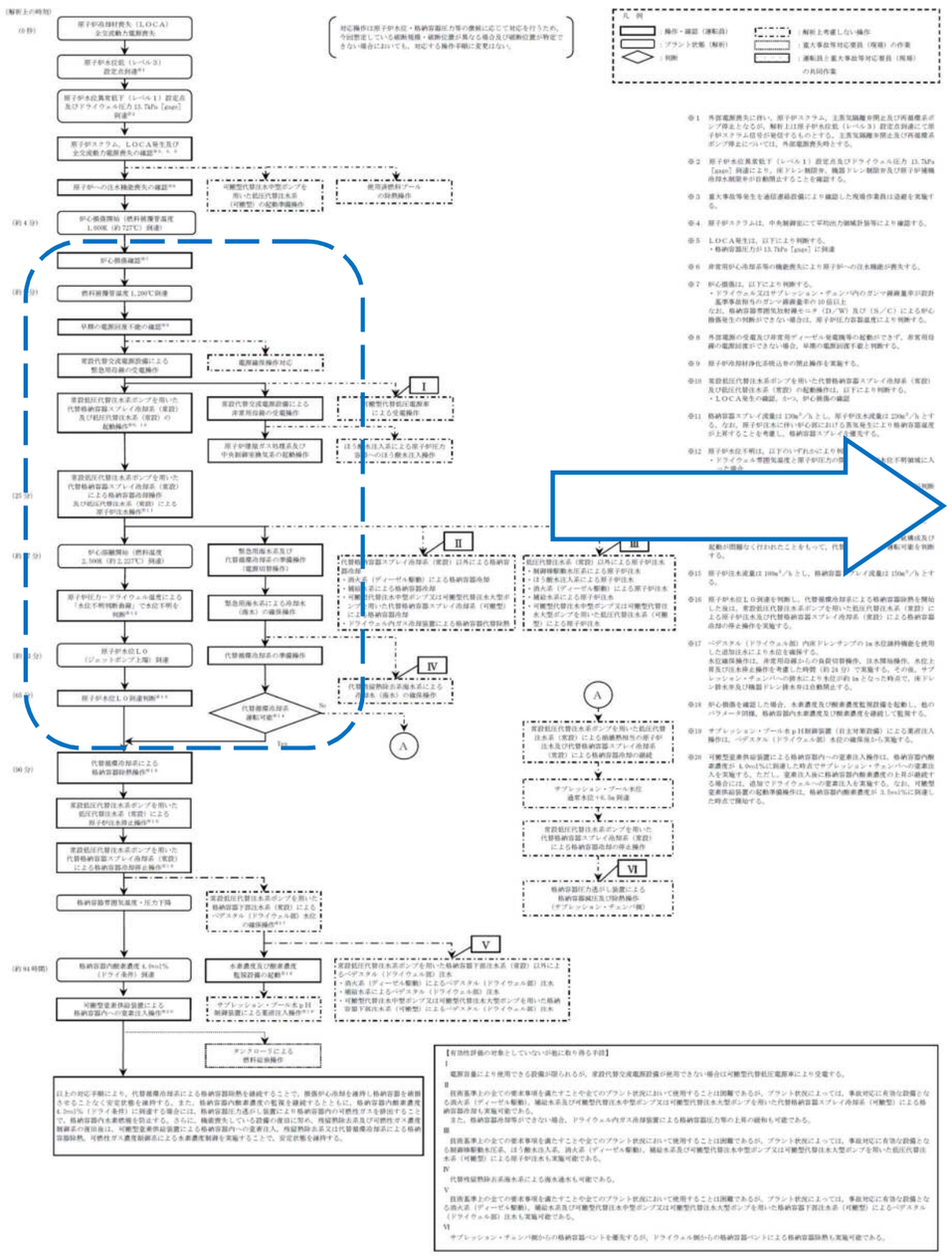
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ①　電源回復

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「ＡＭ初期対応」

D

操作補足事項

常設代替交流電源装置による緊急用母線受電後，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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

その後，「水位不明判断曲線」を確認する。

【代替循環冷却系による原子炉注水実施】

原子炉注水流量を一定流量で継続し，原子炉水位Ｌ－０到達までの必要注水時間経過後，崩壊熱相当の注水流量に変更する。

これにより，損傷炉心冷却成功となる。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の一時停止操作を実施し，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）へ移行する。

【代替循環冷却系を使用できない場合】

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）の運転を継続し，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）へ移行する。

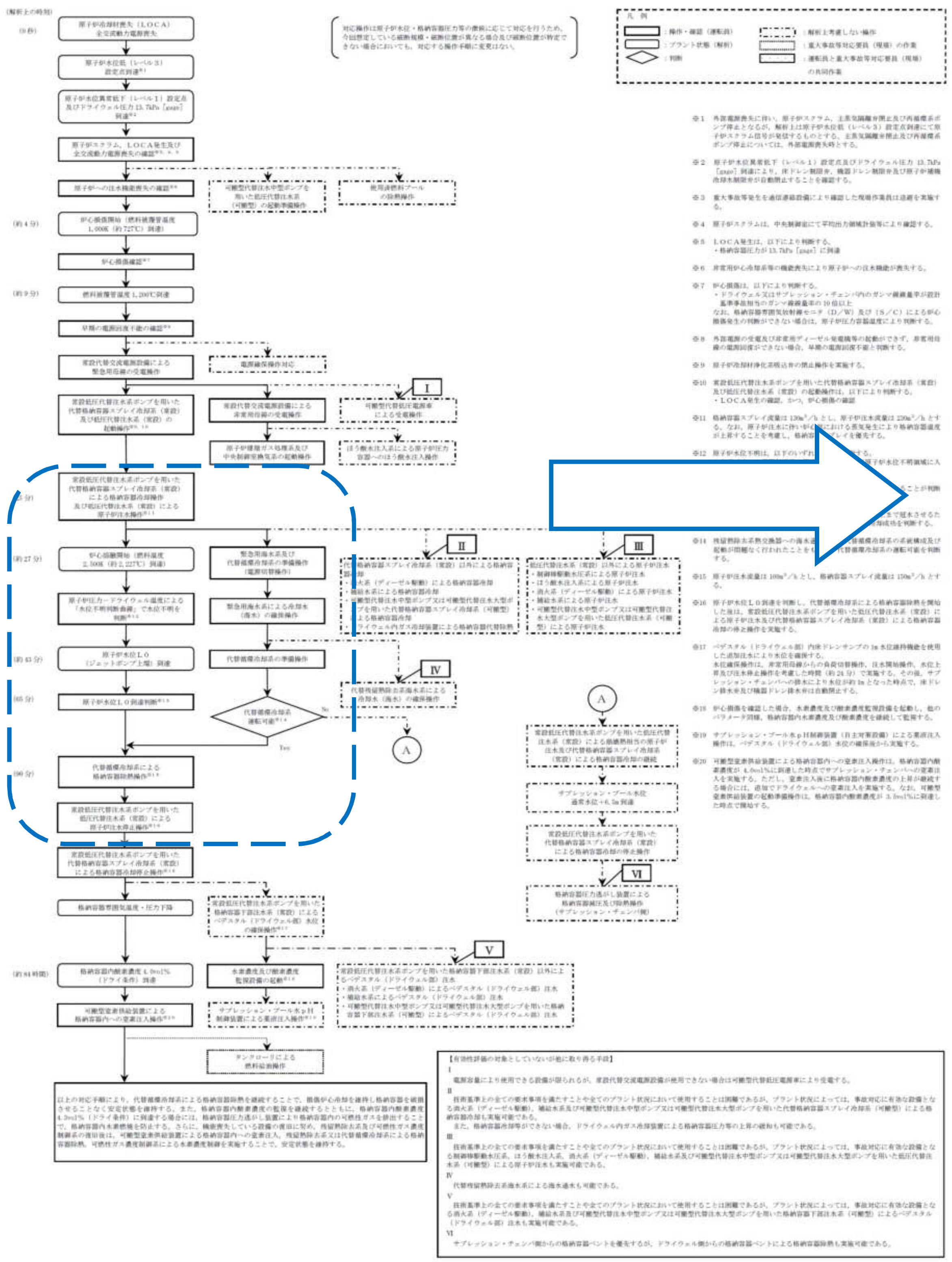
ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水
ＡＭ⑤　原子炉格納容器冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１「損傷炉心への注水」

E

操作補足事項

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，炉心を冠水させるとともに，注水－３ａ「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）水位確保」を並行して実施する。

原子炉圧力容器の健全性確認後，注水－２「長期の原子炉水位の確保」，除熱－１「損傷炉心冷却後の除熱」に移行する。

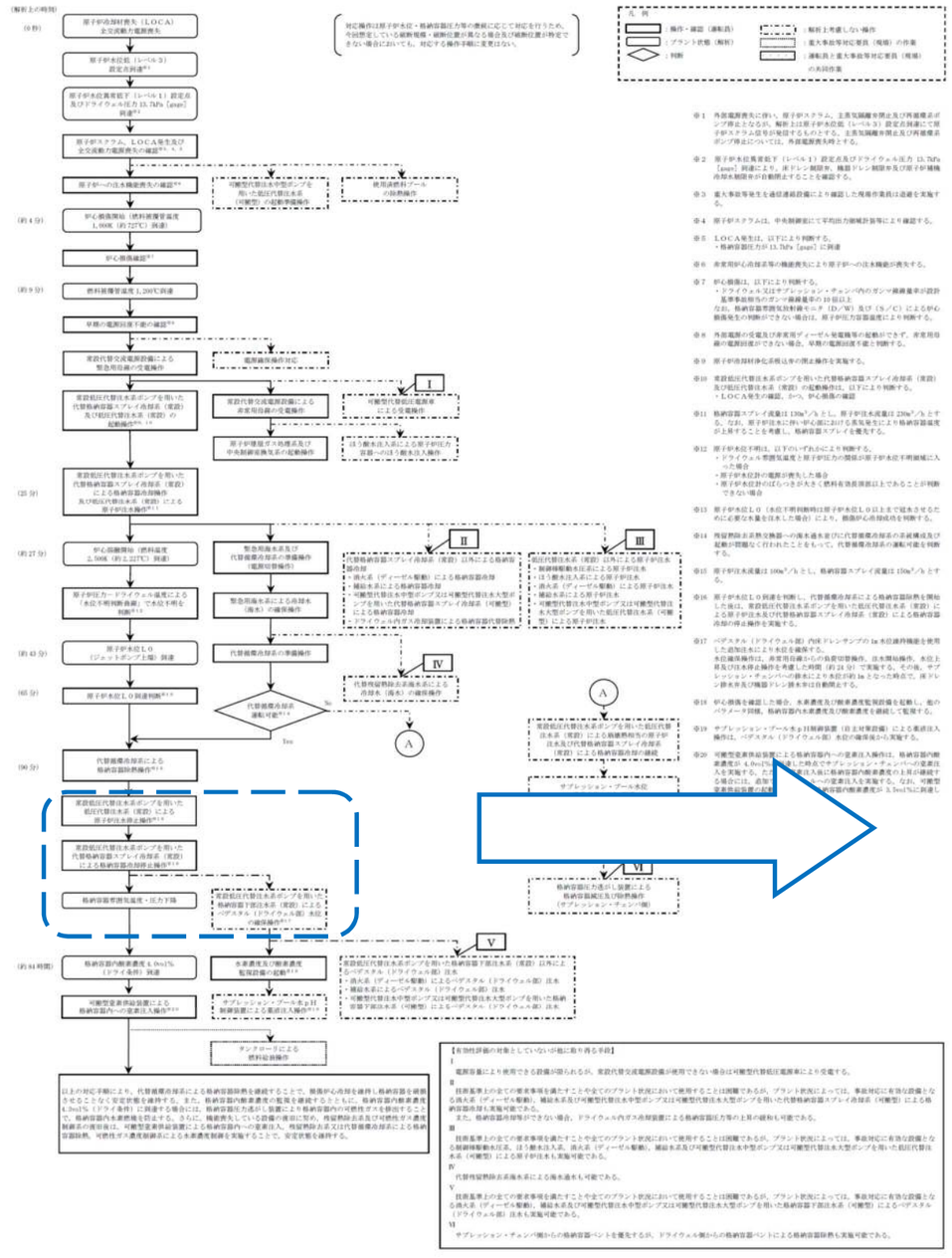
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー


（解析上の時間）
（0分）
原子炉冷却材喪失（LOCA）
全交流動力電源喪失
原子炉水位低（レベル3）
設定点到達※1
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※1
原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認※2，3，4
原子炉への注水機能喪失の確認※5
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
使用済燃料プールの冷却操作
（約4分）
炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K（約727℃）到達）
炉心損傷確認※6
（約9分）
燃料被覆管温度上昇（1,200℃）到達
早期の電源回復不能の確認※6
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作
電源回復操作対応
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※6，10
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作
可搬型代替低圧電源車による受電操作
Ⅰ
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
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
（25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※11
（約27分）
炉心損傷開始（燃料温度2,500K（約2,227℃）到達）
緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備操作（電源切替操作）
Ⅱ
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）以外による格納容器冷却
・消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却
・補給水系による格納容器冷却
・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
・ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器代替除熱
Ⅲ
低圧代替注水系（常設）以外による原子炉注水
・制御棒駆動水圧系による原子炉注水
・ほう酸水注入系による原子炉注水
・消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水
・補給水系による原子炉注水
・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を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
（約43分）
原子炉水位L0（シュラウド上端）到達
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作
代替循環冷却系の準備操作
Ⅳ
代替循環冷却系運転可能※13
No
Yes
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
代替循環冷却系による格納容器除熱操作※13
代替循環冷却系による格納容器除熱
代替残留除熱系海水系による冷却水（海水）の確保操作
（65分）
原子炉水位L0到達判断※13
A
（90分）
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作※13
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※13
格納容器圧力及び温度上昇
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）による格納容器下部への溶融炉心冷却操作※13
ドライウェル圧力及び温度上昇
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）以外による格納容器下部への溶融炉心冷却
・消火系（ディーゼル駆動）による格納容器下部注水
・補給水系による格納容器下部注水
・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を用いた格納容器下部注水系（可搬型）による格納容器下部への溶融炉心冷却
（約84時間）
格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件）到達
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動※13
Ⅴ
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）以外による格納容器下部への溶融炉心冷却
・消火系（ディーゼル駆動）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・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を用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作※13
サンプリングによる燃料損傷操作
サプレッション・プール水及びサプレッション・チェンバ気相部の監視操作※13
Ⅵ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）
以上の対応手順により，代替循環冷却系による格納容器除熱を継続することで，損傷炉心冷却を維持し格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。また，格納容器内酸素濃度の監視を継続するとともに，格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件）に到達する場合には，格納容器圧力逃がし装置により格納容器内の可燃性ガスを排出することで，格納容器内水素燃焼を防止する。さらに，機能喪失している設備の復旧に努め，残留熱除去系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入，残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施することで，安定状態を維持する。
凡例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業
対応操作は原子炉水位・格納容器圧力等の徴候に応じて対応を行うため，今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合及び破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。
※1 外部電源喪失と仮定し，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環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，原子炉隔離時，機器ドレン制御弁及び原子炉補機冷却水制御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，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隔離弁等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 上に，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 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。
※15 原子炉注水流量は 100m³／h とし，格納容器スプレイ流量は 150m³／h とする。
※16 原子炉水位L0到達を判断し，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始した後は，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の停止操作を実施する。
※17 ペデスタル（ドライウェル部）内圧ドレンサンプの 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考慮した時間（約 24 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。
※18 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。
※19 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。
※20 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%到達した時点でサプレッション・チェンバへの窒素注入を実施する。ただし，窒素注入後に格納容器内酸素濃度の上昇が継続する場合には，追加でサプレッション・チェンバへの窒素注入を実施する。なお，可搬型窒素供給装置の[illegible]格納容器内酸素濃度が 3.5vol%に到達し
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。
Ⅱ
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと中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消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
Ⅲ
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと中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制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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。
Ⅳ
代替残留除熱系海水系による海水通水も可能である。
Ⅴ
技術基準上の全ての要求事項を満たすこと中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消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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を用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
Ⅵ
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－３ａ
「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）水位確保」

F

操作補足事項

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）注水操作を実施する。
（注水－１「損傷炉心への注水」と並行操作（注水を優先））
ペデスタル（ドライウェル部）床面から 1m の水位を確保し，注水－１「損傷炉心への注水」へ移行する。

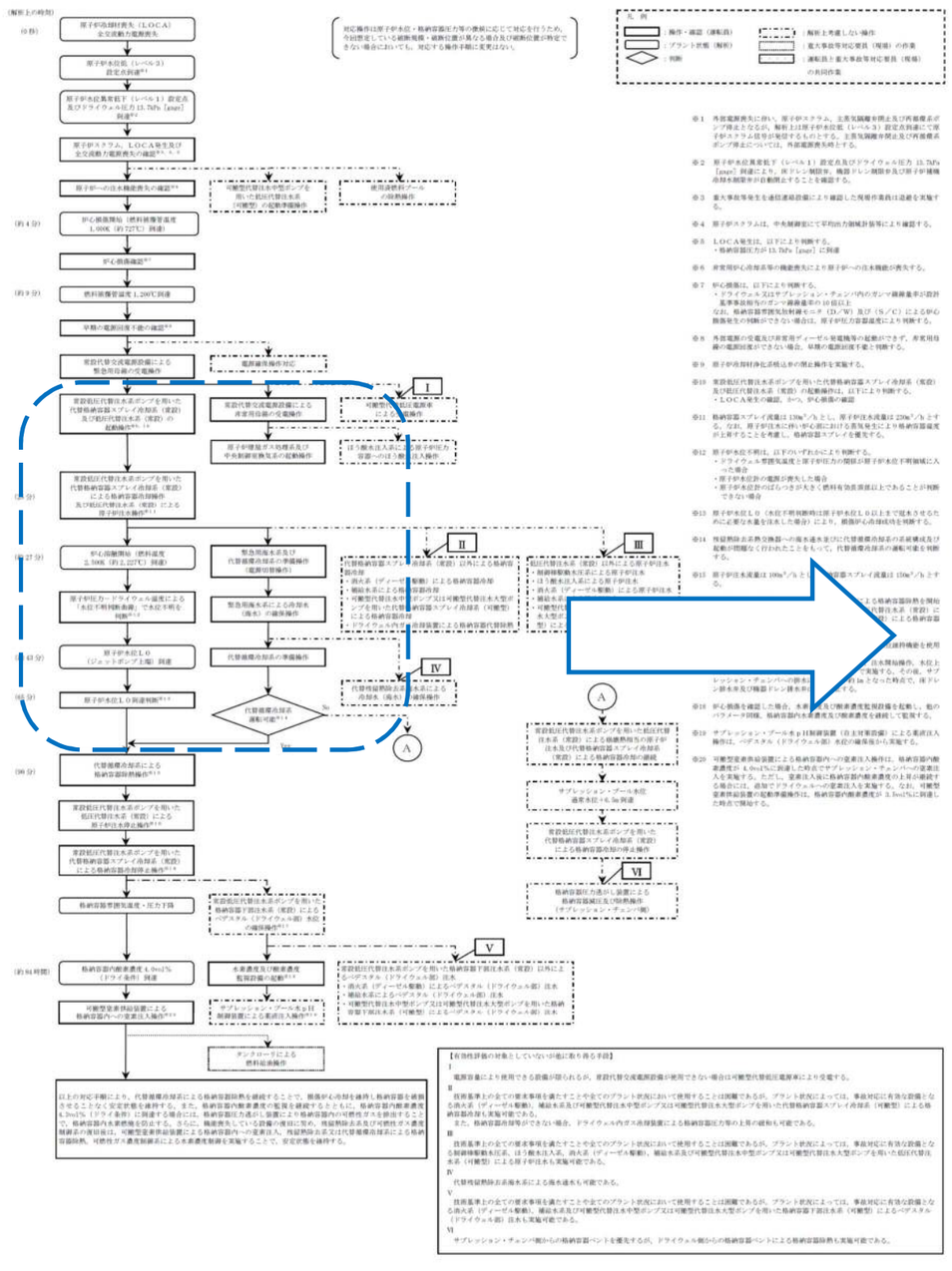
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※「代替循環冷却系を使用できない場合」と共通であるため「代替循環冷却系を使用する場合」の概要フローを記載

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱－１「損傷炉心冷却後の除熱」

G

操作補足事項

原子炉格納容器圧力が 465kPa [gage]に到達後は，S/P 水位が＋6.5m に到達するまで代替格納容器スプレイの流量制御又は間欠運転を実施する。

なお，運転手順においては，適宜代替循環冷却系への移行可否を判断するが，ここでは緊急用海水系の通水準備未完を想定し，代替格納容器スプレイを継続するものとする。

AM設備別操作手順書

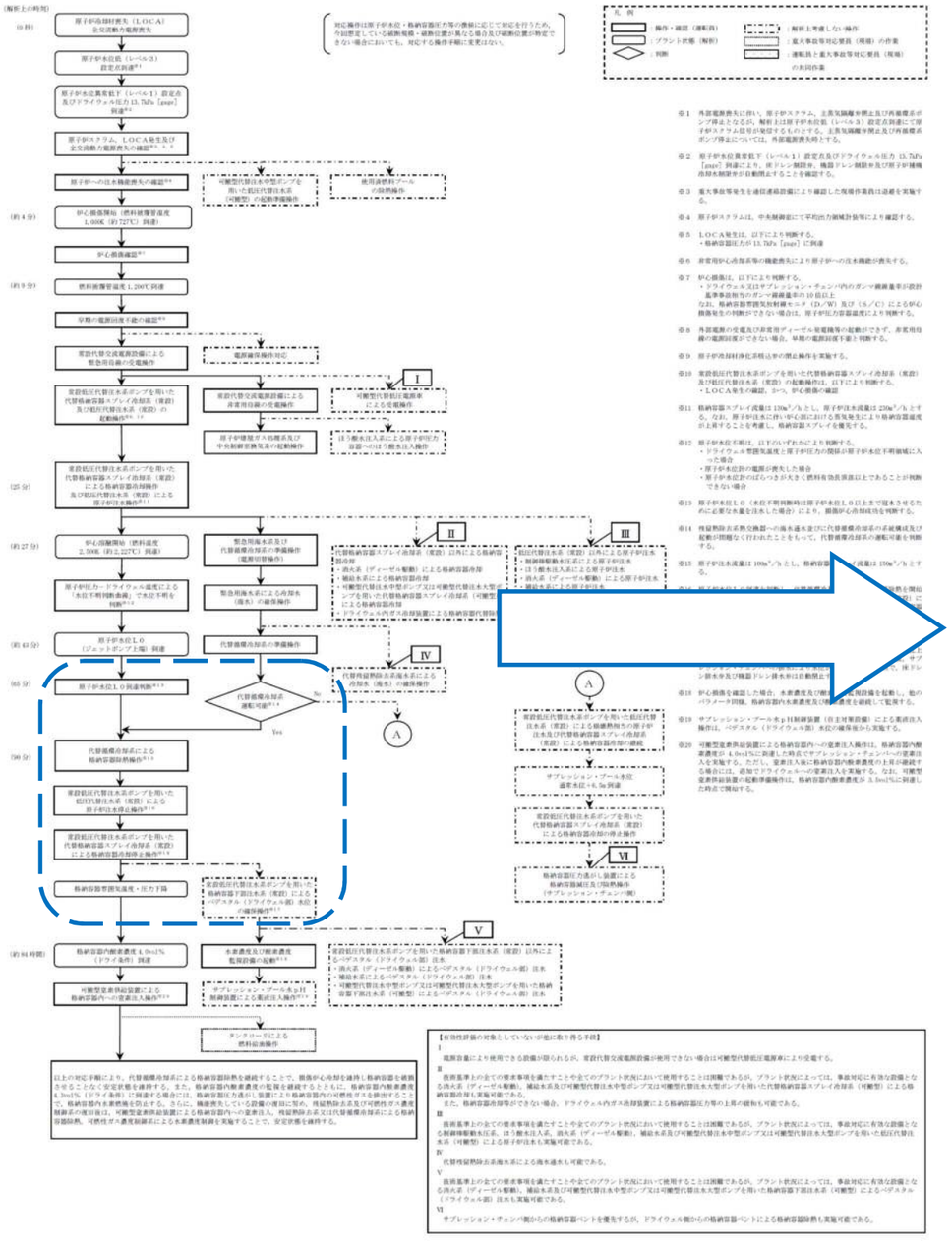
AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策
AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー

※「代替循環冷却系を使用する場合」



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱－１「損傷炉心冷却後の除熱」
※代替循環冷却を使用する場合

G

操作補足事項

緊急用海水系による海水通水操作が完了し，代替循環冷却に移行可能となった場合は，代替循環冷却運転を実施し，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。

AM設備別操作手順書

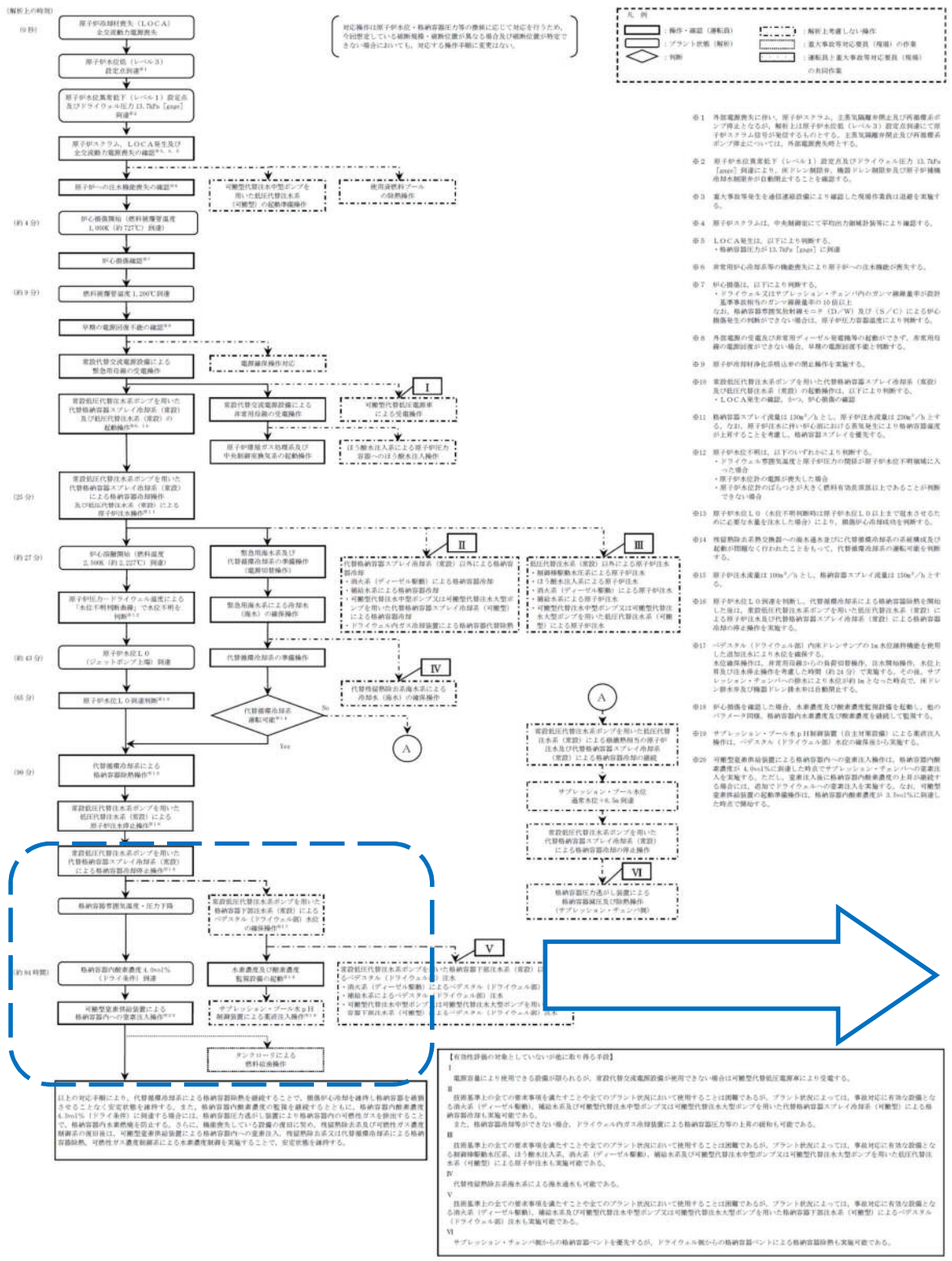
- ＡＭ③　原子炉注水
- ＡＭ④　原子炉減圧
- ＡＭ⑤　原子炉格納容器冷却
- ＡＭ⑥　原子炉格納容器減圧
- ＡＭ⑧　水素対策
- ＡＭ⑪　除熱
- ＡＭ⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー

※「代替循環冷却系を使用する場合」



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出「ＰＣＶ破損防止」
※代替循環冷却を使用する場合

H

操作補足事項

代替循環冷却運転開始後，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し，原子炉格納容器内が可燃限界に到達することを防止するため，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素供給操作，原子炉格納容器ベント並びに可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。

AM設備別操作手順書

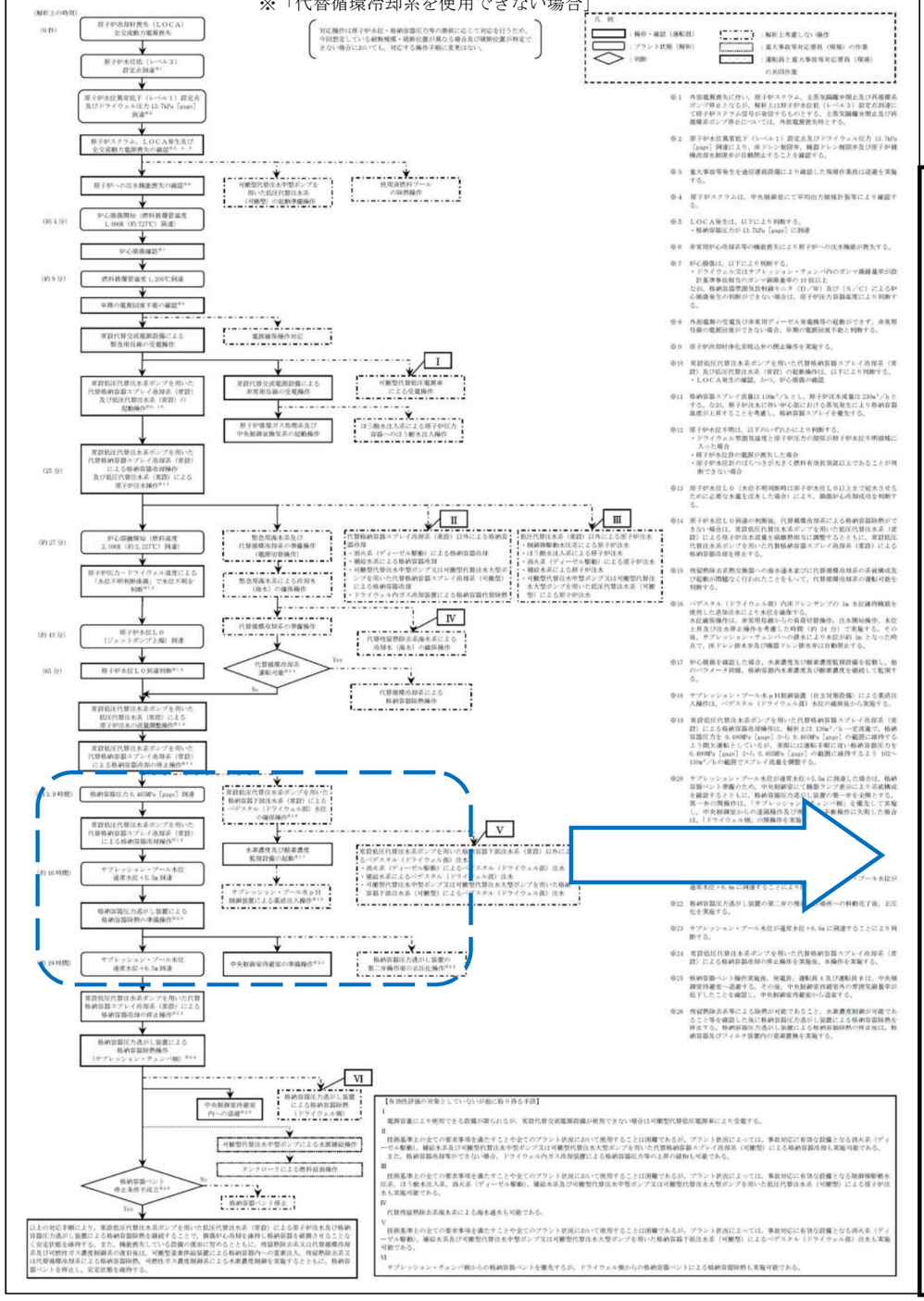
AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー

※「代替循環冷却系を使用できない場合」


（解析上の時間）
（0分）
原子炉冷却材喪失（LOCA）
全交流動力電源喪失
原子炉水位低（レベル3）
設定点到達※1
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※2
原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認※3，4，5
原子炉への注水機能喪失の確認※6
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
常設低圧代替注水系ポンプの起動操作
炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K（約727℃）到達）
（約4分）
炉心損傷確認※7
（約9分）
燃料被覆管温度1,200℃到達
早期の電源回復不能の確認※8
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作
電源融通操作対応
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※9，10
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作
可搬型代替低圧電源車
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
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
I
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による格納容器除熱操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作※11
（約25分）
炉心冷却開始（燃料温度2,500K（約2,227℃）到達）
（約27分）
原子炉圧力・ドライウェル温度による「水位不明判断曲線」で水位不明を判断※12
（約43分）
原子炉水位L0（ジェットポンプ上端）到達
（65分）
原子炉水位L0到達判断※13
Yes
No
緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備操作（電源切替操作）
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作
代替循環冷却系の準備操作
代替循環冷却系運転可能※14
II
III
IV
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）以外による格納容器冷却
・消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却
・補給水系による格納容器冷却
・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
・ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器代替除熱
低圧代替注水系（常設）以外による原子炉注水
・制御棒駆動水圧系による原子炉注水
・ほう酸水注入系による原子炉注水
・消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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又は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）による原子炉注水
代替循環冷却系による格納容器除熱操作
代替残留熱除去系海水系による海水（海水）確保操作
代替残留熱除去系による格納容器除熱操作
（約43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
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※15
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作※15
中央制御室待避室の準備操作※16
格納容器圧力逃がし装置の第二弁操作室の正圧化操作※17
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）による格納容器下部注水操作※17
ペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作※17
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動※17
ペデスタル（ドライウェル部）注水
・消火系（ディーゼル駆動）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水
・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を用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水
V
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）※18
中央制御室待避室内への退避※19
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（ドライウェル側）
VI
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作
タンクローリによる燃料給油操作
格納容器ベント停止不成立※20
Yes
No
・格納容器ベント停止・
以上の対応手順により，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）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，損傷炉心冷却を維持し格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。また，機能喪失している設備の復旧にむけるとともに，残留熱除去系又は代替循環冷却系及び代替ガス濃度制御系の復旧後は，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入，残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施するとともに，格納容器ベントを停止し，安定状態を維持する。
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。
II
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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，また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
III
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制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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。
IV
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。
V
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消火系（ディーゼル駆動），補給水系及び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を用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
VI
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」

除熱－１「損傷炉心冷却後の除熱」

※代替循環冷却を使用できない場合

G

操作補足事項

代替循環冷却を使用できない場合は，代替格納容器スプレイの流量制御又は間欠運転を継続する。

S/P 水位＋5.5m 到達にて，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を開始する。

S/P 水位が＋6.5m に到達した時点で，放出「ＰＣＶ破損防止」に移行する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

AM④　原子炉減圧

AM⑤　原子炉格納容器冷却

AM⑥　原子炉格納容器減圧

AM⑧　水素対策

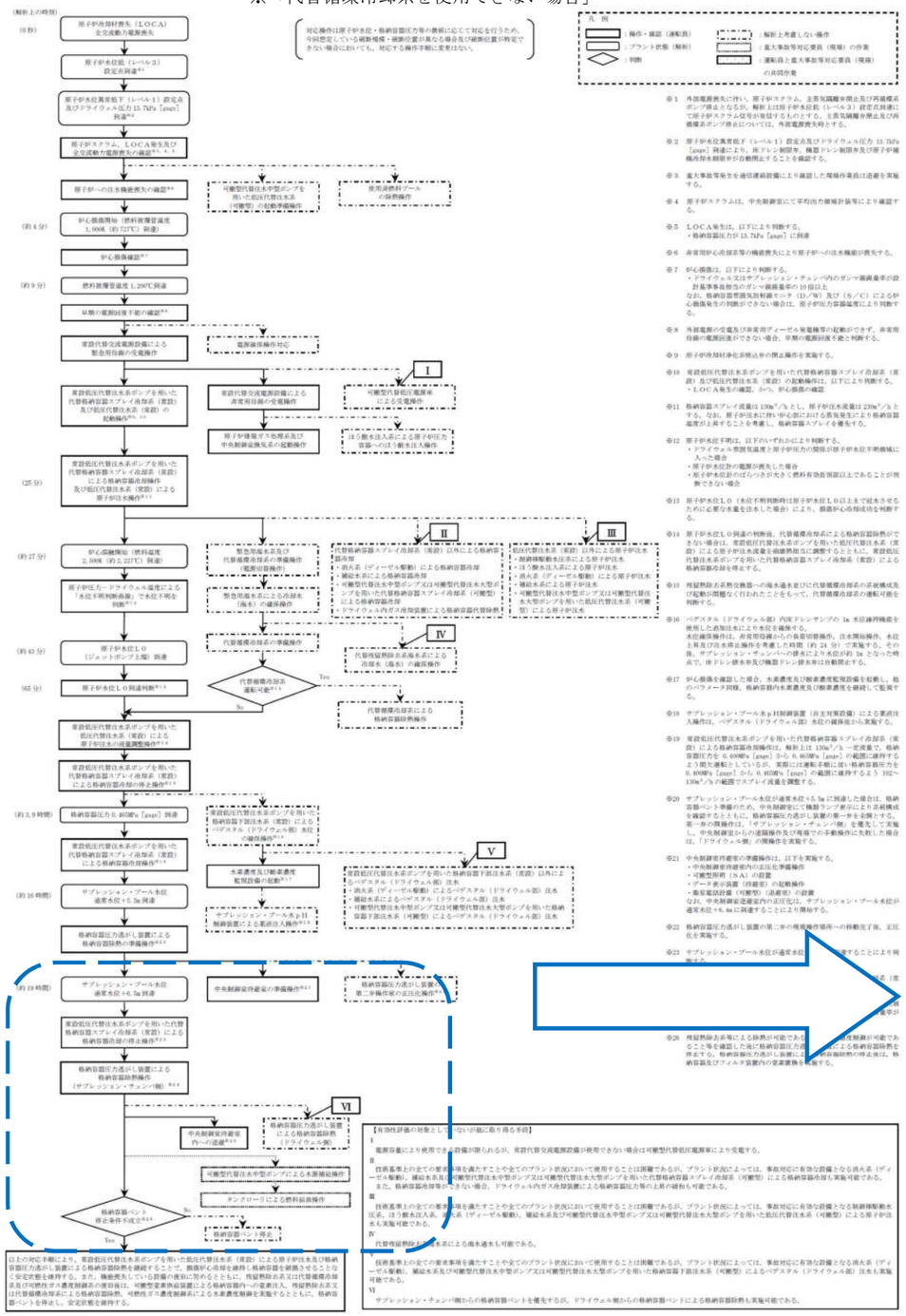
AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー

※「代替循環冷却系を使用できない場合」



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出「ＰＣＶ破損防止」
※代替循環冷却を使用できない場合

H

操作補足事項

外部水源による代替格納容器スプレイ冷却系（常設）運転により S/P 水位が＋6.5m に到達する。

S/P 水位＋6.5m 到達にて，S/P 水ｐＨ制御，水素濃度（SA）及び酸素濃度（SA）を起動，外部水源による代替格納容器スプレイを停止する。

ＰＣＶベント実施

格納容器圧力逃がし装置による減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）を実施する。

ＡＭ設備別操作手順書

ＡＭ⑤　原子炉格納容器冷却
ＡＭ⑥　原子炉格納容器減圧
ＡＭ⑧　水素対策

重大事故等対策要領

2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用

特　徴

(2.2)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。

(2.3)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され格納容器の破損に至る。

(2.5)
発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，ペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートが侵食され，格納容器の構造材の支持機能を喪失し，格納容器の破損に至る。

基本的な考え方

(2.2)
溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，格納容器の破損を防止する。また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器下部注水系（常設）によってペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。溶融炉心の落下後は，代替循環冷却系による格納容器除熱を継続し，コリウムシールド及び格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって格納容器の圧力及び温度を低下させる。

(2.3)
格納容器を冷却及び除熱し，溶融炉心からペデスタル（ドライウェル部）の水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，格納容器の破損を防止する。

(2.5)
原子炉起動時にペデスタル（ドライウェル部）水位が約 1m となるよう注水した上で，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保し，かつ，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却すること及びペデスタル（ドライウェル部）にコリウムシールドを設置することにより，格納容器の破損を防止するとともに，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生を抑制する。また，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって格納容器の圧力及び雰囲気温度を低下させる。さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器の破損を防止する。

対応手順概要

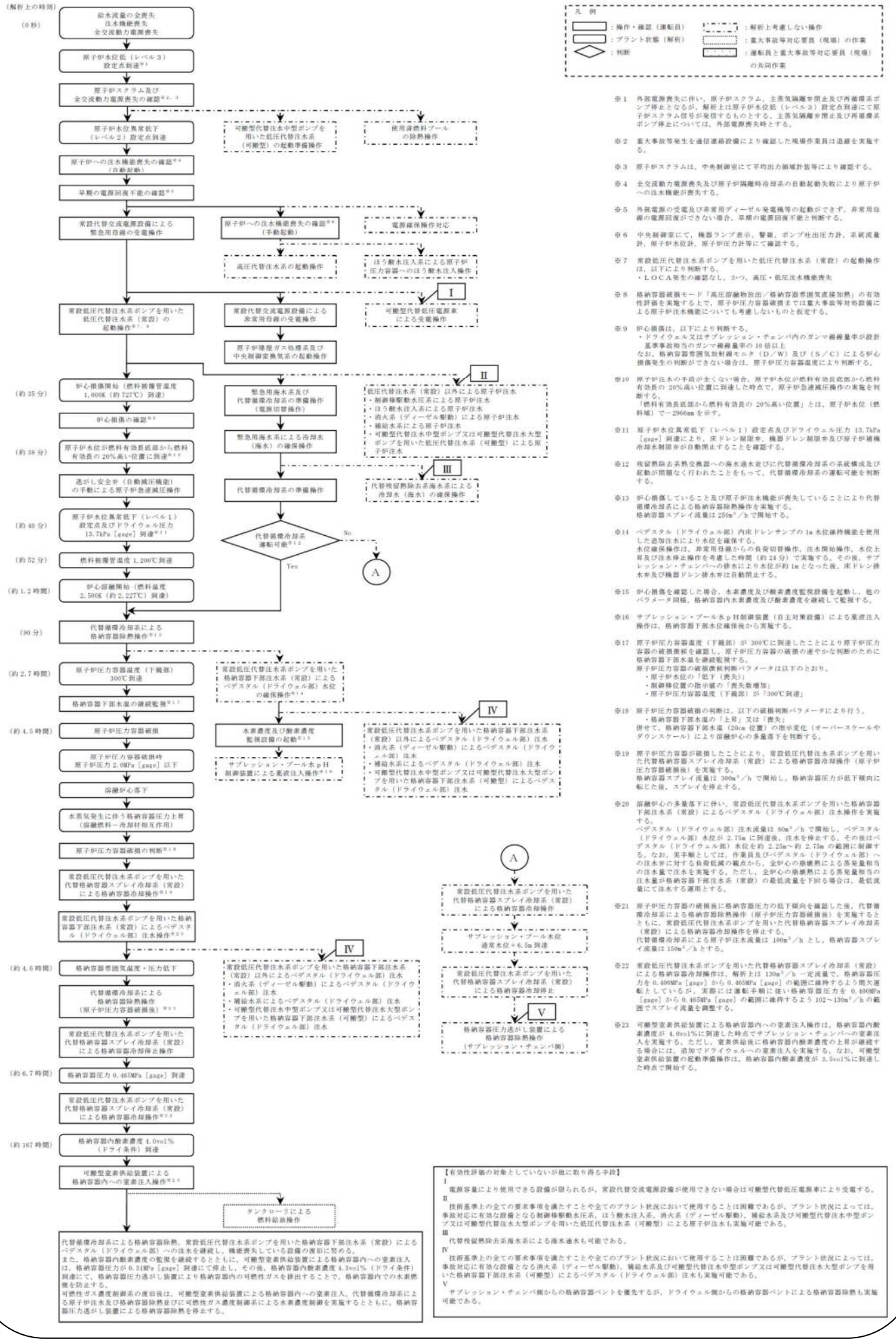
a．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認
b．原子炉への注水機能喪失確認
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電
e．緊急用海水系による冷却水（海水）の確保
f．代替循環冷却系による格納容器除熱
g．炉心損傷確認
h．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧
i．格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保（解析上考慮しない操作）
j．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
k．原子炉圧力容器破損確認
l．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）
m．溶融炉心への注水
n．代替循環冷却系による格納容器除熱（原子炉圧力容器破損後）
o．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（格納容器圧力制御）
p．可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入
q．タンクローリによる燃料給油操作

事故シーケンスグループ「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」は「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じ手順である。

事故条件

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	全交流動力電源喪失 高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

解析上の対応手順の概要フロー

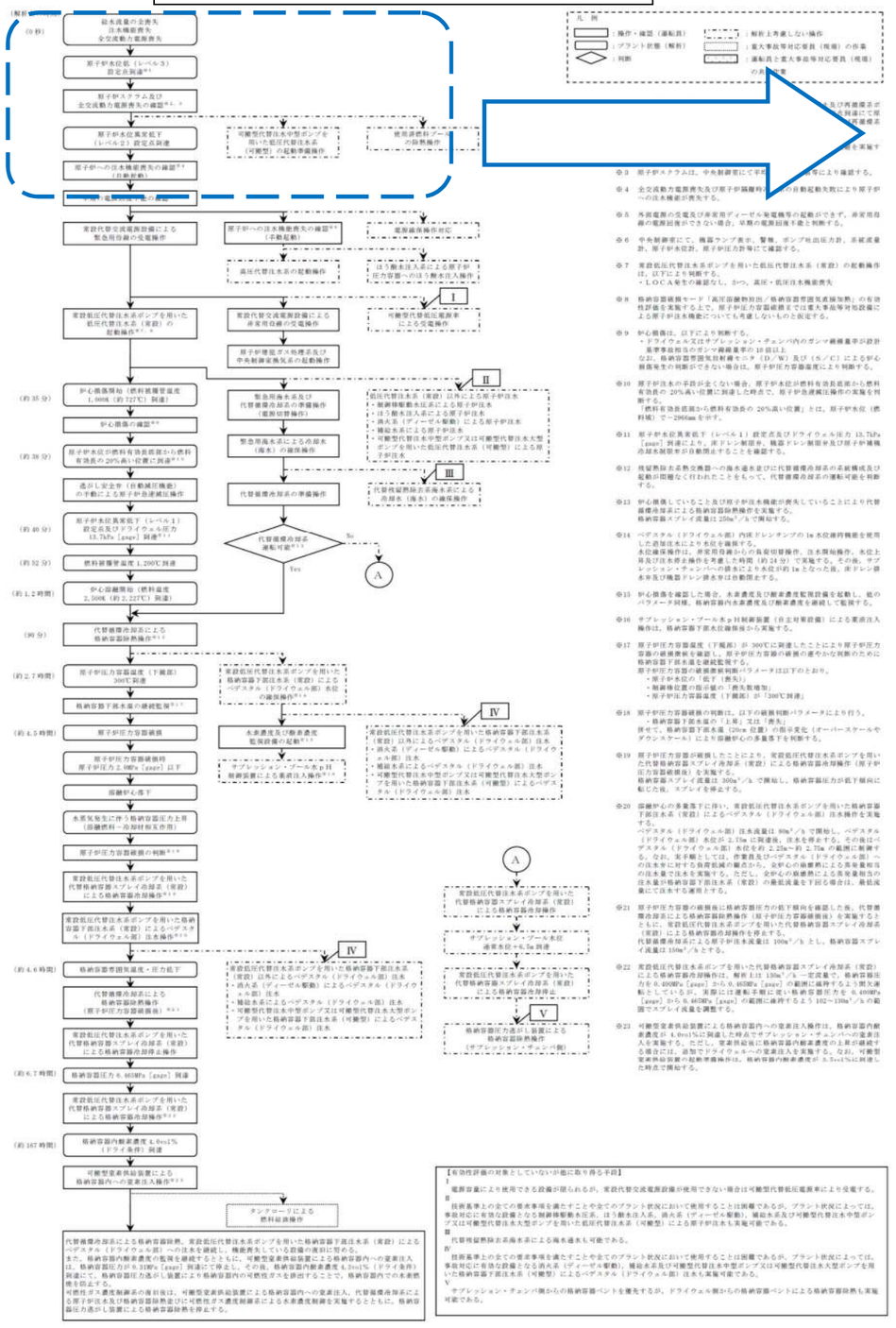


非常時運転手順書　全体対応フロー

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

操作補足事項

「給水全喪失事故，全交流動力電源喪失」発生

原子炉水位低（レベル３）設定点到達により原子炉がスクラムする。

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御」への導入を継続監視する。

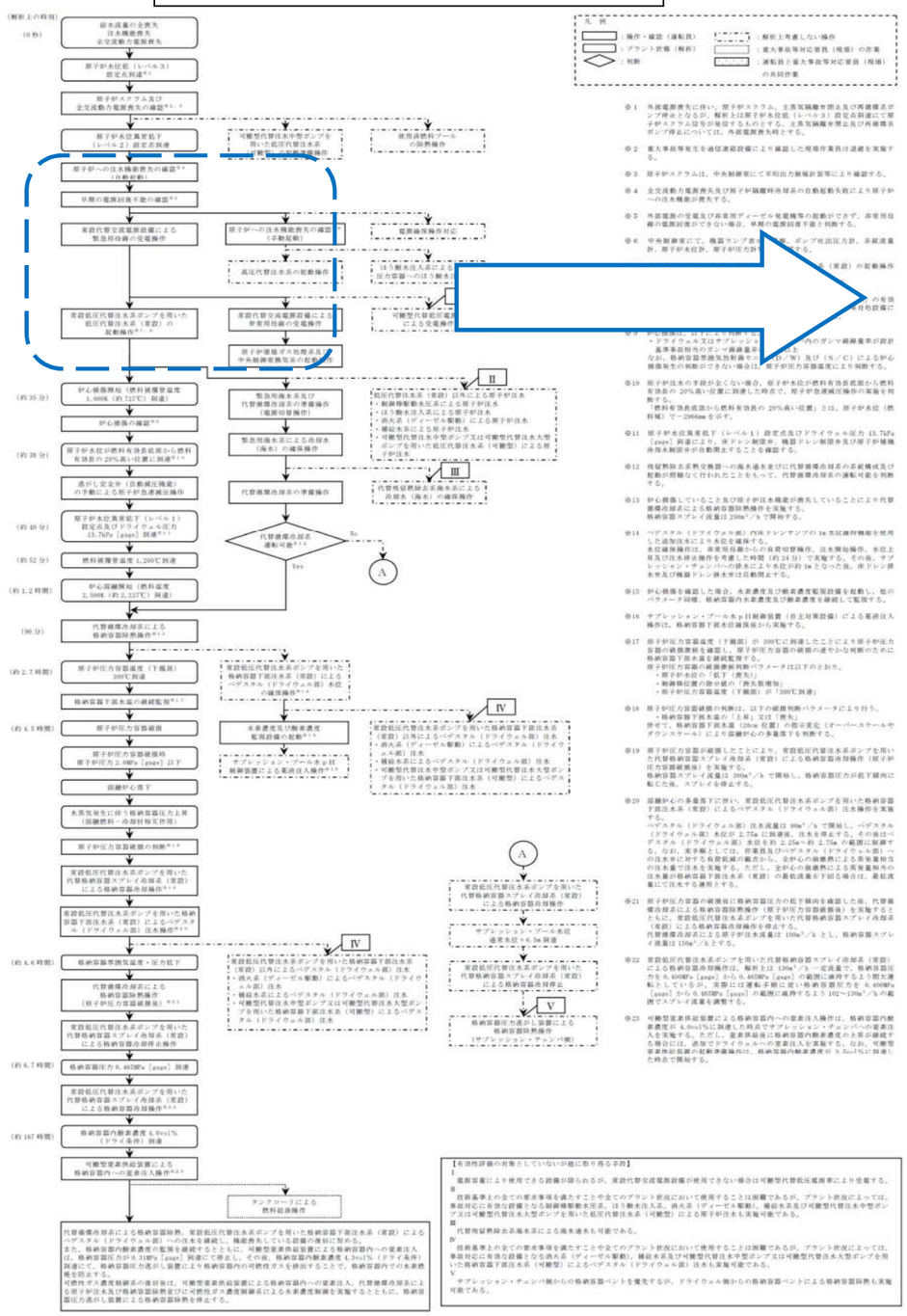
所内電源喪失を確認することにより「電源供給回復」へ移行し対応する。

ＡＭ設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

「給水全喪失事故，全交流動力電源喪失」発生により，原子炉水位が低下する。

原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）～原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，「水位確保」へ移行する。

原子炉への注水機能が喪失しているため，低圧代替注水系（常設）準備を実施する。また，原子炉水位異常低下（レベル１）以上に維持が不可となるため，「水位回復」へ移行する。

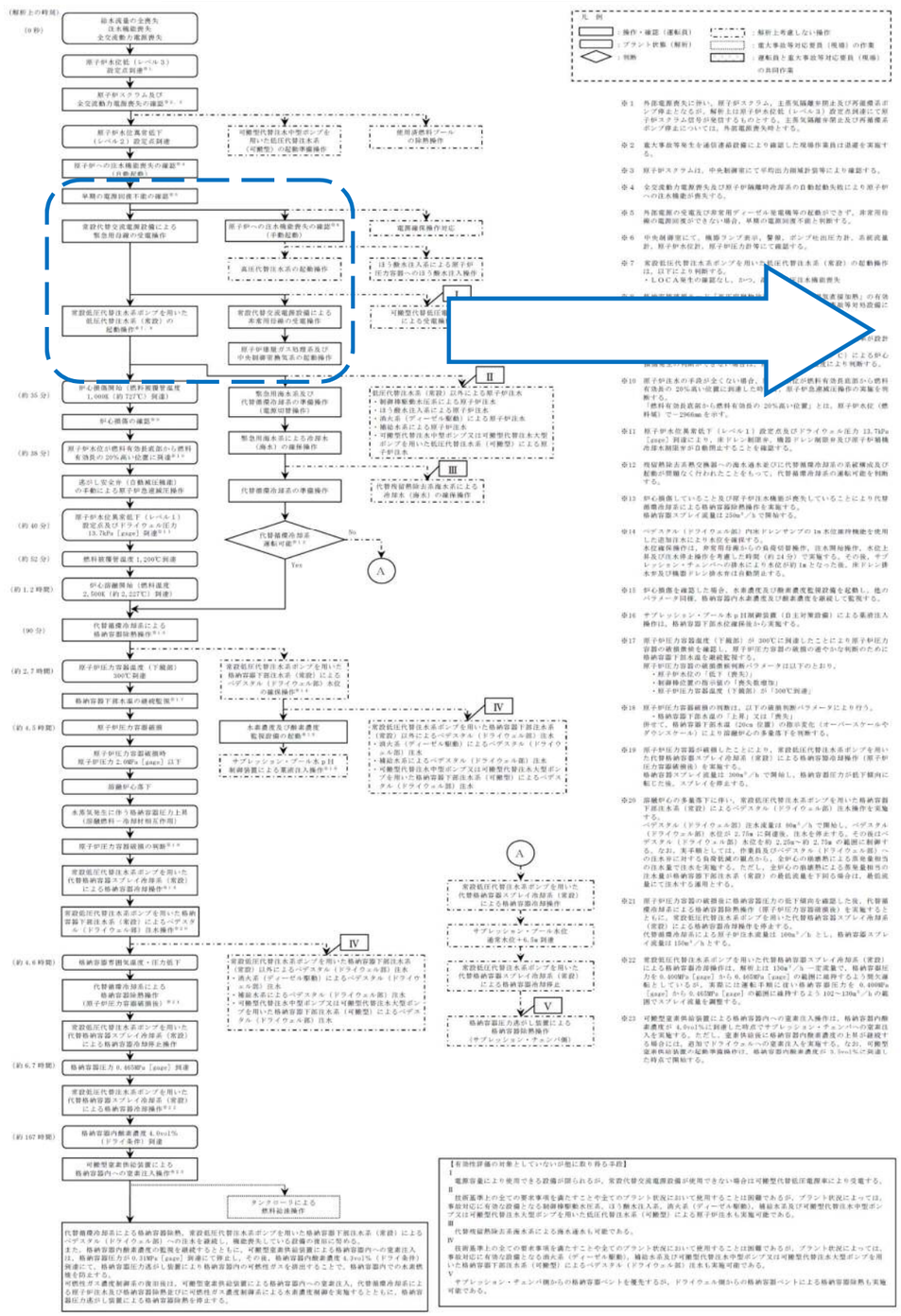
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
「電源供給回復」

C

操作補足事項

全交流動力電源が喪失していることから，常設代替交流電源設備を起動し，緊急用母線を受電する。

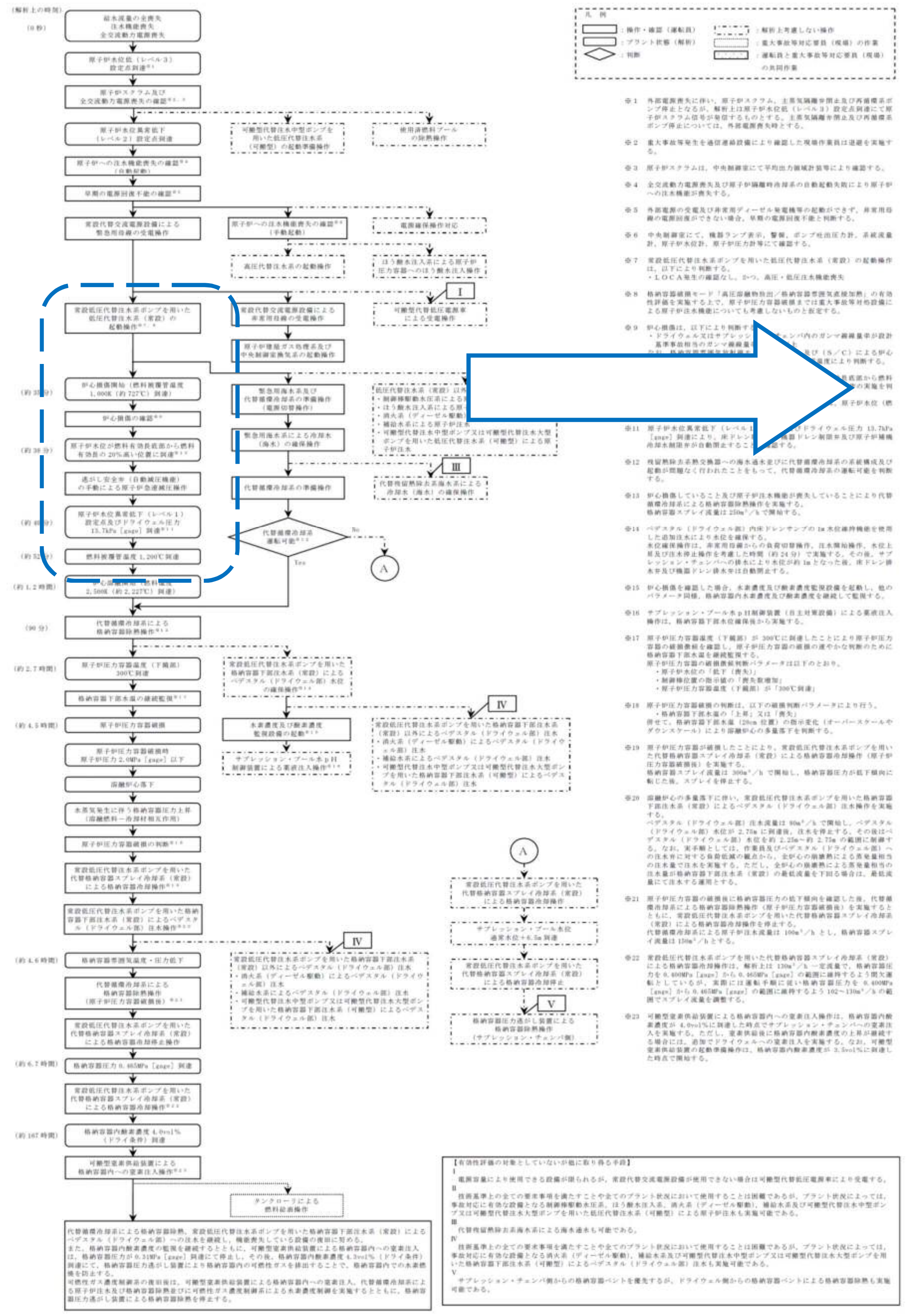
その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，非常用交流電源の復旧を行う。

AM設備別操作手順書

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「水位回復」

D

操作補足事項

原子炉への注水機能が喪失しているため，原子炉水位低下が継続する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を試みるが，失敗する。

※原子炉格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から原子炉圧力容器が破損する事象とするため，高圧代替注水系及び低圧代替注水系による原子炉注水には期待しない。

原子炉注水手段を確保できないため，「AM初期対応」へ移行する。

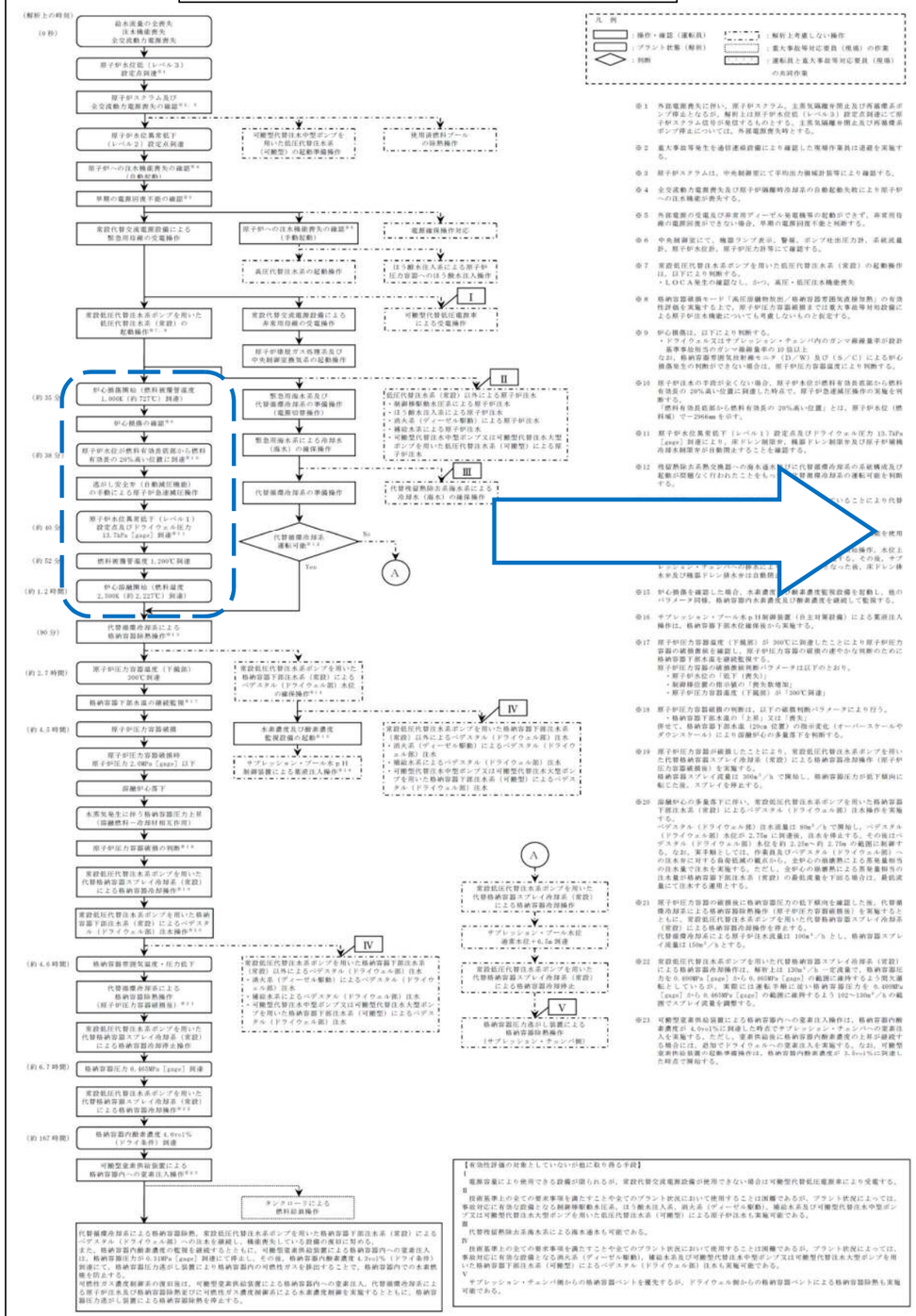
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常用運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
不測事態「ＡＭ初期対応」

E

操作補足事項

原子炉水位低下が継続し，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の高さ 20%位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁による原子炉急速減圧操作を実施する。

その後，CAMS ガンマ線線量率により炉心が損傷したことを確認し，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）へ移行する。

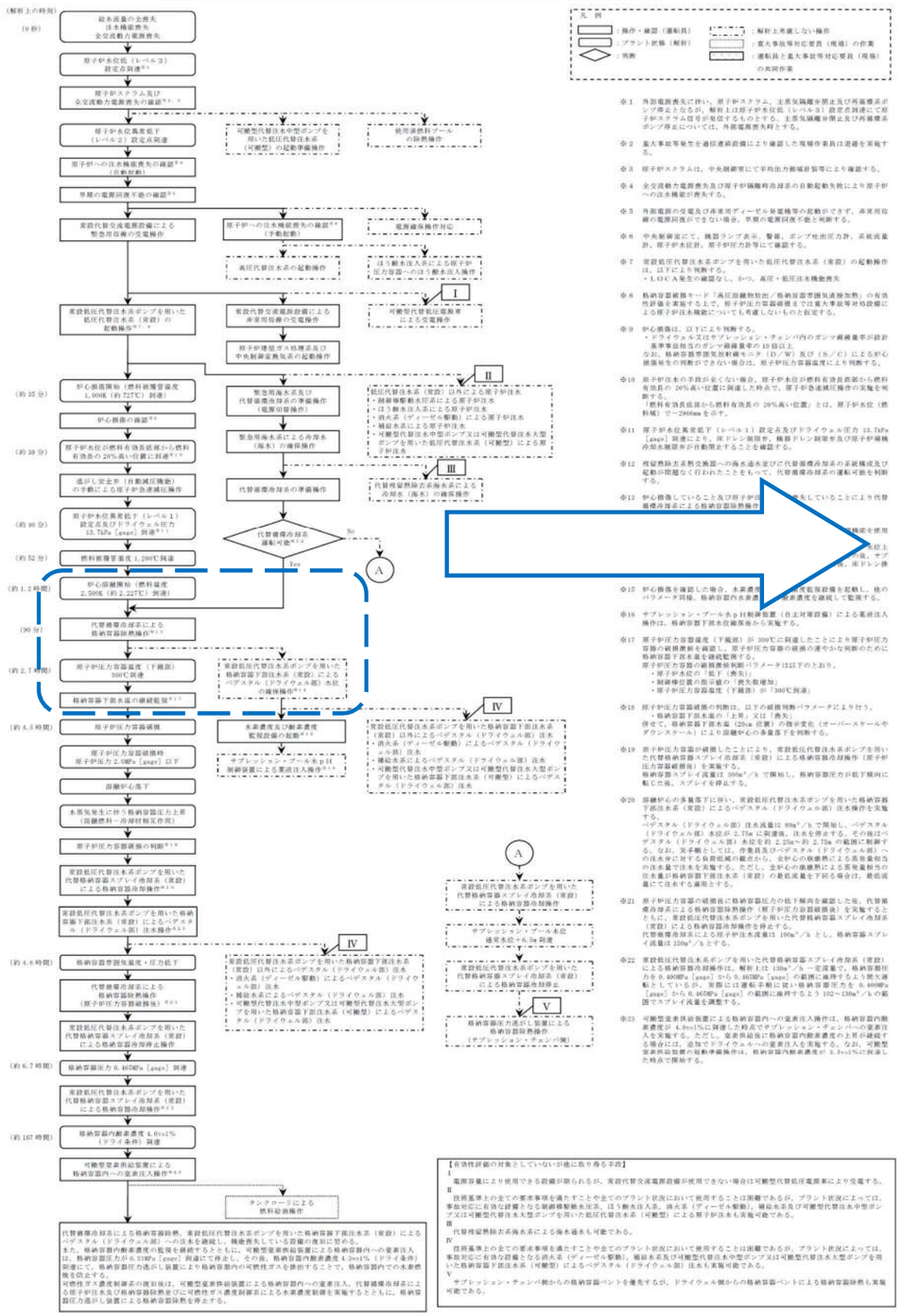
AM設備別操作手順書

ＡＭ③　原子炉注水
ＡＭ④　原子炉減圧
ＡＭ⑧　水素対策

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１「損傷炉心への注水」

F

注水－３ａ
「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）水位確保」

G

操作補足事項

注水－１「損傷炉心への注水」の対応と並行して，注水－３ａ「ＲＰＶ破損前のペデスタル（ドライウェル部）水位確保」へ移行する。

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）注水操作を実施する。

ペデスタル（ドライウェル部）床面から1mの水位を確保し，注水－１「損傷炉心への注水」へ移行する。

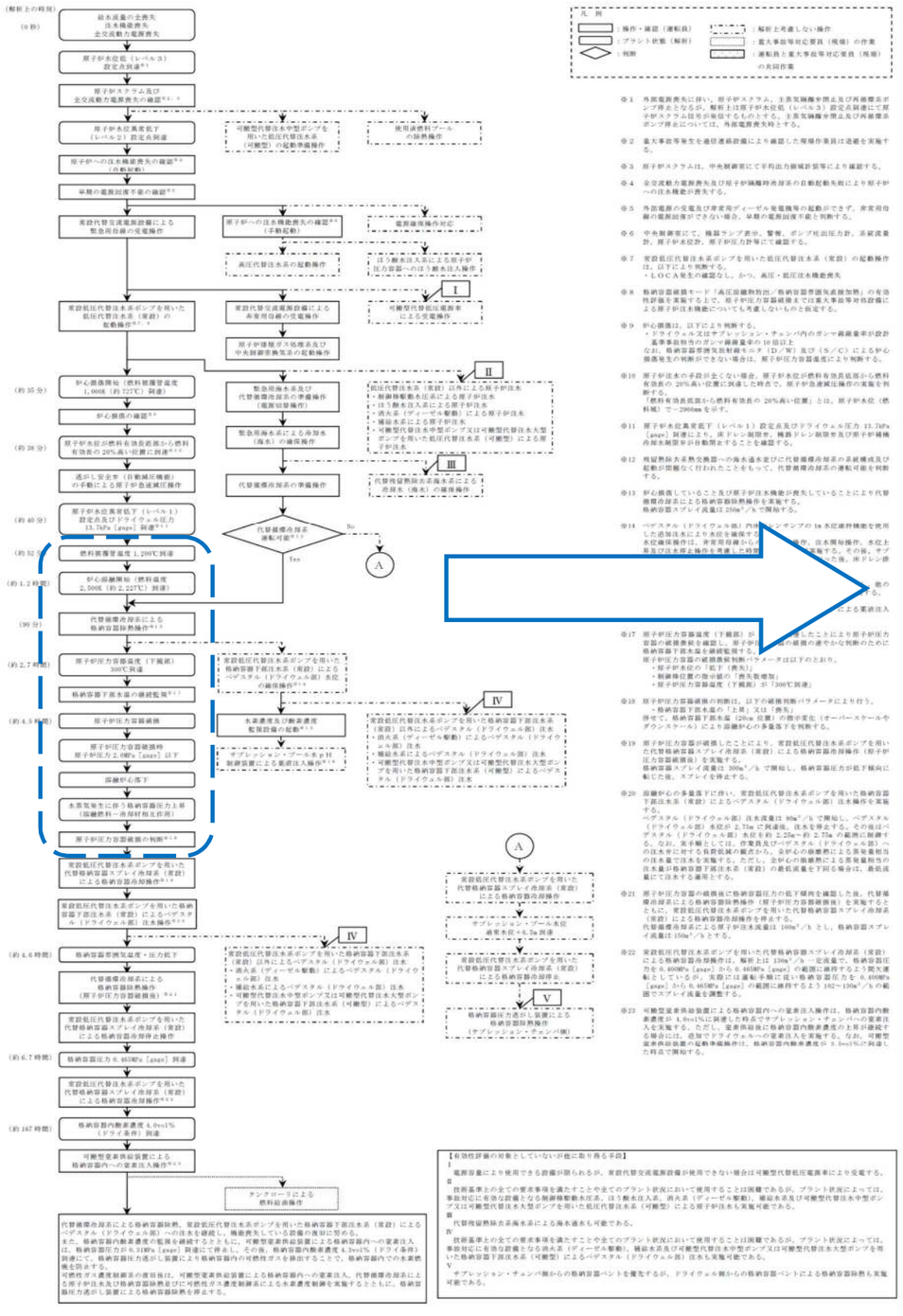
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１「損傷炉心への注水」

F

操作補足事項

注水－１「損傷炉心への注水」にて，原子炉圧力容器の健全性確認を実施し，原子炉圧力容器が破損したことを確認する。

これにより，除熱－２「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」及び注水－３ｂ「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」へ移行する。

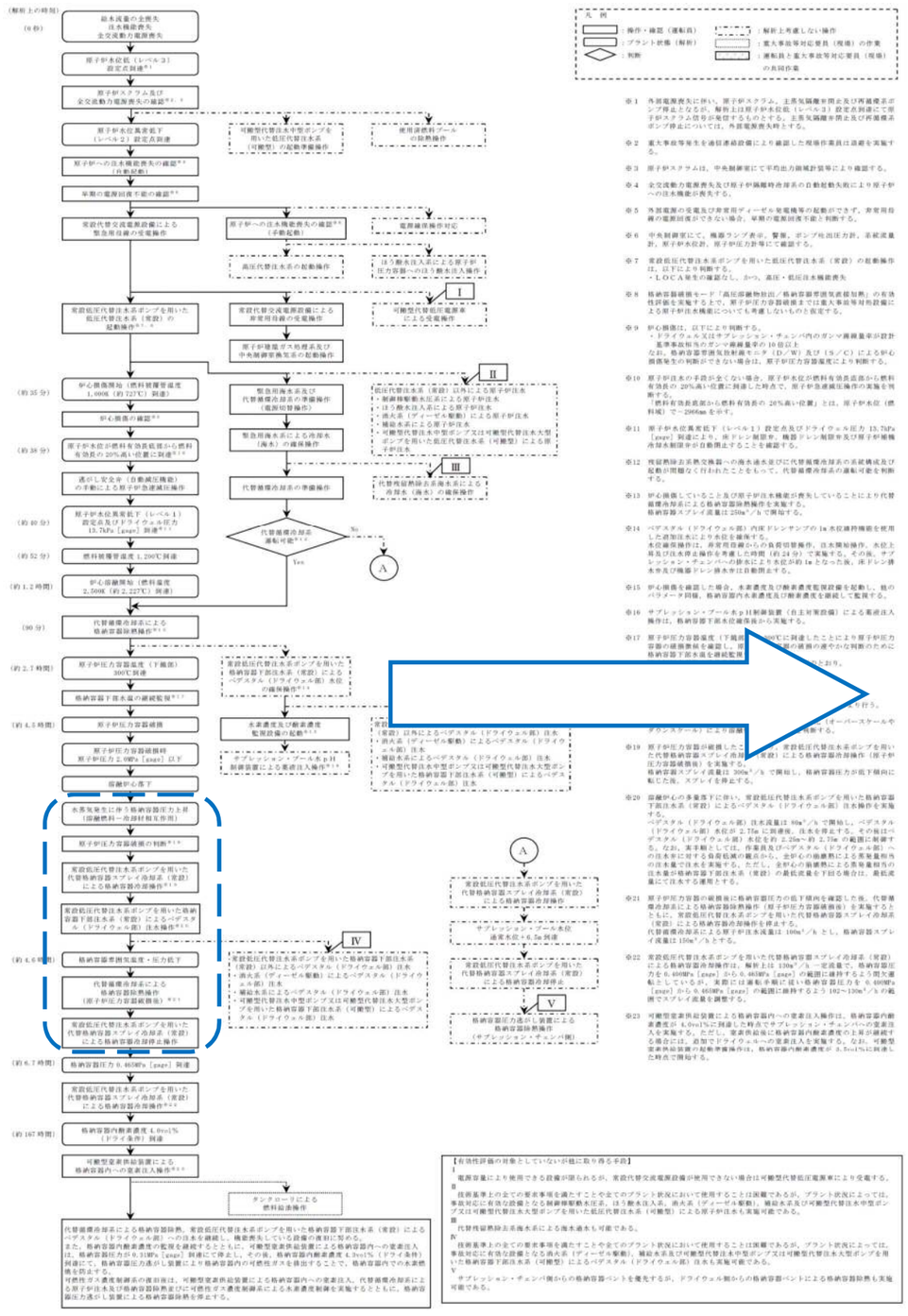
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱－２
「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」

I

操作補足事項

原子炉圧力容器破損確認後，代替循環冷却系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操作を実施する。

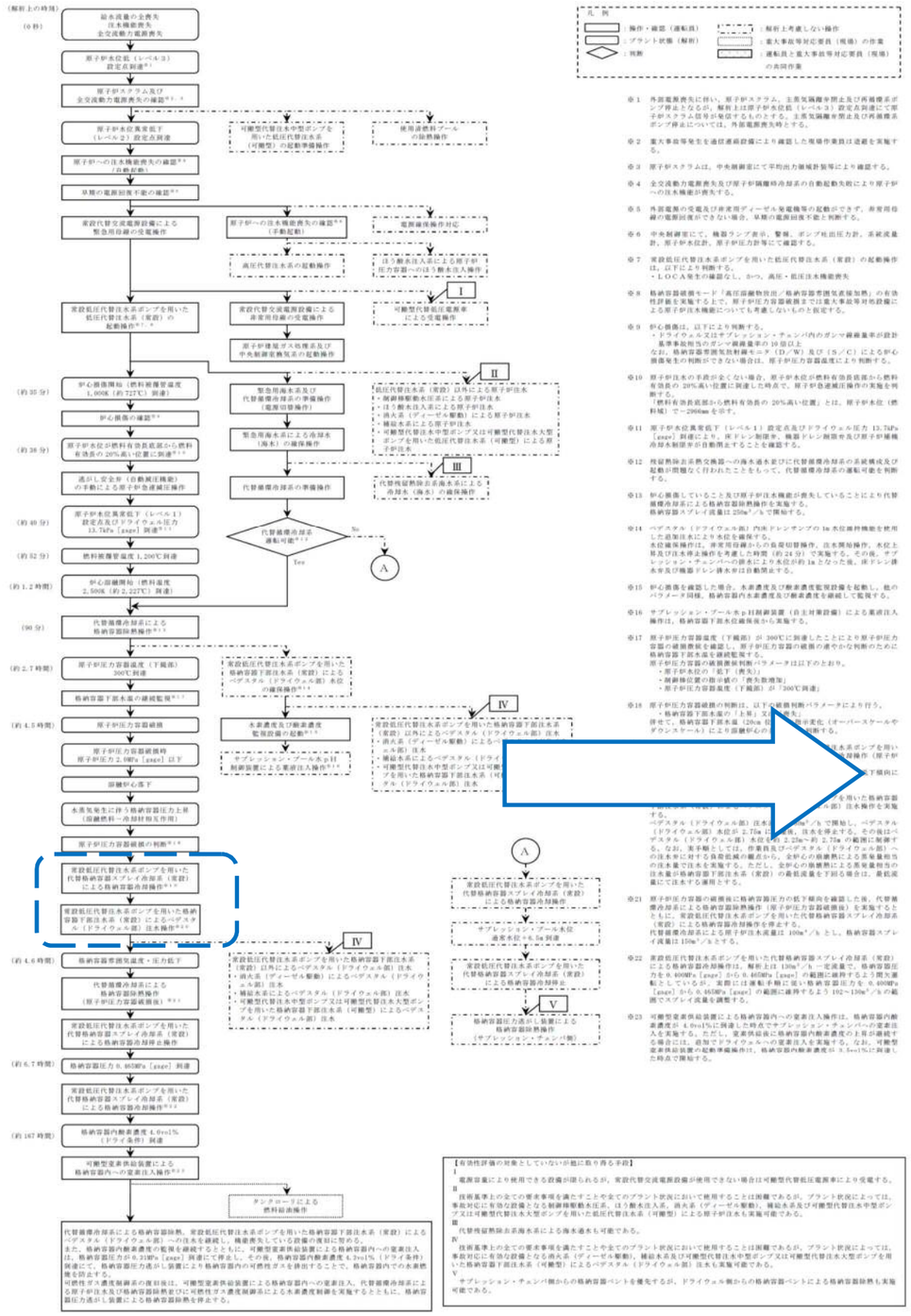
格納容器スプレイを継続し，原子炉格納容器圧力上昇傾向が低下傾向に転じ，原子炉格納容器圧力が465kPa[gage]に到達した後，格納容器スプレイ流量低下操作を実施する。

格納容器スプレイ流量低下操作実施後，注水－４「長期のＲＰＶ破損後の注水」及び除熱-3「ＲＰＶ破損後の除熱」へ移行する。

AM設備別操作手順書
AM⑤　原子炉格納容器冷却
重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－３ｂ
「ＲＰＶ破損後のペデスタル（ドライウェル部）注水」

I

操作補足事項

原子炉圧力容器破損確認後，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）注水操作を実施する。

デブリ堆積高さ 0.2m 以上の場合はペデスタル（ドライウェル部）水位 2.75m まで注水し，その後は水位を 2.25m～2.75m に維持する。

注水－４「長期のＲＰＶ破損後の注水」及び除熱－３「ＲＰＶ破損後の除熱」へ移行する。

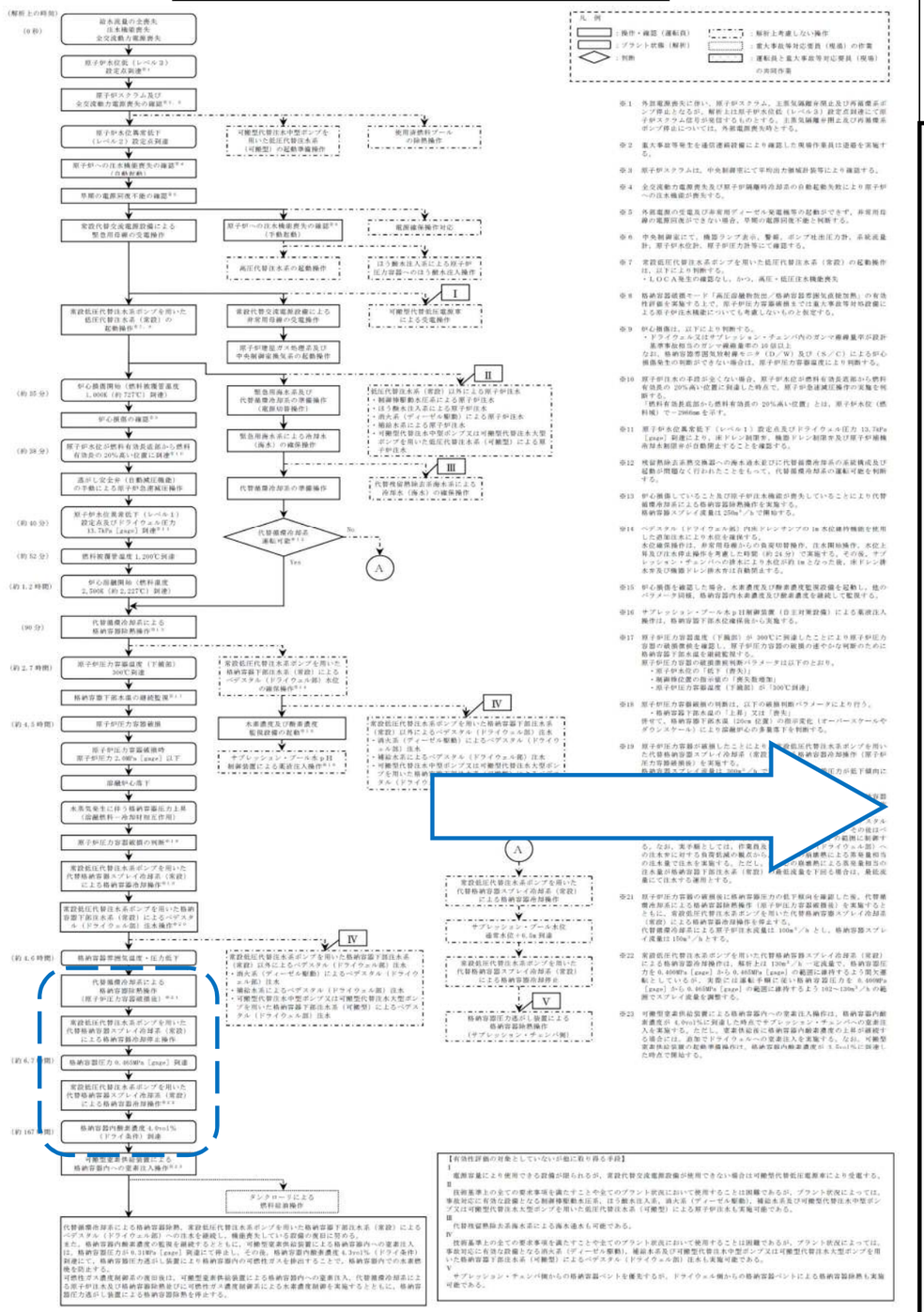
AM設備別操作手順書

AM⑦　原子炉格納容器下部注水

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
除熱－３「損傷炉心冷却後の除熱」

J

操作補足事項

除熱－２「ＲＰＶ破損後の初期格納容器スプレイ」操作実施後，代替循環冷却運転へ移行できない場合は，代替格納容器スプレイの流量調整運転又は間欠運転を実施する。

緊急用海水系の準備が完了し，代替循環冷却に移行可能となった場合は，代替循環冷却運転を実施し，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。

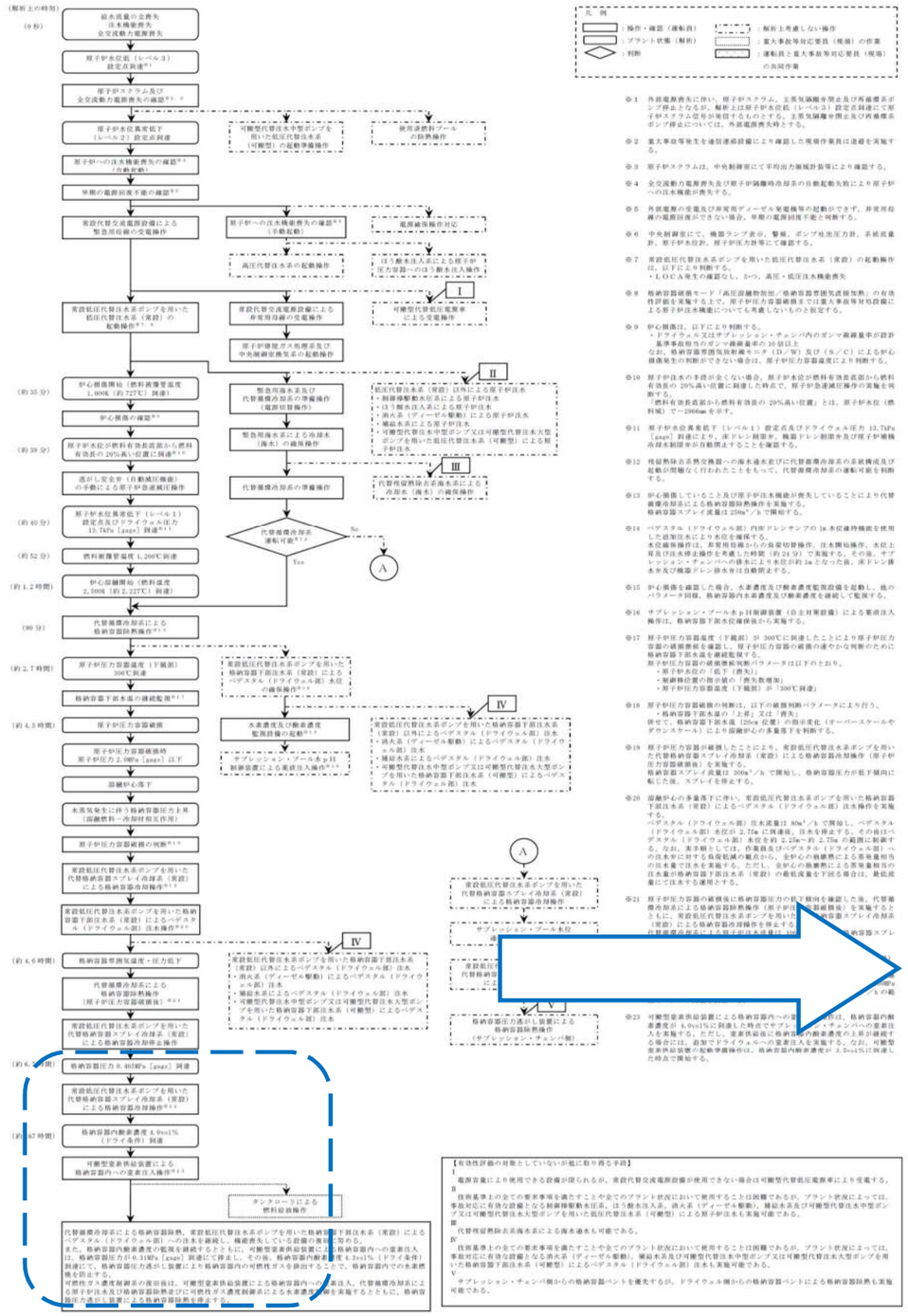
AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水
AM④　原子炉減圧
AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時運転操作手順書

非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出「ＰＣＶ破損防止」

H

操作補足事項

代替循環冷却運転開始後，原子炉格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し，格納容器内が可燃限界に到達することを防止するため，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作，格納容器ベント並びに可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。

AM設備別操作手順書

AM⑤　原子炉格納容器冷却
AM⑥　原子炉格納容器減圧
AM⑧　水素対策

重大事故等対策要領

3.1　想定事故１

特　徴

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

基本的な考え方

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）（以下「代替燃料プール注水系」という。）により使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

対応手順概要

a．使用済燃料プールの冷却機能喪失確認

b．使用済燃料プールの注水機能喪失確認

c．代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

事故条件

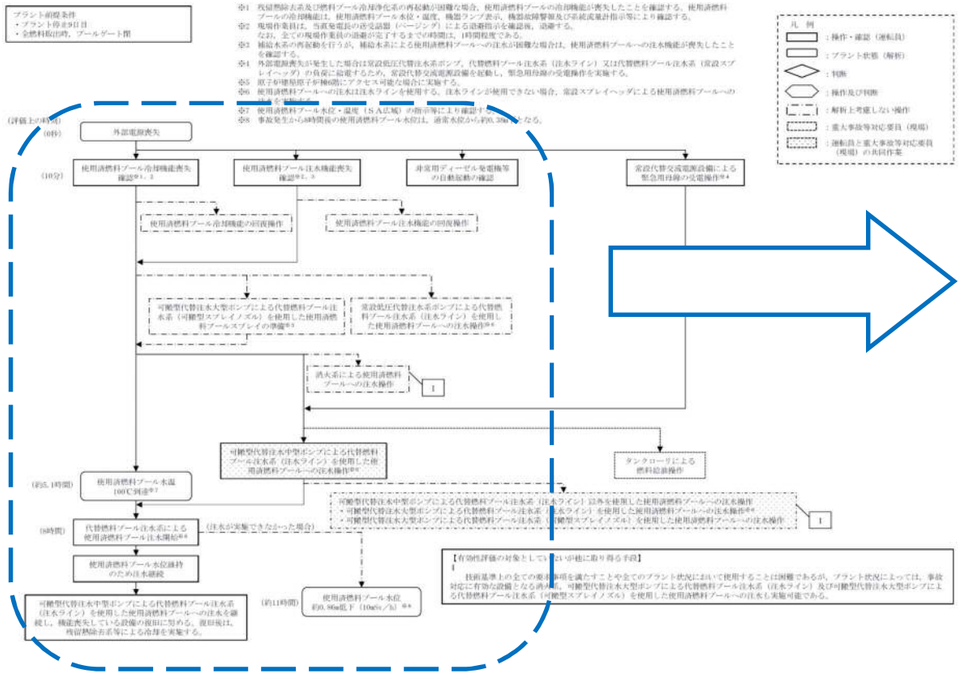
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失としての燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，及び補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，緊急用母線への交流電源供給が必要となることから，要員，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

解析上の対応手順の概要フロー

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
使用済燃料プール制御「水温」

B

操作補足事項

外部電源喪失により，使用済燃料プール冷却系が停止し，かつ非常用ディーゼル発電機が起動するが，使用済燃料プールの冷却系の起動に失敗し，使用済燃料プールの冷却機能喪失が継続し，使用済燃料プール水の温度が上昇する。

AM設備別操作手順書

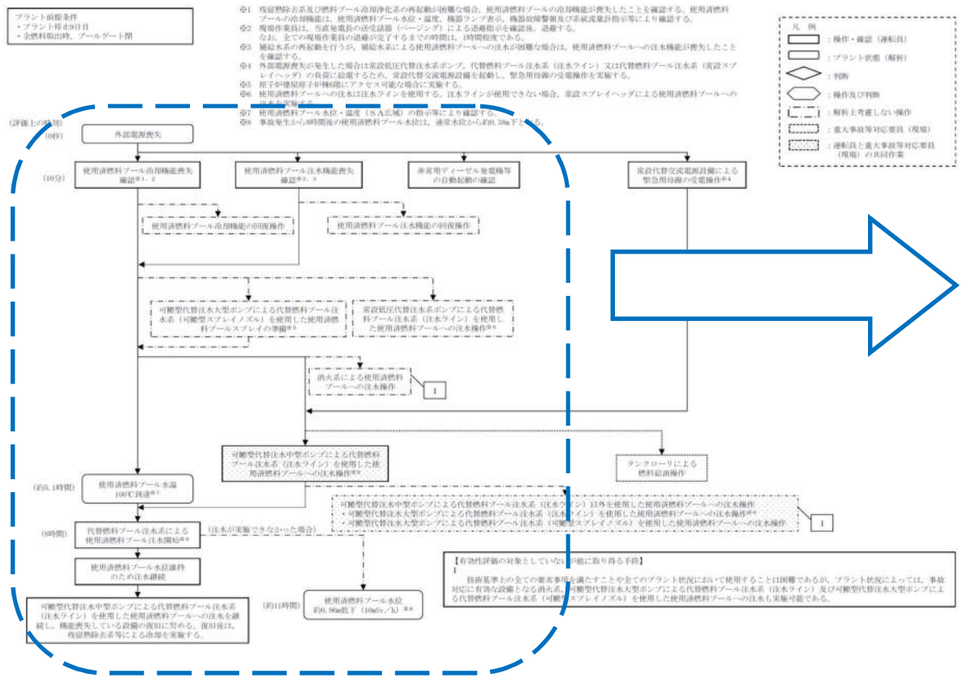
AM⑨　使用済燃料プール注水

AM⑩　使用済燃料プール冷却

重大事故等対策要領

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
使用済燃料プール制御「水位」「水温」

B

操作補足事項

使用済燃料プールの注水機能喪失により，使用済燃料プールの水温上昇，水位低下が継続する。

そのため，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水により使用済燃料プールの水位を回復する。

計装設備及び電動弁の電源が喪失している場合，常設代替電源設備より給電する。

その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を補給することで，使用済燃料プール水位を維持する。

AM設備別操作手順書

AM⑨　使用済燃料プール注水

AM⑩　使用済燃料プール冷却

重大事故等対策要領

3.2　想定事故２

特　徴

使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。

基本的な考え方

使用済燃料プール水の漏えいの停止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）による使用済燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

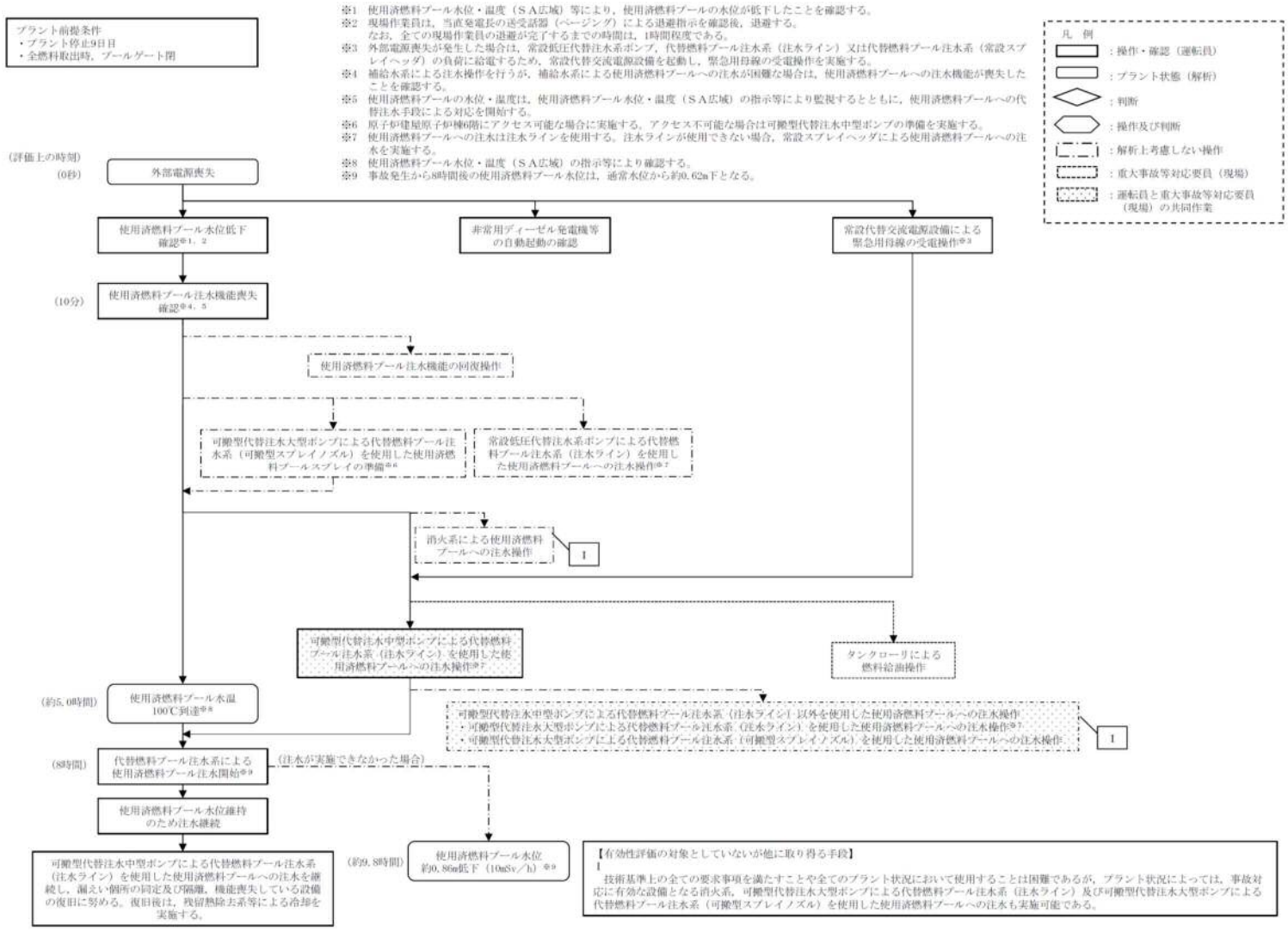
対応手順概要

a．使用済燃料プール水位低下確認
b．使用済燃料プールの注水機能喪失確認
c．代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失としての燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，及び補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する。
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については，閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。なお，この水位まで瞬時に低下するものとする。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，緊急用母線への交流電源供給が必要となることから，要員，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

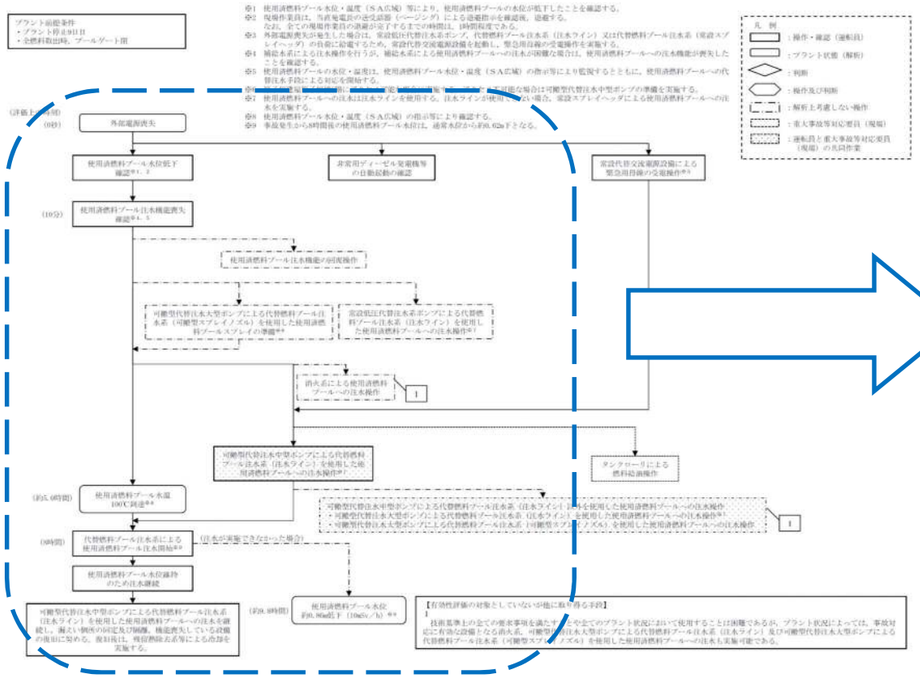
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
原子炉制御「スクラム」

A

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＥＯＰ」
使用済燃料プール制御「水位」「水温」

B

操作補足事項

外部電源喪失により，使用済燃料プールの冷却系が停止し，かつ燃料プール冷却浄化系配管の破断が発生し，サイフォン現象により使用済燃料プール水位が低下する。その後，静的サイフォンブレーカにより漏えいが防止される。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水により使用済燃料プールの水位を回復する。

計装設備及び電動弁の電源が喪失している場合，常設代替電源設備より給電する。

その後は，使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を補給することで，使用済燃料プール水位を維持する。

AM設備別操作手順書

AM⑨　使用済燃料プール注水

AM⑩　使用済燃料プール冷却

重大事故等対策要領

4.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

特　徴

原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	外部電源	事象認知まで： 外部電源あり 事象認知後　： 外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。

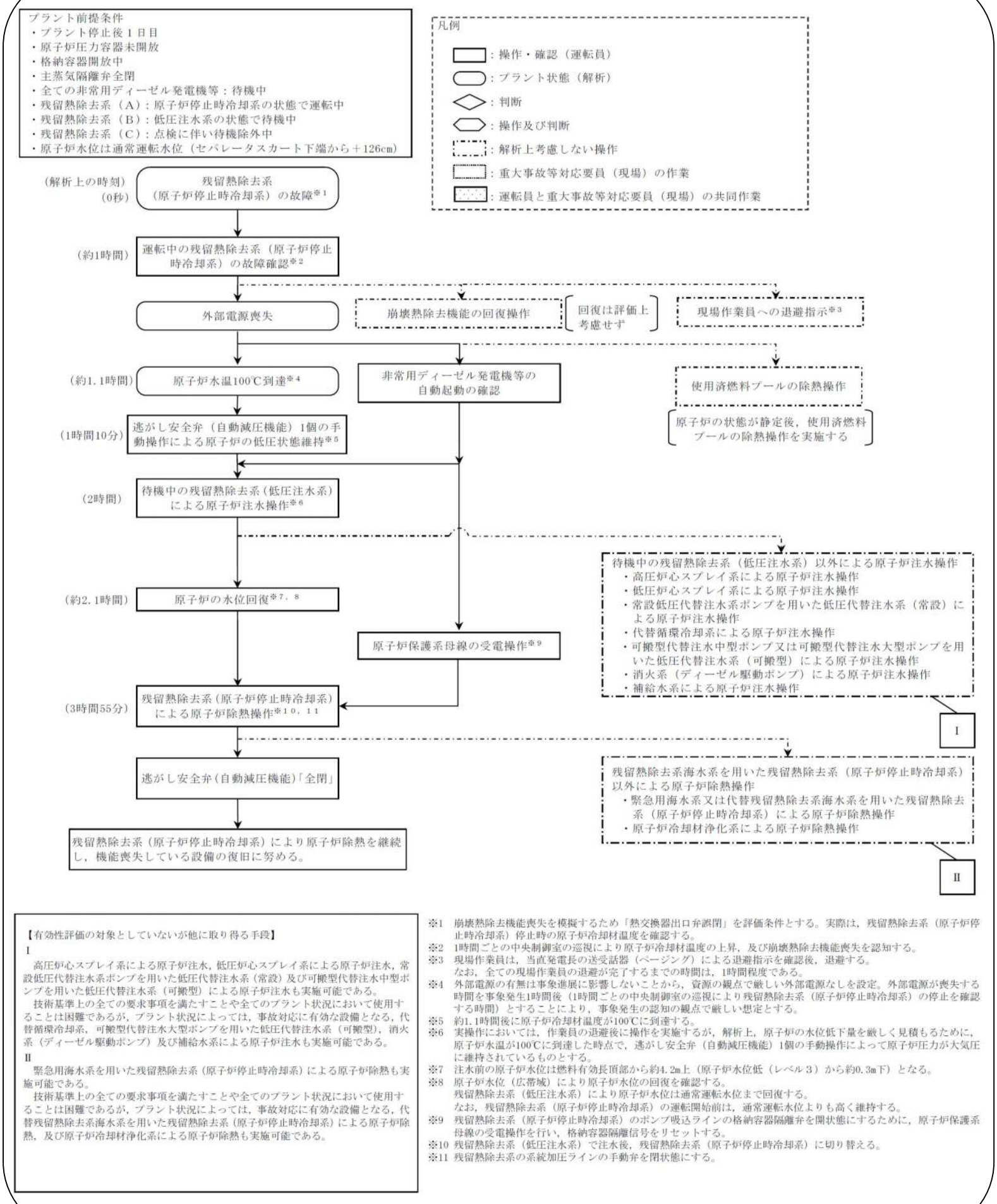
基本的な考え方

運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順概要

a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認
b．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持
c．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
d．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

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

II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。

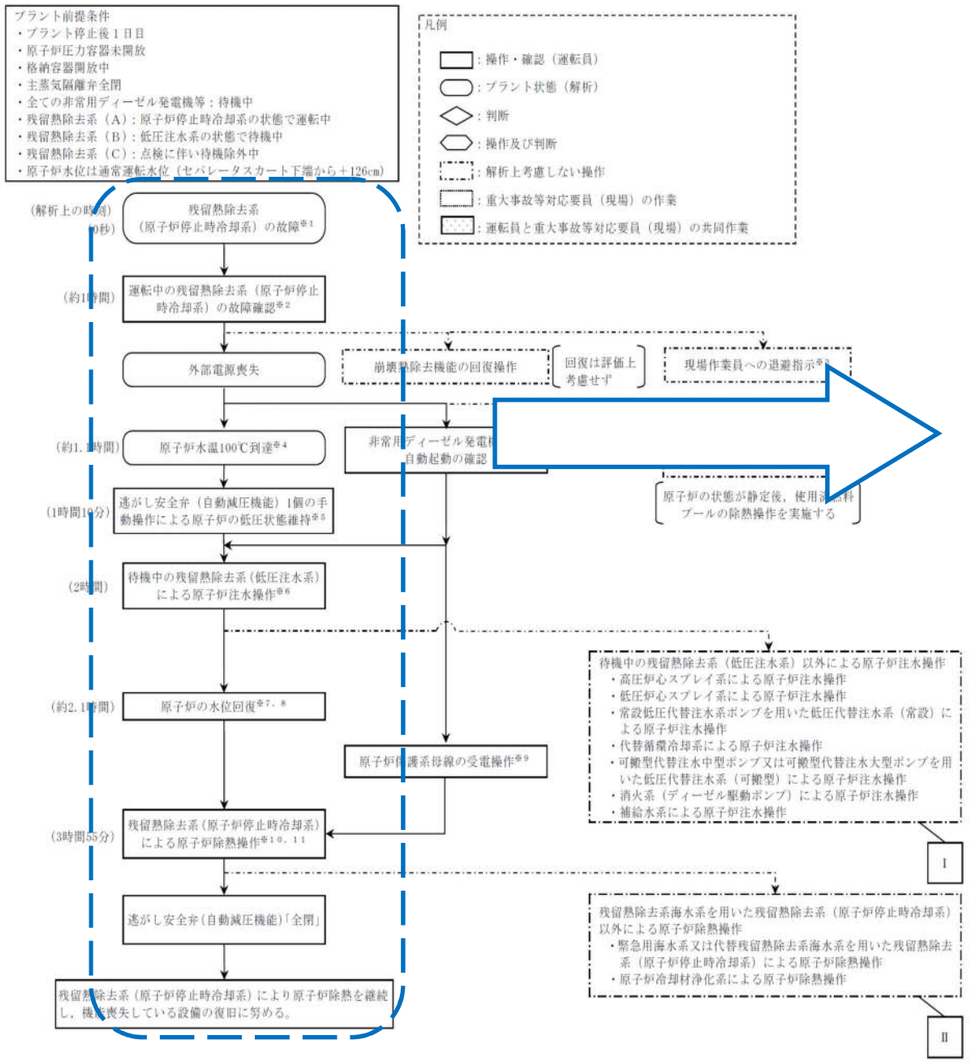
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱，及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

※1　崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁誤閉」を評価条件とする。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
※2　1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
※3　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。
なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※4　外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。
※5　約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
※6　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
※7　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル３）から約0.3m下）となる。
※8　原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。
残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。
なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は，通常運転水位よりも高く維持する。
※9　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。
※10　残留熱除去系（低圧注水系）で注水後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
※11　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

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

II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。

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

※1　崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁誤閉」を評価条件とする。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
※2　1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
※3　現場作業員は，当直発電長の逐受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。
なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※4　外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。
※5　約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
※6　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
※7　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル３）から約0.3m下）となる。
※8　原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。
残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。
なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は，通常運転水位よりも高く維持する。
※9　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。
※10　残留熱除去系（低圧注水系）で注水後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
※11　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」
「停止時崩壊熱除去制御」

A

操作補足事項

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する。

「停止時崩壊熱除去制御」にて対応する。

崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が上昇し，原子炉圧力が上昇する場合は，原子炉を低圧状態に維持するため，逃がし安全弁（自動減圧系）１弁を手動にて開操作する。

原子炉水位が低下するため，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）にて原子炉へ注水する。

原子炉水位回復後，待機中または復旧した残留熱除去系（原子炉停止時冷却）を運転する。

AM設備別操作手順書

AM⑨　原子炉注水
AM⑪　除熱
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

4.2　全交流動力電源喪失

特　徴

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

事故条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
		残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定
	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

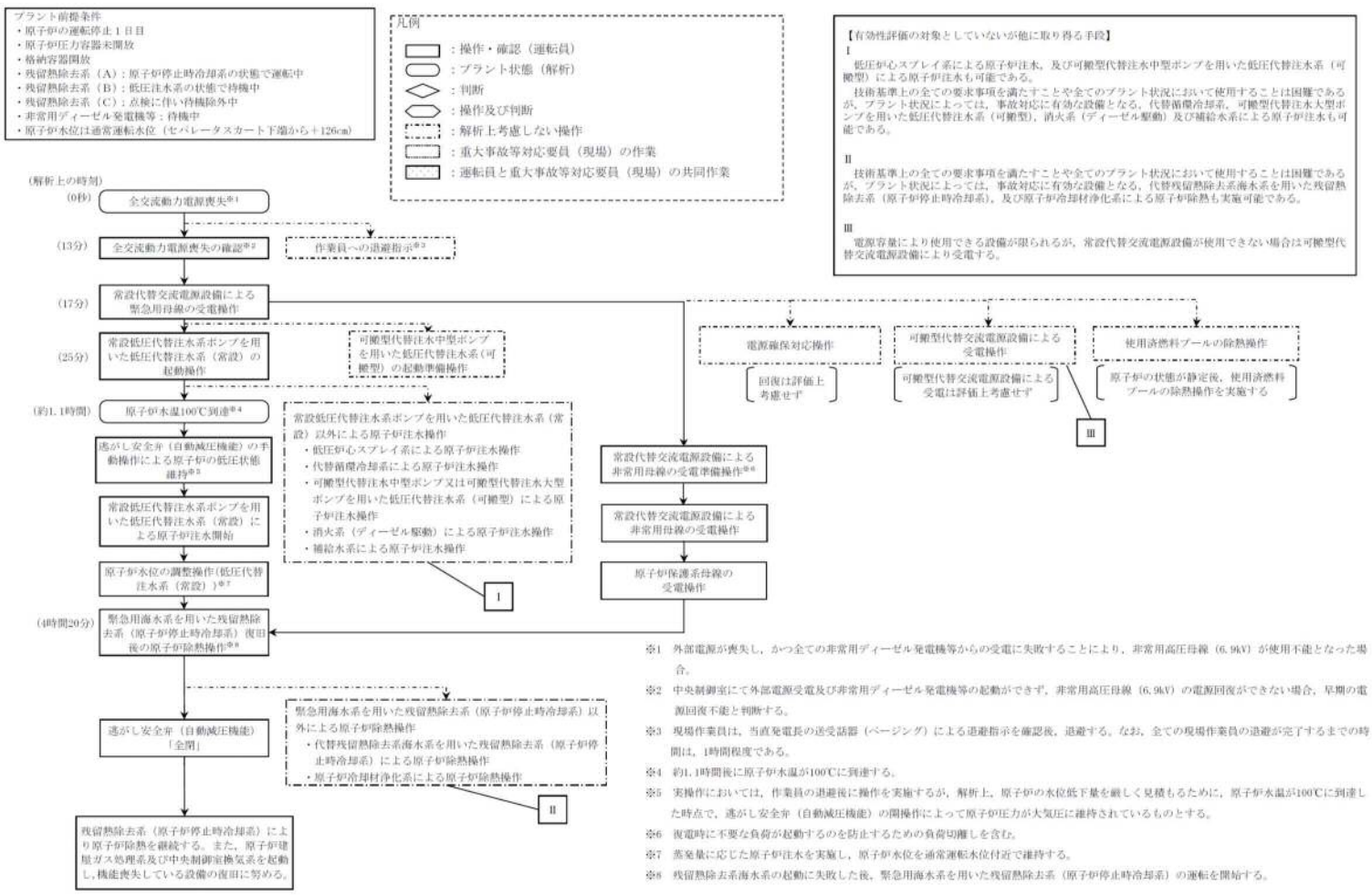
基本的な考え方

運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順概要

a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認
b．早期の電源回復不能判断及び対応準備
c．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持
d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
e．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

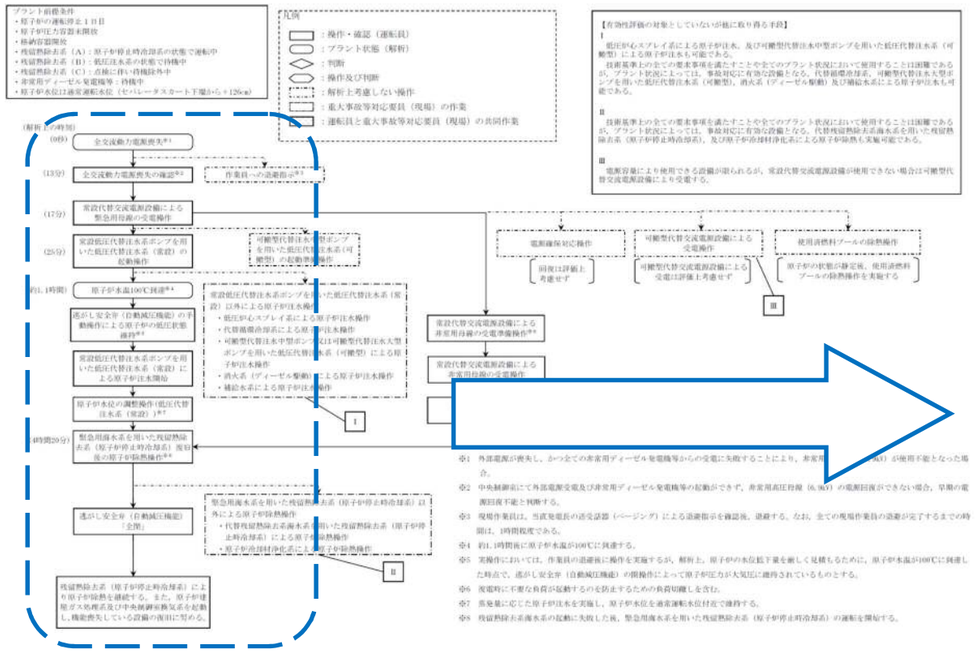
解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書　全体対応フロー

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」「停止時電源供給回復」

A

操作補足事項

全交流動力電源喪失により，運転中の残留熱除去系（停止時冷却系）が停止する。

「停止時電源供給回復」にて対応する。

常設代替高圧電源装置を起動し緊急用母線を受電後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

その後，緊急用母線を介して非常用母線を受電し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動し，原子炉の除熱を開始する。

AM設備別操作手順書

AM①　電源確保
AM⑩　使用済燃料プール冷却
AM⑪　除熱
AM⑫　冷却水確保

重大事故等対策要領

4.3　原子炉冷却材の流出

特　徴

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

基本的な考え方

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

対応手順概要

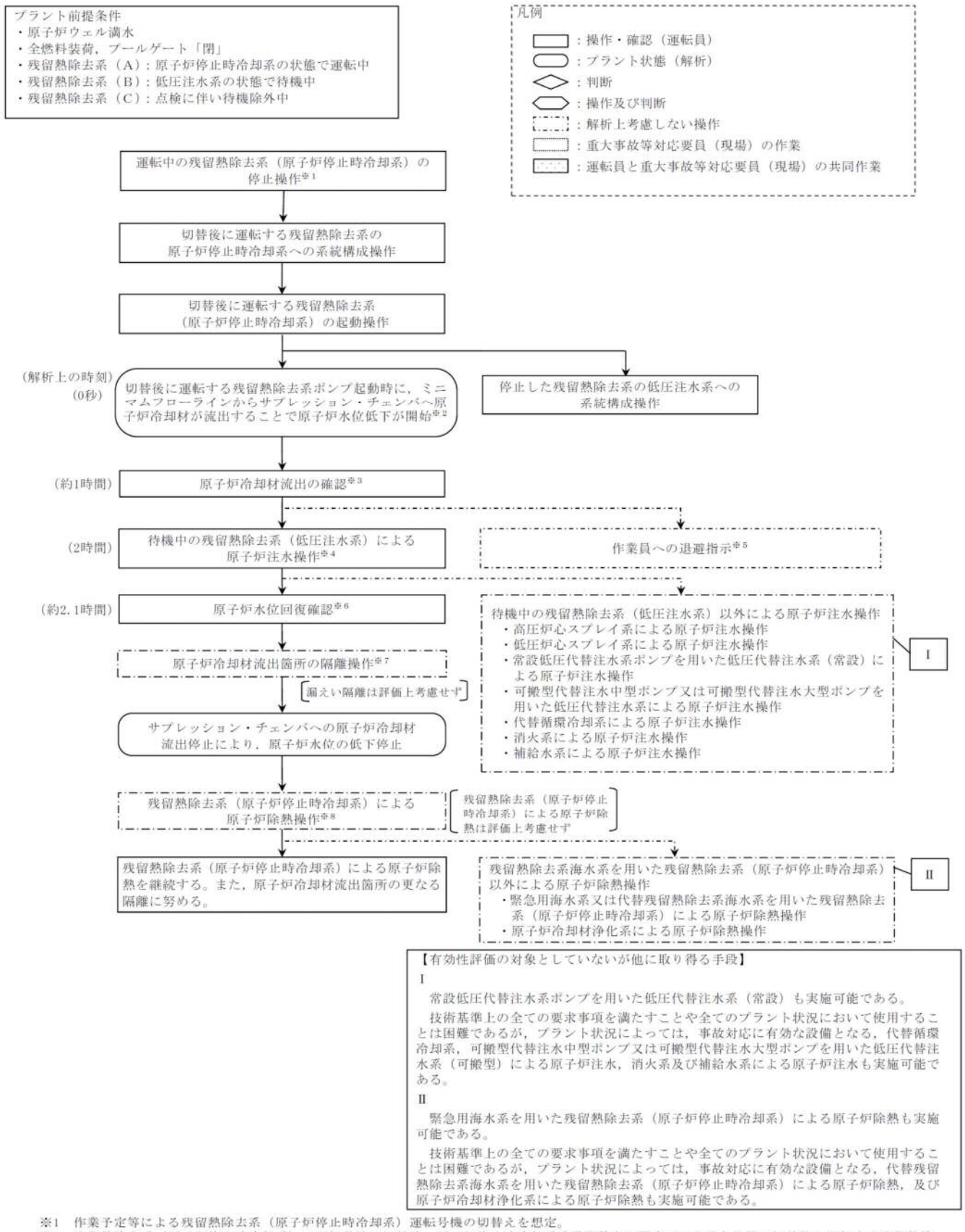
a．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

b．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

事故条件

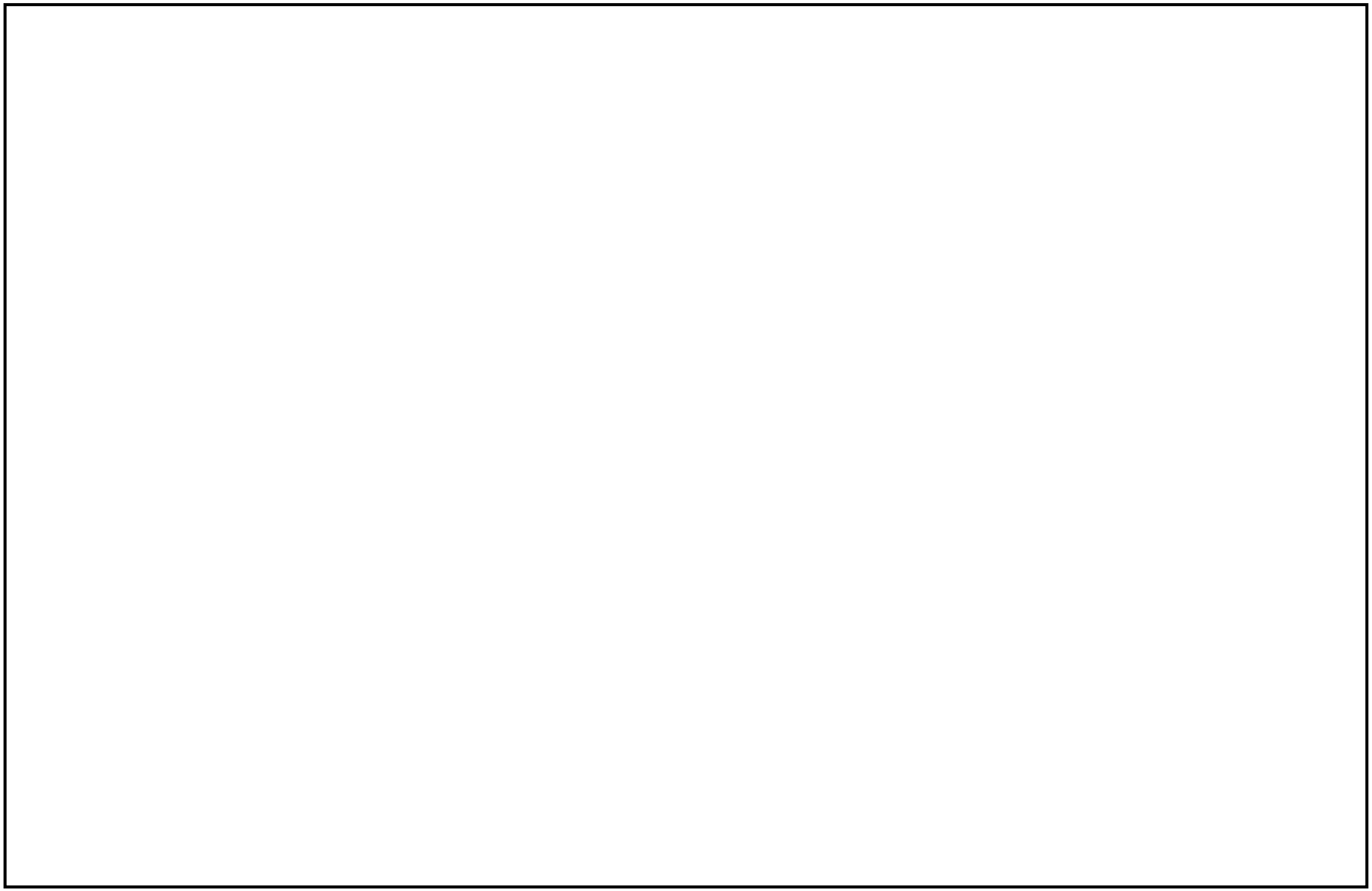
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	47m³／h	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

解析上の対応手順の概要フロー



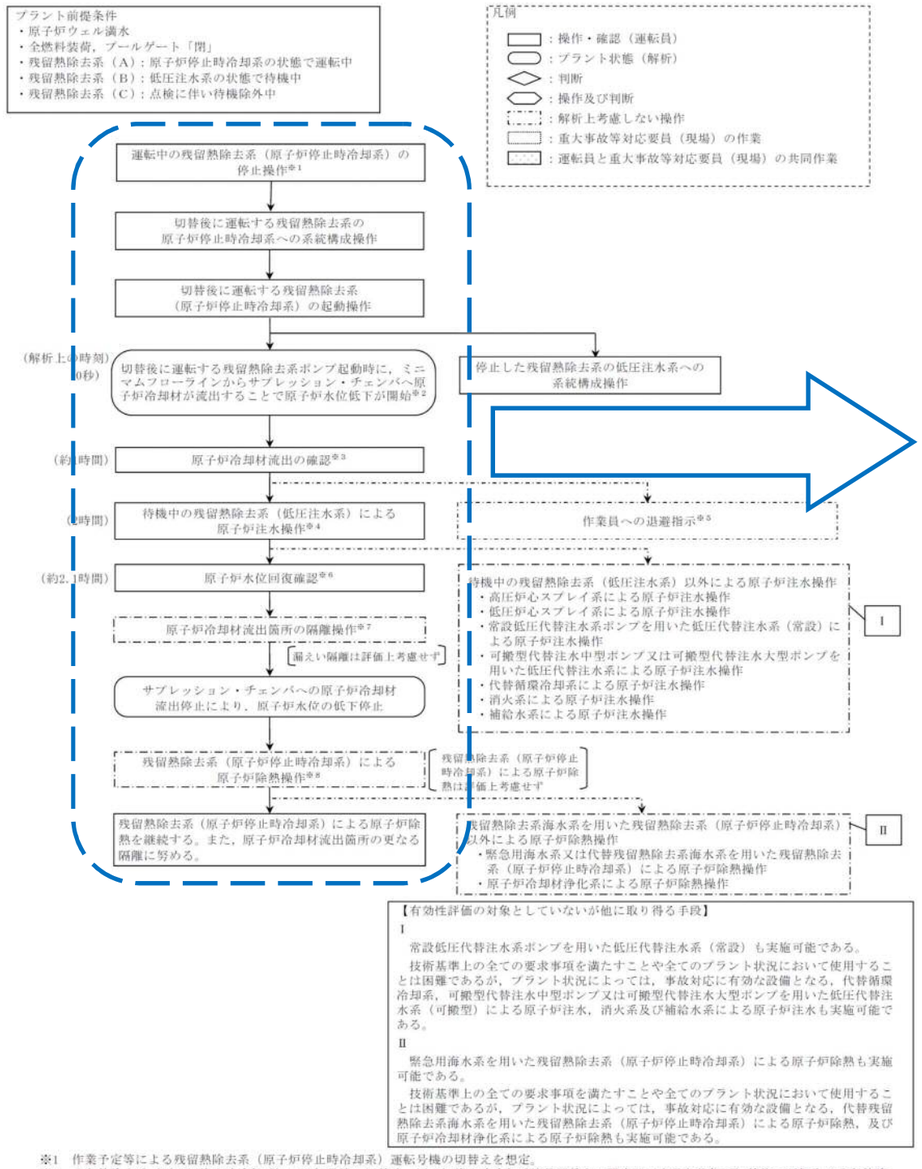
※1　作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。
※2　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³／h，原子炉水位の低下速度は約0.75m／h）。
※3　1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
※4　注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベル－1.5m）となる。なお，サプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
※5　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書　全体対応フロー



詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1　作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。
※2　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³／h，原子炉水位の低下速度は約0.75m／h）。
※3　1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
※4　注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベル－1.5m）となる。なお，サプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
※5　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

非常時運転手順書

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」

非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時ＥＯＰ」
「停止時原子炉水位制御」

A

操作補足事項

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）切替操作において，原子炉水位低下を確認する。

「停止時原子炉水位制御」にて対応する。

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作を実施し，原子炉水位の上昇を確認する。

原子炉冷却材流出箇所を隔離する。

その後，原子炉水位回復を確認し，残留熱除去系（停止時冷却系）への切替操作を実施し，原子炉除熱を再開する。

AM設備別操作手順書

AM③　原子炉注水

AM⑪　除熱

重大事故等対策要領

添付資料 1.0.8

東海第二発電所

自然災害等の影響によりプラントの

原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある

事象の対応について

＜目　　　次＞

1.「大津波警報」発表時の対応‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－1

(1)津波発生時の対応について‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－1

(2)体制の整備‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－2

(3)その他‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－3

２．火山の影響による降下火砕物の対応‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－5

(1)降下火砕物に対する対応について‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－5

第1.0.8－1 図　気象庁が定める津波予報区‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－8

第1.0.8－2 図　要員の移動経路図‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－9

第1.0.8－1 表　津波警報・注意報の種類について‥‥‥‥‥‥‥‥‥1.0.8－10

東海第二発電所では，自然災害等の影響によりプラントの原子炉安全に影響を及ぼす可能性がある事象（以下「前兆事象」という。）について，前兆事象として把握ができるか，重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して，設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき，前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

前兆事象として纏める自然災害は，津波，竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，火山の影響及び森林火災を想定する。

本資料では,前兆事象を確認した時点での事前対応の例として「大津波警報」発表時の対応及び火山の影響による降下火砕物の対応について整備する。

1. 「大津波警報」発表時の対応

(1) 津波発生時の対応について

東海第二発電所では,津波に対して防潮堤(T.P.＋20.0m～T.P.＋18.0m)を設置するなど安全対策を幾重にも講じるものの,津波の対応については,プラントが被災して機器・電源が使用不能になることを想定し，被災前にプラントを停止するとともに，燃料の崩壊熱を除去することで，炉心損傷に至るまでの時間を延長し，被災後の対応時間に余裕を持たせることが重要である。

津波の規模と発電所への影響として，引き波による除熱喪失のリスクがあること，また，発電所近くが震源の場合，発生した津波の波高等確認する時間的余裕がないことや発電所遠方の津波では，波高等の予測精度が低下する可能性があること等を考慮し，対応に必要な時間余裕の確保の観点から，以下の対応を実施する。

a. 発電所近傍で大きな地震が発生した場合の対応

発電所近傍で大きな地震が発生した場合は，原子炉が自動で停止して

いることを確認し，発電所構内に避難指示を行うとともに，津波に関する情報収集並びに潮位計，取水ピット水位計及び津波・構内監視カメラによる津波の監視を行う。

b. 大津波警報発表時の対応

気象庁が定めている津波予報区のうち，第 1.0.8－1 図に示す発電所を含む区域である「茨城県」区域に対し，第 1.0.8－1 表に示す発表基準に従い気象庁から大津波警報が発表された場合の対応として，以下の対応を実施する。

・発電所構内に避難指示を行う。

・原則として原子炉停止操作を開始する。

ただし以下の場合は除く。

(a)大津波警報が誤報であった場合。

(b)発電所から遠方で発生した地震に伴う津波であって，津波が到達するまでの間に大津波警報が解除又は見直された場合。

なお，津波注意報及び津波警報発表時は，津波に関する情報収集並びに津波･構内監視カメラ及び取水ピット水位計による津波の監視を行い，引き波により取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P.－1.59m：設計値）まで低下した場合等，原子炉の運転継続に支障がある場合に，原子炉を手動停止する。

(2) 体制の整備

大津波警報が発表された場合，警戒事態を発令し，災害対策本部要員を非常招集することにより，速やかに重大事故等対策を実施できる体制を整える。

また，発電所構内に常駐している災害対策要員のうち運転班の要員は，中央制御室に直接向かい，その他の要員は，緊急時対策所に向かう。

なお，移動経路は津波を考慮し，安全なルートを選定して移動する。移動時間は最長でも約 15 分で移動ができる。主な移動経路を第 1.0.8－2 図に示す。

(3) そ の 他

東海第二発電所の設計基準上の津波遡上高さは T.P.＋17.1m（防潮堤前面での最高水位）と評価しており，防潮堤（高さ T.P.＋20.0m～T.P.＋18.0m）を越波しないものの，津波に対し，以下の対策を講じる。

a．海水ポンプ室の防護対策

非常用ディーゼル発電機及び残留熱除去系の海水ポンプが設置されている海水ポンプ室は，取水ピットからの津波の流入を防止する観点で，海水ポンプのグランドドレン配管からの流入防止対策として当該配管に逆流弁を設置するとともに，貫通部の止水対策を実施する。

b．建屋の浸水防止対策

タービン建屋内で地震により循環水配管が破損し，津波が流入することを想定し，浸水防止設備（水密扉）の設置や境界部の配管貫通部の止水対策を実施することにより，浸水防護重点化範囲（原子炉建屋）への浸水を防止する。

なお，水密扉は原則閉運用とし，更に開放時に現場でブザー等による注意喚起を行い閉止忘れ防止を図る。

また，水密扉の開閉状態が確認できる監視設備を設置し，開状態の水密扉があった場合，当直運転員は，その状況を速やかに認知し，閉止す

る。

c．引き波時の非常用の海水ポンプの機能保持対策

引き波時において，非常用の海水ポンプによる冷却に必要な海水を確保するため，取水口前面に貯留堰を設置する。さらに，潮位計，取水ピット水位計及び津波・構内監視カメラによる津波の監視を継続する。

d．基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する対策

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対しては，緊急用海水系の設置による冷却機能を強化するとともに，原子炉建屋等の水密化，重要区画の水密化，排水設備の設置等，更なる信頼性向上の観点から対策を実施する。

e．敷地に遡上する津波の手順書への影響

重大事故等対応で使用する可搬型設備は，敷地に遡上する津波によって影響を受けない，敷地西側の高所の２箇所(T.P.＋23m及びT.P.＋25m)に設置する保管場所（西側及び南側保管場所）で保管する。

また，常設代替高圧電源装置，西側淡水貯水設備及び高所接続口についても，敷地に遡上する津波の影響を受けないT.P.＋11mの敷地に設置する。

全交流動力電源喪失事象が発生した場合の可搬型設備を用いた原子炉注水，格納容器スプレイ及び使用済燃料プール注水の対応については，上記の対応に係る施設がT.P.＋11mの敷地に設置されており，T.P.＋11mの敷地での対応を優先して実施するため，敷地に遡上する津波による敷地の浸水の影響は受けない。

その他の重大事故等対応要員による可搬型設備を用いた重大事故等対応（水源確保対応，格納容器内窒素供給対応及び放射線測定対応）については，T.P.＋8m の敷地の浸水が解消した後で，津波の監視を継続しながら，T.P.＋8m の敷地での重大事故等対応を行う。

2.　火山の影響による降下火砕物の対応

(1)　降下火砕物に対する対応について

東海第二発電所では，降下火砕物に備え，手順を整備し，以下のとおり段階的に対応することとしている。その体制については，火山事象等の自然災害に対し，保安規定に基づく保安管理体制として整備し，その中で体制の移行基準，活動内容についても明確にする。なお，多くの火山では，噴火前に，震源の浅い火山性地震の頻度が急増し，火山性微動の活動が始まるため，事前に対策準備が可能である。

a．通常時の対応

火山の噴火事象発生に備え，担当箇所は降下火砕物の除去等に使用する資機材等（シャベル，ゴーグル及び防護マスク等）については，定期的に配備状況を確認する。

b．近隣火山に噴火兆候がある場合

近隣火山で噴火警戒レベル３（入山規制），４（避難準備）となる引上げが発表され発電所において災害の発生のおそれがあると判断された場合，担当箇所は原子力防災管理者の承認を得た上で，監視強化準備体制※1を発令し，発電所の保安管理体制下において，火山情報等を把握し，連絡体制を強化（要員の確認）する。

※1　監視強化体制の前段階として，前兆事象の影響により発生するおそれがある事象（倒壊・転倒・飛散等）の防止措置及び構内巡視等を行い，災害の発生を最小限に抑えるための措置

を講じる体制。

c．降下火砕物の飛来のおそれがある場合

近隣火山で噴火警戒レベル５（避難）が発表され発電所において災害の発生のおそれがあると判断された場合，原子力防災管理者は監視強化体制※2を発令し，発電所の各マネージャーは，発電所の保安管理下において，資機材の配備状況確認等に必要な要員を招集する。

また，取水路前面にオイルフェンスを設置することで，取水路への降下火砕物の流入量を低減する，とともに屋外機器・建屋等の降下火砕物の除去のため，発電所内に保管しているスコップ，ほうき，マスク等の資機材の配備状況の確認を行う。

※2　前兆事象の影響により発電所に災害が発生するおそれがあると判断した場合に発令し，必要に応じ災害対策要員及び資機材の確認，巡視等，適切な措置を講じる体制。

d．降下火砕物が堆積する状況となった場合

降下火砕物が確認され，重要安全施設の安全機能を有する設備が損傷等により機能を失うおそれがある場合，原子力防災管理者は発生事象の災害区分を「警戒事態」とし，発電所警戒本部を設置する。

発電所警戒本部の指揮の下，発電所及び屋外廻りの監視を強化する。また，屋外機器・建屋等の降下火砕物の除去を行うとともに，換気空調設備のフィルタを確認し，フィルタの取替，清掃を行う。

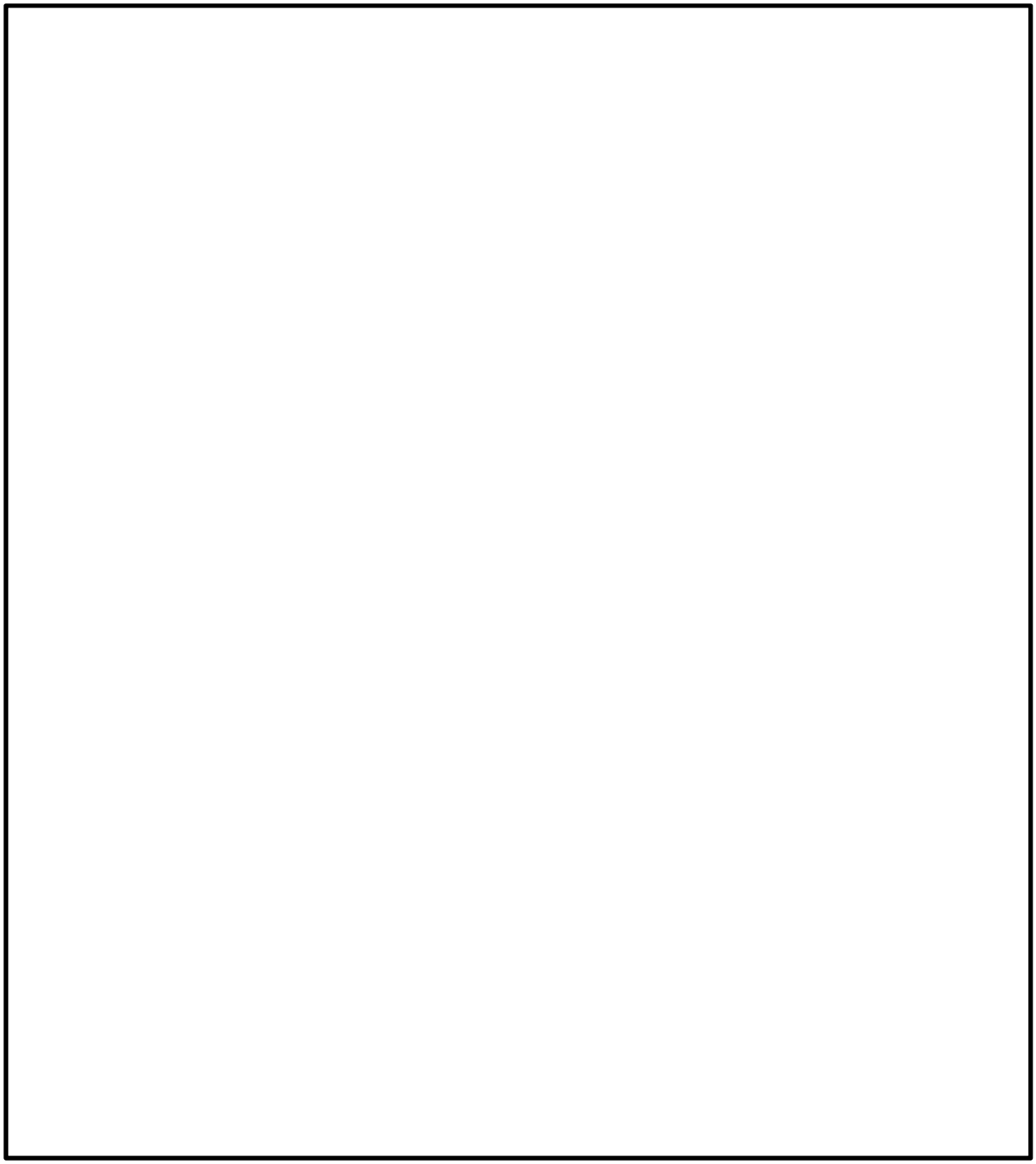
さらに，降下火砕物により重要安全施設の安全機能を有する設備が損傷等により機能を失った場合，災害区分を「非常事態」に移行し，発電所災害対策本部を設置してその指揮の下，必要な処置を行う。

なお，降下火砕物の影響により，プラントの原子炉安全に影響を及ぼ

す可能性がある場合は，原子炉を手動停止する。

出典：気象庁ホームページ「津波予報区について」

第 1.0.8－1 図　気象庁が定める津波予報区



第 1.0.8－2 図　要員の移動経路図

第 1.0.8－1 表　津波警報・注意報の種類について

種類	発表基準	発表される津波の高さ		想定される被害と取るべき行動
		数値での発表（津波の高さ予想の区分）	巨大地震の場合の発表	
大津波警報	予想される津波の高さが高いところで 3m を超える場合。	10m 超 （10m＜予想高さ）	巨大	木造家屋が全壊・流失し，人は津波による流れに巻き込まれます。 沿岸部や川沿いにいる人は，ただちに高台や避難ビルなど安全な場所へ避難してください。
		10m （5m＜予想高さ≦10m）		
		5m （3m＜予想高さ≦5m）		
津波警報	予想される津波の高さが高いところで 1m を超え，3m 以下の場合。	3m （1m＜予想高さ≦3m）	高い	標高の低いところでは津波が襲い，浸水被害が発生します。人は津波による流れに巻き込まれます。 沿岸部や川沿いにいる人は，ただちに高台や避難ビルなど安全な場所へ避難してください。
津波注意報	予想される津波の高さが高いところで 0.2m 以上，1m 以下の場合であって、津波による災害のおそれがある場合。	1m （0.2m≦予想高さ≦1m）	（表記しない）	海の中では人は速い流れに巻き込まれ，また，養殖いかだが流失し小型船舶が転覆します。 海の中にいる人はただちに海から上がって，海岸から離れてください。

出典：気象庁ホームページ「津波警報・注意報，津波情報，津波予報について」

添付資料 1.0.9

東海第二発電所

重大事故等対策の対処に係る

教育及び訓練について

＜目　　次＞

1. 基本となる教育及び訓練‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－1
2. 運転員に対する教育及び訓練‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－7
3. 当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－8
4. 支援組織に対する教育及び訓練‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－9
5. 教育及び訓練計画の頻度の考え方‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－9
6. 教育及び訓練の効果の確認についての整理‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－9
7. 実務経験によるプラント設備への習熟‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－11
8. 初期消火対応要員（当社社員以外）の教育及び
訓練参加について‥‥ 1.0.9－11
9. 本店（東京）の総合災害対策本部要員の教育及び訓練について 1.0.9－12
第 1.0.9－1 表　重大事故等対策に関する教育
（運転員の主な教育内容）‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－13
第 1.0.9－2 表　重大事故等対策に関する教育（災害対策要員
（当直（運転員）を除く）の主な教育内容）‥‥‥‥‥ 1.0.9－15
第 1.0.9－3 表　重大事故等対策に関する訓練
（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）‥‥‥‥‥ 1.0.9－17
第 1.0.9－4 表　重大事故等対策に係る教育訓練
（技術的能力と教育訓練の関係）‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－26
第 1.0.9－5 表　教育及び訓練計画の頻度の考え方について‥‥‥‥ 1.0.9－67
第 1.0.9－6 表　重大事故等に係る発電所要員の力量管理
について‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.9－68
第 1.0.9－7 表　プラント設備への習熟のための保守点検活動‥‥ 1.0.9－69

補足１　要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について ･･･ 1.0.9－70
補足２　社外評価に対するフィードバックについて ･･･････････ 1.0.9－72

災害対策要員は，常日頃から重大事故等時の対応のための教育及び訓練を実施することにより，事故対応に必要な力量の習得を行い，重大事故等時においても的確な判断のもと，平常心をもって適切な対応操作が行えるように準備している。また，教育及び訓練については，東海第二発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）及び保安規定に基づく社内規程に基づいて実施しており，事故時操作の知識及び技術の向上に努めている。

福島第一原子力発電所事故以降は，事故の教訓を踏まえた緊急安全対策を整備し，全交流動力電源喪失時における初動活動に備え各種訓練を継続的に実施してきている。具体的には，電源確保及び給水確保の訓練，瓦礫撤去のための訓練等を必要な時間内に成立することの確認も含め，継続的に実施している。

これらの教育及び訓練は，必要な資機材の運搬，操作手順に従い行うことを基本とし，更に各機器の取扱いの習熟化を図っている。

新規制基準として新たに要求された重大事故等対策に係る教育及び訓練については，保安規定及び保安規定に基づく社内規程に適切に定め，知識・技能の向上を図るために定められた頻度，内容で実施し，必要に応じて手順等の改善を図り実効性を高めていくこととしており，教育及び訓練の状況は以下のとおりである。なお，教育及び訓練の結果を評価し，継続的改善を図っていくこととし，各項で参照する表に記載の教育及び訓練についても，今後必要な改善，見直しを行っていくものである。

1.　基本となる教育及び訓練（第1.0.9－1～3表参照）

災害対策要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，アクシデントマネジメントの概要について教育するとともに，役割に応じて重大事故等時の原子炉施設の挙動

等の教育を実施する。

これら基本となる教育を踏まえ，原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，手順や資機材の取扱い方法等の要素訓練を年1回以上実施する。また，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための発電所総合訓練を年1回以上実施する。

(1) 教育（第1.0.9－1表，第1.0.9－2表参照）

a．防災教育

緊急事態応急対策等，原子力防災対策活動に関する知識を深めるための教育を実施している。

・「原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識」

災害対策要員に対して，原子力防災組織の構成，各班の職務を踏まえて，各自が実施すべき活動について教育する。

・「放射線防護に関する知識」

災害対策要員に対して，放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識について教育する。

・「放射線及び放射性物質の測定機器並びに測定方法を含む防災対策上の諸設備に関する知識」

災害対策要員のうち広報班を除く要員に対して，測定機器の用途，測定方法，機器の取扱いに関する知識について教育する。

b．アクシデントマネジメント教育

アクシデントマネジメントに関する教育については，実施組織となる運転員への教育については勿論であるが，技術支援組織としてシビアア

クシデント時に中央制御室での対応をバックアップする災害対策要員及び実施組織として現場で活動する災害対策要員の知識レベルの向上を図ることも重要である。そのため，重大事故等時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図るとともに，要員の役割に応じて定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を計画的に行う。具体的には，教育内容に応じて以下のとおり基礎的知識，応用的知識に分かれ，それぞれ対象者を設定している。

・基礎的知識：アクシデントマネジメントに関する基礎的知識

・応用的知識：事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識

(2)　訓練

保安規定に定める非常事態に対処するための総合的な訓練として，発電所総合訓練を実施している。発電所総合訓練の具体的な要領は，原子力災害対策特別措置法に基づき定めている東海第二発電所原子力事業者防災業務計画に従い実施している。

発電所総合訓練は，原子力防災管理者の指揮のもと，原子力防災組織が原子力災害発生時に有効に機能することを確認するために実施する。

また，訓練項目ごとに訓練対象者の力量向上のために実施する要素訓練及び本店（東京）（以下「本店」という。）等と合同で行う原子力防災訓練があり，それぞれ計画に基づいて実施する。

訓練においては，重大事故等対策における中央制御室での操作，及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について，必要な要員数及び想定時間にて対応できるよう，教育及び訓練により効率的か

つ確実に実施できることを確認する。

なお，重大事故等対策に使用する資機材及び手順書については，担当箇所にて適切に管理しており，訓練の実施に当たっては，これらの資機材及び手順書を用いて実施し，訓練より得られた改善点等を適宜反映することとしている。

訓練の具体的な内容について，以下に示す。

ａ．要素訓練（第1.0.9－3，4表参照）

教育訓練項目と該当する手順書，対象者及び訓練名を第1.0.9－3表に整理する。

第1.0.9－3表に示す災害対策要員の教育訓練の詳細内容は，技術的能力と訓練の関係を示した第1.0.9－4表に示すとおりである。新規制基準で示される重大事故等対策における技術的能力審査基準に対応する各手順に対する力量の維持，向上を図るために実施すべき事項を第1.0.9－4表に整理している。

原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，実施組織の要員に対し，重大事故等対策に関する教育として手順の内容理解（作業の目的，事故シーケンスとの関係等）や資機材の取扱い方法等の習得を図るため要素訓練等を年1回以上実施する。

なお，現場作業にあたる災害対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるよう，運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に取り入れる。

要素訓練は，現場対応の指揮，発電所災害対策本部との連絡等を行う指揮者，現場対応者等のチームで行い，各人の事故対応能力の向上，役

割分担の確認等を行う。また，力量評価者を置き，原子力災害発生時に対応できるよう確実に力量が確保されていることを定期的に評価する。訓練は，訓練毎の訓練対象者全員が原則として実際の設備，活動場所で実施することとするが，実際の設備を使用するとプラントに影響を及ぼす場合（例:実際の充電中の電源盤への電源ケーブルの接続を実施すると，電気事故又は感電が発生する）は，訓練設備を用いた訓練を実施する。

訓練内容は，様々な場合を想定し実施する。活動エリアの放射線量の上昇が予測される場合には放射線防護具（タイベック，全面マスク）を着用して活動を行うなど，悪条件（高線量下，夜間，悪天候（降雨，降雪又は強風等）及び照明機能低下等）を想定し，必要な防護具等を着用した訓練も実施する。

これらの訓練内容を網羅的に盛り込んだ教育訓練内容を設定することにより，円滑かつ確実な災害対策活動が実施できる要員を継続的に確保する。

今後，計画的に訓練を行い，重大事故等対処に係る保安規定変更が施行され運用が開始されるまでには，必要な訓練対象者に対し訓練が実施され力量が確保されている状態に体制整備を実施する。

また，アクシデントマネジメント訓練により，アクシデントマネジメントガイドを使用して，事故状況の把握，事象進展防止及び影響緩和策の判断を実施し，発電所災害対策本部が中央制御室の当直を支援できることを確認している。さらに，災害対策本部対応訓練，原子力緊急事態支援組織（以下「緊急事態支援組織」という。）対応訓練，通報訓練，緊急被ばく医療訓練，モニタリング訓練，避難誘導訓練により，各要素の活動が確実に実施できることを確認するとともに，これらを組み合わ

せて実施する総合訓練において，重大事故等の発生を想定した場合においても発電所災害対策本部が総合的に機能することを確認している。

ｂ．発電所総合訓練

組織全体としての力量向上を図るために年1回以上の発電所総合訓練を実施する。各要素訓練を組み合わせ，組織内各班の情報連携や組織全体の運営が適切に行えるかどうかの検証を行う。

ｃ．原子力防災訓練

本店等と合同で行う原子力防災訓練においては，当社経営層も参加し，本店災害対策本部における活動の指揮命令及び情報収集等の活動訓練を実施することにより，原子力災害発生時における発電所と本店等のコミュニケーションの強化を図っている。

また，原子力防災訓練では，適宜，オフサイトセンターや自治体等への情報提供等の連携，原子力事業所災害対策支援拠点の立ち上げ，他の原子力事業者との連携（協力要請等），社外への情報提供（模擬記者会見訓練）等にも取り組んでいる。

具体的には，オフサイトセンターへ実際に対応要員を派遣し，発電所災害対策本部との情報連携の訓練や，自治体関係者への電話連絡及びファクシミリ装置を用いた文書の同時送信による情報提供を行う訓練，原子力事業所災害対策支援拠点へ実際に派遣される要員自らが拠点を立ち上げる訓練，他の原子力事業者への連携では発電所が発災した場合の支援本部幹事事業者である東京電力ホールディングス株式会社へ実際に協力要請を行う連携訓練，本店等において社外へのプラントの状況の説明等を行う模擬記者会見訓練等を行っている。

発電所総合訓練及び原子力防災訓練に使用する事故シナリオは，炉心損傷等の重大事故を想定したシナリオを用いて発電所災害対策本部の各活動との連携が確実に実施できていることを，全体を通して確認している。

また，東海発電所との同時被災等のシナリオも取り込み，発電所災害対策本部の各活動が輻輳しないことも確認している。

訓練に当たっては，事象進展に応じて訓練者が対応手段を判断していくシナリオ非提示型の訓練を実施し，対応能力を強化するとともに，これまでも地震及び津波による外部電源喪失だけでなく，様々な自然災害や外部事象等に対応して実施しており，今後も計画的に実施する。

(3)　その他の教育及び訓練

緊急事態支援組織に対する協力要請等の対応訓練を年1回実施し，緊急事態支援組織への出動要請，資機材の搬入及び資機材を使用した操作訓練を実際に行うことにより，対応及び操作の習熟を図る。更に緊急事態支援組織に災害対策要員を定期的に派遣し，遠隔操作が可能なロボットの操作訓練及び保修訓練等を行い操作の習熟を図る。

2.　運転員に対する教育及び訓練（第1.0.9－1表，第1.0.9－3表参照）

運転員に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，重大事故等時の原子炉施設の挙動等の教育を実施する。また，知識の向上と実効性を確認するため，自社のシミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにてシミュレーション可能な範囲において，対応操作訓練を実施する。

第1.0.9－1表に示すシミュレータ訓練は，従来からの設計基準事象ベー

ス，設計基準外事象ベースの訓練に加え，国内外で発生したトラブル対応訓練，中越沖地震の教訓を反映した地震を起因とした複合事象の対応訓練，福島第一原子力発電所事故の教訓から全交流動力電源喪失を想定した対応訓練等，原子力安全への達成には運転員の技術的能力の向上が重要であるとの観点から随時拡充し，実施している。また，重大事故等が発生した時の対応力を養成するため，手順にしたがった監視，操作において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図っている。今後も重大事故等時に適切に対応できるよう，シミュレータ訓練を計画的に実施していく。

また，同一直の運転員全員で連携訓練を定期的に実施することで，事故時に当直発電長の指揮のもとに，チームワークを発揮して発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の安全を確保できるように，指示，命令系統の徹底，各人の事故対応能力の向上，役割分担の再確認等を行っている。

3.　当直（運転員）を除く実施組織に対する教育及び訓練（第1.0.9－2表，第1.0.9－3表参照）

災害対策要員のうち当直（運転員）を除く実施組織の要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて重大事故の現象に対する幅広い知識を付与するため，役割に応じてアクシデントマネジメントの概要について教育するとともに，重大事故等時の原子炉施設の挙動等の教育を実施する。

これら基本となる教育を踏まえ，原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に，手順や資機材の取り扱い方法等の個別訓練を年1回以上実施する。また，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための発

電所総合訓練を年1回以上実施する。

4.　支援組織に対する教育及び訓練（第1.0.9－2表，第1.0.9－3表参照）

災害対策要員のうち支援組織の要員に対する教育及び訓練については，机上教育にて支援組織の位置付け，実施組織との連携及び資機材等に関する教育に加え，役割に応じた要素訓練を実施する。また，実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための総合訓練を年1回以上実施する。

5.　教育及び訓練計画の頻度の考え方（第1.0.9－5表参照）

各要員に対し必要な教育及び訓練を年1回以上実施し，教育及び訓練の有効性評価を行い，力量の維持及び向上が図れる実施頻度に見直す。

・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年1回以上，毎年繰り返すことにより，各手順及び操作を習熟し，力量の維持及び向上を図る。

・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育及び訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。

6.　教育及び訓練の効果の確認についての整理（第1.0.9－6表参照）

各要員が必要な教育及び訓練を計画的に実施し，力量の維持及び向上が図られていることを確認することにより，教育及び訓練内容が適切であることを確認する。力量を有していると確認された要員は，管理リストへの反映により管理する。

(1)　要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価

教育及び訓練の効果については，各要員が必要な教育及び訓練を計画的に実施し，力量の維持及び向上が図られていることをもって確認する。

・各要員が社内規程に従い，確実に教育及び訓練を実施していることの確認を行う。

・各要員の力量の評価は，教育の履歴及び訓練における対応操作の評価結果で行い，各要員の力量の維持及び向上が図られていることを確認する。合わせて，必要な力量を有した要員を確保できているか確認することにより教育及び訓練の有効性評価を行う。

・教育及び訓練の有効性評価は，教育及び訓練計画書へ反映する。

なお，訓練により必要な力量を有していないと判断された場合，例えば所定の時間内に必要な操作を適切に完了できない場合等は，その要員を災害対策要員から外し，再度，必要な教育及び訓練を実施することにより，力量の確実な維持・向上を図ることとしている。

(2)　対応能力の向上

総合訓練における評価の信頼性向上を図るため，ＷＡＮＯ（世界原子力発電事業者協会）の「達成目標と基準」の評価項目を取り入れた災害対策要員の訓練評価シートを整備する。訓練参加者以外の者を評価者として配置し，評価者が訓練評価シートを用いて訓練参加者の対応状況を確認し，評価する。総合訓練実施後は，訓練参加者及び評価者で訓練を振返り，反省点，課題等を集約する等，訓練の実施結果を確認し，その中から改善が必要な事項を抽出し，手順，資機材，教育及び訓練計画への反映を行う。また，ＷＡＮＯピアレビュー等により，教育及び訓練を含む取り組みについて，社外の原子力発電所経験者から客観的な評価も取り入れている。

7.　実務経験によるプラント設備への習熟（第1.0.9－7表参照）

運転員及び保修室員は，計画的に実施する教育及び訓練の他，実務経験を通じてプラント設備への習熟を図っている。

運転員は，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき設備の巡視点検，定期試験及び運転に必要な操作を行うことにより，普段から設備についての習熟を図る。

保修室員は，設備の点検において，保守実施方法をまとめた社内規程に基づき，現場に立ち，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，工事要領書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を行うことにより普段から設備についての習熟を図る。また，重大事故等時において復旧を迅速に実施するために，普段から保守点検活動を社員自らが行って部品交換等の実務経験を積むこと等により，原子炉施設及び予備品等について熟知する。併せて，研修施設にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。

なお，予備品を用いた残留熱除去系海水系ポンプ用電動機及び非常用ディーゼル発電機海水ポンプ用電動機の復旧作業は，協力企業の支援による実施としているが，本復旧作業は事故収束後のプラント安定状態を継続する上で有効であることから，直営訓練等を通じて復旧手順の整備や作業内容把握，研修施設において予備品の類似機器を用いた分解点検や組立作業訓練等を通じて現場技能向上への取り組みを継続的に実施する。

8.　初期消火対応要員（当社社員以外）の教育及び訓練参加について

初期消火対応要員のうち，当社社員以外の協力企業社員は，個別に締結している業務委託契約に基づいて必要な教育訓練を行うこととしている。この

ため，初期消火対応要員も当社が作成した教育訓練プログラムに従い必要な教育を受け，当社が実施する要素訓練及び総合訓練に参加することにより必要な力量の維持及び向上を図ることとしている。

9.　本店（東京）の総合災害対策本部要員の教育及び訓練について

本店の総合災害対策本部要員に対しては，原子力防災対策活動及び重大事故等の現象について理解するための教育を行う。また，発電所の災害対策本部への支援，社内外の情報収集及び災害状況の把握，情報発信，関係組織への連絡など本店の活動に関する訓練を役割に応じて行い，必要な力量の維持及び向上を図る。

第1.0.9－1表 重大事故等対策に関する教育（運転員の主な教育内容）（1／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
異常時対応訓練 （指揮，状況判断）	異常時に指揮者として適切な指揮，状況判断が出来るよう，異常時操作の対応（判断・指揮命令）及び警報発生時の監視項目について理解する	・異常時操作の対応（判断，指揮命令含む） ・警報発生時の監視項目	・発電長 ・副発電長	3年間で30時間以上※2 （他項目も含む）
異常時対応訓練 （中央制御室内対応）	異常時に中央制御室において適切な処置がとれるように，警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する 役割に応じた活動に要する資機材等に関する知識の習得	・原子炉の起動停止に関する操作と監視項目 ・各設備の運転操作と監視項目 ・警報発生時の対応操作（中央制御室） ・異常時操作の対応（中央制御室）	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ	
異常時対応訓練 （現場機器対応）	異常時に現場において適切な処置がとれるように，警報発生時の対応及び異常時操作の対応について理解する	・原子炉の起動停止の概要 ・各設備の運転操作の概要（現場操作） ・警報発生時の対応操作（現場操作） ・異常時操作の対応（現場操作）	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	
シミュレータ訓練Ⅰ （ファミリー訓練）	異常事象対応時（設計基準外事象含む）の連携措置の万全を図る	・運転操作の連携訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	3年間で15時間以上※2
シミュレータ訓練Ⅱ	警報発生時及び異常事象時（設計基準外事象含む）対応の万全を図る	・起動停止・異常時・警報発生時対応訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・運転員Ⅰ	3年間で9時間以上※2
シミュレータ訓練Ⅲ	警報発生時及び異常事象時（設計基準外事象含む）対応の万全を図る	・起動停止，異常時・警報発生時の対応・判断・指揮命令訓練 自社シミュレータ又はＢＷＲ運転訓練センターにて行う訓練 【重大事故等の対応を含む】※1	・発電長 ・副発電長	3年間で9時間以上※2

※1：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容
※2：保安規定　保安教育に定められた教育時間

第1.0.9－1表 重大事故等対策に関する教育（運転員の主な教育内容）（2／2）

教育名	目的	内容	対象者	時間・頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識）	・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し，原子力防災活動の円滑な実施に資する	・原子力災害対策特別措置法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制，防災組織及び活動 ・緊急時活動レベル（ＥＡＬ）	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	1回／年
防災教育 （放射線防護に関する知識）	・放射線安全の観点から放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識の理解	・放射線の人体に及ぼす影響に関すること ・線量限度等，被ばく管理に関すること ・放射線防護に関すること	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	1回／年
防災教育 （放射線及び放射性物質の測定機器並びに測定方法を含む防災対策上の諸設備に関する知識）	・機器の用途，測定方法，機器の取扱い方法の理解	・防災関係設備に関すること	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	1回／年
アクシデントマネジメント教育（基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要※1	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	1回／年
アクシデントマネジメント教育（応用的知識）	事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動 ・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	・発電長 ・副発電長	1回／年
発電所総合訓練	想定した原子力災害への対応，各作業班や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する	・当直の活動 ・各作業班との連携 ・当直の意思決定 【重大事故等を想定し，上記を実施】※1	・発電長 ・副発電長 ・運転員Ⅰ，運転員Ⅱ	1回／年

※1：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容
※2：保安規定　保安教育に定められた教育時間

第 1.0.9－2 表 重大事故等対策に関する教育（災害対策要員（当直（運転員）を除く）の主な教育内容）（1／2）

教育名	目的	内容	対象者	頻度
防災教育 （原子力防災体制，組織及び地域防災計画に関する知識）	・発電所員として必要な基礎知識の理解 ・原子力災害に関する知識を習得し，原子力防災活動の円滑な実施に資する。	・原子力災害対策特別措置法及び関係法令の概要 ・原子力事業者防災業務計画の概要 ・防災体制，防災組織及び活動 ・緊急時活動レベル（ＥＡＬ）	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織（初期消火対応要員を除く）	1 回／年
防災教育 （放射線防護に関する知識）	・放射線安全の観点から放射線の人体に及ぼす影響，放射線防護等に関する知識の理解	・放射線の人体に及ぼす影響に関すること ・線量限度等，被ばく管理に関すること ・放射線防護に関すること	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織	1 回／年
防災教育 （放射線及び放射性物質の測定機器並びに測定方法を含む防災対策上の諸設備に関する知識）	・機器の用途，測定方法，機器の取扱い方法の理解	・防災関係設備に関すること	・運営支援組織（広報班を除く班長及び班員） ・技術支援組織（班長，班員及び重大事故等対応要員（放射線測定対応）） ・実施組織（班長，初期消火対応要員及び重大事故等対応要員（拡散抑制対応，アクセスルート確保対応，電源確保対応，給水確保対応））	1 回／年

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第 1.0.9－2 表 重大事故等対策に関する教育（災害対策要員（当直（運転員）を除く）の主な教育内容）(2／2)

教育名	目的	内容	対象者	頻度
アクシデントマネジメント教育 （基礎的知識）	アクシデントマネジメントに関する基礎的知識の習得	・アクシデントマネジメントの概要 ・津波アクシデントマネジメントの概要※	・本部員 ・運営支援組織 ・技術支援組織 ・実施組織（初期消火対応要員を除く）	1 回／年
アクシデントマネジメント教育 （応用的知識）	事故時における原子炉施設の挙動，プラント状況に合致した機能別設備を活用したアクシデントマネジメントの専門的知識の習得	・代表的な事故シナリオの流れとプラント挙動・機能別の設備のプラント状況にあった優先順位	・本部長 ・本部長代理 ・技術支援組織（本部員，班長，班員）	1 回／年
発電所総合訓練	想定した原子力災害への対応，各作業班や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを確認する。	・各作業班の活動 ・各作業班の連携 ・本部の意思決定 ・本店本部との連携 【重大事故等を想定し，上記を実施】※	・災害対策要員	1 回／年
その他訓練	あらかじめ定められた機能を発揮できるようにするために資機材操作を含めて行い，機能毎の対応能力向上を図る。	・通報訓練	・運営支援組織（情報班）	1 回／年
		・モニタリング訓練	・技術支援組織（放射線管理班）	
		・避難誘導訓練	・運営支援組織（庶務班（総務)）	
		・緊急時被ばく医療訓練	・運営支援組織（庶務班（保健安全） ・技術支援組織（放射線管理班）	

※：福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ，充実強化した内容

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（1／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
電源確保	常設代替高圧電源装置による給電	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・常設代替交流電源設備による緊急用M／Cから M／C　２C，２D受電	運転員	・常設代替高圧電源設備による非常用所内電気設備への給電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・常設代替高圧電源装置起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・常設代替高圧電源装置（現場起動）による給電 ：1回／年
	可搬型代替低圧電源車による給電	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①可搬型代替交流電源設備によるＰ／Ｃ　２C及び２D受電 ②可搬型代替交流電源設備による緊急用Ｐ／Ｃ，ＭＣＣ給電	運転員	①可搬型代替低圧電源車による非常用所内電気設備への給電：1回／年 ②可搬型代替低圧電源車による代替所内電気設備への給電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・可搬型代替低圧電源車起動操作：1回／年
	非常用高圧母線電源融通	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・ＨＰＣＳ　D／GによるM／C　２C又は２D受電	運転員	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源融通：1 回／年
	常設代替高圧電源装置，可搬型代替低圧電源車等への燃料補給	○重大事故等対策要領 ①タンクローリへの給油手順 ②タンクローリからの給油手順 ③燃料補給設備の確認手順	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	①可搬型設備用軽油貯蔵タンクからタンクローリへの給油：1回／年 ②タンクローリから各機器への給油：1回／年 ③燃料補給設備による常設代替高圧電源装置への給油：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（2／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
電源確保	非常用ディーゼル発電機等冷却水確保	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・Ｄ／Ｇ　２Ｃ，２Ｄ及びＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ海水系　への代替送水	運転員	・Ｄ／Ｇ　２Ｃ，２Ｄ及びＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ海水系への代替送水準備：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・非常用ディーゼル発電機等冷却系海水系ホース接続：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	蓄電池による給電	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・125V　Ａ系及びＢ系蓄電池による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	運転員	・所内常設直流電源設備による非常用直流母線への給電：1回／年
	可搬型代替直流電源設備による給電	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電 ②可搬型代替直流電源設備による緊急用直流125V主母線盤受電	運転員	①可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電：1回／年 ②可搬型代替直流電源設備による緊急用直流125V主母線盤受電：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・可搬型代替直流電源設備による給電：1回／年
炉心損傷緩和	原子炉の停止	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・現場操作による制御棒挿入（手動）	運転員	・現場操作による制御棒手動挿入：1回／年
	高圧の原子炉への注入操作	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①高圧代替注水系現場起動による原子炉圧力容器への注水 ②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及び注水	運転員	①高圧代替注水系現場起動による原子炉圧力容器への注水 （可搬型計測器に関する取扱い含む）：1回／年 ②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及び注水：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（3／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
炉心損傷緩和	原子炉の減圧	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保） ②逃がし安全弁による原子炉減圧（電源確保）	運転員	①逃がし安全弁駆動源確保（高圧窒素ガスボンベ切替，可搬型窒素供給装置（小型））：1回／年 ②逃がし安全弁電源確保（可搬型蓄電池，可搬型計測器）：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・可搬型窒素供給装置（小型）による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型窒素供給装置（小型）の起動操作：1回／年
	低圧の原子炉への注入操作	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水 ②消火系による原子炉圧力容器への注水 ③補給水系による原子炉圧力容器への注水	運転員	①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水：1回／年 ②消火系による原子炉圧力容器への注水：1回／年 ③補給水系による原子炉圧力容器への注水：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	運転員	①低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え
	最終ヒートシンクへの熱輸送	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応	○非常時運転手順書Ⅱ ・原子炉建屋制御	運転員	・現場手動操作による漏えい箇所隔離：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ ・原子炉建屋制御	運転員	・現場手動操作による漏えい箇所隔離：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（4／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
炉心損傷緩和（続き）	格納容器内の減圧・除熱・冷却	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による格納容器内の減圧及び除熱 ③フィルタ装置スクラビング水移送 ④フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄 ⑤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内へのスプレイ ⑥消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ ⑦補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	①②格納容器圧力逃がし装置の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：1回／年 ③フィルタ装置スクラビング水移送：1回／年 ④フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄：1回／年 ⑤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内へのスプレイ：1回／年 ⑥消火系による格原子炉納容器内へのスプレイ：1回／年 ⑦補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ③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内へのスプレイ	運転員	①②格納容器圧力逃がし装置の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：1回／年 ③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内へのスプレイ：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え ④可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）（電源確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年 ④可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（5／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
格納容器破損防止	格納容器内の減圧・除熱・冷却	○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ③消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水 ④補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水 ⑤フィルタ装置スクラビング水移送	運転員	①②格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：1回／年 ③消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水：1回／年 ④補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水：1回／年 ⑤フィルタ装置スクラビング水移送：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え ④可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）（電源確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年 ④可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年
		○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ①格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ②格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ③格納容器圧力逃がし装置第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化	運転員	①②格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：1回／年 ③格納容器圧力逃がし装置第二弁操作室の準備及び運用：1回／年
	原子炉圧力容器への注水	○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ①消火系による原子炉圧力容器への注水 ②補給水系による原子炉圧力容器への注水	運転員	①消火系による原子炉圧力容器への注水：1回／年 ②補給水系による原子炉圧力容器への注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③連絡配管閉止フランジの切替え	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③連絡配管閉止フランジの切替え：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（6／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
格納容器破損防止（続き）	水素爆発による格納容器の破損防止	○重大事故等対策要領 ・可搬型窒素供給装置による送気	重大事故等対応要員（給水確保対応）（電源確保対応）	・可搬型窒素供給装置の起動操作：1回／年
使用済燃料プール水位維持及び燃料損傷緩和	使用済燃料プールへの注水及びスプレイ	○非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ①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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） ②消火系による使用済燃料プールへの注水 ③補給水系による使用済燃料プールへの注水	運転員	①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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）：1回／年 ②消火系による使用済燃料プール注水：1回／年 ③補給水系による使用済燃料プール注水：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水） ②可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ③使用済燃料プール漏えい緩和	重大事故等対応要員（給水確保対応）	①可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）：1回／年 ②可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ③使用済燃料プール漏えい緩和：1回／年
放射性物質放出緩和	発電所外への放射性物質の拡散抑制	○重大事故等対策要領 ①大気への放射性物質の拡散抑制 ②海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	①放水砲による拡散抑制：1回／年 ②汚濁防止膜による拡散抑制：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（7／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
水源確保	代替淡水貯槽への補給	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水中型ポンプ手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	西側淡水貯水設備への補給	○重大事故等対策要領 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年
	送水	○重大事故等対策要領 ①可搬型代替注水大型ポンプによる送水 ②代替淡水貯槽水源手順 ③西側淡水貯水設備水源手順 ④淡水タンク水源手順 ⑤海水源手順	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・可搬型代替注水中型ポンプ設置送水：1回／年 ・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1回／年 ・ホース取扱訓練：1回／年
その他対策	アクセスルートの確保	○重大事故等対策要領 ・瓦礫撤去	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・瓦礫撤去（ホイールローダ）：1回／年
	事故時の計装	○重大事故等対策要領 ①可搬型計測器による測定手順 ②メディアへの保存手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	①可搬型計測器によるパラメータ計測 ：1回／年 ②メディア（記録媒体）への保存：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・ＳＰＤＳ操作手順	情報班班員	・ＳＰＤＳデータ表示装置操作：1回／年
	中央制御室の居住性の確保	○非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） ・中央制御室退避室正圧化	運転員	・中央制御室退避室の正圧化：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・チェンジングエリア設営手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・中央制御室チェンジングエリアの設置 ：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（8／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
その他対策	緊急時対策所等の居住性の確保	○重大事故等対策要領 ・チェンジングエリア設置手順	重大事故等対応要領（放射線測定対応）	・緊急時対策所チェンジングエリアの設置：1回／年
		○重大事故等対策要領 ・緊急時対策所エリアモニタ設置手順	重大事故等対応要領（放射線測定対応）	・緊急時対策所エリアモニタ設置：1回／年
		○重大事故等対策要領 ①緊急時対策所非常用換気設備起動手順 ②緊急時対策所加圧設備準備手順 ③緊急時対策所加圧設備切替準備手順 ④緊急時対策所加圧操作手順 ⑤緊急時対策所加圧停止操作手順 ⑥酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順 ⑦緊急時対策所用発電機起動手順	庶務班 班員	①緊急時対策所非常用換気設備運転操作：1回／年 ②③④⑤緊急時対策所加圧設備準備及び運転操作：1回／年 ⑥緊急時対策所の酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順：1回／年 ⑦緊急時対策所用発電機起動操作：1回／年
	環境モニタリング	○重大事故等対策要領 ①放射能観測車取扱手順 ②可搬型放射能測定装置取扱手順 ③小型船舶取扱手順 ④可搬型モニタリング・ポスト設置手順 ⑤可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	①放射能観測車による放射能濃度測定：1回／年 ②可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度測定：1回／年 ③小型船舶取扱い：1回／年 ④可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定：1回／年 ⑤可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換：1回／年
		○重大事故等対応要領 ・モニタリング・ポスト検出器保護カバー交換手順	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・モニタリング・ポスト検出器保護用カバー交換：1回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－3 表 重大事故等対策に関する訓練（教育訓練項目と対象者及び訓練名の関係）（9／9）

教育訓練項目		教育訓練に使用する手順書	対象者	要素訓練名称及び頻度
その他対策（続き）	気象条件の測定	○重大事故等対策要領 ・可搬型気象観測設備取扱手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・可搬型気象観測設備取扱い：1 回／年
	消火活動	○防火管理要領 ・消防自動車による消火手順	自衛消防隊	・消防操法：1 回／年
		○重大事故等対策要領 ・航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・可搬型代替注水大型ポンプ設置送水：1 回／年

※：教育訓練に使用する手順書，要素訓練名称及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（1／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1.1.2.1(1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・中央制御室操作による制御棒挿入（自動・手動）	・手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム操作 ・原子炉モード・スイッチ「停止」位置切替操作 ・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作（自動・手動）	1名
	1.1.2.1(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・中央制御室操作による制御棒挿入（自動・手動） ・中央制御室操作による反応度制御（自動・手動） ・ほう酸水注入系による反応度制御 ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	・手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム操作 ・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作（自動・手動） ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作（自動・手動） ・再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制操作（自動・手動） ・自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止操作 ・ほう酸水注入操作 ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱操作 ・原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作 ・制御棒手動挿入 ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作 ・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入操作	2名
		運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・現場操作による制御棒挿入（手動）	・制御棒手動挿入 ・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作 ・スクラム個別スイッチの操作 ・制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水操作	2名

※1　シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。

※2　教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（2／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	1.2.2.1(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水	・中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	2名
	1.2.2.1(1) b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型計測器に関する取扱い	・中央制御室での可搬型計測器接続及び計測 ・可搬型計測器を使用した常設高圧代替注水ポンプの監視	1名
		運転員		1回／年	・高圧代替注水系現場起動による原子炉圧力容器への注水	・現場手動操作による高圧代替注水系起動操作	4名
	1.2.2.2 (1) a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型計測器に関する取扱い	・中央制御室での可搬型計測器接続及び計測 ・可搬型計測器を使用した原子炉隔離時冷却系ポンプの監視	1名
		運転員		1回／年	・原子炉隔離時冷却系現場起動による原子炉圧力容器への注水	・現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動操作	4名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・排水処理用電源ケーブル接続 ・排水処理用ポンプ起動操作	・排水処理用電源ケーブル接続 ・排水処理用ポンプ起動操作	4名
	1.2.2.3(1) a. 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及び注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注入及び注水	・ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注入及び注水操作	1名
		運転員		1回／年	・ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注入及び注水	・ほう酸水貯蔵タンク純水補給操作	2名
	1.2.2.3 (1) b. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	・制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.2.2.4(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	・原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.2.2.4(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	・高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（3／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	1.3.2.1(1) a . 手動操作による減圧	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） ・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1 回／年 ※1	・逃がし安全弁による原子炉減圧	・逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ・タービン・バイパス弁による原子炉減圧操作	1 名
	1.3.2.2(1) a . 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・逃がし安全弁による原子炉減圧（電源確保）	・可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作	2 名
		運転員		1 回／年	・逃がし安全弁による原子炉減圧（電源確保）	・可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復操作 ・直流 125V 主母線盤受電操作	2 名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替直流電源設備による給電	・可搬型代替直流電源設備による給電操作	
	1.3.2.2(1) b . 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・逃がし安全弁による原子炉減圧（電源確保）	・逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ・可搬型計測器を使用した原子炉圧力確認	1 名
	1.3.2.2(2) a . 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保）	・不活性ガス系から非常用窒素供給系への切替操作 ・警報確認	1 名
		運転員		1 回／年	・逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保）	・非常用窒素供給系高圧窒素ガスボンベ切替操作	2 名
	1.3.2.2(2) b . 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保）	・可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保に伴う系統構成	2 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型窒素供給装置（小型）による送気	・可搬型窒素供給装置（小型）の取扱い ・ホースの運搬 ・逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源への窒素供給	2 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（4／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等 （続き）	1.3.2.2(2)ｃ. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保）	・非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧に伴う系統構成 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作	1名
		運転員		1回／年	・逃がし安全弁による原子炉減圧（駆動源確保）	・非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧に伴う系統構成 ・安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替操作	2名
	1.3.2.4(1) 非常用運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「原子炉建屋制御」	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・原子炉建屋制御	・漏えい箇所隔離操作 ・隔離不可時，原子炉スクラム等操作 ・原子炉減圧及び注水操作 ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱操作	2名
		運転員		1回／年	・原子炉建屋制御	・現場手動操作による漏えい箇所隔離操作	4名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（5／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	1.4.2.1(1)a．(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水操作	2名
	1.4.2.1(1)a．(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 【交流動力電源が確保されている場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.4.2.1(1)a．(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 【全交流動力電源が喪失している場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）確認	6名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（6／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 （続き）	1.4.2.1(1) a．(c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1 回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水操作	2 名
	1.4.2.1(1) a．(d) 消火系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1 回／年 ※1	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水操作	1 名
		運転員		1 回／年	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2 名
	1.4.2.1(1) a．(e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1 回／年 ※1	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水操作	1 名
		運転員		1 回／年	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2 名
		重大事故等対応要員 （給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	4 名
	1.4.2.1(2) a．(a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） ・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1 回／年 ※1	・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	・残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉圧力容器への注水操作	1 名
	1.4.2.1(2) a．(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	運転員		1 回／年 ※1	・低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	・低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉圧力容器への注水操作	1 名
	1.4.2.1(3) a．(a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント）	1 回／年 ※1	・低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心への注水	・低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心への注水操作	2 名
	1.4.2.1(3) a．(b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント）	1 回／年 ※1	・代替循環冷却系による残存溶融炉心への注水	・代替循環冷却系による残存溶融炉心への注水操作	2 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（7／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 （続き）	1.4.2.1(3) a．(c) 消火系による残存溶融炉心の冷却	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名
	1.4.2.1(3) a．(d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	4名
	1.4.2.1(3) a．(e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心への注水	・低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心への注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心への注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.4.2.2(1) b．(a) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱操作	1名
		運転員		1回／年 ※1	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱	・原子炉冷却材浄化系による原子炉冷却材の除熱に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（8／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 （続き）	1.4.2.2(2)ａ．(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	2名
		運転員		1回／年 ※1	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱に伴う系統構成	2名
	1.4.2.3(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.4.2.3(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	・低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.4.2.3(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	2名
		運転員		1回／年	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（9／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	1.5.2.1(1) a．(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1 名
	1.5.2.1(1) a．(b) フィルタ装置スクラビング水補給	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水補給に伴う系統構成	8 名
	1.5.2.1(1) a．(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員（給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6 名
	1.5.2.1(1) a．(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員（給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（10／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 （続き）	1.5.2.1(1) a．(e) フィルタ装置スクラビング水移送	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送操作 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄操作	1名
		運転員		1回／年	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン系統構成	8名
	1.5.2.1(1) b．(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・耐圧強化ベント系（サプレッション・チェンバ側）（ドライウェル側）による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1名
	1.5.2.1(2) a．(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成及び操作（遠隔人力操作機構使用） ・原子炉格納容器内の減圧及び除熱状況の監視	3名
		重大事故等対応要員	・重大事故等対策要領	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成及び操作（遠隔人力操作機構使用）	3名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（11／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 （続き）	1.5.2.1(2) b．(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に伴う系統構成及び操作	3名
		重大事故等対応要員	・重大事故等対策要領	1回／年	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に伴う系統構成及び操作	3名
	1.5.2.2(1) a． 緊急用海水系による冷却水確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急用海水系による冷却水確保	・緊急用海水系による冷却水の確保操作	2名
	1.5.2.2(1) b． 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替残留熱除去系海水系による冷却水確保	・代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保操作	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替残留熱除去系海水系への送水に伴う系統構成	8名
	1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系海水系冷却水確保	・残留熱除去系海水系による冷却水の確保操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（12／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	1.6.2.1(1)a.(a) 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内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・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内へのスプレイ	・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内の冷却操作	2名
	1.6.2.1(1)a.(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
	1.6.2.1(1)a.(c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		運転員		1回／年	・補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え操作	4名
	1.6.2.1(1)a.(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内へのスプレイ（淡水／海水） 【交流動力電源が確保されている場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・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内へのスプレイ	・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成 ・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内の冷却（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（13／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等 （続き）	1.6.2.1(1) a．(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内へのスプレイ（淡水／海水） 【全交流動力電源が喪失している場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・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内へのスプレイ（淡水／海水）	・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	6 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	8 名
	1.6.2.1(2) a．(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の冷却操作	1 名
	1.6.2.1(2) a．(b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱操作	1 名
	1.6.2.2(1) a．(a) 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内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1 回／年 ※1	・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内へのスプレイ	・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内の冷却操作	2 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（14／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等 （続き）	1.6.2.2(1)a.(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・消火系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
	1.6.2.2(1)a.(c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
		運転員		1回／年	・補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	・補給水系による原子炉格納容器内の冷却に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジの切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え操作	4名
	1.6.2.2(1)a.(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内へのスプレイ（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・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内へのスプレイ	・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成 ・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内の冷却（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・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内の冷却（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.6.2.2(1)b.(a) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱	・ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（15／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等 （続き）	1.6.2.2(2)a.(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の冷却操作	1名
	1.6.2.2(2)a.(b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱操作	1名
	1.6.2.3(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ	・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の冷却操作	1名
	1.6.2.3(2) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（16／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	1.7.2.1(1) a. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	・代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	2名
	1.7.2.1(1) b.(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作	1名
		運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置（サプレッション・チェンバ側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・格納容器圧力逃がし装置（ドライウェル側）の現場操作による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）操作	3名
	1.7.2.1(1) b.(b) 第二弁操作室の正圧化	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化操作	・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化操作	3名
	1.7.2.1(1) b.(c) フィルタ装置スクラビング水補給	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水補給に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（17／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等 （続き）	1.7.2.1(1) b.(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.7.2.1(1) b.(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による送気	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換に伴う系統構成	6名
	1.7.2.1(1) b.(f). フィルタ装置スクラビング水移送	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送操作 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄操作	1名
		運転員		1回／年	・フィルタ装置スクラビング水移送	・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成 ・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員 （給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・フィルタ装置スクラビング水移送に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（18／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等 （続き）	1.7.2.1(1) c . サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	・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名
	1.7.2.1(2) a . (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成及び操作（遠隔人力操作機構使用） ・原子炉格納容器内の減圧及び除熱状況の監視	3名
		重大事故等対応要員	・重大事故等対策要領	1回／年	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成及び操作（遠隔人力操作機構使用）	3名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（19／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	1.8.2.1(1) a . 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）への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・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）への注水	・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）への注水操作	2名
	1.8.2.1(1) b . 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.8.2.1(1) c . 消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	・消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（20／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等 （続き）	1.8.2.1(1) d. 補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	・補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジ切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	4名
	1.8.2.2(1) a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	・低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水操作	2名
	1.8.2.2(1) b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.8.2.2(1) c. 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	・代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水操作	2名
	1.8.2.2(1) d. 消火系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による原子炉圧力容器への注水	・消火系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（21／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等 （続き）	1.8.2.2(1)ｅ. 補給水系による原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水操作	1名
		運転員		1回／年	・補給水系による原子炉圧力容器への注水	・補給水系による原子炉圧力容器への注水に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・連絡配管閉止フランジ切替え	・連絡配管閉止フランジ切替え	4名
	1.8.2.2(1)ｇ. 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	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・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	・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名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（22／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	1.9.2.1(1) b. 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給	重大事故等対応要員 （給水確保対応） （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給	・可搬型窒素供給装置用電源車の取扱い ・可搬型窒素供給装置の取扱い ・ホースの運搬 ・可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給に伴う系統構成	6名
	1.9.2.1(2) b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の水素及び酸素の排出	・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出準備操作 ・格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出操作	1名
	1.9.2.1(2) c. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	・可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	1名
	1.9.2.1(3) a. 格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測	・格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	1名
	1.9.2.1(3) b. 格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測	・格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（23／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	1.10.2.1(1) a. 格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水	・格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水操作	1名
	1.10.2.1(1) b. 格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水	・格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）に伴う系統構成	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.10.2.2(1) 原子炉建屋ガス処理系による水素排出	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・原子炉建屋ガス処理系による水素排出	・原子炉建屋ガス処理系による水素排出操作	1名
	1.10.2.2(2) 原子炉建屋内の水素濃度監視	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・原子炉建屋水素濃度計測	・原子炉建屋内の水素濃度監視	1名
	1.10.2.2(3) a. ブローアウトパネル強制開放装置による原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放	・ブローアウトパネル強制開放装置による原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放操作	2名
	1.10.2.2(3) b. ブローアウトパネル閉止装置のパネル部開放	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放	・ブローアウトパネル閉止装置のパネル部開放操作	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（24／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	1.11.2.1(1) 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／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・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／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水	・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／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	1名
	1.11.2.1(1) b . 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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水	・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）に伴う系統構成 ・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）確認	1名
		運転員		1回／年	・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水	・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）に伴う系統構成	2名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（25／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.1(1)ｃ. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）		1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・建屋内ホース敷設 ・可搬型スプレイノズル設置	8名
	1.11.2.1(1)ｄ．(a) 消火系による使用済燃料プールへの注水【消火栓を使用した使用済燃料プールへの注水の場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・消火系による使用済燃料プールへの注水	・消火系による使用済燃料プールへの注水操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による使用済燃料プールへの注水	・消火系による使用済燃料プールへの注水に伴う系統構成	4名
	1.11.2.1(1)ｄ. 消火系による使用済燃料プールへの注水【残留熱除去系ラインを使用した使用済燃料プールへの注水の場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・消火系による使用済燃料プールへの注水	・消火系による使用済燃料プールへの注水操作	1名
		運転員		1回／年	・消火系による使用済燃料プールへの注水	・消火系による使用済燃料プールへの注水に伴う系統構成	2名
	1.11.2.2(1)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（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ操作	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（26／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.2(1)ｂ. 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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）	・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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）に伴う系統構成 ・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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・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送水	・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の取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）に伴う系統構成	8名
	1.11.2.2(1)ｃ. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）確認	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・建屋内ホース敷設 ・可搬型スプレイノズル設置	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（27／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等 （続き）	1.11.2.2(2) a . 使用済燃料プール漏えい緩和	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・使用済燃料プール監視	・使用済燃料プールの監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・使用済燃料プール漏えい緩和	・使用済燃料プール漏えい緩和措置	4名
	1.11.2.3(1) a . 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・使用済燃料プール監視	・使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動操作	1名
	1.11.2.4(1) a . (a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱	・代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱操作	1名
	1.11.2.4(1) a . (b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急用海水系による冷却水（海水）確保	・緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作 ・緊急用海水系の起動操作	1名
	1.11.2.4(1) a . (c) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替大型ポンプによる冷却水（海水）の確保	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却系に使用する冷却水（海水）の確保	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却系に使用する冷却水（海水）確保に伴う系統構成	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水大型ポンプの取り扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）確保に伴う系統構成	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（28／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	1.12.2.1(1) a. 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・大気への放射性物質の拡散抑制	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・放水砲の取扱い	8名
	1.12.2.1(1) b. ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい個所の絞り込み	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認	・ガンマカメラ又はサーモカメラの取扱い（運搬，設置，確認）	2名
	1.12.2.1(2) a. 汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・海洋への放射性物質の拡散抑制	・汚濁防止膜の運搬，設置	9名
	1.12.2.1(2) b. 放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・海洋への放射性物質の拡散抑制	・放射性物質吸着材の運搬，設置	9名
	1.12.2.2(1) a. 化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による泡消火	自衛消防隊	・防火管理要領	1回／年	・航空機燃料火災時の延焼防止	・化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車の取扱い（消火活動） ・泡消火薬剤の補給	9名
	1.12.2.2(2) a. 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員（拡散抑制対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・航空機燃料火災への泡消火	・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）の取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続） ・放水砲の取扱い ・泡消火薬剤の混合	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（29／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	1.13.2.1(4) a．(a) 原子炉隔離時冷却系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・原子炉隔離時冷却系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	・原子炉隔離時冷却系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.13.2.1(4) a．(b) 高圧炉心スプレイ系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・高圧炉心スプレイ系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	・高圧炉心スプレイ系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水操作	1名
	1.13.2.1(5) a． 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送水(淡水/海水)	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・西側淡水貯水設備手順 ・可搬型代替注水中型ポンプ手順	・可搬型代替注水中型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.1(6) a． 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・代替淡水貯槽水源手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.1(7) a． 淡水タンクを水源とした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注水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・淡水タンク水源手順 ・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.1(8) a． 海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・海水源手順 ・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（30／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等 （続き）	1.13.2.2(1) a．(a) 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	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.2(1) a．(b) 淡水タンクを水源とした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	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・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手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.2(1) a．(c) 海を水源とした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	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・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手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水中型ポンプによる送水 ・可搬型代替注水大型ポンプによる送水	・可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.2(2) a．(a) 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.2(2) a．(b) 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（31／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等 （続き）	1.13.2.2(2) a (c) 海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプによる手順	・中央制御室での水位指示監視	1名
		重大事故等対応要員 （給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8名
	1.13.2.3(1) a . 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	・原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	1名
	1.13.2.3(1) b . 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	・高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水時の水源の切替え	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（32／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等	1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電 及び 1.14.2.2(2) a . 常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤２A及び２B受電 【常設代替交流電源設備による給電の場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・常設代替交流電源設備の起動，緊急用M／C受電，非常用M／C受電	・常設代替高圧電源装置の起動，緊急用M／C受電，非常用M／C受電操作	1名
		運転員		1回／年	・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　２C又は２D受電	・非常用M／C受電準備及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	・常設代替高圧電源装置の現場操作	2名
	1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電 及び 1.14.2.2(2) a . 常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤２A及び２B受電 【緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電の場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用P／C　２D受電	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用P／C　２D受電確認	1名
		運転員		1回／年	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用P／C　２D受電	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用P／C　２D受電準備及び受電操作	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機起動手順	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（33／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電 及び 1.14.2.2(2) a . 常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電 【可搬型代替交流電源設備による給電の場合】	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替交流電源設備による Ｐ／Ｃ　２Ｃ及び２Ｄ受電	・可搬型代替交流電源設備による Ｐ／Ｃ　２Ｃ及び２Ｄ受電確認	1名
		運転員		1回／年	・可搬型代替交流電源設備による Ｐ／Ｃ　２Ｃ及び２Ｄ受電	・可搬型代替交流電源設備による Ｐ／Ｃ　２Ｃ及び２Ｄ受電受電準備及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名
	1.14.2.2(1) a . 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	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・125VＡ系及びＢ系蓄電池による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・125VＡ系及びＢ系蓄電池による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電確認	1名
		運転員		1回／年	・125VＡ系及びＢ系蓄電池による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ不要負荷切り離し	2名
	1.14.2.2(1) b . 可搬型代替直流電源設備等による非常用所内電気設備への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年	・可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電準備及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・可搬型整流器の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（34／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.3(1) a. 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・常設代替交流電源設備起動及び常設代替交流電源設備による緊急用及び非常用M／C受電 ・常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による緊急用P／C，MCC受電	・常設代替高圧電源装置起動操作及び常設代替交流電源設備による緊急用及び非常用M／C受電 ・常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による緊急用P／C，MCC受電	1名
		運転員		1回／年	・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　2C又は2D受電 ・常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による緊急用P／C，MCC受電	・非常用M／C受電準備及び受電確認 ・常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による緊急用P／C，MCC受電確認	2名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	・常設代替高圧電源装置の現場操作 ・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名
	1.14.2.3(2) a. 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電確認	1名
		運転員		1回／年	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤受電	・常設代替直流電源設備による緊急用直流 125V 主母線盤自動給電確認	2名
	1.14.2.3(2) b. 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年	・可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	・可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電確認	2名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電 ・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・可搬型整流器の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（35／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.4(1) a . 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・常設代替交流電源設備起動 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／C受電 ・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　2C又は2D受電	・常設代替高圧電源装置の起動 ・緊急用M／C受電 ・非常用M／C受電	1名
		運転員		1回／年	・常設代替交流電源設備による緊急用M／CからM／C　2C又は2D受電	・非常用M／C受電準備及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	・常設代替高圧電源装置の現場操作	2名
	1.14.2.4(1) b . 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・HPCS　D／GによるM／C　2C又は2D受電	・HPCS　D／GによるM／C　2C又は2D受電準備 ・HPCS　D／Gの起動 ・HPCS　D／GによるM／C　2C又は2D受電	1名
		運転員		1回／年	・HPCS　D／GによるM／C　2C又は2D受電	・HPCS　D／GによるM／C　2C又は2Dへの受電準備及び受電確認	2名
	1.14.2.4(1) c . 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP／C　2D受電	・P／C　2D受電準備 ・P／C　2D受電	1名
		運転員		1回／年	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP／C　2D受電	・P／C　2D受電準備 ・P／C　2D受電	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機起動手順	・緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名
	1.14.2.4(1) d . 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1回／年 ※1	・可搬型代替交流電源設備によるP／C　2C及び2D受電	・P／C　2C及び2D受電準備 ・P／C　2C及び2D受電	1名
		運転員		1回／年	・可搬型代替交流電源設備によるP／C　2C及び2D受電	・P／C　2C及び2D受電準備及び受電確認	2名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（36／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.4(2) a. 所内常設直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年 ※1	・125V Ａ系及びＢ系蓄電池による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・125V Ａ系及びＢ系蓄電池による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電確認	1 名
		運転員		1 回／年	・125V Ａ系及びＢ系蓄電池による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ不要負荷切り離し	2 名
	1.14.2.4(2) b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流 125V 主母線盤への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流 125V 主母線盤への給電	・Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ受電前確認，インターロック解除 ・ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ起動，Ｍ／Ｃ ＨＰＣＳ受電 ・直流 125V 主母線盤受電確認	1 名
		運転員		1 回／年	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流 125V 主母線盤への給電	・ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇによる直流 125V 主母線盤への給電操作	2 名
	1.14.2.4(2) c. 可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電	・可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤２Ａ及び２Ｂ受電準備及び受電確認	2 名
		重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・可搬型整流器の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6 名
	1.14.2.5(1) 代替海水送水による電源給電機能の復旧	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・代替海水送水による給電機能の復旧	・代替海水送水による非常用ディーゼル機関入口圧力確認 ・非常用ディーゼル発電機の起動及び負荷上昇操作	1 名
		重大事故等対応要員（給水確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・可搬型代替注水大型ポンプ手順	・可搬型代替注水大型ポンプの取扱い（送水作業） ・ホース取扱い（運搬，敷設，接続）	8 名
	1.14.2.6(1) a. 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	重大事故等対応要員（アクセスルート確保対応）	・重大事故等対策要領	1 回／年	・タンクローリへの給油手順 ・タンクローリからの給油手順	・タンクローリの取扱い（補給作業） ・タンクローリの取扱い（給油作業）	2 名
	1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）	1 回／年	・軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油手順	・軽油貯蔵タンク出口弁切替操作	1 名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（37／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.14 電源の確保に関する手順等 （続き）	1.14.2.7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員	・非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース）	1回／年 ※1	・非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	・非常用ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電及び給電確認操作	1名
1.15 事故時の計装に関する手順等	1.15.2.1(1) 計器の故障	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年 ※1	・計器故障時の手順	・他チャンネルによる計測 ・代替パラメータによる推定	1名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・代替パラメータによる主要パラメータの推定手順	・主要パラメータの推定	1名
	1.15.2.1(2)ａ. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順（代替パラメータによる推定）	運転員	・重大事故等対策要領	1回／年 ※1	・計器の計測範囲を超えた場合の手順	・代替パラメータによる推定	1名
		重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・代替パラメータによる主要パラメータの推定手順	・主要パラメータの推定	1名
	1.15.2.1(2)ｂ. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順（可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視）	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	・可搬型計測器の取扱い	2名
	1.15.2.2(1)ｄ. 計測に必要な電源の喪失（可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視）	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視	・可搬型計測器の取扱い	2名
	1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・重大事故等時のパラメータを記録する手順	・メディア（記録媒体）への保存 ・代替パラメータの計測結果から推定したパラメータ値の記録 ・可搬型計測器での計測値の記録	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（38／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	1.16.2.1(1) a . 中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等（交流動力電源が正常な場合）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・中央制御室換気系起動（閉回路循環運転） ・非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系起動	・中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動及び動作状況確認 ・通常建屋換気系の隔離状態確認	2名
	1.16.2.1(1) b . 中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合）	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年 ※1	・中央制御室換気系起動（閉回路循環運転） ・非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系起動	・中央制御室換気系，非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動及び動作状況確認 ・通常建屋換気系の隔離状態確認	2名
	1.16.2.1(2) 中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・中央制御室酸素及び二酸化炭素測定手順 ・中央制御室換気系起動（外気取入れ運転）	・中央制御室の酸素及び二酸化炭素測定 ・中央制御室換気系外気取入れ運転	2名
	1.16.2.1(3) 中央制御室の照明を確保する手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・中央制御室用可搬型照明設置手順	・中央制御室への可搬型照明設置	1名
	1.16.2.1(4) 中央制御室待避室の照明を確保する手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・中央制御室退避室用可搬型照明設置手順	・中央制御室退避室への可搬型照明設置	1名
	1.16.2.1(5) データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・データ表示装置（退避室）設置手順	・中央制御室退避室へのデータ表示装置（退避室）設置	1名
	1.16.2.1(6) 中央制御室待避室の準備手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・中央制御室退避室正圧化	・中央制御室退避室の正圧化	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（39／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等（続き）	1.16.2.1(7) 中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・中央制御室退避室酸素及び二酸化炭素測定手順 ・中央制御室退避室酸素及び二酸化炭素濃度管理手順	・中央制御室の酸素及び二酸化炭素測定 ・中央制御室退避室の酸素及び二酸化炭素濃度管理	1名
	1.16.2.1(8) 衛星電話設備（可搬型）(待避室)による通信連絡手順	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・衛星電話設備（可搬型）（退避室）設置手順	・中央制御室退避室への衛星電話設備（可搬型）（退避室）の設置	1名
	1.16.2.1(9) その他の放射線防護措置等に関する手順等	運転員	・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）	1回／年	・放射線防護具着用手順	・全面マスクの着用	－
	1.16.2.2(1) チェンジングエリアの設置及び運用手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・チェンジングエリア設置及び運用手順	・チェンジングエリア設営	2名
1.17 監視測定等に関する手順等	1.17.2.1(2) 可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型モニタリング・ポスト設置手順	・可搬型モニタリング・ポストの取扱い	2名
	1.17.2.1(3) 放射能観測車による放射性物質の濃度の測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・放射能観測車取扱手順	・放射能観測車の取扱い	2名
	1.17.2.1(4) 可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型放射能測定装置取扱手順	・可搬型放射能測定装置の取扱い	2名
	1.17.2.1(5)ａ．～ｃ． 可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型放射能測定装置取扱手順	・可搬型放射能測定装置の取扱い	2名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（40／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.17 監視測定等に関する手順等 （続き）	1.17.2.1(5) d. 可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち海上モニタリング	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・小型船舶取扱手順 ・可搬型放射能測定装置取扱手順	・小型船舶の取扱い ・可搬型放射能測定装置の取扱い	4名
	1.17.2.1(6) モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員 （電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・モニタリング・ポスト検出器保護用カバー交換手順	・モニタリング・ポストの検出器保護用カバー交換	2名
	1.17.2.1(7) 可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換手順	・可搬型モニタリング・ポスト養生シート交換	2名
	1.17.2.1(8) 放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型放射能測定装置遮蔽手順	・可搬型放射能測定装置遮蔽	2名
	1.17.2.2(2) 可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型気象観測設備取扱手順	・可搬型気象観測設備設置	2名
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	1.18.2.1(1) a. 緊急時対策所非常用換気設備運転手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所非常用換気設備起動手順	・緊急時対策所非常用換気設備起動	1名
	1.18.2.1(1) b. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度測定手順	・酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	1名
	1.18.2.1(2) a. 緊急時対策所エリアモニタの設置手順	重大事故等対応要員 （放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所エリアモニタ設置手順	・緊急時対策所エリアモニタ設置	1名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－4 表 重大事故等対策に係る教育訓練（技術的能力と教育訓練の関係）（41／41）

技術的能力審査基準	手順	対象者	社内規程（手順等）	頻度	手順書項目	主な活動内容	操作に必要な人数
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等（続き）	1.18.2.1(3)ｂ. 緊急時対策所での格納容器ベントを実施する場合の対応の手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所加圧操作手順	・緊急時対策所加圧操作	1名
	1.18.2.1(3)ｃ. 緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用換気空調設備への切替え手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用換気設備への切替え手順	・緊急時対策所加圧設備から緊急時対策非常用換気設備への切替え	1名
	1.18.2.2(1) ＳＰＤＳによるプラントパラメータ等の監視手順	情報班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・ＳＰＤＳ操作手順	・ＳＰＤＳデータ表示装置監視	1名
	1.18.2.3(1)ｂ. チェンジングエリアの設置及び運用手順	重大事故等対応要員（放射線測定対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・チェンジングエリア設置手順	・チェンジングエリアの設置	2名
	1.18.2.3(1)ｃ. 緊急時対策所非常用換気空調設備の切替え手順	庶務班 班員	・重大事故等対策要領	1回／年	・緊急時対策所非常用換気空調設備の切替え手順	・緊急時対策所非常用換気空調設備の切替え	1名
	1.18.2.4(1)ａ. 緊急時対策所用発電機による給電手順	庶務班　班員	・重大事故等対応要領	1回／年	・緊急時対策所用発電機起動手順	・緊急時対策所用発電機起動	1名
	1.18.2.4(2) 緊急時対策所用可搬型代替低圧電源車による給電	重大事故等対応要員（電源確保対応）	・重大事故等対策要領	1回／年	・可搬型代替低圧電源車起動手順	・可搬型代替低圧電源車の取扱い ・給電ケーブルの取扱い	6名

※1：シミュレータ訓練と合せて実施する項目を示す。
※2：教育訓練に使用する手順書及び頻度等は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

第 1.0.9－5 表 教育及び訓練計画の頻度の考え方について

項目	頻度	教育・訓練の方針	教育・訓練の内容
教育・訓練の計画	1 回／年	・保安規定に基づく手順書で計画の策定方針を規定する。	・重大事故等対策に関する知識向上のための教育・訓練等
要素訓練	1回／年以上	・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年1回以上実施し，評価することにより，力量が維持されていることを確認する。 ・各要員が力量の維持及び向上を図るためには，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年1回以上，毎年繰り返すことにより，各手順を習熟し，力量の維持及び向上を図る。 ・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育又は訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。	・給水活動及び電源復旧活動等の各項目の教育・訓練
発電所総合訓練	1回／年以上	・想定した原子力災害への対応，各機能や組織間の連携等，組織があらかじめ定められた機能を発揮できることを総合的に確認する訓練を年1回以上実施し，評価することにより，災害対策要員の実効性等を確認する。	・災害対策要員の実効性等を総合的に確認

第 1.0.9－6 表 重大事故等に係る発電所要員の力量管理について

要員	必要な作業	必要な力量	主要な教育・訓練	主要な効果（力量）の確認方法
災害対策要員 ・本部長，本部長代理，本部員	○発電所における災害対策活動の実施	○事故状況の把握 ○対応判断 ○適確な指揮 ○各班との連携	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練	○防災教育の実施状況，総合訓練の結果から効果（力量）の確認を行う。
災害対策要員 ・上記以外の要員	○発電所における災害対策活動の実施 （統括／班長指示による） ○関係箇所への情報提供 ○各班要員の活動状況把握	○所掌内容の理解 ○対策本部との情報共有 ○各班との連携		
当直（運転員）	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置 ○除熱機能等確保に伴う措置	○確実なプラント状況把握 ○運転操作 ○事故対応手順の理解	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○シミュレータ訓練	○事故を収束できること，適切に操作を実施できることをシミュレータ訓練の結果，防災教育等の実施状況から効果（力量）の確認を行う。
実施組織	○復旧対策の実施 ・資機材の移動，電源車による給電，原子炉への注水，使用済燃料プールへの注水等 ○消火活動	○個別手順の理解 ○資機材の取扱い ○配置場所の把握	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○各班機能に応じた要素訓練	○必要な活動ができることを各班機能に応じた要素訓練の結果，総合訓練の結果，防災教育の実施状況から効果（力量）の確認を行う。
支援組織	○事故拡大防止対策の検討 ○資材の調達及び輸送 ○放射線・放射能の状況把握 ○社外関係機関への通報・連絡	○事故状況の把握 ○各班との情報共有 ○個別手順の理解 ○資機材の取扱い	○アクシデントマネジメント教育 ○防災教育 ○総合訓練 ○各班機能に応じた要素訓練	○防災教育の実施状況，要素訓練の結果から効果（力量）の確認を行う。

第 1.0.9－7 表 プラント設備への習熟のための保守点検活動

対象者	主な活動	保守点検活動の内容（例）	社内規程
入社１年目 原子力技術系社員（全員）	現場実習	・入社後、原子力発電所の仕組みや放射線の基礎等の知識を学んだ後、発電所の運転業務（直業務）の研修を受け、系統設備の概略や現場パトロール（機器配置）を習熟する。	力量設定管理要項
運転員	巡視点検	・巡視点検を1回以上／日で実施。 ・必要により簡易な保守を実施。	運転管理業務要項
	運転操作	・プラント起動又は停止時の運転操作及び機器の状態確認 ・非常用炉心冷却設備等の定期的な起動試験に係る運転操作及び機器の状態確認。	運転管理業務要項
保修室員	保守管理	・設備ごとに担当者を定め，プラント運転中の定期的な巡視，及びプラント起動停止時や試運転時に立会い，異常有無等の状態を確認。 ・設備不具合時等に設備の状況を把握し，原因の特定及び復旧方針を策定。	保守管理業務要項
	工事管理 （調達管理）	・各設備の定期的な保守点検工事あるいは修繕工事等において，当社立会のホールドポイントを定めて，設備毎の担当者が分解点検等の現場に立会い，設備の健全性確認を行うとともに，作業の安全管理等を実施。	保守管理業務要項 力量設定管理要項
	教育訓練	・保修部門配属後，研修施設において，基本的な設備（制御弁，ポンプ，モータ，手動弁，遮断器，検出器，伝送器，制御器等）の分解点検や組み立て及び点検調整等の実習トレーニングを行い，現場技能を習得している。 ・ＯＪＴを主体に専門知識の習得を図ることで，技術に堪能な人材を早期に育成している。	力量設定管理要項

補足 1

要員の力量評価及び教育訓練の有効性評価について

1. 要員の力量評価（表 1，表 2，表 3 参照）

各要員の評価は，社内規程にて力量基準を設定し，力量評価を行うこととする。力量評価の方法は，訓練毎に設定した判定基準を満たした訓練を有効なものとし，その訓練における各要員の対応状況を評価する。評価は，当該訓練で既に力量を有している者を評価者として配置し，評価者が評価対象の要員の対応状況を確認し，表3に示す力量水準に照らして力量レベルを判定していくこととする。

2. 教育訓練の有効性評価

教育訓練の有効性は，要素訓練毎に必要人数を満たしているか否かを確認することで評価を行うこととする。有効性の評価方法は，各要員の力量評価を訓練毎に集約し，必要な力量を有した要員が確保できていないような状況になるおそれがある場合には，教育訓練の実施頻度，内容等を見直すこととする。

表1　要素訓練評価の例

1.訓練項目	水源確保（ハイドロポンプ車・ホース車取扱訓練） 可搬型代替注水ポンプ（ハイドロポンプ）設置訓練			
2.訓練日時	平成28年○月○日(○)　□時□分～□時□分			
3.訓練対象者 （所属：氏名） 当番者：○名	○○室：○○　○○ □□室： △△室：			
4.訓練内容	ポンプ設置訓練は，荷揚場等の取水箇所又は訓練用の取水箇所（模擬）を設定して実施。			
5.判定基準	6.訓練対象者で25分以内にポンプ設置*ができること。 *ポンプ吐出口に5m又は10mﾎｰｽを接続し，二又分岐，逆止弁，排水用仕切弁を設置し送水系統を構成すること。			
6.作業担当(役割)※1	1回目（力量評価※2）		2回目（力量評価）	
①作業指揮者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
②クレーン操作者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
③合図・玉掛け		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
④介添えﾛｰﾌﾟ保持者♂		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
⑤油圧ホース補助者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
⑥送水ホース補助者		優・良・可・再訓練		優・良・可・再訓練
○所要時間(≧25分) 合否判定※3	分　秒 合　格：不合格		分　秒 合　格：不合格	
記録担当				
評価者				
訓練補助				

♂はポンプユニットペンダント操作実施

※1：表2参照

※2：表3参照

※3：両方「不合格」は再訓練

表2　訓練担当と力量水準の例

訓練担当 （力量レベル）	訓練での役割及び力量水準
①作業指揮者	〈役割〉 ・訓練対象の作業手順（要領）に精通し，各担当者（訓練対象者）に対して指揮・統括を行う。 〈力量水準〉 ・特別管理職（待機当番者２：特5級以上）の水源確保要員のうち，訓練対象の作業手順（要領）に精通している者又は，当該訓練(作業手順)に精通している守衛員。
②～⑥担当者 ②ｸﾚｰﾝ操作者 ③合図・玉掛け者 ④ポンプ介添者 ⑤油圧ﾎｰｽ補助者 ⑥送水ﾎｰｽ補助者	〈役割〉 ・指揮者の指示により，各担当の作業を実施する。 〈力量水準〉 ・災害対策要員のうち，待機当番２又は水源確保要員。
評価者	〈役割〉 ・訓練の実施状況や各訓練対象の対応状況を確認し，評価（判定）を行う。 〈力量水準〉 ・訓練対象の作業手順に精通し，十分な訓練経験を有する者（指揮者相当の力量を有する者）。

表3　評価水準の例

力量判定(評価)	力量水準
優	作業手順に精通し，他の訓練者と協力・連携し，迅速・的確に作業が実施できる。
良	指揮者等の指示のもと，担当の作業を迅速・的確に作業できる。
可	他の訓練担当と協力して担当の作業を実施できる。
再訓練	指示された作業が実施できない。
合格	訓練体制において，判定基準を満足している。
不合格	訓練体制において，判定基準を満足できない。

補足 2

社外評価に対するフィードバックについて

原子力安全に対する発電所における種々の訓練及び活動の有効性を評価する第三者機関として，ＷＡＮＯ（世界原子力発電事業者協会）及びＪＡＮＳＩ（原子力安全推進協会）がある。

ＷＡＮＯは，種々の訓練及び活動について，世界中の原子力発電所の経験を踏まえ，各分野の世界最高水準（エクセレント）の振る舞いを事業者に提供している。各発電所は４年毎にピアレビューを受け，種々の訓練及び活動と世界最高水準との差（ギャップ）をＡＦＩ（Area For Improvement；改善提言）として受け，計画的に改善活動を行う。

東海第二発電所では，2014 年 2 月 19 日～2014 年 3 月 5 日に，ＷＡＮＯピアレビューを受けた。この時に受けたＡＦＩについて，ＷＡＮＯ Performance Improvement Guideline 等を参考に改善を進め，その後，当社が公表している自主的かつ継続的安全性向上の取組みと合わせて計画的に改善に取組んでいる。2016 年 6 月 13 日～2016 年 6 月 17 日には，ＷＡＮＯフォローアップピアレビューを受け，当社の改善の方向性及び進捗状況について確認を受けた。

一方，ＪＡＮＳＩについても，ＷＡＮＯと同様の考え方で１０分野（運転，保修，放射線防護，火災防護，緊急時対応，組織・管理体制等）について，定期的な発電所のピアレビューを行っており，ＡＦＩを提示することで，各発電所の種々の訓練及び活動の改善を促している。

東海第二発電所では，これまでにＪＡＮＳＩピアレビューは受けていないが，他発電所と同様に，再稼働前及び再稼働以降も定期的にＷＡＮＯ及びＪＡＮＳＩのピアレビューを受けることで，継続的に種々の訓練及び活動の改善を行っていく。

添付資料 1.0.10

東海第二発電所

重大事故等発生時の体制について

＜目　　次＞

1.　重大事故等対策に係る体制の概要‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－1

(1) 体制の特徴‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－2

(2) 災害対策要員の確保に関する基本的な考え方‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－3

(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について‥‥‥　1.0.10－4

2.　東海第二発電所における重大事故等対策に係る体制について　1.0.10－5

(1) 災害対策本部の体制概要‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－5

a. 災害対策本部長（所長）及び本部長代理の役割‥‥‥‥‥　1.0.10－5

b. 災害対策本部の構成‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－6

c. 災害対策要員が活動する施設‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－9

(2) 災害対策本部の要員招集‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－10

a. 当直‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－11

b. 発電所構内等に常駐する災害対策要員（当直（運転員）除く）

‥‥‥‥‥‥　1.0.10－12

c. 発電所外から発電所に参集する災害対策要員‥‥‥‥‥‥　1.0.10－13

(3) 通報連絡‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－15

(4) 災害対策本部内の情報共有について‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－15

a. プラント状況，重大事故等への対応状況の情報共有‥‥‥　1.0.10－16

b. 指示・命令，報告‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－16

c. 本店対策本部との情報共有‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－17

(5) 交代要員の考え方‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－18

(6) プルーム通過前後の体制の移行‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－19

(7) 廃止措置中の東海発電所の原子力防災体制との関係‥‥‥ 1.0.10－21
3. 発電所外における重大事故等対策に係る体制について‥‥‥ 1.0.10－23
(1) 本店対策本部‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－24
a. 本店対策本部の体制概要 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－24
b. 本店対策本部設置までの流れ ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－25
c. 広報活動‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－25
(2) 原子力事業所災害対策支援拠点 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－26
(3) 中長期的な体制‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－26
第 1.0.10－1 表 防災体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ） 1.0.10－28
第 1.0.10－2 表 所長（原子力防災管理者）不在時の代行順位 1.0.10－30
第 1.0.10－1 図 災害対策本部体制 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－31
第 1.0.10－2 図 災害対策本部の初動体制及び全体体制の構成 1.0.10－32
第 1.0.10－3 図 災害対策本部の初動体制から全体体制への移行 1.0.10－33
第 1.0.10－4 図 災害対策本部の要員（プルーム通過時） ‥‥ 1.0.10－34
第 1.0.10－5 図 中央制御室の当直（運転員）等の体制（運転中）
‥‥‥ 1.0.10－35
第 1.0.10－6 図 中央制御室の当直（運転員）等の体制（停止中）
‥‥‥ 1.0.10－36
第 1.0.10－7 図 発電所における非常事態宣言と
災害対策要員の非常招集 ‥‥ 1.0.10－37
第 1.0.10－8 図 プルーム通過前後の災害対策要員の動き ‥‥ 1.0.10－38
第 1.0.10－9 図 一斉通報装置による災害対策要員の
非常招集連絡 ‥‥ 1.0.10－39
第 1.0.10－10 図 災害対策要員の非常招集の流れ ‥‥‥‥‥‥ 1.0.10－40

第 1.0.10－11 図 緊急時対策所（災害対策本部）内における
各作業班，本店対策本部との情報共有イメージ　1.0.10－41
第 1.0.10－12 図 重大事故等発生時の支援体制（概要） ‥‥‥　1.0.10－42
第 1.0.10－13 図 本店対策本部の組織及び職務 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－43
第 1.0.10－14 図 本店（東京）における態勢発令と災害対策要員
の非常招集（非常招集の連絡経路）‥　1.0.10－44
第 1.0.10－15 図 全面緊急事態発生時の情報発信体制 ‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－45
第 1.0.10－16 図 原子力事業所災害対策支援拠点の体制 ‥‥‥‥‥　1.0.10－46
別紙１ 自衛消防隊の体制について ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－47
別紙２ 緊急時対策所における主要な資機材一覧 ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－58
別紙３ 重大事故等発生時における災害対策要員の動き ‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－60
別紙４ 発電所外からの災害対策要員の参集について ‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－61
別紙５ 災害対策要員による通報連絡について ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－86
別紙６ 廃止措置中の東海発電所の原子力防災体制
との関係について‥‥‥‥　1.0.10－88
別紙７ 原子力事業所災害対策支援拠点について ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－96
補足１ 発電所が締結している医療協定について ‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥　1.0.10－97

1.　重大事故等対策に係る体制の概要

東海第二発電所において，重大事故等を起因とする原子力災害が発生するおそれがある場合，又は発生した場合に，事故原因の除去，原子力災害の拡大の防止，その他必要な活動を円滑に行うため，原子力防災管理者（所長）は，事象に応じて警戒事態又は原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）第10条第1項に基づく特定事象等の重大事故等発生の場合には非常事態を宣言し，所長を災害対策本部長とする（以下「本部長」という。）東海第二発電所警戒本部又は東海第二発電所災害対策本部（以下「災害対策本部」という。）を設置する。（第1.0.10－1図）

また，東海第二発電所での警戒事態又は非常事態の宣言を受けた本店（東京）は，本店警戒事態又は本店非常事態を発令し，本店警戒本部又は本店総合災害対策本部（以下「本店対策本部」という。）を設置する。

原子炉施設に異常が発生し，その状況が原災法第 10 条第1項に基づく特定事象である場合の通報，非常事態の宣言，災害対策本部の設置等については，原災法第7条に基づき作成している東海第二発電所原子力事業者防災業務計画（以下「防災業務計画」という。）及び関連する社内規程に定めている。

防災業務計画には，災害対策本部の設置，原子力防災要員を置くこと，及びこれを支援するため本店対策本部を設置することを規定している。これらの組織により全社として原子力災害事前対策，緊急事態応急対策，及び原子力災害中長期対策を実施できるようにしておくことで，原災法第3条で求められる原子力事業者の責務を果たしている。

原子炉施設の異常時には，災害対策本部の対応が事象収束に対して有効に機能するように，保安規定及び社内規程において，防災訓練等を通じて平時から機能の確認を行う。

本資料では，重大事故等発生時，即ち，原災法第10条第1項に基づく特定

事象が発生して，東海第二発電所に災害対策本部を設置し，本店（東京）に本店対策本部を設置した場合における体制について示す。

(1)　体制の特徴

原子力防災組織は，本部長，災害対策本部長代理（以下「本部長代理」という。），本部員及び発電用原子炉主任技術者で構成される「本部」と，8つの作業班で構成され，各班の役割分担，対策の実施責任を有する班長を定め，指揮命令系統を明確にし，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

災害対策本部において，指揮命令は基本的に本部長を最上位に置き，階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方，下位から上位へは，実施事項等が報告される。また，プラント状況や各班の対応状況についても各本部員より適宜報告されるため，常に綿密な情報の共有がなされる。

東海第二発電所専従の本部長代理（1名）は，実施組織及び支援組織の取りまとめとして，これらに係わる本部員の指揮命令を行う。

あらかじめ定めた手順に従って運転班（当直）が行う運転操作や復旧操作については，当直発電長の判断により自律的に実施し，運転本部員に実施事項等が報告される。

東海第二発電所の災害対策本部体制を構成する職位及び班を以下に示す。

ａ．本部員

災害対策本部体制は緊急時対策所に構築され，以下の要員（災害対策要員）から構成される。

・本部長：原子力防災管理者（所長）

・本部長代理：副原子力防災管理者

・発電用原子炉主任技術者

・本部員：担当班の統括

ｂ．作業班

基本的な役割，機能ごとに以下の各班を構成し，それぞれの本部員の指揮命令の下，活動を実施する。

①情報班

②広報班

③庶務班

④消防班

⑤技術班

⑥放射線管理班

⑦保修班

⑧運転班

各班の必要要員規模は，対応すべき事故の様相又は事故の進展や収束の状況により異なるが，プルーム通過の前・中・後においても要員の規模を拡大・縮小しながら円滑な対応が可能な組織とする。

(2)　災害対策要員の確保に関する基本的な考え方

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも速やかに対策を行えるように発電所構内に必要な要員を常時確保する。また，火災発生時の初期消火活動に対応するため，初期消火要員についても発電所構内に常時確保する。

重大事故等の対応で，高線量下における対応が必要な場合においても，社員で対応できるように要員を確保する。病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し，所定の要員に欠員が生じた

場合は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含め要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた体制に係る管理を行う。

必要な要員の補充の見込みが立たない場合は，原子炉運転停止等の措置を実施し，確保できる要員で，安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。また，あらかじめ定めた連絡体制に基づき，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるよう，定期的に通報連絡訓練を実施する。

(3) 重大事故等対策における判断者及び操作者について

ａ．判断者の明確化

重大事故等対策の災害対策活動に関する一切の業務は，災害対策本部の下で行う。また，災害対策本部において行う対策活動を本店対策本部は支援する

運転班（当直）が行う運転操作や復旧操作については，あらかじめ定めた手順に従って当直発電長の判断により実施する。一方，あらかじめ定めた手順によらない操作及び対応については，原子炉施設の運転に関し保安の監督を職務とする発電用原子炉主任技術者の助言を踏まえ，本部長代理（1名）が最終的に判断する。

発電所における重大事故等対策に係る判断は，本部長代理（1名）が行う。

外部機関との対応，広報の統括を本部長代理（1名）が行う。

国及び地方公共団体等の関係機関及び社外の支援組織との連携に係る対応の判断は，本店対策本部長が行う。

一部の敷地を共有する東海発電所との同時被災により各発電所での対応が必要な事象が発生した場合，災害対策本部は各発電所の状況や使用

可能な設備，事象の進展等の状況を共有し，東海発電所長及び東海第二発電所長を兼務する本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

ｂ．操作者の明確化

各種手順書は，使用主体に応じて，中央制御室及び現場で当直（運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）が使用する運転手順書（以下「運転手順書」という。）及び緊急時対策所及び現場で災害対策要員（当直（運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）を除く）が使用する手順書（以下「災害対策本部手順書」という。）を整備する。

ただし，使用目的によっては，相互の手順の完遂により機能を達成する場合があることを踏まえ，重大事故等対策設備の操作に当たっては，中央制御室と災害対策本部の間で緊密な情報共有を図りながら行うこととする。

2.　東海第二発電所における重大事故等対策に係る体制について

(1)　災害対策本部の体制概要

ａ．本部長（所長）及び本部長代理の役割

所長は，本部長として原子力防災組織を統括管理するとともに，必要な要員を招集し状況の把握に努め，原子力災害の発生又は拡大の防止のために必要な応急措置を行う。

本部長（所長）が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。（第 1.0.10－2 表）

本部長代理は，実施組織及び支援組織の取り纏めを行う。また本部長

の指示を受けて，原子力オフサイトセンターでの対応及び特定の課題を迅速に確認し，関連する班に具体的な対応を指示する。

b．災害対策本部の構成

(a) 災害対策本部

災害対策本部は，実施組織及び支援組織に区分される。さらに，支援組織は，技術支援組織及び運営支援組織に区分される。

実施組織は，当直，重大事故等対策に係る現場活動を行う重大事故等対応要員及び初期消火活動を行う自衛消防隊から構成される。重大事故等対応要員は，保修班及び運転班で構成され，各班には班長及び班員に対して必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や本部に作業状況の報告を行う班長を配置する。

支援組織のうち技術支援組織は，技術班，放射線管理班，保修班及び運転班から構成され，各班には班長及び班員に対して必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や本部に作業状況の報告を行う班長を配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班，広報班及び庶務班から構成され，各班には班長及び班員に対して必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や本部に作業状況の報告を行う班長を配置する。（第 1.0.10－1 図～第 1.0.10－6 図）

災害対策本部（全体体制）111 名は，当社社員と自衛消防隊の消火担当及び給水確保対応に当たる協力会社社員（13 名）で構成される。

なお，災害対策本部において初動対応を行う要員（災害対策要員（初動））39 名については，自衛消防隊の消火担当（7 名）の要員以外を当社社員で構成する。

＜実施組織＞

当直（運転員）：事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置，初期消火活動等（7 名）

消防班：自衛消防隊による初期消火活動（12 名）

重大事故等対応要員：役割別に各班に分かれる。

保修班：事故の影響緩和・拡大防止に関する給水対応，電源対応，アクセスルート確保対応及び拡散抑制対応（3 名）

（給水対応）給水確保に伴う措置（8名）

（電源対応）電源確保に伴う措置（6名）

（アクセスルート確保対応）アクセスルート確保に伴う措置（2名）

（拡散抑制対応）放射性物質の拡散抑制に伴う措置（13名）

運転班：事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置（3 名）

重大事故等対応要員のうち保修班の要員は，実施組織が行う各災害対策活動を相互に助勢して実施できる配置とし，対応する必要がある災害対策活動に対処可能な体制とする。

火災発生時には，火災の発生場所に応じて当直あるいは守衛が初期消火を行い，出動要請を受けた自衛消防隊が初期消火を引き続いて実施する。また，平日（勤務時間中）と夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）では初期消火の対応要領が異なるが，どちらの場合においても，迅速かつ適切に初期消火活動を行うことができる。（別紙 1）

＜技術支援組織＞

技術班：事故状況の把握・評価，プラント状態の進展予測・評価，事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等（2 名）

放射線管理班：影響範囲の評価，被ばく管理，汚染拡大防止措置等に関する技術的助言，二次災害防止に関する措置等（2名）

発電所内外の放射線・放射能の状況把握（4名）

保修班：（統括）不具合設備の応急復旧，放射性物質の汚染除去，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等（4名）

運転班：プラント状態の把握及び災害対策本部への報告，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等（2名）

＜運営支援組織＞

情報班：事故に関する情報収集・整理及び連絡調整，本店対策本部及び社外機関との連絡調整等（4名）

広報班：発生した事象に関する広報，関係地方公共団体の対応，報道機関等の社外対応，発電所内外へ広く情報提供等（3名）

庶務班：（総務）災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送，社外関係機関への連絡（10名）

（施設防護）事業所内の警備，避難誘導（3名）

（保健安全）医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置（3名）

(b)　災害対策要員

災害対策要員は重大事故等に対処するために必要な指示を行う本部要員，各作業班員，現場にて対応を行う重大事故等対応要員，当直（運転員）及び自衛消防隊（初期消火要員）で構成する。

(c)　災害対策本部設置までの流れ

東海第二発電所において，重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合，原子力防災管理者（所長）は直ちに警戒事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。原子力防災管理者は速やかに発電所警戒本部を設置し，災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対し非常招集を行う。

さらに，発電所において，原災法第 10 条第 1 項に定める特定事象等を含む重大事故等の原子力災害が発生した場合，原子力防災管理者（所長）は直ちに非常事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。原子力防災管理者は速やかに災害対策本部を設置し，災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対し非常招集を行う。

なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，当直発電長から事象の発生の連絡を受けた原子力防災管理者（所長）は，当直発電長に災害対策本部の要員の招集を指示し，通報連絡要員が一斉通報システムを用いて災害対策要員の非常招集を行う。（第 1.0.10－7 図）

c．災害対策要員が活動する施設

重大事故等時に，災害対策本部における実施組織及び支援組織が関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施するために，以下の施設及び設備を整備する。

これらは，重大事故等時の初期に使用する施設及び設備であり，これらの施設又は設備を使用することにより発電用原子炉の状態を確認し，重大事故等への対応に必要な各班及びその要員数を決定するとともに，発電所内外の必要な各所へ通報連絡を行う。また，平時における防災訓

練では，上記の各班及びその要員数により適切に活動を実施できることを確認する。(別紙 2)

(a)　支援組織の活動に必要な施設及び設備

重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（以下「ＳＰＤＳ」という。)，発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備(テレビ会議システム，ＩＰ－電話機，ＩＰ－ＦＡＸ)，衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

(b)　実施組織の活動に必要な施設及び設備

中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を図るため，携行型有線通話装置，無線通話設備及び衛星電話設備等を整備する。また，電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるようヘッドライト及びランタン等を配備する。

(2)　災害対策本部の要員招集

平日の勤務時間帯に重大事故等が発生した場合には，送受話器（ページング)，所内放送等にて発電所構内の災害対策本部体制を構成する災害対策要員に対して非常招集を行い，災害対策本部を設置した上で活動を実施する。東海第二発電所では，中長期的な対応も交替できるよう当直（運転員）以外の発電所職員についてもほぼ全員が災害対策要員としており，平日の勤務時間中での要員確保は可能である。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合には，一斉通報システムを用いて災害対策本部体制を構成する災害対策要員

に対し非常招集を行うとともに，災害対策本部体制が構築されるまでの間については，当直（運転員）及び発電所構内に常駐している災害対策要員による初動体制を確立し,統括待機当番者の指示の下,迅速な対応を図る。

また，発電所構内に常駐している災害対策要員のうち運転班の要員は，原則中央制御室に参集する。その他の参集する要員は，緊急時対策所に参集する。

以下に，発電所構内の要員数が少なくなる夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）における重大事故等時の体制について記載する。この時間帯においても，重大事故等時に適切に対応を行うことができる。（第 1.0.10－3 図，第 1.0.10－5 図，第 1.0.10－6 図，第 1.0.10－7 図，第 1.0.10－8 図，第 1.0.10－9 図）

ａ．当直

原子炉運転時における中央制御室の当直（運転員）は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び当直運転員 5 名の計 7 名／直を配置している（第 1.0.10－5 図）。また，原子炉運転停止中※1における当直（運転員）は，現場対応操作を考慮して，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び当直運転員 3 名の計 5 名／直を配置している（第 1.0.10－6 図）。

※1　原子炉の状態が冷温停止（原子炉冷却材温度が 100℃未満）及び燃料交換の期間

重大事故等時には，当直発電長が重大事故等対策に係る運転操作に関する指揮・命令・判断を行い，当直副発電長は当直発電長を補佐する。中央制御室で運転操作を行う当直運転員及び現場で対応する当直運転員は，当直発電長指示の下，重大事故等対策の対応を行うために整備された手順書に従い事故対応を行う。当直発電長は適宜，災害対策本部と連

携し重大事故等対応操作の状況を報告する。

原子炉運転停止中の当直（運転員）の数は，原子炉運転時当直（運転員）の数より少ないが，当直内の各役割及び指揮命令系統は維持される。

なお，当直（運転員）の勤務形態は，通常サイクル5班2交替で運用しており，重大事故等時においても，中長期的な運転操作等の対応に支障が出ることがないよう，通常時と同様の勤務形態を継続することとしていること，及び重大事故等の対応に当たっては有効性評価を考慮して中央制御室の当直運転員2名及び現場運転員6名（現場の当直運転員3名と重大事故等対応要員のうち運転操作対応3名（2人1組3チーム））の体制を整えている。また，特定の作業に当たり被ばく線量が集中しないよう配慮する運用としていることから，特定の現場運転員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。

b．発電所構内に常駐する災害対策要員（当直（運転員）除く）

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）には，発電所構内に常駐する災害対策要員（当直（運転員）除く）が，緊急時対策所で初動対応を行う。

重大事故等時には，初動対応の全体を指揮する統括待機当番者1名は当直発電長からの連絡を受けて，現場を指揮する現場統括待機者1名，外部通報・連絡及び情報収集を行う要員2名※2，現場対応を行う運転班，保修班及び消防班の要員26名（内訳：運転操作要員3名，アクセスルート確保要員2名，電源・給水確保要員10名，自衛消防隊11名，）並びに放射線測定等を行う放射線管理班要員2名の合計32名を非常招集し，災害対策本部の初動体制を確立する。（別紙3）

重大事故等の応急対応については，必要な対応を実施可能な要員を確

保することとし，これを初動体制の各班の機能及び要員数により対応可能としている。このため，特定の現場要員に作業負荷や被ばく線量が集中することはない。（第 1.0.10－2 図）

※2　情報班員のうち１名が中央制御室に常駐し初動対応を行う。

c．発電所外から発電所に参集する災害対策要員

(a)　非常招集により参集する要員

災害対策本部の要員については，発電所員約 260 名のうち，約 130 名が発電所から 5ｋｍ圏内に居住している。（平成 28 年 7 月現在）

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合に，災害対策要員の所在や参集ルート等を踏まえて参集時間と参集する災害対策要員数を評価した。その結果，要員の参集開始時間を招集連絡の 30 分後とすることや，要員の参集手段を徒歩移動とするという保守的な条件においても，重大事故等の発生の 2 時間後には約 110 名が参集すると評価される。この評価結果は，東海第二発電所で抽出される全ての事故シナリオにおいて，外部からの参集要員に要求される参集時間及び要員数を十分に達成できる。（別紙 4）

参集した要員が災害対策本部の初動体制に加わることで，災害対策本部は初動体制から全体体制に移行する。統括待機当番者は，本部長の参集後には，本部長代理となる。また，初動体制における情報班，保修班，放射線管理班，運転班は，参集した要員による班員数の増加により，現場の応急対応を長期に渡り円滑かつ確実に実施することが可能となる。さらに，参集した要員により，中長期的な対応等を検討する技術班が全体体制の中で設置される。なお，残りの要員は交代要員として待機する。（第 1.0.10－2 図）

(b)　非常招集により参集する対象者

発電所外から参集する災害対策本部の要員は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても，拘束当番として 72 名を確保する。

確保する拘束当番者の選定に当たっては，対象者の居住場所を考慮する。他操作との流動性が少ない特定の力量を有する参集要員（運転員）については，参集の確実さを向上させるために，あらかじめ発電所近傍に待機させる運用とする。また，保修班において作業に必要な有資格者(各種主任技術者や大型車両及びクレーンなどの免状取得者)を配置する。

(c)　非常招集の流れ

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合には，発電所外にいる災害対策要員を速やかに非常招集するため，「一斉通報システム」,「通信連絡手段」等を活用し災害対策要員の非常招集を行う。(第 1.0.10－9 図)

東海村周辺地域で震度 6 弱以上の地震が発生した場合には，非常招集の連絡がなくても支障がない限り発電所の緊急時対策所又は発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集する。なお，地震等により家族及び自宅などが被災した場合や地方公共団体からの避難指示等が出された場合は，家族の身の安全を確保した上で参集する。

招集する災害対策要員のうち，あらかじめ指名されている発電所参集要員である災害対策要員は,直接発電所の緊急時対策所に参集する。あらかじめ指名された発電所参集要員以外の要員は，発電所外の集合場所に参集し，災害対策本部の指示に従い対応する。

発電所外の集合場所に参集した要員は，災害対策本部と非常招集に係る以下の確認，調整を行い，発電所に集団で移動する。（第 1.0.10－10 図）

①発電所の状況（設備及び所員の被災等）

②参集した要員の確認（人数，体調等）

③重大事故等対応に必要な装備（汚染防護具，マスク，線量計等）

④発電所への持参品（通信連絡設備，照明機器等）

⑤気象及び災害情報等

(3) 通報連絡

災害対策本部の全体体制における重大事故等発生時における通報連絡は情報班が行うが，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合には，発電所に常駐する初動体制における当直発電長又は通報連絡要員が，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村村長，原子力防災専門官，原子力緊急時支援・研修センター及びその他定められた通報連絡先に，所定の様式によりＦＡＸを用いて一斉送信することにより，複数地点への連絡を迅速に行う。(別紙 5)

ａ．各通報連絡先に対しては，あらかじめ指名された通報連絡当番者が電話により，ＦＡＸの着信確認又はＦＡＸを送信した旨を連絡する。

ｂ．その後，災害対策要員の招集により通報連絡要員を確保し，更なる時間短縮を図る。

(4) 災害対策本部内の情報共有について

災害対策本部内及び本店対策本部との基本的な情報共有方法は，以下のとおりである。今後の訓練等で有効性を確認し適宜見直していく。（第

1.0.10－11 図，第 1.0.10－12 図，第 1.0.10－13 図）

ａ．プラント状況，重大事故等への対応状況の情報共有

①情報班は，通信連絡設備を用い当直発電長又は情報班員からプラント状況を逐次入手し，ホワイトボード等に記載するとともに，主要な情報を災害対策本部に報告する。

②技術班は，ＳＰＤＳデータ表示装置によりプラントパラメータを監視し，状況把握，今後の進展予測及び中期的な対応・戦略を検討する。

③各作業班は，適宜，入手したプラント状況，周辺状況，重大事故等への対応状況をホワイトボード等に記載するとともに，適宜ＯＡ機器（パーソナルコンピュータ等）内の共通様式に入力することで，災害対策本部内の全要員，本店対策本部との情報共有を図る。

④本部長代理は，本部と各作業班の発話，情報共有記録をもとに全体の状況把握，今後の進展予測・戦略検討に努めともに，プラント状況，今後の対応方針について災害対策本部内に説明し，状況認識，対応方針の共有化を図る。

⑤本部長代理は，定期的に対外対応を含む対応戦略等を災害対策本部本部員と協議し，その結果を災害対策本部内の全要員に向けて発話し，全体の共有を図る。

⑥情報班を中心に，本部長，本部長代理，各本部員の発話内容をＯＡ機器内の共通様式に入力し，発信情報，意思決定，指示事項等の情報を記録・保存し，情報共有を図る。

ｂ．指示・命令，報告

①災害対策本部では，指揮命令は本部長を最上位とし，階層構造の上位から下位に行われる。一方，下位から上位へは，プラント状況や対応

状況等が報告される。東日本大震災時における東海第二発電所での対応経験を踏まえ，情報班員を中央制御室に平時から待機させることで，重大事故等発生時には，情報班員がプラント状況や中央制御室の状況を重大事故等発生の直後から災害対策本部に報告する。また，各班の対応状況についても各本部員より災害対策本部内に適宜報告されることから，常に綿密に情報が共有される。

②本部長は，本部長代理からの発話，報告を受け，適宜指示・命令を行う。

③本部長代理は，実施組織及び支援組織の各班の作業及び関連する情報の報告を受けて取り纏め，本部長に報告する。また，実施組織及び支援組織の各班の本部員に具体的な指示・命令を行う。

④各本部員は，配下の各作業班長から報告を受け，各班長に指示・命令を行うとともに，重要な情報を災害対策本部内で適宜発話し情報共有するとともに，本部長代理に報告する。

⑤各作業班長は，各班員に対応の指示を行うとともに，班員の対応状況等の情報を入手し，情報を整理した上で本部員へ報告する。

⑥情報班を中心に，本部長，本部長代理，各本部員の指示・命令，報告，発話内容をホワイトボード等への記載，並びにＯＡ機器内の共通様式に入力することで，災害対策本部内の全要員，本店対策本部との情報共有を図る。

ｃ．本店対策本部との情報共有

災害対策本部と本店対策本部間の情報共有は，テレビ会議システム，通信連絡設備，ＯＡ機器内の共通様式を用いて行う。

(5)　交代要員の考え方

平日の勤務時間帯に重大事故等が発生した場合には，送受話器（ページング),所内放送等にて発電所構内の災害対策本部体制を構成する災害対策要員及び発電用原子炉主任技術者に対し非常招集を行う。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合には，当直（運転員）7 名及び発電所構内に宿直している重大事故等に対処する災害対策要員 32 名にて初期対応を実施する（第 1.0.10－2 図，第 1.0.10－8 図)。それ以外の災害対策要員及び発電用原子炉主任技術者は，一斉通報システムにより非常招集される。(第 1.0.10－9 図）※3

※3　(2)災害対策本部の要員招集 c.発電所外から発電所に招集する災害対策要員を参照

非常招集の対象となる発電用原子炉主任技術者又は代行者については，招集連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるよう，東海村又は隣接市町村に配置する。

発電用原子炉主任技術者は，参集途上であっても通信連絡手段（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより，災害対策本部からプラントの状況及び対策の状況等を確認あるいは情報連絡を受けることができる。

また，初動対応者の交代を考慮し，主要な本部要員，班長，発電用原子炉主任技術者の交代要員は，発電所に比較的早期に参集できるように配慮する。

平日の勤務時間帯，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）のいずれの場合も，参集する災害対策要員は時間の経過に伴って増加し全体体制の要員数（111 名：第 1.0.10－1 図）以上になる。このため，長期的対応に備えて，対応者と待機者を人選する（第 1.0.10－9 図)。

必要人数を発電所に残し，残りは発電所外（原子力事業所災害対策支援拠点，自宅等）で待機する。対応者は，基本的には 12 時間（目途）ごとに待機要員と交替することで長期的な対応にも対処可能な体制を構築する。

なお，プルーム通過時には，必要な活動に対して交替要員を考慮した最小限の要員を緊急時対策所，中央制御室及び現場（原子炉建屋付属棟 3 階）に合計 72 名が待機する。

緊急時対策所には 66 名（内訳：主要な本部員・班長，発電用原子炉主任技術者の災害対策対応 24 名とその交替要員 24 名，中央制御室から退避 4 名，現場から退避 14 名）が待機し，中央制御室待避室には同様に 3 名（内訳：当直 3 名）が待機し，現場（原子炉建屋付属棟 3 階）にも同様に 3 名（内訳：重大事故等対応要員である運転班員 3 名）が待機する。なお，プルーム通過中は，現場作業は行わないが，緊急時対策所の各班の機能は維持される。（第 1.0.10－4 図）。

(6) プルーム通過前後の体制の移行

ａ．プルーム通過前

緊急時対策所の災害対策本部の体制は，格納容器ベントに伴うプルームの通過に備え，プルーム通過前に災害対策本部の体制を変更する。プルーム通過時においても緊急時対策所に必要な災害対策要員を残し，それ以外の災害対策要員は事前に原子力事業所災害対策支援拠点に一時退避する。

中央制御室の当直（運転員）及び情報班員は，プルーム通過中の監視に必要な要員を除き緊急時対策所に退避する。中央制御室で監視に当たる当直（運転員）は，中央制御室待避室を正圧化させてプルームの通過に備える。

また，格納容器ベント対応のために第二弁操作室で操作に当たる運転班班員も，プルーム通過前に第二弁操作室に移動し，第二弁操作室を正圧化させてプルーム通過に備える。

ｂ．プルーム通過中

プルーム通過中は，重大事故等の現場対応は実施できないが，緊急時対策所における災害対策本部の本部長及び本部員による本部体制及び各班の機能は維持され，ＳＰＤＳデータ表示装置や監視カメラ等を用いてプラント状況や周囲状況の把握及び作業再開後の対応について，緊急時対策所内で議論される。

プルーム通過後の作業再開は，可搬型モニタリング・ポスト等の指示が急激に低下し，指示が安定したことをもって判断する。

ｃ．プルーム通過後

プルームの通過が判断され次第，緊急時対策所建屋の空調を正圧化状態から空気浄化モードに移行し，緊急時対策所建屋のチェンジングエリアの運用を再開する。第二弁操作室に待機していた運転班員の緊急時対策所への帰還は，チェンジングエリアの運用再開後を原則とするが，チェンジングエリアの運用開始前に，やむを得ず帰還する必要がある場合には，緊急時対策所建屋内のエアロックのエリアにおいて，放射線防護具の脱衣及び汚染検査を行う。

プルーム通過前に緊急時対策所に退避していた中央制御室の当直（運転員）及び情報班員は，プルーム通過後，中央制御室のチェンジングエリアの運用が再開され次第中央制御室に移動する。また，原子力事業所災害対策支援拠点に退避していた災害対策要員を，本部長は災害対策本

部の体制をプルーム通過時の体制から重大事故等時の対応体制に戻すことに合わせ，発電所に要員を招集する。

(7)　廃止措置中の東海発電所の原子力防災体制との関係

廃止措置中の東海発電所は全ての核燃料は搬出済みであり，今後，原子炉構造物が解体される。東海発電所には核燃料物質がないため，東海第二発電所のような重大事故等が発生することはない。

しかし，東海発電所において原災法及び関連法令に定める特定事象が発生した場合には，東海第二発電所及び東海発電所で同時に災害対策本部を確立することとなる。

災害対策要員の観点から，東海第二発電所及び東海発電所に災害対策本部を確立した場合における東海第二発電所の重大事故等対応が東海発電所の事故対応から受ける影響について以下に示す。

ａ．東海発電所で発生が想定される事故

「原災法」及び「原子力災害対策特別措置法施行令」では，国民の生命及び財産の保護の観点から，これに影響する又は影響する可能性がある事象が発生した場合には，事業者の通報が要求されている。さらに，「原子力災害対策指針」及び「原子力災害対策特別措置法に基づき原子力防災管理者が通報すべき事象等に関する規則」では，原子炉の状況に応じた通報すべき事象（ＥＡＬ）が定められている。

廃止措置中の東海発電所に該当するＥＡＬは「敷地境界付近の放射線量の上昇」，「火災爆発等による管理区域外での放射線の放出」及び「事業所外運搬での放射線量の上昇」がある。

東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）では，廃止措置作業においてＥＡＬに該当する可能性がある事象として，「廃止措置工事において発生した放射性物質（粉じん）を捕捉した高性能粒子フィルタの破損による敷地境界の線量率の上昇」等が記載されている。また，廃止措置作業において「事業所内外運搬で，輸送容器からの放射性物質の流出による放射線量の上昇」も挙げられる。

このように，廃止措置中の東海発電所においても原災法第 10 条に該当する特定事象が発生する可能性があり，これが，東海第二発電所の重大事故等と同時に発生した場合には，東海第二発電所と東海発電所において災害対策本部を同時に確立することとなる。

ｂ．東海第二発電所災害対策要員の東海発電所災害対策要員との関係

東海第二発電所と東海発電所の災害対策要員は，原則として別組織とするが，東海第二発電所の災害対策本部の一部の要員は，東海発電所の災害対策本部の要員を兼務する。

重大事故等の対応に係る現場作業を行う要員及びその要員に指示をする要員並びに特定施設に係る課題等の専門的な現場作業又は検討を行う要員は，各発電所の独立した組織とするが，下記に示すとおり，東海発電所の災害対策の災害対策本部体制と別組織とすることで安全上の阻害的影響がある要員は，東海発電所の災害対策本部の要員と兼務する。

東海第二発電所と東海発電所の災害対策要員を兼務する要員は，以下のとおり。

(a)　災害対策本部長

他発電所への悪影響を及ぼす事故状況を把握した上で，両発電所に係る事故対応上の意思決定（要員の避難，作業中断等）が必要であ

る。このため，別組織の要員では，事故収束及び要員の安全確保に支障を来す。

(b)　広報班

広報においては，同一敷地内に二つの発電所がある場合，両発電所の状況に関する情報を統合して同時に提供する必要がある。このため，別組織の要員が個々に情報提供すると，報道機関や住民に混乱を招く。

(c)　オフサイトセンター対応

オフサイトセンターの情報提供においては，同一敷地内に二つの発電所がある場合，両発電所の状況に関する情報を統合して同時に提供する必要がある。このため，別組織の要員が個々に情報提供すると，他機関の円滑な防災業務の遂行に支障を来す。

また，広報班及びオフサイトセンターに指示・命令する本部長代理についても，同様に，安全性への影響の観点から兼務とする。

東海第二発電所災害対策要員 111 名は，東海第二発電所専従要員 97 名及び兼務要員 14 名から構成される。なお，東海発電所災害対策要員 72 名は，東海発電所専従者 58 名及び兼務者 14 名により構成される。（別紙 6）

3.　発電所外における重大事故等対策に係る体制について

発電所において原子力警戒事態又は非常事態が宣言された場合，本店対策本部及び原子力事業所災害対策支援拠点において，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する体制を構築する。（第 1.0.10－12 図）

以下に発電所外における体制について示す。

(1)　本店対策本部

ａ．本店対策本部の体制概要

(a)　本店対策本部長（社長）の役割

社長は，本店対策本部長として統括管理を行い，全社大での体制にて原子力災害対策活動を実施するため，本店対策本部長としてその職務を行う。なお，社長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，本店対策本部の副本部長がその職務を代行する。

(b)　本店対策本部の構成

本店対策本部は，重大事故等の拡大防止を図り，事故により放射性物質を環境に放出すること防止するために，特に中長期の対応について災害対策本部の活動を支援する。

重大事故等の応急対応を実施する災害対策本部の各班を支援するために，本店対策本部には対応する各班を設置するとともに，災害対策本部が事故対応に専念できるように，社内外の情報収集及び災害状況の把握，報道機関への情報発信，原子力緊急事態支援組織等関係機関への連絡，原子力事業所災害対策支援拠点の選定・運営を行う各班を設置する。

また，他の原子力事業者等への応援要請やプラントメーカ等からの対策支援対応等，技術面・運用面で支援する体制を整備する。（第1.0.10－13図）

情報班：事故に関する情報の収集，災害対策本部への指導・援助及び本店対策本部内での連絡調整，社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告等

庶務班：通信施設の確保，要員の確保，応援計画案の作成及び各班応援計画の取り纏め等

広報班：報道機関等の対応，広報関係資料の作成，応援計画案の作成等

技術班：原子炉・燃料の安全に係る事項の検討，発電所施設・環境調査施設の健全性確認，災害対策本部が行う応急活動の検討，応援計画案の作成等

放射線管理班：放射線管理に係る事項の検討，個人被ばくに係る事項の検討，応援計画の作成等

保健安全班：緊急被ばく医療に係る事項の検討，応援計画案の作成等

ｂ．本店対策本部設置までの流れ

発電所において原子力警戒事態又は非常事態が宣言された場合，発電管理室長は，本店対策本部組織の要員を非常招集する。（第 1.0.10－14 図）発電管理室長は，発電所に災害対策本部が設置された場合，社長を本部長とする本店対策本部を設置する。なお，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，本店対策本部体制が構築されるまでの間については，本店近傍で待機している宿直者 2 名にて初期対応を行う。

ｃ．広報活動

原子力災害発生時における広報活動については，原災法第 16 条第 1 項に基づき設置される原子力災害対策本部(全面緊急事態発生時の場合)と連携することとしており,原子力規制庁緊急時対応センター(ＥＲＣ)及び緊急事態応急対策等拠点施設（オフサイトセンター）との情報発信体制を構築し，災害対策本部と連携し対応を行う。(第 1.0.10－15 図)

また，近隣住民を含めた広範囲の住民からの問い合わせについては，

相談窓口等で対応を行い，記者会見情報等についてはホームページ等を活用し，情報発信する。

(2)　原子力事業所災害対策支援拠点

発電所において非常事態が宣言された場合に，発電所外から 7 日間支援を受けなくとも災害対応が実施できるよう，発電所構内には，災害対応を可能とするための資機材として，必要な数量の食料，飲料水，防護具類（不燃布カバーオール，ゴム手袋，全面マスク等），燃料を配備している。

一方で，災害対応が更に長期化する可能性を考慮し，発電所外からの支援体制として，以下のとおり原子力事業所災害対策支援拠点を整備する。

本店対策本部長（社長）は，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援するため，原災法第 10 条通報後に，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を庶務班長に指示する。

庶務班長は，あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。(別紙 5) また，原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに，原子力事業所災害対策支援拠点を運営し，発電所における重大事故等対策に係る活動を支援する。

原子力事業所災害対策支援拠点へ派遣された要員は，現地責任者の指揮のもと，後方支援業務を行う。(第 1.0.10－16 図)

(3)　中長期的な体制

重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合に備えて，本店対策本部が中心となって社内外の関係各所と連係し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

具体的には，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社）及び協力会社から，重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や，事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等について，協議・合意の上，東海第二発電所の技術支援に関するプラントメーカとの覚書を締結し，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備する。

第1.0.10－1表　防災体制の区分と緊急時活動レベル（ＥＡＬ）

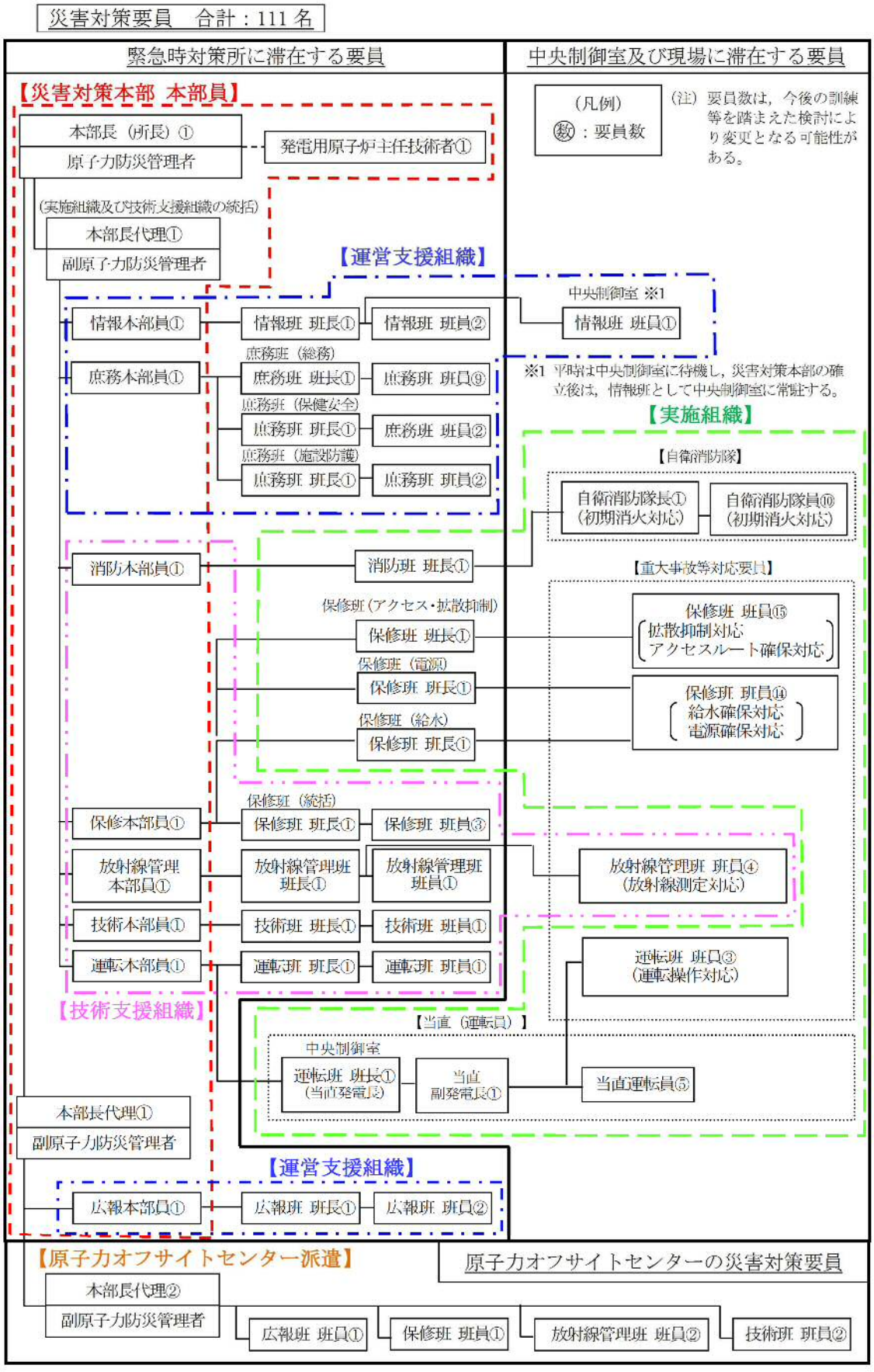
防災体制	緊急事態の区分	異常・緊急時の情勢	施設の状況	事象の種類	
警戒事態	警戒事態	○原子力防災管理者（所長）が，警戒事象（右の事象の種類参照）の発生について連絡を受け，又は自ら発見したとき。 ○原子力規制委員会より，警戒事態とする旨の連絡があったとき。	その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原子力施設における異常事象の発生又は，そのおそれがある状態が発生	(AL11)原子炉停止機能の異常のおそれ (AL21)原子炉冷却材の漏えい (AL22)原子炉給水機能の喪失 (AL23)原子炉除熱機能の一部喪失 (AL25)全交流電源喪失のおそれ (AL29)停止中の原子炉冷却機能の一部喪失 (AL30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失のおそれ (AL42)単一障壁の喪失または喪失可能性 (AL51)原子炉制御室他の機能喪失のおそれ (AL52)所内外通信連絡機能の一部喪失 (AL53)重要区域での火災・溢水による安全機能の一部喪失のおそれ	○外的事象（自然災害） ・大地震の発生，大津波警報の発令，竜巻等の発生 ○外的事象 ・原子力規制委員会委員長又は委員長代理が警戒本部の設置を判断した場合 ○その他原子力施設の重要な故障等 ・原子力防災管理者が警戒を必要と認める原子炉施設の重要な故障等
非常事態	施設敷地緊急事態（原災法第10条事象）	○原子力防災管理者（所長）が，特定事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け，又は自ら発見したとき。	原子力施設において，公衆に放射線による影響をもたらす可能性のある事象が発生	(SE01)敷地境界付近の放射線量の上昇 (SE02)通常放出経路での気体放射性物質の放出 (SE03)通常放出経路での液体放射性物質の放出 (SE04)火災爆発等による管理区域外での放射線の放出 (SE05)火災爆発等による管理区域外での放射性物質の放出 (SE06)施設内（原子炉外）臨界事故のおそれ (SE21)原子炉冷却材漏えい時における非常用炉心冷却装置による一部注水不能 (SE22)原子炉注水機能喪失のおそれ (SE23)残留熱除去機能の喪失 (SE25)全交流電源の30 分以上喪失 (SE27)直流電源の部分喪失	(SE29)停止中の原子炉冷却機能の喪失 (SE30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失 (SE41)格納容器健全性喪失のおそれ (SE42)２つの障壁の喪失または喪失可能性 (SE43)原子炉格納容器圧力逃し装置の使用 (SE51)原子炉制御室の一部の機能喪失・警報喪失 (SE52)所内外通信連絡機能の全て喪失 (SE53)火災・溢水による安全機能の一部喪失 (SE55)防護措置の準備及び一部実施が必要な事象発生

防災体制	緊急事態の区分	異常・緊急時の情勢	施設の状況	事象の種類	
非常事態	全面緊急事態（原災法第15 条事象）	○原子力防災管理者（所長）が，原災法第15条第1項に該当する事象（右の事象の種類参照）の発生について通報を受け，又は自ら発見したとき，若しくは内閣総理大臣が原災法第15条第2項に基づく原子力緊急事態宣言を行ったとき。	原子力施設において，公衆に放射線による影響をもたらす可能性が高い事象が発生	(GE01)敷地境界付近の放射線量の上昇 (GE02)通常放出経路での気体放射性物質の放出 (GE03)通常放出経路での液体放射性物質の放出 (GE04)火災爆発等による管理区域外での放射線の異常放出 (GE05)火災爆発等による管理区域外での放射性物質の異常放出 (GE06)施設内（原子炉外）での臨界事故 (GE21)原子炉冷却材漏えい時における非常用炉心冷却装置による注水不能 (GE22)原子炉注水機能の喪失 (GE23)残留熱除去機能喪失後の圧力制御機能喪失	(GE25)全交流電源の1 時間以上喪失 (GE27)全直流電源の５分以上喪失 (GE28)炉心損傷の検出 (GE29)停止中の原子炉冷却機能の完全喪失 (GE30)使用済燃料貯蔵槽の冷却機能喪失・放射線放出 (GE41)格納容器圧力の異常上昇 (GE42)２つの障壁の喪失及び１つの障壁の喪失または喪失可能性 (GE51)原子炉制御室の機能喪失・警報喪失 (GE55)住民の避難を開始する必要がある事象発生

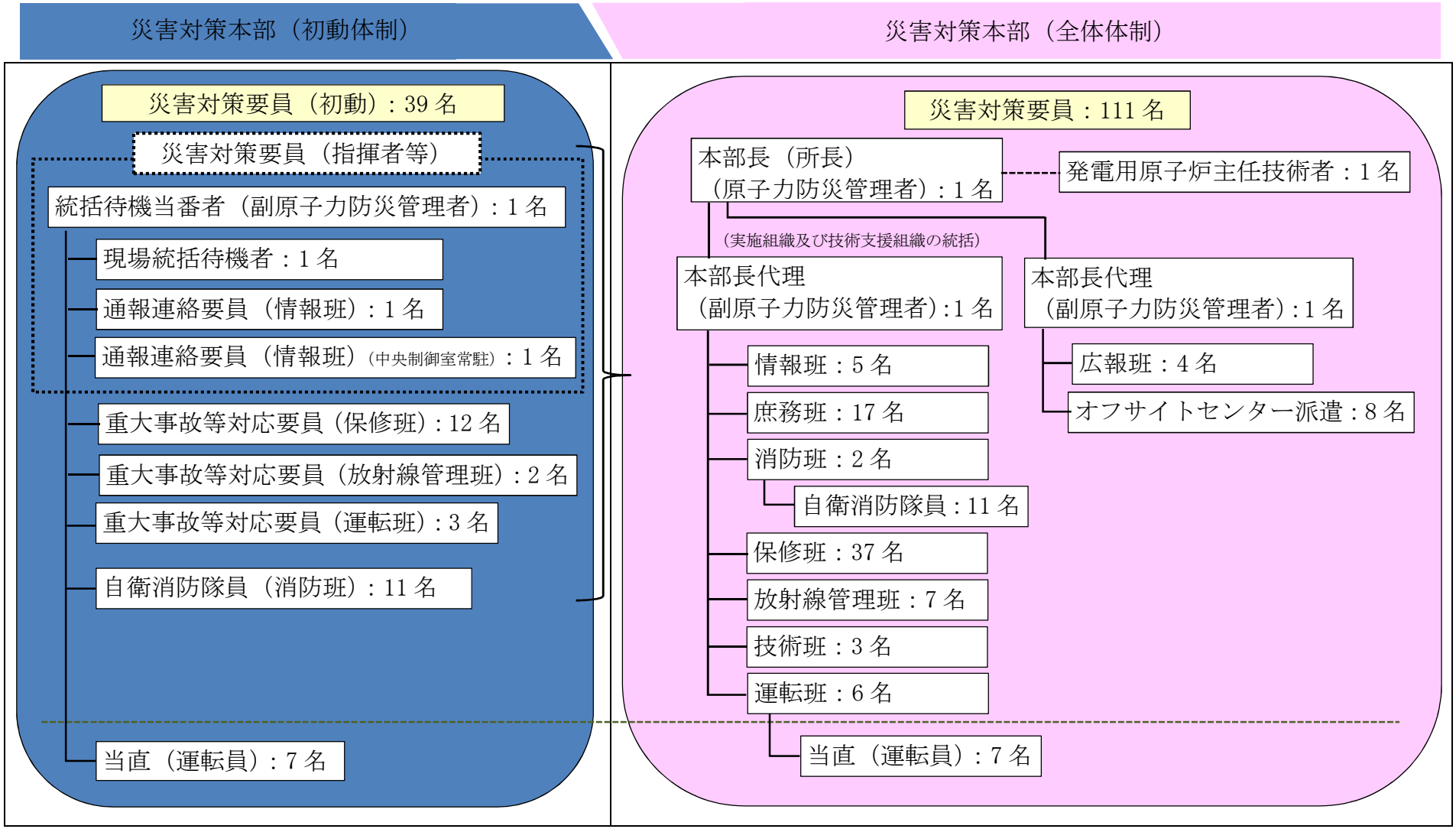
※EAL：Emergency Action Level, AL：Alert, SE：Site area Emergency, GE：General Emergency

第 1.0.10－2 表　所長（原子力防災管理者）不在時の代行順位

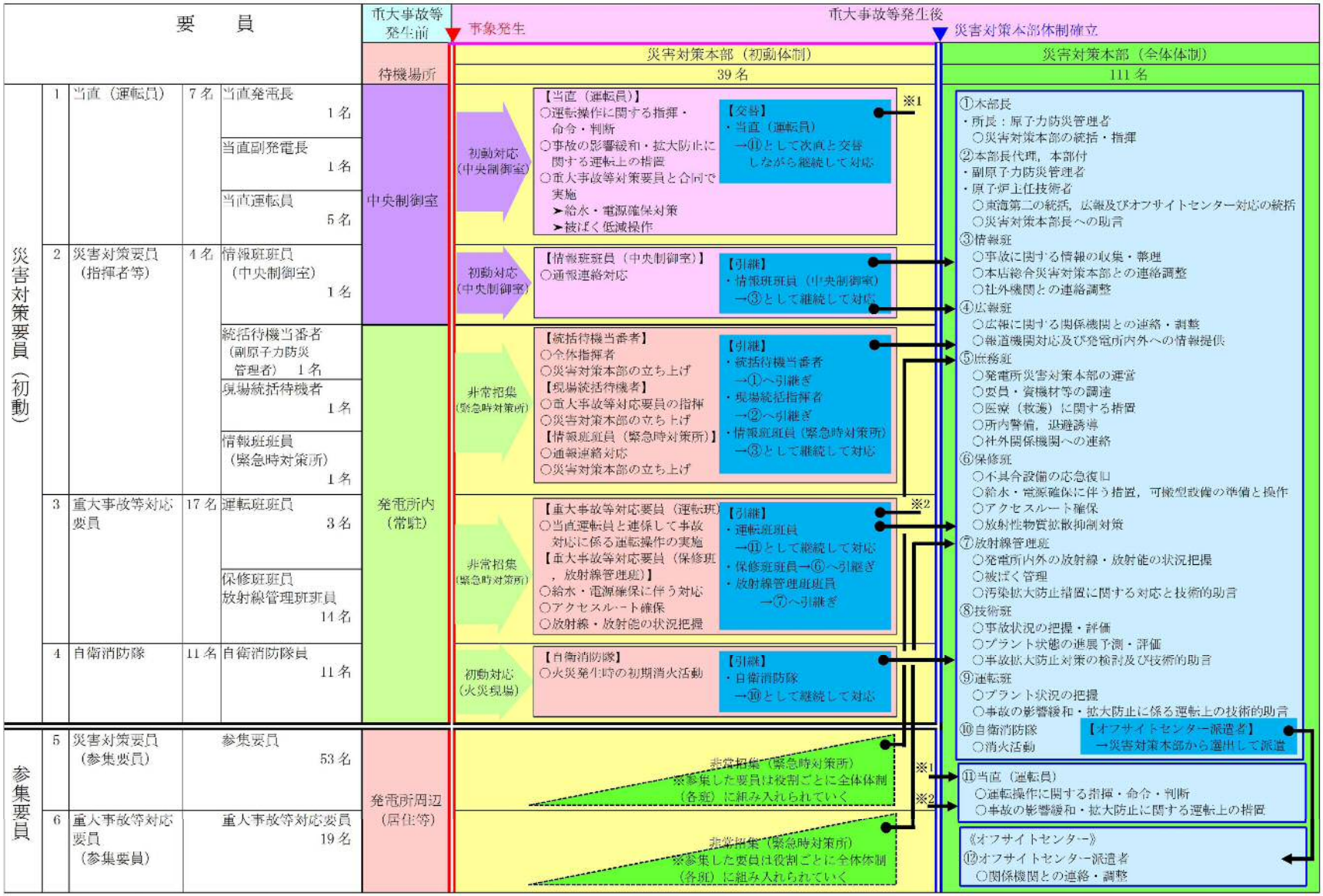
代行順位	役職
1	所長代理
2	副所長
3	次長
4	各室長



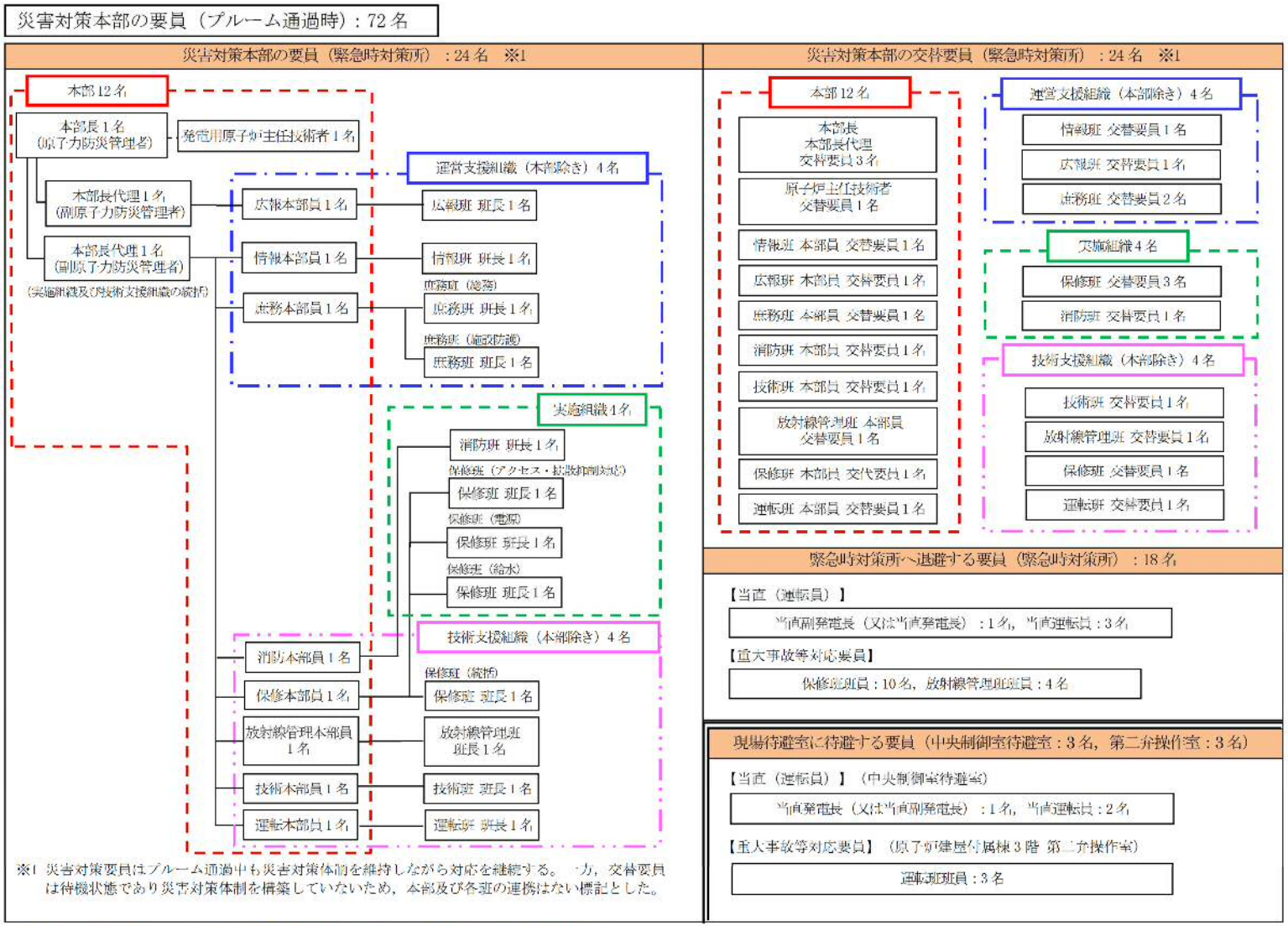
第 1.0.10－1 図　災害対策本部体制



第 1.0.10－2 図　災害対策本部の初動体制及び全体体制の構成

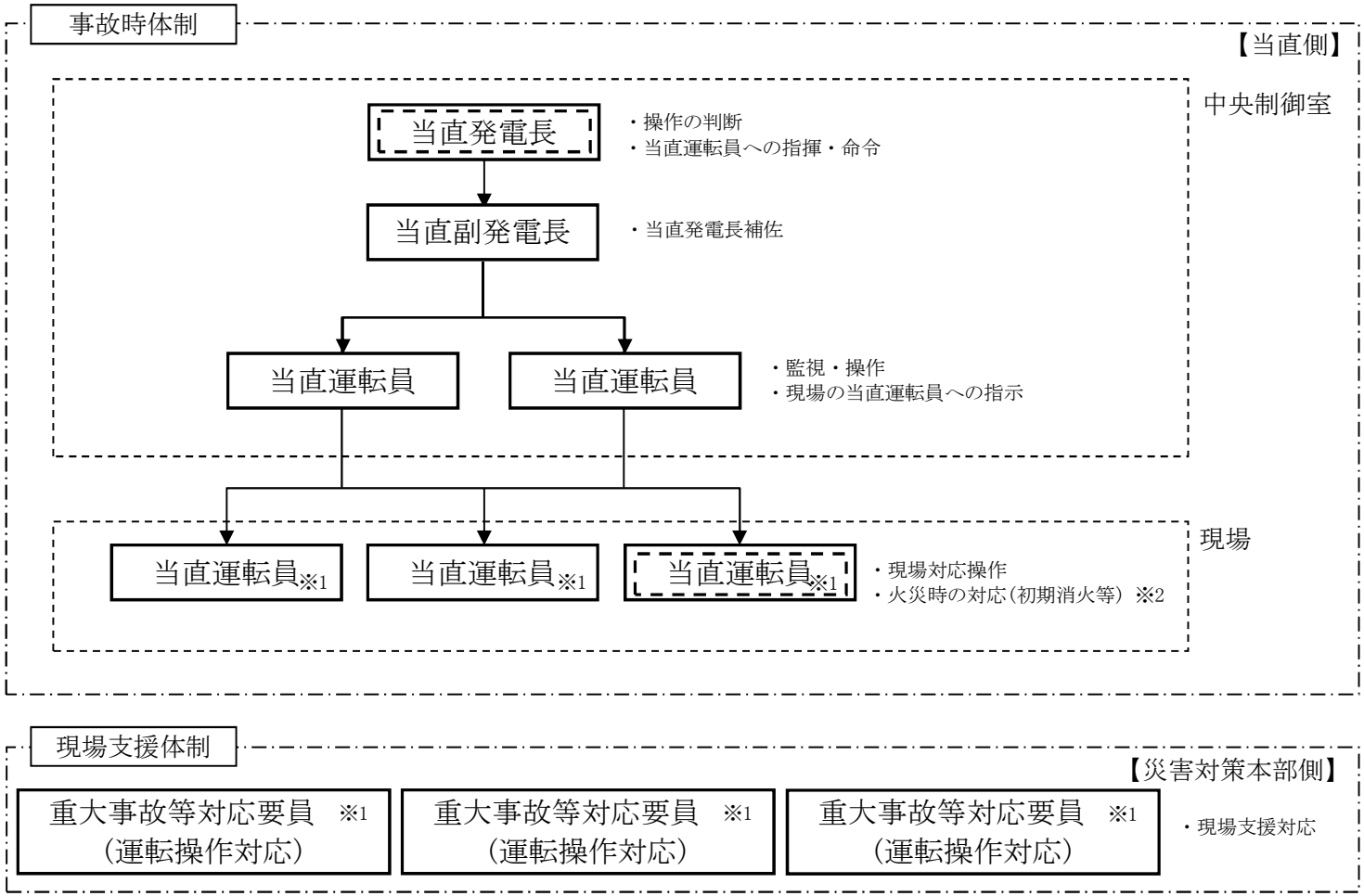


第 1.0.10－3 図　災害対策本部の初動体制から全体体制への移行



（注）上記の要員数については，今後訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第1.0.10－4図　災害対策本部の要員（プルーム通過時）

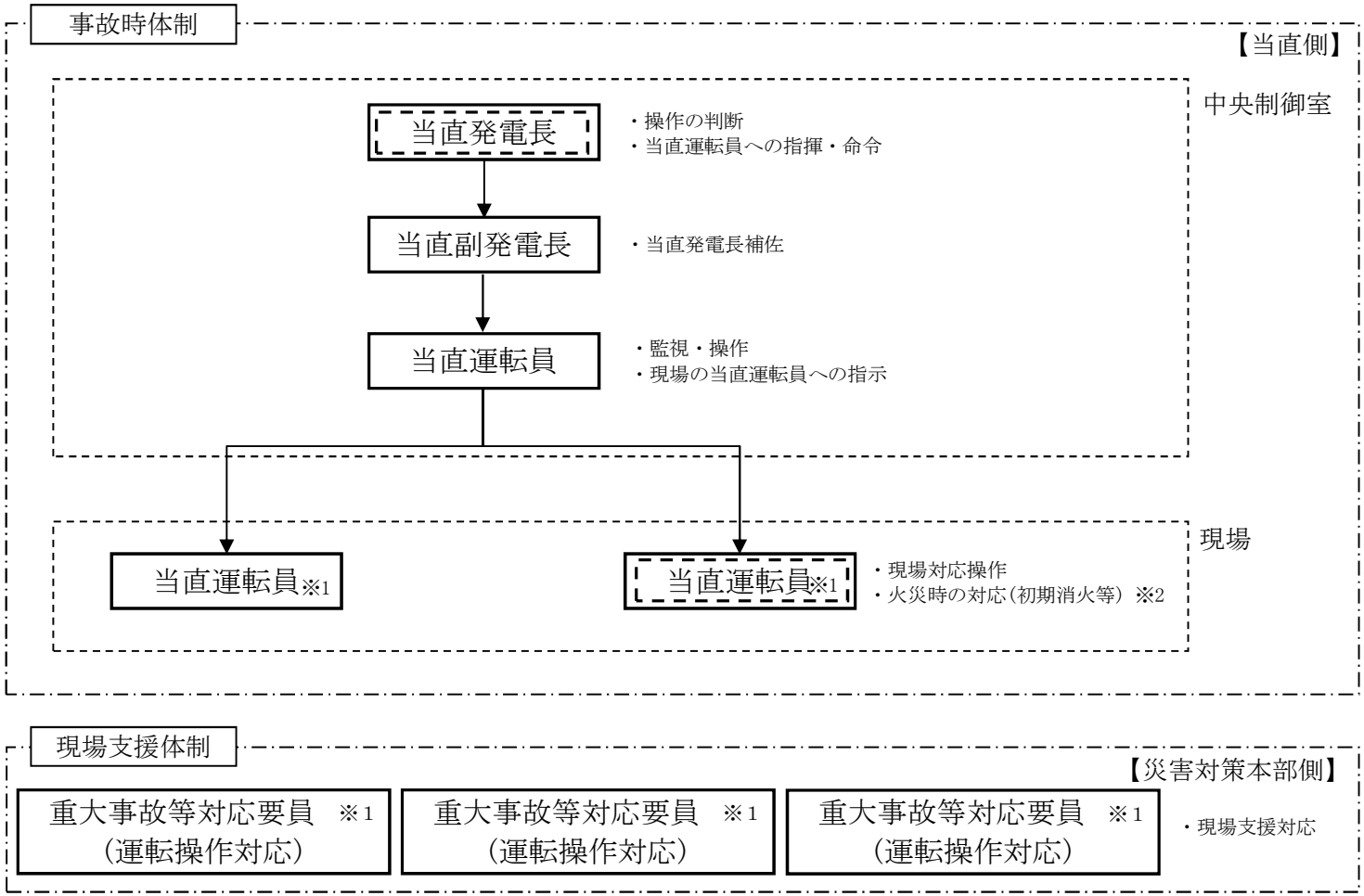


※１：重大事故等対応時は当直発電長の指示の下，現場の当直運転員及び災害対策要員の２人以上で１組のチームを組み，現場対応を行う。

※２：重大事故等の対応発生時は，それを優先する。

：火災時の対応要員

第 1.0.10－5 図　中央制御室の当直（運転員）等の体制（原子炉運転時）

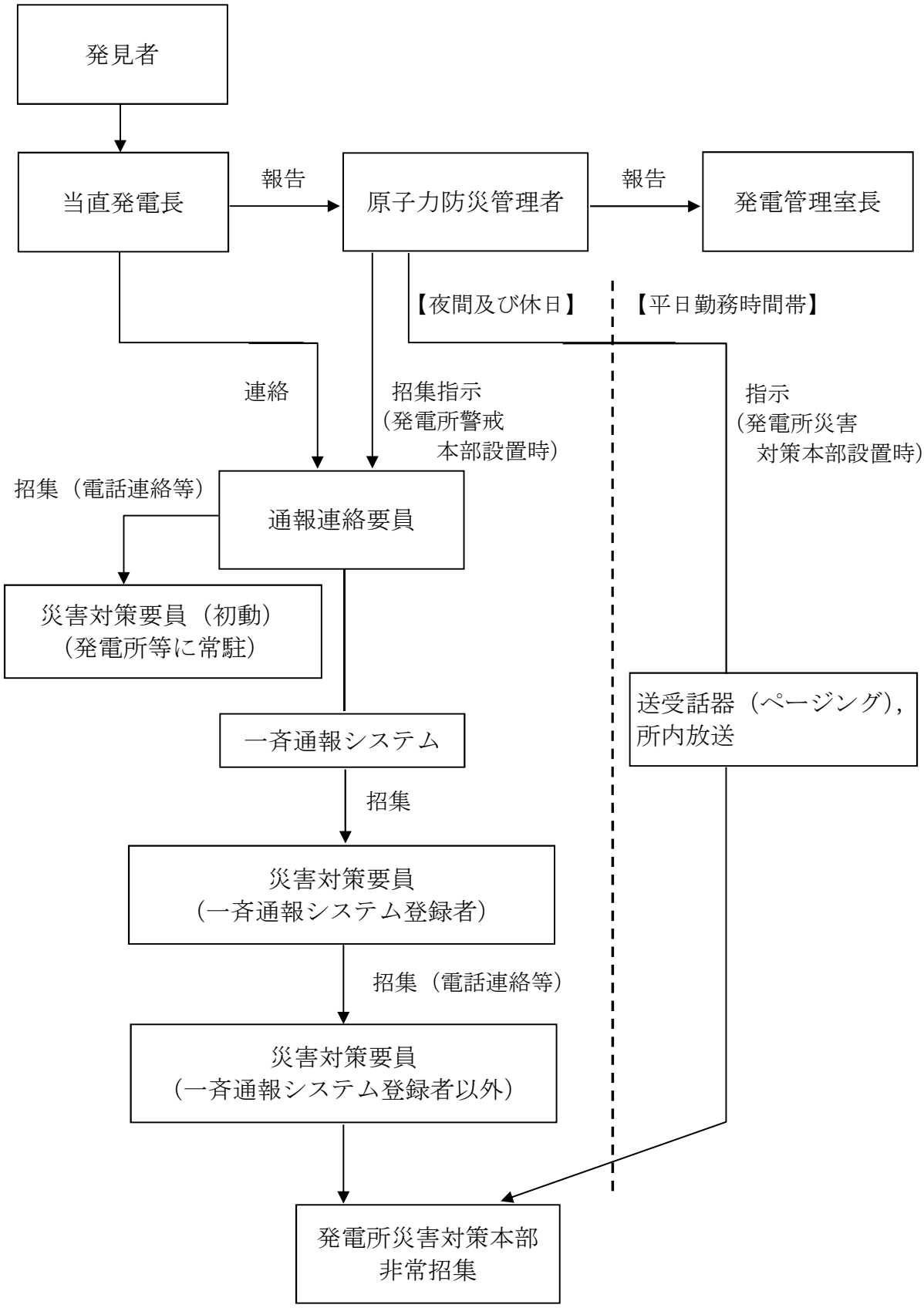


※１：重大事故等対応時は当直発電長の指示の下，現場の当直運転員及び災害対策要員の２人以上で１組のチームを組み，現場対応を行う。

※２：重大事故等の対応発生時は，それを優先する。

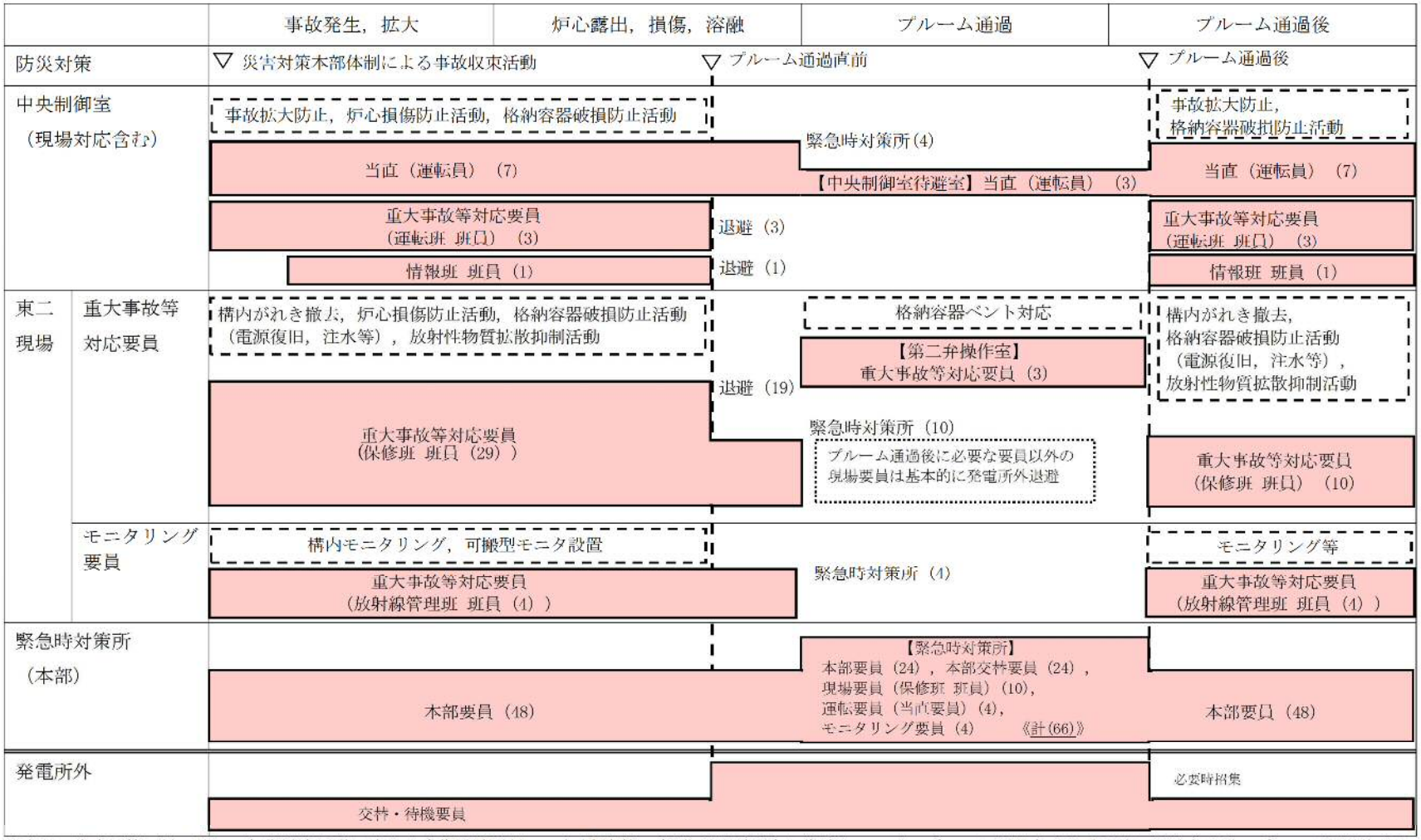
：火災時の対応要員

第1.0.10－6図　中央制御室の当直（運転員）等の体制（原子炉運転停止中）



※ 原子力警戒事態発令の場合，「発電所災害対策本部」は「発電所警戒本部」に読み替える。

第 1.0.10－7 図　発電所における非常事態宣言と災害対策要員の非常招集



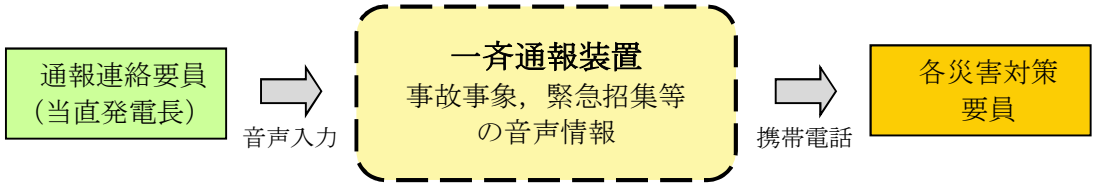
※上記の災害対策要員の他に，初期消火活動に当たる自衛消防隊員 11 名(東海第二専従)が発電所内に常駐している。プルーム通過中は発電所外に退避するが，プルーム通過後は発電所に常駐する。また，オフサイトセンターに派遣されたオフサイトセンター派遣者８名が発電所外で活動している。
※要員数については，今後の訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第 1.0.10－8 図　プルーム通過前後の災害対策要員の動き

【一斉通報システムの概要】

○ 一斉通報システムによる対策要員の招集

通報連絡要員（又は当直発電長）は，一斉通報装置に事故故障の内容及び招集情報を音声入力し，各災害対策要員に発信する。

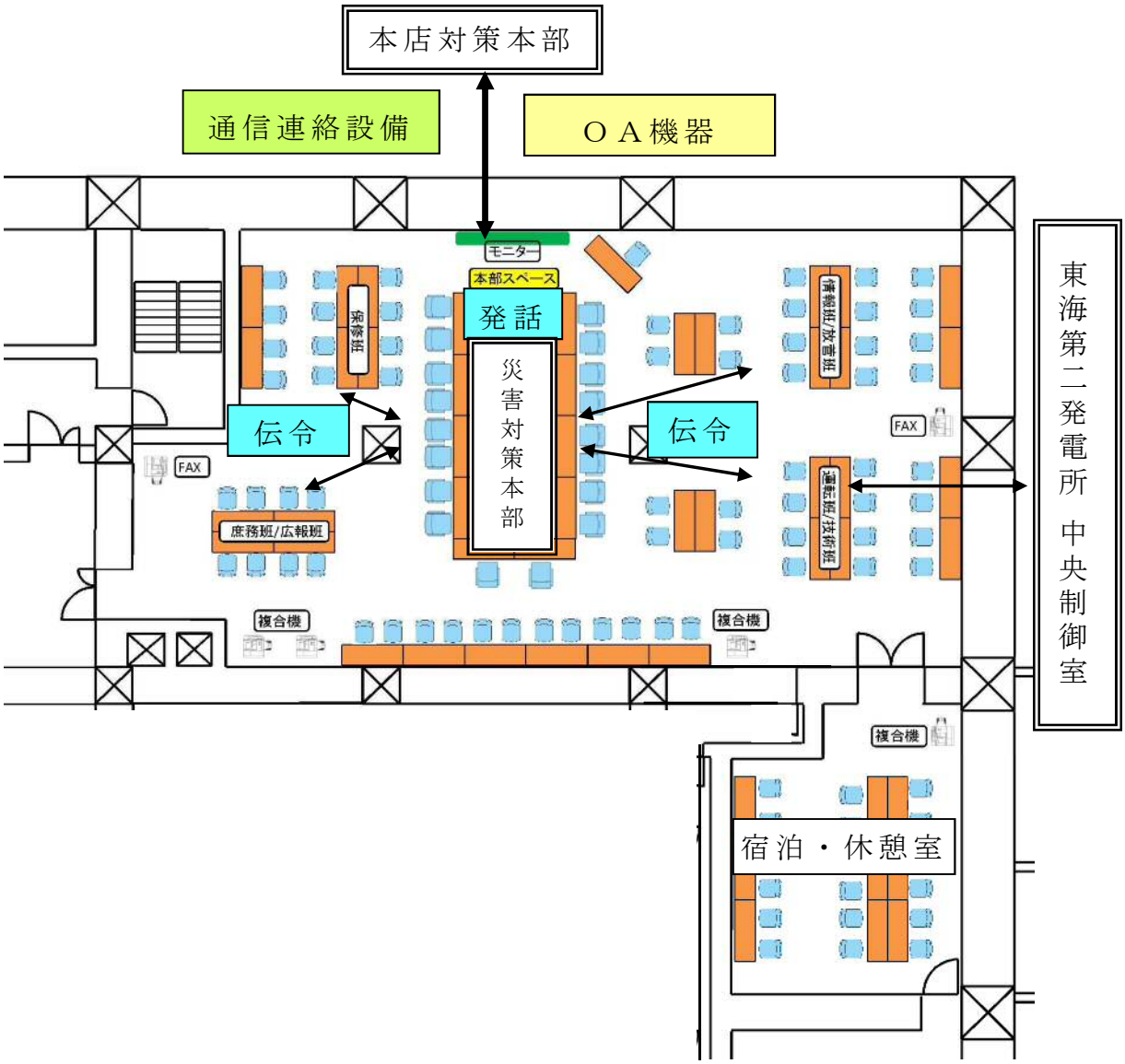


※ 発電所周辺地域（東海村）で震度６弱以上の地震が発生した場合には，各災害対策要員は，社内規程に基づき自主的に参集する。

第 1.0.10－9 図　一斉通報装置による災害対策要員の非常招集連絡

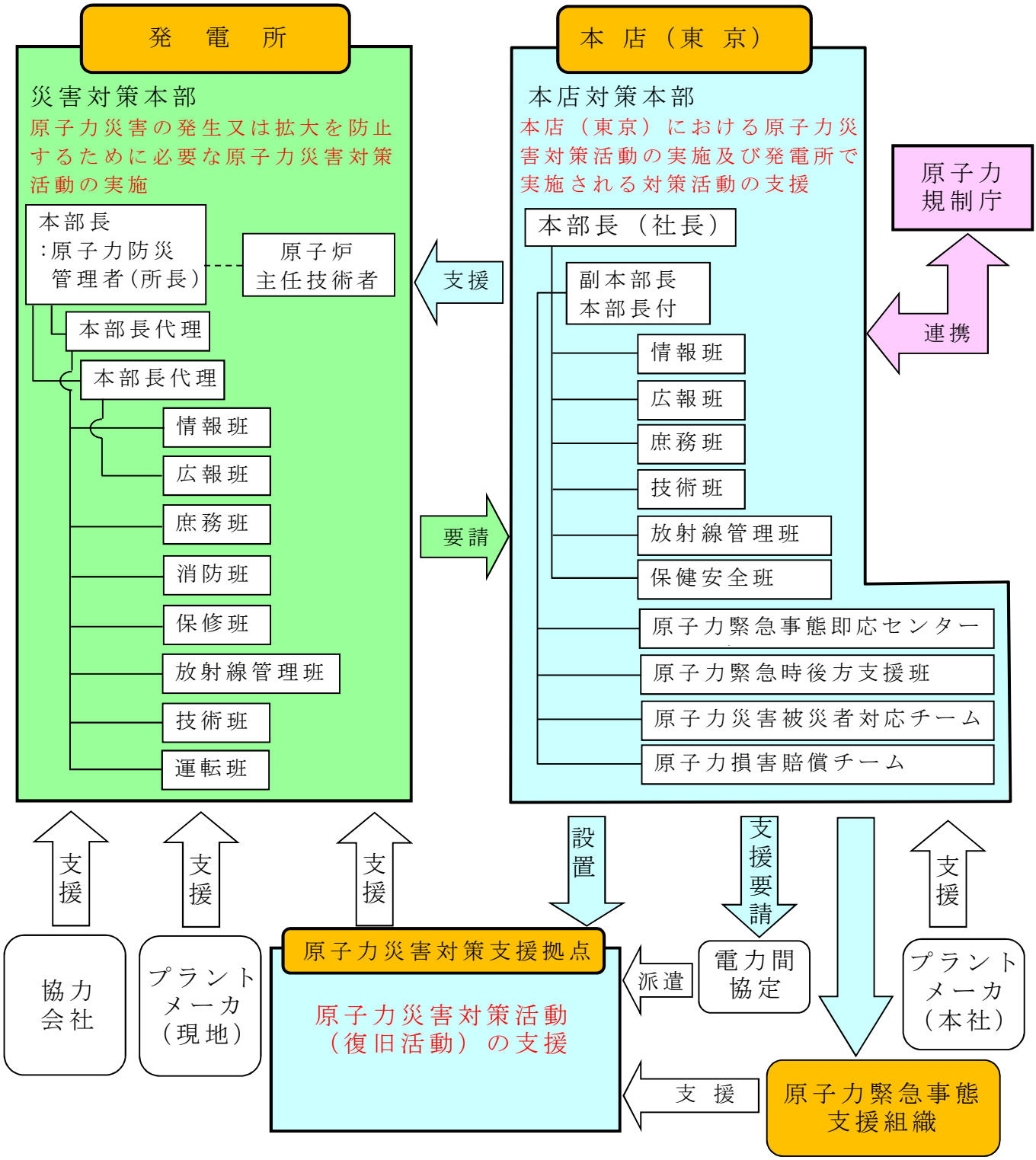
非常招集の連絡	非常招集のための準備	非常招集の実施
○重大事故等が発生した場合，一斉通報システム等により招集の連絡を行う。 ［災害対策要員（初動） （発電所構内及び発電所近傍に常駐）］ 《事象発生，招集連絡》 当直発電長(連絡責任者) ⇄ 通報連絡要員※1 ※1 中央制御室常駐1名 ・統括待機当番(本部長代理)：1名 ・現場統括当番(本部長代理又は本部員)：1名 ・情報班員(通報連絡要員)：1名 ・重大事故等対応要員:15名※2 ※2 放射線管理要員を除く ・自衛消防隊員：11名※3 ※3 火災時現場出動 ・放射線管理要員：2名 ［参集要員（自宅，寮等からの参集）］ 《非常招集連絡》 通報連絡要員又は当直発電長 （一斉通報システム） ↓ 災害対策要員※4 ※4 発電所の緊急時対策所（災害対策本部）又は発電所外集合場所(第三滝坂寮)に参集する。 発電所周辺地域で震度6弱以上の地震が発生した場合は，災害対策要員は自主的に参集する。	○参集する災害対策要員の指名と参集場所の指定 ①発電所参集要員（拘束当番）の災害対策要員：緊急時対策所（災害対策本部） ②発電所参集要員（拘束当番）以外の災害対策要員：発電所外参集場所（第三滝坂寮）※5 ※5 災害対策本部と無線連絡設備等により連絡を取り合う ○発電所外集合場所と災害対策本部間の通信設備の配備及び連絡担当（庶務班員）の指名 《発電所参集時の確認項目》 ・発電所の状況（設備及び所員の被災等） ・参集した要員の確認（人数，体調等） ・防護具（汚染防護服，マスク，線量計等） ・持参品（通信連絡設備，照明機器等） ・気象，災害情報等 ○発電所参集ルートの選定 ・あらかじめ定めた参集ルートの中から，気象，災害情報等を踏まえ，最適なルートを選定する。 ○発電所参集手段の選定 ・参集ルートの道路状況や気象状況を勘案し最適な手段（自動車，自転車，徒歩等）を選定する。	○非常招集の開始 ・発電所構内及び発電所近傍に常駐する災害対策要員（初動）は，発電所の緊急時対策所（災害対策本部）に参集，又は災害対策本部の指示により現場対応を行う。 ・あらかじめ指名されている発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員（本部長，本部長代理，各本部要員，各班長及び各班の要員）は，直接発電所に向け参集を開始する。 ・あらかじめ指名された発電所参集要員（拘束当番）以外の災害対策要員は，発電所外集合場所（第三滝坂寮）に参集し，災害対策本部と参集に係る情報確認を行い，災害対策本部からの要員派遣の要請に従い，集団で発電所に移動する。 ○非常招集中の連絡 ・所長（本部長）は，無線連絡設備，携帯電話等により，災害対策要員の参集状況等について適宜確認を行う。 ○緊急時対策所への参集 ・災害対策要員（本部長，本部長代理，各本部要員，各班長及びその他必要な要員）は，発電所の緊急時対策所（災害対策本部）に参集し，本部長の指揮の下に活動を開始する。

第1.0.10－10図　災害対策要員の非常招集の流れ

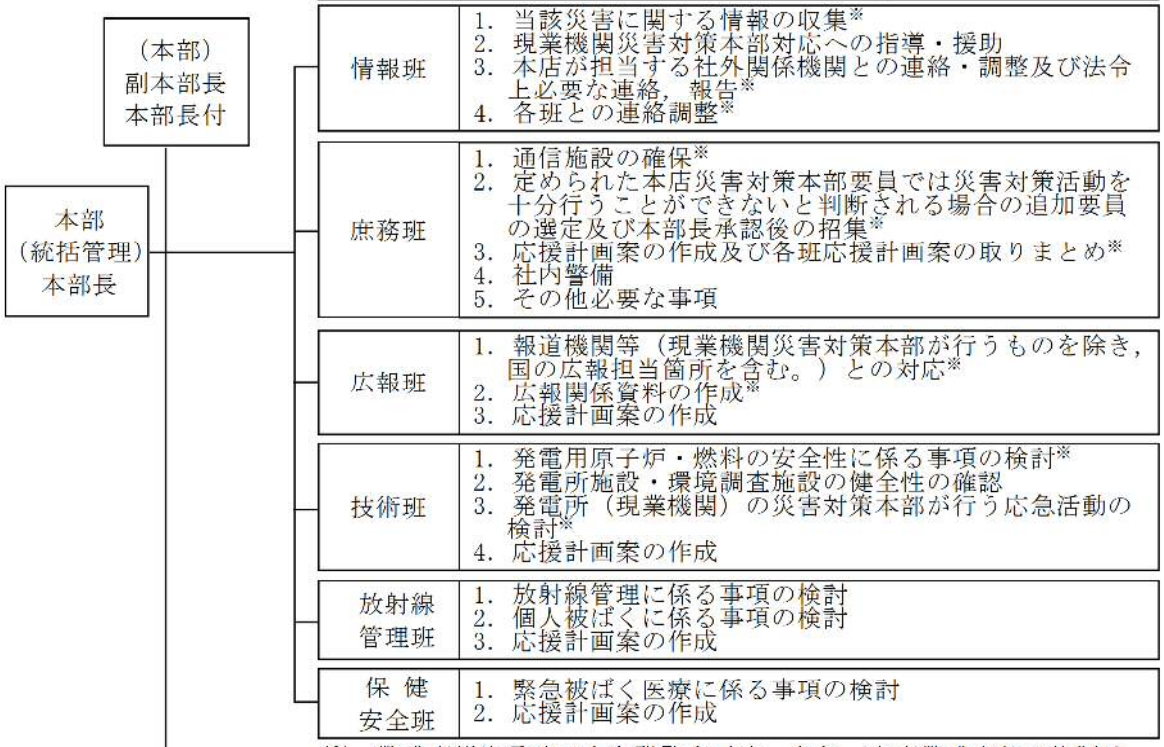


（注）緊急時対策所（災害対策本部）内の配置については，今後訓練等の結果を踏まえた検討により変更となる可能性がある。

第 1.0.10－11 図　緊急時対策所（災害対策本部）内における各作業班，本店対策本部との情報共有イメージ



第1.0.10－12図　重大事故等発生時の支援体制（概要）



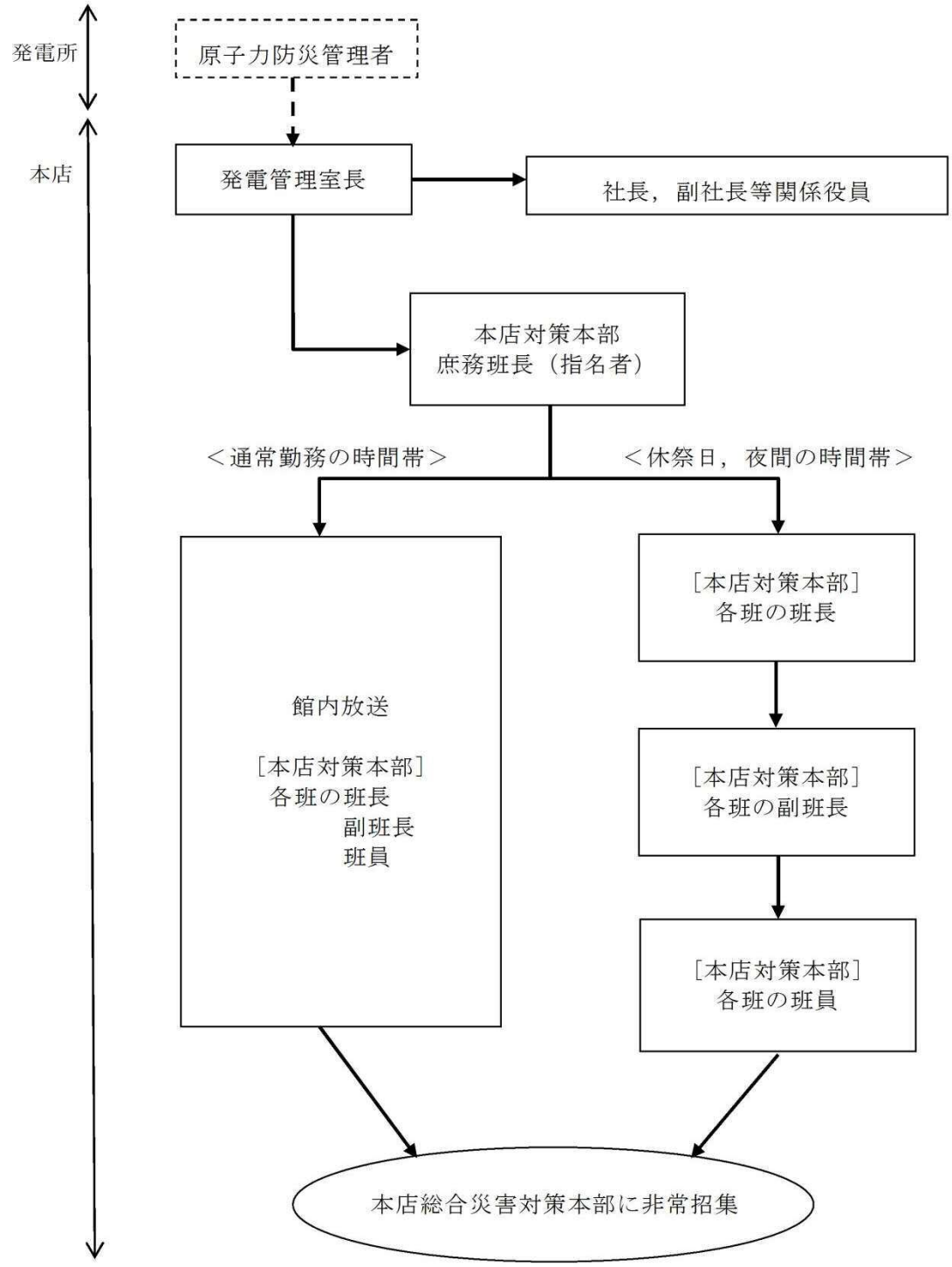
組　織	主　な　職　務
情報班	1. 当該災害に関する情報の収集※ 2. 現業機関災害対策本部対応への指導・援助 3. 本店が担当する社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告※ 4. 各班との連絡調整※
庶務班	1. 通信施設の確保※ 2. 定められた本店災害対策本部要員では災害対策活動を十分行うことができないと判断される場合の追加要員の選定及び本部長承認後の招集※ 3. 応援計画案の作成及び各班応援計画案の取りまとめ※ 4. 社内警備 5. その他必要な事項
広報班	1. 報道機関等（現業機関災害対策本部が行うものを除き，国の広報担当箇所を含む。）との対応※ 2. 広報関係資料の作成※ 3. 応援計画案の作成
技術班	1. 発電用原子炉・燃料の安全性に係る事項の検討※ 2. 発電所施設・環境調査施設の健全性の確認 3. 発電所（現業機関）の災害対策本部が行う応急活動の検討※ 4. 応援計画案の作成
放射線管理班	1. 放射線管理に係る事項の検討 2. 個人被ばくに係る事項の検討 3. 応援計画案の作成
保　健 安全班	1. 緊急被ばく医療に係る事項の検討 2. 応援計画案の作成

※　警戒事態宣言時の主な職務を示す。なお，本店警戒本部の体制は，発生した事象に応じ本店警戒本部長がこの組織から必要要員をその都度指名する。

［本部長は，必要に応じ以下の組織を設置する］

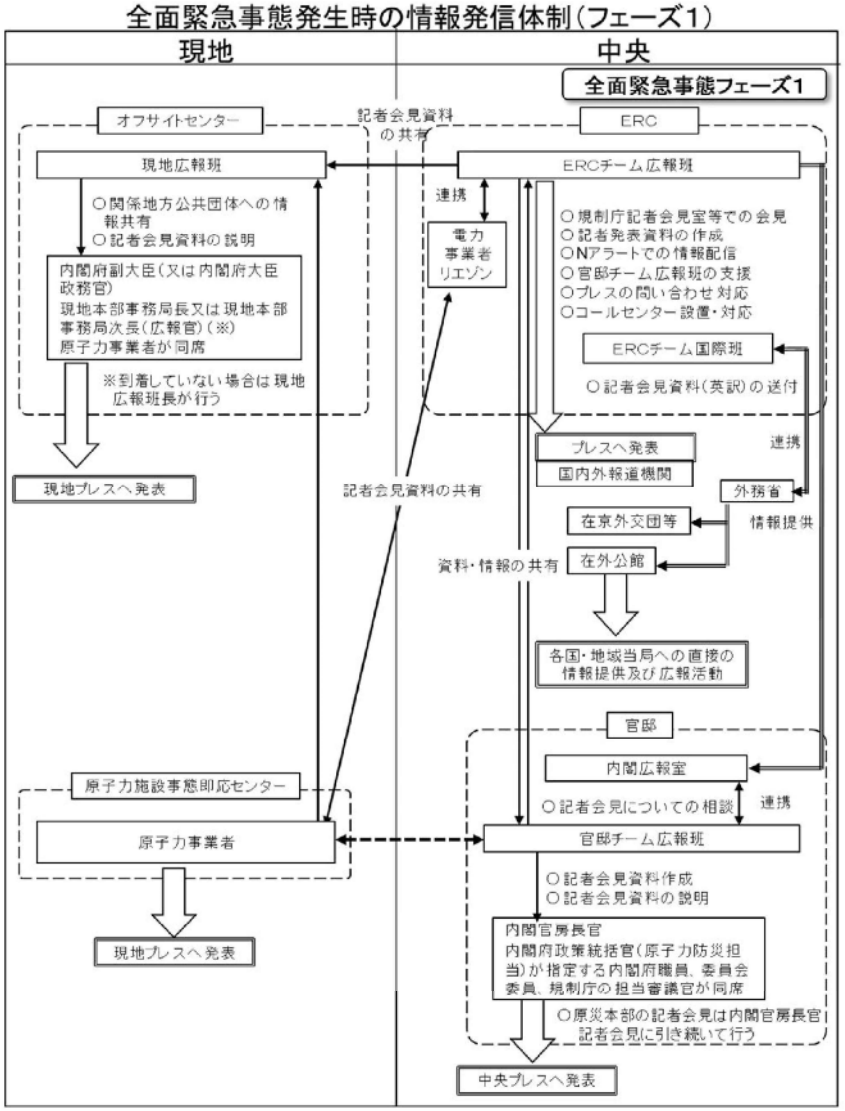
組　織	主　な　職　務
原子力施設事態即応センター	1. 原子力規制委員会，緊急時対策監等の対応
原子力緊急時後方支援班	1. 状況把握・拠点選定・運営 2. 資機材調達・受入 3. 輸送計画の作成 4. 調達資機材の管理 5. 要員の入退管理 6. 要員・資機材の放射線管理 7. 住民避難行動等状況把握 8. スクリーニング計画作成 9. 避難住居要請対応計画作成 10. 国，自治体と連携した汚染検査，除染計画作成
原子力災害被災者対応チーム	1. 自治体との連携 2. 避難所対応 3. 被災者対応 4. 地域モニタリングの計画作成
原子力損害賠償チーム	1. 補償相談・広報計画作成 2. 初期の補償窓口 3. 本格体制の準備 4. 法令手続き

第 1.0.10－13 図　本店対策本部の組織及び職務



第 1.0.10－14 図　本店（東京）における態勢発令と災害対策要員の非常招集（非常招集の連絡経路）

（例）全面緊急事態発生時の情報発信体制（フェーズ１：原子力緊急事態宣言後の初期の対応段階）



【中央，現地，原子力事業者の情報発信体制，役割分担】

① 迅速かつ適切な広報活動を行うため，初動段階の事故情報等に関する中央での記者会見については原則として官邸に一元化。

官邸での記者会見に向けた情報収集及び記者会見の準備については，内閣府政策統括官（原子力防災担当）が指定する内閣府（原子力防災担当）職員及び規制庁長官が指定する規制庁職員の統括の下，官邸チーム広報班その他の官邸チーム主要機能班（プラント班，放射線班，住民安全班等），関係省庁，原子力事業者等が連携。

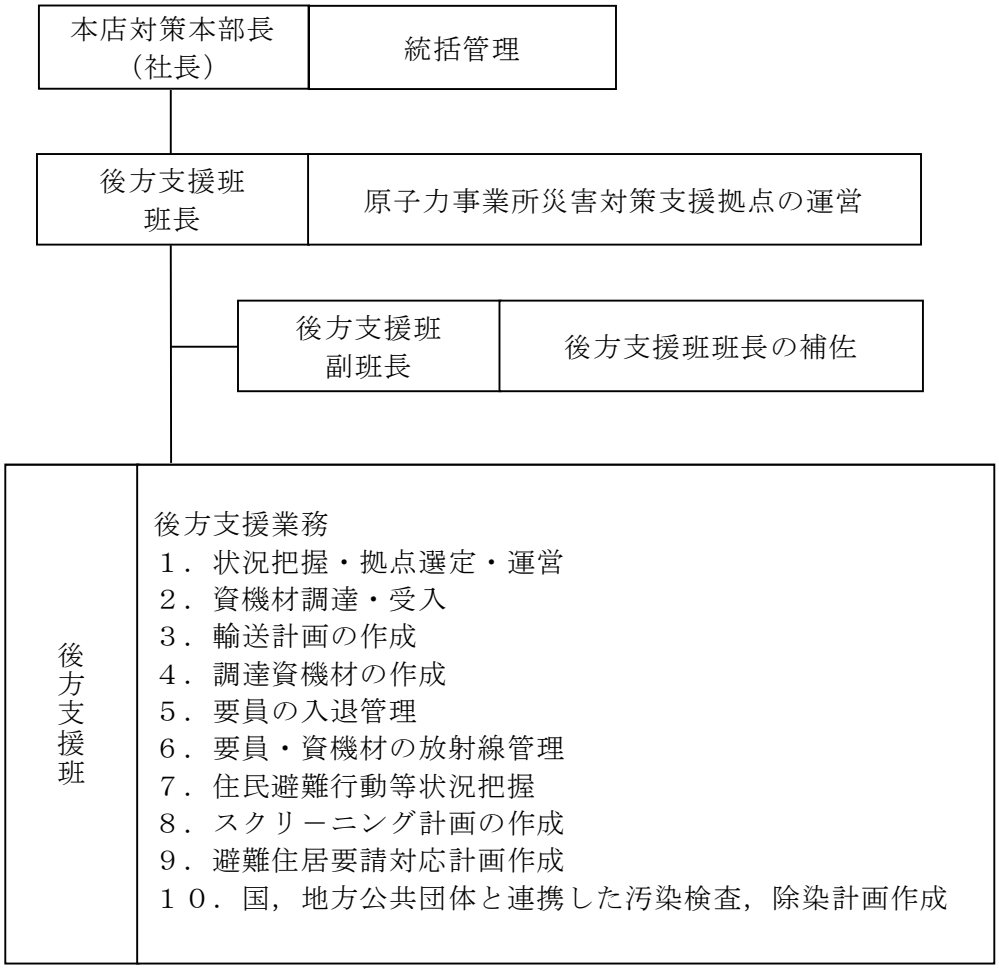
② オフサイトセンターでの情報発信に関しては，内閣府副大臣（又は内閣府大臣政務官）及び現地本部事務局長又は現地本部事務局次長（広報官）（現地に到着していない場合は，現地広報班長）等が必要に応じて記者会見を行うものとする。その際，事故の詳細等に関する説明のため，原子力事業者に対応を要請。

③ 原子力事業所における情報発信に関しては，原子力事業者と連携して，特に必要とされる時は，規制庁長官が指定する規制庁職員が，記者会見を行うものとする。その記者会見の情報については，官邸チーム広報班及びＥＲＣチーム広報班に共有。

また，フェーズの進展に応じて地方公共団体・住民等とコミュニケーションをとって作業を進める。

（原子力災害対策マニュアル：原子力防災会議幹事会　平成 28 年 12 月 7 日 一部改訂より抜粋）

第 1.0.10－15 図　全面緊急事態発生時の情報発信体制



第 1.0.10－16 図　原子力事業所災害対策支援拠点の体制

別紙1

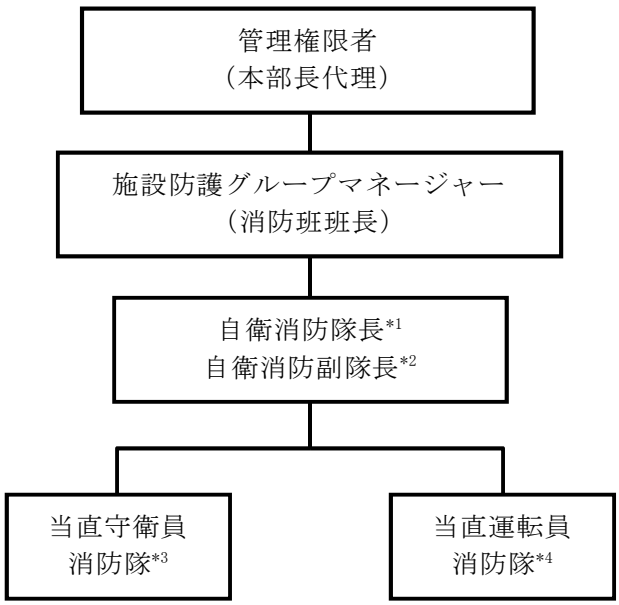
自衛消防隊の体制について

1．自衛消防隊の体制

(1)　自衛消防隊の編成

東海第二発電所の建屋内外及び周辺防護区域において火災が発生した場合，発電所構内に常駐している当直守衛員及び当直（運転員）が，自衛消防隊（内訳：自衛消防隊長1名，自衛消防副隊長1名及び消火担当7名）を編成し，初期消火活動を行う。（図1，表1）

また，火災発生時は，施設防護グループマネージャーが当直守衛員消防隊を出動させ初期消火活動を行う。



注：（　）内は，災害対策本部設置後の体制を示す。
*1 現場指揮者（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は宿直当番者対応）
*2 現場連絡責任者（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は宿直当番者対応）
*3 構内全域における初期消火活動等
*4 東海第二発電所の管理区域及び周辺防護区域内における初期消火活動等

図1　自衛消防隊の編成

表１　初期消火活動のための要員と主な役割

初期消火活動の要員	消火活動における担当（人数）	主な役割
当直発電長 当直守衛員	通報連絡責任者 （1 名）	・消防機関への通報 ・所内関係者への連絡及び出動指示
当直運転員 当直守衛員	連絡担当 （1 名）	・火災現場への移動及び状況確認 ・現場状況の所内関係者への伝達 ・可能な範囲での初期消火
自衛消防隊長 （技術系管理職）	現場指揮者 （1 名）	・出動の準備／火災現場への移動 ・火災状況の把握 ・現場状況の所内関係者への伝達 ・火災現場での消火活動の指揮
自衛消防副隊長 （管理職）	現場連絡責任者 （1 名）	・消防機関への情報提供 ・消防機関の現場誘導
当直守衛員	消火担当 （7 名）	・出動の準備／火災現場への移動 ・消防自動車，消火器，消火栓等による消火活動

(2)　火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）と，平日勤務時間帯における火災発生時の消火活動に係る要員の動きを表 2 に示す。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の時間帯についても，現場の監視及び消火活動は十分に対応可能である。以下に詳細を記載する。

東海第二発電所当直（運転員）は東海第二発電所管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし,また,当直守衛員は屋外全般を所掌として,火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

自衛消防隊は，隊長，副隊長（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）

は，訓練により力量を確保している宿直当番者）及び当直守衛員 9 人により構成される。消火担当 7 人により，化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車を同時に使用した消火活動が可能である。

当直（運転員）及び当直守衛員が，各々の所掌において火災を発見した場合は,上記のとおり初期消火対応及び公設消防への連絡を行うとともに，当直（運転員）と当直守衛員の間で迅速に情報共有する。

表2　火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日勤務時間帯を除く）				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導	初動体制	全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部（初動体制）（３９名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東海第二発電所内部	MCR		●	●		運転対応移行※2		当直	当直
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊（宿泊当番） 自衛消防隊長（現場指揮者）	1	東海第二発電所内部・屋外	火災現場					消火対応※3		消防班	消防班
		自衛消防副隊長（現場連絡責任者，１名）	8		現場指揮本部						●		
		当直守衛員※1（消火担当，７名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	屋外	監視所		●	●		対応継続※4			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				

平日勤務時間帯				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導		全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部（初動体制）（３９名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東海第二発電所内部	MCR		●	●		運転対応移行※2			当直
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊（宿泊当番） 自衛消防隊長（現場指揮者）	1	東海第二発電所内部・屋外	火災現場					消火対応※3			消防班
		自衛消防副隊長（現場連絡責任者，１名）	8		現場指揮本部						●		
		当直守衛員※1（消火担当，７名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	屋外	監視所		●	●		対応継続※4			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				

※１　自衛消防隊のうち当直守衛員（７名）は消防車操作の力量を有する
※２　当直発電長及び当直運転員は中央制御室にてプラント運転対応に移行
※３　自衛消防隊長：火災現場で消火活動の指揮，自衛消防副隊長以下８名：火災現場等で消火対応
※４　通報連絡責任者：監視所で連絡の指揮，連絡担当：他火災の連絡業務に備える

(3)　消火活動用資機材及び水源

東海第二発電所の消火活動用資機材の種類及び水源を以下に示す。

・屋外消火栓（水源：防火水槽及び原水タンク）（東海発電所と共用）

・屋内消火栓（水源：ろ過水タンク及び多目的タンク）

・消火器

・化学消防自動車（1 台）及び水槽付消防ポンプ自動車（1 台）

2．重大事故等時における複数同時火災時の対応

(1)　概要

東海第二発電所敷地内において同時に複数箇所で火災が発生した場合，災害対策本部の確立前については，当直発電長は火災によるアクセスルート及び重大事故等対応に及ぼす影響等を考慮して消火活動の優先度を判断し，自衛消防隊を出動させ消火活動に当たらせる。災害対策本部の確立後については，当直発電長からの報告を受けた本部長代理が，上記と同様の観点から消火活動の優先度を判断し，自衛消防隊を出動させ消火活動に当たらせる。

東海第二発電所敷地内において同時に複数箇所で火災が発生した場合の対応の例として，東海第二発電所の建屋内部の 2 箇所での同時火災のケース（以下「建屋内同時火災」という。）及び東海第二発電所敷地内（屋外）の 2 箇所での同時火災のケース（以下「屋外同時火災」という。）について以下に示す。

(2)　建屋内同時火災

ａ．前提条件

・重大事故等の対応中に，東海第二発電所建屋内で原因を特定しない同

時火災が発生することを想定する。

・建屋内同時火災が発生した場合，当直運転員は初期消火活動に当たる。しかし，自衛消防隊が消火現場に到着し，当直運転員から消火活動を交替する場合や，火災によるアクセスルートや重大事故等対応に及ぼす影響の程度によっては，当直発電長の判断により，当直運転員が重大事故等の現場対応操作を優先する。

・建屋内の火災であるため，消火活動は建屋内の消火器，消火栓を使用する。

b．対応及び体制

東海第二発電所の建屋内同時火災の対応フローを図2に，初期消火体制を図3に示す。

当直発電長は，火災の状況を含めプラント状況の把握や災害対策本部との連絡を行うとともに，現場指揮所設置までの当直運転員が行う初期消火活動の指揮を執る。

自衛消防隊長は，災害対策本部（消防班長）の指示を受け，速やかに現場指揮所を設置するとともに，設置後は消火活動を指揮する。指揮権の委譲の際には，当直発電長と現場対応者（当直運転員等）から両方の火災状況の説明を受ける。その後は，一方の火災現場に現場指揮及び連絡を担当する担当者を配置し，適宜状況報告を受け両方の火災対応の指揮を執るとともに，災害対策本部との連絡を行う。

消火体制について，初期消火要員として当直発電長から指名された当直運転員等が自衛消防隊で初期消火対応を行い，その後は自衛消防隊で2班を編成し消火活動に当たる。消火活動は，自衛消防隊長及び自衛消防隊員6名の計7名の体制で対応可能であり，必要により現場指揮所と火災現場の連絡担当を配置する。

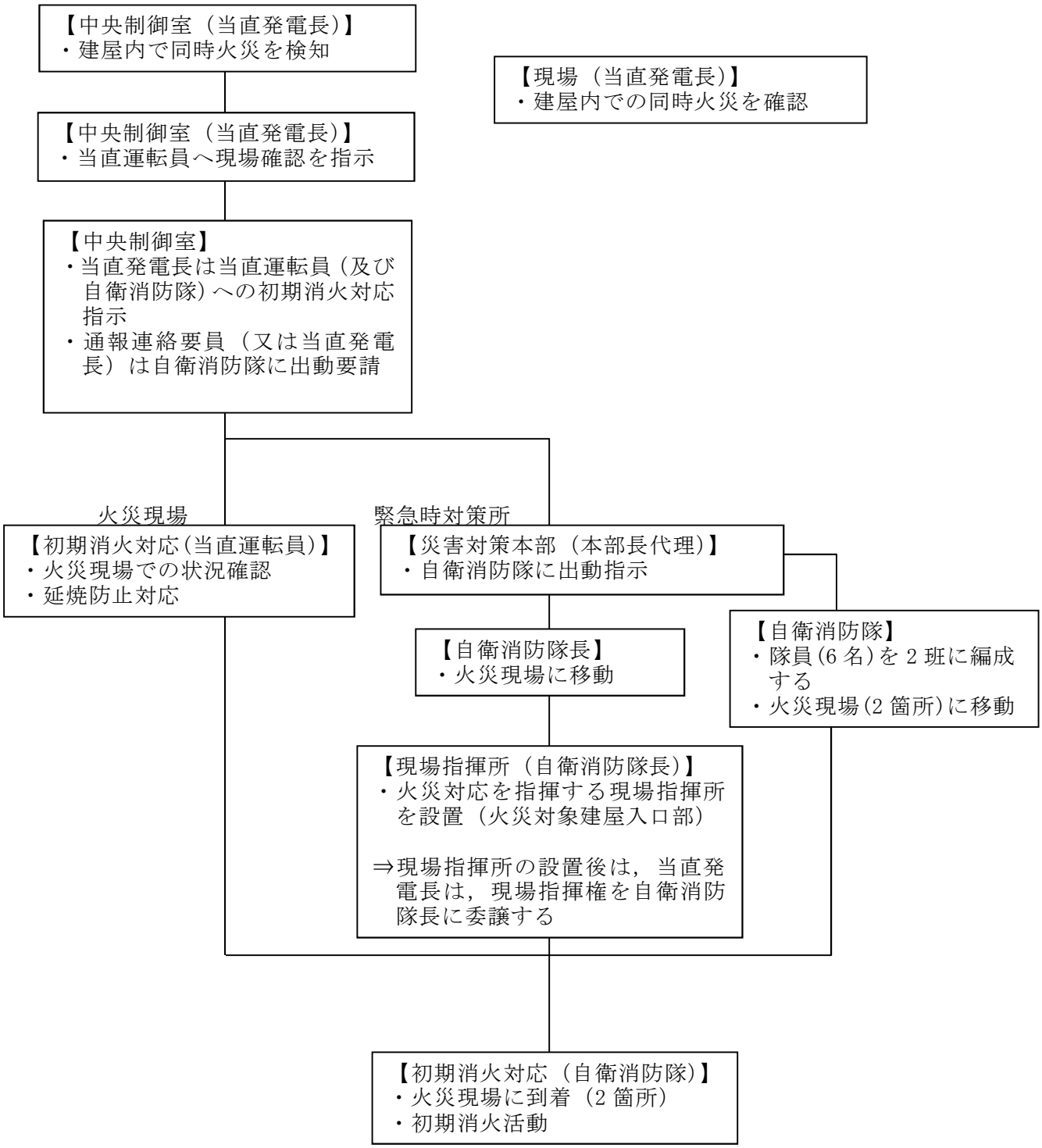
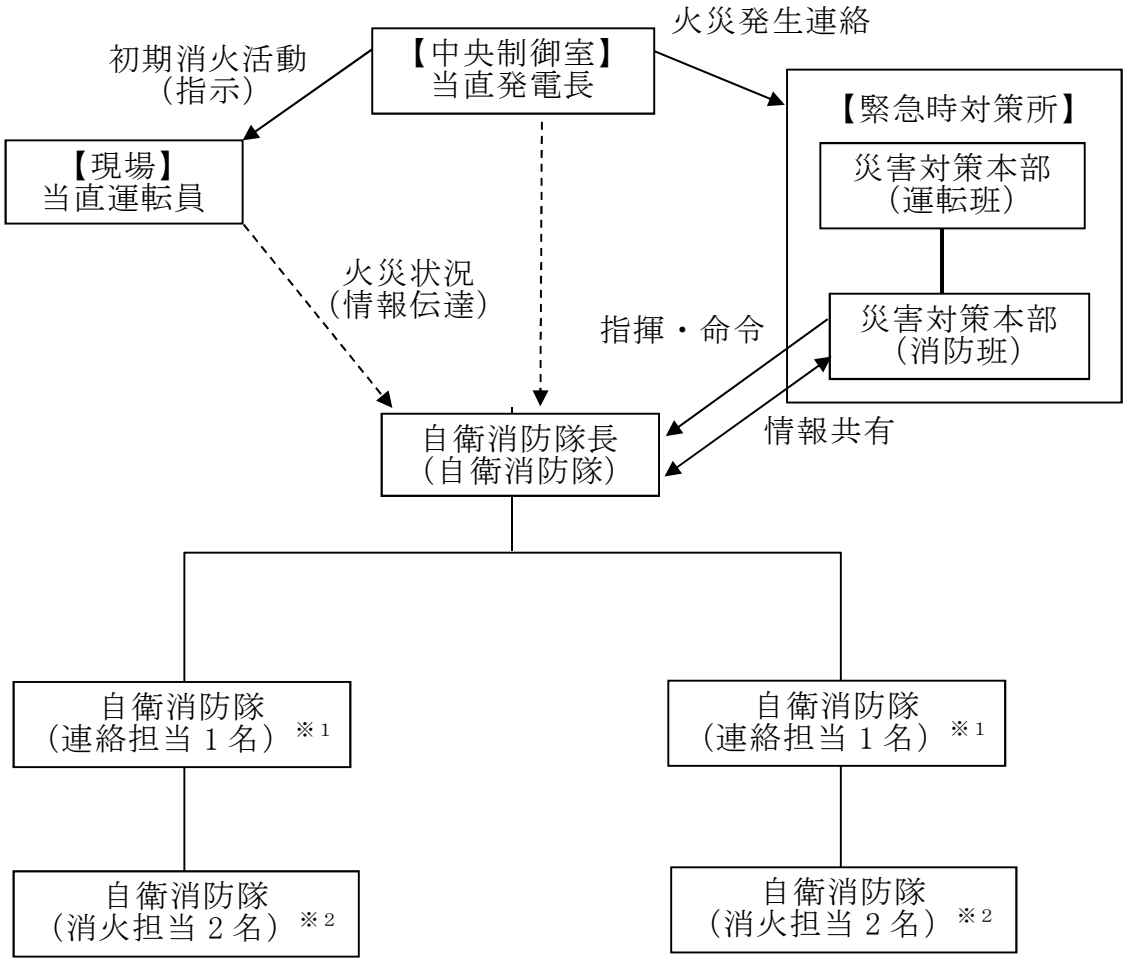


図 2　建屋内同時火災の対応フロー



※1 現場指揮対応

※2 自衛消防隊員２名一組での消火対応となるが，消火器及び屋内消火栓での消火活動であるため，十分対応可能

図３　建屋内同時火災発生時の初期消火体制

(3)　屋外同時火災

a．前提条件

・東海第二発電所敷地内の屋外で，重大事故等の対応中に発電所敷地内で現場操作を妨げるような火災が同時に2箇所で発生することを想定する。

・消火活動は重大事故等対応のための活動である前提とし，化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車を用いる。

・火災状況や火災規模により，上記の消防用自動車に加えて可搬型代替注水中型ポンプを使用する。なお，可搬型代替注水中型ポンプは自主の消火設備として活用する。

・可搬型代替注水中型ポンプを用いる消火活動が必要な場合は，保修班の現場要員を消火活動の要員として活用するため，初期消火要員の消火活動には影響を与えない。

b．外部火災での対応及び体制

屋外同時火災の対応フローを図4に，初期消火体制を図5に示す。

屋外同時火災における消火活動は，自衛消防隊長が指揮を執る。敷地内2箇所での同時火災に対しての消火活動は，常時待機している自衛消防隊（当直守衛員消防隊7名）と自衛消防隊長等の2名（現場指揮者及び現場連絡責任者）の計9名で対応可能である。

なお，保修班の現場操作を前提として，可搬型代替注水中型ポンプを用いて消火活動を行う場合は，保修班の現場要員6名で消火活動を行う。この場合，現場要員は，消火活動の終了次第，災害対策本部の判断により速やかに原子炉等への給水作業等に戻る。

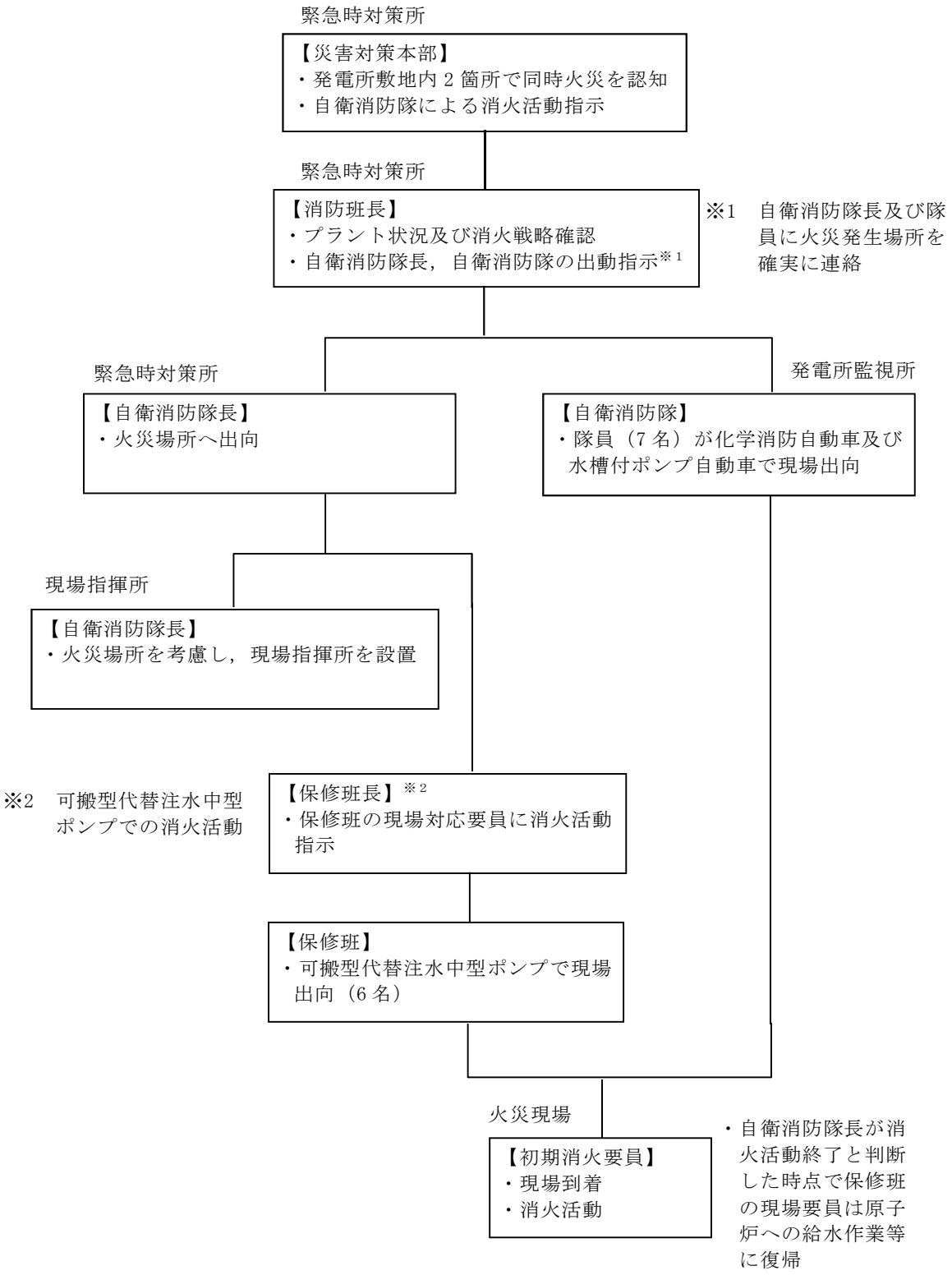
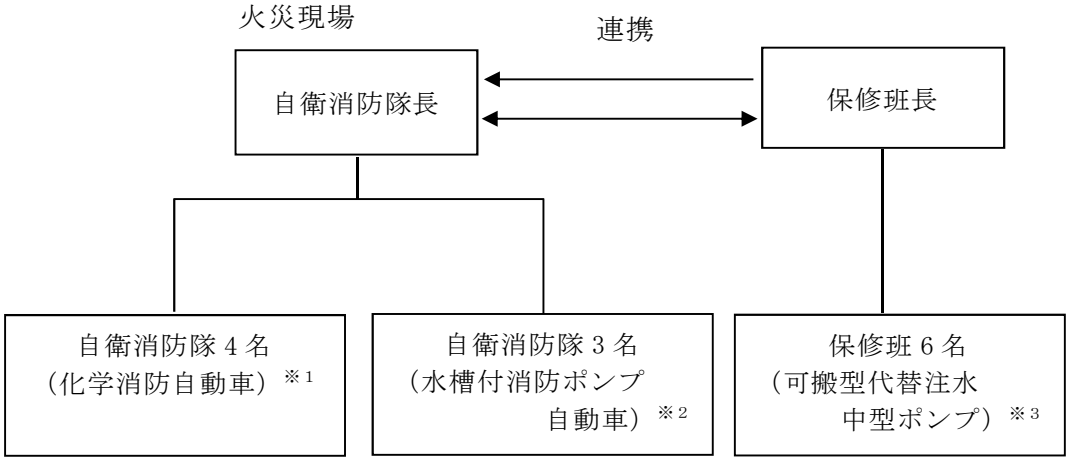


図４　発電所敷地内での同時火災に対する対応フロー



※1　筒先担当 1 名，機関操作 1 名，泡消火薬剤補充員 2 名
※2　筒先担当 1 名，筒先担当補佐 1 名，機関操作 1 名
※3　対応が必要な場合

図 5　緊急時における発電所敷地内の同時火災発生時の初期消火体制

別紙２

緊急時対策所における主要な資機材一覧

緊急時対策所に配備している主要な資機材については以下のとおり。

○通信連絡設備

通信種別	主要設備		台数※3
発電所内外	電力保安通信用電話設備※1	（固定型）	4台
		（携帯型）※2	約40台
	衛星電話設備	（固定型）	7台
		（携帯型）※2	12台
発電所内	無線連絡設備	（固定型）	2台
	無線連絡設備	（携帯型）※2	20台
	送受話器（ページング）		3台
	携行型有線通話装置※2		4台
発電所外	テレビ会議システム（社内）		2台
	加入電話※1		9台
	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備	テレビ会議システム	1式
		ＩＰ電話	7台
		ＩＰ－ＦＡＸ	3台

※1　通信事業者回線に接続されており，発電所外への連絡も可能。

※2　予備の充電池と交換することにより7日間以上継続して使用が可能。

※3　台数は，予備を含む（台数については，今後訓練等を踏まえた検討により変更となる可能性がある）。

○必要な情報を把握できる設備

通信種別	主要設備	台数
発電所内外	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）	1式
発電所内	ＳＰＤＳデータ表示装置	1式

○照明設備

通信種別	主要設備	台数
発電所内	LED ライト	20個
発電所内	ランタン	20個
発電所内	ヘッドライト	20個

別紙３

重大事故等時における災害対策要員の動き

重大事故等時における災害対策要員の動きについては以下のとおり。

・平日の勤務時間中においては災害対策要員のほとんどが事務本館で執務しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に集合する。

・夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は，災害対策要員（初動）の要員が免震機能を持つ建物や耐震を考慮した建物に待機しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に集合する。

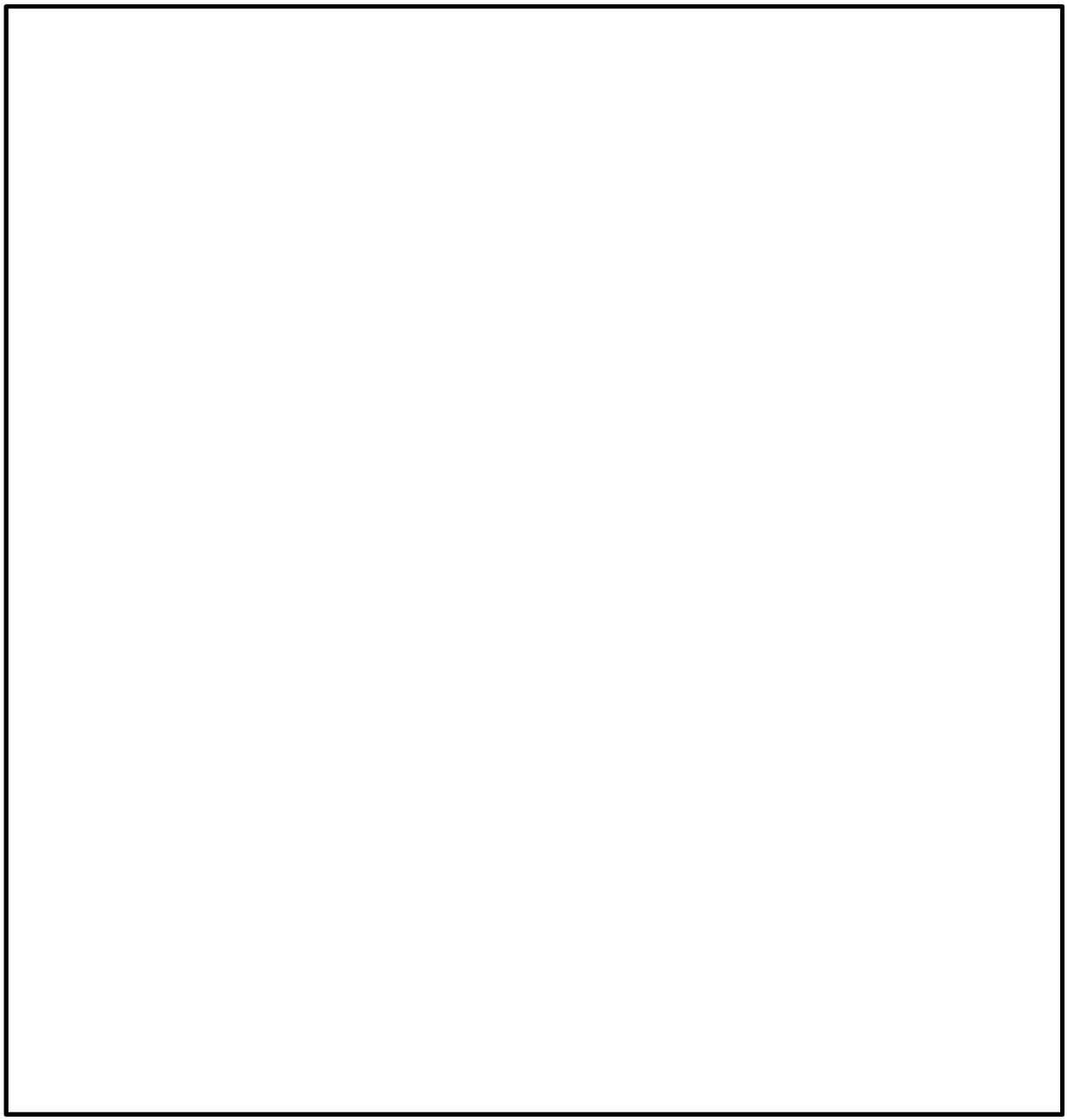


図１　緊急時対策所までの参集ルート

別紙４

発電所外からの災害対策要員の参集について

1. 要員の参集の流れ

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，発電所外にいる災害対策要員への情報提供及び非常招集を速やかにするために，「一斉通報システム」を活用する。（図１）

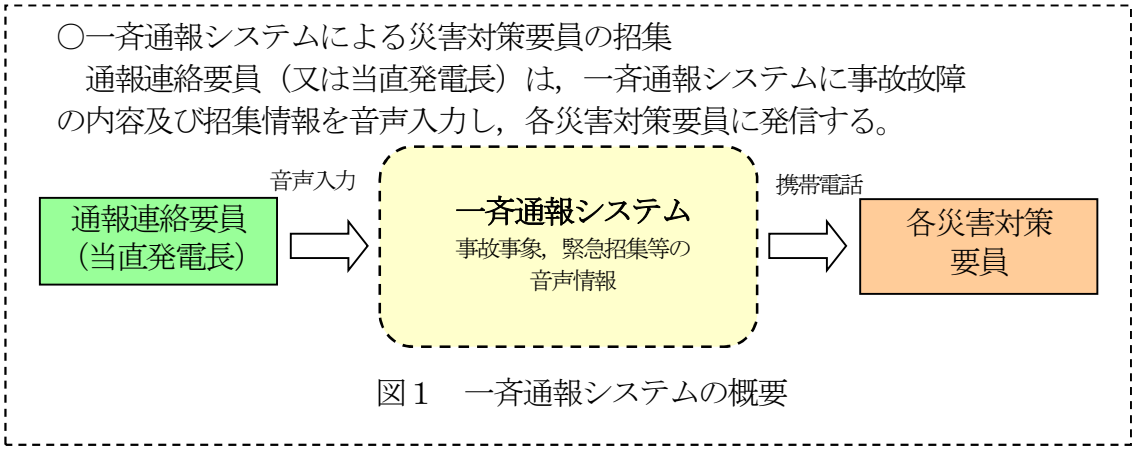


図１　一斉通報システムの概要

また，発電所周辺地域（東海村）で震度６弱以上の地震が発生した場合には，各災害対策要員は，社内規程に基づき自主的に参集する。

地震等により家族，自宅等が被災した場合や地方公共団体からの避難指示等が出された場合は，家族の身の安全を確保した上で参集する。

発電所参集要員（拘束当番）である災害対策要員は，直接発電所へ参集する。発電所参集要員（拘束当番）以外の参集要員は，発電所外参集場所となる第三滝坂寮に集合し，発電所外参集場所で災害対策本部と参集に係る以下①～⑤の情報確認及び調整を行い，災害対策本部からの要員派遣の要請に従い，集団で発電所に移動する。（図２）

① 発電所の状況（設備及び所員の被災等）
② 参集した要員の確認（人数，体調等）
③ 重大事故等対応に必要な装備（汚染防護具，マスク，線量計等）
④ 発電所への持参品（通信連絡設備，照明機器等）
⑤ 気象及び災害情報等

2. 災害対策要員の所在について

東海村の大半は東海第二発電所から半径 5km 圏内であり，発電所員の約 5 割が居住している。さらに，東海村周辺のひたちなか市，那珂市など東海第二発電所から半径 5km～10km 圏内には，発電所員の約２割が居住しており，おおむね東海第二発電所から半径 10km 圏内に発電所員の約７割が居住している。（図２）（表１）

図２　東海第二発電所とその周辺

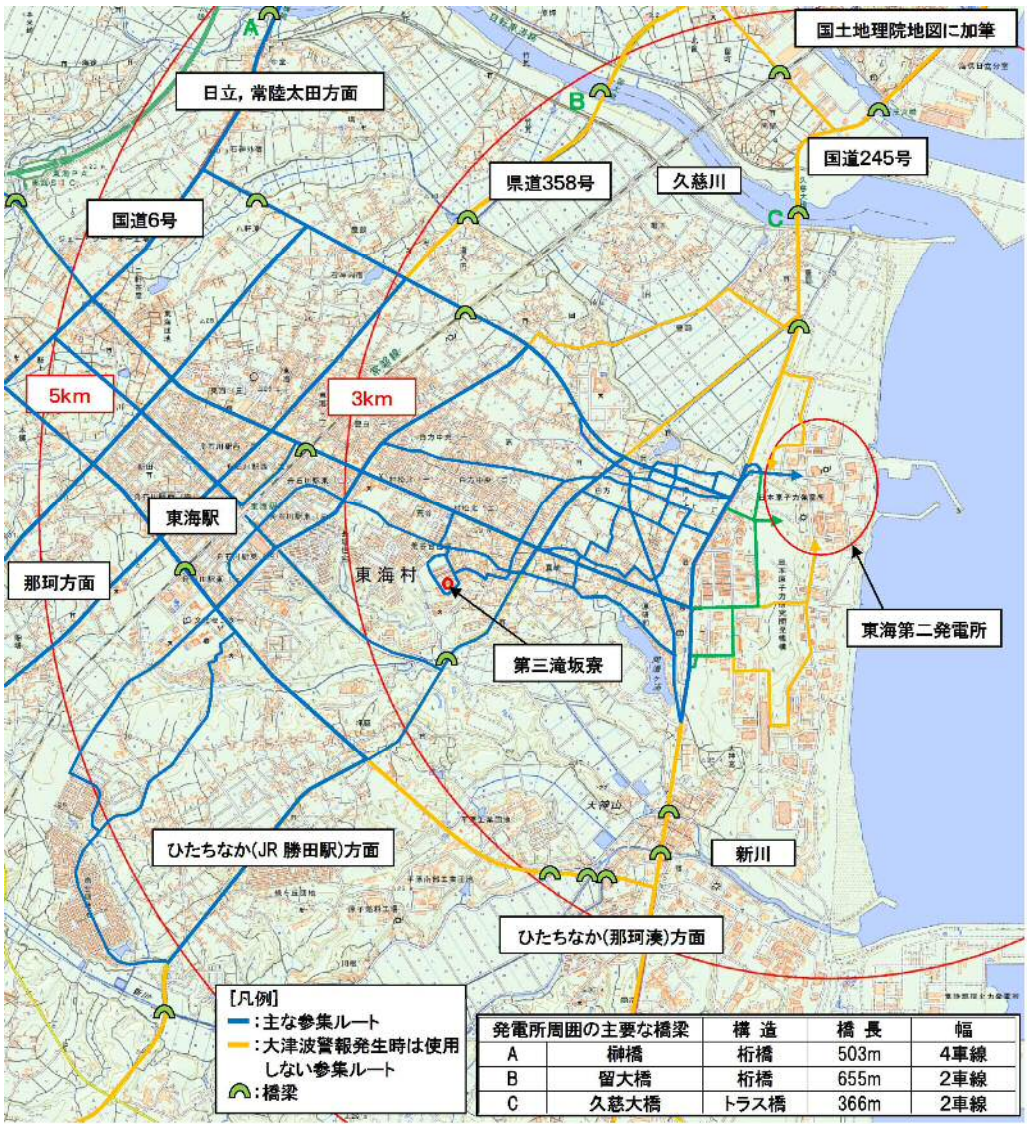
表１　居住地別の発電所員数（平成 28 年７月時点）

居住地	東海村 （半径５ｋｍ圏内）	東海村周辺地域 ひたちなか市など （半径５～10ｋｍ圏内）	その他の地域 （半径 10ｋｍ圏外）
居住者数	133 名 (52%)	58 名 (23%)	64 名 (25%)

3. 発電所外からの災害対策要員の参集ルート

3. 1　概要

発電所外から参集する災害対策要員の主要な参集ルートについては，図３に示すとおりである。



発電所周囲の主要な橋梁		構 造	橋 長	幅
A	榊橋	桁橋	503m	4車線
B	留大橋	桁橋	655m	2車線
C	久慈大橋	トラス橋	366m	2車線

図３　主要な参集ルート

東海第二発電所が立地する東海村は比較的平坦な土地であり，発電所外の拠点となる要員の集合場所（第三滝坂寮）から発電所までの参集ルートは，通行に支障となる地形的な要因の影響が少ない。また，木造建物の密集地域はなくアクセスに支障はない。このため，参集要員は通行可能な道路等を状況に応じて選択して参集できる。

この他の参集に係る障害要因としては，地震による橋梁の崩壊，津波による参集ルートの浸水が考えられる。

地震による橋梁の崩壊については，参集ルート上の橋梁が崩壊等により通行ができなくなった場合でも，迂回ルートが複数存在することから，参集は可能である。なお，地震による参集ルート上の主要な橋梁への影響については，平成 23 年の東北地方太平洋沖地震においても，実際に徒歩による通行に支障はなかった。

参集ルートが津波により浸水した場合には，アクセス性への影響を未然に回避するため，大津波警報発令時には，基準津波が襲来した際に浸水が予想されるルート（図 3 に示す，ひたちなか市（那珂湊方面）及び日立市の比較的海に近いルート）は使用せず，これ以外の参集ルートを使用して参集する。

大規模な地震が発生し，発電所で重大事故等が発生した場合には，住民避難の交通渋滞が発生すルート考えられるため，交通集中によるアクセス性への影響回避のため，参集ルートとしては可能な限り住民避難の渋滞を避けることとし，複数ある参集ルートから適切なルートを選定する。

3．2　津波による影響が考えられる場合の参集ルート

東海村津波ハザードマップ（図 4）によると，東海村中心部から東海第二発電所までの参集ルートへの影響はほとんど見られない（川岸で数 10cm 程度）が，大津波警報発令時は，津波による影響を想定し，海側や新川の河口付近を避けたルートにより参集する

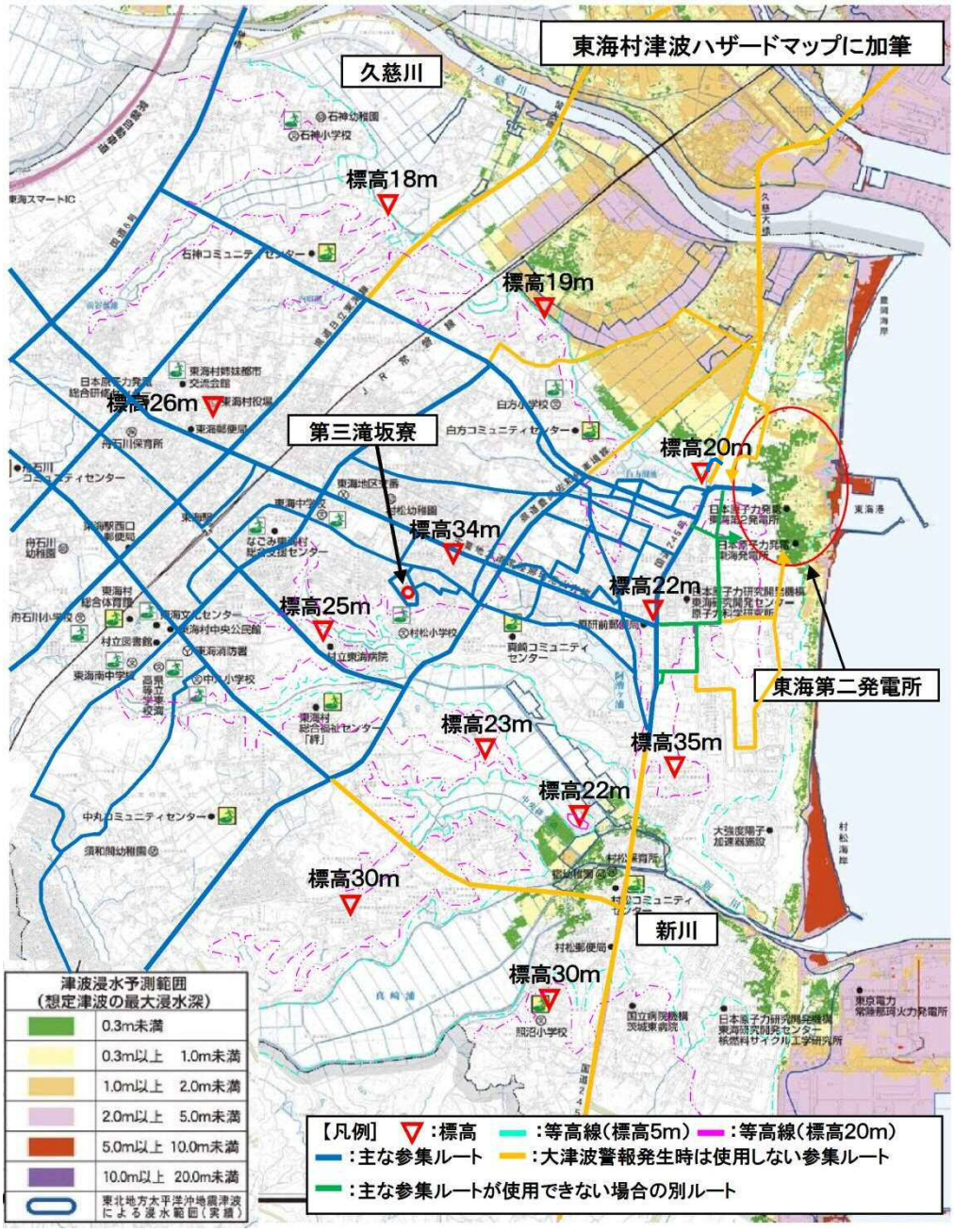


図 4　茨城県（東海村）の津波浸水想定図（抜粋）

また，東海第二発電所では，津波ＰＲＡの結果を踏まえ，基準津波を超え敷地に遡上する津波に対して影響を考慮する必要がある。敷地に遡上する津波の遡上範囲の解析結果（図 5）から，発電所周辺に浸水する範囲が認められるが，東海村中心部から東海第二発電所の敷地までの参集ルートに津波の影響がない範囲が確認できることから，津波の影響を避けたルートを選択することにより参集することは可能である。

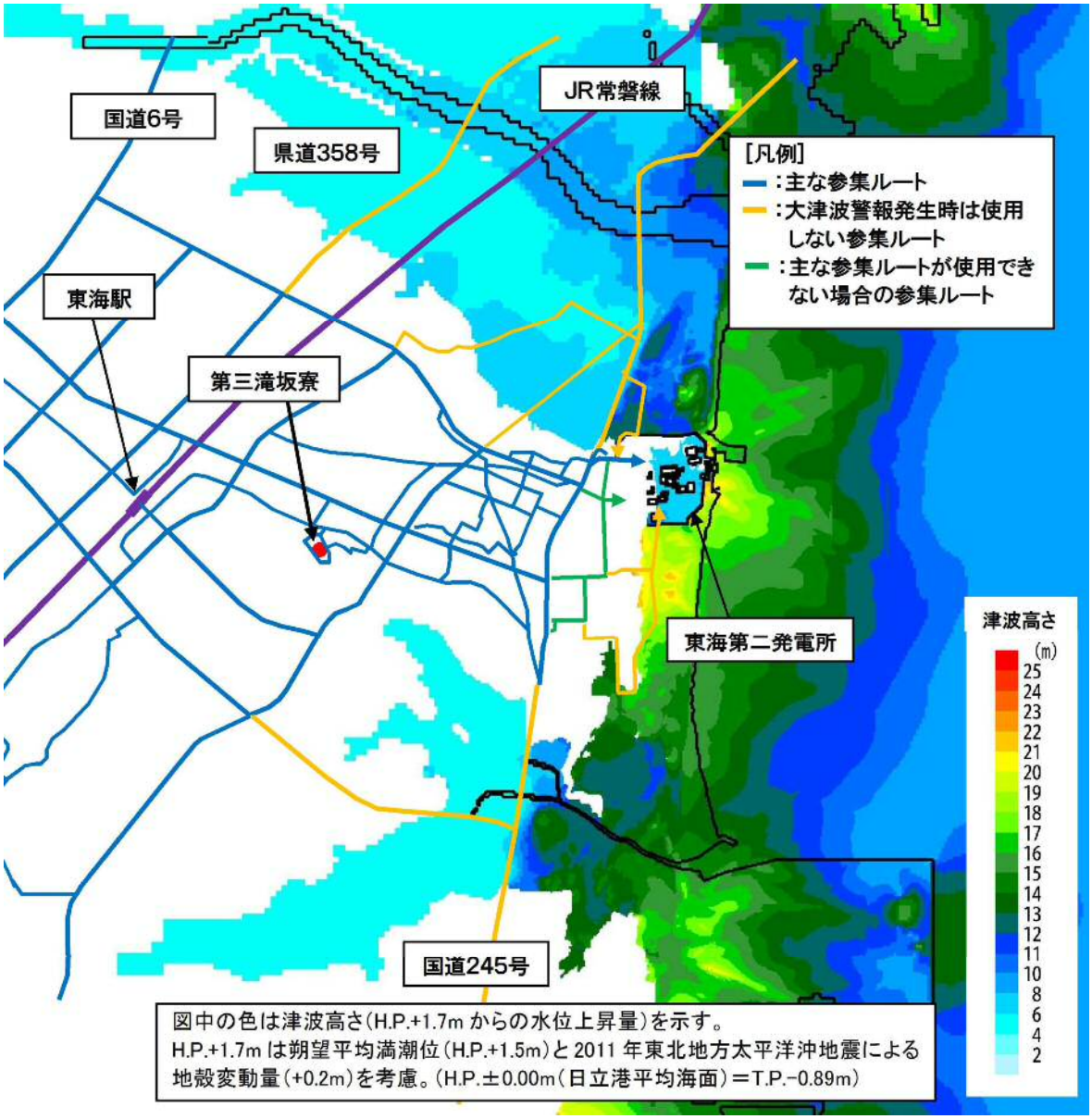


図５　敷地に遡上する津波の遡上範囲想定図

3．3　住民避難がなされている場合の参集について

全面緊急事態に該当する事象が発生し，住民避難が開始されている場合には，住民の避難方向と逆方向に移動することが想定される。

発電所へ参集する要員は，原則，住民避難に影響のないよう行動し，自動車による参集ができないような場合は，自動車を避難に支障のない場所に停止した上で，徒歩

等により参集する。

3．4　発電所構内への参集ルート

東海第二発電所の敷地周辺の参集ルートについては，以下に示す敷地の特徴を踏まえて，複数の参集ルートを設定している。

・東海第二発電所への参集に当たっては必ず国道 245 号線を通過することから，同国道の交通状態及び道路状態によるアクセス性への影響を受けないように，同国道を通行する距離を短くするとともに，できるだけ多くの参集ルートを設定し，更に各参集ルートの構内への進入場所をできるだけ離す
・敷地入口近傍にある 275kV 及び 154kV の送電鉄塔の倒壊による障害を想定し，鉄塔が倒壊しても影響を受けない参集ルートを設定する
・敷地高さを踏まえ，敷地を遡上する津波によっても影響を受けずに緊急時対策所に到達できる参集ルートを設定する

この考え方に基づき，発電所外から発電所構内への参集ルートとして，正門ルート（通常時のルート）の他に，南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北側ルートを設定する。（図 6，図 7）

各参集ルートの考慮すべき外的事象を表 2 に示す。また，送電鉄塔の倒壊時における通行の考え方を，別紙補足 1 に示す。

災害対策要員が参集する際は，各参集ルートの状況を踏まえて安全に通行できるルートを選定する。

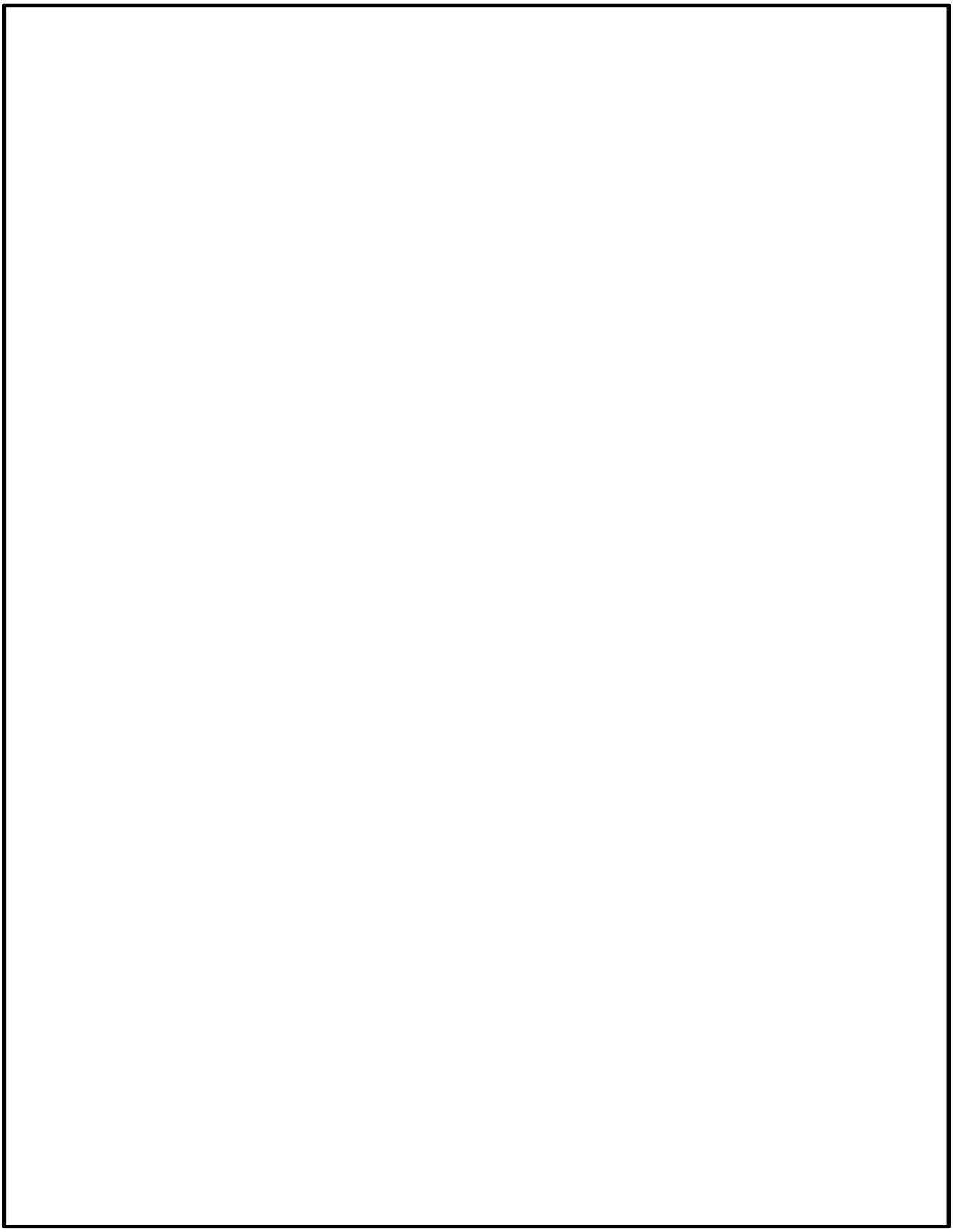
なお，正門ルート及び代替正門ルートを通行できない場合は，隣接する他機関の敷地内を通行する南側ルート，南西側ルート，西側ルート及び北側ルートを介して災害対策要員が発電所に参集する。このため，他機関とは，通行に係る運用及び参集ルートに影響する障害物の撤去等に係る運用について，あらかじめ取り決めることとしている。

3．5　緊急時対策所への参集ルート

平日の勤務時間帯においては，災害対策要員の多くは事務本館で執務しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においては，災害対策要員（初動）が事務本館等での執務若しくは発電所構内に設けた待機場所に待機しており，招集連絡を受けた場合は，速やかに緊急時対策所に参集する。

事務本館及び発電所構内に設けた待機場所から緊急時対策所までの主な参集ルートを，図 8 に示す。



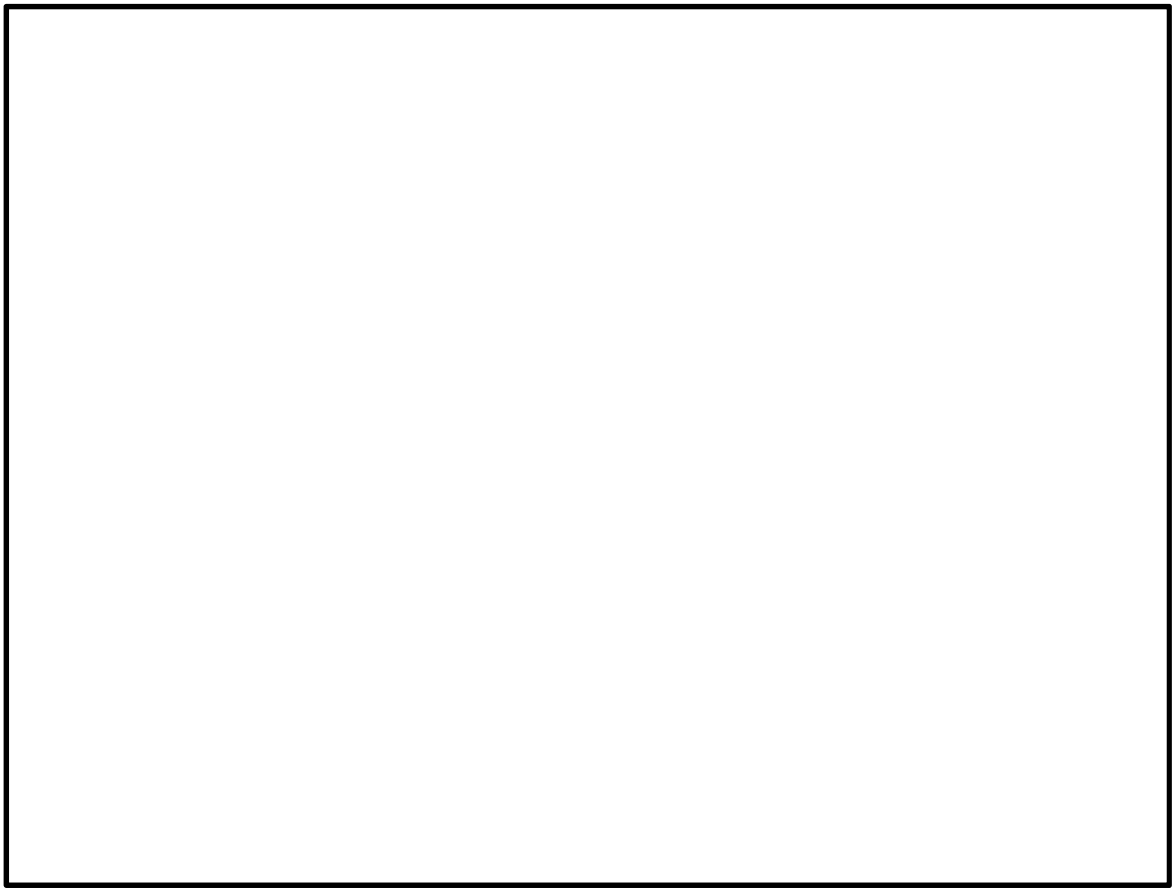


図７　発電所周辺の送電線路と発電所への参集ルート

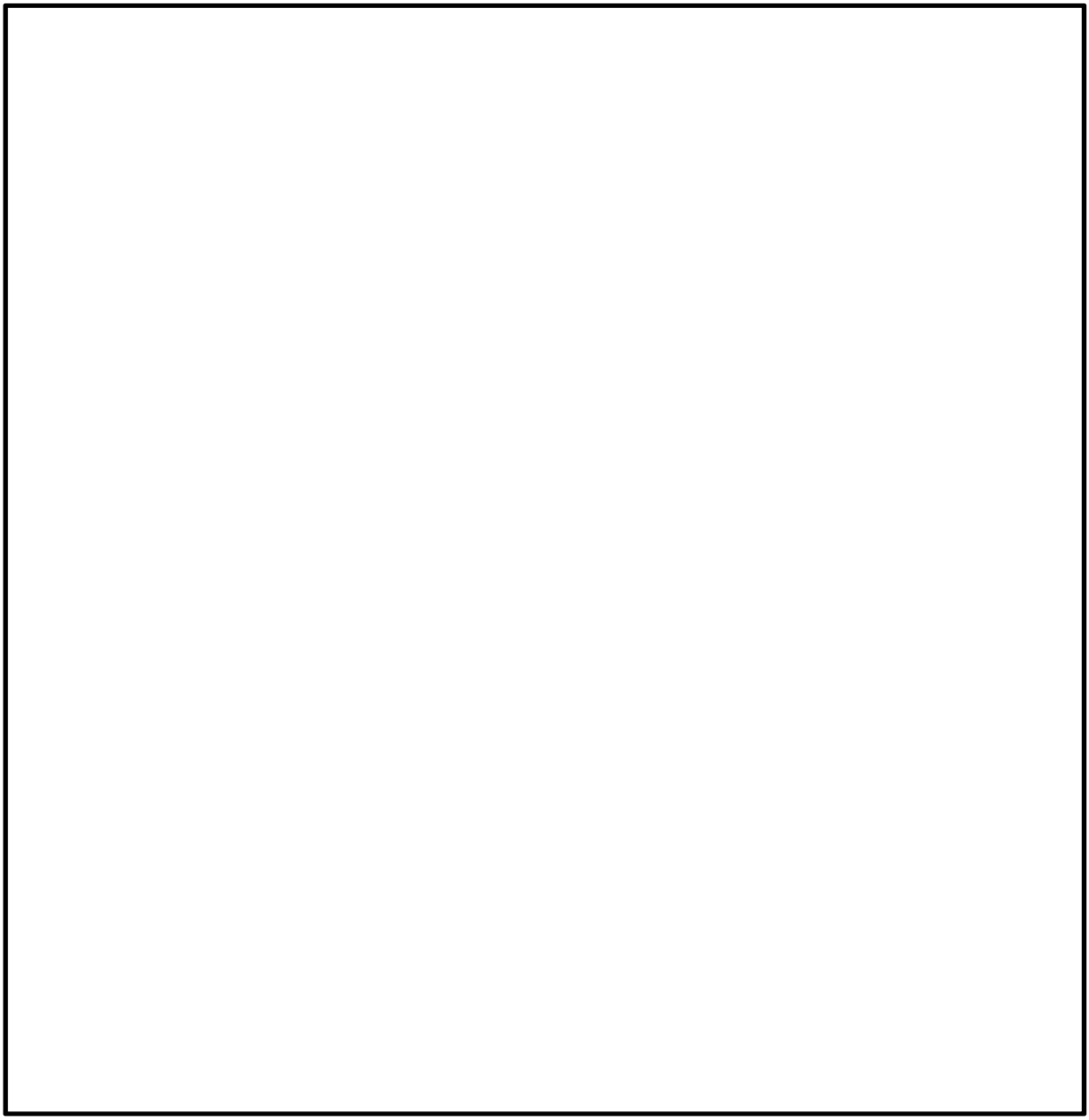


図８　緊急時対策所までの参集ルート

表２　各参集ルートの特徴を踏まえた要員参集の適合性

参集ルート （国道 245 号線からの進入ルート →構内への進入ルート）	考慮すべき外的事象による参集ルートへの影響の可能性		要員参集の適合性（対応）	
	送電鉄塔の倒壊※1	津波浸水※2	災害発生後１日程度以内	災害発生後１週間程度

〈凡例〉　○：影響の可能性なし（通行可能），△：影響の可能性あり（状況に応じて通行可否を判断する）

※1　参集ルートの幅の一部あるいは全幅が，送電鉄塔の倒壊範囲と重複すると評価される場合は△とした。

※2　参集ルートの一部が，敷地に遡上する津波により浸水する範囲の評価結果（T.P.＋8m）と重複する場合は△とした。

4．夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の要員参集条件及び参集時間について

実際に実施した参集訓練等で得られた結果及び各種のハザードを考慮した参集条件を保守的に設定し，これを用いて災害対策要員の参集時間を以下に評価した。

4．1　評価条件

(1)　自宅等を出発するまでの時間

事象発生後に，あらかじめ拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員は，災対本部からの招集連絡を受けて，発生 30 分後に自宅を出発するものとする。（図 7）

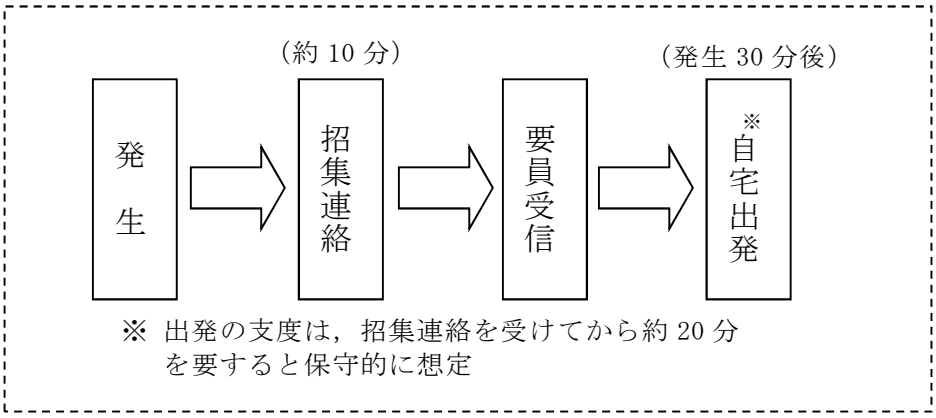


図９　要員の招集から自宅出発までの概要

(2)　移動手段・移動速度

徒歩による移動とする。参集訓練実績を元に移動速度を 4.0km／h（67m／min）※3とする。なお，参考として，自転車で参集する場合を想定し，同様の考え方で移動速度を 12km／h（200m／min）とする。（別紙補足 2）

※3　参集訓練の実績 5.0km／h（83m／min）に対して保守的に 4.0km／h（67m／min）とする。自転車は，訓練実績を踏まえて保守的に「12km／h（200m／min）」とする。

(3)　参集ルート

参集する災害対策要員は，津波による浸水を受ける発電所周辺の浸水エリアを迂回したルートで参集する設定とした。

4．2　参集に要する時間と災害対策要員数

事象発生時には，発電所構内に常駐している災害対策要員（初動）39 名を除く，予め拘束当番に指名されている災害対策要員（72 名）を含む全ての災害対策要員※4が発電所に参集する。

※4　発電所に参集する要員数は，全ての災害対策要員（255 名，平成 28 年 7 月時点，表 1 参照）から災害対策要員（初動）39 名を差し引いた 216 名となる。拘束当番である災害対策要員（72 名）は，216 名の内数である。

参集する災害対策要員が，東海第二発電所の敷地に参集する（発電所構外の拠点となる集合場所を経由しない）までの所要時間と参集する災害対策要員数の関係を表 3 に示す。

表 3　参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係（平成 28 年 7 月時点）

参集に係る所要時間	参集する災害対策要員数		
	徒　歩 （4.0km／h）	参　考	
		徒　歩 （5.0km／h）	自転車 （12km／h）
60 分以内	4 名	12 名	126 名
90 分以内	100 名	112 名	176 名
120 分以内	128 名	132 名	200 名

表 3 より，あらかじめ拘束当番に指名されており発電所に参集する災害対策要員（72 名）は，事象発生後 120 分には参集すると考えられる。また，参集ルートの状況により自転車で参集できる場合には，更に短時間での参

集が可能となる。

上記の参集に係る所要時間は，事象発生時に，構外から参集する災害対策要員に求められる参集時間（最短で約 3 時間，可搬型代替注水中型ポンプ等への燃料補給）と比較して十分に早い。（別紙補足 3，別紙補足 4）

参集する災害対策要員は，参集ルート上に建物等の倒壊他により通行が困難な状態を確認した場合には,それを避けた別の参集ルートを通行する。この場合，参集時間に影響すると考えられるが，表 3 の評価結果は，以下に示す保守的な条件設定に基づく評価結果であるため，実際の参集性には影響はない。

・災害対策要員は発生 30 分後（招集連絡を受信してから 20 分後）に出発することとしているが，実態は数分で出発可能である。
・移動手段は，発電所周辺の道路の通行に支障があることを想定し，道路の状況に応じて参集ルートを選べる徒歩による移動とした。
・移動速度は参集訓練の実績（5.0km／h）に対し，保守的に 4.0km／h とした。
・参集ルートは，発電所周辺には複数の道路があることから，主要な幹線道路を用いた主要参集ルートが通行できない場合でも比較的近い場所を迂回参集ルートとして通行することが可能である。このため，迂回参集ルートは主要参集ルートと比較して移動距離及び移動時間はあまり変わらない。（別紙補足 5）

別紙補足1

鉄塔倒壊時のアクセスについて

1. 鉄塔の倒壊とアクセスルートについて

発電所周囲には275kV及び154kVの送電線鉄塔が設置されており，送電線及び送電鉄塔は参集ルート上を横断又は参集ルートに近接している。

送電線の脱落及び断線，あるいは送電線鉄塔が倒壊した場合においても，垂れ下がった送電線又は倒壊した送電線鉄塔に対して十分な離隔距離を保って通行すること，又は複数の参集ルートからその他の適切な参集ルートを選択することで，発電所へ参集することは可能である。

2. 送電鉄塔の倒壊時に通行する参集ルート

送電鉄塔の倒壊等が発生した際に通行する参集ルートについては，倒壊した送電鉄塔の場所及び損壊状況に応じて，その他の複数の参集ルートから，以下の事項を考慮して，確実に安全を確保できる適切な参集ルートを選定し通行する。

・大津波警報発生の有無

・倒壊した送電鉄塔及び送電線の損壊状態及び送電線の停電状況

・上記以外の倒壊物による参集ルートへの影響状況

2.1　275kV No.2 送電鉄塔が倒壊した場合

発電所進入道路を阻害することになる，275kV No.2 送電鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が起きても，275kV No.2 鉄塔を迂回することでアクセスすることは可能である。（図 1）

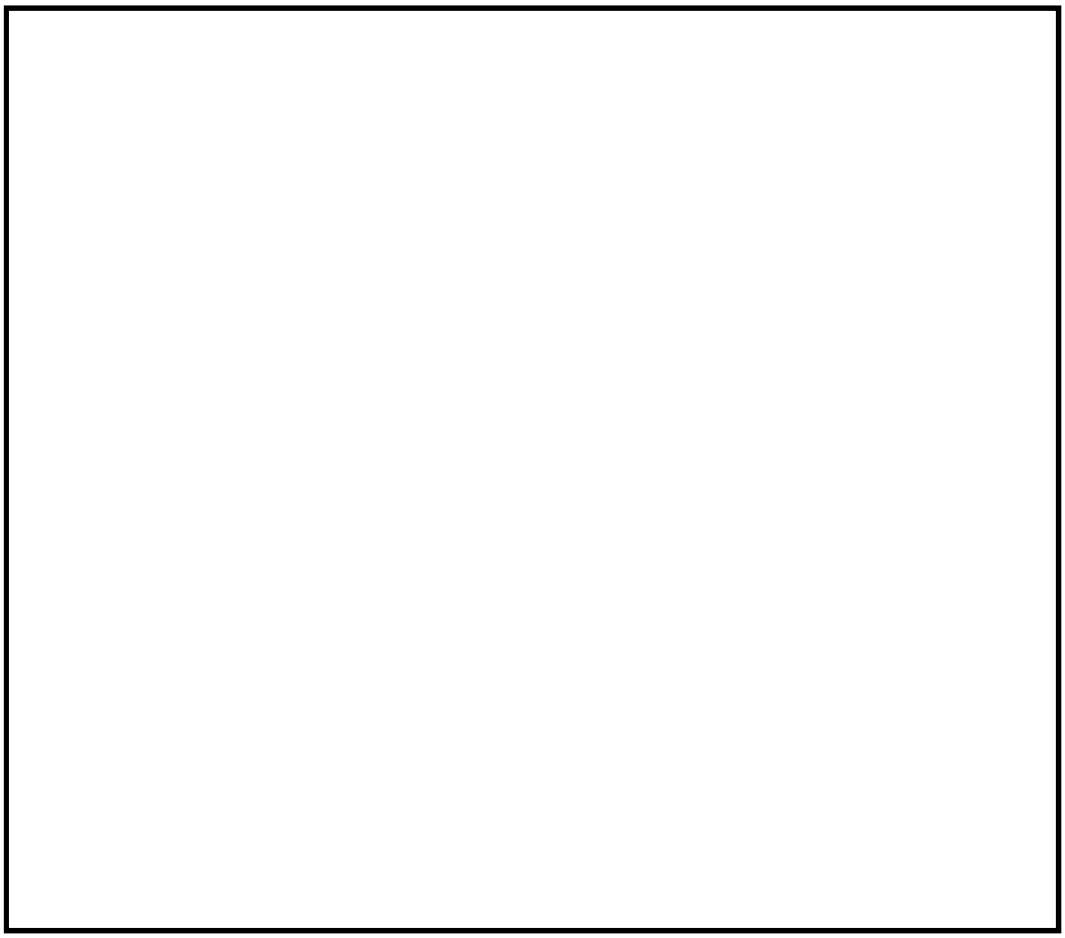


図 1　送電鉄塔倒壊時のアクセスルート（代替正門ルート）

2.2　154kV No.3 送電鉄塔が倒壊した場合

西側ルートは，国道 245 号から２箇所の入口があるため，154kV No.3 送電鉄塔が倒壊しても，影響を受けない入口からアクセスすることは可能。また，154kV No.3 送電鉄塔を迂回した場合は，JAEA 敷地内を通行して南西側ルートよりアクセスすることも可能である。（図 2）

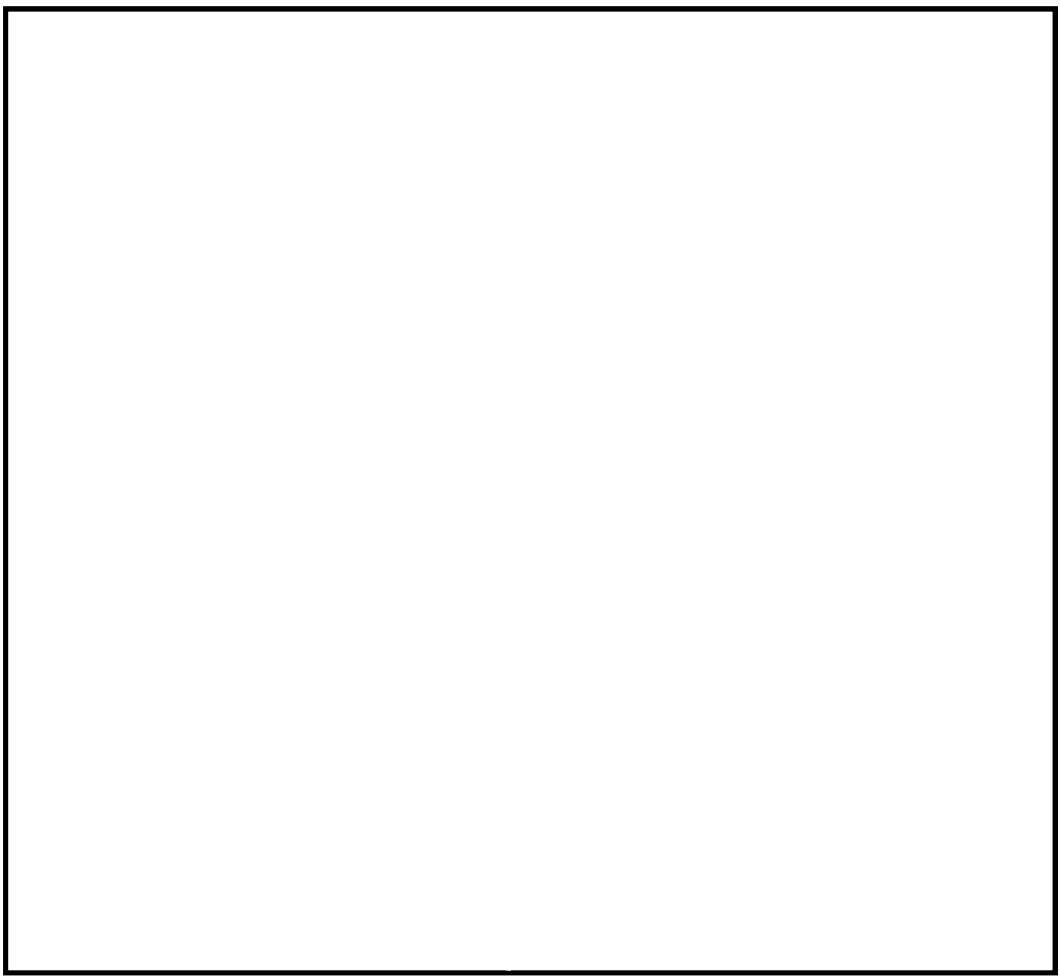


図 2　鉄塔倒壊時のアクセスルート（西側ルート）

2.3　154kV No.2～No.4 送電鉄塔が倒壊した場合

154kV No.1～No.4 送電鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害しても，発電所周囲の別の道に迂回することで 154kV 送電鉄塔の倒壊の影響を避けて発電所進入道路へアクセスすることは可能。（図 3）

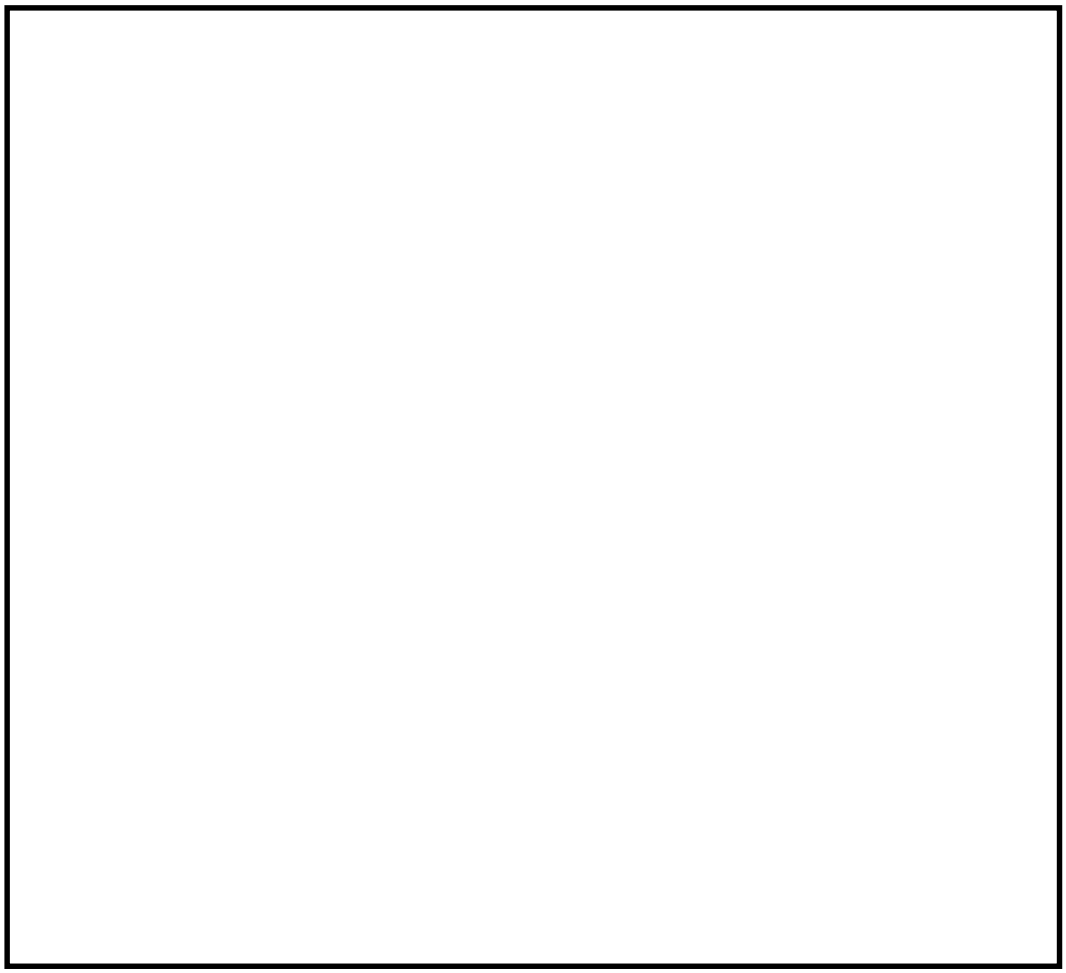


図 3　鉄塔倒壊時のアクセスルート（別ルート(国道 245 号迂回)）

2.4　154kV No.2～No.4 送電鉄塔が倒壊した場合

275kV No.2 鉄塔の南側への倒壊又は 154kV No.5 鉄塔の北側への倒壊が発生し，かつ 154kV No.1～No.4 送電鉄塔が全て西側へ倒壊して国道 245 号の通行を阻害している場合，津波警報が発生していない状況であれば，標高の低い箇所を辿る北側及び南側ルートを用いてアクセスすることが可能である。（図 4）

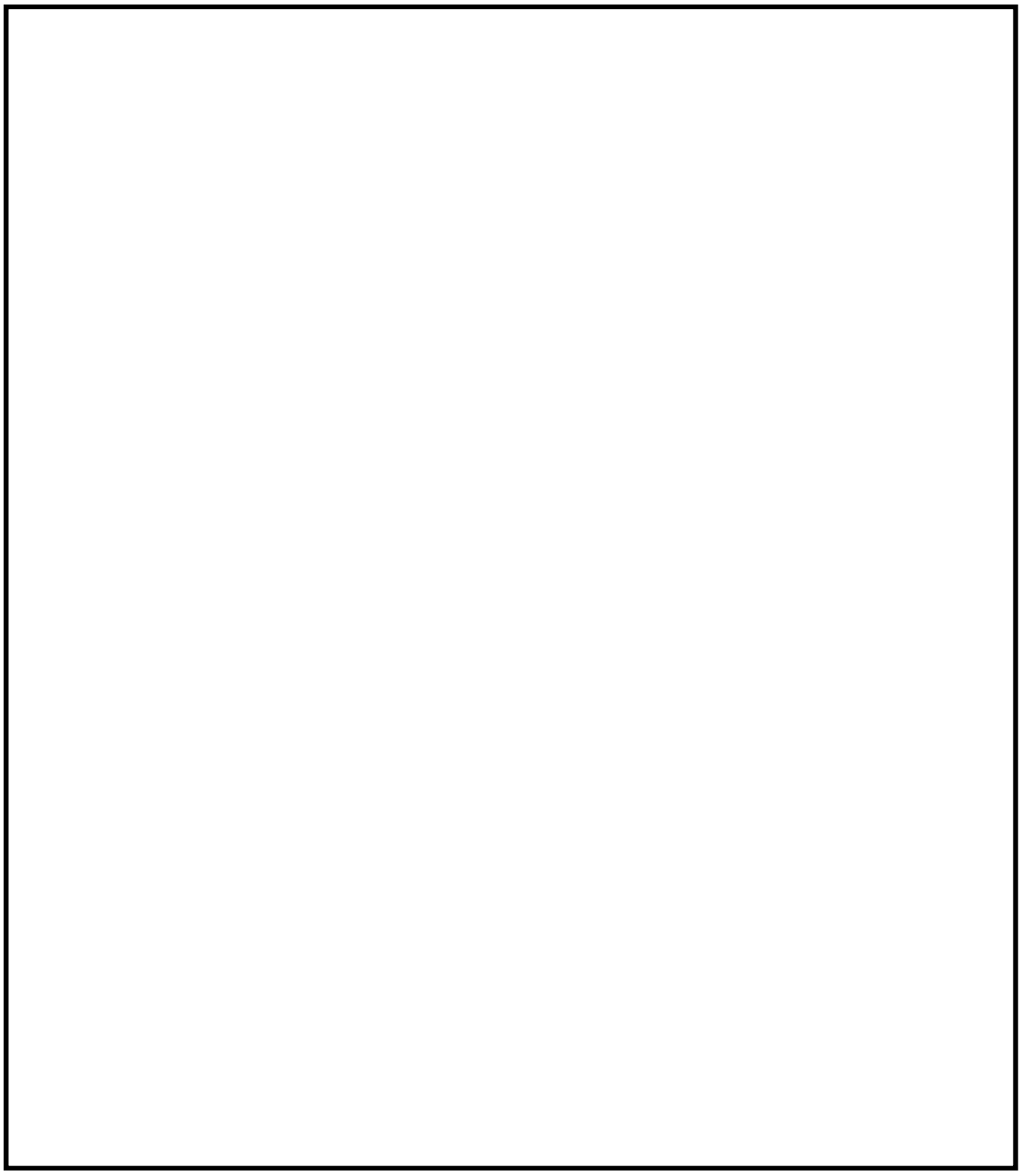


図 4　鉄塔倒壊時のアクセスルート（北側，南側ルート）

3.　倒壊した送電鉄塔の影響について

自然災害により送電鉄塔が倒壊した事例を以下に示す。

強風による送電鉄塔の倒壊事例①※1

強風による送電鉄塔の倒壊事例②※1

地震による斜面の崩落に伴う送電鉄塔の倒壊事例※2

津波による隣接鉄塔の倒壊に伴う送電鉄塔の倒壊事例※2

【出典】
※1　電力安全小委員会送電線鉄塔倒壊事故調査ワーキンググループ報告書（平成 14 年 11 月 28 日）
※2　原子力安全・保安部会・電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書（平成 24 年 3 月）

いずれの自然災害においても，送電鉄塔は鉄骨間の間隙を保って倒壊していることが確認できることから，災害対策要員は，送電線の停電など安全を確認した上で，倒壊した送電鉄塔の影響を受けていない箇所を，離隔を保って迂回するルートで鉄塔の近傍を通過することが可能である。

別紙補足2

参集訓練の実施結果

1. 概 要

重大事故等が発生した場合において，発電所外から参集する災害対策要員の参集性を評価するため参集訓練を実施した。参集する要員は，居住地及び年齢など種々の組み合わせを考慮して選定し，発電所まで参集する時間を実際に計測して，移動速度を算出した。

この結果から，発電所外から参集する災害対策要員の参集するための保守的な移動速度を設定した。

2. 参集訓練の実施

参集訓練の実施に当たっての条件と実施結果を以下に示す。

2.1 参集訓練の実施概要

・移動経路は発電所の東側を除いた，北側，西側，及び南側で2ルートの合計4ルートを設定して実施。

・移動速度の計測は，移動手段を徒歩として実施。ただし，南側のルートの計測では，自転車での速度の計測も実施。

・各コースとも2名／組で実施し，年齢層によるバラツキをなくすため，各組の合計年齢が同じようになるように設定（各組で80歳～100歳）。

2.2　参集訓練の実施結果

表 1　参集訓練の実施結果（平成 27 年 9 月 29 日実施）

No.	対象者	実際の移動距離	移動手段	参集時間※1	実際の移動速度	備　考
1	A,B	16.4km	徒歩	200 分	4.9km／h (82m／min)	主に発電所の北側から参集するルート
2	C,D	11.5km	徒歩	122 分	4.6km／h (76m／min)	主に発電所の西側から参集するルート
3	E,F	11.8km	徒歩	146 分	4.9km／h (81m／min)	主に発電所の南側のうち内陸側から参集するルート
4	G,H	12.3km	徒歩	125 分	5.9km／h (98m／min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
5	I,J	12.3km (往路)	自転車	58 分	12.7km／h (212m／min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
6	I,J	12.3km (復路)	自転車	60 分	12.3km／h (205m／min)	主に発電所の南側のうち海側から参集するルート
平均移動速度				徒　歩：5.0km／h(83m/min) 自転車：12.5km／h(208m/min)		

※1　休憩等を含む時間

3.　参集訓練の評価

表 1 参集訓練の結果より，徒歩での移動速度は 83m／min（5.0km／h）と算出され，本訓練の評価用歩行速度を 67m／min（4.0km／h）で設定した。

また，上記の参集性の評価に当たっては，測定結果に交通事情や道路条件及び道路上に発生した障害によって発生する迂回に要する時間を考慮し，保守的に参集に係る移動速度を 67m／min（4.0km／h）とした。

なお，自転車を用いた移動速度は 208m／min（12.5km／h）と評価でき，参集に自転車を用いれば参集に係る所要時間は更に短縮できることを確認した。

4.　参集訓練の様子

参集訓練の様子を図１に示す。

北側ルート

南側（内陸側）ルート

南側（海側）ルート（徒歩）

南側(海側)ルート（自転車）

図１　参集訓練の様子

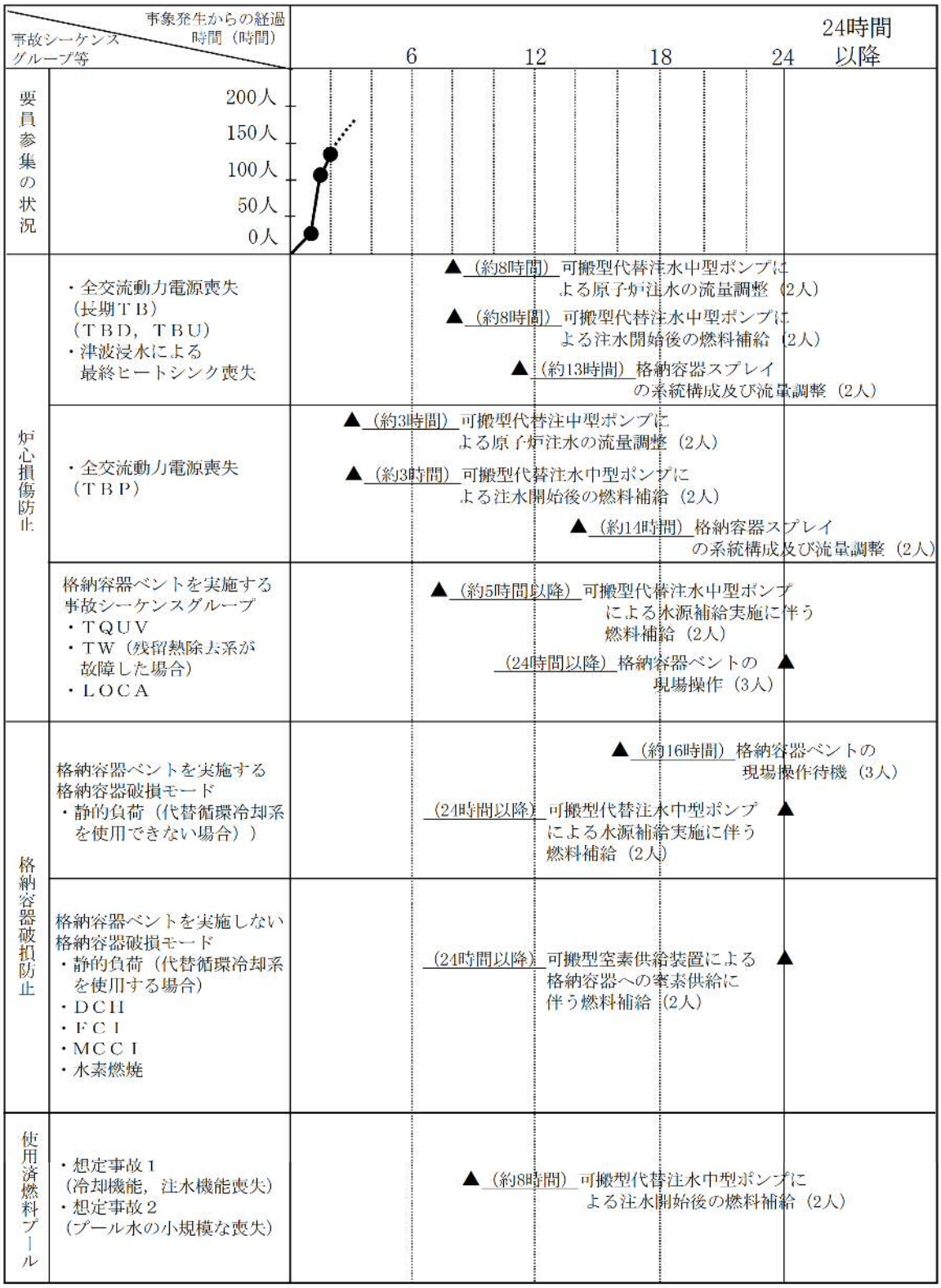


図１　各事故シーケンスグループ等において参集要員に求める主な対応と参集時間

図１　全交流電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間

参集ルートに対する迂回参集ルートの移動距離及び移動時間の影響

東海第二発電所の構外の拠点（第三滝坂寮）から東海第二発電所の敷地までの参集ルートを，広範囲に複数設定した場合に，各参集ルートの移動距離と所要時間を以下に比較した。

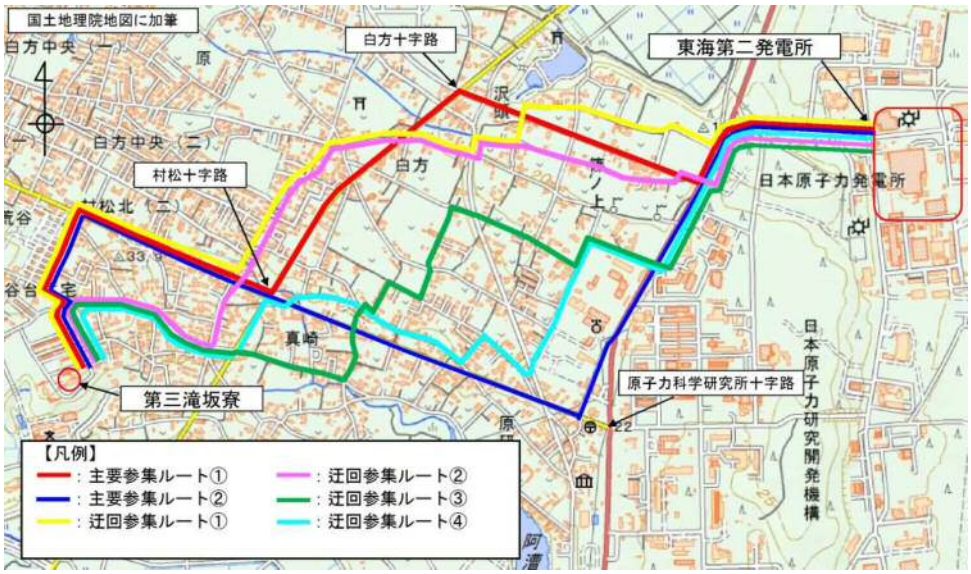


図 1　発電所の構外拠点から発電所敷地までの参集ルート及び迂回参集ルート

表 1　図 1 の参集ルート及び迂回参集ルートの移動距離及び所要時間

ルート	距離（m）	所要時間	
		移動速度：4.0km／h	（参考） 移動速度：5.0km／h
参集ルート①	3,180	47 分 28 秒	38 分 10 秒
参集ルート②	3,630	54 分 11 秒	43 分 34 秒
迂回参集ルート①	3,150	47 分 1 秒	37 分 48 秒
迂回参集ルート②	2,980	44 分 29 秒	35 分 46 秒
迂回参集ルート③	3,215	47 分 59 秒	38 分 35 秒
迂回参集ルート④	3,230	48 分 13 秒	38 分 46 秒

参集ルートと迂回参集ルートについて，距離の差は最大で 650m，所要時間の差は最大で 9 分 42 秒である。参集に係る所要時間と災害対策要員数の関係の結果（本文 表 3）を踏まえると，迂回参集ルート所要時間の増加による要員参集結果への影響は少ない。

別紙5

災害対策要員による通報連絡について

重大事故等が発生した場合，発電所の通報連絡責任者が，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事及び東海村並びにその他定められた通報連絡先への通報連絡を，ＦＡＸを用いて一斉送信するとともに，さらにその着信を確認する。また通報連絡後の総合原子力防災ネットワークの情報連絡の管理を一括して実施する。

①発電所の通報連絡責任者は，特定事象発見者から事象発生の連絡を受けた場合は，原子力防災管理者へ報告するとともに，他の通報対応者と協力し通報連絡を実施する。

②重大事故等（原災法 10 条第 1 項に基づく通報すべき事象等）が発生した場合の通報連絡は，内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村長並びにその他定められた通報連絡先に，ＦＡＸを用いて一斉送信することで，効率化を図る。

③内閣総理大臣，原子力規制委員会，茨城県知事，東海村長に対しては，電話でＦＡＸの着信の確認を行うとともに，その他通報連絡先へもＦＡＸを送信した旨を連絡する。

④これらの連絡は，災害対策本部の通報連絡要員（6 名）が分担して行うことにより時間短縮を図る。

⑤その後，災害対策要員の招集で，参集した情報班の要員確保により，更なる時間短縮を図る。

⑥発電所から通報連絡ができない場合は，本店（東京）から通報先にＦＡＸを用いて通報連絡を行う。

⑦原子力規制庁への情報連絡は，統合原子力防災ネットワークを活用する。

⑧通報連絡の体制，要領については，手順書を整備し運用を行う。

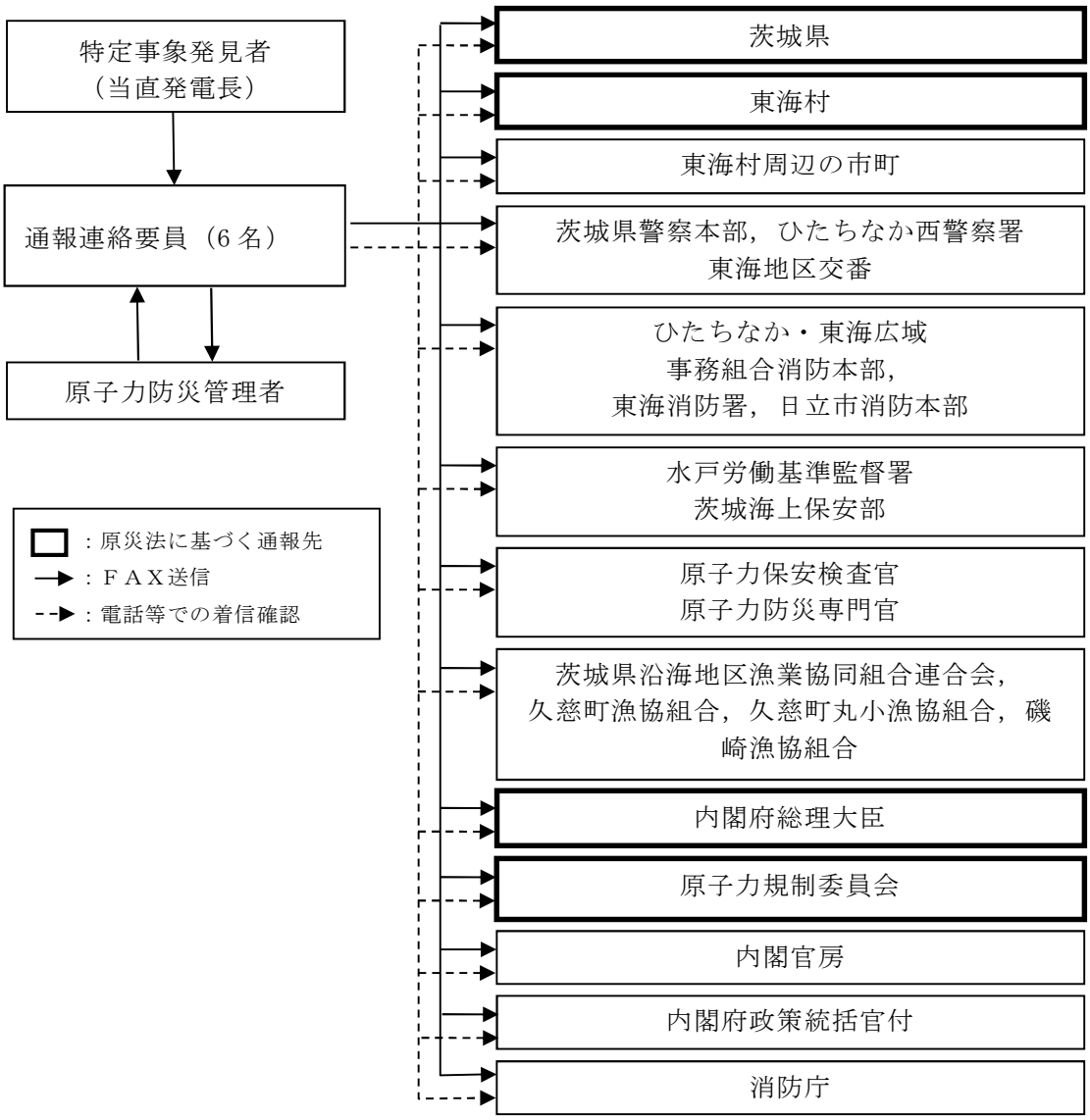


図　原子力災害対策特別措置法 10 条第 1 項等に基づく通報連絡先

別紙６

廃止措置中の東海発電所の原子力防災体制との関係について

1. 概要

廃止措置中の東海発電所は全ての核燃料は搬出済みであり，今後，原子炉構造物が解体される。東海発電所には核燃料物質がないため，東海第二発電所のような重大事故等が発生することはない。

しかし，東海発電所において原災法及び関連法令に定める特定事象が発生した場合には，東海第二発電所及び東海発電所で災害対策本部を同時に確立することとなる。

本章では，災害対策要員の観点から，東海第二発電所及び東海発電所に災害対策本部を確立した場合における東海第二発電所の重大事故等対応が東海発電所の事故対応から受ける影響について整理した。

2. 東海発電所で発生が想定される事故

「原災法」及び「原子力災害対策特別措置法施行令」では，国民の生命及び財産の保護の観点から，これに影響する又は影響する可能性がある事象が発生した場合には，事業者の通報が要求されている。さらに，「原子力災害対策指針」及び「原子力災害対策特別措置法に基づき原子力防災管理者が通報すべき事象等に関する規則」では，原子炉の状況に応じた通報すべき事象（ＥＡＬ）が定められている。

廃止措置中の東海発電所に該当するＥＡＬは「敷地境界付近の放射線量の上昇」，「火災爆発等による管理区域外での放射線の放出」及び「事業所外運搬での放射線量の上昇」がある。

東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）では，廃止措置作業においてＥＡＬに該当する可能性がある事象として，「廃止措置工事において発生した放射性物質（粉じん）を捕捉した高性能粒子フィルタの破損による敷地境界の線量率の上昇」等が記載されている。また，廃止措置作業における「事業所内外運搬で，輸送容器からの放射性物質の流出による放射線量の上昇」が挙げられる。

このように，廃止措置中の東海発電所においても原災法第 10 条に該当する特定事象が発生する可能性があり，これが，東海第二発電所の重大事故等時と同時に発生した場合には，東海第二発電所と東海発電所において災害対策本部を同時に確立することとなる。

3.　東海第二発電所災害対策要員の東海発電所災害対策要員との関係

東海第二発電所重大事故等発生時に東海発電所で事故が同時発生した場合には，各発電所の災害対策要員は，原則として別組織とするが，東海第二発電所の災害対策本部の一部の要員は，東海発電所の災害対策本部の要員を兼務する。

重大事故等の対応に係る現場作業を行う要員及びその要員に指示をする要員並びに特定施設に係る課題等の専門的な現場作業又は検討を行う要員は，各発電所の独立した組織とするが，独立した組織とすることによる安全性への影響が考えられる下記の要員は，東海発電所と東海第二発電所の災害対策本部の要員を兼務する。

ａ．災害対策本部長

他発電所への悪影響を及ぼす事故状況を把握した上で，両発電所に係る事故対応上の意思決定（要員の避難，作業中断等）が必要である。こ

のため，別組織の要員では，事故収束及び要員の安全確保に支障を来す。

b．広報班

広報においては，同一敷地内に二つの発電所がある場合，両発電所の状況に関する情報を統合して同時に提供する必要がある。このため，別組織の要員が個々に情報提供すると，報道機関や住民に混乱を招く。

c．オフサイトセンター対応

オフサイトセンターの情報提供においては，同一敷地内に二つの発電所がある場合，両発電所の状況に関する情報を統合して同時に提供する必要がある。このため，別組織の要員が個々に情報提供すると，他機関の円滑な防災業務の遂行に支障を来す。

また，広報班及びオフサイトセンターに指示・命令する本部長代理についても，同様に，安全性への影響の観点から兼務とする。

上記の考え方を踏まえて東海第二発電所及び東海発電所の災害対策本部の要員を確保することにより，東海第二発電所及び東海発電所の災害対策本部を同時に確立した場合にも，東海第二発電所の重大事故等の収束に係る作業を迅速かつ確実に行うことができる。したがって，東海発電所の事故対応が東海第二発電所の重大事故等対応に影響を及ぼさない。

東海第二発電所及び東海発電所の災害対策本部の構成の関係を図1及び図2に示す。

東海第二発電所災害対策要員111名は，東海第二発電所専従者97名及び兼務者14名から構成される。なお，東海発電所災害対策要員72名は，東海発電所専従者58名及び兼務者14名により構成される。

4. 東海第二発電所重大事故等発生時に東海発電所の事故が同時発生した場合の初動対応

東海第二発電所重大事故等発生時に東海発電所の事故が同時発生した場合には，中央制御室に常駐している情報班員１名が，電話や一斉通報システム等を用いて東海第二発電所災害対策要員及び（必要に応じて）東海発電所災害対策要員を非常招集する。この際，電話や一斉通報装置の操作による東海発電所の災害対策要員の非常招集は短時間であるため，東海第二発電所の状況及び当直運転員による対応状況に係わる緊急時対策本部への報告に影響はしない。

5. プルーム通過時の東海第二発電所及び東海発電所の災害対策要員の移動

プルーム通過中は，東海第二発電所重大事故等の現場対応は実施できないが，緊急時対策所における災害対策本部の本部長及び本部員による本部体制及び各班の機能は維持され，ＳＰＤＳデータ表示装置や監視カメラ等を用いてプラント状況や周囲状況の把握及び作業再開後の対応について，緊急時対策所内で議論される。

上記の本部長及び運営支援組織（広報班）の本部員は東海発電所の災害本部体制と兼務していることから，これに，廃止措置主任者１名，本部長代理１名（東海発電所の災害対策本部体制のうち実施組織及び技術支援組織の取り纏め）及び廃止措置班２名（本部員，班長）をプルーム通過時に緊急時対策所に退避させることで，東海第二発電所に加えて廃止措置中の東海発電所を含めた総合的な状況把握と作業再開後の対応について議論することが可能である。

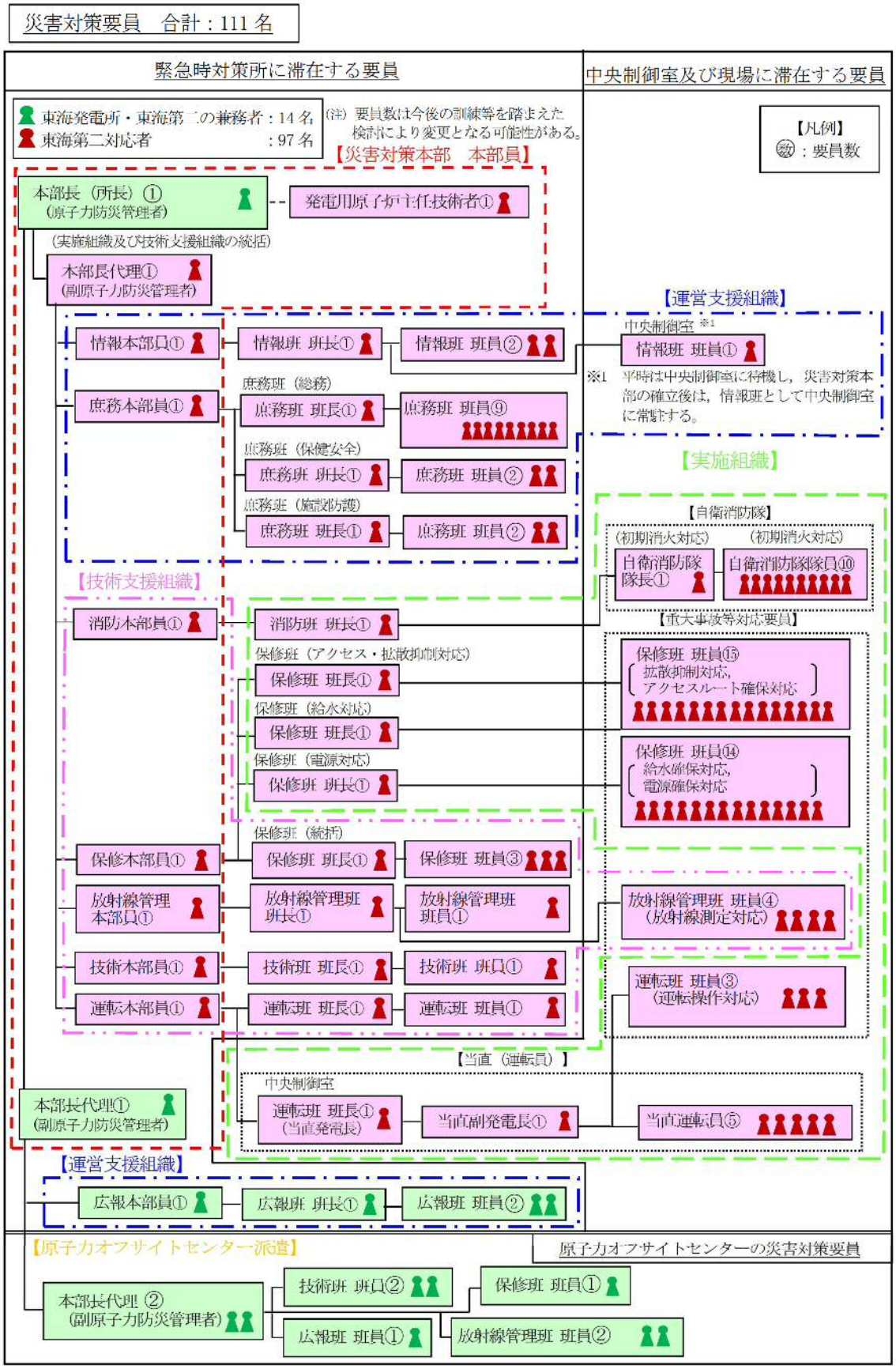


図１　東海第二発電所及び東海発電所の災害対策要員の関係
（第 1.0.10－1 図の東海第二発電所災害対策要員を東海第二発電所対応者及び兼務者等に分けた）

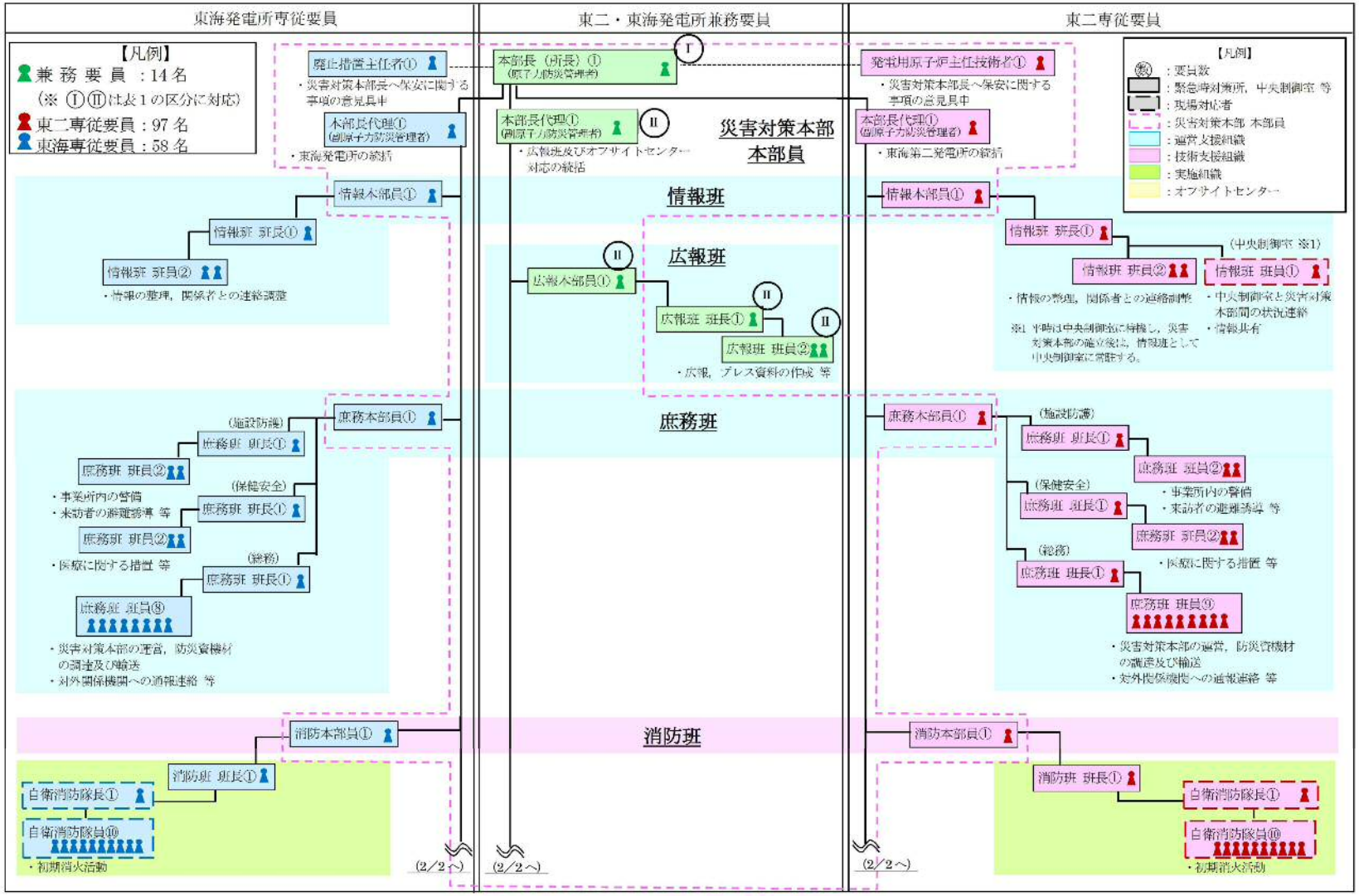
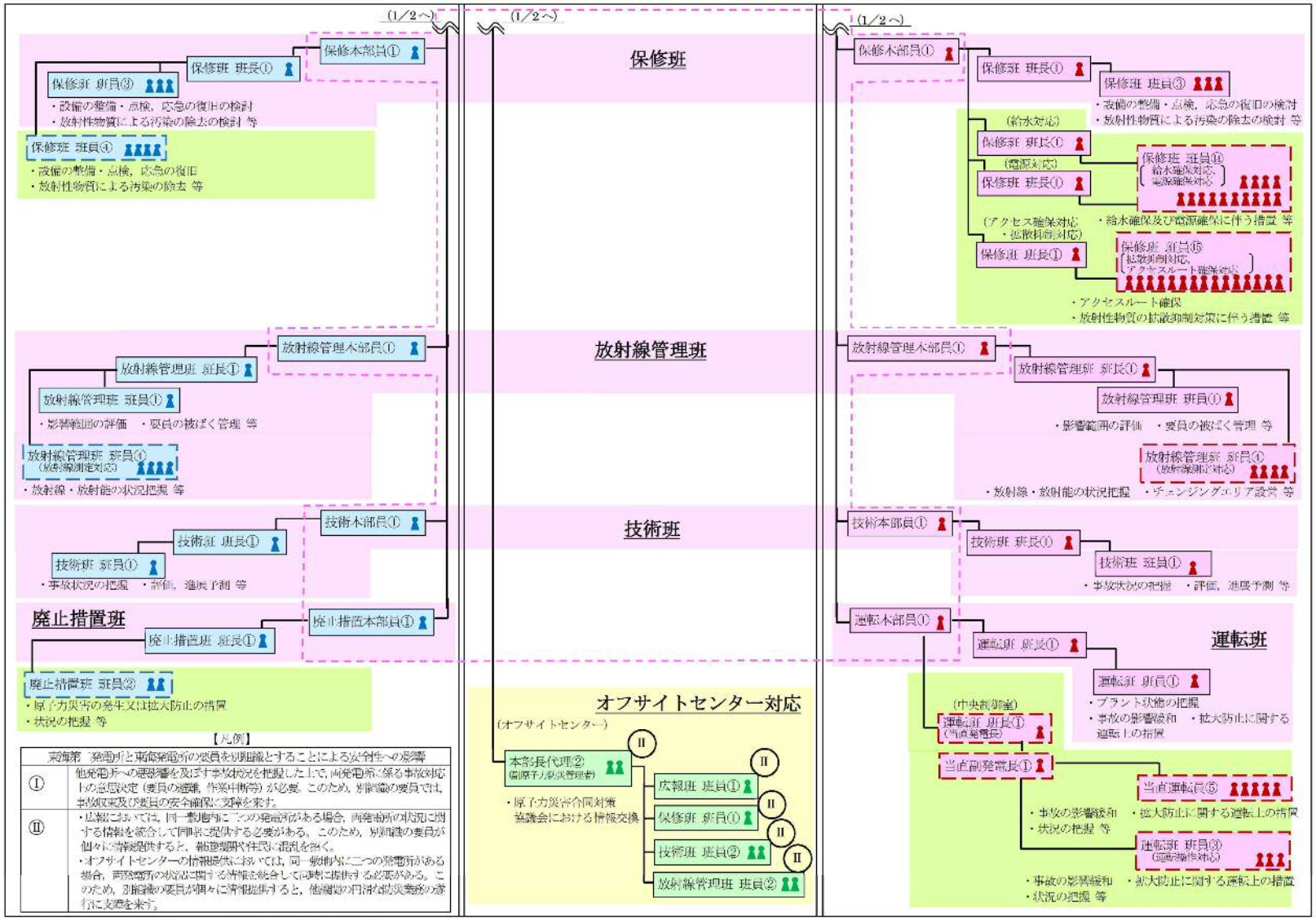


図２　東海第二発電所及び東海発電所の災害対策要員の構成（1／2）
（各職位及び各班における発電所別の組織及び兼務の関係を整理したもの）



※ 東海発電所の専従要員については，今後見直すことがある。

図２　東海第二発電所及び東海発電所の災害対策要員の構成（2／2）
（各職位及び各班における発電所別の組織及び兼務の関係を整理したもの）

別紙 7

原子力事業所災害対策支援拠点について

1.　日本原子力発電（株）地域共生部　茨城事務所

所在地	茨城県水戸市笠原978-25
発電所からの方位，距離	南西　約20km
施設構成	商業ビル（鉄骨鉄筋コンクリート造7階建5階　執務室床面積約350m^2）
非常用電源	非常用ディーゼル発電機（3.1kVA）　1台
非常用通信機器	・電話（携帯電話，衛星系） ・ＦＡＸ（衛星系）
その他	・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。

2.　東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　日立事務所　別館

所在地	茨城県日立市神峰町2-8-4
発電所からの方位，距離	北北東　約15km
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約1,300m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

3.　東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　別館

所在地	茨城県水戸市南町2-6-2
発電所からの方位，距離	南西　約15km
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造4階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,400m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

4.　東京電力パワーグリッド（株）茨城総支社　常陸大宮事務所

所在地	茨城県常陸大宮市下町1456
発電所からの方位，距離	西北西　約20km
施設構成	事務所建屋（鉄筋コンクリート造3階建　執務室，会議スペース等，総床面積約2,900m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

5.　（株）日立製作所　電力システム社日立事業所

所在地	茨城県日立市会瀬町4丁目2
発電所からの方位，距離	北北東　約15km
施設構成	体育館（約4,900m^2），グランド施設（2面，約28,000m^2），駐車場
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

6.　（株）日立パワーソリューションズ　勝田事業所

所在地	茨城県ひたちなか市堀口832-2
発電所からの方位，距離	南西　約10km
施設構成	工場施設（上屋あり，約2,700m^2），グランド施設（約16,000m^2）
非常用電源	・資機材保管場所である地域共生部より運搬。 ・食料等の消耗品については，調達可能な小売店等から調達。
非常用通信機器	
その他	

図　原子力事業所及び原子力事業所災害対策支援拠点の位置

補足 1

発電所が締結している医療協定について

東海第二発電所では，自然災害が複合的に発生した場合等を想定し，より多くの医療機関で汚染傷病者の診療が可能なように体制を整備しておくことが必要であると考えている。

現時点で，茨城東病院，日立総合病院，水戸赤十字病院，水戸医療センター，筑波大学附属病院など，茨城県内外にある 10 箇所の病院と放射性物質による汚染を伴う傷病者の診療に関する覚書を締結しており，汚染傷病者の受入態勢を確保している。

添付資料 1.0.11

東海第二発電所

重大事故等発生時の発電用原子炉主任技術者の

役割等について

＜目　　次＞

１．発電用原子炉主任技術者の選任‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.11－1

２．発電用原子炉主任技術者の職務等‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥‥ 1.0.11－1

３．重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割‥‥‥ 1.0.11－2

１．発電用原子炉主任技術者の選任

(1) 社長は，発電用原子炉主任技術者及び代行者を，発電用原子炉主任技術者免状を有する者であって，以下のa.からd.のいずれかの業務に通算して３年以上従事した経験を有する者の中から選任する。

a．原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務

b．原子炉の運転に関する業務

c．原子炉施設の設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務

d．原子炉に使用する燃料体の設計又は管理に関する業務

(2) 発電用原子炉主任技術者は，原子炉毎に選任する。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，管理職（能力等級特３級以上又は役割ランク３号以上）から選任する。

(4) 代行者は，管理職（能力等級特４級以上又は役割ランク４号以上）から選任する。

(5) 発電用原子炉主任技術者は，本店発電管理室に所属し，発電所に駐在して，発電用原子炉主任技術者の職務を専任する。

(6) 発電用原子炉主任技術者が職務を遂行できない場合は，代行者と交代する。ただし，職務を遂行できない期間が長期にわたる場合は，(1)項から(3)項に基づき，発電用原子炉主任技術者を選任し直す。

(7) これらの体制を整備していても，万一，発電用原子炉主任技術者及び代行者が不在となった場合は，原子炉主任技術者の資格を有している者を常に把握していることから，速やかに発電用原子炉主任技術者を選任し，選任後30日以内に原子力規制委員会へ届け出る。

２．発電用原子炉主任技術者の職務等

(1) 発電用原子炉主任技術者は，原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実

に行うことを任務とし，次の職務を遂行する。

a．原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示する。

b．保安規定に定める事項を，所長の承認に先立ち確認する。

c．保安規定に定める各職位からの報告内容等を確認する。

d．保安規定に定める記録の内容を確認する。

e．保安規定に定める報告（第１２１条第１項）を受け事態を確認し，その確認した正確な情報を自らの責任において社長に直接報告する。

f．保安の監督状況を定期的及び必要に応じて社長に直接報告する。

g．原子炉施設保安委員会及び原子炉施設保安運営委員会に必ず出席する。

h．その他，原子炉施設の運転に関する保安の監督に必要な職務を行う。

(2) 原子炉施設の運転に従事する者（所長を含む。）は，発電用原子炉主任技術者がその保安のためにする指示に従う。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，自らの原子炉施設の保安活動を効果的に実施するため，所内会議（原子炉施設保安運営委員会，発電所上層部によるミーティング等）への参加，現場パトロールを通じて，発電所の情報収集を行う。また，電気主任技術者及びボイラー・タービン主任技術者と相互の職務について情報を共有し，意思疎通を図る。

３．重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割

(1) 発電用原子炉主任技術者は，平常時のみでなく，重大事故等が発生した場合においても，原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実，かつ，最優先に行うことを任務とする。

a．重大事故等が発生した場合の災害対策本部において，発電用原子炉主

任技術者の職務に支障をきたすことがないよう，独立性を確保して配置する。

b．発電用原子炉主任技術者は，重大事故等が発生した場合において，原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ指示し，災害対策本部の本部長（所長）は，その指示を踏まえ方針を決定する。

（a） 発電用原子炉主任技術者は，災害対策本部等から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は事象緩和に関し，保安上必要な場合は，運転に従事する者（所長を含む。）へ助言及び指示する。

（b） 発電用原子炉主任技術者は，保安上必要な場合の助言及び指示を行うに当って，災害対策本部の要員及び本店対策本部の要員等から意見を求めることができる。

(2) 発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）に当たって，保安上必要な事項について確認を行う。

a．発電用原子炉主任技術者が，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等について確認を行っている。このため，運転員及び災害対策本部の実施組織の要員等が手順書どおりに重大事故等対策の対応を行う場合には，発電用原子炉主任技術者からの指示を受けることなく対応可能である。

(3) 発電用原子炉主任技術者は，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，発生連絡を受けた後，災害対策本部に参集し，原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行う。

a．発電用原子炉主任技術者が，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等の発生連絡を受けた後，発電所に非常招集できる体制，運用を整備する。

(a) 重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるよう，早期に非常召集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を配置する。

b．発電用原子炉主任技術者は，参集途上であっても通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより，災害対策本部からプラントの状況，対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。

なお，通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）等の整備は，技術の進歩に応じて，都度改善を行う。

c．発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等について予め確認していることから，定められた手順書と異なった対応が必要となった場合であっても，必要の都度，プラントの状況等を把握し，原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示を行うことができる。

添付資料 1.0.12

東海第二発電所

福島第一原子力発電所の

事故教訓を踏まえた対応について

目　　次

1. はじめに……1.0.12-1
2. 東京電力福島第一原子力発電所における事故対応の
運用面の問題点及び対策……1.0.12-1
3. その他の取り組み……1.0.12-7

1. はじめに

東日本大震災における福島第一原子力発電所事故については，全交流電源の喪失，常設直流原電の喪失とともに安全系の機器又は計測制御機器の多重故障等のこれまでに経験したことがない事象が発生した。過酷環境において原子炉を冷却するために種々の対応が行われ，この対応において得られた様々な知見や国内外の各機関が指摘した問題点及び教訓が，東京電力をはじめ，国内外の各機関によって整理・指摘され，対策が提言されている。

これらの指摘及び提言は，重大事故等対処設備の整備強化等の設備面の対策だけでなく，重大事故等対処設備の活用のための手順書の整備，教育・訓練の充実及び運転操作を補助する資機材の充実についても挙げられている。

上記内容とは別に，東海第二発電所（以下「東二」という）については，東日本大震災時において原子炉を安全に停止したが，その対応の中からも様々な知見及び教訓が得られており，今後の対策計画に反映すべき事項がある。

本項では，これらの指摘及び提言を踏まえ，重大事故等対処設備の活用に関する運用面の課題を整理し，東二での対策及び取組について述べる。今後も，福島第一原子力発電所事故により得られる新たな知見や対策が得られ次第，適宜，対策の実施可否について検討し，対応が必要な課題については対策を講じていく。

2. 東京電力福島第一原子力発電所における事故対応の運用面の問題点及び対策

(1) 課題の抽出要領

重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出に当たっては，以下の報告書に記載された指摘又は提言から，東二において対応すべき対策を抽出した。

第 1.0.12－1 表　重大事故等対処設備の運用面の課題を抽出した報告書

	報告書名称	機関	報告年月
1	東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故調査委員会報告書	国会事故調	2012 年 6 月
2	東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会　最終報告書	政府事故調	2012 年 7 月
3	福島原発事故独立検証委員会　調査・検証報告書	民間事故調	2012 年 2 月
4	福島原子力事故調査委員会　最終報告書	東京電力	2012 年 6 月
5	福島第一原子力発電所における原子力事故から得た教訓	ＩＮＰＯ （原子力発電運転協会）	2012 年 8 月

上記の各報告書には，内容が同様あるいは類似の指摘及び提言があるため，抽出された指摘及び提言を分類化し，東二におけるこれまでの対応を踏まえて，対応すべき課題を選定した。

各報告書の指摘及び提言には，深層防護の考え方に基づく重大事故等対処設備の多重化や多様化等の設備対応の強化が含まれているが，これらのハード対策は，他の説明資料にて対策方針が示されているため本資料には記載しない。本資料では，別紙 1 に示すように，指摘及び提言の対応方針が確立し，且つ，他資料に記載していない運用面に関する課題を抽出した。

抽出した課題は「手順書の整備」「訓練の充実」「資機材の充実」に分類化することができ，その対策と合わせて以下に整理した。

(2)　抽出された課題と対策

抽出された課題と東二における対策について，「手順書の整備」「訓練の充実」「運転操作を補助する資機材の充実」の観点に整理した。その対策と合わせて以下に示す。

ａ．手順書の整備

第 1.0.12－2 表　手順書の整備に関する課題と対策

	課題	対策
1	・全電源喪失状態となった場合の非常用復水器（ＩＣ）の操作や，その後の確認作業についてのマニュアルがなかった。 　このため，系統確認や運転操作に対し迅速に対応できていなかった。	・全電源喪失時の手順を整備し，重大事故等にも対応できる手順を整備する。
2	・事故時の運転手順書は，電源があることを前提としていた。 　このため，事故時の徴候ベースの手順書からシビアアクシデント手順書への移行も，電源があることを前提とした計器パラメータ管理であった。 　故に，シビアアクシデント手順書は，全電源喪失等の事態では機能できない実効性に欠いたものであった。	・電源機能が喪失した場合でも，重要なパラメータについては確認できるよう可搬型の計測器を使用したパラメータの確認手順を整備する。

b．訓練の充実

第 1.0.12－3 表　訓練の充実に関する課題と対策

	課題	対策
1	・運転訓練センターにおける重大事故等対応の運転員の教育・訓練は，直流電源が確保され中央制御室の制御盤が使える前提であった。このため，常設直流電源が喪失した条件での重大事故等は対象としていなかった。	・運転訓練センター及び社内総合研修センターにおける運転員の訓練においては，シミュレータを用いて全交流動力電源の喪失，常設直流電源の喪失等での重大事故等の状態を想定し，重大事故等対処設備を使用した訓練を実施することにより，実効性のある訓練を行う。
2	・運転訓練センターにおける運転員の教育訓練は重大事故等対応の内容を「説明できる」ことが目標の机上教育に留まっており，実効性のある訓練となっていなかった。	
3	・防災訓練を 1 年に 1 回の頻度でしか実施していなかった。 　このため，防災訓練の経験者の増加が僅かであり，チームとしての対処能力の向上には至っていなかった。	・訓練参加者に対して，事前に訓練シナリオを伝えない訓練を実施することにより，実効的な緊急時対応能力の向上に努める。 ・福島第一原子力発電所事故から得られた知見，その他の各種知見を基にした新規制基準の適合申請において想定した事故シナリオ及び対処策を用いて，定期的な訓練を計画・実施する。 ・高頻度に防災訓練及び要素訓練を行うことより，訓練経験者を拡大し，交替要員を含めたチーム全体の対処能力の向上を図る。

【実施状況】

a） 運転訓練センターにおける運転員の訓練実績（平成 24 年 4 月～平成 29 年 8 月）

・社内総合研修センター（シミュレータ）における運転班の訓練：69 回（累計の参加人数 541 名）

・社外施設（シミュレータ）における運転操作員の訓練：57 回（累計の参加人数 97 名）

（上記２つの訓練は，いずれも電源機能等喪失，重大事故等の発生を想定し，シミュレータを用いて対処操作を検討・評価する。）

シミュレータを用いた運転操作訓練の状況
（写真は社外施設での実施状況，電源喪失時を想定）

b） 発電所における訓練実績（平成 24 年 9 月～平成 29 年 1 月の累計）

・総合防災訓練：5 回（災害対策本部を設置し訓練を実施，現場の実模擬操作と連動した訓練）

・災害対策本部対応訓練：12 回（平成 27 年度下期から実施）

・個別訓練　：820 回（累計の参加人数 4,382 名）
（可搬型代替注水中型ポンプの操作及びホース接続，消防車及び可搬式動力ポンプの操作，代替高圧電源装置及び移動式低圧電源車の操作とケーブル敷設，ホイールローダ運転操作　他）

総合防災訓練の状況
（写真は発電所災害対策本部，災害対策本部対応訓練においても同様の状況）

移動式高圧電源車の訓練の状況
（写真は過酷環境を想定した服装による，電源ケーブルを接続作業）

可搬型代替注水中型ポンプの訓練の状況
（写真はホースを接続するクランプ部の接続作業）

c．運転操作を補助する資機材の充実

第 1.0.12－4 表　運転操作を補助する資機材の充実に関する課題と対策

	課題	対策
1	・電源喪失によって，中央制御室での計装設備の監視及び制御である中央制御室の機能，発電所内の照明，ホットライン以外の通信手段を失った。 このため，有効なツールや手順書がない中で，現場の運転員たちによる臨機の判断，対応に依拠せざるを得ず，手探りの状態での事故対応となった。	・電源喪失時により，中央制御室の既存の計装設備への交流電源が停止した場合にも，速やかに直流電源を供給し，監視を継続及び制御が可能な構成とする。また，重大事故等対応に必要な新規に設置する計装設備は直流電源による給電とする。 ・電源喪失時でも，現場及び災害対策本部との通信機能を確保するため，無線連絡設備や衛星電話設備等による通信手段を確保する。 ・電源喪失時でも，中央制御室で実効的な活動ができるように，ヘッドライト，ランタン，ＬＥＤライト等の照明設備を配備する。
		・発電所内の通信手段を確保するため，携行型有線通話装置，送受話器，無線連絡設備，衛星電話設備等を配備する。

3．その他の取り組み

2．項で述べた東京電力福島第一原子力発電所事故における事故対応の運用面の問題点及び対策のほかに，東日本大震災時における東二での対応から得られた知見及びこれまでの運転経験を踏まえて，重大事故等の発生時に適切な対処を講じるために，以下について取り組む。

(1) 東日本大震災時における東二での対応から得られた知見と今後の取組み

東二は，東日本大震災の発生時（平成 23 年 3 月 11 日 14 時 46 分）には，定格熱出力一定運転中（第 25 運転サイクル）であったが，地震による蒸気タービンに係る警報（同日 14 時 48 分，タービン軸振動高）の発報によって原子炉自動スクラム（全制御棒全挿入）となった。

地震により全ての外部電源（275kV 系 2 回線，154kV 系 1 回線）が喪失したことにより，非常用ディーゼル発電機 3 台が自動起動した。その後の津波の来襲によって，非常用ディーゼル発電機 2Ｃは海水ポンプの水没により使用不可となったが，被水対策を講じていた海水ポンプを用いて，非常用ディーゼル発電機 2Ｄ及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機より所内各設備への給電を継続した。

原子炉冷却は，主蒸気逃がし安全弁を間欠に手動で開操作しながら，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を用いて，原子炉水位を維持しながら実施した。原子炉温度は順調に低下し，地震の約 3 日後に外部電源の一部が復旧（154 系 1 回線）した後は，残留熱除去系による原子炉冷却に切り替えて原子炉冷却を継続し，平成 23 年 3 月 15 日 0 時 40 分に原子炉は冷温停止状態となった。

この期間の対応について関係者に聞き取りした結果を整理し，得られた知見と，今後，取組むべき事項を以下に整理した。

第 1.0.12－5－1 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み
（中央制御室）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・常用電源の喪失によりＩＴＶが使用できず，建屋内外の状況確認に時間を要した。	・津波監視及び使用済燃料プール監視のためのＩＴＶ電源は非常用電源からの供給とする。
2	・プラント状況に応じた迅速な運転操作・対応を行うため，プラント状況の把握のための，災対本部と発電長の間の連絡は極力短時間とすべき。	・平時より，情報連絡要員を中央制御室に待機させ，重大事故等発生時には，初動対応時からプラントや中央制御室の状況を災害対策本部に報告させることにより，必要な情報を迅速に共有する。

第 1.0.12－5－2 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み
（現場操作・作業）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・電源関連のトラブルが発生した場合には，ＭＣＲにおける監視や遠隔操作が不可能となるため，屋外巡視や現場操作に多くの人数を配置する必要が生じる。	・災害対策本部に，種々の不具合を想定しても対応が可能となる要員を確保する。
2	・現場作業が複数進行すると連絡が交錯した。	・現場から制御室に連絡する場合には，連絡相手を名指しして連絡するとともに，３ｗａｙコミュニケーションを徹底する（訓練を重ねて体得する）。

3	・地震直後に複数の箇所で溢水が発生したため,隔離のため弁を閉としたが,弁開閉状態を現場掲示するタグが不足し,一部の弁については開閉状態の現場管理ができなかった。 （運転操作が落ち着いた後に,操作者への聞き取りにより弁隔離状況を整理した） ・タグ管理を行うシステムが停電し使用できなかった。	・手書きできるタグを非常時用に準備しておく。

第 1.0.12－5－3 表　東二の対応から得られた知見と今後の取組み
（訓練強化等）

	得られた知見	取組み（対策）
1	・地震時対応訓練，火災対応訓練を行っていたため，巡視のポイント（スロッシングの発生源となり得る箇所，上階からの巡視，電源盤の確認等），対応措置や安否確認の作業・報告がスムーズに行えた。	・今後も地震時対応訓練及び火災対応訓練を継続的に実施することで,運転対応要員の共通認識を維持・向上させる。

(2)　手順書の整備

a）手順書の整備によるヒューマンエラー防止対策の取組み

従来から，当社は手順書を整備し，運転操作ミス（誤操作）の防止に取り組んでいる。重大事故等発生時における対処に係る運転操作に当たって，運転操作ミスの防止に係る重要性がさらに高まることから，今後は，重大事故等対処設備の運転操作に関わる事項の整備に当たっては,第 1.0.12－6 表に記載した事項について考慮する。

第 1.0.12－6 表　ヒューマンエラー防止のための対策

1	設計基準事故を超える事故に対し，的確かつ柔軟に対処できるよう，必要な手順書類を整備する。
2	適切な判断を行うために必要となる情報の種類，入手方法及び判断基準を整備する。
3	事象の進展状況に応じて手順書類がいくつかの種類に分けられる場合には，別の手順書に移行する判断基準を明確にし，手順書間の関係を明確にする。
4	運転員が操作する際には，操作指示者が確認した上で了解し実施する。また，必要なステップ毎に適切な職位がダブルチェックする。

b）その他

上記 a)のほかに，重大事故等時における手順書について，第 1.0.12－7 表の観点も追加して整備する。

第 1.0.12－7 表　その他考慮する事項

1	炉心損傷及び格納容器破損を防ぐために最優先すべき操作等（ほう酸注入，海水注入，格納容器ベント）の判断基準をあらかじめ明確化し，発電長の判断により迅速な操作ができるようにする。
2	重大事故等時に運転操作する設備，監視する計器及び通信連絡設備等については，その他の設備等と識別化しておく。

(3)　運用面での改善

従来，東二では重大事故等の発生時に迅速・的確な事故対応ができるように，原子力防災訓練等の事故対応の教育・訓練を実施している。また，発電所員の事故対応意識の向上のため，安全文化醸成活動を継続的に実施している。このような，運用面での取り組みについて，第 1.0.12－8 表に関する事項について今後に改善を行う。

第 1.0.12－8 表　運用面における今後の改善

1	原子力防災訓練においては，シナリオ非提示型の訓練の実施，社内関係箇所とのＴＶ会議システム等を用いた情報連携等を取り入れ，より実践的な訓練を実施する。
2	フルスコープシミュレータを用いた運転員と災害対策本部員との連携訓練を行う。また，災害対策本部員の図上訓練として災害対策本部対応訓練を高頻度で繰り返し実施する。
3	休日・夜間に非常招集可能な体制の整備等，重大事故等対策に要する体制の構築，整備を行う。
4	淡水による原子炉圧力容器への注水等ができない場合に海水を使用する手順を社内規程に定めておくなど，原子力災害発生時において発電長が躊躇なく判断できる社内規程を整備する。
5	地震の揺れに対する防護のため，中央制御室盤に地震時対応用手摺りの取付けなど，地震を念頭においた対策を実施する。
6	外部からの支援に頼らずに当社社員が自ら対応できるようにホイルローダ等をあらかじめ配備し，運転操作を習得する。また，事故時に要求される特殊技量（重機の操作等）を有した要員を確保するために，大型自動車，重機等の免許等について社員の資格取得を進める。
7	マスク着用等，様々な環境を想定した現場の対応訓練を実施する。
8	本部長，班長について，複数名の人員を配置することで，事故対応が長期間に及んでも交代で対応することができ，常により最適な判断が下せるようにする。
9	放射線管理上の強化として，可搬型モニタリングポスト等の設置に必要な災害対策要員の確保，社員に対して放射線計測器の取扱研修を行いモニタリング要員の育成，緊急時対策所への電子式個人線量計の配備を実施する。 緊急時対策所入口にチェンジングプレースを設置し，外部から放射性物質を持ち込まない環境を整備するとともに，総合訓練時に設置訓練を行う。
10	原子力緊急事態支援組織との連携を図る訓練を行い，資機材（ロボット等）の迅速な輸送に関する訓練を適宜実施する。

別紙 1

福島第一原子力発電所の事故に係る重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出について

1. 抽出要領

本資料における福島第一原子力発電所の事故に係る重大事故等対処設備の運用面の課題の抽出の概要を以下に示す。

指摘及び提言事項は，各分野（運転，設備，安全，放管等）の各々の選任者が調査対象となる報告書の記載を確認して抽出した。抽出された指摘及び提言事項は重複するものを整理した後に，各部門にて各々の指摘及び提言事項の対応方針を確認し，対応方針が未確立の事項について，本検討の中で改めて対応方針を検討し確立した。この抽出された指摘及び提言事項とその対応方針は，経営層が出席する会議（発電所パフォーマンスレビュー会議）に報告されている。今後も対応状況が適宜確認される。

調査対象

	報告書名称	機関
1	東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故調査委員会報告書（2012 年 6 月）	国会事故調
2	東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会　最終報告書（2012 年 7 月）	政府事故調
3	福島原発事故独立検証委員会　調査・検証報告書（2012 年 2 月）	民間事故調
4	福島原子力事故調査委員会　最終報告書（2012 年 6 月）	東京電力
5	福島第一原子力発電所における原子力事故から得た教訓（2012 年 8 月）	ＩＮＰＯ （原子力発電運転協会）

東海第二発電所に係る指摘及び提言事項

約 800 項目

抽出した指摘及び提言事項について，内容が類似の事項を統合

約 200 項目

統合した指摘及び提言事項のうち，対応が明確である事項を抽出
ただし，以下に示すような他の説明資料で記載される事項は対象外とした
（他の説明資料で記載されるため対象外とした内容の例）
・設備及び資機材の整備に係る事項
・設備及び資機材の整備に伴って対応する事項
（手順書を整備すること，整備した手順書を用いた訓練を行うこと等）
・発電所の災害対策本部及び本店の災害総合対策本部の体制や要員の活用等に係る事項
・その他（他の説明資料で記載される内容）

本資料中の下記の表に集約
・第 1.0.12－2 表 手順書の整備に関する課題と対策
・第 1.0.12－3 表 訓練の充実に関する課題と対策
・第 1.0.12－4 表 運転操作を補助する資機材の充実に関する課題と対策

添付資料 1.0.13

東海第二発電所

災害対策要員の作業時における

装備について

＜目　　次＞

1.　初動対応時における放射線防護具類の選定..... 1.0.13－1

2.　初動対応時における装備..... 1.0.13－3

3.　放射線防護具類の着用等による個別操作時間への影響について 1.0.13－7

(1)　操作場所までの移動経路について..... 1.0.13－7

(2)　操作場所での状況設定について..... 1.0.13－7

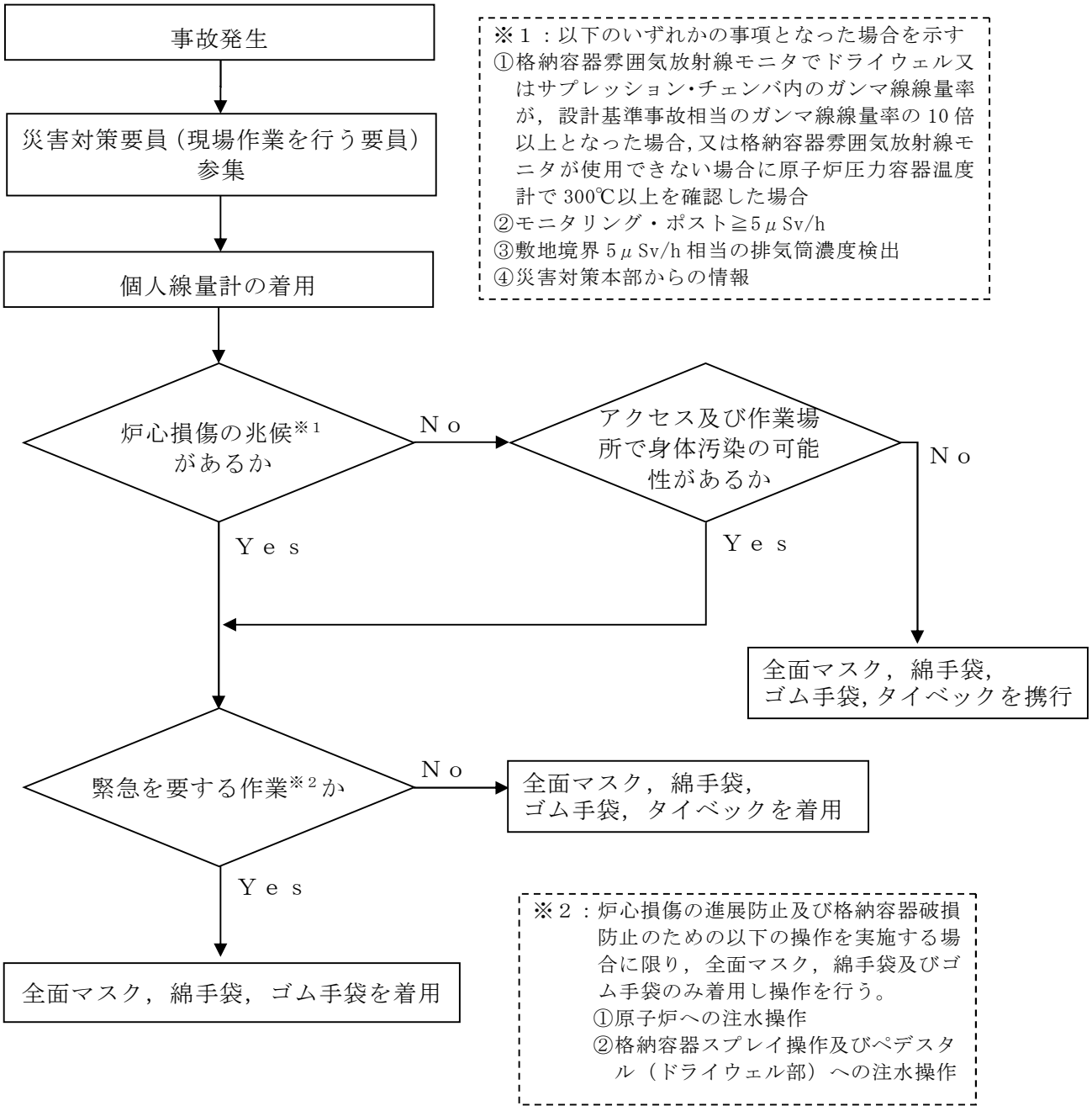
(3)　作業環境による個別操作時間への影響評価..... 1.0.13－7

初動対応時における災害対策要員の現場作業における放射線防護具類については，以下のとおり整備する。また，初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については，発電長又は災害対策本部長代理が判断し，着用を指示する。

１．初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等発生時は事故対応に緊急性を要すること，通常運転時とは異なる区域の汚染が懸念されることから，通常の防護具類の着用基準ではなく，以下のフローのように作業環境，緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで，災害対策要員の被ばく線量を低減する。

（第 1.0.13－1 図参照）



・湿潤状況下で作業を行う場合は，長靴又は胴長靴及びアノラックを追加で着用するとともに，高湿度環境下で作業を行う場合は，全面マスクの代わりに自給式呼吸用保護具等を着用する。
・主な装備の着用時間は以下の通り。（訓練で確認済み）
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋】を着用：約3分
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，タイベック】を着用：約7分
　【全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，タイベック，アノラック，胴長靴】を装着：約12分
　【自給式呼吸用保護具，綿手袋，ゴム手袋，タイベック，アノラック，長靴】を装着：約21分
・作業後は，放射線管理班長の指示に従って，脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

第1.0.13－1 図　放射線防護具の選定方法

２．初動対応時における装備

・発電長又は放射線管理班長は，プラント状態，作業環境及び作業内容を考慮して，必要な放射線防護具を判断し，災害対策要員のうち現場作業を行う要員に着用を指示する。放射線防護具は，常時，中央制御室及び緊急時対策所に保管しているものを使用する。

・現場作業を行う要員は，初動対応時から個人線量計を着用し，外部被ばく線量を適切に管理する。

・「炉心損傷の兆候がある場合」，又は「現場作業場所及びアクセスルートを通行する際に身体汚染の恐れがある場合」は，全面マスク，綿手袋，ゴム手袋及びタイベックを着用する。ただし，炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止のために実施する緊急を要する作業（原子炉への注水操作，格納容器スプレイ操作及びペデスタルへの注水操作）に限り，全面マスク，綿手袋及びゴム手袋のみ着用し，操作を実施する。

・上記のいずれにも該当しない場合は，放射線防護具の着用は不要であるが，プラント状態等の変化により移動中又は作業中に着用の指示が新たに出る場合に備えて，放射線防護具を携行する。

・中央制御室内は，中央制御室換気系により居住性を確保するため（閉回路運転による放射性物質の流入防止及びフィルタによる放射性物質の除去（希ガス除く)），放射線防護具の着用は不要とするが，中央制御室換気系の機能喪失時は，内部被ばく低減のため全面マスクを着用する。ただし，炉心損傷の進展防止及び格納容器破損の防止のために早急な対応操作が必要な場合には，一時的に操作を優先し，操作後に全面マスクを着用する。

・作業後は，放射線管理班長の指示に従って脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

・高線量対応防護具服（遮蔽ベスト）は，移動を伴う作業においては作業時間が増加し被ばく線量が増加する可能性があるため原則着用せず，移動を伴わない高線量作業時に着用する。

・湿潤状況下（管理区域内で内部溢水が起こっている場所）で作業を行う場合には，アノラック，長靴又は胴長靴を追加で着用するとともに，高湿度環境下では全面マスクに装着するチャコールフィルタの劣化が早くなる恐れがあるため，自給式呼吸用保護具等を着用する。

（第 1.0.13－1 表，第 1.0.13－2 図参照）

第 1.0.13－1 表　災害対策要員の初動対応時における装備

<table>
<tr><td rowspan="2">名　称</td><td colspan="3">着用基準</td><td rowspan="2">備考</td></tr>
<tr><td>①</td><td>②</td><td>③</td></tr>
<tr><td></td><td>「炉心損傷の兆候がある場合」，又は「現場作業場所及びアクセスルートを通行する際に身体汚染の恐れがある場合」※2</td><td>①において，緊急を要する作業の場合※2</td><td>中央制御室において，中央制御室換気系の機能喪失時</td><td></td></tr>
<tr><td>個人線量計※1</td><td colspan="3">着用</td><td>―</td></tr>
<tr><td>全面マスク</td><td colspan="2" rowspan="2">全面マスクを着用（湿潤作業時は自給式呼吸用保護具を着用）</td><td>着用※3</td><td>―</td></tr>
<tr><td>自給式呼吸用保護具</td><td>―</td><td>使用可能時間240分</td></tr>
<tr><td>綿手袋</td><td colspan="2">着用</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>ゴム手袋</td><td colspan="2">着用</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>タイベック</td><td>着用</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>アノラック</td><td colspan="2">湿潤作業時に着用</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>長靴・胴長靴</td><td colspan="2">湿潤作業時に着用</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>高線量対応防護具服（遮蔽ベスト）</td><td colspan="2">移動を伴わない
高線量作業時に着用</td><td>―</td><td>質量
約 20kg</td></tr>
</table>

※1　個人線量計は事故発生時に必ず着用する。

※2　身体汚染が発生した場合には，作業後に脱衣，汚染検査及び必要に応じて除染を実施する。

※3　炉心損傷の進展防止及び格納容器破損の防止のために早急な対応操作が必要な場合には，一時的に操作を優先し，操作後に全面マスクを着用する。

個人線量計

タイベック

アノラック

長靴

胴長靴

高線量対応防護具服
（遮蔽ベスト）

全面マスク

自給式呼吸用保護具

第 1.0.13－2 図　放射線防護具類

３．放射線防護具類の着用等による個別操作時間への影響について

災害対策要員の個別操作時間については，訓練実績等に基づく現場への移動時間と現場での操作時間により算出する。

移動時間については，重大事故等を考慮して設定されたアクセスルートによる現場への移動時間を測定し，操作時間については，重大事故等を考慮した操作場所の状況（現場の状態，温度，湿度，照度及び放射線量）を仮定し，放射線防護具類の着用時間を考慮の上，操作時間を算出する。

ここでは，放射線防護具類着用等の作業環境による個別操作時間への影響について評価する。

(1)　操作場所までの移動経路について

ａ．アクセスルートとして設定したルートを移動する。

ｂ．全交流動力電源喪失等により，建屋照明等が使用できず，建屋内が暗い状況を考慮する。

ｃ．炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類を着用して現場に移動することを考慮する。

(2)　操作場所での状況設定について

ａ．地震等を想定しても操作スペースは確保可能とする。

ｂ．作業場所は照明の無い暗い状況での作業を考慮する。

ｃ．炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類を着用して現場に移動することを考慮する。

(3)　作業環境による個別操作時間への影響評価

操作時間に影響を与える作業環境を考慮し,「放射線防護具類を着用した状態での作業」,「暗所での作業」,「通信環境」について評価した結果，作業環境による個別操作時間への有意な影響がないことを確認した。

ａ．放射線防護具類を着用した状態での作業評価

炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類を着用して現場操作を実施することから，放射線防護具類を着用した状態での作業について評価を実施した。

（ａ）評価条件

イ．初動作業時における放射線防護具類は「２．初動対応時における装備」に基づき，放射線防護具類（全面マスク，汚染防護服等）を着用する。

ロ．通常との作業性を比較するため，有意差が発生する可能性がある屋外での作業を選定する。

（ｂ）評価結果

通常装備での作業と比較すると，全面マスクにより視界が若干狭くなること及び全面マスクにより作業報告等を伝達する際には少し大きな声を出す必要があることが確認されたが，放射線防護具類を着用した状態であっても操作者の動作が制限されるものではない。また，作業安全のための安全帯や皮手袋などの防護具類を着用した状態であっても，操作者の接続等の作業に影響を与えるものではない。これらの防護具類の着用に伴い，操作時間に有意な影響がないことを訓練により確認した。（第 1.0.13－3 図，第 1.0.13－4 図参照）

第 1.0.13－3 図　放射線防護具類を着用した状態での可搬型代替注水ポンプ車の設置作業

第 1.0.13－4 図　放射線防護具類を着用した状態での電源車のケーブル敷設作業

第 1.0.13－2 表　放射線防護具を着用した状態での操作時間※1 の比較

	通常服	放射線防護具※2 装備	評価
可搬型代替注水ポンプ車の設置作業	15 分 00 秒	14 分 55 秒	有意な差無し
電源車のケーブル敷設作業	8 分 00 秒	7 分 02 秒	有意な差無し

※1 操作時間は操作の実績時間を平均した時間
※2 放射線防護具として，全面マスク，タイベック，綿手袋，ゴム手袋を装備

b．暗所作業の評価

全交流動力電源喪失により，建屋内照明等が使用できない状

況を想定し，暗所における作業性について評価を実施した。

（ａ）評価条件

イ.暗所作業時に使用する可搬型照明として,ＬＥＤライト，ランタン，ヘッドライトを中央制御室等に配備する。（第1.0.13－3表，第1.0.13－5図参照）

ロ．暗所作業の成立性を確認するため，可搬型照明（ヘッドライト）を使用して操作を実施する。（第1.0.13－6図参照）

第1.0.13－3 表　可搬型照明

名　称	仕　様	数　量※	保管場所※
ＬＥＤライト	乾電池式	14個	中央制御室
		5個	廃棄物処理操作室
		20個	緊急時対策所
ランタン	乾電池式	20個	中央制御室
		20個	緊急時対策所
ヘッドライト	乾電池式	14個	中央制御室
		20個	緊急時対策所

※数量，保管場所については，今後の検討により変更となる可能性がある。

ＬＥＤライト　　ランタン　　ヘッドライト

第1.0.13－5 図　可搬型照明

（通常状態）

（可搬照明を使用した状態での作業）

（暗所環境下での作業状況の例）

第 1.0.13－6 図　可搬型照明を使用した状態での作業状況

（ｂ）評価結果

ヘッドライトを使用することにより，操作を行うために必要な明るさは十分確保されるため，個別操作時間に有意な影響がないことを確認した。

なお，より容易に操作が可能となるよう，建屋内の作業エリア，アクセスルートには，蓄電池内蔵型照明が設置されている。（第 1.0.13－6 図参照）

第 1.0.13－6 図　蓄電池内蔵型照明の例

ｃ．通信環境の評価

（ａ）評価条件

中央制御室，緊急時対策所等及び現場間での通信手段として，運転指令装置，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備，携行型有線通話装置等の通信手段を整備する。（第 1.0.13－7 図参照）

（ｂ）評価結果

重大事故等が発生した場合であっても，整備している通信手段により，通常時と同等の通信環境が保持可能であり，個別操作時間に有意な影響はないと評価する。また，炉心損傷の徴候がある場合には，放射線防護具類（全面マスク）を着用し，作業状況報告のための通話を実施するが，着用しない状況より大きな声を出す必要があるものの通話可能であり，個別操作時間に有意な影響がないことを確認している。

運転指令装置

電力保安通信用
電話設備（携帯型）

衛星電話設備
（携帯型）

無線連絡設備
（携帯型）

携行型有線通話装置

第 1.0.13－7 図　通信連絡設備

添付資料 1.0.14

東海第二発電所

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

技術的能力対応手段と手順等　比較表

＜目　　次＞

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価比較表‥‥‥‥ 1.0.14－1

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等比較表‥‥‥‥‥ 1.0.14－13

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（1／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.1	原子炉手動スクラム								○															
	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入								○															
	再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制								●															
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止								●															
	ほう酸水注入								●															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制								○															
	制御棒手動挿入								○															
	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制								○															
1.2	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○			○	○		○						
	現場手動操作による高圧代替注水系起動																							
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動																							
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電						○																	
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	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及び注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水			●		●	●	●	●		●	●												
	高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水							●	●															

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（2／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.3	減圧の自動化		●																					
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	●		●		●	●	●		●	●	●									●	●		
	手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）																							
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放				●																			
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放																							
	非常用窒素供給系高圧窒素ボンベによる逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○			○	○		○			○	○		
	可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保																							
	非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放																							
	代替直流電源設備による復旧				○																			
	代替交流電源設備による復旧				●																			
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順														●	●		●						
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順										●													

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（3／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																						
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.4	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	●	○	○	○	○	●	●		●	●	○									○	●	○	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●									○	○	○	
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○		○		○									○	○	○	
	消火系による原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○										○	○	○	
	補給水系による原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○										○	○	○	
	残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●					●												
	低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水																					○		
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																							
	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却														●	●		●						
	消火系による残存溶融炉心の冷却																							
	補給水系による残存溶融炉心の冷却																							
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水/海水）																							
	原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱																				○	○	○	
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)電源復旧後の発電用原子炉からの除熱																					●		
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水		●																		●		●	
	低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水		●								●										○		○	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱																				●		●	

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（4／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●														
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○						○		○														
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	○						○		○														
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）																							
	緊急用海水系による冷却水確保			○	○	○	●					●									○	●	○	
	代替残留熱除去系海水系による冷却水確保			○	○	○	○														○	○	○	
	残留熱除去系海水系による冷却水確保		●						●		●										●		●	

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（5／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.6	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内へのスプレイ	●		○	○	○	○	●		●		○	●	●	●	●	●	●							
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○							
	補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○							
	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内へのスプレイ（淡水/海水）	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○							
	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ			●	●	●	●					●													
	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱			●	●	●	●					●													
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱												○	○	○	○	○	○							
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ																								
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱		●						●		●														
1.7	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●							
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○							
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）												○	○	○	○	○	○							
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入												○	○	○	○	○	○							

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（6／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.8	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）への注水												○	○	●	●	○	●						
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水/海水）												○	○	○	○	○	○						
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水												●	●			●							
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水												○	○			○							
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水												●	○			●							
	消火系による原子炉圧力容器への注水												○	○			○							
	補給水系による原子炉圧力容器への注水												○	○			○							
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水																							
	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												○	○	○	○	○	○						

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（7／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.9	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																							
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給												●		●	●	●	●						
	可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化																							
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出																							
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																							
	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視												●	●	●	●	●	●						

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（8／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.10	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																								
	原子炉建屋内の水素濃度監視																								
	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水																								
	格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）																								
	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																								
	原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放及びブローアウトパネル閉止装置のパネル部開放による水素排出																								
1.11	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／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水																	○	○						
	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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水/海水）																	●	●						
	消火系による使用済燃料プールへの注水																	○	○						
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ																	○	○						
	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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水/海水）																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水/海水）																	○	○						
	使用済燃料プール漏えい緩和																								
	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動																	●	●						
	使用済燃料プールの除熱	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○			

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（9／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																							
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み																							
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による泡消火																							
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火																							
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）	●	○	○	○	○	●	●		●	●	○	●	●			●				○	●	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）	●		○	○	○	○	●		●		○	●	●	●	●	●	●						
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）												○	○	●	●	○	●						
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉ウェルへの注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）																							
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）																		○	○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	●	●	●	○	●	●			○	○		○						
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●	●				●	●									●	○	●	
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●		●		●	●												
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○	○	○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●			○	○	○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○		○	○			○				○	○	○	
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○				

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（10／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○			○				○	○	○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	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送水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●	○	○	○	○	○	○	●	●	○	○	○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉ウェルへの注水																							
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水																		●	●				
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																							
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）												○	○	○	○	○	○						
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉ウェルへの注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																							
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																		○	○				
	淡水タンクを水源とした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送水																							

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（11／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																						
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水						○					○	○	○	○	○	○	○	○	○		○		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水																							
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																							
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	海を水源とした原子炉ウェルへの注水																							
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																							
	海を水源とした残留熱除去系海水系による冷却水の確保		●						●		●										●		●	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送			○	○	○	●					●	●	○	●	●	●	●			○	●	○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																							
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																							
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保							●	●	●	●								●	●	●			
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水																							
	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○		
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○				○	○	●	○	○		○	○	○	○	○	○						

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（12／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止				
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	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（西側淡水貯水設備を水源とした場合）	●					○	●		●	○		○	●	○	○	○	○				○		
	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（淡水タンクを水源とした場合）	○					○	○		○	○		○	○	○	○	○	○				○		
	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（海を水源とした場合）																							
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（代替淡水貯槽を水源とした場合）			○	○	○						○							○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水タンクを水源とした場合）			○	○	○						○							○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（海を水源とした場合）			○	○	○						○							○	○				
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切替え																							
	淡水から海水への切替え																							
	外部水源から内部水源への切替え												●	○			●							

第 1.0.14－1 表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（13／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.14	常設代替交流電源設備による給電			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電																							
	可搬型代替交流電源設備による給電			○	○	○	○						○	○	○	○	○	○				○		
	所内常設直流電源設備による給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電				○																			
	代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	○					○	○	●	●								●	●	●			
	代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			●	●	●						●												
	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電																							
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電																							
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電																							
	可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電																							
	所内常設直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電																							
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流 125V 主母線盤への給電																							
	可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電																							
	代替海水送水による電源給電機能の復旧																							
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	●		●	●	●		●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●				
	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	○	○	●	●	●	●	○	○	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	○					○	○	●	●								●	●	●			
	非常用直流電源設備による給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油	○	○					○	○	●	●								●	●	●			

第1.0.14－1表　技術的能力対応手段と有効性評価　比較表（14／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.15	計器の故障時に状態を把握するための手段（他チャンネルによる計測，代替パラメータによる推定）																							
	計器の計測範囲を超えた場合の手段（代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測）												●	●			●							
	計器電源が喪失した場合の手段（蓄電池，代替電源（交流・直流）からの給電）			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	計器電源が喪失した場合の手段（可搬型計測器による計測又は監視）																							
	パラメータを記録する手順																							
1.16	中央制御室換気系の運転手順等												●	●	●	●	●	●						
	中央制御室待避室の準備手順													●										
	中央制御室の照明を確保する手順																							
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																							
	中央制御室待避室の照明を確保する手順													●										
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																							
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータ等の監視手順													●										
	衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡手順													●										
	チェンジングエリアの設置及び運用手順																							
	原子炉建屋ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順												●	●	●	●	●	●						

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（1／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		重大事故等対策要領	フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.1】緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉手動スクラム	○	○					○	○		○							○																	
	代替制御棒挿入機能による制御棒挿入		○															○																	
	再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制		○																																
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止		○																																
	ほう酸水注入		○																																
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制		○															○																	
	制御棒手動挿入		○															○														○			
	原子炉圧力容器内の水位低下による原子炉出力抑制		○																																
【要求事項1.2】原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	中央制御室からの高圧代替注水系起動		○	○	○								○		○	○																○			
	現場手動操作による高圧代替注水系起動		○	○	○								○		○	○																○			
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動		○	○	○								○		○	○																○			
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電		○	○	○								○		○	○	○															○			
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電		○	○	○								○		○	○	○															○			
	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及び注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○												○			
	制御棒駆動水圧系による原子炉注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○												○			
	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	○	○	○	○								○		○	○																○			
	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○												○			

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（2／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		重大事故等対策要領	フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	減圧の自動化																																		自動動作のため運転員の操作不要
	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	○	○		○	○					○			○	○							○													
	手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）																																		
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放		○		○	○					○			○	○							○										○			
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放		○		○	○					○			○	○							○										○			
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放		○		○	○					○			○	○							○										○			
	非常用窒素供給系高圧窒素ボンベによる逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保		○		○	○					○			○	○							○										○			
	可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保		○		○	○					○			○	○							○										○			
	非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）駆動源確保		○		○	○					○			○	○							○										○			
	代替直流電源設備による復旧		○		○	○					○			○	○		○					○										○			
	代替交流電源設備による復旧		○		○	○					○			○	○		○					○										○			
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止															○						○													
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応										○																								

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（3／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																	非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復		停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				○	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				○	
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				○	
	消火系による原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				○	
	補給水系による原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				○	
	残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○	○		○	○	○	○	○			○	○		○			○				○	
	低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○	○		○	○	○	○	○			○						○				○	
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却																									○						○				○	
	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却																									○						○				○	
	消火系による残存溶融炉心の冷却																									○						○				○	
	補給水系による残存溶融炉心の冷却																									○						○				○	
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）																									○						○				○	
	原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱																		○													○					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱				○														○	○	○						○		○			○				○	
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○	○		○			○					
	低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○						○					
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱				○														○	○							○		○			○				○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（4／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項1.5】最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱					○																									○			○	
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱					○																									○			○	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）					○																									○				
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）																																		
	緊急用海水系による除熱		○		○	○	○	○	○	○									○	○							○		○	○		○			○	
	代替残留熱除去系海水系による除熱		○		○	○	○	○	○	○									○	○							○		○	○		○			○	
	残留熱除去系海水系による冷却水確保	○	○		○	○	○	○	○	○									○	○							○		○	○		○				

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（5／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.6】原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	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内へのスプレイ					○	○	○	○	○																○		○	○		○			○	
	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ					○	○	○	○	○																○		○	○		○			○	
	補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ					○	○	○	○	○																○		○	○		○			○	
	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内へのスプレイ（淡水／海水）					○	○	○	○	○																○		○	○		○			○	
	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ					○	○	○	○	○							○									○		○	○		○			○	
	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱		○					○									○									○		○	○		○			○	
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱						○																			○		○			○				
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ					○	○	○	○	○																○		○	○		○				
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱	○	○					○																		○		○	○		○				
【要求事項1.7】原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																									○		○	○		○			○	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																									○		○	○		○			○	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）																									○		○	○		○				
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入																												○		○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（6／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.8】 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	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）への注水																							○	○							○			○	
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）																							○	○							○			○	
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																							○	○							○			○	
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水																							○	○							○			○	
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	消火系による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	補給水系による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水																					○	○									○			○	
	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																					○	○									○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（7／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.9】水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化																																		原子炉起動時にPCV内を窒素により不活性化する
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素供給																												○		○			○	
	可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化																																		原子炉起動前にFCVS内を窒素により不活性化する
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素排出																												○		○			○	
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御									○																○		○	○		○			○	
	格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視																												○		○			○	
	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視									○						○													○		○			○	
	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電																○												○		○				
【要求事項1.10】水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水																										○				○			
	格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）																										○				○			
	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																													○	○			○	
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																												○	○				○	
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																												○	○				○	
	原子炉建屋外側ブローアウトパネル開放及びブローアウトパネル閉止装置のパネル部開放による水素排出																													○	○			○	
	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電																○														○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（8／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
［要求事項 1.11］使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	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／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プール注水											○																			○			○	
	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燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）											○																			○			○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水）											○																			○			○	
	消火系による使用済燃料プール注水											○																			○			○	
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ											○																			○			○	
	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燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）											○																			○			○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）											○																			○			○	
	使用済燃料プール漏えい緩和											○																						○	
	使用済燃料プールの監視カメラ用空冷装置起動											○																			○			○	
	代替電源設備による使用済燃料プールを監視するための設備への給電																○														○			○	
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱											○																			○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（9／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項1.12】発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																																		○	
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み																																		○	
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																																		○	
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																																		○	
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による泡消火																																		○	
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火																																		○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（10／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水―1　損傷炉心への注水	注水―2　長期の原子炉水位の確保	注水―3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水―3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水―4　長期のRPV破損後の注水	除熱―1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱―2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱―3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅠ　アクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡ　アクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項 1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○						○				
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）					○	○	○	○	○																○		○	○		○				
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）					○	○	○	○	○														○	○							○				
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉ウェルへの注水（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）																										○					○				
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ（常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合）											○																				○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のサプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○	○		○	○	○	○	○			○	○		○			○				
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内の除熱	○	○			○	○	○	○	○							○										○		○	○		○				
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱		○	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○			○	○		○	○			○	○		○	○		○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時のろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○						○				
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却					○	○	○	○	○																	○		○	○		○				
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																							○	○							○				
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水											○																				○				
	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○				

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（11／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項 1.13】重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の復水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○						○			○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却					○	○	○	○	○																	○		○	○		○			○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水																							○	○							○			○	
	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送水																																		○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○			○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却					○	○	○	○	○																	○		○	○		○			○	
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																															○			○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							○	○							○			○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉ウェルへの注水																										○					○				
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水											○																				○			○	
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																																		○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○			○						○			○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）					○	○	○	○	○																	○		○	○		○			○	
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																															○			○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																							○	○							○			○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉ウェルへの注水（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）																										○					○				
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）											○																				○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（12／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）															非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																	
【要求事項 1.13】重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	淡水タンクを水源とした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送水																																○	
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																														○		○	
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																																○	
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○		○	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却					○	○	○	○	○																	○		○	○		○		○	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							○	○							○		○	
	海を水源とした原子炉ウェルへの注水																										○					○			
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ											○																				○		○	
	海を水源とした残留熱除去系海水系による冷却水の確保	○	○		○	○	○	○	○	○									○	○							○		○	○		○			
	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送		○		○	○	○	○	○	○									○	○							○		○	○		○		○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																																	○	
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																																	○	
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保																○				○												○		
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水																																○		○	
	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱											○																					○		○	
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入		○	○	○	○					○		○	○	○	○			○	○		○	○									○			
	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（西側淡水貯水設備を水源とした場合）																																	○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（13／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）															非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項1.13】重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	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（淡水タンクを水源とした場合）																																	○	
	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（海を水源とした場合）																																	○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（代替淡水貯槽を水源とした場合）																																	○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水タンクを水源とした場合）																																	○	
	可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（海を水源とした場合）																																	○	
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切替え																															○			
	淡水から海水への切替え																																	○	
	外部水源から内部水源への切替え																															○		○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（14／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項 1.14】電源の確保に関する手順等	常設代替交流電源設備による給電																○				○															
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電																															○			○	
	可搬型代替交流電源設備による給電																○				○															
	所内常設直流電源設備による給電																○				○															
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電																○				○												○		○	
	代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電																○				○												○		○	
	代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電																○				○												○		○	
	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電																○				○												○		○	
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電																○				○												○			
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電																○				○												○		○	
	可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電																○				○												○		○	
	所内常設直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電																○				○												○			
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流 125V 主母線盤への給電																○				○												○			
	可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤への給電																○				○												○		○	
	代替海水送水による電源給電機能の復旧																○				○															
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油																																		○	
	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油																															○				

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（15／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		重大事故等対策要領	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	
項目	対応手段																																	
【要求事項 1.14】電源の確保に関する手順等	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電																○				○														
	非常用直流電源設備による給電																○				○														
	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油																														○			

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（16／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項 1.15】 事故時の計装に関する手順等	計器故障時の手順　他チャンネルによる計測																																		
	計器故障時の手順　代替パラメータによる推定																													○			○		
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順 代替パラメータによる推定																													○			○		
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順 可搬型計測器による計測又は監視																													○			○		
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電																○				○									○			○		
	可搬型代替直流電源設備からの給電																○				○									○			○		
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																																○		
	重大事故等時のパラメータ記録																																		

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（17／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
	中央制御室換気系の運転手順															○	○				○											○			○	
	中央制御室待避室の準備手順																															○			○	
	中央制御室の照明を確保する手順																															○				
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																															○				
	中央制御室待避室の照明を確保する手順																															○				
【要求事項 1.16】 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室退避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理手順																															○				
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータ等の監視手順																															○				
	衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡手順																															○				
	その他の放射線防護措置等に関する手順																																		○	
	チェンジングエリアの設置及び運用による汚染の持ち込みの防止																																		○	
	原子炉建屋ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順															○	○				○											○			○	
	原子炉建屋外側ブローアウトパネル閉止による運転員等の被ばく防止手順															○																○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（18／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）										AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項 1.17】監視測定等に関する手順等	モニタリング・ポストによる放射線量の測定																																	○	
	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定																																	○	
	放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定																																	○	
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定																																	○	
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定																																	○	
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策																																	○	
	可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策																																	○	
	放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策																																	○	
	敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制																																	○	
	気象観測設備による気象観測項目の測定																																	○	
	可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定																																	○	
	モニタリング・ポストの電源を代替交流電源設備から給電																○				○										○				

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第1.0.14－2表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（19／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																			
【要求事項1.18】 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所非常用換気設備運転手順																																	○	
	緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順																																	○	
	緊急時対策所エリアモニタの設置手順																																	○	
	緊急時対策所にとどまる災害対策要員について																																	○	
	緊急時対策所での格納容器ベントを実施する場合の対応の手順																																	○	
	緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用換気設備への切替え手順																																	○	
	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）によるプラントパラメータ等の監視手順																																	○	
	重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備																																	○	
	通信連絡に関する手順等																																	○	
	放射線管理用資機材（線量計及びマスク等）及びチェンジングエリア用資機材の維持管理																																	○	
	チェンジングエリアの設置及び運用手順																																	○	
	緊急時対策所非常用換気設備の切替え手順																																	○	
	飲料水，食料等の維持管理																																	○	
	緊急時対策所用発電機起動手順																																	○	
	緊急時対策所用可搬型代替低圧電源車による給電手順																																	○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

第 1.0.14－2 表　技術的能力対応手段と手順等　比較表（20／20）

技術的能力対応手段と手順等　比較表 ※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。		非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）																非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）				非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）											AM設備別操作手順書	災害対策本部で使用する手順書			備考
		スクラム	反応度制御	水位確保	減圧冷却	PCV圧力制御	D／W温度制御	S／P温度制御	S／P水位制御	PCV水素濃度制御	原子炉建屋制御	使用済燃料プール制御	水位回復	急速減圧	水位不明	AM初期対応	電源供給回復	停止時反応度制御	停止時崩壊熱除去制御	停止時原子炉水位制御	停止時電源復旧	注水－1　損傷炉心への注水	注水－2　長期の原子炉水位の確保	注水－3a　RPV破損前のペデスタル初期注水	注水－3b　RPV破損後のペデスタル注水	注水－4　長期のRPV破損後の注水	除熱－1　損傷炉心冷却後の除熱	除熱－2　RPV破損後の初期格納容器スプレイ	除熱－3　RPV破損後の除熱	放出　PCV破損防止	水素　R／B水素爆発防止		フェーズⅠアクシデントマネージメントガイド	フェーズⅡアクシデントマネージメントガイド	重大事故等対策要領	
項目	対応手段																																		
【要求事項 1.19】通信連絡に関する手順等	発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡																																	○	
	計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所での共有																																	○	
	発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡																																	○	
	計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所での共有																																	○	
	代替電源設備から給電する対応手順																○				○											○			○	

注：ＲＰＶとは，原子炉圧力容器を示す。

添付資料 1.0.15

東海第二発電所

原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について

＜目　　次＞

はじめに····· 1.0.15－1
1.　考慮すべき事項····· 1.0.15－1
2.　原子炉格納容器の冷却手段 ····· 1.0.15－4
(1)　原子炉格納容器除熱手段について ····· 1.0.15－4
(2)　代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した
対策について····· 1.0.15－11
3.　作業環境の線量低減対策の対応例について ····· 1.0.15－13
(1)　代替循環冷却系を運転した場合の線量低減の
対応について····· 1.0.15－13
(2)　汚染水発生時の対応について ····· 1.0.15－19
4.　残留熱除去系の復旧方法について ····· 1.0.15－20
(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 1.0.15－20
(2)　残留熱除去系の復旧手順について ····· 1.0.15－20
5.　残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の
原子炉格納容器からの除熱手段について ····· 1.0.15－29
(1)　可搬型原子炉格納容器除熱系統による
原子炉格納容器からの除熱手段の概要 ····· 1.0.15－30
(2)　作業に伴う被ばく線量について ····· 1.0.15－37
(3)　フランジ部からの漏えい発生時の対応 ····· 1.0.15－38
6.　外部からの支援について ····· 1.0.15－39

はじめに

重大事故等への対応操作や作業は，事故形態によっては長期間にわたることが予想されるため，あらかじめ長期対応への体制整備や作業環境の維持，改善等について，準備しておくことが望ましい。

東海第二発電所原子力事業者防災業務計画では，原子力災害事後対策として「防災基本計画第 12 編原子力災害対策編」（中央防災会議）に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し，当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。

東海第二発電所原子力事業者防災業務計画にて定める復旧計画に関する事項は以下のとおり。

・原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握

・原子炉施設の除染及び放射線遮蔽の実施

・原子炉施設損傷部の修理，改造の実施

東海第二発電所災害対策本部は，招集した要員により，復旧計画に基づき災害発生後の長期対応を行う。また本店総合災害対策本部が中心となって，社内外の関係各所と連携し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

1.　考慮すべき事項

(1)原子炉格納容器の過圧・過温破損事象等においては，代替循環冷却及び格納容器ベントにより長期的な原子炉格納容器除熱が可能であることを有効性評価において確認している。

(2)代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱においては，原子炉格納容器の圧力を，最高使用圧力を下回る状態で長期的に維持することが可

能である。原子炉格納容器の温度については，サプレッション・プール水の温度が長期にわたり最高使用温度に近い状態で継続するが，150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材については，200℃の環境下において 7 日間継続した場合のシール機能に影響がないことを確認しており，また，7 日間以降についても 150℃の環境下が継続した場合に改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は認められていないことから，原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能を長期的に維持することが可能である。また，代替循環冷却系は重大事故が発生した場合における温度，放射線，荷重その他の使用条件において，重大事故に対処するために必要な機能を有効に発揮できる設計とし，長期運転及び設備不具合の発生等を想定した対策の検討を行うこととする。

(3)炉心損傷後に代替循環冷却系の運転を実施することによる負の影響として，建屋内の環境線量が上昇し，故障した機器の復旧等の作業が困難になることが考えられる。

(4)代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができるが，故障した残留熱除去系の復旧等の対策についても検討を行う。

(5)原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つためには，代替循環冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱が有効な手段であるが，これらの手段は残留熱除去系熱交換器を使用する手段であるため，残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段の検討を行

う。

(6)重大事故等時の中長期的な対応については，プラントメーカとの協力協定を締結し，事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。

以上より，(1)，(2)を踏まえ，「2.　原子炉格納容器の冷却手段」に，重要事故シーケンスにおける原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。

また，(3)，(4)，(5)を踏まえ「3.　作業環境の線量低減対策の対応例について」，「4.　残留熱除去系の復旧方法について」，「5.　残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の原子炉格納容器からの除熱手段について」にそれぞれとりまとめる。

(6)の発電所外からの支援体制について「6.　外部からの支援について」に示す。

2.　原子炉格納容器の冷却手段

(1)　原子炉格納容器除熱手段について

福島第一原子力発電所の事故を踏まえ，東海第二発電所では多様な原子炉格納容器除熱手段を整備することとし，その手段の有効性について有効性評価において確認している。

第 1.0.15－1 表に原子炉格納容器除熱手段を示す。また，第 1.0.15－1 図,第 1.0.15－2 図,第 1.0.15－3 図,第 1.0.15－4 図及び第 1.0.15－5 図に原子炉格納容器除熱手段の概要図を示す。

第 1.0.15－1 表に示すとおり，東海第二発電所では多くの原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段を整備するとともに，原子炉格納容器バウンダリの維持はできないものの格納容器ベントによる除熱手段も整備しており，多様な除熱手段を有している。

また，原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段のうち，サプレッション・チェンバを水源とした除熱手段については，第 1.0.15－2 表に示すとおり，フロントライン系とサポート系に対して，それぞれ多様な手段を整備することにより，長期的な原子炉格納容器除熱の信頼性を向上させている。

第 1.0.15－1 表　原子炉格納容器除熱手段

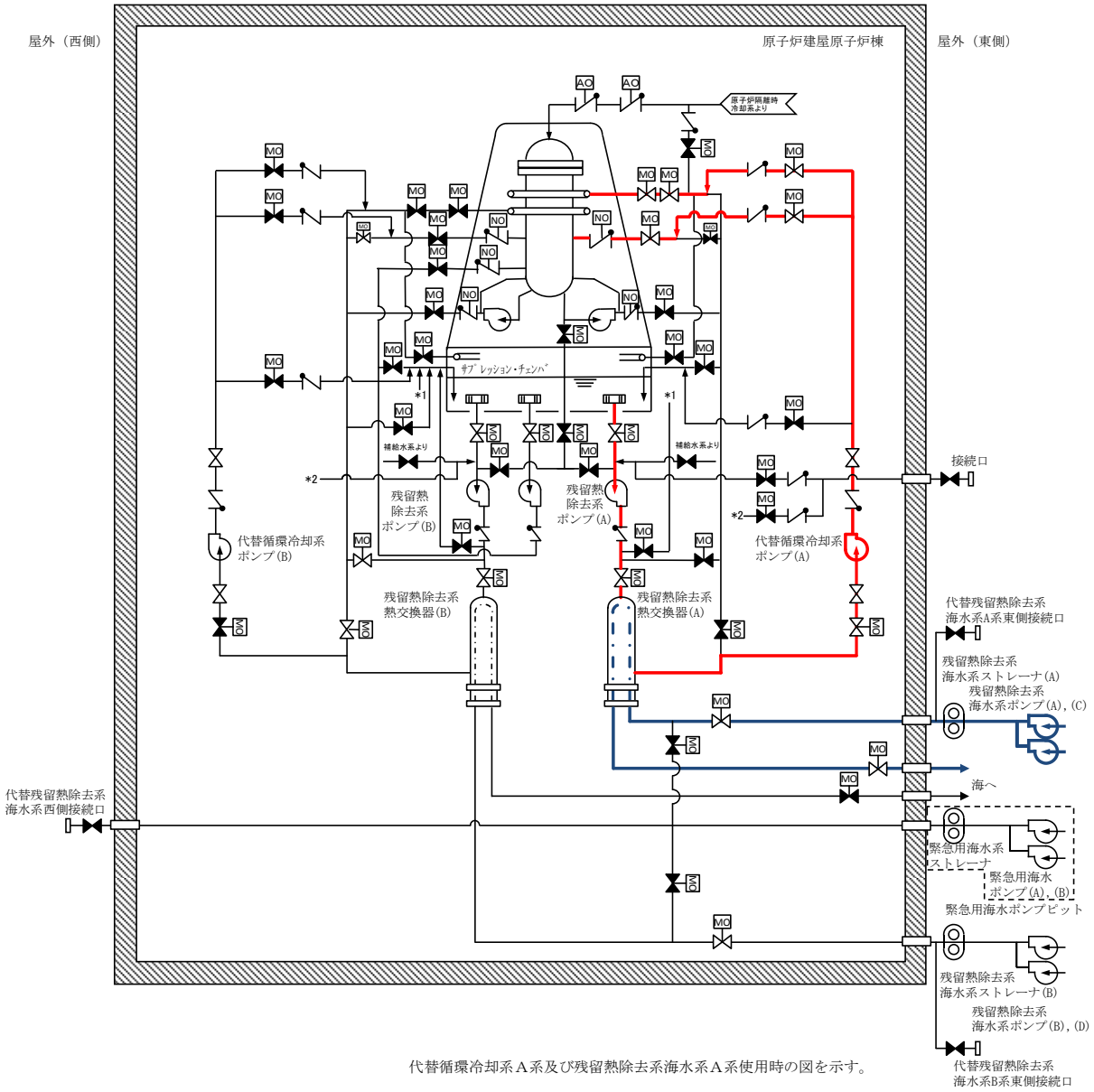
	除熱手段	
原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段	残留熱除去系Ａ系／Ｂ系	○
	代替循環冷却系Ａ系／Ｂ系	○
	残留熱除去系海水系Ａ系／Ｂ系	○
	緊急用海水系	○
	代替残留熱除去系海水系	△
	原子炉冷却材浄化系	△
	ドライウェル内ガス冷却装置	△
原子炉格納容器バウンダリが確保されない除熱手段	格納容器圧力逃がし装置	○
	耐圧強化ベント系	○

○:有効性評価で考慮する設備，△:有効性評価で考慮していない設備

第 1.0.15－2 表　サプレッション・チェンバを水源とした除熱手段に係るフロントライン系／サポート系の関係

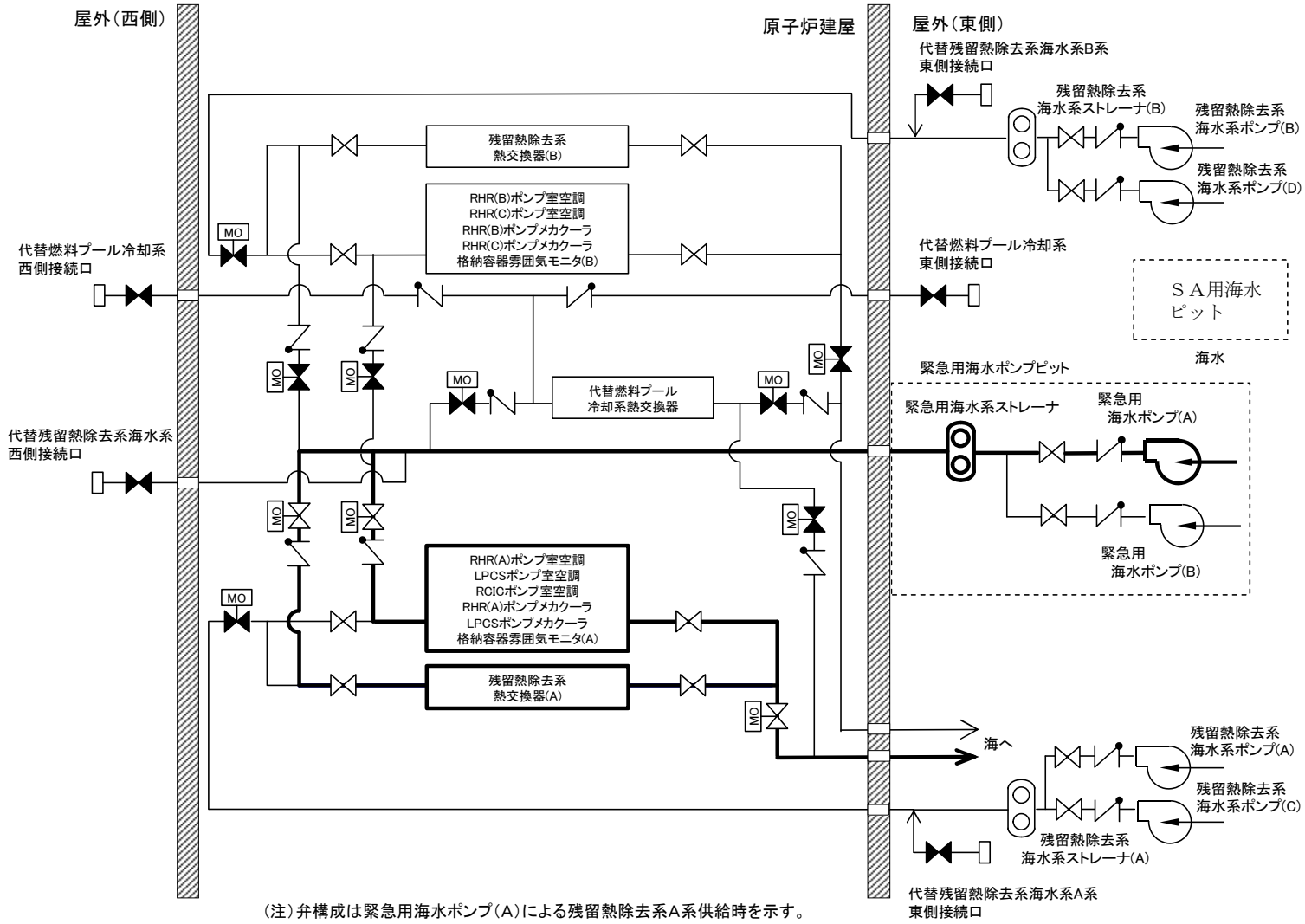
		サポート系			
		残留熱除去系海水系Ａ系	残留熱除去系海水系Ｂ系	緊急用海水系	代替残留熱除去系海水系
フロントライン系	残留熱除去系Ａ系	○		○	○
	残留熱除去系Ｂ系		○	○	○
	代替循環冷却系Ａ系	○		○	○
	代替循環冷却系Ｂ系		○	○	○

○:使用可能な組合せ

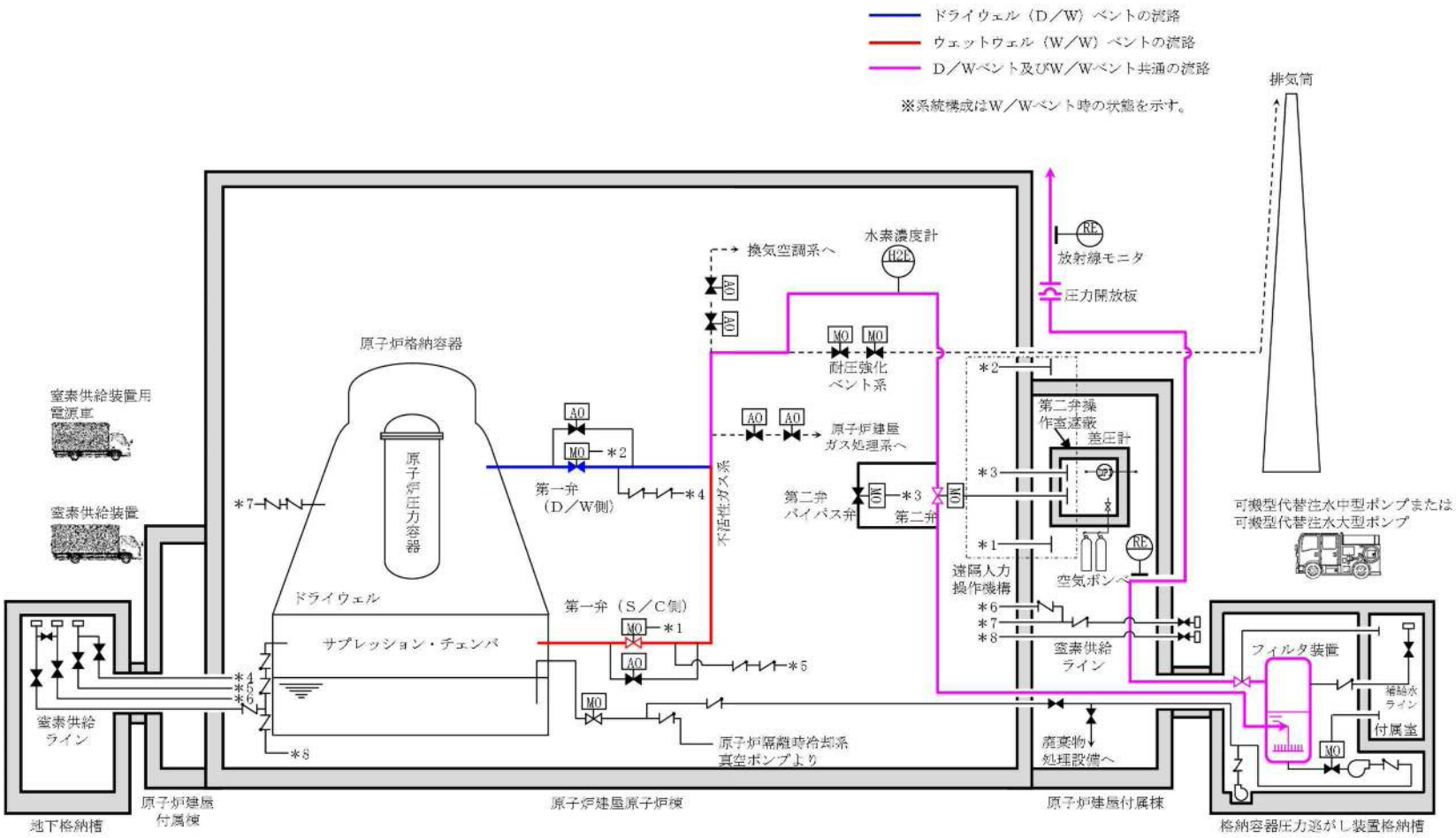


代替循環冷却系Ａ系及び残留熱除去系海水系Ａ系使用時の図を示す。

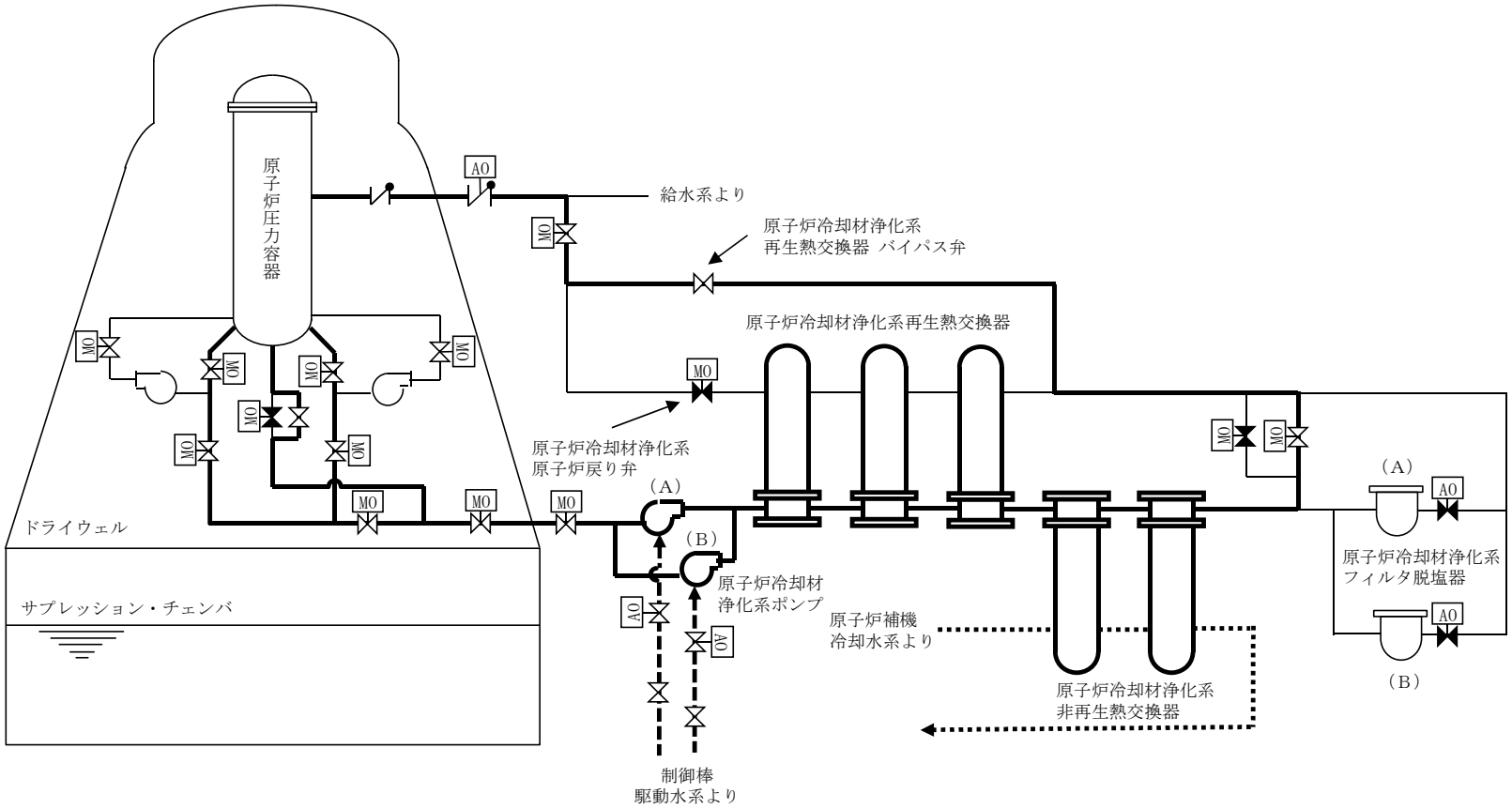
第 1.0.15－1 図　残留熱除去系及び代替循環冷却系　系統概要図



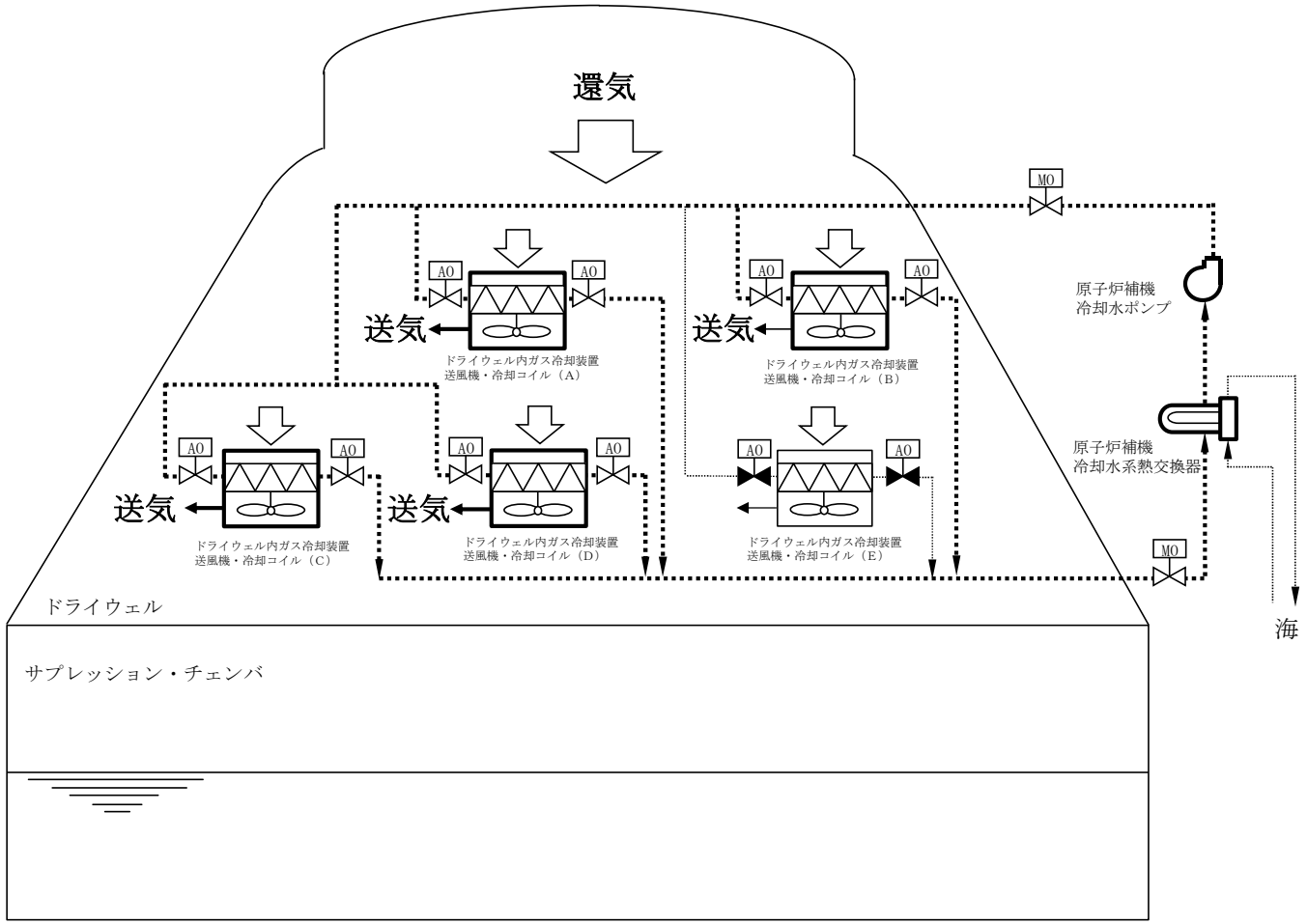
第 1.0.15－2 図　残留熱除去系海水系及び緊急用海水系等 系統概要図



第 1.0.15－3 図　格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系 系統概要図



第 1.0.15－4 図　原子炉冷却材浄化系 系統概要図

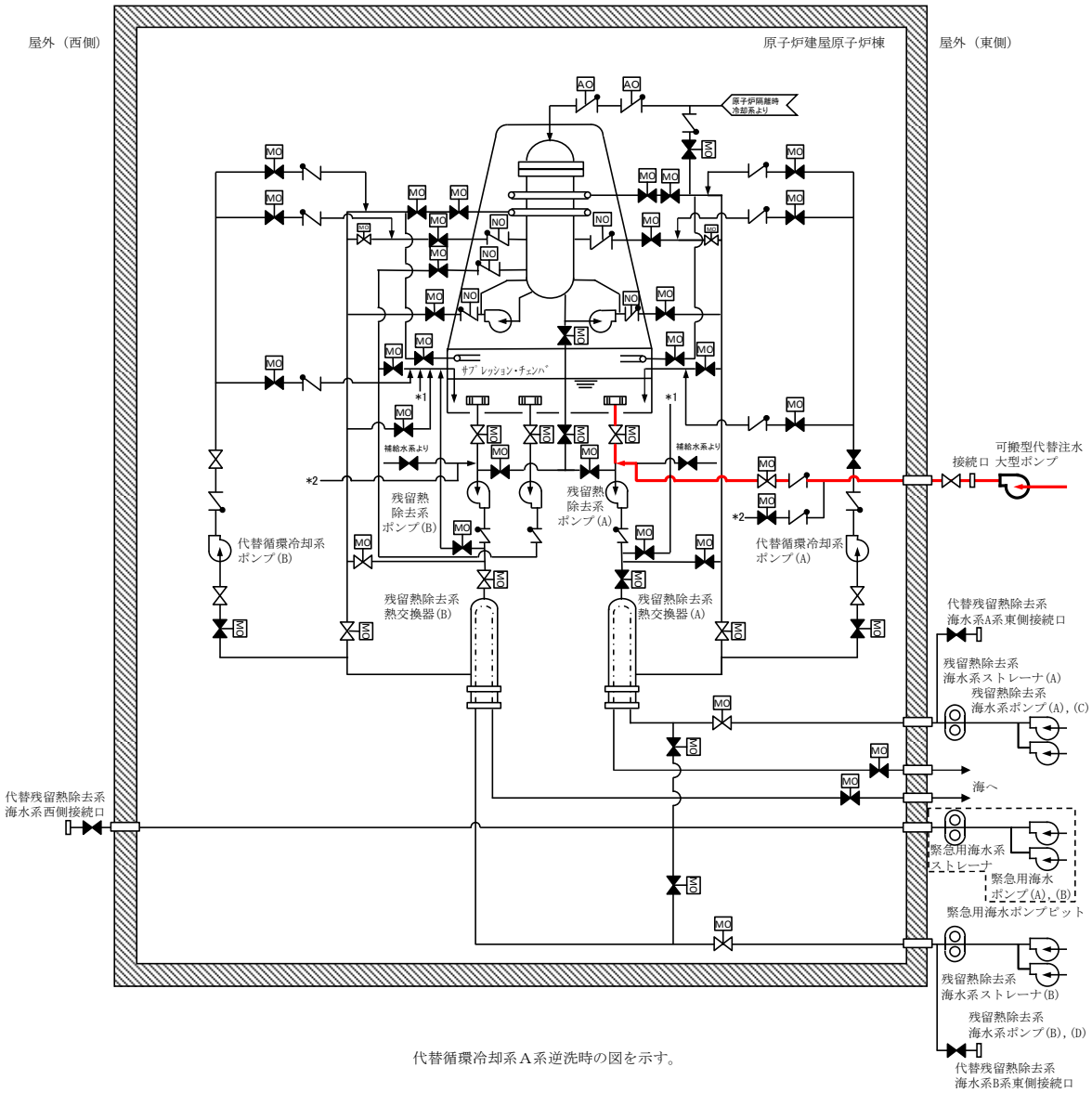


第 1.0.15－5 図　ドライウェル内ガス冷却装置 系統概要図

(2)　代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

代替循環冷却系を運転する場合には，サプレッション・チェンバを水源として原子炉及び原子炉格納容器内に冷却水を循環させることとなるため，系統水が流れる配管が高線量となることがある。このため，代替循環冷却系において放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機，ケーブル，シール材等）については，代替循環冷却系を運転する環境における放射線影響を考慮して設計する。

また，事故後のサプレッション・プール水中には異物が流入する可能性がある。サプレッション・プール水の吸込部には，閉塞防止対策として，多孔プレートを組み合わせた大型のストレーナを第 23 回施設定期検査時に設置しており，系統内に異物が流入することによるポンプ等の機器の損傷を防止する系統構成となっている。なお，ストレーナは，サプレッション・チェンバの底面から約 1m の高さに設置されており，底面に沈降する異物を大量に吸い上げることはないと考えているが，ストレーナに異物が付着し，閉塞した場合も考慮し，外部水源から洗浄用水を供給（可搬型代替注水大型ポンプを使用した淡水供給）することにより，ストレーナの逆洗を行うことが可能な設備構成とする（第 1.0.15－6 図参照）。



第 1.0.15－6 図　残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作時の系統構成

3.　作業環境の線量低減対策の対応例について

(1)　代替循環冷却系を運転した場合の線量低減の対応について

代替循環冷却系は，残留熱除去系が機能喪失した場合に使用する系統である。このため，代替循環冷却系により長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができるが，故障等が発生する場合も考慮し，残留熱除去系の復旧についても検討を行う。ここでは，代替循環冷却系の運転によって放射線量が上昇した環境下での残留熱除去系復旧作業時の線量低減対策の概要を示す。

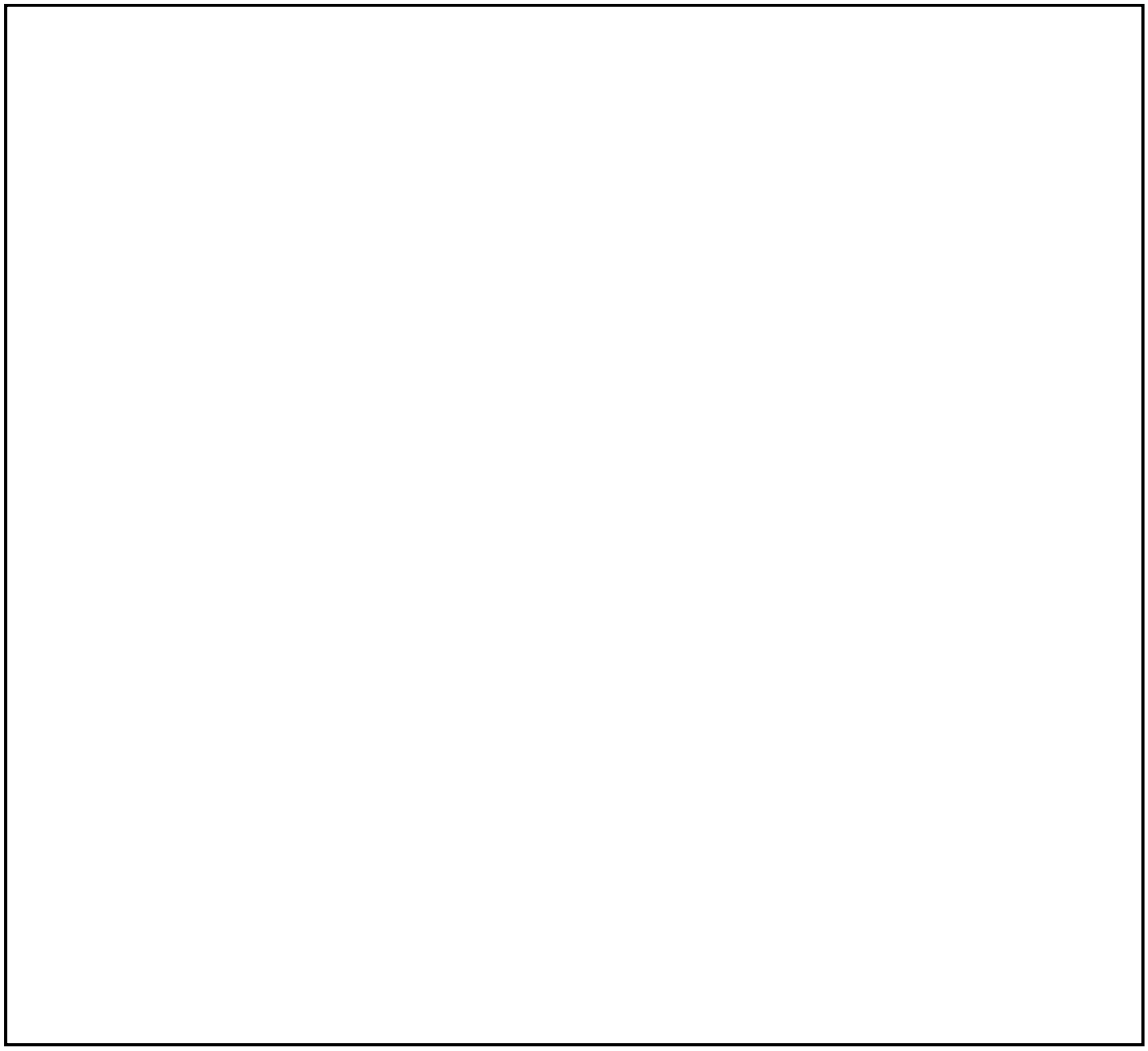
代替循環冷却系は，サプレッション・チェンバからの吸込み，サプレッション・プール水の冷却並びに原子炉及び原子炉格納容器への注水に，残留熱除去系を使用し，代替循環冷却系Ａ系については残留熱除去系Ａ系，代替循環冷却系Ｂ系については残留熱除去系Ｂ系を使用する設計とする。このため，復旧する残留熱除去系は，代替循環冷却系の運転に伴う線量影響を受けにくい系統とし，代替循環冷却系Ａ系運転時は残留熱除去系Ｂ系を，代替循環冷却系Ｂ系運転時は残留熱除去系Ａ系を復旧対象とする。

残留熱除去系ポンプ室での機器交換等の作業を想定した場合，原子炉建屋原子炉棟地下 2 階の残留熱除去系ポンプ室並びに原子炉建屋原子炉棟 1 階及び地下 1 階の残留熱除去系ポンプ室上部ハッチにアクセスできる必要がある。

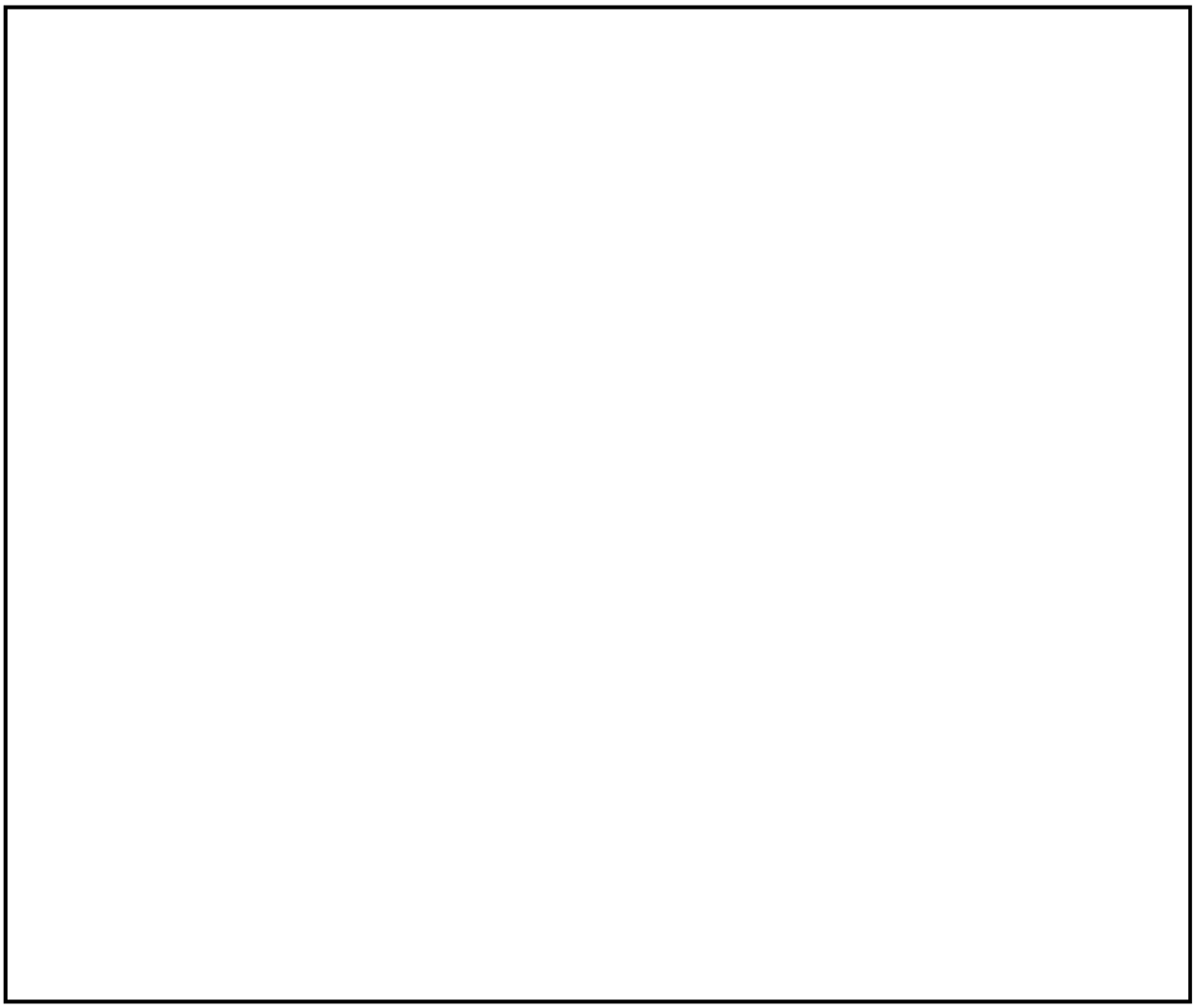
第 1.0.15－7 図に示すとおり，代替循環冷却系の配管等は，主に残留熱除去系の熱交換器室内及びその周辺に敷設され，基本的にＡ系とＢ系は耐火壁を挟んで異なる区域に設置される。このため，熱交換器室の壁，耐火壁等による遮蔽に期待できることから，アクセスは可能であると考える。また，復旧作業時には必要に応じて遮蔽体の使用，適切な放射線防護具を装備することにより，線量による影響の低減を図

る。

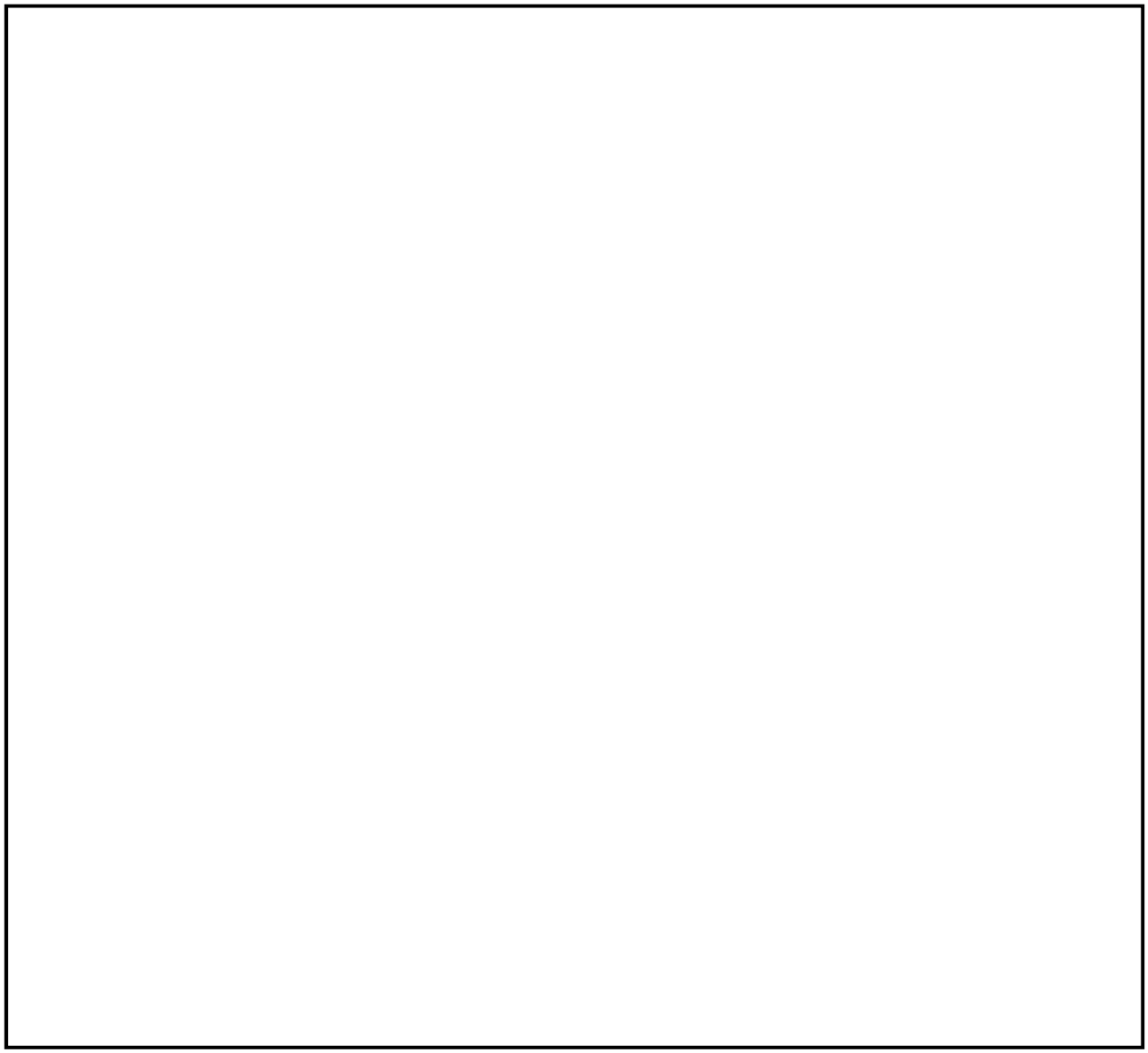
残留熱除去系については，第 1.0.15－6 図に示す系統を使用することで，外部水源から洗浄用水を系統内に供給（可搬型代替注水大型ポンプによる淡水供給）することが可能である。このため，復旧作業の前に，必要に応じて，系統全体のフラッシングを行うことで，配管内の系統水に含まれる放射性物質を，可能な限りサプレッション・プール水中に送水し，放射線量を低減させる。



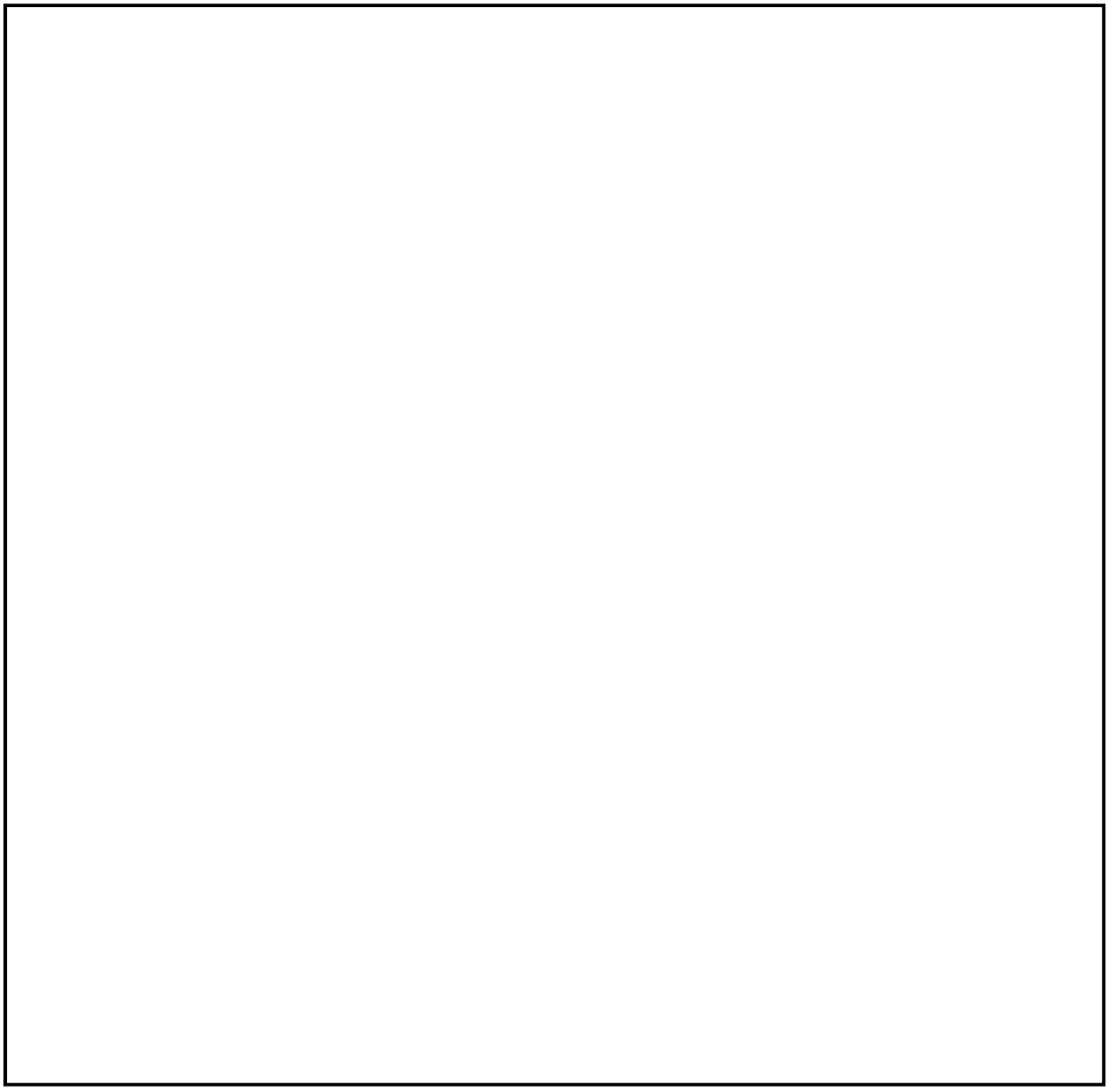
第 1.0.15－7 図　機器配置図（1／4）



第 1.0.15－7 図　機器配置図（2／4）



第 1.0.15－7 図　機器配置図（3／4）



第 1.0.15－7 図　機器配置図（4／4）

(2)　汚染水発生時の対応について

重大事故等時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても，国内での汚染水処理の知見を活用し，汚染水処理装置の設置等の適用をプラントメーカの協力を得ながら対応する。

4.　残留熱除去系の復旧方法について

(1)　残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては，大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが，予備品の活用や発電所外からの支援等を考慮すれば，１ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能である場合もあると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり，残留熱除去系海水系については，予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる。また，残留熱除去系海水系ポンプ電動機は，重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。（詳細は添付資料 1.0.3「東海第二発電所　予備品等の確保及び保管場所について」参照）

一方，残留熱除去系については，防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから，複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

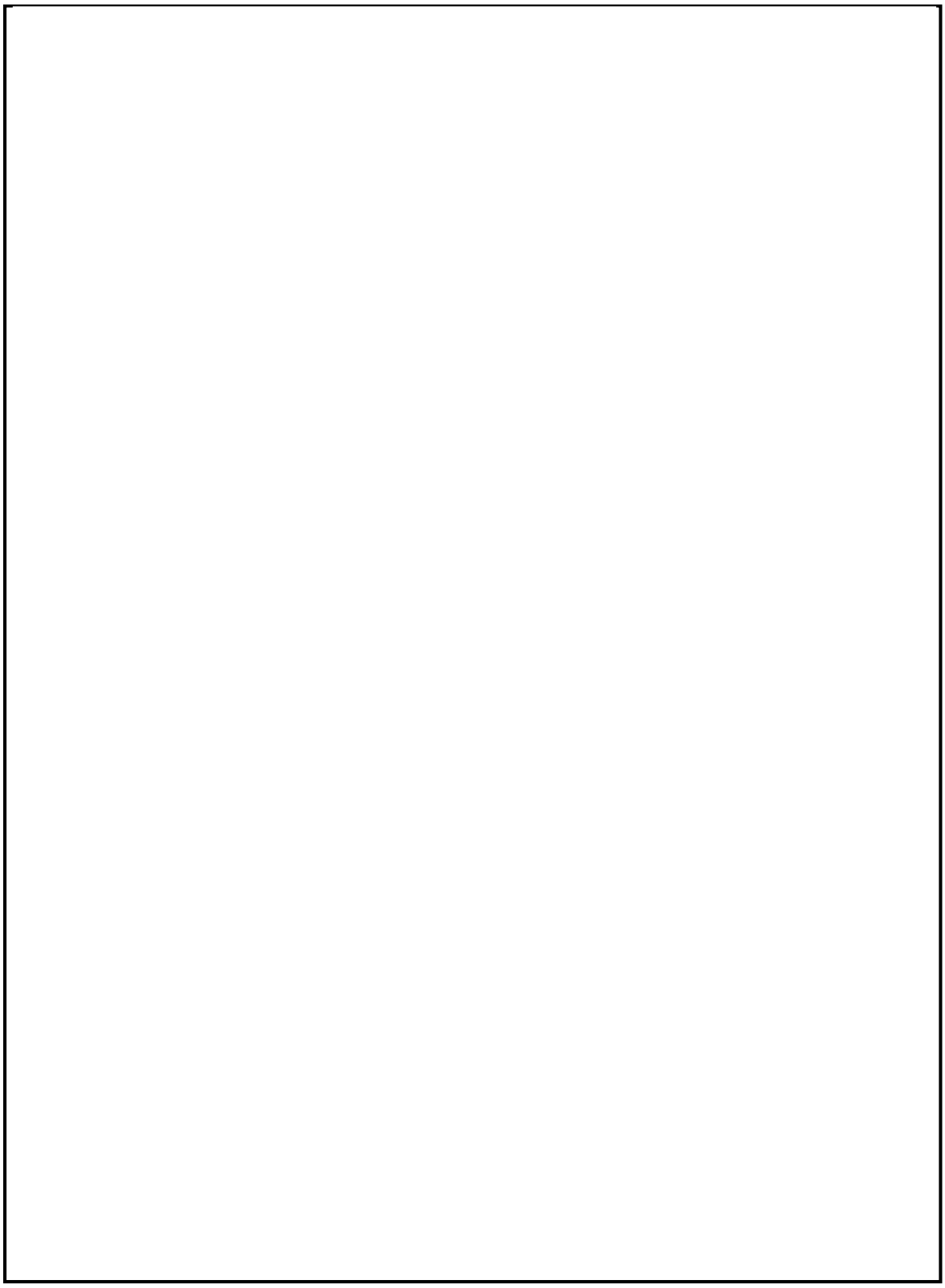
なお，ある１系統の残留熱除去系の電動機が浸水し，当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても，残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

(2)　残留熱除去系の復旧手順について

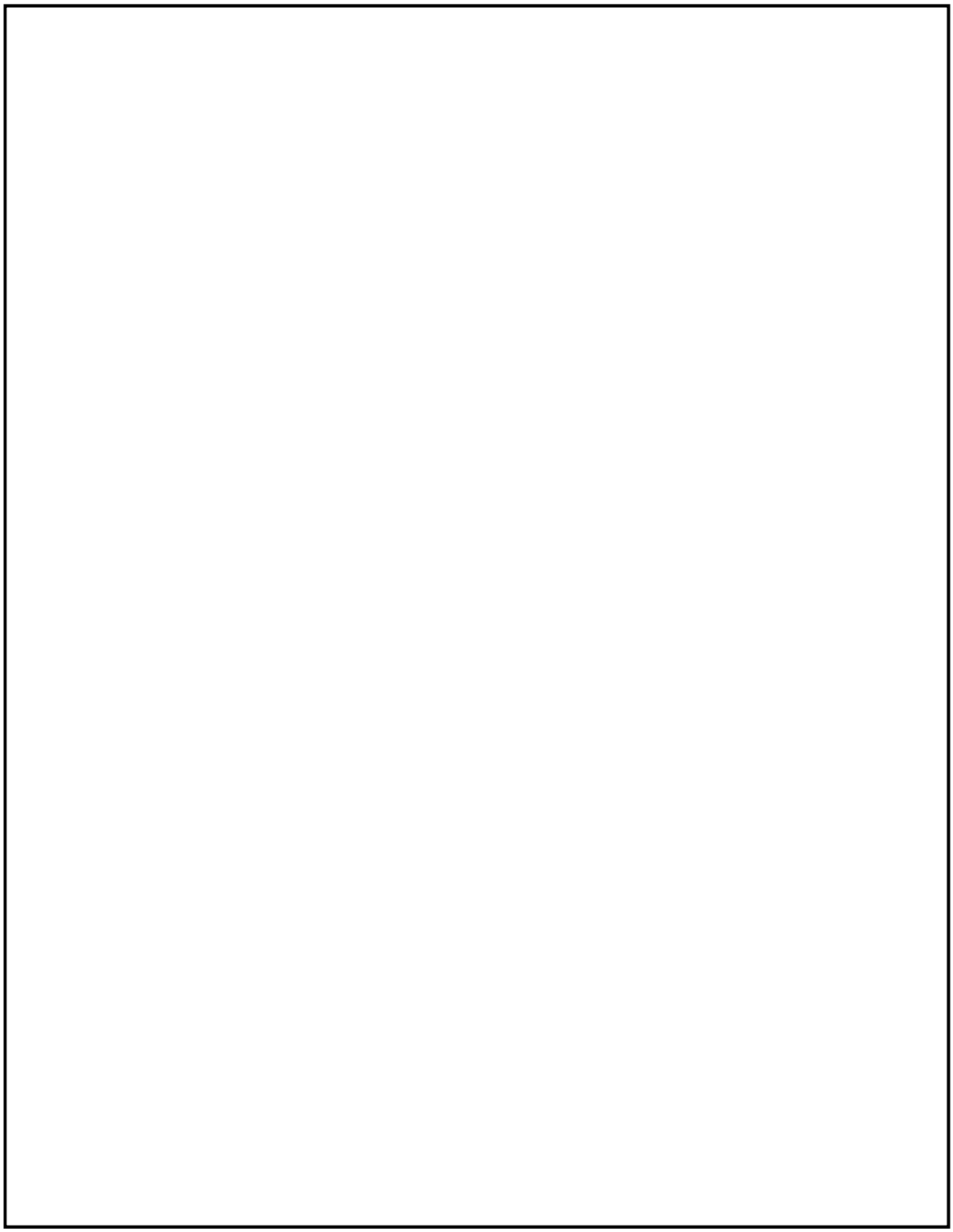
炉心損傷又は原子炉格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，災害対策要員が残留熱除去系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。

本手順では，機器の故障個所，復旧に要する時間，炉心損傷又は原子炉格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」，又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には，

故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。第 1.0.15－8 図に，手順書の記載例を示す。



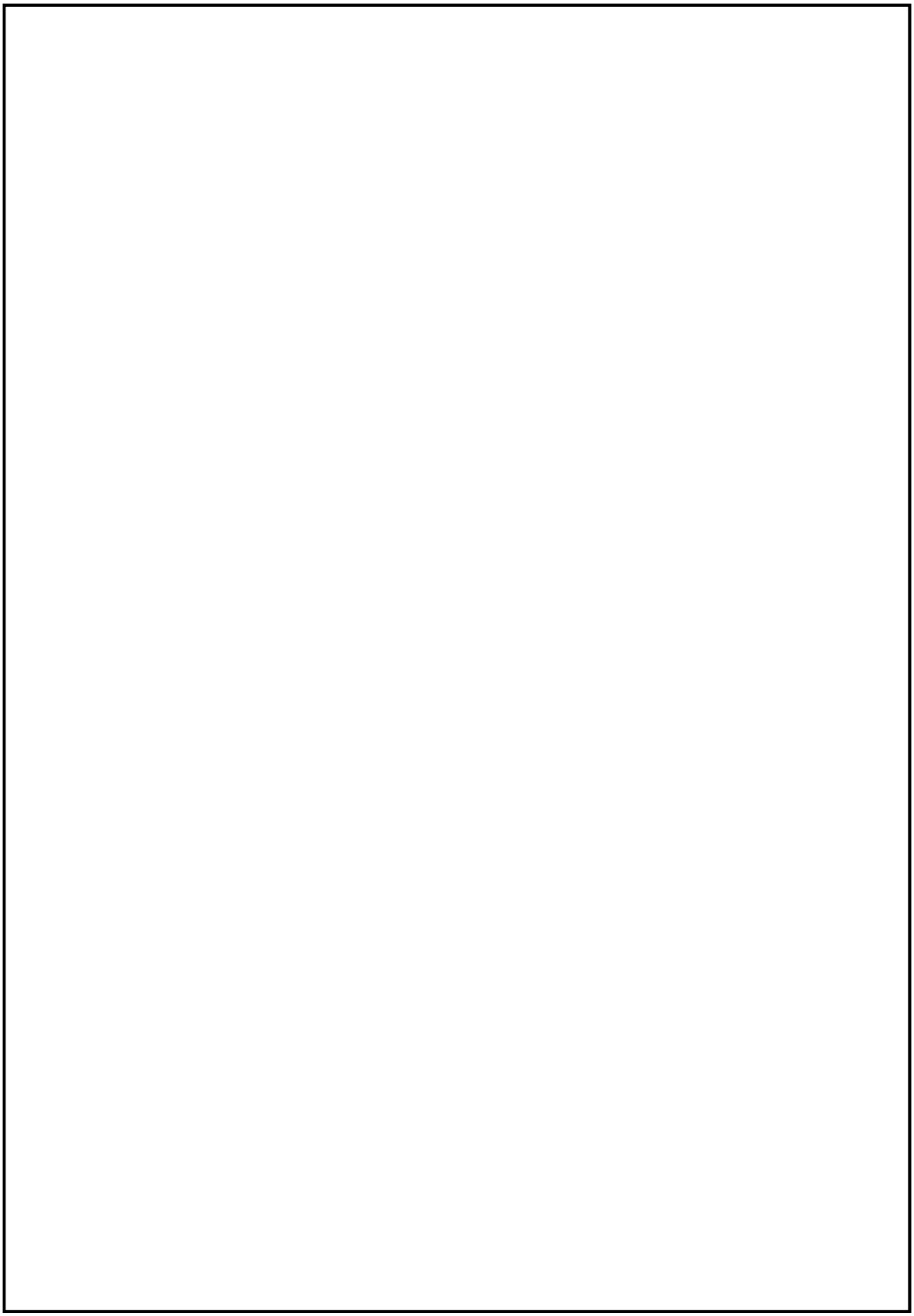
第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1／7）



第 1.0.15－8 図　　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2／7）

第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3／7）

第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4／7）



第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5／7）

第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6／7）

第 1.0.15－8 図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7／7）

5. 残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の原子炉格納容器からの除熱手段について

残留熱除去系及び代替循環冷却系は，それぞれ多重化することで，原子炉格納容器からの除熱機能の信頼性を高めているが，残留熱除去系熱交換器が2基とも機能喪失し，残留熱除去系及び代替循環冷却系が使用できない場合も想定し，格納容器ベント以外の長期的な原子炉格納容器からの除熱手段についても自主的に整備する。

この場合の原子炉格納容器からの除熱手段としては，「2. 原子炉格納容器の冷却手段」に記載したとおり，原子炉冷却材浄化系及びドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器からの除熱手段がある。

原子炉冷却材浄化系による原子炉格納容器からの除熱手段については，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）以上に維持でき，原子炉補機冷却系による非再生熱交換器の冷却及び制御棒駆動水系による原子炉冷却材浄化系ポンプのメカシールパージ水供給が可能な場合に有効な手段である。

ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱については，ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイルへの原子炉補機冷却系の供給が可能で，サプレッション・チェンバを水源とした原子炉への注水手段が確保されている場合に有効な手段である。

ここでは，原子炉冷却材浄化系及びドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器からの代替除熱以外の手段として，可搬型設備を使用した原子炉格納容器からの除熱手段の整備について記載する。

(1)　可搬型原子炉格納容器除熱系統による原子炉格納容器からの除熱手段の概要

重大事故等時において，格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱を実施している場合，残留熱除去系又は代替循環冷却系を復旧し，長期的な原子炉格納容器からの除熱を行うが，復旧が困難な場合においても，可搬型原子炉格納容器除熱系統による原子炉格納容器からの除熱を行えるようにする。

この対応には，可搬型設備の運搬・設置等の作業を伴うが，事前に可搬型設備を準備しておくことにより 1 ヵ月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。

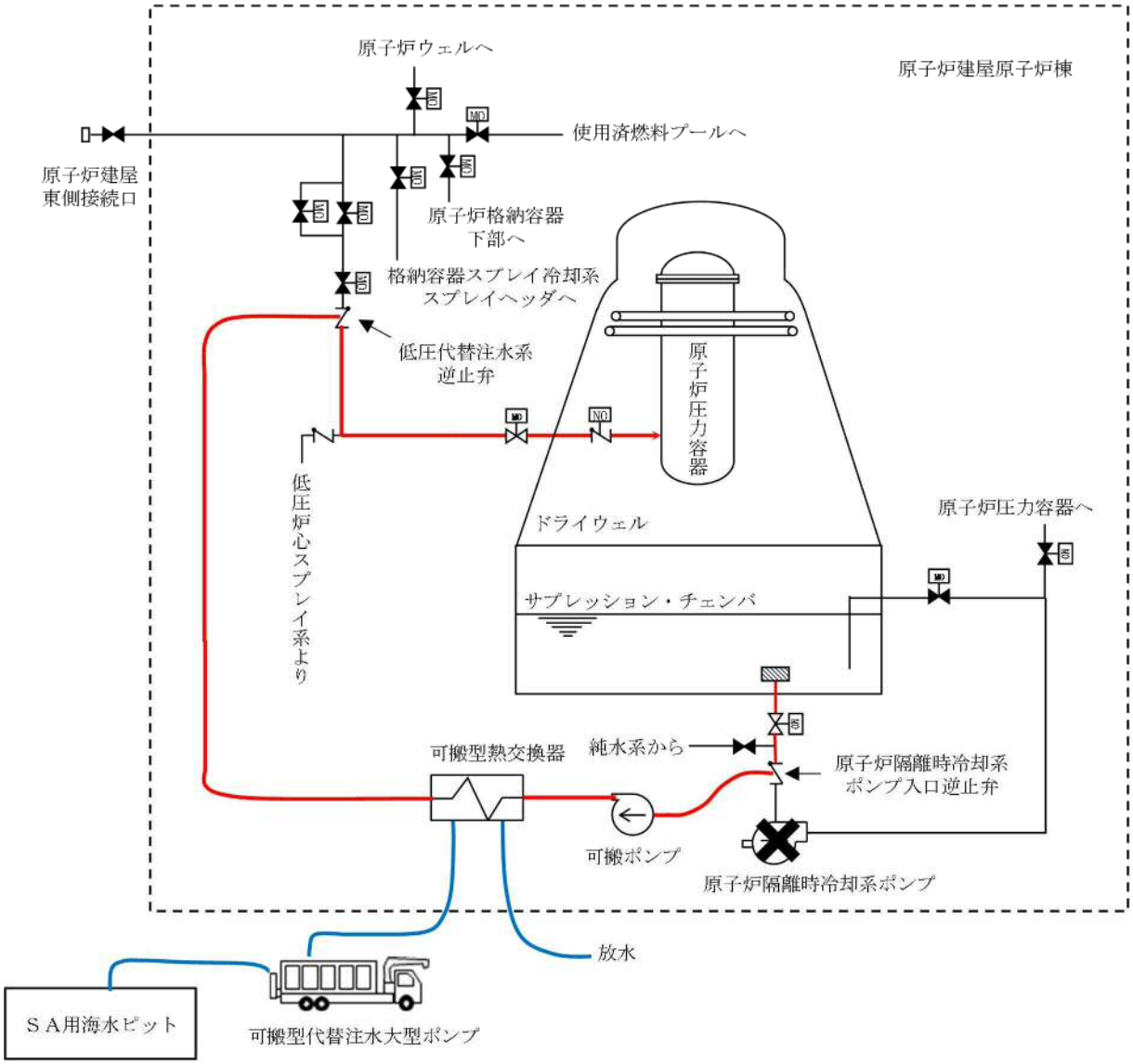
可搬型原子炉格納容器除熱系統のうち，可搬ポンプの吸込側については，原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁のボンネットを開放し，開放部にホース接続用のフランジを取り付け，このフランジに耐熱ホースを接続する構成とする。

可搬ポンプの吐出側については，耐熱ホースを用いて原子炉建屋大物搬入口に設置する可搬型熱交換器に接続する構成とする。

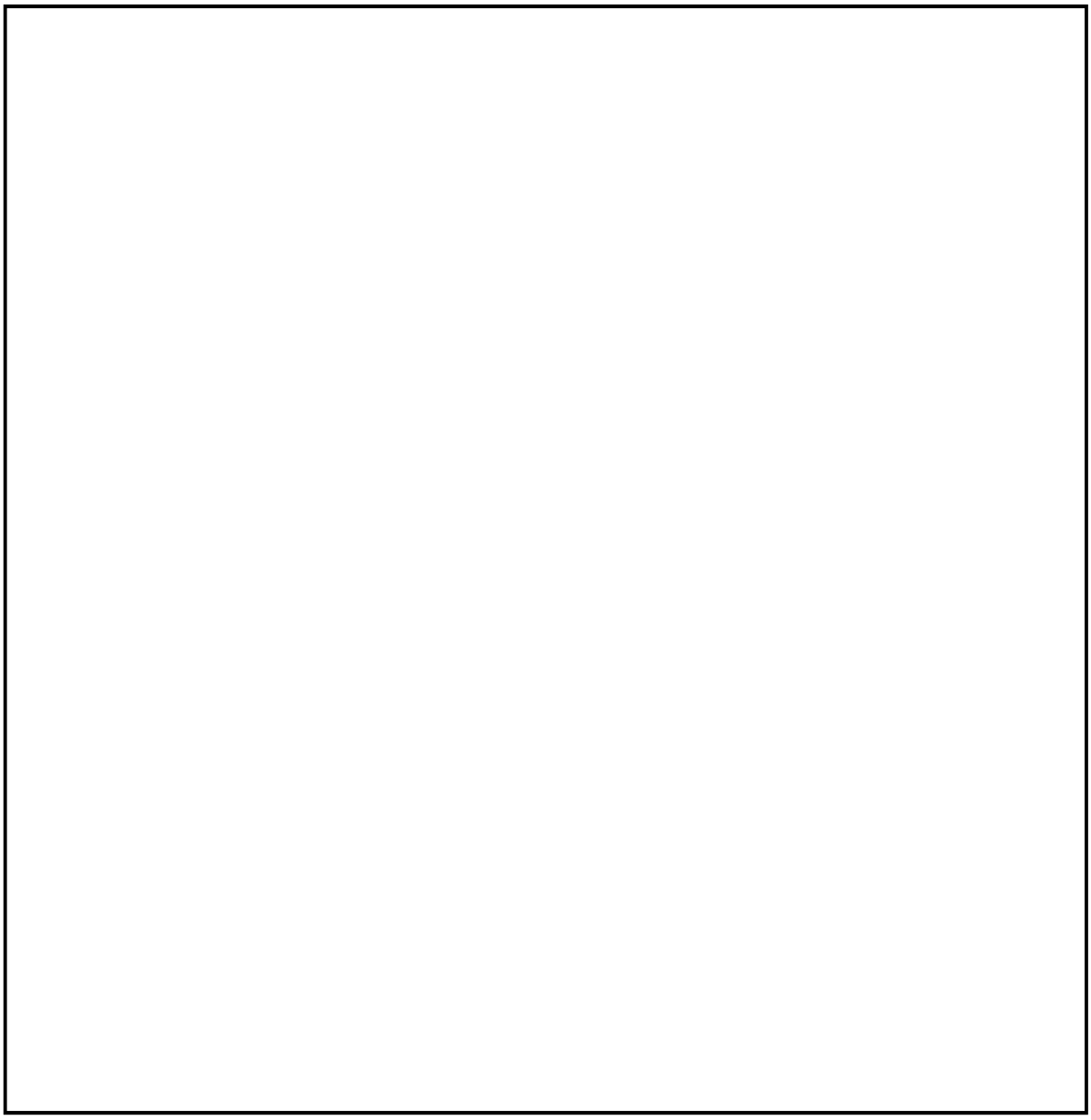
可搬型熱交換器の出口側については，低圧代替注水系（可搬型）の逆止弁のボンネットを開放し，開放部にホース接続用のフランジを取り付け，このフランジに耐熱ホースで接続する構成とする。

可搬型熱交換器の二次系については，可搬型代替注水大型ポンプにより海水を通水する構成とする。

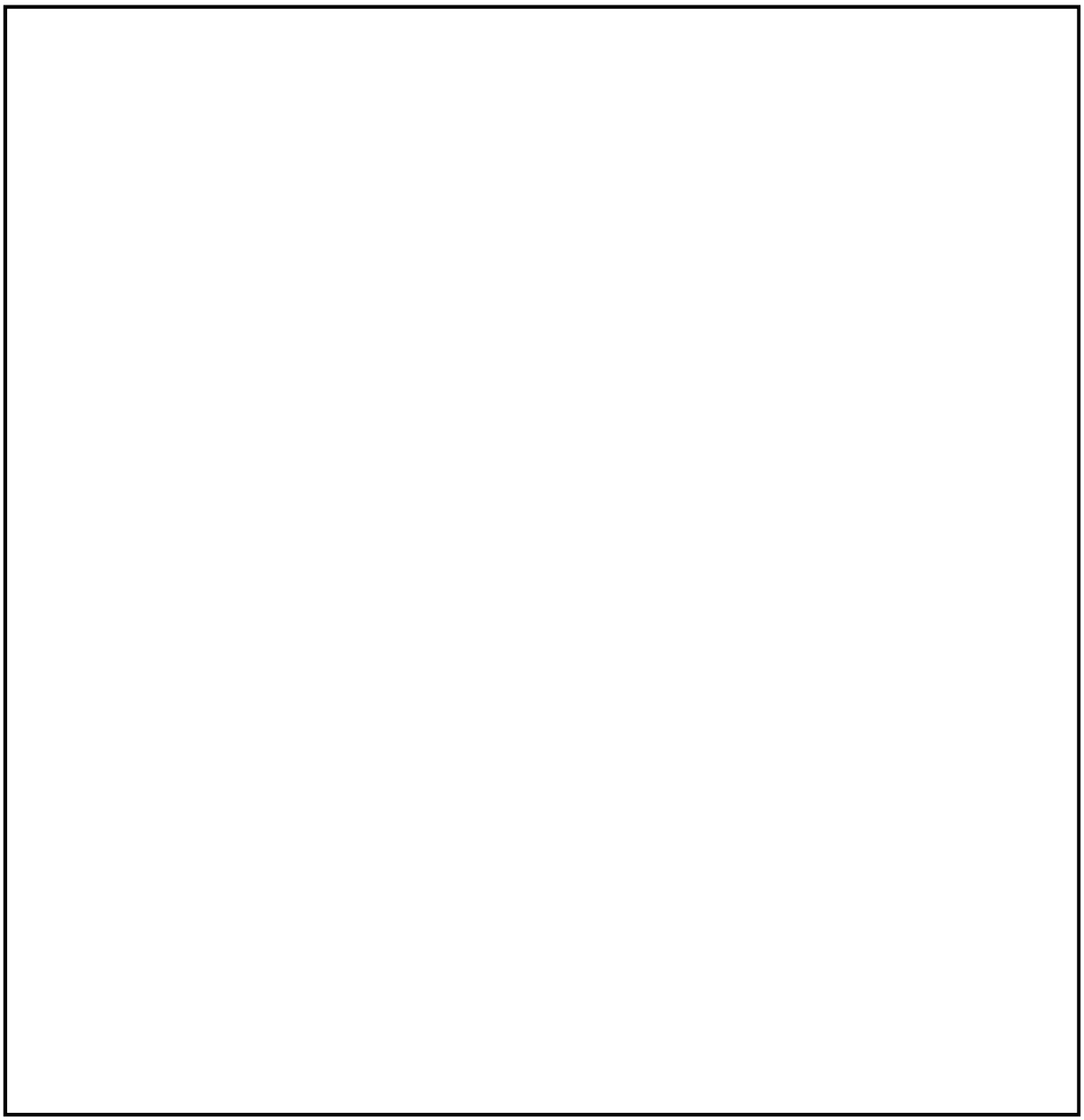
系統構成の概略図を第 1.0.15－9 図に，機器配置図を第 1.0.15－10 図に示す。



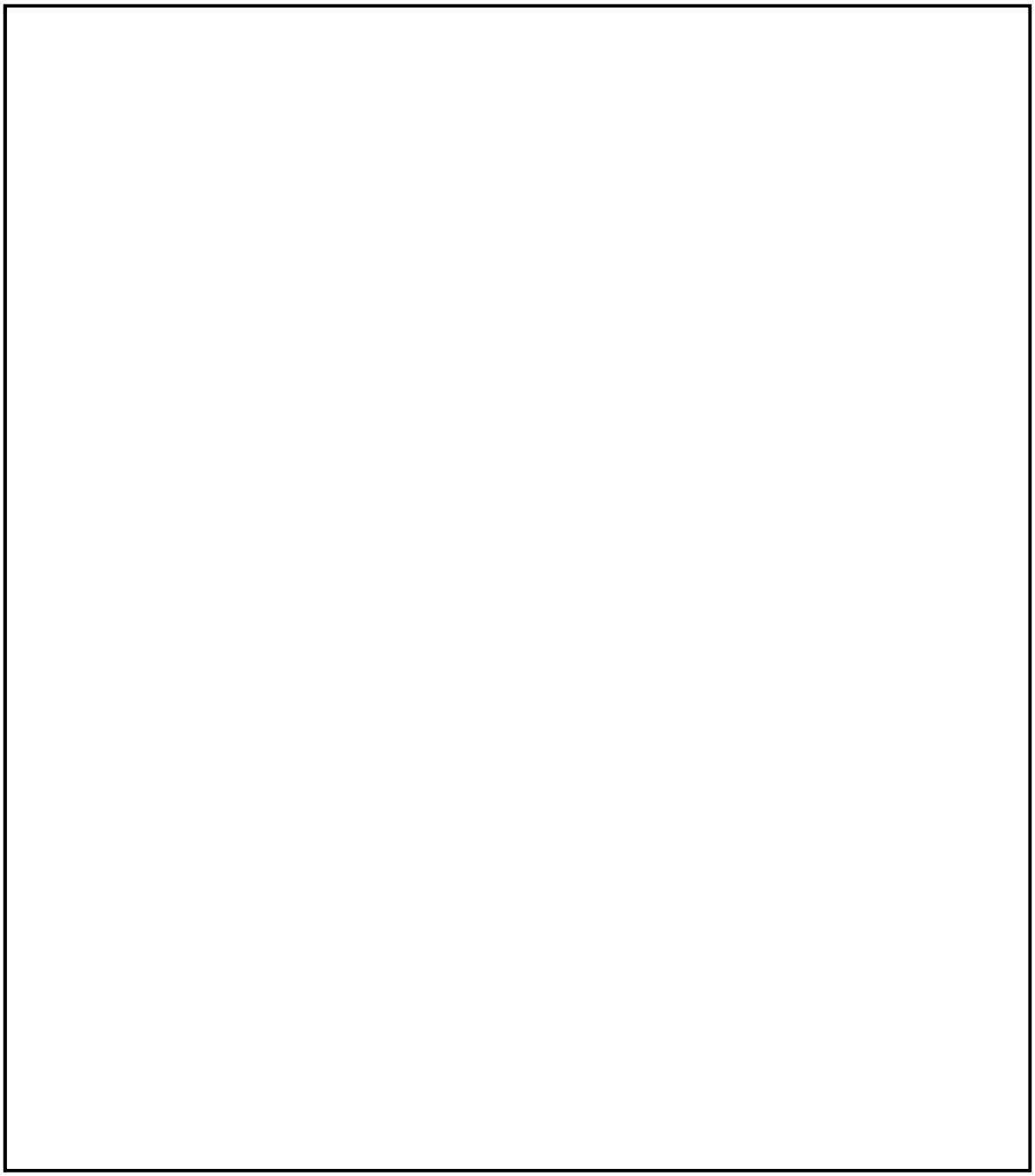
第 1.0.15－9 図　可搬型原子炉格納容器除熱系統 系統概略図



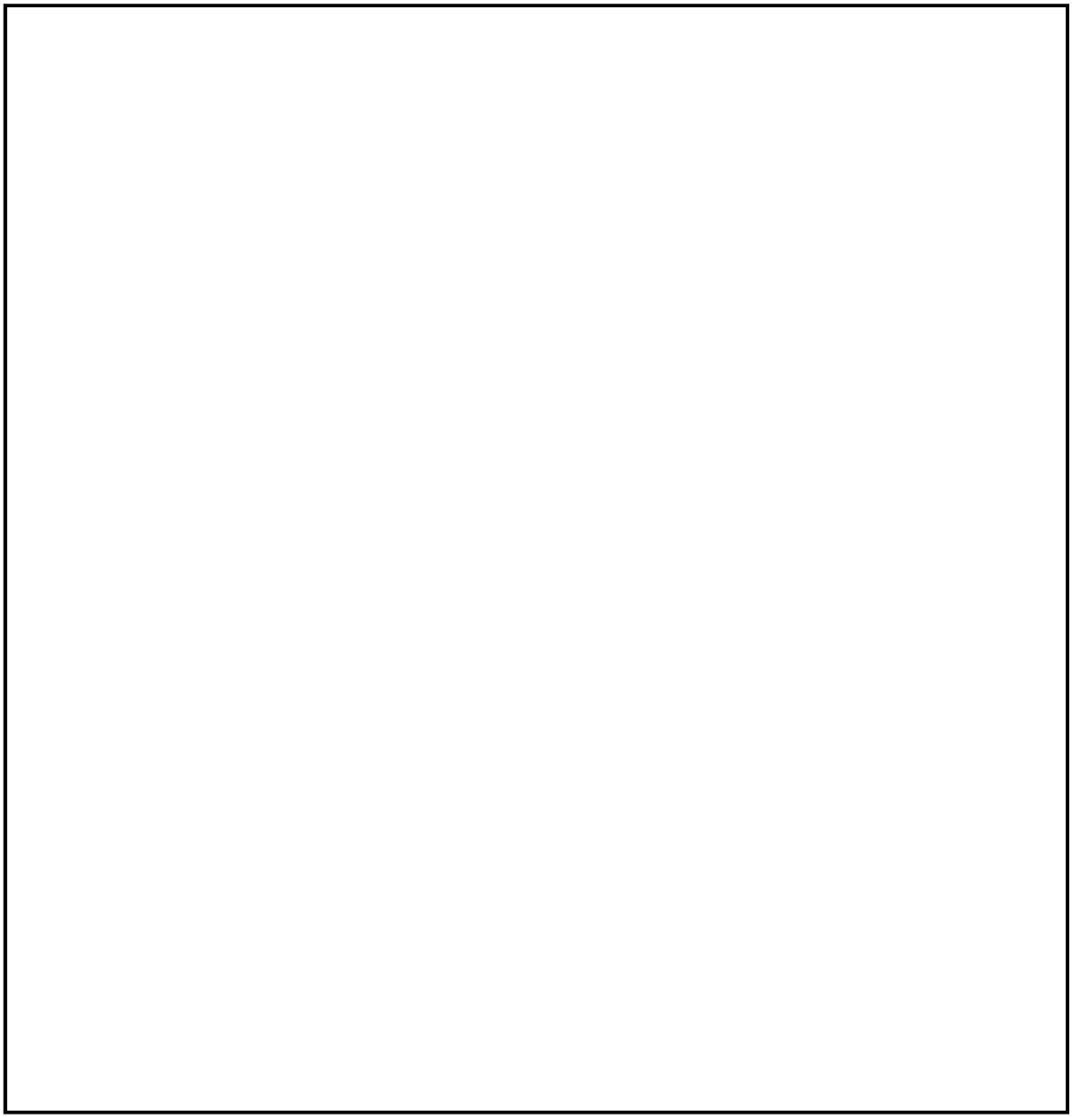
第 1.0.15－10 図　機器配置図（1／5）



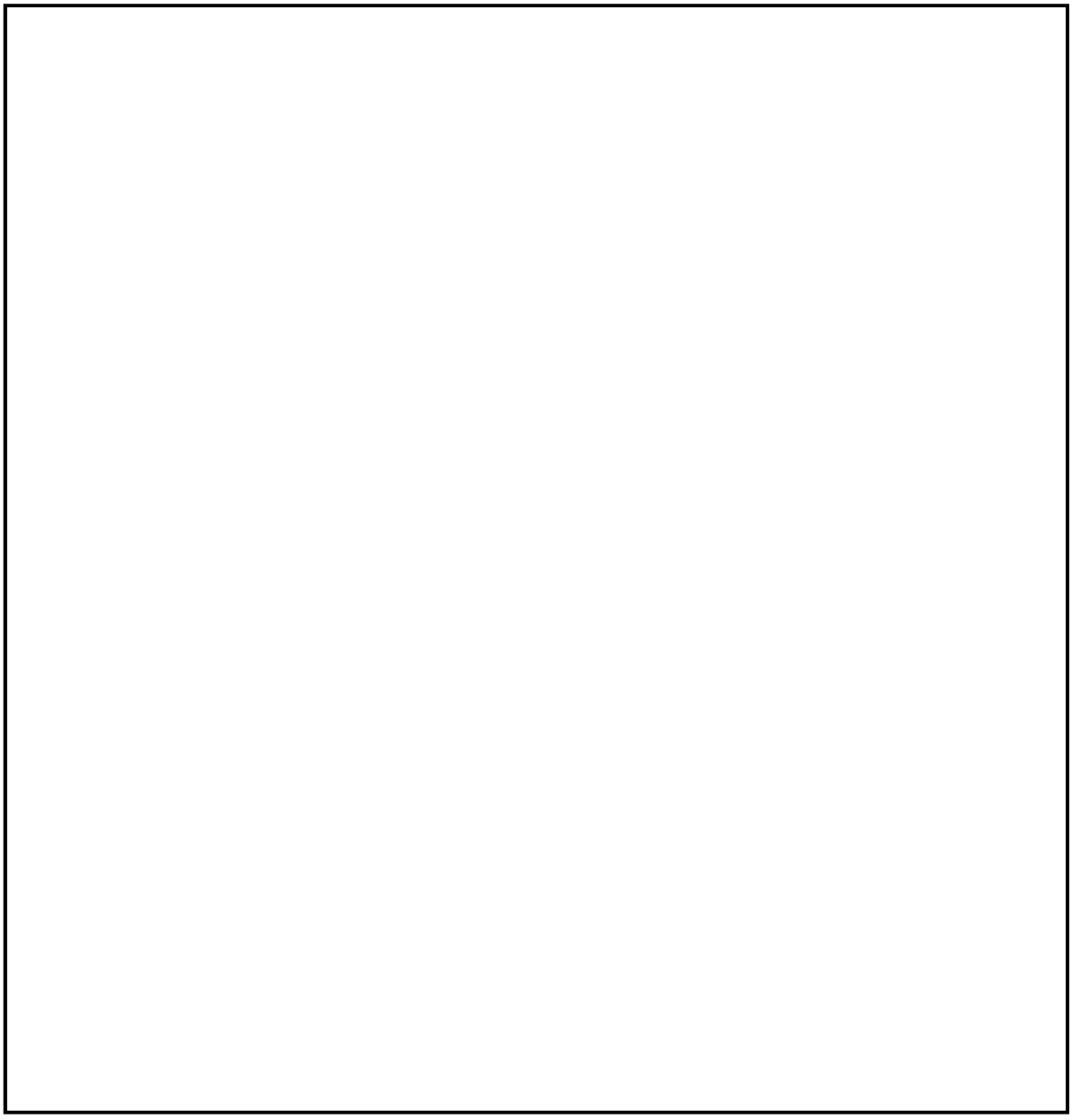
第 1.0.15－10 図　機器配置図（2／5）



第 1.0.15－10 図　機器配置図（3／5）



第 1.0.15－10 図　機器配置図（4／5）



第 1.0.15－10 図　機器配置図（5／5）

(2)　作業に伴う被ばく線量について

炉心損傷で発生した汚染水は，サプレッション・プール水中にある。原子炉隔離時冷却系については，サプレッション・チェンバ側のポンプ入口弁が通常時開となっているため，系統内にサプレッション・プール水が流入することが考えられる。

ただし，原子炉隔離時冷却系については，運転している場合には炉心損傷を防止でき，運転が停止した後に炉心損傷に至ることが考えられる。このため，炉心損傷によってサプレッション・プール水が汚染する段階では，原子炉隔離時冷却系の系統内は流動がない状態であり，汚染したサプレッション・プール水が作業エリアに敷設されている配管系まで流入しないことも考えられる。

また，低圧代替注水系（可搬型）は，代替淡水貯槽等を使用する系統であり，低圧代替注水系逆止弁が直接汚染水に接することはない。

原子炉隔離時冷却系ポンプ室内（EL.-4.0m）における原子炉隔離時冷却系ポンプ入口逆止弁付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約 20mSv／h となる。

低圧代替注水系（可搬型）の低圧代替注水系逆止弁（EL.20m）付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約 20mSv／h となる。

原子炉建屋原子炉棟の大物搬入口における可搬型熱交換器設置箇所（EL.8.2m）の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約 13mSv／h となる。

これらの作業については，準備作業，後片付けを含めて作業時間は，

それぞれ約 13 時間程度（6 人 1 班で作業）と想定しており，必要に応じて遮蔽等の対策を行い，作業員の交代要員を確保し，交代体制を整えることで実施可能である。

(3)　フランジ部からの漏えい発生時の対応

系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は，直ちに可搬ポンプを停止し，可搬型代替注水大型ポンプからの洗浄用水によりフラッシングを実施する。

フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後，フランジの増し締め等の補修作業を実施する。

6.　外部からの支援について

重大事故等時における外部からの支援については，プラントメーカ（日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社），協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等について，協議・合意の上，支援計画を定め，東海第二発電所の技術支援に関する覚書を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

覚書では平時から連絡体制を構築し，緊急時における原子力発電所安全確保のため緊急時対応を支援すること等が記載されている。

外部からの支援に関する詳細な説明は，添付資料 1.0.4「東海第二発電所　復旧作業時に必要な資機材及び外部からの支援について」にて示す。

添付資料 1.0.16

東海第二発電所

重大事故等発生時における

東海発電所及び使用済燃料乾式貯蔵設備

の影響について

＜目　　　次＞

１．概　　要･･ 1.0.16－1

２．東海発電所からの影響･･････････････････････････････････ 1.0.16－1

２．１　東海発電所との同時発生による東二重大事故等対応への影響･･･ 1.0.16－1

２．２　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等による影響評価 · 1.0.16－12

２．３　その他･･･ 1.0.16－14

３．使用済燃料乾式貯蔵設備からの影響････････････････････ 1.0.16－14

４．評価結果･･ 1.0.16－16

第1.0.16－1表　東海発電所における想定事象と可能性のある影響････1.0.16－17

第1.0.16－2表　火災発生時の消火活動要員の動き････････････････1.0.16－18

第1.0.16－3表　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等に関する想定事象と可能性のある影響･･････････1.0.16－19

第1.0.16－4表　自然現象等による貯蔵容器への影響･･････････････1.0.16－20

第1.0.16－5表　原子炉等の重大事故等対応に影響を与える可能性のある貯蔵設備の想定事象とその影響･･･1.0.16－21

第1.0.16－1図　東海第二発電所 原子炉建屋と重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備，アクセスルート，東海発電所及び貯蔵設備の位置関係････････････････････1.0.16－22

第1.0.16－2図　東海発電所の構造及び黒鉛（減速材）の設置状況･1.0.16－23

第1.0.16－3図　東海発電所 原子炉の隔離状況 ･････････････････1.0.16－24

第1.0.16－4図　東海発電所 各建屋とバンカの位置関係 ･････････1.0.16－25

第1.0.16－5図　東海発電所 燃料取扱建屋の各バンカの位置関係･･1.0.16－26

第1.0.16－6図　東海発電所 使用済燃料貯蔵池建屋の各バンカの位置関係･････････1.0.16－27

第 1.0.16－7 図　東海発電所 生体遮へい空気冷却系 ・・・・・・・・・・・・1.0.16－28
第 1.0.16－8 図　敷地遡上津波のシミュレーション結果（最大浸水分布）
・・・・・・1.0.16－29

添付1　東海第二発電所の重大事故等対応に線量上影響する可能性がある
　　東海発電所の発生事象に関する法令上の整理について・・・1.0.16－30

添付2　東海発電所の各建屋の損壊時における黒鉛等による
線量影響について・・・・・1.0.16－33
添付3　東海発電所に貯蔵中の黒鉛の火災による
東二重大事故等対応への影響について・・・・・1.0.16－40
添付4　東海発電所の生体遮へい冷却空気系統の
　　高性能粒子フィルタの破損による線量影響について・・・・・1.0.16－53
添付5　東海発電所への引継ぎが必要な事項　・・・・・・1.0.16－58
添付6　津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による
貯蔵建屋への影響について・・・・・・1.0.16－59
添付7　貯蔵建屋内で発生する漂流物による
貯蔵容器への影響について・・・・・・1.0.16－62
添付8　貯蔵建屋内への津波浸入時の貯蔵容器浸水による
密封機能への影響・・・・・1.0.16－65
添付9　貯蔵建屋部材が外部への損壊流出物となる
可能性について・・・・・1.0.16－66

１．概　　要

東海第二発電所（以下「東二」という。）の原子炉及び使用済燃料プール（以下「原子炉等」という。）において重大事故等が発生した場合に，東二と一部敷地を共有し同じ防潮堤内の敷地に設置している東海発電所（廃止措置中，核燃料搬出済み）においても建屋損壊，機器損傷，火災等が発生すると想定し，これらの事象が発生した場合でも東二重大事故等対応が成立することを確認する。

また，東二敷地内に設置している使用済燃料乾式貯蔵設備*（以下「貯蔵設備」という。）についても，東二の原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等による使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「貯蔵建屋」という。）への影響及び貯蔵設備が東二の原子炉等の重大事故等対応に与える影響を検討する。

＊　貯蔵設備は，貯蔵建屋，貯蔵建屋に付随する設備（天井クレーン等），使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「貯蔵容器」という。），貯蔵容器支持構造物及び監視装置で構成される。

２．東海発電所からの影響

２．１　東海発電所との同時発生による東二重大事故等対応への影響

(1)　想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東海発電所は全ての核燃料を搬出済みであり，重大事故等が発生する可能性はないが，東二で重大事故等が発生した場合に，東二の重大事故等対応に影響を与える可能性のある東海発電所で同時に発生する事象としては，基準地震動S_sまたは基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地遡上津波」という。）による建屋倒壊，建屋内機器の損壊，屋外施設の損壊，建屋内機器及び屋外施設の火災等が考えられる。

東海発電所において発生が想定される事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性を検討した結果を第1.0.16－1表に示す。

(2)　作業環境による影響評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋が設置されている敷地は東二敷地に隣接しており，また，東二重大事故等対応を行うためのアクセスルートの一部は，東海発電所の敷地周辺に設定されている。これらの位置関係を第1.0.16－1図に示す。

東海発電所については，全ての核燃料を搬出済みで廃止措置工事中であるが，2018年3月現在，原子炉構造物の解体は未着手であり，原子炉圧力容器内には黒鉛ブロック（総数：30,000本，総重量：約1,600t）が貯蔵されている。また，一部の黒鉛スリーブは燃料取扱建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1バンカ）内，総重量：約530t）及び使用済燃料取扱建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2バンカ）内，総重量：約280t）に保管されている。

原子炉と4基の蒸気発生器を接続するガスダクト（一次系配管）は，高温側及び低温側の両ガスダクトともに蒸気発生器の手前（8か所）にて閉止されており，原子炉内は隔離された状態にある。東海発電所の概要と黒鉛の設置状況を含む原子炉内の状況を第1.0.16－2図に，東海発電所の原子炉の隔離状態を第1.0.16－3図に示す。また，東海発電所の黒鉛を保管する各バンカの位置関係を第1.0.16－4図に，各バンカの壁厚及び地上高さ(T.P.+8m)との関係を第1.0.16－5図に示す。

第1.0.16－1表のとおり，東海発電所の建屋倒壊による，東二の原子炉建屋構造への影響及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートへの影響について以下に確認した。

ａ．基準地震動及び敷地遡上津波による影響に関する評価

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋及びその他各建屋は，東二原子炉建屋及びその他重大事故等に係る設備から約100m以上離れている。このため，仮に建屋が損壊しても東二原子炉建屋の構造に影響しない。

東海発電所の原子炉建屋，タービン建屋，その他の各建屋及び固化処理建屋並びに幾つかの屋外施設（変圧器等）は，東二重大事故等対処設備へのアクセスルート（最も近い場所）に近い場所に位置している。仮に，これらの建屋及び機器が損壊した場合には発生したがれきや機器等によりアクセスルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ等）を用いてがれきを撤去するなどの対応により，アクセスルートを確保する。

なお，東海発電所の原子炉建屋頂部に設置している排気筒は，仮に損壊しても，東二の原子炉建屋への構造に影響しないように短尺化する。

ｂ．放射線環境に関する評価

前項のａ．において，東二原子炉建屋への離隔距離が少ない東海発電所の各建屋が仮に倒壊した場合，及び東海発電所の建屋内機器の損壊による東二重大事故等対応への影響を，放射線環境の観点から検討した。

なお，本項にて評価した事象のうち，黒鉛の流出，黒鉛の火災及び高性能粒子フィルタの破損の各事故の発生時における検討においては，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成23年度申請）に記載されている敷地境界の線量場に影響する可能性のある事故の選定の考え方を参考に，さらに保守的な条件を設定してアクセスルートへの線量影響を評価した（添付2）。

（ⅰ） 建屋の損壊による線量影響

東海発電所の各建屋の線量率分布については，燃料取扱建屋，使用済燃料冷却池建屋，放射性廃液処理建屋，固化処理建屋及びチェックポイント建屋の一部に高線量率の範囲があるが,最高でも約0.15mSv／hであり，仮に，建屋が損壊して放射線影響を与える建屋構造物や物品が流出しても，東二重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに対する放射線環境による影響はない。

（ⅱ） 原子炉容器内に貯蔵されている黒鉛による線量影響

東海発電所の建屋内の各機器（原子炉内の保管物，原子炉内構造物を含む）のうち，放射能量が多く，放射性物質の飛散による線量場への影響が想定されるものとして，建屋の損壊による黒鉛及び原子炉容器内構造物の露出，黒鉛の流出及び燃焼が考えられる。

原子炉容器内に貯蔵されている黒鉛は，原子炉容器内において拘束シリンダー及びカバープレートで固定されており，原子炉容器で密閉化されている。さらに，一次生体遮蔽壁，二次生体遮蔽壁及び原子炉建屋にて覆われている。黒鉛の設置状況を第1.0.16－2図に示す。このように黒鉛は多数の容器及び壁等によって覆われていることから，基準地震動Ｓｓ及び敷地遡上津波によっても原子炉建屋外に流出することはない。

また，2.1(3)に示すように，黒鉛は着火しないことから黒鉛の火災は発生しない。仮に，黒鉛の火災が発生しても，黒鉛は燃焼の持続性がないことから，大量の放射能が建屋外に飛散することはない。

仮に，原子炉容器，一次生体遮蔽壁，二次生体遮蔽壁及び原子炉建

屋が全て損壊した場合には，アクセスルートに対して線量影響を生じることが考えられる。この場合においても，アクセスルートの線量率は，添付2に示すとおり，建屋が全て倒壊すると保守的に評価しても，直接ガンマ線による線量率は0.02mSv／h，スカイシャインによる線量率は0.005mSv／hと評価される。いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応に影響を及ぼすものではない。

（ⅲ） 各建屋に保管されている黒鉛及び放射性廃棄物による線量影響

各建屋に保管されている黒鉛及び放射性廃棄物について，保管状態と各バンカについて整理したものを第1.0.16－5図，第1.0.16－6図及び添付2の表1に示す。

破砕した黒鉛は，燃料取扱建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1バンカ））及び使用済燃料貯蔵池建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2バンカ））に保管されている。C1バンカ及びC2バンカは1,200mm以上の厚さの密閉型鉄筋コンクリートピットである。また，C1バンカの一部は燃料取扱建屋の地面高さ（T.P.+8m）より低く設置されている。これより，これらのバンカが基準地震動Ｓｓ及び敷地に遡上する津波により大規模に損壊することはなく，放射性物質が流出した場合でもその範囲は限定的であることから，ホイールローダ等を用いた放射性物質の除去や別のアクセスルートの通行により，東二重大事故等対応は影響を受けない。

燃料付属品等の放射性廃棄物は，燃料取扱建屋（燃料スワラー貯蔵庫（Dバンカ），固体廃棄物貯蔵庫（Eバンカ））及び使用済燃料貯蔵池建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2バンカ），燃料スプリッタ貯蔵庫（H1バンカ，H2バンカ，H3バンカ））に保管されている。これらのバンカ

は屋外とは750㎜厚さ以上の密閉型鉄筋コンクリートピットである。また，Dバンカ及びEバンカの一部は燃料取扱建屋の地面高さ（T.P.+8m）より低く設置されている。これより，これらのバンカが基準地震動Ｓｓ及び敷地に遡上する津波により大規模に損壊することはなく，放射性物質が流出した場合でもその範囲は限定的であることから，ホイールローダ等を用いた放射性物質の除去や別のアクセスルートの通行により，東二重大事故等対応は影響を受けない。

建屋の全てのバンカが大規模に損壊することを想定した保守的な条件においても，最も近いアクセスルートの線量率は直接ガンマ線による線量率で，燃料取扱建屋あるいは使用済燃料取扱建屋の損壊時において，各々0.003mSv／h及び0.01mSv／h，スカイシャインによる線量率は各々0.01mSv／h及び0.008mSv／hと評価される。いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応に影響を及ぼすものではない。

（ⅳ） 原子炉建屋内の高性能粒子フィルタの損壊による線量影響

高性能粒子フィルタを有する生体遮蔽冷却空気系は，原子炉容器内及びこれに接続する系統の差圧を管理しながら同系統の冷却及び排出空気の浄化を行う。抽出した空気を高性能粒子フィルタにより浄化した後に排気筒から放出する。系統図の概要を第1.0.16－7図に示す。

仮に，多量の放射性物質（粉じん）を捕捉した高性能粒子フィルタが破損した場合には，放射性物質が飛散することが想定されるため，これに伴う災害対策要員の被ばくによる東二重大事故等対応に及ぼす影響を以下に評価する。

放射性物質の飛散の計算にあたっては，最も保守的な条件として，

廃止措置工事において最も放射能量の高い原子炉内構造物を切断処理する際に発生する放射性物質（粉じん）を最大量捕捉した高性能粒子フィルタが，何らかの原因で破損して原子炉建屋から放射性物質（粉じん）が飛散し，アクセスルート上の災害対策要員が放射性物質（粉じん）を取り込むことを想定する。

この保守的な条件においても災害対策要員の被ばく量は約2.8mSvと算出されるため，本事象が発生しても東二重大事故等対応は影響を受けない（添付3）。

以上より，東二重大事故等と本事象が同時発生した場合には，東二重大事故等の対応を優先する。その後，東二重大事故等の対応状況に応じて，東二の災害対策要員と兼務である東海発電所の災害対策要員が本事象の対応を行う。

なお，東海発電所の廃止措置工事によるアクセスルートの線量率への影響の可能性がある事象として，解体廃棄物の保管場所（固体廃棄物貯蔵庫）への搬送中に，容器不具合等による非管理区域での放射性物質の流出によりアクセスルートの線量率が上昇することが考えられる。しかし，この事象においては，放射性物質の流出範囲が限定的であることから，ホイールローダ等を用いた放射性物質の除去や別のアクセスルートの通行により，この事象が発生しても東二重大事故等対応は影響を受けない。

ｃ．まとめ

ａ．及びｂ．の検討結果より，基準地震動S_sにより東海発電所の建屋

が仮に損壊しても，離隔距離の観点から，東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼすことはなく，また，東二の重大事故等対応に支障を来すことはない。

また，敷地遡上津波により東海発電所の屋外施設が流出しても，東二重大事故等対処対応に係るアクセスルートに対する影響も限定的であり，保有している重機を用いてがれき等を撤去することにより，東二重大事故等対応に支障を来すことはない。

更に，基準地震動Ｓｓや敷地遡上津波により東海発電所の炉内構造物や建屋が仮に損壊しても，原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛及び各建屋に保管されている黒鉛及び放射性廃棄物による線量影響，また，高性能粒子フィルタの破損による放射性物質（粉じん）の飛散による東二災害対策要員の被ばく量は，東二重大事故等対応に影響を及ぼさない。

(3)　資源に対する影響評価

a．黒鉛の火災

東海発電所で発生する火災の想定事象のひとつに，黒鉛の火災が挙げられる。黒鉛の着火及び局所的な加熱によって燃焼が持続すると大規模な火災となる可能性がある。このため，黒鉛の燃焼性に関して，廃止措置期間中（解体工事時を含む）における黒鉛の保管場所（原子炉内）の環境における黒鉛の着火及び燃焼の持続性に関する検討を行った。

原子力発電技術機構による調査結果を基に検討した結果，添付3に示すとおり，解体工事等の作業及び何らかの原子炉容器内で火災が発生した場合においても，黒鉛が着火することはなく，仮に，着火した場合でも，黒鉛の燃焼が持続すると考えられる650℃を維持することはないと

評価される。また，原子炉圧力容器は隔離された状態であるため，黒鉛が燃焼しても十分な酸素が供給されず，燃焼は継続しない。

また，仮に，原子炉圧力容器及び各バンカの損壊によって黒鉛が粉じん状になった場合でも黒鉛は着火せず，一般的な着火エネルギーを与えた場合において粉じん爆発が発生する環境条件は，空気中に55%以上の酸素濃度を必要とすることから，現状の原子炉圧力容器内の環境，各バンカ内の環境及び今後の廃止措置工事期間中においても，存在しえない環境である。

以上より，黒鉛の火災は発生せず，また，粉じん爆発も発生しないと考えられる。仮に，火災が発生した場合には，建屋内に設置した火災検知器により感知（守衛所及び所員居室にて監視）し，他の施設での火災と同様の対応を行うことにより，東二の重大事故等対応及び重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼさない。

ゆえに，黒鉛による火災が発生した場合には，以下のb．に示す火災対応と同様の対応を行う。

b．その他施設での火災

東海発電所で火災が発生した場合における，必要な消火活動要員，消火活動用資機材及び消火活動用水源による東二重大事故等対応への影響について，以下に検討した。

ａ）消火活動要員に関する評価

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）と，平日勤務時間帯における火災発生時の消火活動に係る要員の動きを，第1.0.16－2表に示す。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）の時間帯は廃止措置室消防隊が不

在であるが，現場の監視及び消火活動は十分に対応可能である。また，火災活動に必要な資機材は必要に応じて，東二及び他施設とは別配置としている。以下に詳細を記載する。

（ⅰ） 夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし，また，当直守衛員は東海発電所管理区域及び屋外全般を所掌として，火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

（ⅱ） 平日勤務時間帯

東二当直要員は東二管理区域（建屋内外）及び周辺防護区域を所掌とし，廃止措置室消防隊が東海発電所管理区域を所掌とし，当直守衛員が屋外全般を所掌として，火災発生時には初期消火対応及び公設消防への連絡を行う。

初動対応において出動要請を受けた自衛消防隊は，初期消火に引き続いて消火対応を行い，公設消防の到着後は公設消防の指揮下で消火対応を行う。

自衛消防隊は，隊長と副隊長（夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）は，訓練により力量を確保している宿直当番者）及び当直守衛員７人により構成される。当直守衛員７人により，化学消防自動車及び水槽付消

防ポンプ自動車を同時に使用した消火活動が可能である。

当直要員及び当直守衛員が，各々の所掌において火災を発見した場合は，上記のとおり初期消火対応及び公設消防への連絡を行うとともに，当直要員と当直守衛員の間で迅速に情報共有する。

重大事故等発生時において複数個所の同時火災が確認された場合は，災害対策本部の確立前は，当直発電長は火災によるアクセスルート及び重大事故等対応に及ぼす影響等を考慮して消火活動の優先度を判断し，自衛消防隊を出動させ消火活動にあたる。災害対策本部の確立後においては，当直発電長からの報告を受けた災害対策本部長が上記と同様の観点から消火活動の優先度を判断する。

以上より，東二当直要員，当直守衛員及び自衛消防隊は，元々，災害対策本部体制に所属しており，また，発電所敷地内の火災の消火対応を十分に行うことができることから，東二重大事故等対応には影響しない。

b）消火活動用資機材に関する評価

東二及び他施設（東海発電所及び貯蔵設備）の消火活動用資機材の種類，水源，配備及び設置場所を以下に示す。

消火栓及び消火器は東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置し，消防用自動車は東二，東海発電所及び貯蔵設備の共用として配備している。

なお，各消火用資機材の水源は東二重大事故等対処設備ではないため，これらの消火活動用資機材を用いた消火活動は東二重大事故等対応に影響しない。

・屋外消火栓（水源：防火水槽及び原水タンク）　：共用として設置

・屋内消火栓（水源：ろ過水タンク及び多目的タンク）

：東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置

・消火器　：東二，東海発電所及び貯蔵設備に各々設置

・化学消防自動車（1 台）及び水槽付消防ポンプ自動車（1 台）

：共用として配備

ｃ．まとめ

以上より，東二敷地内の他施設（東海発電所及び貯蔵施設）で火災が発生した場合でも，消火活動に必要な資源は東二重大事故等対応には影響しない。

２．２　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等による影響評価

(1)　想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東二と同じ敷地内において,東海発電所では廃止措置作業を行っている。東海発電所の廃止措置作業が東二重大事故等対応に影響を与える可能性を検討した結果を第1.0.16－3表に示す。

(2)　作業環境による影響評価

東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材（クレーン，ユニック車，トラック等）は,基準地震動Ｓ$_s$及び敷地遡上津波により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材（鉄骨等）が荷崩れしないように固縛する。仮に，基準地震動Ｓｓにより資機材及び廃材が転倒又荷崩れした場合でも，屋外の重大事故等対処設備を損壊させない位置及びアクセスルートに必要な通行幅5mを確保できる位置に配置する。特に，クレーンについ

ては，作業により一時的にアームを伸ばした状態で転倒した場合にアクセスルートとして必要な通行幅5mを確保できない場合は，複数のアクセスルートのうち通行可能なルートを使用する。

また，東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等は，敷地遡上津波によるアクセスルートへの影響を回避するため,資機材については,使用時以外はアクセスルートからできるだけ離れた場所に保管し，廃材もアクセスルートからできるだけ離れた場所に保管する。仮に，資機材及び廃材が流出してアクセスルートへの限定的な影響が確認された場合には,保有している重機（ホイールローダ）を用いて資機材及び廃材等を撤去することでアクセスルートを確保する。

さらに，東海発電所の廃止措置作業に用いる資機材は，竜巻により容易に転倒しないように設置し，また，資機材及び廃材等が荷崩れしないように固縛する。あるいは建屋内に収納又は敷地外から搬出する。仮に，竜巻により資機材及び廃材が転倒又は荷崩れした場合は，発生したがれき等によりアクセスルートへの限定的な影響が考えられるため，保有している重機（ホイールローダ）を用いてがれき等を撤去することで，アクセスルートを確保する。

さらに，竜巻の襲来が予想される場合には，速やかに作業を中断するとともに，建屋搬入口の閉止，クレーンのアームを降ろす，資機材及び廃材については想定（設計）竜巻飛来物以外の物が飛来物とならないように固縛，ネット敷設等，車両については退避，固縛等の必要な措置を講じる。

(3)　運用対策の実施

東二重大事故等対応に影響を与えないためには,上記3.(2)に記載した東

海発電所の廃止措置作業で使用する資機材又は発生する廃材に対する運用管理が必要である。これらの運用管理については，確実に実施するために手順として原子炉施設保安規定に規定し，ＱＭＳ規程に基づき実施する。

２．３　その他

東海発電所の廃止措置段階における工事等により，東海第二発電所の重大事故等対応に影響を及ぼさないために，東海発電所へ各運用に係る以下の観点で引継ぎ事項を整理した（添付5）。

・排気筒短尺化
・竜巻飛来物管理
・緊急時対策所
・サービス建屋減築
・車両退避管理
・東海第二の敷地図変更
・取水路・放水路の一部閉鎖
・放射性廃棄物管理

今後，東海発電所の廃止措置計画，保安規定に運用の基本方針を記載し，下部のＱＭＳ規程に具体的な手順等を定め，運用管理を行っていく。また，東海第二発電所の設置変更許可の運用開始までに保安検査等により，引継ぎ事項の実施状況を報告する。

３．使用済燃料乾式貯蔵設備からの影響

(1)　東二原子炉等との同時被災時の貯蔵設備への影響

原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等によ

り，貯蔵設備が同時に被災するような場合の影響として，貯蔵容器の安全機能（除熱機能，密封機能，遮蔽機能及び臨界防止機能）の喪失が考えられる。そこで，原子炉等との同時被災により貯蔵容器に影響を与えると考えられる自然現象等と,それらによる貯蔵容器への影響を第1.0.16－4表のとおり検討した。

地震については，基準地震動Ｓ$_s$による貯蔵建屋の損壊や貯蔵容器の転倒は発生せず，貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。また，その他の自然現象（地震及び津波を除く），外部人為事象，内部火災及び内部溢水が発生しても貯蔵容器の安全機能に影響はない。

以上から，貯蔵容器に影響を与えると考えられる事象として，敷地遡上津波を想定した。

敷地遡上津波による，浸水量評価結果を第1.0.16－8図に示す。解析の結果に余裕を考慮しても，給気口がある貯蔵建屋長壁面の最大浸水深は4mであり，地上4.6mの高さに設けられた給気口からは浸入しないものの，大物搬入口扉と床面の隙間等から貯蔵建屋内に浸入する可能性がある。また，貯蔵建屋への津波波力の作用，貯蔵建屋への漂流物の衝突の可能性はあるが，貯蔵建屋が損壊することはない（添付6)。貯蔵建屋内への津波による浸水により，貯蔵建屋内の部材が漂流物となる可能性はあるが漂流物が貯蔵容器に衝突しても密封機能に影響はない（添付7)。さらに，保守的に貯蔵容器の水没を仮定しても密封機能への影響はない（添付8)。

貯蔵建屋が健全で給排気口による空気の自然対流が確保されるため，貯蔵容器の安全機能のうち，除熱機能は確保される。貯蔵容器の形状が維持されるため，密封境界も遮蔽材も健全であり，密封機能及び遮蔽機能は確保される。貯蔵容器内部のバスケット（仕切板）の形状が維持されるため，

臨界防止機能は確保される。

上記の検討結果より，原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等によって貯蔵設備が同時に被災する場合においても，貯蔵容器の安全機能に影響がないことを確認した。

以下に，このような状況が発生した場合でも，貯蔵設備が東二の原子炉等の重大事故等対応に影響を与えないことを確認する。

(2) 貯蔵設備の想定事象と東二重大事故等対応に影響を与える可能性

東二の原子炉等の重大事故等対応に影響を与える可能性のある貯蔵設備の想定事象とその影響の検討結果を第1.0.16－5表に示す。

(3) 作業環境による影響評価

貯蔵建屋及び東二の原子炉等の重大事故等対処設備は第1.0.16－1図に示すとおり，敷地内に設置されている。ここでは第1.0.16－4表に基づき，貯蔵設備が重大事故等対処設備に影響を与えるかを検討した。

敷地遡上津波によって貯蔵設備が原子炉建屋に与える影響を評価した結果，敷地遡上津波によって貯蔵建屋部材が損壊し，外部への流出物が生じた場合でも，発生した流出物による影響はないことを確認した（添付9)。

４．評価結果

上記2.～3.の評価及び対策により，東海発電所及び貯蔵設備が東二原子炉等と同時に被災しても，東二重大事故等の対応について影響を与えないことを確認した。

第1.0.16－1表　東海発電所における想定事象と可能性のある影響

影響評価項目			想定事象	可能性のある影響
作業環境	物的影響	損壊 流出物	・基準地震動Ｓ$_s$等による東海発電所の建屋倒壊 ・敷地に遡上する津波による東海発電所の屋外施設の流出	・東海発電所の建屋の損壊により，東二原子炉建屋の構造に影響を及ぼす。 ・東海発電所の建屋の損壊，原子炉圧力容器内及び各建屋に保管している黒鉛の流出により，屋外の東二重大事故等対処設備が損傷又はアクセスルートが通行不可となる。 ・損壊した建屋（がれき）及び原子炉圧力容器内の黒鉛の流出により，線量場が増加し，東二重大事故等対処作業に影響を及ぼす。 ・高性能粒子フィルタの破損により捕捉された放射性物質（粉じん）の飛散によって，災害対策要員の被ばく量が著しく上昇し，東二重大事項等対応に影響を及ぼす。
	間接的影響	損壊	・基準地震動Ｓｓ等による東海発電所建屋内機器の損壊	
		火災	・地震等による東海発電所の屋外可燃物施設の損壊により発生する火災	
		溢水，漏洩	・地震等による東海発電所の屋外タンク（水系，薬品系，油系）の損傷により発生する溢水，漏洩	
資源			・東海発電所で発生する火災※	・原子炉内の黒鉛の燃焼及びその他施設の火災により，東二重大事故等対応に必要な資源（要員，資機材，水源，電源）が確保不可となる。

※：東海発電所は核燃料が全て搬出済みであるため，全交流動力電源喪失，使用済燃料冷却池スロッシング，使用済燃料冷却池崩壊熱除去機能喪失，使用済燃料冷却池漏洩，核燃料露出（高線量場発生）は想定事象に含めない。

第1.0.16－2表　火災発生時の消火活動要員の動き

夜間及び休日（平日勤務時間帯を除く）				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導	初動体制	全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（39名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4		当直	当直
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊 自衛消防隊長 宿直当番者（技術系管理職）	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●	消防班	消防班
		自衛消防隊 自衛消防副隊長 宿直当番者（管理職）	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊 当直守衛員※1（7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	※3 東一内部・屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
—	廃止措置室消防隊	（不在）											

平日勤務時間帯				所掌	活動場所	時系列						本部体制の所属	
						初動対応				自衛消防隊到着後	公設消防の現場誘導		全体体制
						現場確認	119通報	自衛消防隊出動要請	初期消火				
災害対策本部体制（39名）の要員	初期消火活動要員	当直発電長（通報連絡責任者）	1	東二内部	MCR		●	●		運転対応移行※4			当直
		当直運転員（連絡担当）	1		MCR～火災現場	●			●				
		自衛消防隊 自衛消防隊長（技術系管理職）	1	※3 東一内部・東二内部・屋外	火災現場					消火対応※5	●		消防班
		自衛消防隊 自衛消防副隊長（管理職）	8		現場指揮本部								
		自衛消防隊 当直守衛員※1（7名）			火災現場								
		当直守衛員（通報連絡責任者）	2	屋外	監視所		●	●		対応継続※6			
		当直守衛員（連絡担当）			監視所～火災現場	●			●				
上記要員外	廃止措置室消防隊（廃止措置管理Gr）	Gr マネージャー	1	※3 東一内部	本部		●	●		対応継続※7			
		Gr 員	1		火災現場	●			●				
		Gr 員	4※2						●				

※１：自衛消防隊のうち当直守衛員（7名）は消防車操作の力量を有する
※２：廃止措置室消防隊のうちGr員の要員数は変動する場合あり
※３：東一：東海発電所のこと
※４：当直発電長及び当直運転員は中央制御室にてプラント運転対応に移行
※５：自衛消防隊長：火災現場で消火活動の指揮，自衛消防副隊長以下8名：火災現場等で消火対応
※６：通報連絡責任者：監視所で連絡の指揮，連絡担当：他火災の連絡業務に備える
※７：廃止措置室消防隊は東Ⅰの火災現場で消火対応実施

第1.0.16－3表　東海発電所の廃止措置作業における資機材及び廃材等に関する想定事象と可能性のある影響

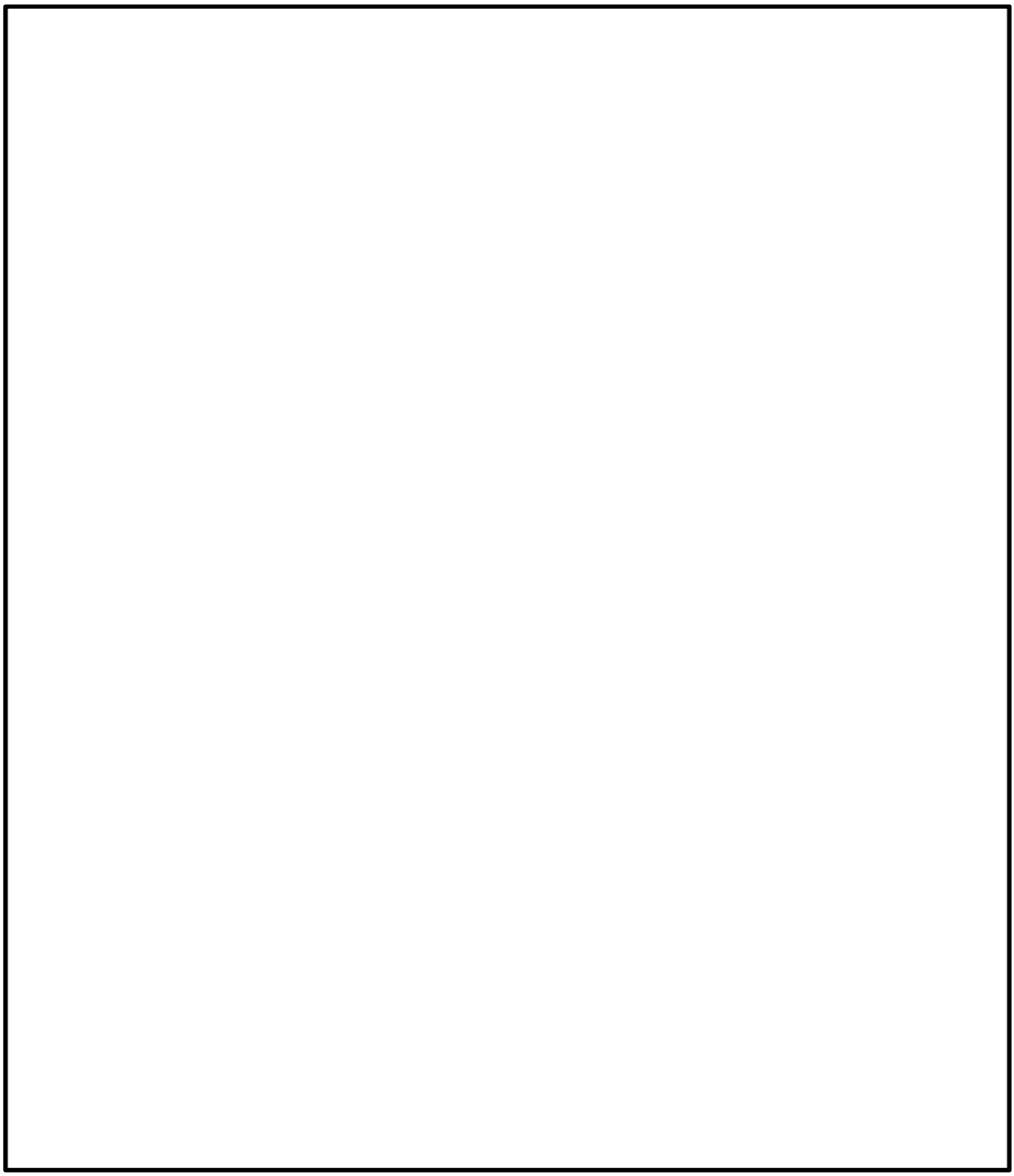
影響評価項目			想定事象	可能性のある影響
作業環境	物的影響	損壊 流出物	・基準地震動Ｓ$_s$等による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン等）の転倒又は資材・廃材（鉄骨等）の荷崩れ ・敷地に遡上する津波による東海発電所廃止措置作業に用いる機材（クレーン・廃材（鉄骨等）の流出 ・竜巻による東海発電所廃止措置作業で使用する資機材及び発生する廃材等の転倒，荷崩れ，飛来	・屋外の東二重大事故等対処設備が損傷又はアクセスルートが通行不可となる。

第 1.0.16－4 表　自然現象等による貯蔵容器への影響

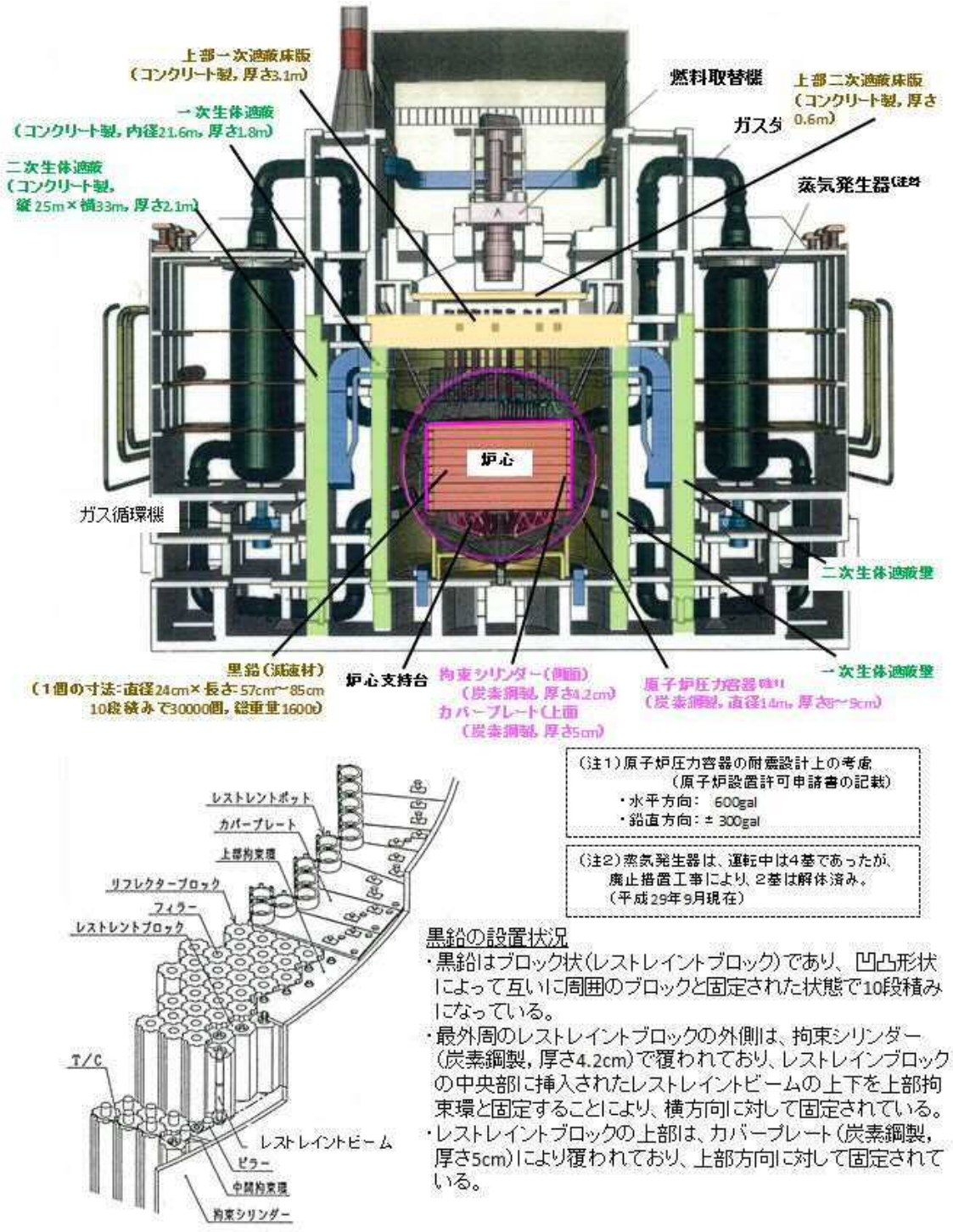
自然現象又は 外部人為事象等	貯蔵容器への影響
地震 （基準地震動Ｓ$_S$）	・貯蔵建屋の損傷がなく，貯蔵容器の支持架台も健全であることから，貯蔵容器の安全機能に影響はない。
津波 （敷地遡上津波）	・津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による貯蔵建屋の損壊はないことを確認している（添付 1)。 ・貯蔵建屋内の漂流物により貯蔵容器の安全機能に影響はないことを確認している（添付 2)。 ・貯蔵建屋内への津波による浸水により，貯蔵容器の密封機能に影響はないことを確認している（添付 3)。
自然現象 （地震及び津波を除く）	・豪雨,暴風,森林火災,積雪,火山降灰等の自然現象により，送電線損傷による外部電源喪失，又は貯蔵容器及び監視設備水没のシナリオが考えられるが，貯蔵容器の安全機能は電源喪失に影響されないことから，貯蔵容器の安全機能への影響はない。
外部人為事象	・航空機落下，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災等については,原子炉建屋から貯蔵建屋まで 100m 以上の離隔距離があることにより同時被災しないこと,また,立地的要因により設計上考慮する必要がないこと等から影響はない。
内部火災	・貯蔵建屋内において,電気室及び出入管理室の制御盤・電気盤，また，トレーラエリアと電気室・出入管理室の 2 階部に常時待機している天井クレーンの減速用の潤滑油が可燃物であり，火災発生の可能性がある。 ・しかし，火災区域であるキャスク貯蔵エリアは，電気室及び出入り管理室とコンクリート壁で隔てられ，電気室・出入管理室（及び天井クレーン）から 10m 以上離隔距離があること，また，電気室の制御盤等の可燃物や天井クレーンの潤滑油が発火したとしても火災継続時間は短く，さらに，貯蔵容器自体は不燃材で構成されていることから，火災により貯蔵容器の安全機能への影響はない。
内部溢水	・貯蔵容器は自然冷却により使用済燃料の崩壊熱を除去しており，内部溢水により電源喪失が生じても除熱機能に影響はない。また，貯蔵容器が水没しても，津波の影響評価に包絡され貯蔵容器の密封機能に影響を与えない。

第 1.0.16－5 表　原子炉等の重大事故等対応に影響を与える
可能性のある貯蔵設備の想定事象とその影響

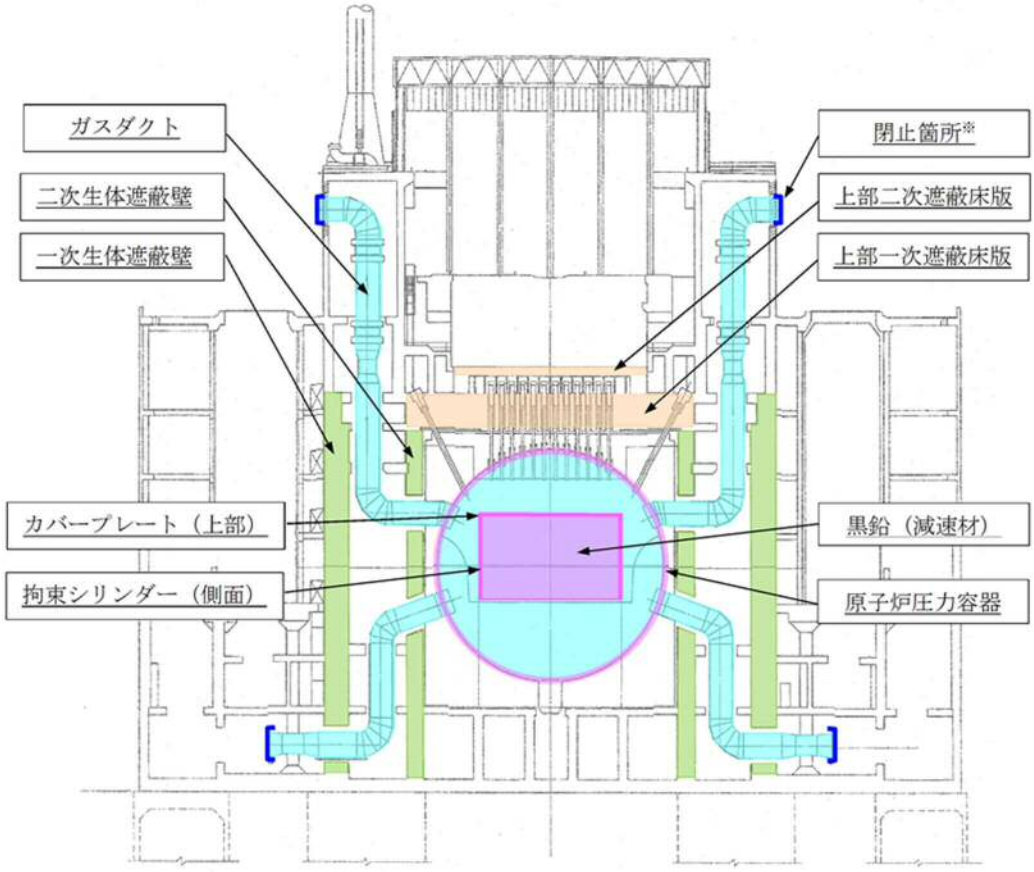
影響評価項目			想定事象	想定される影響
作業環境	物的影響	損壊，貯蔵建屋外部への流出	敷地遡上津波による貯蔵建屋の大物搬入口扉，遮蔽扉及びガラリ等の流出	重大事故等対処設備の損傷



第 1.0.16－１図　原子炉建屋と重大事故等対応に必要な屋外の重大事故等対処設備，アクセスルート，東海発電所及び貯蔵設備の位置関係

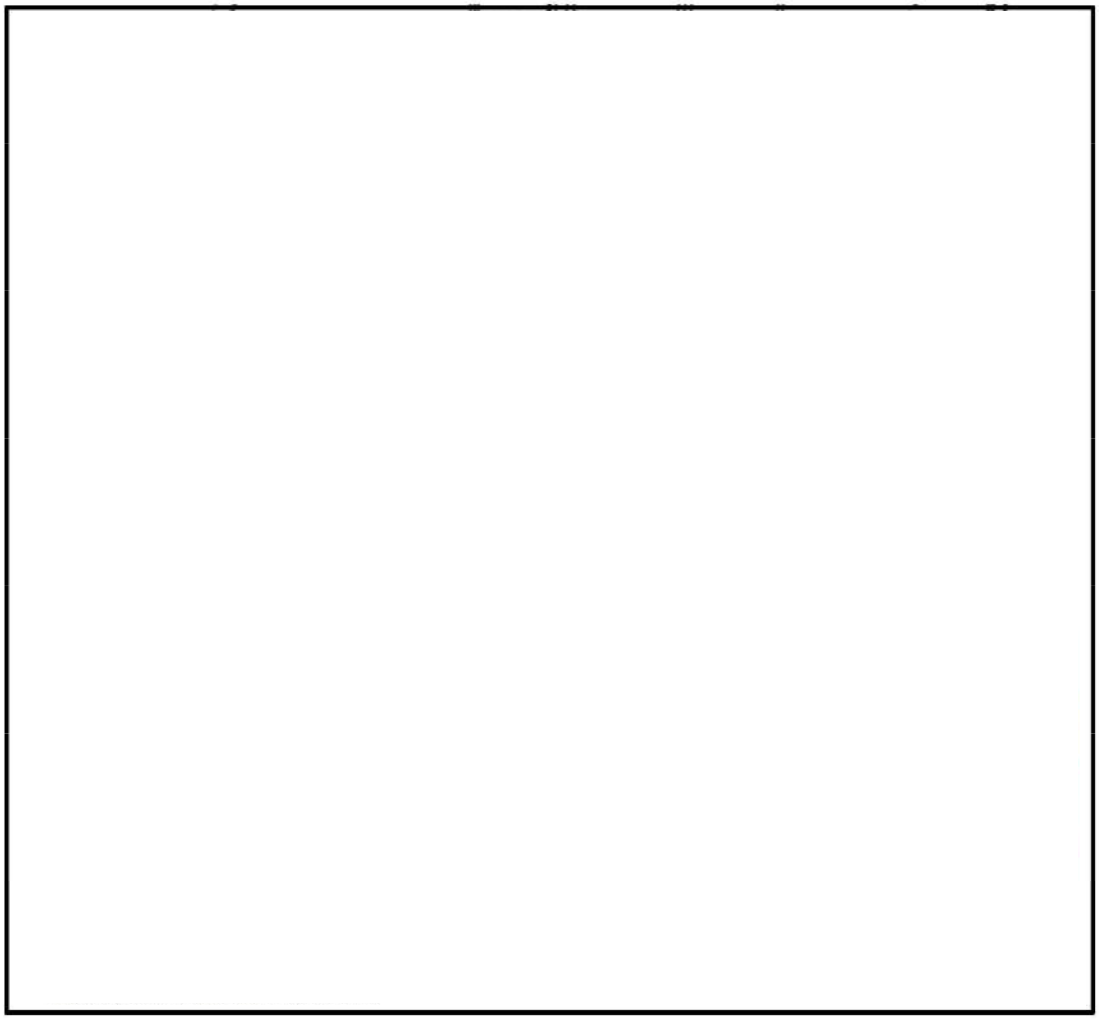


第 1.0.16－2 図　東海発電所の構造及び黒鉛（減速材）の設置状況



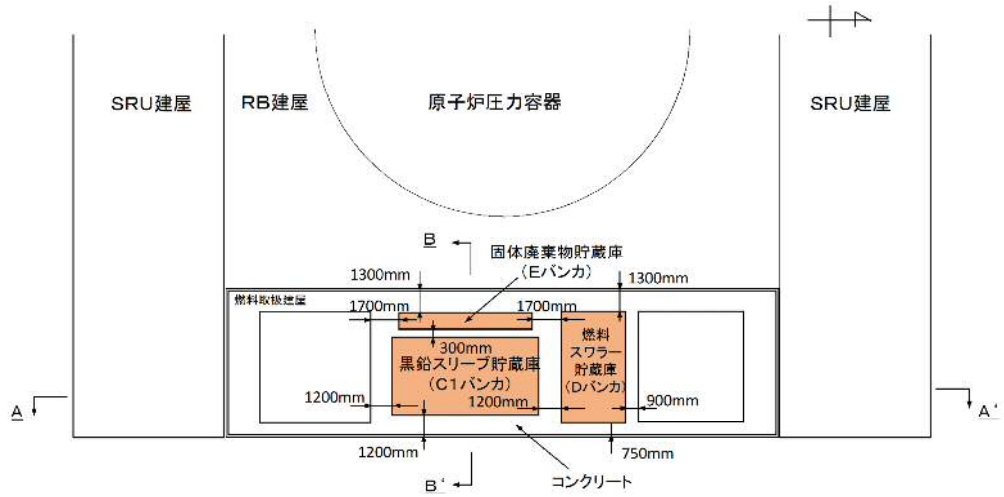
原子炉の隔離状態（水色の範囲）
原子炉及び一次系配管（ガスダクト）は，蒸気発生器の手前（８か所）で閉止されている。

第 1.0.16－3 図　東海発電所　原子炉の隔離状況

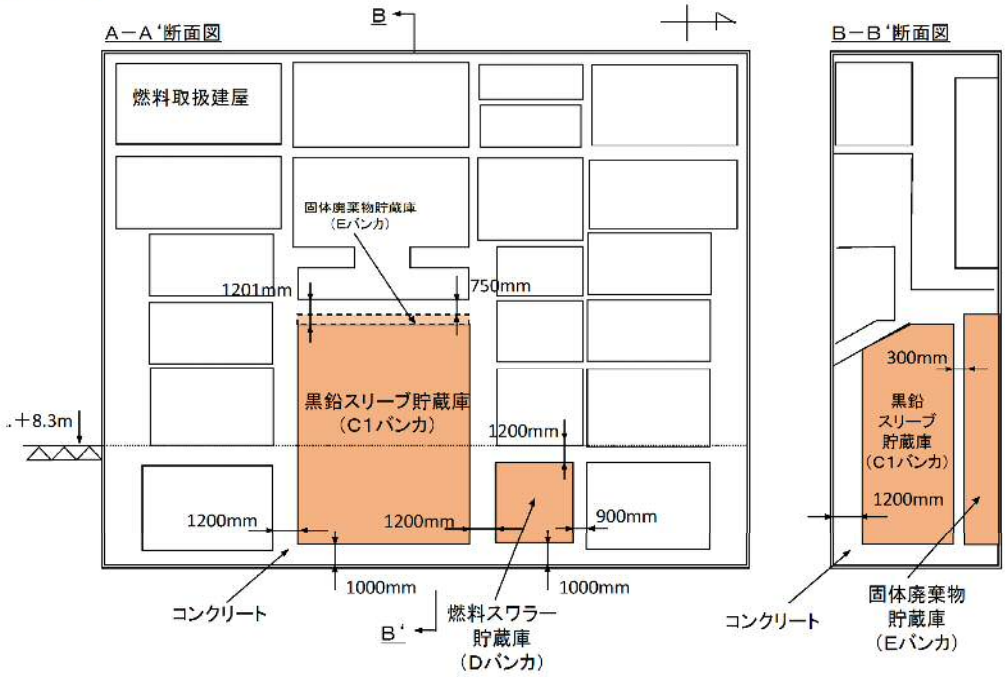


第 1.0.16－4 図　東海発電所　各建屋とバンカの位置関係

建屋平面図

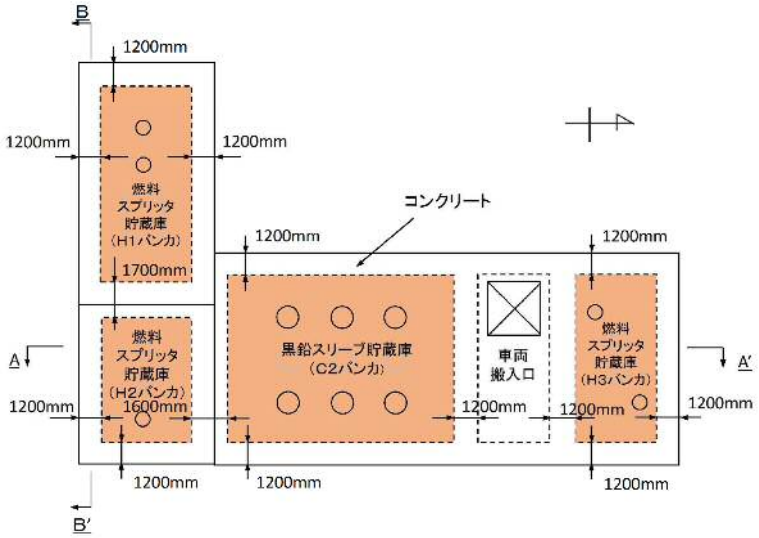


建屋断面図

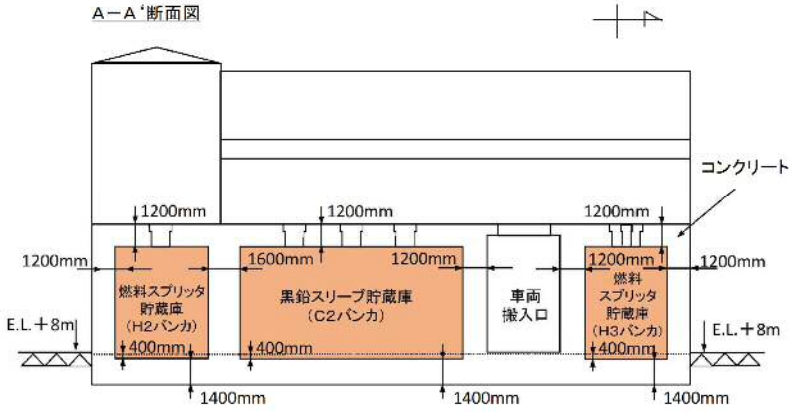


第 1.0.16－5 図　東海発電所 燃料取扱建屋の各バンカの位置関係

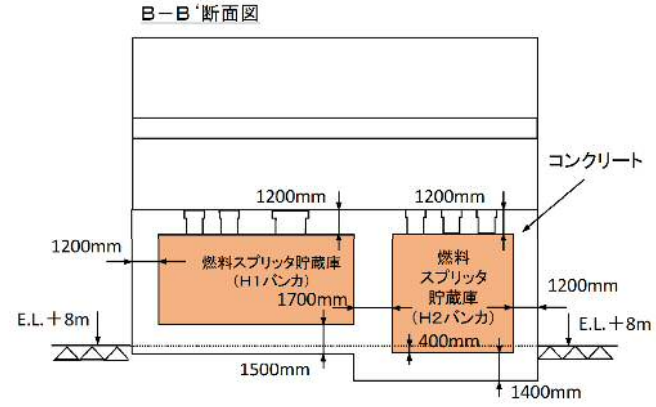
建屋平面図



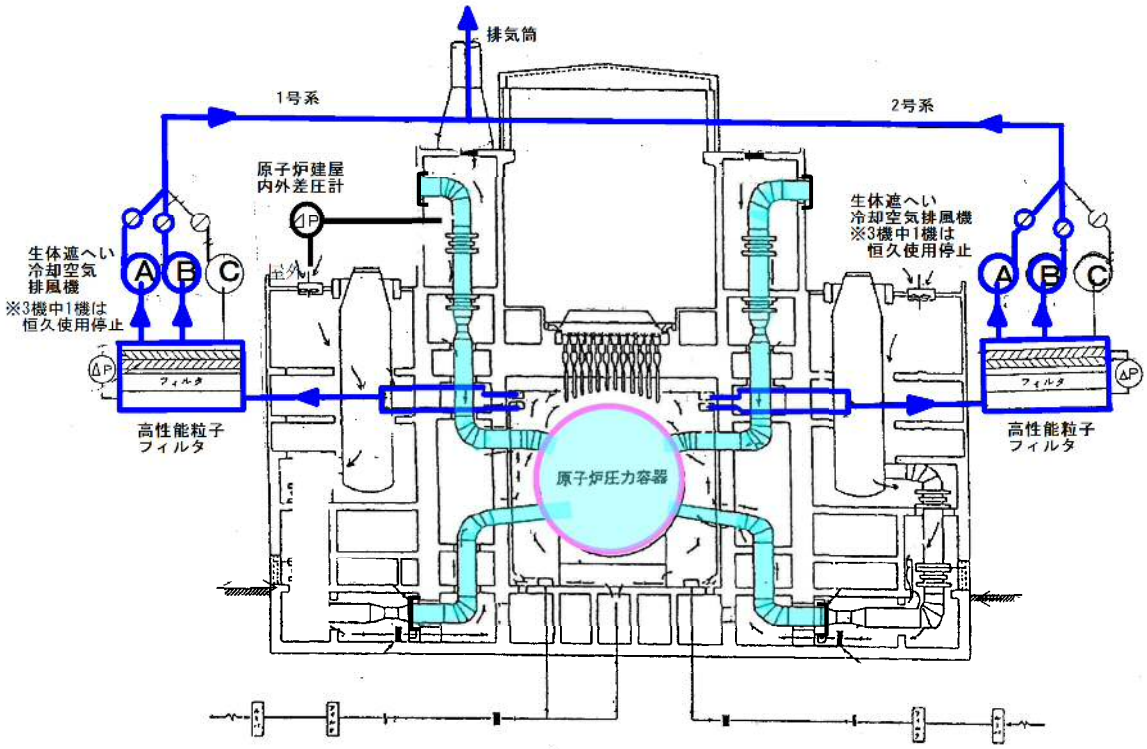
建屋断面図（南北）



建屋断面図（東西）



第 1.0.16－6 図　東海発電所 使用済燃料貯蔵池建屋の各バンカの位置関係

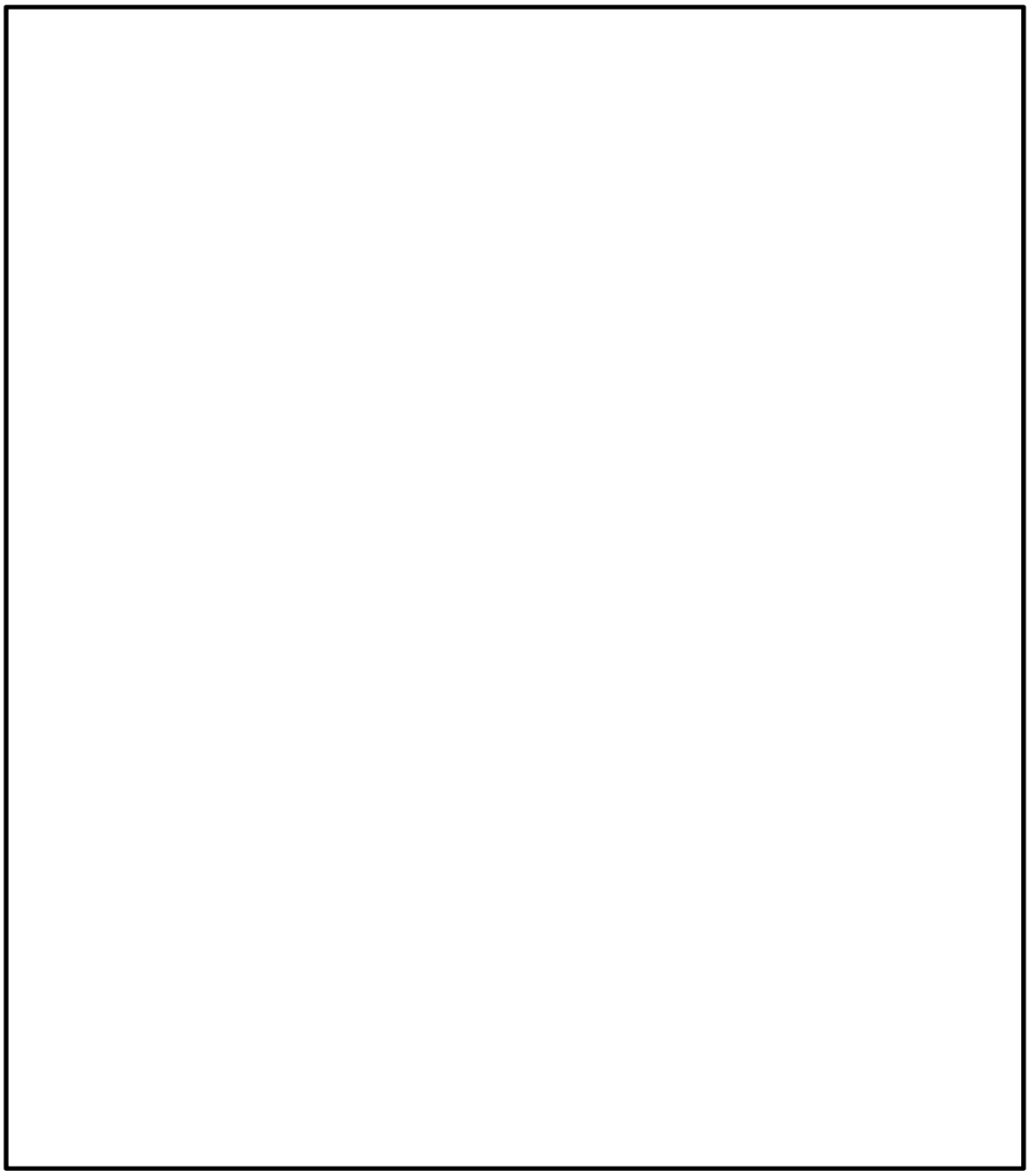


主な仕様

・生体遮へい冷却空気排風機
　種類：単段遠心型誘引通風機
　容量：1416m3／分
　個数：4（常用）

・高性能粒子フィルタ
　種類：ろ過式自動交換型
　容量：340000m3／時
　個数：2

第 1.0.16－7 図　東海発電所　生体遮へい空気冷却系



第 1.0.16－8 図　敷地遡上津波のシミュレーション結果（最大浸水深分布）

添付 1

東海第二発電所の重大事故等対応に線量上影響する可能性がある東海発電所の発生事象に関する法令上の整理について

１．概要

東海発電所は，1998 年 3 月に運転停止し，当時の「核原料物質，核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）上の廃止措置作業の着手要件であった全ての核燃料(16,000 本)を搬出した後，2006 年 6 月に廃止措置計画の認可を取得し，同年 12 月から原子炉等規制法に基づいて廃止措置作業を行っているところである。

本資料（技術的能力 1.0.16）は，東二の重大事故等の発生時に，廃止措置中の東海発電所で同時発生する（可能性がある）場合に，東二重大事故等対応への影響について評価したものである。

本章では，この評価に先立って，東海第二発電所の重大事故等に影響する可能性がある東海発電所の発生事象に係わる法令上の整理をした。

２．東海発電所に係わる法令の整理

東海発電所では，前述のとおり「原子炉等規制法」に基づく廃止措置計画に基づき，廃止措置作業を実施している。

一方，「原子力災害対策特別措置法」及び「原子炉災害対策特別措置法施行令」では，国民の生命及び財産の保護の観点から，これに影響する又は影響する可能性がある事象が発生した場合には，事業者の通報が要求されている。更に，「原子力災害対策指針」及び「原子力災害対策特別措置法に基づ

き原子力防災管理者が通報すべき事象等に関する規則」では，原子炉の状況に応じた通報すべき事象が定められており，東海発電所では事業者敷地外への放射性物質の放出又は放出の可能性がある事象が発生した場合には通報することが要求されている。具体的には，敷地境界の線量場（5μSv／h）が基準となる。

３．東二重大事故等対応への線量影響に関する考え方

東海発電所では，全ての核燃料が搬出されているため，東二とは異なり，敷地外（周辺監視区域）に線量影響を生じるような重大な事故が発生する可能性はない。

しかし，廃止措置中の東海発電所における事故により敷地境界に線量影響を生じる可能性として，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）では，最も放射性物質が建屋外に放出される事象として，「高性能粒子フィルタの損壊」を抽出し，この時に排気筒から放出された全放射性物質が敷地境界（１か所）に短時間に移行するという保守的な条件に基づく当該場所での被ばく量（算出結果：8μSv／h）より，この事象が通報対象事象（特定事象）となる可能性があることが記載されている。

これを踏まえて，本資料では，東二重大事故等対応における東海発電所で発生した事故による線量影響を評価するにあたって，対象とする東海発電所の事故として，上記事象を含む，東海発電所から多くの放射性物質が放出されると考えられる以下の事象を選定した。

・高性能粒子フィルタの損壊（添付 4）
・黒鉛の放出（添付 2）
・黒鉛の火災（添付 3）

東二重大事故等対応は敷地内（東二の建屋内，建屋外のアクセスルート等）で行うことから，各事象における，黒鉛等を貯蔵・保管する東海発電所の原子炉建屋及び各建屋から最も近いアクセスルートの場所における被ばく量を算出した。なお，被ばく量の算出にあたっては，東海発電所の原子炉建屋及び各建屋が損壊すること等を前提とした保守的な条件を設定した。（詳細な算出条件については各添付を参照）

東海発電所の各建屋の損壊時における黒鉛等による線量影響について

１．概要

廃止措置中の東海発電所では，原子炉内構造物の解体は未着手であり，また，黒鉛が原子炉建屋，燃料取扱建屋（以下「FHB 建屋」という。）及び使用済燃料取扱建屋（以下「CCP 建屋」という。）に保管されている。原子炉建屋内に保管されている黒鉛は原子炉圧力容器内において拘束シリンダー及びカバープレートにより固定されており，原子炉圧力容器の外側には，一次生体遮蔽，二次生体遮蔽及び原子炉建屋の多数の壁に覆われている。また，FHB 建屋内及び CCP 建屋内に保管されている黒鉛は，いずれの黒鉛についても 1,200mm 厚以上（地上域）の鉄筋コンクリート壁による密閉型のバンカ内に保管されている。

このため，基準地震動S_s，基準津波及び敷地に遡上する津波を含む大規模な自然災害によって東海発電所の原子炉建屋等が損壊しても，原子炉内構造物及び黒鉛が原子炉建屋外に流出することはないと考えられる。

また，添付 3 に示すとおり，黒鉛は着火せず，仮に，着火しても燃焼の持続性がないため，燃焼による黒鉛の飛散は生じない。

しかし，原子炉建屋と原子炉容器の損壊，各建屋の損壊の場所及び程度によっては，東海発電所の原子炉建屋外に線量影響を及ぼす可能性があることから，以下に，放射能量が多い黒鉛による線量影響（直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による線量率）を算出し，東二の重大事故等対応への影響について検討した。

また，各建屋には，黒鉛（燃料）の付属品，L1 及び L2 相当の放射性廃棄物が保管されていることから，併せて線量影響を算出し，東二重大事故等対応への影響について検討した。

２．線量率の計算条件

直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線の共通の計算条件を以下に示す。

(1) 線源

原子炉建屋，FHB 建屋及び CCP 建屋における黒鉛を含む放射性廃棄物の保管については，東海発電所廃止措置認可申請書に記載している。これに保管場所の構造，保管状況及びアクセスルートからの距離を併せて整理したものを表１に示す。

表１　各建屋における黒鉛等の保管状況

建屋・保管場所		保管量 (概算,ton) ()は黒鉛量	保管場所の構造，保管状態	アクセスルートからの距離※2
原子炉建屋	原子炉	約 1,600 （約 1,600）	・原子炉圧力容器内に保管 ・黒鉛ブロックが拘束スリーブ及びカバープレートで円柱状に固定されている。 ・原子炉圧力容器内に可燃物はない。	100m
燃料取扱建屋（FHB）	黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1 バンカ）	約 532 （約 532）	・1,200mm 厚さ（全域）の密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管 ・ピットの一部は地面高さ（T.P.+8m）より低いレベルに位置する。 ・常時建屋換気を実施しており，建屋内を負圧に管理している。 ・破砕した黒鉛（黒鉛スリーブを破砕したもの）を直接に保管 ・黒鉛スリーブ貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	88m
	燃料スワラー貯蔵庫（D バンカ）	約 50 （0）	・750mm 厚さ以上の密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管 ・ピットは地面高さ（T.P.+8m）より低いレベルに位置する。 ・常時建屋換気を実施しており，建屋内を負圧に管理している。 ・細断した制御棒，スプリッタ，FE※1 グラブ及び FE ホースを保管 ・燃料スワラー貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	76m

燃料取扱建屋（FHB）	固体廃棄物貯蔵庫（E バンカ）	約 20 （0）	・黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1 バンカ）に隣接 ・300mm 厚さ以上の密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管 ・常時建屋換気を実施しており，建屋内を負圧に管理している。 ・ピットの一部は地面高さ（T.P.+8m）より低いレベルに位置する。 ・細断した制御棒，スプリッタ，FE グラブ及び FE ホースを保管 ・固体廃棄物貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	88m
使用済燃料貯蔵池建屋（CCP）	黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2 バンカ）	約 288 （約 283）	・1200mm 厚さの密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管している。 ・ピット内には換気設備があり，ピット内を負圧に管理している。 ・ピットは地面高さ（T.P.+8m）より高いレベルに位置する。 ・破砕した黒鉛（黒鉛スリーブを破砕したもの）を袋に小分け（最大約 400kg）にして保管 ・細断したシース，サポートビーム，シェアピンを保管 ・黒鉛スリーブ貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	35m
	燃料スプリッタ貯蔵庫（H1 バンカ）	約 90 （0）	・1,200mm 厚さの密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管している。 ・ピット内には換気設備があり，ピット内を負圧に管理している。（ピット内換気設備あり） ・ピットは地面高さ（T.P.+8m）より高いレベルに位置する。 ・細断したスプリッタ等を保管 ・燃料スプリッタ貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	46m
	燃料スプリッタ貯蔵庫（H2 バンカ）	約 28 （0）	・1,200mm 厚さの密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管している。 ・ピット内には換気設備があり，ピット内を負圧に管理している。 ・ピットは地面高さ（T.P.+8m）より高いレベルに位置する。 ・細断したスプリッタ等を保管 ・黒鉛スリーブ貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	46m
	燃料スプリッタ貯蔵庫（H3 バンカ）	約 25 （0）	・1,200mm 厚さの密閉型鉄筋コンクリートピット内に保管 ・ピット内には換気設備があり，ピット内を負圧に管理している。 ・ピットは地面高さ（T.P.+8m）より高いレベルに位置する。 ・細断したスプリッタ等を保管 ・黒鉛スリーブ貯蔵庫（バンカ上部）及びバンカ内に可燃物はなし。	23m

※1 Fuel Element のこと。
※2 表中の数字は線量評価に用いた値。実際の距離よりも短い。（保守的評価のため）

表 1 に示す黒鉛の線源核種及び放射能は，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）の記載値のうち，ガンマ線放出核種として表 2 に示す核種を用いた。

表 2　黒鉛の線源核種及び放射能

核種	放射能（Bq）
Mn54	8.1E+7
Co60	3.1E+13
I129	2.2E+4
Cs134	4.0E+9
Cs137	3.8E+10
Eu152	8.2E+7
Eu154	2.3E+11

また，表 1 に示す燃料付属品及びその他の放射性廃棄物の線源核種及び放射能は，各保管物の物性値を用いて放射化した場合の放射能量を算出した結果（東海発電所廃止措置計画認可申請書に記載あり）のうち，ガンマ線放出核種を用いた。

(2)　線源と評価点の位置関係

黒鉛及び放射性廃棄物（線源），ガンマ線の飛程，及び線量率を算出する評価点の関係を図 1 に示す。

原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛及び使用済燃料貯蔵池建屋内の各バンカに保管されている黒鉛及び放射性廃棄物は，保管場所によって地上面からの高さが異なる（例：原子炉容器内の黒鉛は実際には地上 6m 程度の高さに保管されている）が，保守的に，評価点（地上 1m 高さ）と同じ高さにあるものとした。

原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛，使用済燃料取扱建屋の各バンカに保管されている黒鉛及び放射性廃棄物は，保管状態の中心部からガンマ線が放出されるとした。また，燃料取扱建屋の各バンカは地面高さ（T.P.+8m）より低いレベルにあるため，直接線は評価点に最も近い面から地中に放出されることとし，スカイシャイン線はバンカ中央上部から放出されることとした。（評価点までの距離が短くなり保守的評価となる。）

原子炉圧力容器内に保管されている黒鉛については，原子炉容器，一次及び二次生体遮蔽並びに原子炉建屋が全て損壊するという保守的な条件において，また，各建屋に保管される黒鉛，燃料付属品及びその他の放射性廃棄物については，コンクリート製の各バンカ及び建屋が損壊するという保守的な条件において，各建屋から最も近いアクセスルートまでの距離を保守的に設定し，評価点とした。

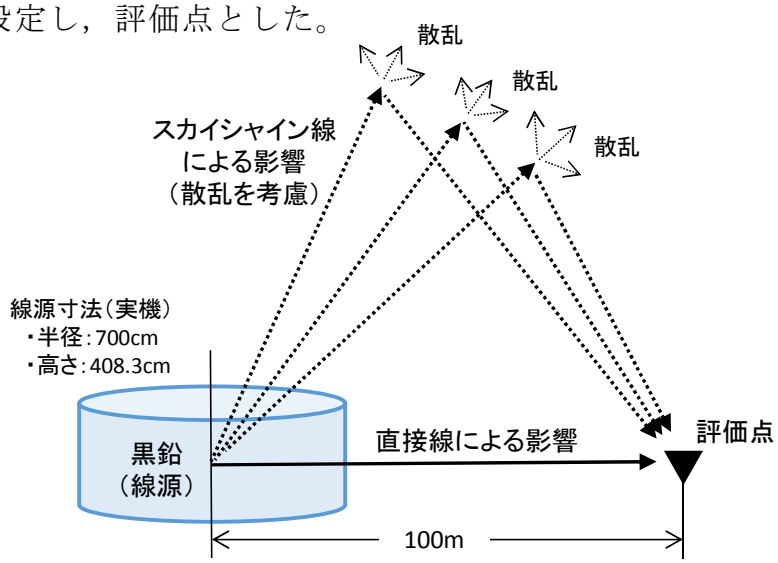


図１　黒鉛（線源）と評価点の位置関係
（原子炉圧力容器内に貯蔵ざれている黒鉛による線量評価モデルの例）

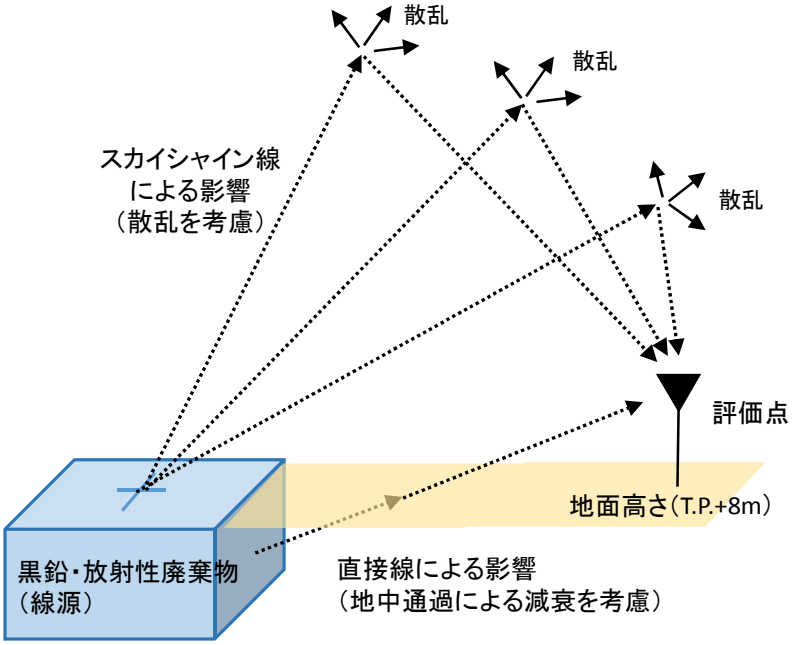


図２　黒鉛及び放射性固体廃棄物と評価点の位置関係
（燃料取扱建屋のピットに保管されている黒鉛及び
放射性廃棄物による線量評価の例）

(3)　計算コード

直接線による線量率は「3 次元遮蔽計算プログラム　Pre/GAM-D」を用いて計算した。また，スカイシャイン線による線量率は「散乱ガンマ線計算プログラム Pre/GAM-S」を用いて計算した。

３．結論（線量率の算出結果）

上記２．に示した保守的な条件における各建屋の損壊時における各アクセスルートの最短箇所における線量率の算出結果を表3に示す。いずれの線量率においても，東二の重大事故等対応及び東二重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼすものではない。

表 3 各建屋等が損壊した場合の
黒鉛及び放射性廃棄物によるアクセスルートへの線量影響

建屋・保管場所		線量率（評価結果）	
		直接線による影響 (mSv／h)	スカイシャイン線による影響 (mSv／h)
原子炉建屋	原子炉	0.02	0.005
燃料取扱建屋 (FHB)	黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1 バンカ）	＜0.01※3	0.01※3
	燃料スワラー貯蔵庫（D バンカ）		
	固体廃棄物貯蔵庫（E バンカ）		
使用済燃料貯蔵池建屋 (CCP)	黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2 バンカ）	＜0.01※4	＜0.01※4
	黒鉛スリーブ貯蔵庫（H1 バンカ）		
	黒鉛スリーブ貯蔵庫（H2 バンカ）		
	黒鉛スリーブ貯蔵庫（H3 バンカ）		

※3 線量の算出にあたっては，燃料取扱建屋の壁が損壊して３つのバンカに保管してある黒鉛及び放射性廃棄物がアクセスルート上の１箇所(燃料取扱建屋から最も近い場所)に同時に線量影響を及ぼすという保守的な条件で算出した。

※4 線量の算出にあたっては，使用済燃料貯蔵池建屋の壁が損壊して４つのバンカに保管してある黒鉛及び放射性廃棄物がアクセスルート上の１箇所（使用済燃料貯蔵池建屋から最も近い場所）に同時に線量影響を及ぼすという保守的条件で算出した。

東海発電所に貯蔵中の黒鉛の火災による東二重大事故等対応への影響について

１．概要

東海発電所の原子炉容器内部には，炉心を構成する黒鉛（30,000 体，総重量約 1,600t）が貯蔵されている。また，FHB 建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C1 バンカ），総量約 532t）及び CCP 建屋（黒鉛スリーブ貯蔵庫（C2 バンカ），総量約 283t）にも黒鉛が保管されている。仮に，黒鉛が大規模な火災によって放射性物質を大気中に放出すると，東二の重大事故等対応への影響が懸念される。

黒鉛の燃焼性に関しては，財団法人　原子力発電技術機構による研究「軽水炉等改良技術確証試験　実用発電用原子炉廃炉設備確証試験に関する調査報告書」（平成 11 年度）において，黒鉛（ブロック状）が火災や金属ドロス※1等によって黒鉛が局部的に加熱されて燃焼し大規模な火災に至る可能性の有無，また，粉じん状の黒鉛による粉じん爆発の発生の可能性について検討されている。本研究結果を踏まえて，黒鉛の燃焼性の観点から，東二重大事故等対応への影響について考察した。

※１　金属の熱加工時に，溶けた材料が溶融物となって付着したもの。
　　金属の溶融物であるため，発生時は約 1,200℃と考えられる。

２．黒鉛の燃焼性に関する検討

以下に，財団法人　原子力発電技術機構による黒鉛の燃焼性に関する研究結果の概要を示す。

(1)　黒鉛の燃焼が持続する条件（Schweitzer の条件）

大規模な黒鉛火災が発生するには，黒鉛の燃焼が持続することが必要である。黒煙の燃焼が持続するためには，下記の①～⑤の全ての条件を満たすことが必要である。

① 黒鉛が 650℃以上に加熱されること。

② 黒鉛自体の燃焼熱又は外部の熱源により 650℃以上が維持されること。

③ 燃焼に必要な酸素（空気）が供給されること。

④ 黒鉛表面を過冷却（650℃以下となる）することなく，燃焼生成物を除去可能なガス流量が確保されていること。

⑤ 酸素と黒鉛の配置が燃焼に適したものであること。

(2)　黒鉛の燃焼試験

黒鉛の着火及び燃焼の持続に必要な条件を調査するため，各状態を想定した以下の試験が実施されている。

ａ．直接加熱試験

廃止措置工事等の工事作業による黒鉛の着火及び燃焼の持続性への影響を調査するため，鋼材溶断に用いるプラズマトーチ（火炎温度：約 5,000℃～約 10,000℃）を黒鉛に直接あてて，黒鉛の燃焼性を調査した。また，金属ドロスを黒鉛に滴下させ同様に燃焼性を調査した。

試験の結果，プラズマトーチによる過熱により黒鉛は白色発光するものの，着火及び自己発熱による燃焼の持続は見られなかった。また，黒鉛は，ドロスの滴下によって過熱して赤色化することもなく，着火及び自己発熱による燃焼の持続は見られなかった。

ｂ．間接加熱試験

原子炉容器内の火災による黒鉛の着火及び燃焼の持続性への影響を調査するため，原子炉容器の鋼材への影響が想定される雰囲気温度が約1,500℃である場合の黒鉛の燃焼性について調査を実施した。

調査の結果，雰囲気が約 1,500℃であっても，黒鉛の着火及び自己発熱による燃焼の持続は見られなかった。

３．黒鉛の粉じん爆発の発生可能性に関する検討

以下に，財団法人　原子力発電技術機構による黒鉛の粉じん爆発の発生に関する研究結果の概要を示す。

(1)　粉じん爆発が発生する条件（Field の条件）

一般に粉じん爆発とは以下の過程で事象が進展する。

（ｉ）　粉じん粒子に熱エネルギーが与えられ，表面温度が上昇する。

（ⅱ）　粒子表面の分子が熱分解あるいは乾留作用を起こし，可燃性気体となって粒子の周囲に放出される。

（ⅲ）　放出された気体が空気と混合して爆発性混合気を生成し，着火して火炎を発生する。

（ⅳ）　発生した火炎により生じた熱により，さらに他の粉じんの分解を促進し，次々に可燃性気体が粒子の周囲に放出され，着火伝播する。

上記の事象の進展を踏まえて，粉じん爆発が発生するには，下記の a)～g)の全ての条件を満たすことが必要であるとされている。(Field の条件)

a）粉じんが可燃性であること。

b）粉じんが浮遊していること。

c）粉じん粒径は火炎伝播に適当な大きさであること。

d）粉じん濃度が爆発範囲内であること。(高過ぎ低過ぎでは発生しない)

e）着火に十分なエネルギーの点火源が浮遊粉じんと接していること。

f）雰囲気に十分な酸素を含むこと。

g）破壊的な爆発では，粉じんは密閉した空間に存在していること。

(2)　粉じん状黒鉛の爆発試験

廃止措置工事時における黒鉛取出し時または切断，破砕時に発生する粉じん黒鉛の爆発発生の可能性の有無について，以下の２つの試験が実施されている。なお，Field 条件の c)より，火災伝播の観点からは，粉じん状黒鉛の粒径が小さいほど爆発が発生しやすいとされている。廃止措置工事で黒鉛を切断した際には，粉じん状黒鉛の粒径は 300μｍ程度以下と考えられるが，以下の２つの試験では，保守的に，爆発発生しやすいと考えられる最も粒径が小さい粉じん状黒鉛（25μｍ以下）を用いて行われている。

ａ．最低着火エネルギーの測定

密閉環境における，粉じん状黒鉛が着火するために必要なエネルギーを実験により確認した。試験では，球形粉じん爆発容器内に投入した粉じん状黒鉛に，電気的に着火エネルギーを与えて，粉じん爆発の発生有無について確認した。

試験の結果,粉じん状黒鉛の最小着火エネルギーは1kJ～2ｋＪであった。一般に 10Ｊで爆発しないものを非爆発性とすることから，本試験の結果より，黒鉛は非常に大きな着火エネルギーを与えない限り爆発しないと評価される。なお，静電気や電気火花等の単発的な着火源は 10Ｊ未満であることから，環境による偶発的な着火はないと考えられる。

ｂ．最低着火酸素濃度の測定

密閉環境における，粉じん状黒鉛が着火するために必要な酸素濃度を実験により確認した。試験では，ハートマン式装置※2を用いて，粉じん状黒鉛を入れた燃焼容器に所定の濃度に調整した酸素富加空気を供給した状態で，一般的に爆発性の有無を判断する目安である 10J の着火エネルギーを与えた時における粉じん爆発の発生有無について確認した。

試験の結果，酸素濃度が 55%未満の空気では粉じん爆発は発生しないことを確認した。

注２　内面を絶縁し圧縮空気を供給できる燃焼容器内部に，電気的に着火エネルギーを与えることができる試験装置

４．東海発電所の黒鉛による大規模な火災発生の可能性

上記 2.及び 3.の検討結果を踏まえて，東海発電所の廃止措置期間中（解体工事中）における黒鉛燃焼に係る環境条件と黒鉛の着火及び燃焼性に関する評価を表 1 に，黒鉛の粉じん爆発に関する評価を表 2 に整理した。

表 1 に整理した結果のとおり，解体工事等の作業及び何らかの原子炉容器内またはピット内で火災が発生した場合においても，黒鉛が着火することはなく（表 1 の①），仮に，着火した場合でも，黒鉛の燃焼が持続すると考えられる 650℃を維持することはない（表 1 の②）と評価される。また，原子炉容器は隔離された状態であることから，黒鉛が燃焼しても十分な酸素は供給されない。（表 1 の③）

また，表 2 に整理した結果のとおり，黒鉛は粉じん状でも着火せず（表 2 の a），さらに，一般的な着火エネルギーを与えた場合において粉じん爆発が発生する環境条件は，空気中に 55%以上の酸素濃度を必要とすることから，

現状の原子炉容器内の環境及び今後の廃止措置工事期間中においても，存在しえない環境である（表２のｆ)。

以上より，黒鉛の火災は発生せず，また，黒鉛の粉じん爆発も発生しない。仮に，火災が発生した場合でも，他の施設での火災と同様の対応を行うことにより，東二の重大事故等対応及び重大事故等対処設備へのアクセスルートに影響を及ぼさない。

表 1　黒鉛燃焼に係る環境条件と燃焼性に関する評価結果

注 1）東海発電所の黒鉛の設置場所（原子炉容器内，各建屋のバンカ内）の環境条件と評価結果を，2.(1)黒鉛の燃焼が持続する条件（Schweitzer の条件）の①～⑤の各項目ついて整理した。
注 2）評価結果の判定欄の凡例･･･「○」条件に合致する，「×」条件に合致しない，「－」評価できない
注 3）評価結果の記載欄の凡例･･･「共通」原子炉圧力容器内及び各バンカ内に保管されている黒鉛に共通した評価結果
･･･「原子炉圧力容器内」原子炉圧力容器内に貯蔵した黒鉛に係る評価結果
･･･「バンカ内」バンカ内に保管された黒鉛に係る評価結果

(注 1) 項目	環境条件	評価結果(注 2，注 3)	
①	・原子炉容器，その他の炉内構造物解体を溶断する場合には，切断用トーチや金属ドロスが 650℃を超える可能性がある。	・左記理由のとおり，廃止措置工事等の作業において，黒鉛が局所的に 650℃を超える可能性があると考えられる。　【共通】	○
②	・黒鉛の着火以降に，黒鉛の燃焼熱の維持に関する知見はない。	・上記 2.(2)a 直接加熱試験により，黒鉛は燃焼が持続しないことを確認した。故に，黒鉛の燃焼熱は維持されないと考えられる。 【共通】	×
③	・原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛は，その中心部が筒状に空洞がある※ため，燃焼に必要な酸素が供給される形状であるが，酸素は換気流又は自然循環によって供給されるのみである。 ※運転時には燃料が装荷されていた部位（チャンネル構造） ・原子炉及び原子炉一次系は蒸気発生器の手前で出入口ともに閉止されており，隔離状態にあるため，隔離範囲外から酸素が供給されることはない。	・左記理由により，仮に，黒鉛の燃焼が発生しても，黒鉛に供給される空気は換気流程度のみであり，黒鉛火災が発生した事例のような強制循環※1 ではない。故に，黒鉛の燃焼に必要な酸素は十分には供給されないと考えられる。 【原子炉圧力容器内】	×

③	・各バンカ内に保管されている黒鉛は粉砕された状態であるため，燃焼に必要な酸素を供給されやすい状態にあるが，酸素はバンカ内の換気流及び自然循環のみで供給されるのみである。	・左記理由により，仮に，黒鉛の燃焼が発生しても，黒鉛に供給される空気は換気流程度のみであり，黒鉛火災が発生した事例のような強制循環※1ではない。故に，黒鉛の燃焼に必要な酸素は十分には供給されないと考えられる。 【バンカ内】	×
④	（上記③の環境条件と同様）	・本項目は評価できず （原子炉及び一次系，また，各バンカ内が隔離された状態における空気の換気量が不明なため） 【共通】	－
⑤	・原子炉圧力容器内に貯蔵している黒鉛はチャンネル構造である。	・チャンネル構造であるため，原子炉容器内に酸素が十分量存在するのであれば，酸素は効果的に黒鉛に供給されると考えられる。 【原子炉圧力容器内】	○
	・各バンカ内に保管している黒鉛は粉砕された状態である。	・粉砕された黒鉛は表面積が増加しているため，バンカ内に酸素が十分量存在するのであれば，酸素は効果的に黒鉛に供給されると考えられる。【バンカ内】	○

※1 本添付3の（参考）「黒鉛炉による黒鉛燃焼事故の事例」を参照

表２　粉じん状黒鉛の爆発に係る環境条件と爆発性に関する評価結果

注 1）東海発電所の黒鉛の設置場所（原子炉容器内）の環境条件と爆発性に関する評価結果を，3.(1)粉じん爆発が発生する条件（Field の条件）の a)～g)の各項目ついて整理した。
注 2）評価結果の判定欄の凡例
・・・「○」条件に合致する，「△」条件によっては合致する可能性がある。「×」条件に合致しない，「－」評価できない
注 3）評価結果の記載欄の凡例
・・・「共通」原子炉圧力容器内及び各バンカ内に保管されている黒鉛に共通した評価結果
・・・「原子炉圧力容器内」原子炉容器内に貯蔵した黒鉛に係る評価結果
・・・「バンカ内」バンカ内に保管された黒鉛に係る評価結果

(注 1) 項目	環境条件	評価結果(注 2)	
a	・黒鉛は，原子炉容器内及び各バンカ内に保管中（物性変化しない）。	・2.(2)a 直接加熱試験の結果より，黒鉛は着火せず，燃焼の持続性もないことから，可燃性ではない。　【共通】	×
b	・原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛は，固定されており，浮遊しない。	・仮に，地震等によって原子炉容器内の黒鉛の固定が外れ，また，原子炉容器の一部損壊等が発生した場合には，黒鉛が原子炉圧力容器内または原子炉圧力容器外に浮遊する可能性がある。 【原子炉圧力容器内】	△
	・各バンカ内に保管されている黒鉛は，破砕されていることから，バンカ内の空気流動によっては浮遊する可能性がある。	・仮に，地震等によってバンカが損壊した場合には，空気流動等によって黒鉛がバンカ外に浮遊する可能性がある。 【バンカ内】	○
c	・原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛は，ブロック状にて固定されている。 ・各バンカ内に保管されている黒鉛は粉砕されている。	・破砕した黒鉛の粒径は不明である。 ・廃止措置工事において，黒鉛を切断した場合，切断した黒鉛の寸法（粒径）を現場で確認することは困難であるため，実際の切断後の粒径分布が火災伝播の観点から問題ないか否定はできない。 【共通】	－

d	・原子炉圧力容器内に貯蔵されている黒鉛が粉じんとして，原子炉圧力容器内に飛散する可能性は低い。 ・各バンカ内に保管されている黒鉛が粉じんとして建屋内あるいは建屋外に飛散する可能性は低い。	・仮に，地震等によって原子炉構造物等が黒鉛に接触した場合，また，各バンカ内の黒鉛が他の黒鉛や廃棄物と接触した場合には，黒鉛が粉じんとなって飛散する可能性がある。粉じん量（濃度）によっては，爆発濃度範囲に入る可能性がある。 【共通】	△
e	・廃止措置工事等において，切断トーチ，金属ドロスによって黒鉛が加熱される場合がある。	・3(2)a.最低着火エネルギーの測定において，粉じん状黒鉛(25μm 以下)の爆発の発生には 1kJ～2kJ の非常に大きなエネルギーが必要であることを確認した。これより，環境条件による単発的なエネルギー(静電気や電気火花等)では爆発は起こりえないと評価されるが，廃止措置工事（解体工程）では，十分なエネルギーの着火源が与えられる可能性は否定できない。【共通】	△
f	・原子炉圧力容器内及び各バンカ内には空気が充満している。	・3.(2)b 最低着火酸素濃度の測定により，粉じん状黒鉛が爆発するには，酸素濃度 55%以上の空気が必要であることを確認した。 ・現状の原子炉容器の隔離状態及び今後の廃止措置工事中における原子炉容器内は通常空気（酸素濃度 21%）であるため，粉じん爆発する環境にはならない。【共通】	×
g	・原子炉圧力容器内及び各バンカ内に貯蔵されている黒鉛は隔離されている。	・仮に，損壊した原子炉容器等が黒鉛に接触した場合，また，各バンカが損壊した場合には，原子炉容器または各バンカの密閉性は既になくなっている。 ・一方，廃止措置工事において原子炉内構造物及び各バンカでの黒鉛に係る作業を実施した場合に，粉じんが発生する可能性があり，その作業後に作業アクセスルートを閉止すると，密閉性が確保される。	△

（参考）

黒鉛炉による黒鉛燃焼事故の事例

黒鉛炉による黒鉛火災の事例として，ウィンズケール発電所事故及びチェルノブイリ発電所事故が挙げられる。上記 2.(1)黒鉛の燃焼が持続する条件（Schweitzer の条件）における①～⑤の条件に対応する各事例の状況を，表 2 に整理※した。

東海発電所は，原子炉内に燃料がない（全燃料を搬出済み）ため，2 発電所のように黒鉛に継続的に熱を供給する外部熱源がなく，また，原子炉及び一次系が隔離されていることから，燃焼に必要な十分な酸素は供給されない。以上より,東海発電所において 2 発電所の事故と同様の事故が発生することはない。

※ 財団法人　原子力発電技術機構「軽水炉等改良技術確証試験　実用発電用原子炉廃炉設備確証試験に関する調査報告書」（平成 11 年度）より抜粋（一部追記した）

表 3　ウィンズケール発電所事故とチェルノブイリ発電所事故に関する黒鉛燃焼条件に関する整理

<table>
<tr><th></th><th>ウィンズケール発電所事故
（1957 年発生，英国）</th><th>チェルノブイリ発電所事故
（1986 年発生，ソビエト連邦）</th></tr>
<tr><td>事象概要</td><td>・運転中の炉心局部の熱分布異常（燃料温度の急激な上昇）
・消火のため冷却用空気を供給（逆に燃焼を助長→一部燃料が異常燃焼）
・空気供給停止により燃焼低下</td><td>・低出力運転時における試験時の操作手順違反
・試験条件（プラント出力制御）確保のため，炉心内制御棒を抜いた状態（反応度操作余裕が著しく少ない状態）で試験を開始
・試験開始後に，原子炉熱出力及び蒸気圧が急激に上昇し，原子炉爆発。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">①</td><td>・燃料の異常燃焼により，黒鉛は 1,190℃を超えた。</td><td>・燃焼の異常燃焼により，黒鉛は 800℃～1,500℃と推定される。</td></tr>
<tr><td colspan="2">【東海発電所における評価】
・切断用トーチまたは高温のドロスにより，短時間，局部的には黒鉛が 650℃以上になる可能性がある。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">②</td><td>・ウィグナーエネルギー(注 3)及び燃料の崩壊熱により，黒鉛の温度が維持された。</td><td>・飛散した燃料ペレットからの入熱により，黒鉛の温度が維持された。</td></tr>
<tr><td colspan="2">【東海発電所における評価】
・外部熱源による長時間の温度維持は生じない。
・東海発電所の黒鉛（レストレイントブロック）は，ウィグナーエネルギーによる影響を考慮した形状（燃料及び冷却材が通過する領域を円筒形状にする等）としている。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">③</td><td>・事故期間中，原子炉内の強制空気循環が行われ，十分に空気が供給された。</td><td>・炉心の上部構造物の破損に起因した煙突効果により，自然循環が発生し，空気の供給が維持された。</td></tr>
<tr><td colspan="2">【東海発電所における評価】
・炉心は黒鉛チャンネル構造であるが，仮に，黒鉛が着火しても原子炉が隔離されているため自然循環は起こらず，換気流程度の不十分な空気供給のみと考えられる。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">④</td><td>・空気循環により，過冷却せずに燃焼生成物が除去された。</td><td>・空気の自然循環により，燃焼生成物は容易に除去された。</td></tr>
<tr><td colspan="2">【東海発電所における評価】
（原子炉及び一次系が隔離された状態における空気の換気量が不明なため，本項目は評価できず）</td></tr>
</table>

⑤	・炉心の黒鉛チャンネルが適切な配置を与えた。	・炉心が黒鉛チャンネル構造であることに加え，上下構造物の破損により適切な配置となった。
	【東海発電所における評価】 ・炉心は黒鉛チャンネル構造であるため，配置上は適切（燃焼に必要な酸素を供給しやすい配置）である。	

（注 3）燃料からの中性子照射により黒鉛内部にエネルギーが蓄積され，そのエネルギーの放出に伴って周囲の温度が増加する。本事例では，このエネルギーにより黒鉛の温度低下が抑制されたと考えられる。

東海発電所　生体遮へい冷却系統の高性能粒子フィルタの破損による線量影響について

１．概要

東海発電所は廃止措置中であり全ての核燃料は搬出済みであるが，原子炉内構造物の解体は未着手であり，今後，廃止措置工事において解体される。

本章では，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）の記載を基に，東二重大事故等の条件を考慮して，廃止措置工事における屋外に線量影響を生じる可能性がある事象を，選定し，この事象が発生した場合におけるアクセスルート上にいる災害対策要員の被ばく線量（内部被ばく線量）を評価することにより，東二の重大事故等対応への影響について検討した。

２．想定する事象

(1)　事象の抽出

東海発電所の事故等により東二を含む周囲に線量影響を生じる可能性がある事象については，東海発電所廃止措置計画認可申請書にて記載されている。本項では，同申請書に記載されている抽出及び検討条件に加えてさらに保守的な条件を設定して災害対策要員の被ばく量の算出条件の考え方を示す。

・同申請書には，東海発電所の事故による放射性物質の放出源となる汚染機器は，最も放射能レベルの高い原子炉内構造物とともに，放射性物質（粉じん）の補足量が最も多いフィルタとして，原子炉建屋内の生体遮

へい冷却空気系統の高性能粒子フィルタが選定されており，本算出においてもこれと同様の事象を選定する。

・同申請書には，原子炉内構造物を放出源とする放射性物質（粉じん）の放出事象として，「炉内構造物切断片の破損」，「炉内構造物切断片の異常切断」，「局所換気系の停止」，「局所換気系の弁の誤開」が想定されている。しかし，これらの事象は，東海発電所の原子炉建屋内での線量影響は想定されるものの，東二の重大事故等対応への影響は間接的（高性能粒子フィルタを含む空気冷却系統から放出）であるため，高性能粒子フィルタからの放射性物質（粉じん）と比較すると影響が小さいと考えられるため，同申請書において代表事象とはしておらず，本算出においても同様の考えとする。

・同申請書には，高性能粒子フィルタに蓄積した放射性物質（粉じん）を放出源とする放射性物質（粉じん）の放出事象として，「高性能フィルタの破損」及び「高性能粒子フィルタの火災／爆発」が想定されている。高性能粒子フィルタは，原子炉建屋内（一次・二次生体遮へい壁の外側）に設置されている。同申請書では，東海発電所の原子炉建屋は，原子炉設置許可又は原子炉設置変更許可において耐震設計が考慮されているため地震による建屋への影響はないとしているが，本算出にあたっては，東二の基準地震動Ｓｓが東海発電所に影響することを想定するため，原子炉建屋が損壊することを前提とする。原子炉建屋が損壊した状態においては，2 つの事象ともに放射性物質（粉じん）は原子炉建屋外に放出される同一の挙動となることから，代表として「高性能粒子フィルタの損壊」を想定事象とする。

以上より，東海発電所の事故等により東二を含む周囲に線量影響を生じる可能性がある事象として，生体遮へい冷却空気系統の高性能粒子フィルタに放射性物質（粉じん）が最大限蓄積した状態で，高性能粒子フィルタが何らかの理由で破損し，放射性物質（粉じん）が原子炉建屋外のアクセスルートに拡散（移行）する事象を選定する。

(2)　災害対策要員の被ばく量の算出条件

放射性物質（粉じん）の飛散による災害対策要員の被ばく量の算出にあたっては，最も保守的な条件として，廃止措置工事計画認可申請書の記載内容とそれに加えた以下の事象が発生すると設定した。

・放射性物質（粉じん）は，2系列ある生体遮へい空気冷却系の2基の高性能粒子フィルタに捕捉可能な最大量が捕捉される。

・上記状態の2基の高性能粒子フィルタが，何らかの原因で落下して破損し，排気筒から全量の放射性物質（粉じん）が飛散する。

・飛散した放射性物質（粉じん）が，東海発電所の原子炉建屋から最も近いアクセスルート（１か所）に拡散する。アクセスルート上にいる防塵マスクをつけていない災害対策要員が体内に取り込むことで被ばくする。

２．被ばく線量の算出条件

(1)　線源と評価点の位置関係

原子炉建屋から放出される放射性物質（粉じん）が，評価点である東海発電所の原子炉建屋から最も近いアクセスルート（原子炉建屋の放出箇所からの距離は 100m）に拡散することとし，災害対策要員が呼吸により放射性物質（粉じん）を体内に取り込むと設定した。実際には，原子炉建屋が

損傷あるいは倒壊しない限りは，放射性物質（粉じん）の放出は，排気筒（筒頂部は T.P.80.2m）であり評価点までの距離はさらに長くなるため，放射性物質（粉じん）は広く拡散するが，本計算に際しては，保守的に評価点と同じ高さにあるものとした。

(2)　線源

1 系統の高性能粒子フィルタに付着した放射性物質（粉じん）は，表 1 に示すとおり，東海発電所廃止措置計画認可申請書（平成 23 年度申請）に記載した 19 核種を用いた。

表 1　2 基の高性能粒子フィルタから放出される線源核種及び放射能

核種	放射能（Bq）
H3	7.7E+09
C14	2.7E+09
Cl36	2.8E+06
Ca41	1.1E+03
Mn54	4.9E+05
Fe55	2.7E+11
Ni59	3.0E+08
Co60	1.0E+11
Ni63	3.5E+10
Sr90	3.3E+04
Nb94	5.6E+05
Tc99	3.1E+04
I129	2.0E-02
Cs134	3.0E+05
Cs137	4.0E+04
Eu152	1.6E+08
Eu154	2.1E+07
Pu241	9.8E+02

(3)　計算要領

上記表１の各核種について，呼吸率を踏まえて体内に取り込まれる量から内部被ばく量を算出した。なお，東海発電所廃止措置工事計画認可申請書において，高性能粒子フィルタの破損による放射性物質（粉じん）の飛散する事象において，屋外の一般公衆の被ばくは，内部被ばく量が支配的であることから，本章では，内部被ばく量を算出する。

３．結論（線量率の算出結果）

廃止措置工事において，原子炉内構造物を切断処理する際に発生する放射性物質（粉じん）を捕捉した高性能粒子フィルタが，仮に破損して放射性物質（粉じん）が原子炉建屋から屋外に飛散して，アクセスルート上にいる災害対策要員が体内に取り込んだ場合，被ばく量は約5.6mSvと評価される。なお，防塵マスクを装着した場合には，被ばく量は0.12mSvとなる。

保守的な条件においても被ばく量は十分に低いレベルであることから，東二の重大事故等の対応を優先することが可能である。

東海発電所への引継ぎ事項の整理

東海第二発電所設置変更許可申請の審査において東海発電所への引継ぎが必要な事項として整理された項目は、下表の通りである。

これらの項目については、東海発電所の廃止措置計画の変更あるいは保安規定の変更が必要と判断している。

廃止措置計画の変更については、審査内容を反映した上で準備が整い次第実施し、必要な工事は東海第二発電所の設置変更許可の運用開始までに完了することとする。保安規定の変更については、東海第二発電所の保安規定変更認可申請の時期に併せて手続きを開始し、運用については東海第二発電所の運用開始時期と同時とする。

項目	概要	廃止措置計画及び保安規定の変更該当箇所（事業者の考え）	東二関連条文
①排気筒短尺化	東海発電所の排気筒損壊時にアクセスルートへの影響防止するため、排気筒短尺化を行う。	排気筒短尺化は、廃止措置計画の「五　廃止措置対象のうち解体の対象となる施設及びその解体の方法」における工事に該当	技術的能力審査基準 1．0
②竜巻飛来物管理	東海発電所の物品等が竜巻発生時に飛来物として東海第二へ影響を及ぼすことを防止するため、飛来物管理を行う。	解体工事中における飛来物管理を含めた隣接プラントへの影響を及ぼさない運用は保安規定の「廃止措置管理」に該当	設置許可基準規則 6条
③緊急時対策所	東海第二発電所の重大事故等発生時に東海発電所が同時発災（重大事故ではない火災等）を想定し、緊急時対策所を東海第二と共用する。	廃止措置工事中の対応として緊急時対策所を使用することは、廃止措置計画の「五　廃止措置対象のうち解体の対象となる施設及びその解体の方法」における廃止措置の実施にあたっての基本方針に該当	設置許可基準規則 61条
④サービス建屋減築	東海発電所のサービス建屋損壊時にアクセスルートへの影響防止するため、サービス建屋の一部減築を行う。	サービス建屋の部分的な減築は、廃止措置計画の「五　廃止措置対象のうち解体の対象となる施設及びその解体の方法」における工事に該当	技術的能力審査基準 1．0
⑤車両退避管理	竜巻発生時に車両が飛来物として東海第二発電所へ影響を及ぼすことを防止するため、車両退避管理を行う。	解体工事中における飛来物管理を含めた隣接プラントへの影響を及ぼさない運用は保安規定の「廃止措置管理」に該当	設置許可基準規則 6条
⑥東海第二の敷地図変更	緊急時対策所の利用のため、当社が隣接事業所より権利を取得する土地を敷地に追加する。	敷地は、廃止措置計画の「四　廃止措置対象施設及びその敷地」における敷地に該当	実用炉規則 第2,3条
⑦取水路・放水路の一部閉鎖	防潮堤の下部に存在する東海の取水路・放水路からの津波浸水を防止するため閉塞する。	取水路・放水路を部分的に閉塞させても東海発電所の希釈水の取水・放流系統は残存するため、希釈取水・放流機能に影響を与えないことから、特段対応不要	設置許可基準規則 5条
⑧放射性廃棄物管理	廃止措置における放射性廃棄物によるアクセスルートに影響を及ぼすことを防止するため、運用管理を行う。	廃止措置における放射性廃棄物によるアクセスルートに影響を及ぼさない運用は保安規定の「廃止措置管理」に該当	技術的能力審査基準 1．0

東海発電所の廃止措置の影響に対する基本的な方針

基本的な方針

東海発電所の廃止措置段階における工事等により、東海第二発電所の重大事故等対応に影響を及ぼさないように東海発電所の廃止措置計画、保安規定に運用の基本方針を記載し、下部のQMS規程に具体的な手順等を定め、運用管理を行っていく。

（個別の審査項目毎の例）

竜巻飛来物への対応

・東海第二発電所に影響を及ぼす可能性のある飛来物の発生を防止するための運用管理については、確実に実施するために手順として原子炉施設保安規定に規定し、QMS規程に基づき実施する。

アクセスルートへの影響

・東二重大事故等対応に影響を与えないためには、東海発電所の廃止措置作業で使用する資機材又は発生する廃材に対する運用管理が必要である。これらの運用管理については、確実に実施するために手順として原子炉施設保安規定に規定し、QMS規程に基づき実施する。

・廃止措置中である東海発電所の廃止措置関連工事の実施に当たっては、東海第二発電所の重大事故等対応に必要となる可搬型設備の保管場所及び屋外アクセスルートに影響を及ぼさないよう工事を実施し，運用管理を原子炉施設保安規定に規定し、QMS規程に基づき実施する。

津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による貯蔵建屋への影響について

津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物による衝突荷重を評価し，貯蔵建屋の壁面の保有水平せん断耐力に裕度があることをもって，貯蔵建屋が倒壊しないことを確認する。評価に用いる貯蔵建屋寸法等を第1-1図に示す。

津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物による衝突荷重は，それぞれ「津波避難ビル等の構造上の要件の解説（平成24年2月，国土交通省国土技術政策総合研究所他)」（以下「国交省解説」という。）及び「道路橋示方書・同解説（平成14年3月，日本道路協会)」に基づき，以下のとおり評価する。

【津波による建屋壁面の衝突荷重Q（津波波力＋漂流物による衝突荷重の和)】

$Q=Qz+F_2=\rho g\int_{z_1}^{z_2}(ah-z)B\cdot dz+F_2$ より，

$Q=\frac{1}{2}\rho gB\{(2ahz_2-z_2^{\,2})-(2ahz_1-z_1^{\,2})\}\times(1-\beta)\times10^{-3})+F_2$ (kN)

ここで，

Qz：構造設計用の進行方向の津波波力（kN)

B：当該部分の受圧面の幅（m)（長壁面[redacted]m*1，短壁面[redacted] m*1）

a：水深係数（＝3)（国交省解説において推奨される最大値)

h：設計浸水深（m)（敷地遡上津波評価値に余裕を考慮した値（長壁において4m，短壁において6m))

z_1：受圧面の最小高さ（m)（1階面[redacted]m*1，2階面[redacted]m*1）

z_2：受圧面の最高高さ（m）（1階面[redacted]m*1，2階面[redacted]m*1，ただしahと比べ小さい方とする）（z_1，z_2はEL.8.3mを基準面z＝0とした）

ρ：海水の密度（kg／m^3）（1,030kg／m^3）

g：重力加速度（m／s^2）（9.80665m／s^2）

β：開口割合（給排気口面積の壁面の面積に対する割合）

開口面積（1階面）：[redacted]m*1×[redacted]m*1／給気開口×5給気開口

＝[redacted]m^2

開口割合（1階面）：給気開口面積／長壁面積

＝[redacted]m^2／（[redacted]m*1×[redacted]m*1）

＝0.2026　→　β（1階面）＝0.20とする

開口面積（2階面）：[redacted]m*1×[redacted]m*1／排気開口×5排気開口＝75m^2

開口割合（2階面）：排気開口面積／長壁面積

＝[redacted]m^2／（[redacted]m*1×[redacted]m*1）

＝0.1218　→　β（2階面）＝0.12とする

F_2：貯蔵建屋外部からの漂流物衝突荷重（kN）（0.1×50t*2×g×V＝490kN）

V：津波流速（m／s）（10m／s）*3

＊１：工事計画認可申請書記載値及び使用済燃料貯蔵設備増強工事 建屋構造計算書（平成11年9月）に基づく値

＊２：設計上考慮する漂流物の重量に余裕を考慮した値

＊３：敷地遡上津波評価値に余裕を考慮した値

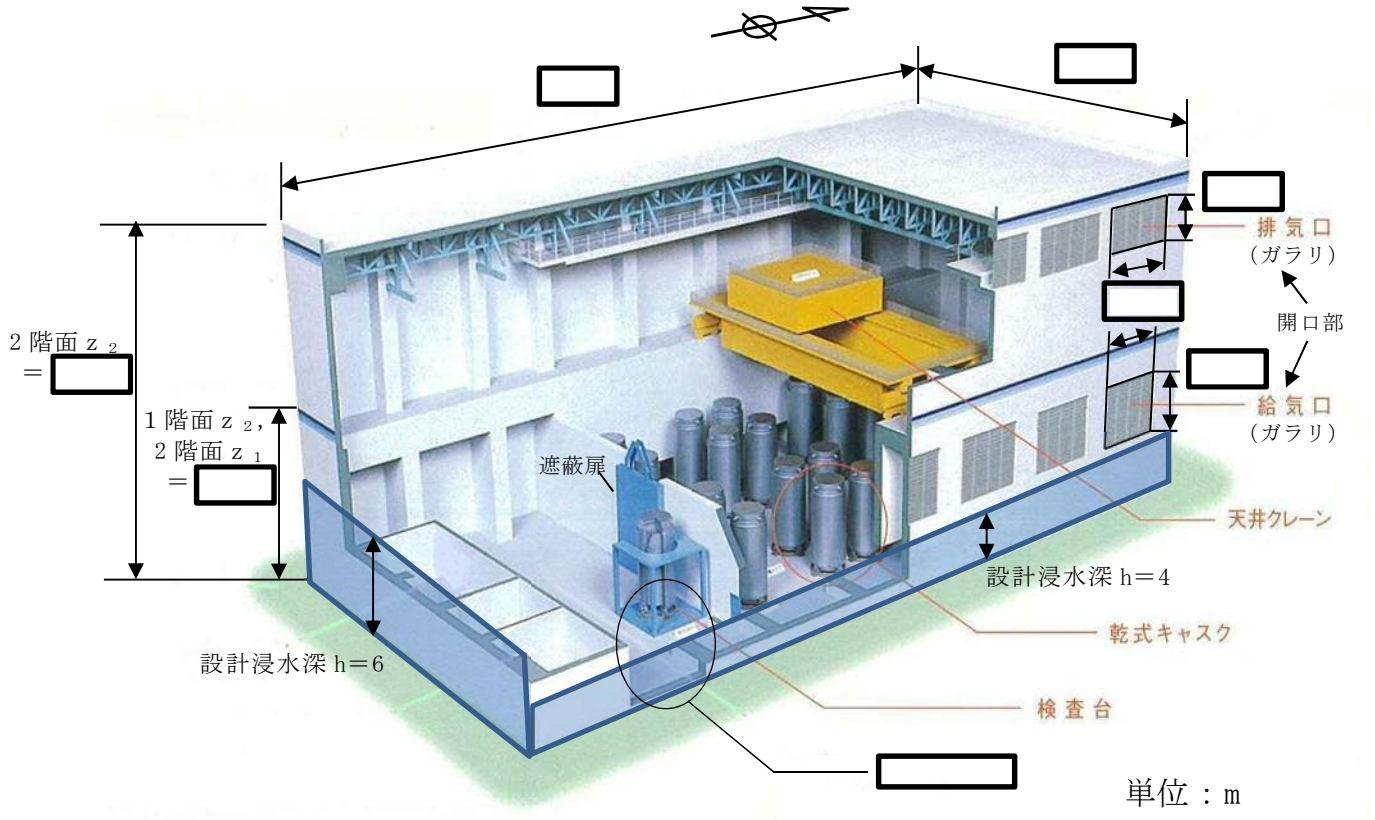
上記Qを貯蔵建屋壁面の保有水平せん断耐力と比較した結果，第1-1表のとおり裕度が1を超えており，長壁も短壁も倒壊しない。

第 1-1 表　貯蔵建屋壁面が敷地遡上津波により受ける衝突荷重

貯蔵建屋壁面		津波の設計浸水深h（m）	Q（MN）	保有水平せん断耐力（MN）＊1	裕度＊2
短壁	2階面	6	10.1		
	1階面	6	43.0		
長壁	2階面	4	2.0		
	1階面	4	31.8		

＊１：工事計画認可申請書記載値及び使用済燃料貯蔵設備増強工事 建屋構造計算書（平成11年9月）に基づく値

＊２：裕度＝保有水平せん断耐力／Q



第 1-1 図　貯蔵建屋寸法等

貯蔵建屋内で発生する漂流物による貯蔵容器への影響について

敷地遡上津波については，解析の結果，給気口がある貯蔵建屋長壁面の最大浸水深は敷地遡上津波評価値に余裕を考慮しても4mであり，地上4.6mの高さに設けられた給気口からは浸水しないと考えられるものの，大物搬入口扉と床面の隙間等から貯蔵建屋内に浸入する可能性がある。貯蔵建屋内に浸水した後は，敷地遡上津波の貯蔵建屋外壁における津波流速以上の速度にはならないと考えられるが，貯蔵建屋外側から内側への方向における敷地遡上津波の速度としては，貯蔵建屋外壁における速度にて貯蔵建屋内での漂流物の貯蔵容器への衝突評価を行う。評価は貯蔵容器の外表面への衝突により影響を受ける部位のうち，二次蓋への衝突を想定し，衝突による発生応力を評価する。

貯蔵建屋内で発生する漂流物としては，津波が直接衝突する，外面に設置された大物搬入口扉，出入口扉，ガラリ（給気口），また，貯蔵建屋内に浸入後は遮蔽扉，検査台，放射線エリアモニタ等が考えられる。このうち，重量が大きく衝突した場合の影響が大きいものとして，①大物搬入口扉，②遮蔽扉及び③ガラリ（給気口）を選定した*1。貯蔵建屋の各部材の設置位置を第2-1図及び第2-2図に示す。漂流物の衝突荷重は添付6同様，「道路橋示方書・同解説（平成14年3月，日本道路協会)」に基づき以下に示すとおり評価する。

＊１：出入口扉，検査台，放射線エリアモニタ等は比較的軽量又は床等に固定されていることから，貯蔵建屋内の漂流物とはなりにくいか衝突時の影響が小さいと考えられる。

【貯蔵建屋内で発生した漂流物の衝突荷重による圧縮応力σ】

蓋部の発生応力σは,機械工学便覧基礎編a3,材料力学表5-1のケース2より,蓋部の最大応力は，蓋端部であり，次式で評価される。

$$\sigma = 0.75 \times \frac{P \cdot a^2}{h^2} \quad (MPa)$$

F：貯蔵建屋内で発生する漂流物衝突荷重　$F = 0.1 \times W \times g \times V \times 10^{-6}$　(MN)

W：漂流物重量（kg）

g：重力加速度（m/s^2）（9.80665m/s^2）

V：津波流速（m／s）（10m／s）＊２

P：蓋に掛かる等分布荷重　P＝F／A　(MPa)

A：二次蓋の断面積：□m^2

a：二次蓋ボルト中心半径：□m

h：二次蓋厚さ：□m

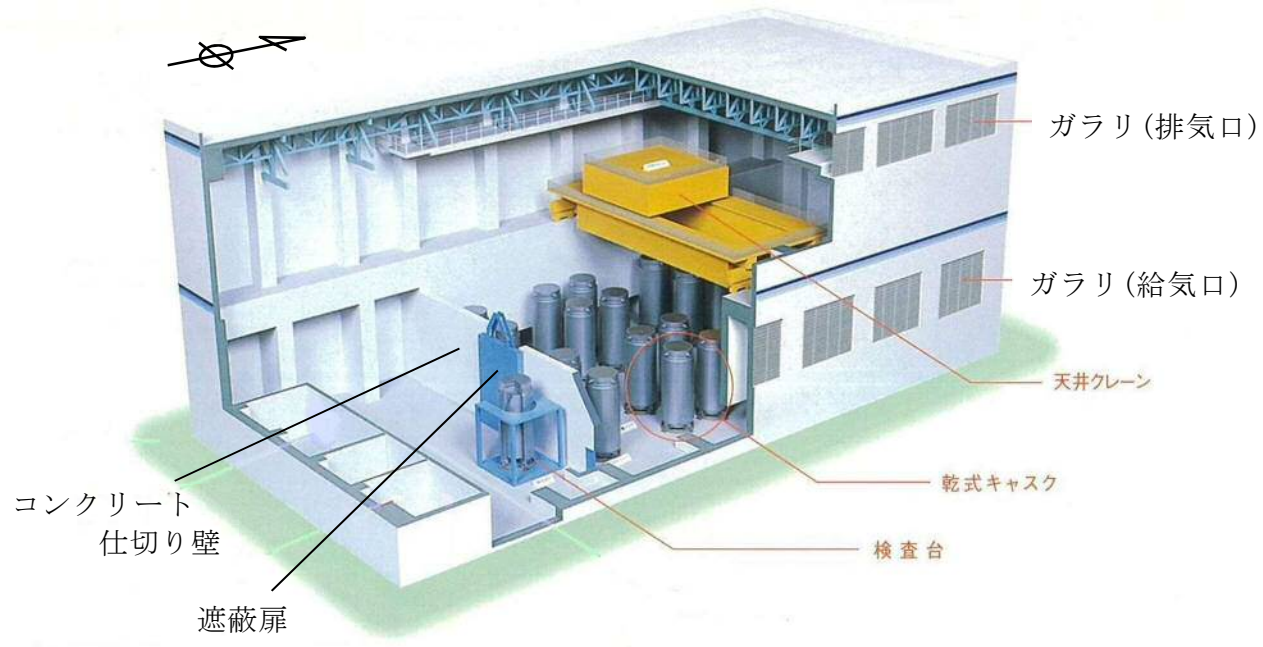
＊２：敷地遡上津波評価値に余裕を考慮した値

一方，二次蓋の許容応力は，密封シール部以外よりも許容応力が保守的な密封シール部の□MPa（一次膜＋一次曲げ応力強さ）を適用する。

評価結果を第2-1表に示す。貯蔵容器の二次蓋に漂流物が衝突した場合の発生応力はいずれの漂流物も許容応力を十分下回っていることから，貯蔵容器の安全機能に影響はない。

第2-1表　貯蔵建屋内で発生する漂流物の衝突荷重による圧縮応力

漂流物	重量 (t)	二次蓋部発生応力 (圧縮) (MPa)	許容応力 (MPa)
① 大物搬入口扉	7.0	0.3	
② 遮蔽扉	40	1.3	
③ ガラリ (給気口)	0.81	0.1	
合計 (①～③)	48	1.7	



第 2-1 図　貯蔵建屋鳥瞰図

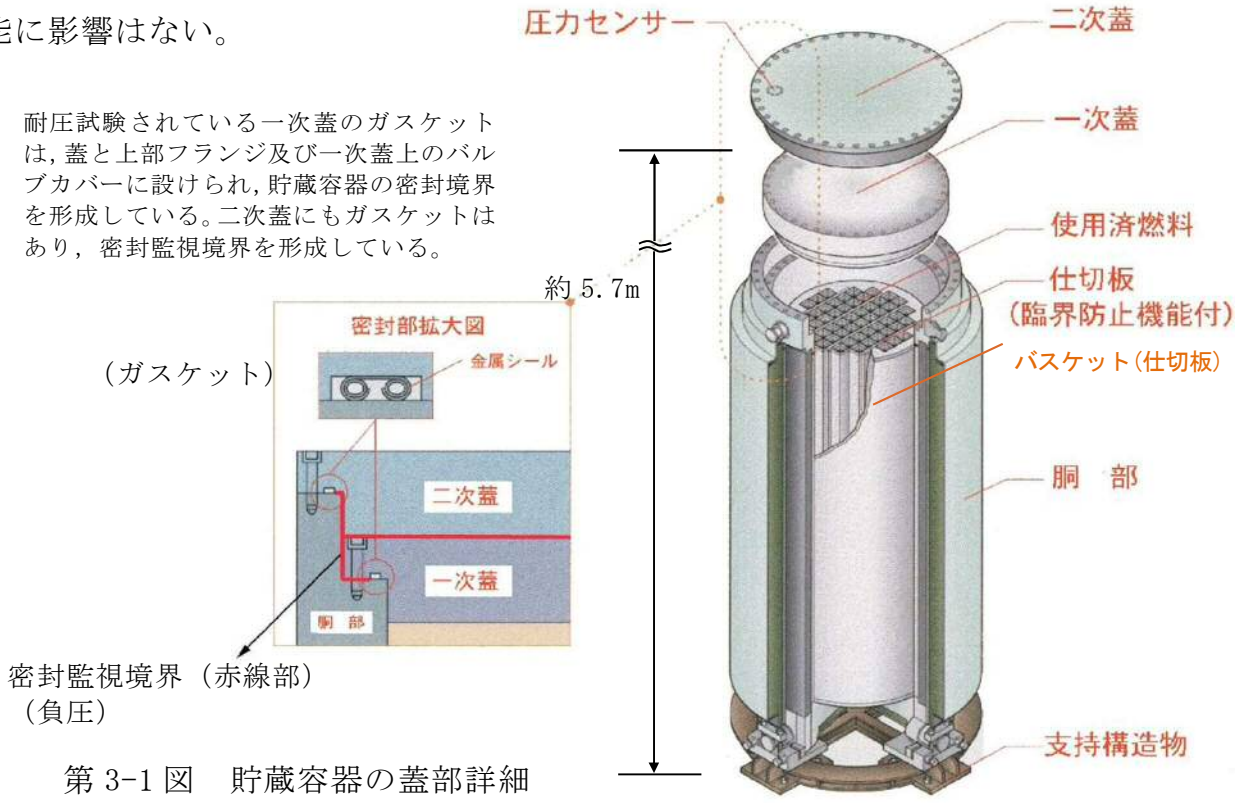
第 2-2 図　貯蔵建屋 1 階床面図

貯蔵建屋内への津波浸入時の貯蔵容器浸水による密封機能への影響

第3-1図に貯蔵容器全体と蓋部詳細を示す。

敷地遡上津波評価値に余裕を考慮した，貯蔵建屋短壁の設計浸水深6mの遡上津波が貯蔵建屋内へ浸入し，床面から6mの高さに水面を形成する場合，貯蔵容器は高さ約5.7mであるため，水没する。

貯蔵容器は，最高使用圧力1.0MPaとして内圧を高め1次蓋の耐圧試験を行い，内外圧力差1.0MPaまで耐えられることを確認しており，ガスケット部は水深約100mまで密封機能を維持できる。水没の場合は外圧のほうが高い状態だが，ガスケットにかかる応力は円周方向に垂直であることは同じであり，耐圧試験結果が適用できると考えられることから，貯蔵建屋内への津波浸入による密封機能に影響はない。



第 3-1 図　貯蔵容器の蓋部詳細

貯蔵建屋部材が外部への損壊流出物となる可能性について

給気口がある貯蔵建屋長壁面における最高浸水深は，敷地遡上津波評価値に余裕を考慮しても4mであり，給気口下端高さ4.6mより低いことから，津波は大物搬入口と床面の隙間等からゆっくりと浸水するものと考えられる。したがって，貯蔵建屋の内側から外側へ向かう方向の水の速度はほとんどないものと考えられ，貯蔵建屋で敷地遡上津波によって損壊し漂流物となった扉等の部材が外部へ流出する可能性としては，引き波によるものが考えられる。

襲来する津波により損壊した貯蔵建屋の扉等の部材は，床等に転倒した後，引き波による抗力が地面と部材との摩擦力を上回った場合，移動し流出すると考える。

貯蔵建屋内で発生する漂流物として，添付7と同様に，①大物搬入口扉，②遮蔽扉及び③ガラリ（給気口）について検討した結果，いずれも流出しにくいが，①及び③については，アクセスルートに流出した場合においても，保有している重機（ホイールローダ）を用いて撤去する等の対応により，アクセスルートを確保する。②については，厚さが貯蔵建屋からアクセスルートまでの敷地遡上津波の設計浸水深である0.4mよりも厚いこと及び金属製で海水に沈むことから，静摩擦係数を考慮すると，アクセスルートまでは移動しない。

したがって，敷地遡上津波によって貯蔵建屋部材が損壊し，外部への流出物が生じた場合でも，発生した流出物による影響はないことを確認した。